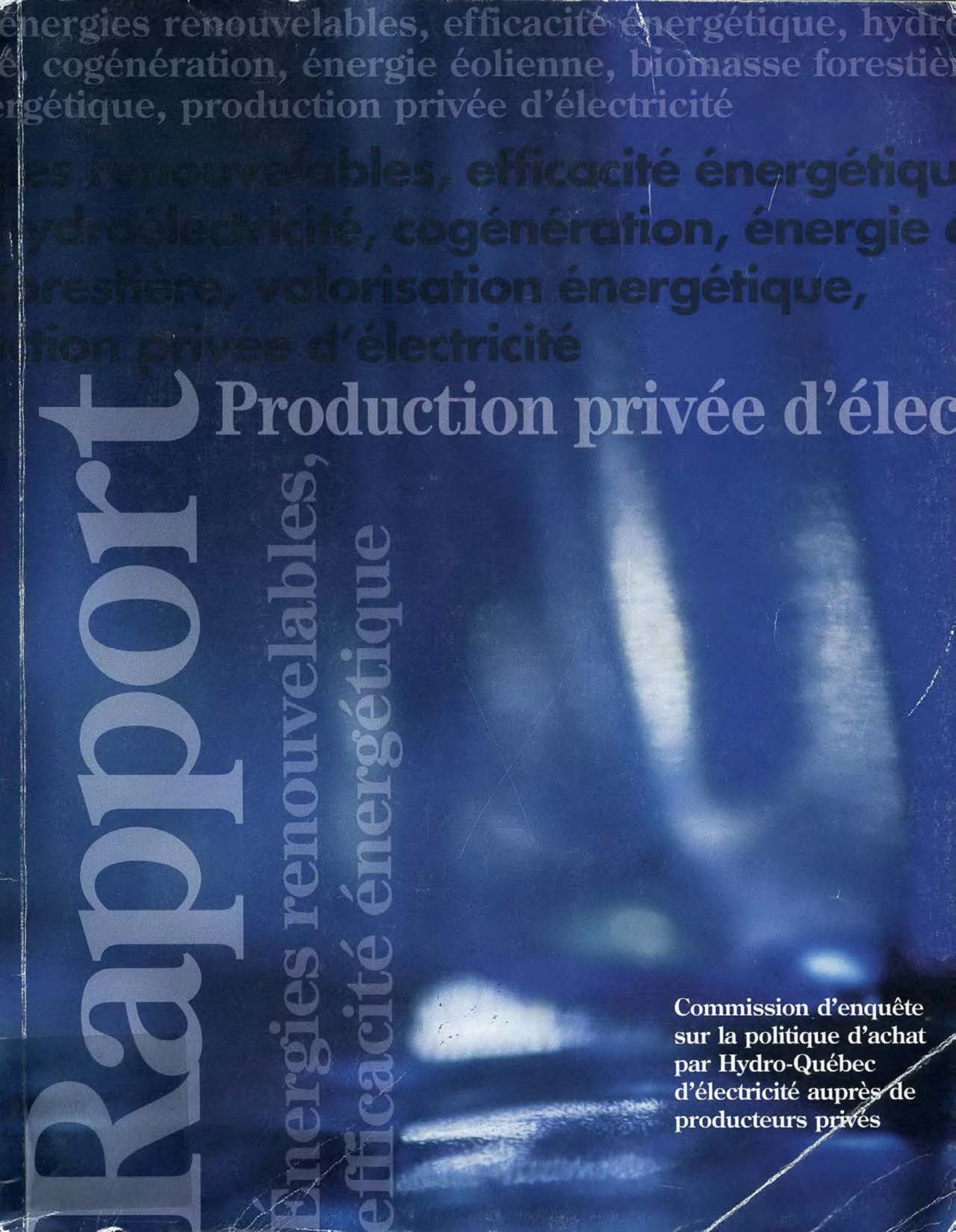
énergies renouvelables, efficacité énergétique, hydr
é, cogénération, énergie éolienne, biomasse forestièr
rgétique, production privée d'électricité

es renouvelables, efficacité énergétiqu
ydroélectricité, cogénération, énergie
restière, valorisation énergétique,
tion privée d'électricité

Rapport

Production privée d'élec

Énergies renouvelables, efficacité énergétique



Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés

Commission d'enquête
sur la politique d'achat par Hydro-Québec
d'électricité auprès de producteurs privés

Montréal, le 31 mars 1997

Monsieur Michel Carpentier,
Secrétaire général du Conseil exécutif
770, rue Sherbrooke Ouest, 4è étage
Montréal (Québec)
H3A 1G1

Monsieur le Secrétaire général,

Le 7 juin 1995, sur la recommandation du ministre des Ressources naturelles, le gouvernement prenait le décret 753-95 et constituait la Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés, conformément à l'article 1 de la Loi sur les commissions d'enquête (L.R.Q., c. C-37).

Les soussignés ont été nommés commissaires afin de conduire cette enquête et d'en faire rapport au gouvernement.

Nous avons l'honneur de présenter notre rapport.

Nous vous prions d'agréer, monsieur le Secrétaire général, l'expression de notre considération distinguée.

M. le Juge François Doyon, J.C.Q.
Président

M. Rhéal Châtelain, f.c.a.
Commissaire

/p.j.

2, Complexe Desjardins, Tour de l'Est, bureau 1817, C.P. 455, Montréal (Québec) H5B 1B5
Téléphones : (514) 873-5737, Québec (418) 644-9538 Télécopieur : (514) 873-2631

REMERCIEMENTS

La réalisation du mandat que le gouvernement a confié à la Commission n'a pu se concrétiser que grâce à la coopération et à la participation d'un très grand nombre de personnes et d'organismes.

Nos premiers remerciements vont aux organismes suivants pour l'aide qu'ils nous ont accordée aux fins de faciliter l'organisation de notre travail :

— le ministère du Conseil exécutif;

— le ministère de la Sécurité publique;

— la Société immobilière du Québec;

— la Commission des valeurs mobilières;

— la Société de développement industriel;

— le Vérificateur général du Québec.

— la Direction générale des services de communication du gouvernement du Québec.

— le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

— la Bibliothèque de l'Assemblée nationale du Québec.

La Commission désire remercier Hydro-Québec, le ministère des Ressources naturelles et le ministère de l'Environnement et de la Faune, organismes qui ont été particulièrement sollicités aux fins de lui remettre tous les documents nécessaires à l'accomplissement de son mandat.

La Commission veut, à cet égard, souligner la vigilance avec laquelle les procureurs d'Hydro-Québec et ceux du bureau du Procureur général ont répondu à ses ordonnances.

Elle tient à souligner l'intérêt soutenu d'un bon nombre de citoyens, pour la plupart regroupés dans des associations. Leur participation a été d'une grande utilité afin d'illustrer, tantôt la perception, tantôt le vécu des citoyens concernés par des projets de production privée d'électricité.

La Commission a grandement bénéficié de l'apport positif des participants et des intervenants lors des audiences publiques et à l'occasion du dépôt de leurs mémoires.

Elle a pu compter sur l'intervention rapide et efficace de certains organismes. Elle souligne ainsi sa reconnaissance envers le personnel du Service des douanes américaines en poste à Ottawa, et le United States Customs Service, Narcotics Section, (Miami) ainsi que la Direction des affaires juridiques du Service de police de la Communauté urbaine de Montréal, Justice Canada, le Service de police de la Communauté urbaine de Montréal, la Sûreté du Québec et la Gendarmerie Royale du Canada.

Enfin, la Commission tient à remercier son personnel pour le professionnalisme et le dévouement dont il a fait preuve tout au long de ses travaux.

Table des matières

Introduction

0.1		**LA COMMISSION ET SON MANDAT**	1
	0.1.1	Le contexte du mandat	1
	0.1.2	Le contenu du mandat	2
	0.1.3	L'interprétation du mandat	3
	0.1.4	La Commission	4
	0.1.5	Les Règles de procédure	5
	0.1.6	Le déroulement des travaux	7
	0.1.7	Les règles de preuve	8
	0.1.8	Les méthodes de travail	8
	0.1.9	Position de principe à l'égard du personnel de la Commission	10
	0.1.10	L'organisation du travail	12
0.2		**LA PRODUCTION PRIVÉE : LES PRINCIPAUX PROTAGONISTES**	12
	0.2.1	Hydro-Québec	12
	0.2.2	Le ministère de l'Énergie et des Ressources (MER)	17
	0.2.3	Le ministère de l'Environnement (MENVIQ)	19
	0.2.4	Le ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche (MLCP)	19
0.3		**LE CONTENU DU RAPPORT**	19

Partie I

LA PRODUCTION PRIVÉE D'ÉLECTRICITÉ : UNE IDÉE QUI ÉMERGE (LES ANNÉES 1973 À 1983)

1.1 LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE GOUVERNEMENTALE ET LES ANNÉES 1978 À 1981 21

1.1.1 Les objectifs 21
1.1.2 Les petites rivières 22
1.1.3 Le gouvernement veut qu'Hydro-Québec s'intéresse aussi aux petites rivières et aux petites centrales 26

1.2 LA PÉRIODE 1981 À 1983 33

1.2.1 Le contexte énergétique 33
1.2.2 L'évolution du dossier au MER : un virage 33
1.2.3 L'idée d'une implication du secteur privé émerge 35
1.2.4 Rencontre MER/Hydro-Québec 36
1.2.5 La situation évolue peu entre 1981 et 1983 38
1.2.6 Hydro-Québec affecte un groupe de travail à l'étude spécifique des petites centrales 38
1.2.7 Constat 39

Partie II

UNE IDÉE QUI ÉVOLUE (LES ANNÉES 1983 À 1988)

2.1 LE DOSSIER DES PETITES CENTRALES À HYDRO-QUÉBEC DE 1983 À 1987 41

2.1.1 Le rapport interne du 30 septembre 1985 : Hydro-Québec fait son lit 41
2.1.2 La politique d'achat d'Hydro-Québec et le tarif au coeur des discussions : les interventions du MER et de tiers 48

2.2 LE DOSSIER DES PETITES CENTRALES AU MER DE 1983 À 1988 53

2.2.1 1983-1985 : un dossier mis en veilleuse que réanime un promoteur et ses conseillers 53

2.2.2 1986-1988 : le dossier se réactive et le MER fait le point 57

2.3 LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE GOUVERNEMENTALE DE 1988 ET LES PETITES CENTRALES 63

2.3.1 Les petites centrales : considérations énergétiques 63

2.3.2 Les petites centrales : perspectives socio-économiques 68

2.4 LA NAISSANCE DE LA PRODUCTION PRIVÉE : PAR QUI ET POURQUOI? 73

2.4.1 Mesure de l'intérêt d'Hydro-Québec : une décision autonome et rationnelle 74

2.4.2 L'autonomie d'Hydro-Québec face au MER 79

Partie III

UNE IDÉE QUI SE CONCRÉTISE (LES ANNÉES 1988 À 1991)

3.1 LES PRINCIPAUX OUTILS 86

3.1.1 La politique d'achat d'Hydro-Québec du 18 février 1987 86

3.1.2 La première grille tarifaire du 18 novembre 1987 88

3.1.3 Le programme gouvernemental de petites centrales du 12 septembre 1990 : la politique concernant l'octroi et l'exploitation des forces hydrauliques du domaine public pour les centrales hydroélectriques de 25 MW et moins 91

3.1.4 La procédure d'appel d'offres : l'appel public de propositions 98

3.1.5 Les ententes administratives 100

3.1.6 L'APR-91 : l'appel de propositions restreint lancé

		par Hydro-Québec en avril 1991	105
3.2		**LA COGÉNÉRATION**	110
	3.2.1	Un nombre insuffisant de projets hydrauliques	110
	3.2.2	Le MER veut développer la filière de la cogénération	110
	3.2.3	Hydro-Québec envisage la cogénération	117

Partie IV

LA JUSTIFICATION ÉNERGÉTIQUE

4.1		**LE PROCESSUS DE PLANIFICATION**	121
	4.1.1	La planification d'Hydro-Québec	123
	4.1.2	La méthode de planification intégrée des ressources	142
4.2		**L'ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE DE 1978 À 1995**	146
	4.2.1	La situation énergétique de 1978 à 1990	146
	4.2.2	La situation énergétique de 1991	154
	4.2.3	L'évolution de la situation énergétique de 1992 à 1995	159
4.3		**ANALYSE**	166
	4.3.1	L'existence d'un besoin anticipé	168
	4.3.2	L'origine du besoin	169
4.4		**LA PRODUCTION PRIVÉE : UNE SOLUTIO RAISONNABLE AU BESOIN ANTICIPÉ?**	181
	4.4.1	Y avait-il d'autres alternatives?	182
	4.4.2	Les importatio	183
	4.4.3	Les économies nergie et l'efficacité énergétique	184

Partie V

L'OPPORTUNITÉ ÉCONOMIQUE

5.1		**LES COMPOSANTES DU TARIF**	193
	5.1.1	Les coûts marginaux	194
	5.1.2	Les coûts économiques de fourniture	197
	5.1.3	Les coûts évités	197
	5.1.4	L'établissement des grilles tarifaires	198
	5.1.5	Septembre 1992 : le vice caché des coûts évités	207
	5.1.6	Changement de cap en 1993 : validation de l'indicateur Grande Baleine	213
5.2		**LE RESPECT DU PRINCIPE DE NEUTRALITÉ TARIFAIRE**	215
	5.2.1	L'applicabilité du concept de neutralité tarifaire et des coûts évités	215
	5.2.2	La transparence de la gestion	222
	5.2.3	Les coûts de transport et le tarif à moyenne tension : certains paiements excédentaires	225
5.3		**LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES**	228
	5.3.1	Le développement économique régional et la création d'emplois	229
	5.3.2	L'intérêt financier du gouvernement en terme de taxes, redevances et prix de cession	239
5.4		**L'IMPACT DE LA PRODUCTION PRIVÉE SUR LES RÉSULTATS FINANCIERS D'HYDRO-QUÉBEC**	244
	5.4.1	Les contrats à partage de risques et le lien avec la source de l'électricité	246
	5.4.2	La note du 19 novembre 1993 : un lien entre la production privée et les ventes excédentaires à l'exportation	247

5.4.3 L'évaluation du prix d'achat: en période de surplus, la production privée augmente les ventes sur le marché excédentaire 248
5.4.4 Les achats de production privée et les ventes sur les marchés excédentaires à l'exportation 250

5.5 LA RENTABILITÉ DES PETITES CENTRALES POUR LES PROMOTEURS 255

5.5.1 La position de l'APPHQ 256
5.5.2 La position de M. Denis [illegible]and 260

Partie VI

MISE EN OEUVRE DE L'APR-91

6.1 LE LANCEMENT DE L'APR : 3 AVRIL 1991 266

6.1.1 Le contexte de son élaboration 266
6.1.2 La nouvelle stratégie d'achat d'avril 1991 267

6.2 LES MODALITÉS D'APPLICATION 268

6.2.1 Le traitement juridique 268
6.2.2 Le traitement économique 278

6.3 LA GESTION DE L'APR 286

6.3.1 Les différentes phases 286
6.3.2 Les taux de succès et leur impact 290

6.4 LA CLAUSE DE RETRAIT 297

6.4.1 L'idée d'une clause de retrait 297
6.4.2 Le contenu de la clause de retrait 303
6.4.3 L'inclusion de la clause de retrait 304
6.4.4 L'exercice de la clause de retrait 309

6.4.5 Le remboursement des dépenses aux promoteurs des projets d'Alma, Windsor et Hull 315

Partie VII

L'EXAMEN DE DIVERS PROJETS : DES ÉCHECS DANS LA MISE EN OEUVRE DE LA POLITIQUE D'ACHAT, DES CORRECTIFS À APPORTER ET UN COÛT SOCIAL À SUPPORTER

7.1 DES EXEMPLES CONCRETS ET DES CORRECTIFS À APPORTER 339

7.1.1 Chambly 339
7.1.2 St-Raphaël-de-Bellechasse 350
7.1.3 Arthurville (Rivière du Sud) 353
7.1.4 T.D. Bouchard (St-Hyacinthe) 356
7.1.5 Centrale Joey Tannenbaum (Coulonge) 367
7.1.6 Hydro-Windsor 373
7.1.7 Sainte-Brigitte-des-Saults 383
7.1.8 Winneway (Belleterre) 394
7.1.9 Val-Jalbert 416
7.1.10 Buckingham Upper Falls 423
7.1.11 Montmagny 431
7.1.12 Ripon 433
7.1.13 Donohue, St-Félicien 435
7.1.14 Cogénération Kruger à Trois-Rivières 441
7.1.15 Indeck-Hull 449
7.1.16 Société de Cogénération Kingsey enr. 450
7.1.17 Sainte-Anne-des-Plaines (Secure Energy Technologies) 452
7.1.18 Centre d'énergie de Franklin 454

7.2 UN COÛT SOCIAL À SUPPORTER 462

7.2.1 La mise en oeuvre de la politique d'octroi : préparation précipitée et insuffisante du MER 462
7.2.2 Les impacts environnementaux 467
7.2.3 Le processus de consultation public 487
7.2.4 Procédures et mécanismes de contrôle 489

Partie VIII

DIVERSES ALLÉGATIONS

8.1 LES ORGANISMES AYANT COLLABORÉ AVEC LA COMMISSION ET LES PRINCIPAUX DOCUMENTS QUI ONT ÉTÉ ANALYSÉS 495

8.1.1 Le service de police de la Communauté urbaine de Montréal 495
8.1.2 La Sûreté du Québec 498
8.1.3 La Gendarmerie Royale du Canada 498
8.1.4 United States Customs Service 499
8.1.5 Documents judiciaires suisses 499
8.1.6 *Le Rapport anonyme* et la *Note au sujet d'Hydro-Québec* 500
8.1.7 Le rapport du ministère des Ressources naturelles du 31 mai 1995 et celui d'Hydro-Québec du 6 juin 1995 506

8.2 **DIVERSES ALLÉGATIONS** 506

8.2.1 Octroi par le gouvernement de 22 sites publics sans appel d'offres 507
8.2.2 Corruption et ristournes secrètes 515
8.2.3 Recyclage de produits de la criminalité (blanchiment d'argent) 531
8.2.4 Novembre et décembre 1993 : la signature de plusieurs contrats par Hydro-Québec 542
8.2.5 Autres interventions de nature diverse 549
8.2.6 Réfection d'ouvrages par Hydro-Québec avant de les céder aux promoteurs 552
8.2.7 Conflits d'intérêts 554

8.2.8 Mont-Laurier et la vente d'une centrale par une société publique 581
8.2.9 RSP I, II et III 584

Partie IX

CONCLUSIONS

9.1 **LA PRODUCTION PRIVÉE D'ÉLECTRICITÉ : DOUZE ANS DE RÉFLEXION** 587

9.2 **LA JUSTIFICATION ÉNERGÉTIQUE : UN BESOIN ANTICIPÉ DE FAÇON RAISONNABLE** 590

9.3 **L'OPPORTUNITÉ ÉCONOMIQUE : UNE APPROCHE À RÉVISER** 591

9.4 **DES ERREURS DANS L'ÉLABORATION ET LA MISE EN OEUVRE DE LA POLITIQUE** 593

Partie X

RECOMMANDATIONS 597

INTRODUCTION

0.1 LA COMMISSION ET SON MANDAT

La Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés (la Commission) a examiné la politique en vertu de laquelle Hydro-Québec achetait de l'électricité produite par des petites centrales de propriété privée. Dans ce contexte, une petite centrale signifiait une centrale hydroélectrique ayant une capacité de production égale ou inférieure à 25 MW ou toute installation produisant de l'électricité à partir d'autres sources, sans égard, cette fois-ci, à la capacité de production. L'électricité ainsi produite par le secteur privé devait ensuite être achetée par Hydro-Québec selon un protocole contractuel généralement préétabli. L'application de cette politique d'achat nécessitait parfois, avec la participation du ministère de l'Énergie et des Ressources (MER), la mise en disponibilité de sites hydrauliques au profit de producteurs privés.

0.1.1 LE CONTEXTE DU MANDAT

La Commission a été constituée le 7 juin 1995 par le décret gouvernemental n° 753-95. Selon le *Journal des débats*[1], la décision de constituer la Commission avait cependant été prise au préalable, le matin du 31 mai 1995, après que le gouvernement et l'Opposition officielle aient débattu l'existence de rapports policiers et d'autres

1. Assemblée nationale, 1ère session, 35ième Législature, 31 mai 1995, p. 3151.

documents questionnant l'intégrité du processus de mise en oeuvre de la politique d'achat.

Ce débat avait commencé la veille, soit le 30 mai 1995. L'Opposition officielle interrogeait alors le gouvernement sur la nature des faits allégués dans ces rapports et la procédure suivie par celui-ci pour en vérifier la véracité. Le gouvernement faisait valoir que certains renseignements avaient été obtenus auprès de sources policières et d'autres, auprès de sources politiques.

Au soir du 30 mai 1995, qualifiant la situation de *« potentiellement très grave »*, le gouvernement s'interrogeait sur les moyens à prendre : remettre la cause à un corps policier ou procéder à une enquête publique?

Le lendemain, 31 mai 1995, la décision était prise. Elle fut annoncée par le premier ministre qui confirma à l'Assemblée nationale qu'il y aurait enquête publique; le mandat de la Commission serait circonscrit au cours des jours suivants.

0.1.2 LE CONTENU DU MANDAT

Selon les termes du décret constitutif, le mandat de la Commission consistait à :

a) examiner la justification énergétique et l'opportunité économique de la politique d'achat d'électricité par Hydro-Québec auprès de producteurs privés pour satisfaire ses besoins en énergie électrique;

b) examiner si, dans la mise en oeuvre de cette politique, Hydro-Québec, les ministères et organismes publics, les dirigeants ou mandataires de ceux-ci que les tiers ont agi dans le respect des lois, des décrets, des règlements et directives, des normes d'éthique et des pratiques de saine gestion;

c) faire au gouvernement toutes recommandations appropriées sur ces matières.

Ainsi, la Commission devait se demander notamment, dans un premier temps, si l'adoption de la politique d'achat répondait à la prévision d'un besoin énergétique et si, telle que conçue, cette

politique constituait un coût économique opportun ou plutôt préjudiciable à la santé financière de la société d'État.

Dans un second temps, la Commission devait se pencher sur l'intégrité du processus de mise en oeuvre de la politique d'achat au regard des diverses lois, règlements et autres normes touchées par son application.

D'abord fixée au 31 décembre 1995, la date de remise du rapport de la Commission fut ensuite reportée par le gouvernement, à la demande de la Commission, au 31 mars 1997.

0.1.3 L'INTERPRÉTATION DU MANDAT

Le libellé du mandat de la Commission, notamment par l'emploi des expressions *justification énergétique* et *opportunité économique*, pouvait prêter flanc à interprétation. De fait, dès le début des audiences publiques, la Commission exprimait publiquement sa compréhension du mandat[2]. De plus, une nouvelle problématique a été soulevée en cours de travaux, le débat a eu lieu et la Commission a dû préciser davantage, le 21 février 1996, les limites de son mandat[3].

Dès lors, la Commission a décidé qu'elle devait examiner l'existence d'un besoin anticipé en électricité pour se prononcer sur la justification énergétique de la politique d'achat. Sans juger du bien-fondé de la méthode de planification utilisée par Hydro-Québec, ni évaluer la pertinence d'y inclure ou non certains facteurs, la Commission a dû vérifier si la détermination de cette méthode et de son utilisation dans le contexte de la production privée n'ont pas dérogé de façon manifestement déraisonnable aux règles de l'art dans le domaine.

Il est vite apparu que les deux concepts, *justification énergétique* et *opportunité économique* étaient intimement liés, du moins dans leur utilisation. En effet, la satisfaction des besoins en électricité de la clientèle doit se faire à l'avantage de la collectivité, ce qui fait de l'opportunité économique une considération fondamentale de l'exercice de planification.

---

2. Voir la déclaration d'ouverture du 5 octobre 1995, en annexe à ce rapport.
3. Voir la décision rendue le 21 février 1996, en annexe à ce rapport.

La Commission a estimé qu'une évaluation juste de l'opportunité économique l'autorisait à analyser si le recours au secteur privé constituait une option raisonnable. La Commission s'est donc assurée qu'Hydro-Québec avait considéré des options et des combinaisons d'options autres que celle de la production privée. Néanmoins, elle a considéré que son mandat ne lui permettait pas de se prononcer sur la valeur intrinsèque ou relative des diverses options. En effet, l'ensemble des raisons motivant le choix d'une option, en l'espèce celle de la production privée, peut relever de considérations discrétionnaires d'Hydro-Québec, discrétion à laquelle la Commission n'a jamais entendu se substituer. Conséquemment, la Commission s'est demandé si les caractéristiques de la production privée répondaient adéquatement à la nature et à l'ampleur du besoin tel qu'identifié entre 1985 et 1995, donc s'il s'agissait d'un choix raisonnable, sans devoir nécessairement conclure, le cas échéant, que l'option *production privée* était ou non le meilleur choix.

L'examen de la mise en oeuvre impliquait l'étude des processus décisionnels ayant mené Hydro-Québec et le ministère de l'Énergie et des Ressources (MER) à concevoir, préparer et appliquer la politique d'achat pour en vérifier la conformité légale et réglementaire. La Commission a estimé également de son devoir de vérifier le bien-fondé d'allégations attaquant, entre autres, la transparence du processus d'octroi des sites hydrauliques et l'intégrité tant professionnelle que morale de certains dirigeants de l'époque concernée.

0.1.4 LA COMMISSION

Le décret constitutif de la Commission nommait trois commissaires. L'un d'eux, M. Jean Guérin, a démissionné après cinq mois de travail. Les travaux de la Commission ont donc été menés sous la présidence de Monsieur le juge François Doyon, juge à la Cour du Québec, avec le concours de M. Rhéal Châtelain, ex-vérificateur général du Québec.

La Commission était régie par la *Loi sur les Commissions d'enquête*[4], et l'article 7 de la loi stipule que :

---

4. L.R.Q. c. C-37.

« les commissaires peuvent, par tous les moyens légaux qu'ils jugent les meilleurs, s'enquérir des choses dont l'investigation leur a été déférée... »

La Commission a précisé publiquement, le 5 septembre 1995, que l'examen d'une activité susceptible de constituer, ultérieurement, le fondement d'une accusation criminelle, était de la compétence de la Commission pourvu que, d'une part, cette activité soit sous la juridiction provinciale et relève de son mandat et que, d'autre part, son examen soit accessoire au sujet de l'enquête et se révèle nécessaire à ses fins[5]. Ces principes furent repris dans le cadre de la déclaration d'ouverture des audiences publiques.

0.1.5 LES RÈGLES DE PROCÉDURE

Après consultation auprès de personnes intéressées, des Règles de procédure ont été adoptées par la Commission le 18 septembre 1995[6]. Elles concernent principalement les points suivants :

0.1.5.1 LE STATUT DES PERSONNES OU ORGANISMES INTÉRESSÉS

Le statut de participant : l'existence d'un intérêt à agir à ce titre était un préalable à s'en faire conférer le statut. La Commission a également considéré l'apport qualitatif que les personnes ou organismes demandant à avoir le statut de participant pouvait représenter dans le cadre de ses réflexions. Ce statut permettait aux participants d'interroger et de contre-interroger les témoins, de demander la convocation de témoins et la production de documents et enfin, de déposer un mémoire écrit de même que, sur autorisation de la Commission, de soumettre des observations verbales.

Le statut d'intervenant : l'intérêt de l'intervenant étant différent, son statut lui conférait uniquement le droit de présenter un mémoire écrit et également, sur autorisation de la Commission, de soumettre des observations verbales.

À l'occasion, et de façon ponctuelle, la Commission a autorisé des personnes intéressées à un volet particulier de l'enquête à interroger

---

5. Voir la déclaration de principes du 5 septembre 1995, en annexe à ce rapport.

6. Voir les Règles de procédure, en annexe à ce rapport.

des témoins. Enfin, la Commission s'est réservé le droit de révoquer ou de modifier en tout temps les statuts accordés. Dans les faits, elle n'a pas eu à exercer ce droit[7].

0.1.5.2 LE CARACTÈRE PUBLIC DES AUDIENCES

Toutes les audiences ont été publiques sauf lors de cinq audiences où le huis clos a été jugé nécessaire conformément à l'article 8(1) des Règles de procédure :

« Les audiences de la Commission sont publiques sauf si celle-ci juge qu'il est nécessaire, dans l'intérêt public ou dans l'intérêt de son enquête ou pour agir de façon équitable ou pour protéger des renseignements de nature confidentielle ou pour toute autre cause suffisante, de les tenir à huis clos. »

L'ordonnance de huis clos émise à l'égard des cinq audiences a été levée le 19 novembre 1996 et la preuve produite à ces occasions a été rendue publique[8].

0.1.5.3 LA COUVERTURE MÉDIATIQUE

L'enregistrement magnétoscopique et sonore des audiences a été autorisé pendant les séances de la Commission, à la condition qu'il n'y ait pas plus de deux caméras et qu'on n'y ajoute aucun éclairage supplémentaire. La Commission se réservait le droit de mettre fin aux enregistrements pour des raisons d'intérêt public.

0.1.5.4 L'ACCESSIBILITÉ AUX DOCUMENTS DÉTENUS PAR LA COMMISSION

Le 5 octobre 1995, la Commission rendait une ordonnance générale de non-divulgation concernant tous les documents et renseignements en sa possession. Puis, le 1er novembre 1995, elle autorisait les participants à prendre connaissance, à la seule fin d'une préparation adéquate aux audiences, de tous les documents obtenus par ordonnance, mais n'ayant pas fait l'objet d'une demande de confidentialité.

---

7. Voir les Règles de procédure, articles 2 à 7 et 13, en annexe à ce rapport.

8. Voir la décision rendue le 19 novembre 1996, en annexe à ce rapport.

Le participant n'avait accès aux documents que s'il s'engageait, par écrit, à n'utiliser les renseignements qu'ils contenaient qu'aux fins de l'enquête et à n'en tirer aucune copie tant et aussi longtemps qu'ils n'auraient pas été produits lors d'une audience publique.

0.1.5.5 LES TÉMOIGNAGES ET LA PREUVE DOCUMENTAIRE

Qu'il s'agisse d'un avocat de la Commission ou d'un participant ayant obtenu l'assignation d'un témoin, la règle était de remettre la liste des documents devant être produits par le témoin et ce, afin que chacun puisse les consulter, au moins cinq jours avant leur production. L'application de cette norme a néanmoins subi quelques assouplissements de part et d'autre, sans préjudice pour quiconque toutefois. Toute personne pouvait par la suite consulter les documents produits lors des audiences publiques.

Quiconque pouvait, en tout temps, consulter une copie des témoignages, dès leur dépôt au greffe de la Commission.

0.1.6 LE DÉROULEMENT DES TRAVAUX

Après avoir identifié les principaux sujets d'intérêt, la Commission a établi un plan de travail en quatre phases.

Si l'ordre logique de ces étapes a été respecté, les échéances ont dû être modifiées. En effet, la complexité et l'ampleur du travail conjuguées aux aléas inhérents à tout processus d'enquête ont fait nécessité. C'est la raison pour laquelle la Commission a dû solliciter une prolongation de son mandat.

Au cours de la première phase, la Commission a déterminé le statut des diverses personnes ou organismes intéressés et a entendu certaines requêtes préliminaires. La seconde phase fut consacrée à l'examen de la justification énergétique et de l'opportunité économique de la politique d'achat. L'examen de la mise en oeuvre de la politique d'achat a fait l'objet de la troisième phase qui s'est terminée le 17 décembre 1996. Enfin, la dernière phase permit le dépôt, le 30 janvier 1997, de mémoires écrits.

Au cours de 161 jours d'audience publique, la Commission a entendu 157 témoins et a reçu en preuve plus de 1 280 pièces[9].

0.1.7 LES RÈGLES DE PREUVE

Les objections ont été tranchées par le président de la Commission au regard des règles d'équité procédurale et de justice fondamentale ainsi que dans le respect des droits individuels tels que considérés et interprétés dans le contexte particulier des audiences d'une commission d'enquête publique. C'est d'ailleurs ce même cadre, distinct d'un procès, qui a autorisé la Commission à adopter une conception plus souple des strictes règles de recevabilité de la preuve lui permettant, notamment, d'écarter toute règle ou toute exigence lorsque l'équité ou les fins de la justice l'exigeaient[10]. Elle a, à cet égard, statué sur ces questions en fonction de la pertinence de la preuve présentée, de sa valeur probante et de son effet préjudiciable. Le ouï-dire a donc pu, à l'occasion, être accepté.

0.1.8 LES MÉTHODES DE TRAVAIL

La Commission a pu compter sur la collaboration de diverses équipes de travail[11].

0.1.8.1 LES AVOCATS DE LA COMMISSION

Trois avocats ont assumé la direction des enquêtes de la Commission. Me Richard E. Shadley, c.r., a été l'avocat et conseiller juridique principal de la Commission; il était assisté de Mes P. Claude Laporte et Jean Villeneuve.

Les avocats de la Commission ont eu la responsabilité de l'examen des dossiers ainsi que du déroulement et de la coordination des enquêtes. Le choix des sujets devant se décider en fonction de l'interprétation du mandat, les avocats en ont traité avec les

---

9. Voir la liste des témoins et des pièces en annexe à ce rapport.
10. Règles de procédure, article 33.
11. L'une des annexes à ce rapport résume les *curriculum vitæ* des collaborateurs de la Commission, indiquant leurs champs de compétence respectifs.

commissaires. C'est pour assurer l'impartialité du processus et la neutralité des avocats de la Commission que ceux-ci n'ont pas participé à la rédaction du rapport, ni n'ont présenté de mémoire écrit ou d'observations verbales dans le cadre de la quatrième phase des travaux de la Commission.

Aux fins spécifiques de la rédaction du rapport final, les commissaires ont requis la présence d'une conseillère juridique, M[e] Anne Mailfait.

0.1.8.2 LES ENQUÊTEURS

La Commission a bénéficié des services de trois enquêteurs, ex-membres de la Sûreté du Québec ou du Service de police de la Communauté urbaine de Montréal (SPCUM).

Responsables de l'enquête dans des dossiers spécifiques, MM. Laurent Lemieux, Rock Grégoire et Gaétan Saint-Martin identifiaient et rencontraient les témoins, parfois en présence de l'avocat de la Commission responsable du dossier, et examinaient les documents pertinents. Ils en rendaient compte par la suite aux avocats.

0.1.8.3 LES EXPERTS ET LES CONSEILLERS

La Commission a eu recours aux services de spécialistes dans les domaines de l'énergie, de l'économie, du droit et de la comptabilité afin d'effectuer le travail d'analyse requis par ses travaux.

L'équipe permanente au sein de la Commission

L'équipe permanente d'experts regroupait M[me] Monique Rouleau, MM. Jean-Guy Laliberté, Guy Ferland et Charles Arends, comptables agréés, M. Joseph Baladi, ingénieur, et M. Simon Garneau, économiste.

Les ressources externes

Dans certains cas particuliers, la Commission a fait appel aux services de conseillers qui ont agi de façon *ad hoc*.

Ainsi, le cabinet d'avocats Dunton, Rainville, Toupin, Perrault, Beaupré a conseillé la Commission en droit civil, commercial et administratif.

Le cabinet de comptables agréés Caissie Beaudoin a été consulté dans le cadre de l'examen du remboursement de certaines dépenses à des promoteurs.

M. Denis Durand, associé principal de la firme de conseillers en placements Jarislowsky Fraser et Compagnie Ltée, a produit un rapport étudiant la rentabilité des petites centrales hydroélectriques.

M. Jean-Thomas Bernard, économiste, a été consulté par la Commission relativement à la planification d'Hydro-Québec.

Enfin, la participation de M. Joseph A. Doucet, spécialiste en matières énergétiques, s'est exercée à deux niveaux. En premier lieu, il a guidé les commissaires lors de l'établissement de la liste des sujets et des thèmes à examiner en rapport avec la justification énergétique et l'opportunité économique de la politique d'achat. Il a, en second lieu, conseillé la Commission dans divers domaines reliés à l'énergie.

0.1.8.4 LE PERSONNEL ADMINISTRATIF

Dirigé et coordonné par le Secrétaire de la Commission, M. Yvon Houle, le personnel administratif se composait de trois secrétaires, un adjoint administratif, un agent de bureau, une greffière et un constable spécial.

0.1.8.5 LA RESPONSABLE DES COMMUNICATIONS

Dès le début de ses travaux la Commission a pu compter sur les services de M^me^ Francine Laberge, responsable des communications et des relations avec la presse, afin d'assurer notamment un contact constant avec les médias.

0.1.9 POSITION DE PRINCIPE À L'ÉGARD DU PERSONNEL DE LA COMMISSION

L'histoire du droit canadien a été témoin d'erreurs judiciaires causées par un processus d'enquête déficient au cours duquel l'enquêteur s'est formé une opinion dès le début de ses recherches et s'est limité, par la suite, à tenter de la confirmer. Une telle attitude poussera irrémédiablement l'enquêteur à ignorer,

consciemment ou non, des éléments de preuve susceptibles de contredire son hypothèse et à échafauder sa preuve uniquement en fonction de cette hypothèse.

Il est donc essentiel que tout processus d'enquête soit astreint à faire preuve d'ouverture, à recueillir et à colliger les éléments d'information sans rechercher inexorablement à confirmer une opinion. L'enquêteur doit en ce sens faire preuve d'impartialité au cours de l'examen de la preuve.

Si une telle impartialité est essentielle à toute cause, elle doit se manifester d'autant plus lorsque le processus d'enquête est public. Premièrement, parce que l'enquête publique permet la diffusion immédiate des informations obtenues, ce qui est susceptible, dans l'hypothèse où l'enquête ne chercherait qu'à confirmer un point de vue, d'entacher irrémédiablement et injustement des réputations. Deuxièmement, parce que la Charte des droits et libertés de la personne (L.R.Q. chapitre C-12), par ses articles 23 et 56, a prévu spécifiquement, pour les mêmes raisons, qu'une commission d'enquête ne doit pas être *préjugée*.

Plusieurs personnes s'étaient formé une opinion à l'égard de la production privée d'électricité avant le déclenchement de cette commission d'enquête; cela est tout à fait compréhensible et la Commission ne leur en tient pas rigueur. Toutefois, il est possible qu'une personne s'étant formé une telle opinion ignore, délibérément ou non, certains éléments de preuve pouvant la contredire.

C'est en respectant l'esprit de ces principes que la Commission a décidé de ne pas avoir recours, parmi son personnel, à des personnes susceptibles de s'être formé une opinion tranchée favorable ou défavorable à la production privée d'électricité. Par ailleurs, le personnel recruté par la Commission a reçu instruction de rencontrer, aussi souvent que cela s'avérait nécessaire, toutes les personnes pouvant être en mesure de lui transmettre de l'information, sans égard à l'opinion de ces personnes. De nombreuses rencontres ont donc eu lieu, dans le cadre d'un processus de cueillette d'informations, entre les enquêteurs de la Commission et ces diverses personnes.

0.1.10 L'ORGANISATION DU TRAVAIL

0.1.10.1 LES PREMIERS DOCUMENTS DE TRAVAIL

Le décret constitutif du 7 juin 1995 et la déclaration publique du 8 juin 1995 du ministre des Ressources naturelles, M. François Gendron, ont constitué les premiers documents de travail de la Commission.

Dès le 14 juin 1995, la Commission émettait une ordonnance requérant du ministère des Ressources naturelles (MRN) le dépôt de rapports particuliers produits par le Ministère le 31 mai 1995 et par Hydro-Québec le 6 juin 1995. La Commission demandait également, à la même date, au ministère des Affaires municipales, de lui transmettre un document intitulé *Note au sujet d'Hydro-Québec* ainsi qu'un rapport que l'on qualifiera plus tard de *Rapport anonyme*.

0.1.10.2 LES ORDONNANCES SUBSÉQUENTES

D'autres ordonnances, visant le dépôt de documents, ont été émises, notamment, les 6 juillet, 8 août et 1er novembre 1995 ainsi qu'à d'autres moments selon les besoins de la Commission. Les principaux destinataires en ont été, outre Hydro-Québec et le MRN, le ministère de l'Environnement et de la Faune (MEF), le ministère de l'Industrie et du Commerce, certaines municipalités et l'entreprise Bell Canada. De nombreux documents ont été ainsi requis par la Commission dans le cadre de ses travaux.

0.2 LA PRODUCTION PRIVÉE : LES PRINCIPAUX PROTAGONISTES

L'élaboration et la mise en oeuvre de la politique d'achat d'Hydro-Québec ont requis l'intervention de nombreux acteurs. Il est nécessaire, pour les fins de ce rapport, d'identifier les principaux acteurs publics et de déterminer leurs champs de responsabilité en rapport avec la production privée d'électricité.

0.2.1 HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec est une corporation créée sous le nom *Commission hydroélectrique du Québec* et qui, depuis le 1er octobre 1978, est désignée sous le seul nom d'Hydro-Québec.

0.2.1.1 LES PREMIERS PAS D'HYDRO-QUÉBEC

Constituée en 1944, Hydro-Québec répondait à une volonté gouvernementale de prise de contrôle du développement des ressources hydrauliques québécoises. Jusqu'en 1950 Hydro-Québec exploita la centrale Beauharnois (400 MW)[12], Les Cèdres (162 MW), Chambly (8 MW) et Rivière-des-Prairies (45 MW). Parallèlement à cette exploitation publique, demeurèrent 46 coopératives d'électricité, 40 compagnies privées dont 10 n'étaient que des distributeurs et enfin, 30 réseaux municipaux dont un seul, Sherbrooke, produisait et distribuait.

De 1950 à 1960, Hydro-Québec consacra ses efforts vers les régions éloignées. Au début des années 60, la construction de la centrale de Tracy était terminée. C'est l'époque où Hydro-Québec s'orientait davantage vers l'exploitation de grands cours d'eau (Manic, Outardes, Churchill, Baie James). Ces orientations firent l'objet, à l'automne 1962, d'une *élection référendaire* dont l'enjeu ultime touchait le mandat même d'Hydro-Québec. Il s'agissait d'un mandat d'exclusivité de transport de l'électricité et d'exploitation des ressources non aménagées afin d'assurer une uniformisation des tarifs sur tout le territoire du Québec. Ceci mena à une deuxième phase d'expansion d'Hydro-Québec qui, en 1962, possédait le tiers de la puissance installée au Québec qui était alors de 10 000 MW. La nationalisation visait d'une part à rendre la ressource disponible là où le secteur privé avait été réticent, et à uniformiser les tarifs et d'autre part à planifier le développement des ressources hydrauliques par la mainmise sur l'ensemble du marché.

Lors de cette nationalisation, les producteurs-distributeurs privés possédaient également un tiers de la production d'électricité au Québec et les autoproducteurs, dont la compagnie Alcan, possédaient l'autre tiers. Toutefois, le développement des ressources hydrauliques étant devenu l'apanage d'Hydro-Québec, la portion des autoproducteurs s'est réduite, de sorte qu'aujourd'hui cette production ne représente que 10 %. Ces autoproducteurs sont des industries qui produisent pour leur propre consommation et qui revendent leur éventuel surplus soit à d'autres entreprises indus-

---

12. 1 000 W = 1 kW et 1 000 kW = 1 MW

trie[illegible]es, soit aux municipalités, soit à Hydro-Québec. Ils ont survécu à la vague de la nationalisation de 1962 en raison, notamment, de la visibilité internationale que certains d'entre eux possédaient et de l'impact très relatif que leur production avait sur la tarification. Enfin, certains réseaux municipaux assumaient la distribution de l'électricité pour leurs contribuables dont ils étaient les créanciers. Aujourd'hui, il ne demeure qu'une coopérative distributrice d'électricité, huit réseaux municipaux distributeurs et un réseau municipal producteur-distributeur.

La situation énergétique de 1944 à 1980 révéla un taux de croissance de la demande d'électricité d'environ 7 % par année; cela a obligé Hydro-Québec à doubler sa capacité de production tous les dix ans.

0.2.2 HYDRO-QUÉBEC : UNE SOCIÉTÉ D'ÉTAT

La loi constitutive d'Hydro-Québec[13], précise à sa section III, les objets de l'entreprise :

> **Article 22**:
> « *La Société a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou lié à l'énergie.* »
>
> **Article 22.0.1** :
> « *Les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est fournie doivent être compatibles avec une saine administration financière. Ces tarifs et ces conditions sont fixés par règlement de la Société, selon les catégories qu'elle détermine, ou par contrats spéciaux.*
>
> *Ces règlements et ces contrats sont soumis à l'approbation du gouvernement.* »
>
> **Article 22.1** :
> « *Pour la réalisation de ses objets, la Société prévoit notamment les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire dans le cadre des politiques énergétiques que le gouvernement peut, par ailleurs, établir.*

---

13. *Loi sur Hydro-Québec*, L.R.Q. c. H-5.

La Société peut mettre en oeuvre des programmes d'économie d'énergie; à cette fin elle peut accorder une aide technique ou financière. »

La Loi d'Hydro-Québec a subi de nombreuses modifications au fil des années :

- **1978**

Hydro-Québec devenait vraiment une société d'État avec un capital-actions détenu par le gouvernement.

C'est également en 1978 que le gouvernement obligea Hydro-Québec à harmoniser ses choix énergétiques avec ses propres orientations établies dans le cadre de ses politiques énergétiques[14].

La même loi modificative prévoyait également un processus de règlement des conflits d'intérêts au sein d'Hydro-Québec :

« 17. Aucun membre du conseil d'administration qui exerce une fonction à plein temps au sein de la Société ou de l'une de ses filiales ne peut, sous peine de déchéance de sa charge, avoir un intérêt direct ou indirect dans une entreprise mettant en conflit son intérêt personnel et celui de la Société. Toutefois, cette déchéance n'a pas lieu si un tel intérêt lui échoit par succession ou par donation pourvu qu'il y renonce ou en dispose avec toute la diligence possible.

Tout autre membre du conseil d'administration ayant un intérêt dans une entreprise doit, sous peine de déchéance de sa charge, le révéler par écrit au président du conseil et s'abstenir de participer à toute décision portant sur l'entreprise dans laquelle il a un intérêt.

Un membre du conseil d'administration peut détenir les actions requises pour être éligible comme administrateur d'une compagnie dont la Société a acquis des actions suivant l'article 40 ou de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited. »[15]

---

14. *Loi modifiant la Loi d'Hydro-Québec* et la *Loi du développement de la région de la Baie James*, (1978) L.Q. c. 41, article 8.

15. Id., article 6.

- **1981**

Hydro-Québec était alors autorisée à *« mettre en oeuvre des programmes d'économie d'énergie pour lesquels elle peut accorder une aide technique ou financière. »*[16]

- **1983**

Le gouvernement adoptait la *Loi modifiant la Loi sur l'Hydro-Québec et la Loi sur l'exportation de l'énergie électrique*[17]. Un changement important dans le fonctionnement d'Hydro-Québec découlait de l'article 13 de cette loi :

> *« 13. La loi est modifiée par l'insertion, après l'article 21.2 de l'article suivant :*
>
> ***21.3** La Société établit un plan de développement suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par le gouvernement.*
>
> *Ce plan de développement doit être soumis à l'approbation du gouvernement. »*

Le décret d'application ne fut toutefois émis que le 10 juillet 1991.

0.2.1.3 L'IMPUTABILITÉ

Elle se manifeste selon différents modes; en effet, pour rendre compte de ses activités au gouvernement, Hydro-Québec dispose d'un ensemble de moyens prévus à sa loi constitutive :

- le rapport annuel, accompagné du rapport des vérificateurs, déposé à l'Assemblée nationale;
- le Plan de développement et les rapports de suivi, selon une forme et une teneur définies par décret, soumis au gouvernement et qui font l'objet de discussions en Commission parlementaire. La conformité des besoins et moyens planifiés par Hydro-Québec, dans le cadre des politiques énergétiques du gouvernement, y sera examinée;

---

16. *Loi modifiant la Loi sur l'Hydro-Québec*, (1981), L.Q. c. 18, article 7.
17. (1983) L.Q. c. 15.

- les rapports d'activités et autres rapports particuliers, à la demande du ministre des Ressources naturelles qui les rend généralement disponibles aux membres de l'Assemblée nationale.

Outre cette imputabilité directe, Hydro-Québec est soumise dans certains cas à un processus de contrôle gouvernemental. Il en est ainsi en ce qui concerne :

- les tarifs de vente;
- la nomination des administrateurs qui est faite par le gouvernement;
- le dividende qui est fixé par le ministre des Finances.

0.2.2 LE MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES (MER)

Le MER est issu du département des Ressources hydrauliques constitué en 1945 sous l'égide du ministère des Terres et Forêts de l'époque[18].

Ses pouvoirs quant aux ressources hydrauliques portaient sur le contrôle de l'exploitation des pouvoirs d'eau concédés et l'application de la *Loi sur le régime des eaux*. Son rôle l'obligeait à *« favoriser par tous les moyens qu'il juge équitables et efficaces l'exploitation et l'utilisation des ressources hydrauliques de la province au bénéfice de sa population. »*[19]

En 1961 est intervenue la loi constituant le ministère des Richesses naturelles[20]. Les fonctions et les devoirs du ministre titulaire consistaient notamment à :

- favoriser l'exploitation et l'utilisation des richesses naturelles de la province au bénéfice de la population;
- surveiller l'exécution des lois concernant le régime des eaux courantes et les forces hydrauliques ainsi que la production, la transmission, la distribution et la vente de l'électricité et du gaz;

---

18. *Loi constituant le Département des Ressources hydrauliques* (1945) S.Q. c. 32.
19. Id., article 2 c.
20. (1960-1961) S.Q. c. 48.

- accélérer l'expansion de l'Hydro-Québec et lui assurer l'exploitation de toutes forces hydrauliques non concédées partout où il lui est économiquement possible de les aménager;

- contrôler l'exploitation de toutes les forces hydrauliques concédées;

- élaborer les plans pour mise en valeur, exploitation et transformation des richesses naturelles.

En 1979, le ministère des Richesses naturelles devenait le ministère de l'Énergie et des Ressources[21]. Cette loi nuançait les obligations du Ministère envers Hydro-Québec en spécifiant que l'accélération de l'expansion d'Hydro-Québec devait se faire en lui assurant *notamment* l'exploitation des forces hydrauliques *disponibles*. La loi ajoutait à ses fonctions en rendant le MER responsable de l'élaboration de programmes de conservation d'énergie. Il conservait la gestion et l'octroi des droits de propriété et d'usage des ressources forestières, hydrauliques, minérales et énergétiques du domaine public.

En 1994, le MER ne devait plus accélérer l'expansion d'Hydro-Québec mais la "*favoriser* "[22].

Le 17 juin 1994, le MER changeait à nouveau de titre et devenait le ministère des Ressources naturelles (MRN)[23].

Le ministre des Ressources naturelles est responsable de l'application, entre autres, de la *Loi sur les terres du domaine public*[24] et d'une partie de la *Loi sur le régime des eaux*[25] concernant la cession des forces hydrauliques et le paiement des redevances afférentes.

---

21. *Loi sur le ministère de l'Énergie et des Ressources* (1979) L.Q. c. 81.

22. *Loi modifiant la Loi sur le ministère de l'Énergie et des Ressources* et d'autres dispositions législatives (1994), L.Q. c. 13.

23. *Loi sur le ministère des Ressources naturelles*, L.R.Q. c. M-25.2.

24. L.R.Q. c. T-8.1.

25. L.R.Q. c. R-13.

0.2.3 LE MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT (MENVIQ)

Ce ministère fut constitué en 1979[26]. Le ministre était responsable de l'application de la *Loi sur la qualité de l'environnement*[27]. Ce ministère fut remplacé par celui de l'Environnement et de la Faune (MEF) le 17 juin 1994[28], lequel est né de la fusion du MENVIQ et en partie du ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche. Le MEF voit à la protection de l'environnement et à la mise en valeur de la faune et de son habitat[29].

0.2.4 LE MINISTÈRE DU LOISIR, DE LA CHASSE ET DE LA PÊCHE (MLCP)

Ce ministère fut constitué en vertu de la *Loi sur le ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche*[30] et avait la responsabilité, en ce qui concerne les petites centrales hydroélectriques, de donner des avis fauniques au MENVIQ, et donc de le conseiller en matière de protection de la faune.

Le MLCP a cessé d'exister le 17 juin 1994 et les activités relatives à la faune relèvent, depuis cette date, du MEF.

0.3 CONTENU DU RAPPORT

Afin de s'acquitter du mandat qui lui a été confié, la Commission a jugé nécessaire d'examiner le volet historique de la production privée d'électricité pour tenter de déterminer comment est née l'idée d'avoir recours à l'entreprise privée et comment cette idée s'est articulée afin de savoir, notamment, si l'objectif pouvait être occulte ou s'il s'agissait plutôt du résultat d'un processus évolutif et justifié. Les trois premières parties de ce rapport retracent cet historique et décrivent les principaux outils mis en place pour réaliser le programme de production privée d'électricité.

---

26. *Loi du ministère de l'Environnement*, (1979) L.Q. c. 49.
27. L.R.Q. c. Q-2.
28. *Loi sur le ministère de l'Environnement et de la Faune*, (1994), L.Q. c. 17.
29. Id., article 10.
30. L.R.Q. c. M-30.1.

Conformément au premier volet du mandat confié pa écret, le rapport examine par la suite la justification énergétique et l'opportunité économique de la politique d'achat.

Les parties qui suivent réfèrent principalement à la mise en oeuvre de cette politique qui fut examinée à la lumière des lois, règlements et autres normes applicables.

Vu les nombreuses allégations qui ont été véhiculées publiquement durant les semaines et les mois ayant précédé la constitution de la Commission, ce rapport se penche ensuite spécifiquement sur le bien-fondé de certaines de ces allégations.

Enfin, tout au long du rapport, après avoir fait part de ses constatations, la Commission émet ses recommandations qui, pour plus de facilité, sont reprises et citées à la fin de ce rapport tout en référant aux sections qui les sous-tendent.

Remarque : Lorsque ce rapport cite ou réfère à l'une des pièces produites en audience, il mentionne la cote qui lui a été attribuée, c'est-à-dire la lettre « P » (signifiant que la pièce a été produite et est accessible au public) suivie du numéro d'identification.

De plus, les caractères gras utilisés dans les extraits sont ceux de la Commission qui désire attirer l'attention du lecteur sur ces passages.

r ailleurs, la transcription des témoignages entendus par la Commission lui était transmise sur une base quotidienne. Elle a puisé plusieurs extraits de l'ensemble des notes sténographiques et les a *reprises intégralement*, voulant en sauvegarder l'authenticité et le caractère officiel.

Partie I

LA PRODUCTION PRIVÉE D'ÉLECTRICITÉ : UNE IDÉE QUI ÉMERGE (LES ANNÉES 1978 À 1983)

La crise pétrolière survenue en 1973 a révélé au Québec sa dépendance à l'égard de cette source d'énergie. Le Québec a donc été amené à élaborer une nouvelle stratégie d'exploitation de ses ressources naturelles mettant à contribution son important potentiel hydroélectrique et a fait de l'eau sa source énergétique privilégiée.

1.1 LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE GOUVERNEMENTALE ET LES ANNÉES 1978 À 1981

En 1978 le gouvernement présentait sa politique énergétique officielle intitulée *Assurer l'avenir.* (P-8)

1.1.1 LES OBJECTIFS

L'ultime finalité de cette politique consistait à atteindre l'autonomie d'approvisionnement. Le Livre blanc, (P-6) document préliminaire à l'élaboration de la politique, prévoyait un taux de 71 % d'autonomie d'approvisionnement en 1990. La portée d'une politique énergétique couvre souvent deux volets et celle-ci ne dérogeait pas à cette réalité puisque ses objectifs se conjuguaient en deux temps.

1.1.1.1 PORTÉE ÉNERGÉTIQUE

En premier lieu, quatre objectifs étaient visés :

- encourager l'efficacité dans l'utilisation de l'énergie;

- doubler en douze ans la présence des énergies québécoises dans le bilan énergétique;
- renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie importée;
- reporter dans le temps le recours au nucléaire.

L'on souhaitait répartir les formes de consommation d'énergie pour hausser, en 1990, le taux de pénétration de l'électricité à 41 %, en regard des 22 % observés en 1975. Le taux de croissance annuel moyen de la demande en électricité serait de 6,4 % durant la période s'étendant jusqu'à 1990, soit une augmentation annuelle d'environ 1 500 MW pour Hydro-Québec.

Les prévisions indiquaient que l'on serait en mesure de satisfaire la demande en énergie et en puissance jusqu'à 1995, moment où s'annonçait un épuisement des ressources hydrauliques économiquement aménageables. La crainte de devoir recourir au nucléaire était très présente et nourrissait la volonté d'optimiser le développement du potentiel hydroélectrique du Québec.

1.1.1.2 PORTÉE ÉCONOMIQUE

En second lieu, les intentions gouvernementales s'appliquaient à privilégier le développement simultané de l'économie et de l'emploi. La politique énergétique constituait l'un des éléments les plus importants d'une stratégie de développement économique.

Les études de l'époque démontraient que le développement d'un potentiel hydraulique générait beaucoup plus de retombées économiques que le développement, par exemple, d'une centrale nucléaire.

1.1.2 LES PETITES RIVIÈRES

C'est dans ce contexte que la politique amorçait une réflexion sur les petites rivières. À partir d'un inventaire établi par Hydro-Québec, le gouvernement procéda à une évaluation de leur potentiel énergétique et constata qu'il existait un ensemble de rivières de moins de 100 MW ayant un potentiel théorique d'environ 10 000 MW. Qualifiant ce potentiel hydroélectrique de *« considérable »*, le gouvernement se disait vivement intéressé par son développement, mais réalisait la nécessité d'en évaluer la partie économiquement aménageable. La section consacrée aux petites rivières dans sa politique énergétique situe la position du gouvernement :

« Il convient d'accélérer les études du potentiel des petites rivières afin de dégager un programme d'action. On devra notamment s'intéresser à l'apport possible des nouvelles technologies et tenter de dégager des procédés susceptibles d'abaisser les coûts d'aménagement. ***Les petites centrales devraient jouer un rôle complémentaire intéressant dans le plan d'équipement de l'Hydro-Québec****. Le Gouvernement, en collaboration avec la Société, étudiera de près les conditions les plus susceptibles de favoriser le développement de ce potentiel dans les meilleurs délais. »* (P-8, p. 50-51)

Ces rivières, représentant 14 % de tout le potentiel hydroélectrique du Québec, laissaient donc figurer au gouvernement du Québec d'importantes retombées économiques, en plus de celles issues des ressources qualifiées d'énergies *« redécouvertes »*, à savoir le bois, la tourbe, le soleil, le vent, etc. :

« Ces énergies redécouvertes présentent en effet plusieurs avantages majeurs. Elles sont en général respectueuses de l'environnement. Par leur dimension et leur diversité, elles s'adaptent naturellement à une grande variété de besoins. Elles permettent beaucoup d'initiatives de la part d'individus, de groupes de citoyens ou d'entreprises privées. Les investissements qu'elles requièrent comportent une part relativement élevée de main-d'oeuvre. ***Elles se prêtent bien à la constitution d'unités énergétiques dissociées et autonomes et favorisent par là la décentralisation des investissements, des équipements et de l'emploi.*** *Elles stimulent donc l'activité industrielle locale et régionale. Dans les régions isolées des réseaux majeurs de distribution énergétique, elles peuvent se révéler particulièrement avantageuses.* ***Elles augmentent la stabilité de l'infrastructure énergétique, tout en contribuant à la sécurité des approvisionnements. »*** (P-8, p. 52)

Et :

« Enfin, les actions relatives aux énergies redécouvertes, à l'économie d'énergie et aux petites centrales hydroélectriques, à l'exploration des hydrocarbures québécois et à la pénétration du gaz naturel, favoriseront une décentralisation accrue des investissements énergétiques à l'avantage des diverses régions ainsi qu'une participation plus large des Québécois. *Leurs effets sont susceptibles de se faire sentir dans des domaines aussi divers que les forêts et la vie municipale, l'agriculture, l'industrie et bien d'autres. »* (P-8, p. 89)

1.1.2.1 LA PLACE DES PETITES CENTRALES AU SEIN DU PARC D'ÉQUIPEMENTS D'HYDRO-QUÉBEC

Sauf quelques exceptions, Hydro-Québec n'a jamais manifesté un intérêt marqué pour des projets de moindre envergure de sorte qu'une bonne partie des centrales de moins de 100 MW acquises lors de la nationalisation de 1962 ont été désaffectées par la suite. Ainsi, à l'aube des années 80, le réseau d'Hydro-Québec ne comportait que 26 centrales hydroélectriques de moins de 100 MW. (P-156, p. 13)

La place marginale accordée et maintenue jusqu'à ce jour à ces centrales dans le parc d'équipements d'Hydro-Québec, s'expliquerait, d'une part, par la culture et la structure administrative de l'entreprise vouée et modelée aux grands projets et, d'autre part, par leur coût élevé de construction et d'exploitation pour la soc[illegible] d'État qui ne pouvait alors bénéficier d'économies d'échel[illegible]. (P-[illegible]7) De plus, le contrat de travail liant Hydro-Québec à ses em[illegible]yés serait de nature à compromettre le développement et l'exploitation rentable de petites centrales; Me Jean Bernier, alors secrétaire général d'Hydro-Québec, s'exprimait ainsi devant la Commission :

« Et c'est ce que j'ai ajouté lors de mon témoignage, j'ai dit il y a la question des dimensions des relations de travail.
[...]
Elle a des conventions collectives adaptées et découlant de son système de gestion, alors quand on transpose tout cet univers sur une petite unité de production, que ce soit au niveau de la conception, au niveau de l'avant-projet, au niveau de l'ingénierie, au niveau de la machinerie, au niveau de l'exploitation, enfin à tout niveau, on s'aperçoit que c'est pas adapté, c'est pas adapté ça fonctionne pas. »
(Me Jean Bernier, transcription de la séance du 25 janvier 1996, p. 149-150)

1.1.2.2 LA PLACE DES PETITES CENTRALES DANS LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE GOUVERNEMENTALE

Prenant acte de cette situation, le gouvernement québécois, conformément à sa politique énergétique de 1978, tenta de développer une stratégie propre aux petites centrales selon trois axes principaux :

Volet énergétique :

- les petites centrales permettaient de décaler le recours à d'autres formes d'énergie;

- elles représentaient un moyen de rendre un plus grand nombre de ressources économiquement aménageables.

Volet industriel :

- elles assuraient le développement d'un créneau industriel encore inexploité et créeraient un savoir-faire proprement québécois susceptible d'être exporté.

Volet économique :

- elles permettaient, selon M. Denis l'Homme, alors sous-ministre associé au MER, des formes de développement qui assureraient un bassin d'emplois important. Cette logique s'inspirait des hypothèses du gouvernement voulant que 80 % des travaux reliés aux travaux hydrauliques feraient appel à l'économie québécoise, dont 50 % relèveraient d'une expertise en génie civil;

- elles favoriseraient le développement d'une régionalisation de l'économie et créeraient une synergie de création d'emplois.

Cette perspective se fondait sur la foi que le développement d'un certain nombre de sites se révélerait rentable.

Interrogé sur les motifs de l'intérêt gouvernemental envers les petites centrales, M. l'Homme en résumait ainsi les points essentiels :

« R *Il y avait un ensemble de raisons. D'une part, nous croyons qu'il existait,* ***malgré le peu d'informations détaillées que nous avions sur les sites, nous croyons qu'il existait un certain nombre de sites qui étaient, qui pourraient se révéler rentables relativement rapidement.*** *Si ce n'est que les sites qui étaient désaffectés où il existait déjà un certain nombre d'équipements en place dont les investissements pouvaient s'avérer relativement faibles d'une part.*

Donc, première raison, nous croyons qu'il y en avait des sites, pour peu que l'on y travaille, on aurait pu identifier un certain nombre de sites facilement aménageables.

La deuxième raison c'est que ***nous avions au ministère, une volonté de voir les équipements, les industries québécoises qui***

> ***fabriquent ce petit équipement, se placer sur, au moins sur le terrain en Amérique du Nord, si ce n'est sur le plan mondial,*** *on connaît, au début des années 80, la situation* énergétique *qui se présentait à nous, on venait de subir le deuxième choc pétrolier, il y avait toujours la hantise d'une nouvelle pénurie de pétrole, le Québec en étant très dépendant, le pétrole importé j'entends.* ***Donc, pour nous, il s'agissait de voir à ce qu'on donne un marché québécois potentiel pour le développement d'entreprises québécoises dans ce type d'équipement.*** *Le potentiel en Amérique du Nord était intéressant d'autant plus qu'en Ontario et aux États-unis on avait lancé des programmes de petites centrales.*
>
> *Troisième élément, qui était un élément de politique énergétique, c'était que* ***ces projets-là, projets de petites centrales, s'ils se réalisaient, pouvaient se réaliser dans des régions du Québec et favoriser, ce faisant, le développement économique des régions ou au moins créer de l'emploi dans les régions. »***
> (M. Denis l'Homme, transcription de la séance du 28 novembre 1995, p. 101-102)

Ce sont donc essentiellement des objectifs économiques et de développement régional qui animaient le gouvernement.

1.1.3 LE GOUVERNEMENT VEUT QU'HYDRO-QUÉBEC S'INTÉRESSE AUSSI AUX PETITES RIVIÈRES ET AUX PETITES CENTRALES

Au début de l'automne 1979, Hydro-Québec soumettait son Plan de développement des installations pour la période 1980–1989. C'est à la section *Études sur les installations de production* que le plan évoquait les possibilités d'exploitation du potentiel des petites rivières :

> « *Une autre partie du programme d'études, exposée plus à fond dans le plan de la technologie, porte sur des modes de production qui pourraient, à long terme, offrir certaines possibilités. Mentionnons particulièrement les études sur l'énergie éolienne, sur l'énergie solaire, sur la fusion nucléaire, sur l'utilisation de la tourbe et des déchets forestiers et urbains, ainsi que sur les possibilités d'exploiter le potentiel des petites rivières. Selon les résultats des études menées à ce jour, c'est l'utilisation de la tourbe qui présente le plus d'intérêt à moyen terme.* » (P-39, p. 9)

L'analyse que les fonctionnaires du ministère des Richesses naturelles ont fait de ce Plan de développement amena la critique suivante :

« LES PETITES CENTRALES ET LES ÉNERGIES NOUVELLES

Le programme d'équipement ne prévoit aucune mise en service au cours de la période 1980-1989 de petites centrales tel que le souhaitait le Livre blanc sur la politique énergétique du Québec. *Pourtant, avec un potentiel théorique aménageable de quelques 10 000 MW* ***Hydro-Québec devrait prévoir sur la période, à la fois un travail d'inventaire et d'évaluation vraiment sérieux de ce potentiel,*** *un développement de technologies appropriées, et un programme de développement systématique de ressource, à la lumière de facteurs de rentabilité, mais aussi de sécurité d'approvisionnement.*

Le peu de place que semblent occuper les petites rivières dans la planification d'Hydro-Québec a été remarqué à d'autres occasions. En 1978, à la demande du gouvernement, Hydro-Québec avait placé 1 million $ dans son budget d'immobilisation pour les petites rivières. Rien n'a été dépensé cette année-là. *En 1979, le montant a été réduit à 600 000 $ mais, à notre connaissance, une faible partie du budget sera engagée.*

Pareille attitude est incohérente, compte tenu du potentiel, avec les sommes investies dans les éoliennes.

Par ailleurs, ***le développement des petites rivières entraînerait, à n'en pas douter, des retombées économiques importantes pour le Québec,*** *d'une part à cause des développements technologiques (turbines pour basses chutes) et, d'autre part, à cause des travaux qui seraient effectués en région. »* (P-17, p. 9)

Cette analyse critique fut entérinée par M. Yves Bérubé, alors ministre des Richesses naturelles, dans son mémoire au Conseil des ministres, le 14 novembre 1979 :

> *« 4. Le plan des installations et le programme d'études sont-ils axés sur les nouvelles filières énergétiques? Le plan ne comporte aucun projet de mise en service de petites centrales ou d'énergies nouvelles.* ***Les 15 millions $ qu'Hydro-Québec prévoit investir en études sur les petites rivières au cours de la période sont disproportionnés si l'on tient compte du potentiel théoriquement aménageable (10 000 MW), et incohérents avec la politique énergétique qui prévoit la prise en compte de cette source d'énergie comme alternative à la fission nucléaire.*** *»* (P-16, p. 2)

Le ministre recommandait au gouvernement de ne pas entériner le plan présenté par Hydro-Québec et demanda à celle-ci de préparer, en collaboration avec la Direction générale de l'Énergie, des éléments de planification dont notamment :

« des politiques de développement aptes à élargir les choix énergétiques du Québec en matière de production d'électricité pour la période commençant en 1980, notamment en ce qui concerne les énergies nouvelles et le développement des petites rivières... » (P-16, p. 3)

Cette recommandation fut reprise intégralement dans la décision du Conseil des ministres datée du 12 décembre 1979.

M. l'Homme a expliqué que l'objectif de cette recommandation n'était pas de substituer les économies d'énergie et de privilégier les pe rivières au détriment des grands projets mais de retarder ceux-ci l'ultime résultante de reporter la construction ou, à tout le moin mise en service d'une nouvelle centrale nucléaire :

« Q *Est-ce qu'à cette époque-là, l'introduction des économies d'énergie ou des petites centrales, avait pour objectif de se substituer aux grands projets hydroélectriques?*

R ***De se substituer, non. Pour ce qui est précisément des petites centrales, la politique énergétique, je crois, est explicite, si on parle de faire jouer aux petites centrales, un rôle complémentaire aux grandes centrales dans le plan des installations d'Hydro-Québec.***

[...]

Oui, je crois que ça aussi ça a été dit mais non seulement au niveau des économies d'énergie mais pour les petites centrales aussi, ***un des impacts du recours à une certaine partie du potentiel des petites centrales, comme celui de l'efficacité énergétique avait pour effet de prolonger ou d'augmenter si on veut, la période au cours de laquelle on pouvait avoir recours à notre potentiel hydroélectrique, ce qui retardait d'autant le recours à l'alternative qui, à ce moment-là était le nucléaire. »***
(M. Denis l'Homme, transcription de la séance du 5 décembre 1995, p. 36-39)

M. l'Homme a expliqué à la Commission que le MER s'attendait à ce qu'Hydro-Québec, en plus de réaliser une étude sur le potentiel des petites rivières, s'engage à développer les petites centrales :

« Q *Je ne suis pas certain d'avoir compris la réponse précédente avant que vous fassiez cet ajout. Vous nous avez dit que vous n'aviez pas d'analyse mais vous aviez une connaissance de l'état de certains barrages.* ***Est-ce que j'ai compris de votre réponse que vous vouliez inciter Hydro à faire des analyses plus détaillées et plus approfondies ou bien que, comme question de fait, vous incitiez Hydro à faire le développement de certaines petites rivières?***

R *Nous souhaitions qu'Hydro fasse les analyses nécessaires au développement des petites rivières, nous souhaitons effectivement, nous étions convaincus qu'en analysant plus à fond le potentiel, ils en viendraient à la conclusion qu'il y a des projets qui sont intéressants aujourd'hui, ou qui pourraient l'être dans un avenir relativement proche. »*
(M. Denis l'Homme, transcription de la séance du 28 novembre 1995, p. 103-104)

1.1.3.1 LA RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec a constitué, dès le début de mars 1980, plusieurs groupes de travail pour donner suite aux demandes du Conseil des ministres. (P-22) Sa réponse à la volonté gouvernementale de voir l'exploitation des ressources énergétiques s'harmoniser avec les objectifs gouvernementaux s'est faite en trois temps.

Une réponse plus précise a été préparée par le service de la Planification générale d'Hydro-Québec le 17 novembre 1980. Intitulé *Dossier préparé en réponse aux questions du gouvernement du Québec*, (P-44) ce document consacrait sa partie 6 aux petites rivières. Il référait aux résultats d'une étude relativement détaillée qu'Hydro-Québec avait menée sur le potentiel des petites centrales en y intégrant une analyse comparative de la problématique avec certains autres pays. La Société y présentait deux scénarios de développement des petites rivières offrant un potentiel de 100 MW et moins.

Environ 400 petites rivières ont été répertoriées pour un potentiel total d'environ 10 000 MW. Ce répertoire se subdivisait en potentiel aménageable et en potentiel théorique. Le potentiel aménageable comptait 305 sites répartis sur une centaine de rivières et offrait un total d'un peu plus de 5 000 MW. Le solde, c'est-à-dire le potentiel théorique, regroupait 301 rivières au total et représentait environ 4 800 MW.

La position d'Hydro-Québec concernant la problématique de ces rivières se lisait comme suit :

« *Hydro-Québec concentre ses efforts sur le potentiel aménageable, car c'est celui qui offre les meilleures perspectives de développement.*

L'aménagement des petites rivières pourra s'avérer avantageux pour remplacer les installations thermiques dans les réseaux isolés. De nouvelles méthodes de conception et de construction devront toutefois être implantées pour abaisser les coûts très élevés de multiples chantiers.

Par ailleurs, ***l'entreprise entend tirer profit de certains sites du réseau intégré qui sont déjà dotés d'éléments qui les rendent intéressants à priori, notamment des barrages qui ont été construits, soit pour constituer le réservoir de tête de complexes importants, soit à des fins de régularisation, soit pour faire partie d'aménagement hydroélectriques qui ont été désaffectés depuis.*** » (P-41, p. 78)

Hydro-Québec envisageait deux scénarios possibles d'exploitation.

Le scénario A visait une production de 2 000 MW nécessitant 70 mises en chantier qui se répartissaient comme suit :

— Réseaux non reliés :	6	sites
— Réseaux reliés :	10	sites de barrages existants
	12	sites de plus de 50 MW
	42	sites de moins de 50 MW

Le scénario B ciblait 39 mises en chantier pour une production de 1 000 MW. (P-44, p. 111-112)

Dans un même temps, soit octobre 1980, Hydro-Québec remettait au gouvernement son Plan des installations 1981-1990. (P-40) La Société y mentionnait une étude en cours portant sur les possibilités de mise en valeur du potentiel des petites rivières. Elle reprenait les scénarios de 1 000 MW et 2 000 MW sans s'engager toutefois à en prévoir les installations dans son plan.

Enfin, en décembre 1980, Hydro-Québec publiait un document officiel, *Une stratégie pour la décennie 80*, (P-41) qui fut présenté à la Commission parlementaire de 1981. Le chapitre 3 intitulé *Des options pour l'avenir* faisait état d'un potentiel théorique d'environ 4 800 MW. Toutefois, Hydro-Québec ne prévoyait toujours pas l'exploitation de ces rivières.

M. l'Homme a souligné, lors de son témoignage, que cette réponse est apparue insuffisante aux fonctionnaires du MER :

« R *Nous, pour ce qui a trait précisément aux petites centrales, quand le plan de développement nous a été soumis, en mil neuf cent quatre-vingt (1980), à la fin de mil neuf cent quatre-vingt (1980), on en a conclu que ce qu'Hydro avait mis dans son plan, et je le rappelle, c'était le projet de mettre en service trois petites centrales et avait prévu deux scénarios de 1000 MW et 2000 MW possibles pour l'an deux mille (2000),* ***on en a convenu, au ministère, que ça ne rencontrait pas ce que l'on s'attendait, nous, au ministère, qui était la nature des demandes qu'on avait suggéré au ministre de faire. On s'attendait à ce qu'Hydro s'engage à mettre dans son plan de développement plus que les trois petites centrales dont il était question.*** »
(M. Denis l'Homme, transcription de la séance du 28 novembre 1995, p. 129-130)

1.1.3.2 DIVERGENCES ENTRE HYDRO-QUÉBEC ET LE MER

La Commission a constaté qu'Hydro-Québec n'a pas répondu exactement à la demande de son ministre de tutelle, M. Yves Bérubé, de même qu'aux orientations que le gouvernement souhaitait donner à la politique énergétique québécoise. Elle s'est interrogée sur l'état des réflexions en cours à cette époque au sein des deux organismes.

En ce qui concerne le MER, la Commission note qu'il n'avait déterminé aucun objectif chiffré que ce soit en nombre de mégawatts ou de sites à développer. Les services ministériels ne possédaient qu'un inventaire des sites élaboré par Hydro-Québec et n'avaient procédé à aucune analyse détaillée. Le Ministère ne pouvait également évaluer dans quelle mesure les petites rivières se révéleraient économiquement aménageables. Le coût de remise en exploitation n'avait pas non plus fait l'objet d'études particulières. L'on voulait, au MER, qu'Hydro-Québec se commette davantage :

« Q *Mais quelle place avaient ces petites centrales dans l'esprit du ministère pour le parc total d'Hydro ou pour être en mesure de répondre aux besoins de la population québécoise à ce moment-là?*

R *Il n'y en avait pas, comme je vous dis tout ce que l'on savait avec le niveau de connaissance que l'on avait c'était une idée d'un potentiel qui était en partie théorique de 10 000 MW et* ***la demande du gouvernement était justement de dire à Hydro-Québec : «Poursuivez les études et essayez de préciser ce qui pourrait***

> ***devenir économiquement aménageable et commettez-vous dans un plan de développement sur quelque chose qui vous apparaît raisonnable compte tenu de vos études.*** »
> (M. Denis l'Homme, transcription de la séance du 28 novembre 1995, p. 125-126)

L'équation entre le développement des petites rivières et la satisfaction d'un besoin énergétique n'apparaît pas évidente à la Commission puisque ne connaissait que très peu leur potentiel. D'ailleurs, le MI ait pas en mesure de fixer un objectif quant au nombre de MW sque l'on manquait d'informations :

> « R *Mais tout ce qu'on avait, c'est un chiffre de 10 000 MW avec un certain nombre de sites identifiés avec des centrales que l'on connaissait parce qu'elles avaient été désaffectées mais dont non ne connaissait pas le coût de les remettre en service.* ***C'était ça le niveau de connaissance, alors on ne pouvait pas vraiment fixer un chiffre, ça aurait été plus qu'arbitraire.*** »
> (M. Denis l'Homme, transcription de la séance du 28 novembre 1995, p. 140-141)

Selon M. l'Homme, Hydro-Québec avait peu d'intérêt à se lancer dans le développement des petites rivières puisqu'elle n'y voyait pas d'avantages économiques :

> « R ***Il était, pour le moins, compréhensible, de la part du ministère, que l'Hydro affiche une certaine réticence à mettre dans son plan de développement des projets qui n'étaient pas les plus économiques par rapport aux alternatives qu'elle avait devant elle.*** *Comme je l'ai mentionné, il restait des gros projets hydroélectriques à développer mais on sait que l'économique des gros projets, si on s'en tient strictement au coût de revient du kilowatt/heure, à moins de cas vraiment extrêmes, vraiment spéciaux, l'éc nomique des gros projets est toujours meilleure.* »
> (M. Denis l'Homme, transcription de la séance du 2 novembre 1995, p. 135)

Me Jean Bernier, ex-secrétaire général d'Hydro-Québec, a confirmé que même si l'entreprise, devant s'inspirer de la politique de 1978, effectuait des études sur l'aménagement possible de petites centrales, elle n'était pas intéressée dans ce développement et le fut encore moins, en 1982, en raison de la période de surplus d'énergie qui s'annonçait à moyen et long terme.

1.2 LA PÉRIODE 1981 à 1983

1.2.1 LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE

Durant cette période, la situation a évolué au gré des modifications affectant les prévisions énergétiques d'Hydro-Québec. Le Québec a inscrit, dès 1981, un fléchissement de la demande. La mise en service de la Baie James débutait et, dès août 1981, Hydro-Québec envisageait des surplus et les prévoyait jusqu'en 1989; l'horizon 2000 était assuré. Les efforts se concentrèrent alors sur la gestion de ces surplus menant la société d'État, de concert avec le gouvernement, à focaliser son action sur les exportations.

Une mise à jour officielle de la politique de 1978 fut publiée en 1981. Elle s'intitulait *La politique québécoise de l'énergie - trois ans d'action* et ne comportait pas de prévisions de la demande. Le potentiel aménageable des grandes rivières était évalué à 29 000 MW dont 16 000 MW étaient décrits comme étant économiquement aménageables. L'analyse concernant les petites rivières révélait ceci :

« Quant aux petites rivières, définies comme étant celles qui offrent un potentiel de 100 MW et moins, ***elles représentent un potentiel total d'environ 10 000 MW*** *et très peu d'études ont jusqu'à présent été effectuées sur leur mise en exploitation possible. »* (P-12, p. 15)

1.2.2 L'ÉVOLUTION DU DOSSIER AU MER : UN VIRAGE

Le dossier des petites centrales, dans le contexte d'une offre croissante et d'une demande en décroissance, perdait une partie de sa raison d'être et de fait, progressait plus lentement sur les bureaux des fonctionnaires du MER.

Le dossier n'était plus prioritaire et surtout, il était traité dans une perspective fort différente. Les témoignages entendus ont fait valoir qu'il devenait alors préférable pour le Ministère de développer son propre programme des petites centrales plutôt que d'inciter davantage Hydro-Québec à se lancer dans l'aventure :

« R ...le ministère était assez mal venu d'insister plus loin qu'il ne l'avait déjà fait, là, pour voir des projets de petites centrales inclus dans le plan de développement d'Hydro-Québec. »

(M. Denis l'Homme, transcription de la séance du 28 novembre 1995, p. 135)

Le Ministère se résolvait donc à envisager devenir le maître d'oeuvre d'un programme de développement des petites rivières et des petites centrales :

« R *Essentiellement, toujours eu égard aux petites centrales, essentiellement nous nous sommes mis d'accord avec Hydro-Québec à l'effet que Hydro devait mettre l'accent sur le développement de centrales, de petites centrales, dans des réseaux non reliés, effectivement, et ça c'était de son intérêt, et le ministère, pour sa part, a décidé d'entreprendre un projet de mise sur pied ou de définition d'un programme de petites centrales.* ***Il y a eu un certain nombre d'études internes qui suggéraient d'envisager la mise sur pied d'un programme géré par le ministère, selon lequel le ministère pourrait mettre à la disposition d'un intervenant, divers, des forces hydrauliques pour aménagement par ces groupes; ça pouvait être des municipalités, des entreprises ou des projets des entrepreneurs privés.***

Résumé à grands traits, c'est ce qui s'est produit à compter de quatre-vingt-un (81), quatre-vingt- deux (82), effectivement, jusqu'à temps que je quitte, le programme, la définition du programme par le ministère n'était pas complétée au moment où j'ai quitté.

Q *Quand vous dites «nous nous sommes mis d'accord avec Hydro-Québec», on parle toujours du plan de développement d'Hydro-Québec à ce moment-là?*

R ***Oui, en fait c'est ça, c'est ce que le ministère a accepté - ou je pourrais peut-être dire démissionné - vis-à-vis l'inclusion dans des programmes de développement d'Hydro-Québec une partie importante de petites centrales, laissant à Hydro-Québec le mandat de développer les gros projets*** *qu'elle avait en chantier et de laisser de côté les petites centrales pour fin de raccordement à son réseau, exception faite bien sûr des réseaux non reliés. »*
(M. Denis l'Homme, transcription de la séance du 28 novembre 1995, p. 112-113)

En 1982, la destinée des petites centrales se profilait de la manière suivante :

- les petites centrales satisferaient un besoin précis qui toucherait particulièrement les réseaux isolés, en remplaçant les onéreux groupes électrogènes alimentés au diesel;

- en réseaux intégrés, les petites centrales joueraient un rôle complémentaire;

- elles favoriseraient le développement d'une technologie spécifique aux petits aménagements hydroélectriques et proprement québécoise.

Il était envisagé, dans un programme extérieur à Hydro-Québec, de rendre possible l'octroi des forces hydrauliques à des groupes, à des individus, ou à des municipalités pour des besoins précis en attendant de voir si le programme susciterait un intérêt plus général conjugué à un changement de la conjoncture énergétique.

Les raisons énergétiques originelles demeuraient en toile de fond, soit le déplacement du recours au pétrole et un gain, aussi minime soit-il, en terme d'autonomie énergétique.

1.2.3 L'IDÉE D'UNE IMPLICATION DU SECTEUR PRIVÉ ÉMERGE

1.2.3.1 AU MER

M. Denis Giroux, fonctionnaire au MER, chargé du dossier des petites centrales, a indiqué que l'idée d'impliquer le secteur privé est apparue vers 1981 et 1982; c'est en ce sens-là qu'il a réfléchi aux composantes d'une éventuelle politique des petites centrales.

Les documents produits devant la Commission ont effectivement révélé que l'hypothèse d'une participation de l'entreprise privée faisait l'objet de discussions au sein même de la Direction de l'électricité comme l'atteste une lettre que M. Denis l'Homme a écrite au directeur général de la Recherche géologique et minérale, le 5 mars 1980 :

« *Il est bien certain que le premier preneur doit être notre société d'Etat. Je vous signale qu'une des fonctions et devoirs du ministre de l'Énergie et des Ressources est d'assurer à Hydro-Québec l'exploitation de toutes les forces hydrauliques non concédées.*

Ceci n'implique pas toutefois que le ministre doit lui en assurer l'exclusivité. Ce qui n'est pas aujourd'hui économiquement aménageable pour Hydro-Québec l'est peut-être pour l'entreprise privée.

De plus, il nous semblerait contre toute logique de ne pas faire fructifier le plus tôt possible au bénéfice d'une entreprise privée une ressource renouvelable.

Sous certaines conditions, l'État peut et doit même favoriser le développement par l'entreprise privée de forces hydrauliques non aménagées et ce, peu importe leur importance. » (P-21)

1.2.3.2 À HYDRO-QUÉBEC

Du côté d'Hydro-Québec, des employés avaient effectué deux études, en 1980 et en 1982, dans lesquelles le potentiel des petites centrales de même que les avantages et les implications financières et économiques de leur aménagement étaient considérés. Mais à cette époque, chez Hydro-Québec, il n'était toujours pas question du développement et de l'exploitation de petites centrales par des producteurs privés.

Ce n'est qu'en 1983 que fut évoquée, pour la première fois à l'interne, la possibilité d'avoir recours aux producteurs privés.

1.2.4 RENCONTRE MER/HYDRO-QUÉBEC

Les discussions touchant les petites centrales restèrent théoriques et embryonnaires autant au MER qu'à Hydro-Québec. Il était toutefois acquis qu'il ne s'agissait pas de développer un nouveau réseau de distribution de l'électricité et que le programme devant être mis en place ne saurait exister sans l'accord d'Hydro-Québec.

Certes, le gouvernement aurait pu théoriquement mettre en place lui-même son propre programme d'aménagement de petites centrales sans la participation d'Hydro-Québec. Mais ce mécanisme aurait causé des problèmes surtout quant à la disponibilité des sites. Par ailleurs, Hydro-Québec aurait pu également mettre en vigueur son propre programme sans la participation du gouvernement, mais la question de la disponibilité des droits au profit des promoteurs privés présentait une certaine complexité juridique.

Un comité mixte MER/Hydro-Québec sur le développement des petites rivières fut constitué et la première réunion s'est tenue le 21 juin 1982. Deux comptes rendus de la première réunion ont été produits devant la Commission, l'un rédigé par M. René Leclerc de la société d'État et l'autre par M. Paul Lavoie, directeur de l'électricité au MER. (P-94 et P-95)

Le compte rendu de la réunion fait par Hydro-Québec révélait que c'est le Ministère qui désirait établir une politique quant au développement des petites centrales et qu'avant de prendre action, il désirait connaître les objectifs d'Hydro-Québec dans ce domaine. Il y était noté qu'en ce qui concerne les petites centrales en réseaux isolés, un important programme d'étude visant à remplacer les centrales fonctionnant au diesel par de petites centrales hydroélectriques était en cours chez Hydro-Québec. Il était établi que la rentabilité des petites centrales reliées au réseau principal était beaucoup plus difficile à établir puisqu'elles devaient concurrencer les grands projets dont le prix de revient était nettement inférieur à celui des centrales fonctionnant au diesel.

Le document faisait également état de plusieurs projets alors sous étude et d'un programme d'évaluation des possibilités d'aménagement sur tous les barrages existants. Des études générales sur les microcentrales révélaient que celles-ci faisaient appel à une technologie différente, qu'elles étaient normalement préfabriquées et ne requerraient pas de gardiennage pour leur exploitation. Enfin, le compte rendu précisait qu'un programme d'études des possibilités de production supplémentaire obtenue par la rénovation d'ouvrages existants était en cours.

L'auteur du compte rendu mentionnait que les représentants d'Hydro-Québec avaient informé ceux du Ministère qu'une récente révision à la baisse de la prévision de la demande avait amené d'importants changements :

« *Avec cette nouvelle prévision, les besoins d'équipement sont maintenant beaucoup moindres qu'auparavant, ce qui repousse à une date indéterminée la nécessité d'un programme d'étude nucléaire...* » (P-95)

Le compte rendu de la même réunion établi, cette fois-ci, par le MER, évoquait le manque d'expérience d'Hydro-Québec dans le domaine des petites centrales; il référait également aux sites sans intérêt pour Hydro-Québec :

« *Les discussions sur ce sujet ont été plutôt évasives et n'ont pas permis de connaître la position d'Hydro-Québec. Je crois que la raison vient du fait que cette question n'a pas été discutée à l'intérieur de l'entreprise. Il faudrait plutôt définir notre politique des petites rivières et*

consulter Hydro-Québec lorsque nous aurons établi le type de rivières qui pourrait être concédées à des parties autres qu'Hydro-Québec. » (P-94, p. 4)

Le compte rendu indiquait également qu'Hydro-Québec étudiait la possibilité de confier la réalisation des projets à l'entreprise privée.

1.2.5 LA SITUATION ÉVOLUE PEU ENTRE 1981 ET 1983

La politique gouvernementale *Le virage technologique,* déposée au second trimestre de l'année 1982, était la première publication officielle où le gouvernement se prononçait sur un objectif :

« Il est raisonnable de penser à l'aménagement d'environ 2 000 MW sur ces (petites) rivières au cours des dix prochaines années. » (P-31, p. 107) (notre parenthèse)

En juillet 1982, le MER ne situait pas le dossier des petites centrales au premier niveau de ses priorités et favorisait un développement par les municipalités et par les producteurs autonomes, vision fondée sur les études et la position établie par Hydro-Québec. La situation énergétique de l'époque n'était donc pas favorable à une éclosion du dossier.

1.2.6 HYDRO-QUÉBEC AFFECTE UN GROUPE DE TRAVAIL À L'ÉTUDE SPÉCIFIQUE DES PETITES CENTRALES

En juillet 1983, Hydro-Québec mandatait un groupe de travail pour approfondir l'analyse des études faites précédemment et faire le point sur les expériences étrangères. Un premier rapport fut remis en juillet 1984 et Hydro-Québec y donna suite en constituant, en novembre de la même année, un autre groupe afin de préparer l'entreprise à l'éventualité d'une politique gouvernementale des petites centrales. Un rapport final et définitif, intitulé *Construction et exploitation de petites centrales par des tiers au Québec* fut remis en septembre 1985.

Ces deux rapports annonçaient une nouvelle étape dans l'évolution du traitement du dossier des petites centrales par Hydro-Québec qui envisageait clairement la participation de l'entreprise privée. Ils seront traités dans le cadre dans la partie qui suit.

1.2.7 CONSTAT

L'examen de cette période démontre que le MRN, puis le MER, paraissaient beaucoup plus intéressés par le développement d'un programme de petites centrales qu'Hydro-Québec, quoique la société d'État et le Ministère aient cheminé ensemble dans leur réflexion.

Il est manifeste que le Ministère y voyait une occasion de développement économique alors qu'Hydro-Québec était réticente à s'engager dans cette voie vu ses prévisions qui annonçaient d'importants surplus énergétiques.

Par conséquent, hormis les réseaux isolés, Hydro-Québec ne voyait pas la nécessité de développer un programme de petites centrales bien que le Ministère y voyait un intérêt pour des objectifs spécifiques de développement économique et de création d'emplois ou encore pour assurer une autonomie énergétique éventuelle du Québec.

Ce n'est qu'à la fin de la période, pour des raisons autres que l'équilibre énergétique, qu'Hydro-Québec s'est ralliée aux visées gouvernementales et s'est sérieusement mise au travail pour préparer l'entreprise à la mise en oeuvre éventuelle d'un programme gouvernemental de petites centrales que le gouvernement ne pouvait par ailleurs quantifier de façon précise, faute d'information fiable et adéquate.

Enfin, à la fois Hydro-Québec et le MER envisageaient déjà, à cette époque, la participation du secteur privé dans le domaine des petites centrales.

Partie II

UNE IDÉE QUI ÉVOLUE (LES ANNÉES 1983 À 1988)

2.1 LE DOSSIER DES PETITES CENTRALES À HYDRO-QUÉBEC DE 1983 À 1987

2.1.1 LE RAPPORT INTERNE DU 30 SEPTEMBRE 1985 : HYDRO-QUÉBEC FAIT SON LIT

Le 17 juin 1983, le comité de gestion de la Direction supérieure d'Hydro-Québec se réunissait. À la suggestion de la vice-présidence exécutive Équipements, Hydro-Québec mandatait un groupe de travail, sous la direction de M. Paul Amyot, conseiller du président directeur général, pour affiner l'analyse des études faites précédemment, faire le point sur les expériences étrangères et canadiennes et examiner notamment l'intérêt pour Hydro-Québec de permettre à l'entreprise privée de construire et d'exploiter de petites centrales hydroélectriques. (P-869) Un premier rapport, en deux tomes, fut remis en juillet 1984 au président directeur général d'Hydro-Québec. (P-105) Ce rapport recommandait la poursuite des études[31].

---

31. L'équipe de travail, sous la direction de M. Paul Amyot, président directeur général de la Société d'énergie de la Baie James, était composée de M[e] Pierrette Sinclair, du contentieux et de M. Jean Roch, de la vice-présidence, Gestion du réseau et des équipements.

C'est ce que fit Hydro-Québec en constituant, en novembre de la même année, un autre groupe de travail élargi[32], afin de « *préparer l'entreprise à l'implantation d'une éventuelle politique gouvernementale relative à la construction et l'exploitation de petites centrales par des tiers au Québec.* » L'on souhaitait mettre l'accent sur les aspects économiques d'un tel programme.

2.1.1.1 LES RECHERCHES DU GROUPE DE TRAVAIL

Le second groupe de travail a d'abord rencontré les fonctionnaires du MER le 18 décembre 1984. M. Philippe Nazon, alors ingénieur au MER, chargé du dossier des petites centrales, y assistait et a témoigné à ce propos :

« R *Bien il y avait un groupe de travail qui avait été créé à Hydro-Québec qui était composé, de mémoire, de monsieur Bolduc, de madame Pierrette Sinclair, de monsieur Jean Roch et d'autres dont je ne me rappelle plus les noms et qui sont venus nous rencontrer au cours du mois de décembre mil neuf cent quatre-vingt-quatre (1984), donc, des fonctionnaires du ministère, pour nous exposer, donc, leur plan de travail et leurs préoccupations concernant une politique d'achat d'électricité par Hydro-Québec et tous les mécanismes qui étaient associés à cette politique, dont la grille tarifaire, les mécanismes de raccordement, les sites. Ça a été une rencontre, de mémoire, je pense qu'elle a duré toute une matinée.*

Q *Si je vous suggérais, Monsieur Nazon, que* ***le but de la rencontre entre le mir re et Hydro-Québec, était de prendre connaissance de t d'avancement des études des fonctionnaires du ministèr. et des orientations de la politique en préparation?***

R *Je pense, Monsieur le Président, que c'est vrai qu'il y a eu de part et d'autre un échange.* ***Je ne pense pas qu'Hydro-Québec était la seule à exposer, donc, leur point de vue, de part et d'autre c'était un dialogue et effectivement ils voulaient savoir ce qui se faisait au ministère à l'époque.*** »

(M. Philippe Nazon, transcription de la séance du 12 décembre 1995, p. 39)

---

32. M. J.Albert Labbé était responsable du groupe lequel se composait de Me Pierrette Sinclair, représentante du contentieux, et de MM. Gaston R. Bolduc, coordonnateur du gr pe, Gilles Grou, représentant du groupe Marché internes, Jean R eprésentant du groupe Exploitation, et Jacques Saint-Laurent, rep ntant de la vice-présidence Planification des équipements. Les services de la vice-présidence Planification générale et de la vice-présidence Tarification et Clientèle industrielle ont également collaboré à la confection du rapport.

L'objectif du groupe de travail était d'ailleurs confirmé à l'annexe 2 du rapport final présenté par les membres. M. Nazon indiqua avoir effectivement informé ce groupe de l'état du dossier des petites centrales au MER.

Un rapport préliminaire fut soumis aux membres du comité de gestion du président directeur général. L'on a ultérieurement continué les recherches et entrepris la rédaction du rapport qui fut déposé le 31 mai 1985. Il traitait divers aspects techniques, économiques et juridiques pouvant résulter de la mise en place d'une politique gouvernementale et proposait des orientations à l'entreprise.

2.1.1.2 UNE ÉTUDE SPÉCIFIQUE SUR LE TARIF D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ

Le président directeur général d'Hydro-Québec demanda, suite à la lecture de ce second rapport, une étude plus poussée des questions reliées à la tarification des petites centrales. Un groupe restreint révisa le rapport dans cette perspective en s'appuyant sur les plus récentes études de tarification d'Hydro-Québec. Le rapport final, complété par l'annexe 9 portant sur le prix d'achat de l'électricité fournie par les petites centrales, fut déposé le 30 septembre 1985 et soumis au comité de gestion de la Direction supérieure le 8 octobre 1985 pour étude et approbation.

2.1.1.3 LES PRINCIPALES ORIENTATIONS DU RAPPORT FINAL DU 30 SEPTEMBRE 1985

Les orientations suggérées dans ce rapport étaient précises et rappelaient les balises encadrant et définissant la politique d'achat d'Hydro-Québec rendue publique deux ans plus tard.

En effet, l'on y prévoyait le rôle que le gouvernement aurait à jouer dans l'éventualité de l'instauration d'une politique sur les petites centrales. Comme Hydro-Québec pouvait être intéressée à acquérir des droits sur les forces hydrauliques de sites non aménagés, l'on souhaitait que le gouvernement reconnaisse à l'entreprise un droit de préférence sur les forces hydrauliques non encore concédées du domaine public avant d'autoriser un promoteur à aménager le site. Comme Hydro-Québec détenait des droits sur les sites aménagés qu'elle avait désaffectés ou qu'elle n'exploitait plus, elle tenait à exercer un droit de veto sur leur cession au gouvernement avant que celui-ci n'établisse la liste des sites disponibles.

Ainsi y lit-on :

« Selon ce scénario, le groupe de travail propose certaines grandes orientations que l'Entreprise devrait adopter afin d'encadrer chacune des étapes susmentionnées.

L'Entreprise élabore un encadrement interne pour l'exercice du droit de préférence ainsi que pour la cession ou la rétrocession des droits et celles des ouvrages désaffectés et pour les communications avec le promoteur selon les orientations proposées.

L'Entreprise élabore des exigences techniques et une tarification pour les producteurs autonomes. » (P-106, Rapport du groupe de travail)

Concernant l'exercice du droit de veto, le groupe de travail articulait déjà le mécanisme de cession et de rétrocession des sites. Quant aux coûts de réfection des ouvrages, l'on indiquait que :

« 3. Le groupe Exploitation prépare au besoin une évaluation des coûts de réfection pour les ouvrages ayant subi des détériorations qui ne sont pas dues à l'usure normale (exemple : vandalisme). Toutefois, Hydro-Québec ne devrait pas être tenue d'effectuer des travaux de remise en état d'un ouvrage, car cela constituerait alors une subvention en faveur du promoteur. » (P-106)

D'autres grandes lignes directrices y étaient mentionnées :

> *« L'Entreprise n'intervient pas dans les discussions entre le gouvernement et le promoteur.*
>
> *L'Entreprise ne fournit aucune aide financière au promoteur.*
>
> *L'Entreprise détermine elle-même où sera situé le point de raccordement.*
>
> *Le Secrétaire général d'Hydro-Québec est l'interlocuteur désigné avec le gouvernement. Un responsable désigné par la région administrative concernée est l'interlocuteur avec le promoteur.*
>
> *L'Entreprise ne participe pas aux travaux du promoteur pour l'ingénierie et la construction.*
> *[...]*
> *Enfin, le groupe de travail souhaite que les politiques législatives qui seront adoptées par le gouvernement favorisent une re-*

lation directe entre le gouvernement et Hydro-Québec pour que les relations entre Hydro-Québec et les producteurs autonomes soient simplifiées et portent surtout sur les aspects commerciaux techniques de l'achat d'électricité. » (P-106)

Le rapport prévoyait le rôle qu'Hydro-Québec devrait jouer au sein de sa relation tripartite avec le MER et les promoteurs :

« *Communications entre le promoteur et Hydro-Québec*

Toute demande de nature générale, qui précède l'avant-projet, se fait entre le promoteur et le gouvernement. Par conséquent, toute personne qui s'adresse à Hydro-Québec à cette étape est référée au gouvernement. Hydro-Québec prépare une série de brochures d'information générale sur les exigences techniques, les tarifs, etc. et des brochures plus détaillées sur les clauses d'une lettre d'intention et d'un contrat type. Ces brochures sont remises au gouvernement qui les transmet aux intéressés, sur demande. » (Annexe 5)

Enfin, la Commission note que, dès cette époque, le mécanisme juridique de la lettre d'intention et l'essentiel de son contenu étaient envisagés :

« *Les points suivants devraient être inclus dans la lettre d'intention :*

— *Exigences techniques relatives à la qualité de l'énergie livrée et à l'équipement de mesurage et de raccordement.*

— *Emplacement du point de raccordement.*

— *Prix d'achat et de vente de l'électricité par Hydro-Québec.*

— *Partage des coûts reliés aux modifications du réseau d'Hydro-Québec.*

— *Modalités et conditions de fourniture d'énergie pour la construction réalisée par le promoteur.*

— *Échéancier de construction et date prévue pour le raccordement.*

— *Énergie et puissance à livrer sur le réseau d'Hydro-Québec.*

— *Durée prévue du contrat.*

— *Assurances de responsabilité civile auxquelles le producteur autonome devrait souscrire.* » (Annexe 6)

2.1.1.4 L'ANNEXE 9 SUR LE PRIX D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ FOURNIE PAR LES PETITES CENTRALES

En ce qui concerne la tarification, le groupe de travail restreint avait ajouté au rapport final une proposition *« sur le prix d'achat d'électricité fournie par les petites centrales. »* Cette étude fut produite conjointement par M^me^ Cécile Dion, du service de la Tarification et M. Éric Maillé, chef de service, analyses et prévisions économiques, Planification générale.

La suggestion faite par ce groupe et retenue par le conseil d'administration d'Hydro-Québec lors de l'approbation de la première grille tarifaire en novembre 1987, était la suivante :

*« **une tarification neutre (à long terme par rapport aux coûts marginaux)** vis-à-vis les promoteurs c'est-à-dire une tarification qui, tout en permettant des profits raisonnables pour un promoteur, ne comporte pas de subventions qui devraient être épongées par les clients d'Hydro-Québec. »*

Les auteurs indiquaient par ailleurs que c'était à cette condition que :

« les dépenses et les revenus reliés à l'achat d'énergie pourraient s'équilibrer à long terme pour Hydro-Québec. »

2.1.1.5 LE PRINCIPE DE LA TARIFICATION NEUTRE À LONG TERME

L'annexe 9 retenait le principe de la tarification neutre à long terme par rapport aux coûts marginaux. En substance, cela signifie que le prix payé par Hydro-Québec équivaut au prix qu'il lui en coûterait pour produire elle-même cet ajout de puissance et d'énergie.

L'on déterminait ainsi la valeur de l'électricité qui serait fournie, en l'espèce, par les producteurs privés. Cette méthode fait appel au concept des coûts évités. Le coût évité est une notion économique générale qui représente le coût qu'Hydro-Québec évite de débourser grâce au report de la construction et de la mise en service d'équipements, report rendu possible, en l'espèce, par l'achat d'électricité produite par des producteurs privés. En 1985, c'est le report du projet Grande Baleine qui servirait de référence.

L'approche des coûts évités était utilisée fréquemment au sein d'Hydro-Québec et ce, à diverses fins : la tarification, les exportations, le calcul d'économie d'énergie. La notion de coûts évités était également une norme industrielle reconnue et appliquée en Amérique du Nord.

Selon M. Michel Grignon, alors vice-président à la Planification générale, deux principes ont guidé le choix et le recours à cette méthode. Il fallait qu'Hydro-Québec adopte une formule neutre, juste, efficace et adaptée; elle ne devait nullement subventionner la production privée en offrant un prix supérieur à son propre coût de production d'électricité à la marge. Cette prise de position a d'ailleurs, semble-t-il, fait l'unanimité :

« *R* *Alors les coûts marginaux, ils servent pour la commercialisation, ils servent pour la tarification, ils servent pour les transactions avec les réseaux voisins, ils servent pour la production privée, ils servent pour le calcul des économies d'énergie, le calcul de la gestion d'énergie, les moyens.* ***C'est quelque chose d'assez, il faut se mettre dans la perspective où c'est pas quelque chose d'exceptionnel qui a été réalisé dans le cadre de ce mandat-là.*** *Ce qu'on a dû faire, c'est de prendre nos méthodes et de les appliquer, d'en faire une application de plus qui était : Comment on organise une grille pour acheter l'énergie éventuellement de producteurs privés?*

C'est les mêmes coûts marginaux que ceux qu'on utiliserait pour toutes les autres utilisations sauf qu'il fallait trouver le moyen de les mettre sous une forme où ça serait équitable et neutre et à l'avantage de tout le monde, et efficace de procéder. *Et on a choisi, dans le fond, les coûts marginaux exprimés sous forme d'une grille qui était ou bien saisonnière, ou bien horaire, avec des heures hors pointe puis des heures de pointe. Alors dans ce sens-là, la question de choisir une façon différente ne s'est pas posée parce que la façon de le faire normalement était tout à fait appropriée pour...*

Q *Ça n'a pas été discuté comme ça? Ces autres façons d'élaborer un tarif n'ont pas été discutées?*

R *Bien, à ma connaissance, ça n'a pas été discuté.* »

(M. Michel Grignon, transcription de la séance du 25 janvier 1996, p. 204-205)

2.1.2 LA POLITIQUE D'ACHAT D'HYDRO-QUÉBEC ET LE TARIF AU COEUR DES DISCUSSIONS : LES INTERVENTIONS DU MER ET DE TIERS

Si l'accord de principe d'Hydro-Québec pour acheter de l'électricité produite par des tiers était, pour le MER, le point de départ indispensable du processus de mise en oeuvre du programme qu'il envisageait, le tarif d'achat est vite devenu la condition essentielle de son succès.

Le développement de petites centrales, auquel s'appliquaient les taux du marché, exigeait du promoteur des capitaux importants. La rentabilité des projets constituait donc la pierre angulaire de leur viabilité. Les correspondances produites lors des audiences révèlent que la question tarifaire a fait l'objet de nombreuses discussions et interrogations autant de la part du ministère que du secteur privé. Un processus de négociation s'engagea entre les trois parties, Hydro-Québec, MER et les promoteurs. En effet, la position jusqu'alors exprimée par Hydro-Québec concernant la question tarifaire affectait directement la rentabilité des projets de petites centrales.

2.1.2.1 LES ÉTAPES DÉCISIVES DU 2 AVRIL 1986 ET DU 5 SEPTEMBRE 1986

- **La réunion du 2 avril 1986 dans les bureaux du financier M. Alfred K. Lawee**

Le débat s'est précisé en décembre 1984 lorsqu'un financier, M. Albert K. Lawee, président de la firme Les Placements Mirlaw Ltée, adressa une lettre au sous-ministre de l'Énergie d'alors, sollicitant une rencontre d'informations sur le programme d'achat de production privée que le Ministère projetait mettre sur pied. (P-46)

Intéressés à investir dans la production d'électricité, M. Lawee et ses conseillers firent valoir que le prix d'achat d'électricité privée en Ontario était fixé à 33 $/MWh et que cela constituait la base de leur demande. (P-48)

Ils soumirent également cette demande à Hydro-Québec le 5 décembre 1985, lorsqu'ils présentèrent leur projet de centrale

hydroélectrique sur la Voie maritime du Saint-Laurent (appelée Côte Ste-Catherine) que le groupe envisageait exploiter sous la raison sociale Développements Hydroméga. (P-62) Une étude de rentabilité établissant le montant de 35 $/MWh comme le seuil minimal acceptable y était jointe. (P-50)

Une correspondance interne d'Hydro-Québec indiquait que l'on considérait ce montant tout à fait inacceptable. Le maximum qu'Hydro-Québec envisageait offrir, après réévaluation des coûts marginaux à long terme, était de l'ordre de 20 $/MWh en 1988 pour le hausser à 30 $/MWh en 1991. Après avoir envisagé quelques modifications, vu l'effet de la date de mise en service sur la rentabilité de la centrale, cette note interne concluait :

« il apparaît peu probable que le projet avancé par les Placements Mirlaw Ltée satisfasse des critères de rentabilité «normaux» pour une mise en service avant 1989-1990. Après cette date, il semble possible de rentabiliser la centrale, si celle-ci bénéficiait de concessions au niveau de droits d'eau et des coûts de location du site. ***La rentabilité demeurerait toutefois marginale.*** *Une conclusion définitive concernant l'attrait du projet pour des investisseurs, exigerait cependant une étude détaillée des avantages fiscaux dont il pourrait bénéficier (REA, aide à la petite entreprise, possibilité que le gouvernement fédéral permette à nouveau la dépréciation accélérée de cette classe d'actifs, etc.) »* (P-159, p. 3)

Cette note du 16 janvier 1986 fut transmise au comité de gestion de la Direction supérieure qui en confia la responsabilité, le 4 février 1986, à la vice-présidence exécutive Marchés externes puisqu'il s'agissait d'achat d'énergie.

Le 2 avril 1986 se tint une réunion aux bureaux de la firme Les Placements Mirlaw Ltée à laquelle participaient les représentants d'Hydro-Québec, M. Nazon, représentant du MER, M. Lawee et l'un de ses conseillers. Le compte rendu de la rencontre, rédigé par le représentant du MER, révèle que :

« Les deux parties se sont séparées sans conclure d'entente, leurs positions étant trop éloignées.» (P-54, p. 2)

En effet, MM. J.-C. Richard, directeur de Planification et Administration commerciales, et Jacques Guevremont, vice-président exécutif Marchés externes, estimaient impossible de justifier un

montant supérieur à 10 $/MWh compte tenu de la situation de surplus qui prévalait toujours.

Hydro-Québec poursuivit sa réflexion et, le 25 juin 1986, eut lieu une réunion du comité de gestion de la Direction supérieure. Son compte rendu révèle qu'un projet de politique a été déposé le 20 juin 1986 et qu'il restait à régler la détermination du tarif d'achat. (P-166)

Comme toutes les modalités tarifaires n'étaient pas encore réglées, l'on conclut, le 25 juin 1986, que : « *après discussion sur les prix d'achat d'électricité, sur le transport et sur le partage des coût. de raccordement, il est convenu d'établir le prix jusqu'au point de raccordement et de justifier les coûts;* ***il est convenu que le groupe Marchés externes discutera de cette hypothèse de travail avec le MER.*** » (P-869, p. 3)

- **La rencontre du 5 septembre 1986 entre Hydro-Québec et le MER**

Lors de cette rencontre, Hydro-Québec signifia son accord, encore officieux, pour adopter une politique d'achat d'électricité auprès des tiers. M. Guevremont et ses collègues exposèrent et remirent aux représentants du MER un projet de politique d'achat et de directive qui devait être soumis au conseil d'administration d'Hydro-Québec.

Après avoir exprimé cet accord, Hydro-Québec fit valoir son point de vue et en établit les balises. (P-67) Reprenant les orientations de son rapport interne, (P-106) la société d'État manifestait sa volonté d'exercer un droit de veto pour l'aménagement des sites en établissant un mécanisme de cession et de rétrocession des sites :

> « R *Oui. Aussi ils avaient manifesté cet intérêt, en fait, le compte rendu le dit bien* ***c'est que leur préoccupation c'était sur une rivière, si on venait d'installer une petite centrale de 4 MW, 5 MW et que ça venait contrarier un projet futur qui aurait une plus grande envergure.*** *C'était pour éviter des interférences avec des projets futurs.* »
> (M. Philippe Nazon, transcription de la séance du 12 décembre 1995, p. 31)

Hydro-Québec refus[illegible] de présenter une liste des sites qu'elle était prête à céder ou rétrocéder, ne voulant pas que l'on procède à une

campagne de sensibilisation au développement des petites centrales, et était réticente à rendre disponible aux promoteurs les études qu'elle possédait.

Les parties s'accordèrent toutefois sur la rédaction d'une lettre d'entente concernant les mécanismes de cession et de rétrocession des sites.

Le projet de politique d'achat avait déjà fait l'objet, avant la rencontre du 5 septembre 1986, de consultations auprès de fonctionnaires du MER. La preuve à cet égard révèle l'existence d'échanges fréquents, d'informations et de points de vue entre les services des deux entités publiques, notamment entre les vice-présidents d'Hydro-Québec et les sous-ministres, mais jamais entre le ministre et le président d'Hydro-Québec :

> « R *Il y avait certainement un intérêt du ou de la ministre à l'époque, sur le programme des petites centrales. Les discussions que j'ai eues avec l'Hydro-Québec ça été des discussions sous-ministérielles avec les gens d'Hydro-Québec, je n'ai jamais eu, de mémoire, une discussion avec le ou la ministre sur le problème des petites centrales avec les représentants d'Hydro-Québec.* »
> (M. Gérard Prévost, transcription de la séance du 19 décembre 1995, p. 189-190)

Les hauts fonctionnaires venus témoigner devant la Commission ont confirmé l'existence et la régularité de ces échanges épistolaires.

2.1.2.2 L'ADOPTION DE LA POLITIQUE D'ACHAT PAR HYDRO-QUÉBEC LE 18 FÉVRIER 1987

Le 18 février 1987, le conseil d'administration d'Hydro-Québec exprimait officiellement son intention d'acheter de l'électricité de producteurs privés en adoptant la *Politique d'achat d'électricité produite par des petites centrales appartenant à des tiers au Québec.* (P-68) Cette politique concernait les centrales de toutes les filières énergétiques mais limitait la puissance des centrales hydroélectriques à 25 MW.

Le document indiquait que le prix d'achat serait conforme à une tarification neutre à long terme par rapport aux coûts marginaux d'Hydro-Québec.

Un premier mode d'évaluation détaillé du prix d'achat, permettant d'élaborer une grille tarifaire applicable à l'achat d'électricité produite par le secteur privé, fut adopté par Hydro-Québec le 18 novembre 1987. (P-69)

Le tarif serait établi en tenant compte des coûts évités par l'entreprise par le report d'équipements de production et de la valeur économique de l'énergie à court terme en période de surplus.

2.1.2.3 LES COÛTS ÉVITÉS : UNE ÉVIDENCE POUR HYDRO-QUÉBEC

L'on n'a envisagé aucune autre méthode que celle des coûts évités; elle paraissait la solution appropriée :

> « R ***C'était la façon de faire.*** *Mais, là, j'essaie de vous rendre la. l n'y avait pas de, comment je pourrais vous dire ça, il n'y avait pas vraiment d'alternative. On part d'un scénario ou même s'il y avait eu d'autres mesures, là, je ne parle pas d'achat massive d'énergie, on part de l'hypothèse où Hy o-Québec est en mesure d'ajuster son parc, puis on prend une situation puis on regarde un scénario, puis on calcule les coûts puis, après ça, on avance ou on recule, et on calcule les coûts marginaux.* ***C'est une méthode tellement éprouvée, je vous avoue que je ne vois pas laquelle autre, même aujourd'hui, avec le rapport, je ne vois pas la pertinence d'avoir à examiner d'autres façons de faire.*** *Il me semble que... »*
> (M. Michel Grignon, transcription de la séance du 25 janvier 1996, p. 203)

Le présent rapport reviendra plus particulièrement sur cette question lors de l'examen des grilles tarifaires et de l'opportunité économique de la politique d'achat.

Il reste par ailleurs que la question du tarif d'achat est demeurée au coeur de l'établissement de la politique d'achat adoptée par Hydro-Québec.

2.2 LE DOSSIER DES PETITES CENTRALES AU MER DE 1983 À 1988

2.2.1 1983-1985 : UN DOSSIER MIS EN VEILLEUSE QUE RÉANIMENT UN PROMOTEUR ET SES CONSEILLERS

Entre 1983 et 1985, le dossier des petites centrales n'a été l'objet, au MER, que d'études partielles et ponctuelles. La Direction de l'électricité ne disposait, à cette époque, que de l'inventaire des sites fourni par Hydro-Québec.

La preuve a révélé que durant cette période où Hydro-Québec consacrait des efforts particuliers à la question en constituant deux groupes de travail, le MER mettait en quelque sorte le dossier en attente tout en produisant des ébauches de politique :

« Q A votre connaissance, y avait-il, à cette époque-là, à l'époque de la réunion, une politique du ministère ou un projet de politique au sujet des petites centrales? (en décembre 84)

R A l'époque de cette réunion, ***il y avait eu déjà des réflexions qui avaient été faites.*** *Il y avait eu des papiers qui avaient été écrits mais si on utilise le terme «politique», ça veut dire que ça a été autorisé au niveau, en fait, à un échelon, à un échelon le plus élevé qui pour moi, est l'échelon sous-ministériel, donc au niveau du sous-ministre avant de passer à l'échelon politique.*

Les documents de travail qui avaient été déjà préparés, étaient restés au niveau de direction, ça n'avait pas franchi, donc, l'étape sous-ministérielle. C'est vrai qu'il y avait effectivement des documents, qu'il y avait des documents qui avaient été écrits et certains étaient restés au niveau des professionnels, ça n'avait pas été plus haut, c'est-à-dire qu'avec leurs directeurs respectifs, ils trouvaient que bon, il fallait revenir sur la question que les pistes de réflexion qui étaient avancées dans ce document méritaient donc, en fait, du travail additionnel. »
(M. Philippe Nazon, transcription de la séance du 12 décembre 1995, p. 93-94) (notre parenthèse)

« Q Est-ce qu'au sein du ministère à cette époque de cette réunion, il y avait un groupe qui était chargé de la préparation d'une politique du ministère vis-à-vis des petites centrales?

R Bon. ***C'est un dossier qui était semi-actif dans notre jargon administratif, c'est-à-dire qu'il n'y avait pas une priorité sur la politique des petites centrales,*** *ça allait par coût en fonction de la disponibilité parce qu'on n'est pas nombreux dans cette*

> *direction et on a une charge de travail assez importante. Alors on arrivait à dégager une personne/année ou... on ne peut pas dire que c'était un dossier qui était la priorité du ministère mais bon, il y avait une réflexion qui était en cours à partir d'une lecture de ce qui se faisait ailleurs. »*
> (M. Philippe Nazon, transcription de la séance du 12 décembre 1995, p. 40)

La pièce P-72, document de travail n'ayant jamais franchi l'étape sous-ministérielle mais faisant le point sur les petites centrales en date du 16 mars 1984, indique ceci :

« **Par ailleurs le potentiel aménageable est évalué à 5 000 MW et réparti sur 300 sites**. Ces derniers ont fait l'objet d'études sommaires d'Hydro-Québec basées sur les caractéristiques techniques des sites où seront installées les centrales.

Dans le domaine de l'hydro-électricité, l'effet de taille est particulièrement sensible et les petites installations sont généralement plus chères au kW installé que les aménagements de forte puissance. ***Le coût unitaire des petites centrales de moins de 50 MW qui ont été étudiées au Québec (Lac Robertson, 7 000 $/kW) est au moins quatre fois supérieur à celui des mégaprojets*** *(La Grande, phase I, 1 450 $/kW). De tels coûts expliquent pourquoi le Québec a privilégié jusqu'ici le développement des grandes rivières plutôt que celui des petites.* ***Cette tendance se maintiendra encore pendant plusieurs années à moins que l'économique des petites centrales ne se modifie considérablement.*** » (P-72, p. 3)

Malgré cette constatation, l'on considérait souhaitable de « *favoriser par tous les moyens possibles, notamment en réduisant au minimum les contraintes réglementaires, le développement des petites rivières tant par Hydro-Québec que par d'autres intervenants (municipalités, entreprises, particuliers).* » (P-72, p. 6) Le MER nota que la fermeture de plusieurs petites centrales par Hydro-Québec n'avait fait l'objet d'aucune analyse rigoureuse quant aux coûts de remplacement de l'énergie et de modernisation des sites. L'objectif était de les maintenir en opération « *dans la mesure où c'est économique.* » (P-72, p. 10)

L'état du dossier des petites centrales à l'automne 1984 peut se résumer ainsi :

« *Q* *N'est-il pas exact de dire qu'à l'époque, en décembre mil neuf cent quatre-vingt-quatre (1984), le ministère se montrait beaucoup plus intéressé qu'Hydro-Québec au développement d'une politique concernant les petites centrales?*

R *Si je me rappelle bien* ***c'étaient deux projets parallèles****, parce que quand nous avons rencontré le groupe de travail d'Hydro-Québec, ils avaient déjà produit un premier rapport.* ***Ils avaient produit un premier rapport donc leurs travaux étaient même, d'après moi, assez, même plus avancés que les nôtres. Parce que nous, on avait des éléments de réflexion qui étaient mis de l'avant mais on n'avait pas un rapport qui était intégré, comme eux l'avaient déjà produit.*** »

(M. Philippe Nazon, transcription de la séance du 12 décembre 1995, p. 41)

Hydro-Québec avait donc pris les devants dans ce dossier par rapport au MER.

C'est en décembre 1984 que le MER annonça à Hydro-Québec que la notion de petites centrales désignait les centrales hydrauliques de moins de 25 MW et que la politique gouvernementale se limiterait à ce type de centrale.

Le Ministère privilégiait les centrales que la société d'État envisageait désaffecter à court et moyen termes; s'y ajoutaient les autres centrales désaffectées faisant l'objet d'une requête de la part des promoteurs. Le MER prévoyait également inclure des sites nouveaux ou vierges si requis par les promoteurs.

Selon le rapport produit par Hydro-Québec, le MER attribuait le rôle suivant à la société d'État :

— « *Obligation pour Hydro-Québec d'acheter l'électricité produite, selon une tarification à déterminer. Un tarif basé sur le "coût de remplacement" de l'électricité produite a été discuté. On a aussi mentionné qu'Hydro-Québec pourrait peut-être devoir prolonger son réseau ou y faire l'installation de certains équipements à ses frais.*

— *Hydro-Québec pourrait soit louer son bail à un promoteur, soit rétrocéder son bail au gouvernement. Dans les cas où Hydro-Québec est propriétaire des forces hydrauliques, les deux mêmes possibilités pourraient être envisagées.* »

(P-106, rapport du groupe de travail, 30 septembre 1985, annexe 2, p. 2)

Tels étaient, à la fin de l'année 1984, les principaux paramètres déjà déterminés par le Ministère.

❑ **Le rôle du financier M. Alfred K. Lawee et de ses conseillers**

M. Lawee a appris, dès 1984, que le gouvernement entendait instaurer ou restaurer un réseau de production privée d'électricité. Cette information lui venait notamment de M. Jean Roch, alors employé d'Hydro-Québec et membre du groupe de travail sur les petites centrales. M. Roch était l'un des conseillers de M. Lawee.

Le 7 décembre 1984, M. Lawee écrivait à M. Richard Pouliot, sous-ministre de l'Énergie l'invitant à *« explorer [...] des normes menant à un Protocole d'Entente. »* (P-46) pour vendre de l'électricité. M. Lawee précisait qu'il avait déjà procédé à des études préliminaires lui ayant permis d'identifier certains sites.

Une rencontre eut effectivement lieu le 18 février 1985 entre M. Nazon, représentant du MER, et MM. Gilles Bellemare, Jacky Cerceau et John Couture, tous trois employés d'Hydro-Québec, mais agissant à cette occasion à titre de conseillers techniques pour la firme Les Placements Mirlaw. Les agissements de ces employés d'Hydro-Québec seront analysés dans une partie subséquente de ce rapport.

Les premiers contacts entre la société Mirlaw et les fonctionnaires du MER portaient essentiellement sur des échanges et des demandes d'informations. Le MER, comme les promoteurs, était dans l'attente d'une grille tarifaire qu'Hydro-Québec adopterait.

À l'issue de la réunion du 2 avril 1986[33], au cours de laquelle Hydro-Québec déclara qu'elle n'offrirait pas un tarif supérieur à 10 $/MWh, un collaborateur de la firme Mirlaw, consultant indépendant, suggérait au sous-ministre de l'époque, M. Marcel Gilbert, de faire des représentations auprès d'Hydro-Québec afin de modifier sa décision :

« Nous sommes, Monsieur le Sous-ministre, entièrement dépendant des représentations politiques musclées que votre Ministère établiera avec

---

33. Voir section 2.1.2.1.

Hydro-Québec, afin d'obtenir un prix comptable ferme/KWh ainsi que des clauses escalatoires justes nous permettant ainsi d'arrêter le financement de mini-centrales hydro-électriques privées. » (P-108)

Un mois plus tard, le 15 mai 1986, M. Lawee écrivait au ministre de l'Énergie, M. John Ciaccia. La Commission a noté qu'à la suite de cette lettre, la correspondance entre M. Lawee et le personnel du ministère laissait désormais apparaître les noms de hauts dirigeants de ce Ministère. La Direction générale de l'électricité se déclarait prête à rééquilibrer les rapports existants entre Hydro-Québec et les promoteurs en soutenant ces derniers. M. Alban d'Amours, sous-ministre associé à l'Énergie de l'époque, évoqua s'être prononcé auprès de tiers pour qu'une politique soit rapidement élaborée. C'est sous l'impulsion de cette prise de position qu'il agit avec célérité en créant, en juillet 1986, un comité de travail mandaté pour compléter le programme des petites centrales.

L'on constate donc l'influence marquée qu'a pu avoir M. Lawee, conseillé, rappelons-le, par des employés d'Hydro-Québec, sur l'évolution du dossier des petites centrales au sein du MER.

En 1987, après l'adoption de sa politique d'achat, Hydro-Québec reconnut la demande de M. Lawee et offrit le prix de 35 $/MWh à Développements Hydroméga, qui se substituait à Mirlaw, pour le projet de Côte Ste-Catherine; ce tarif n'était par ailleurs issu d'aucune grille tarifaire approuvée par le conseil d'administration d'Hydro-Québec.

2.2.2 1986-1988 : LE DOSSIER SE RÉACTIVE ET LE MER FAIT LE POINT

2.2.2.1 CRÉATION D'UN COMITÉ DE TRAVAIL SUR LE DOSSIER DES PETITES CENTRALES EN JUILLET 1986

Un comité fut mis sur pied sous l'autorité de M. Alban d'Amours vers le 7 juillet 1986. (P-75) Sous-ministre associé à l'Énergie d'avril 1986 à août 1987, M. d'Amours avait reçu le mandat d'amorcer une politique ministérielle sur la production privée d'électricité.

Travaillant sur la base des informations contenues dans le rapport d'Hydro-Québec du 30 septembre 1985 et dans l'étude de renta-

bilité produite par M. Lawee sur le projet Côte Ste-Catherine, le comité considérait que :

« l'un des éléments le plus important que le comité aura à recueillir concerne la «politique» d'achat par Hydro-Québec de l'électricité produite par des tiers. A cet effet, une démarche a déjà été entreprise auprès d'Hydro-Québec depuis plusieurs mois et se poursuivra au cours des prochaines semaines... » (P-75)

M. d'Amours confirma que, nonobstant *« l'esprit de coopération d'Hydro-Québec »*, la tarification proposée par l'entreprise était loin d'être attrayante pour les producteurs potentiels de même que pour le MER, comme en atteste la lettre que M. Jacques Saint-Cyr, directeur général des Énergies conventionnelles au MER, a adressée à M. d'Amours le 21 mai 1986 :

*« **Toutefois la question de la formule établissant le prix d'achat conditionne le succès ou l'échec de toute politique de développement des petites centrales**. Aussi pour susciter un intérêt chez les promoteurs et favoriser l'étude technique de nouveaux projets, **la formule retenue devrait dans la mesure du possible permettre de rentabiliser au mieux les petites unités de production sans causer des pertes financières à la société d'État.***

D'une part, les petits producteurs demandent des contrats d'achat et un prix qui leur donne un rendement raisonnable. D'autre part Hydro-Québec co aît des surplus et ne veut pas subventionner les producteurs privés. L plus, il faut reconnaître que les raccordements des producteurs privés au réseau d'Hydro-Québec posent des problèmes et exigent une politique assez spécifique, notamment en ce qui concerne le partage des coûts de raccordement d'une petite centrale au réseau provincial.

Il y aurait donc lieu de rencontrer Hydro-Québec pour discuter des critères qui devraient être utilisés pour établir le prix à verser au producteur privé. ***Hydro-Québec est en position de force et il faudra nécessairement que le ministère s'implique pour assurer une protection aux producteurs privés.*** *»* (P-73)

M. Saint-Cyr a expliqué que cette conclusion signifiait que le MER deva. *« être actif aux côtés des producteurs privés »*, c'est-à-dire aux côtés des promoteurs. (M. Jacques Saint-Cyr, transcription de la séance du 12 décembre 1995, p. 173)

Quoique ce langage soit des plus nuancé, la Commission estime que l'attitude du Ministère était loin d'être celle d'un arbitre neutre.

Le 19 décembre 1986, le comité du MER soumettait son rapport intitulé *Politique relative au développement des petites rivières du Québec*. (P-71) Il précisait les données de la problématique des petites centrales telles que perçues par les fonctionnaires du Ministère. Ce document se situait dans la foulée de la rencontre du 5 septembre 1986[34] avec la société d'État durant laquelle le projet de politique d'achat et de directive d'Hydro-Québec fut remis aux dirigeants du MER. Le rapport constituait donc une réaction à ces projets, sans toutefois constituer une politique officielle.

L'on y lit notamment :

« Les corporations municipales ou les entreprises privées seront encouragées à construite des petits aménagements hydroélectriques. ***La petite centrale est un autre moyen de fournir de l'énergie et son utilisation est justifiée lorsqu'elles représentent dans le cadre de circonstances locales spécifiques (ressources disponibles, coût de l'énergie alternative) le meilleur choix technique, économique et environnemental.*** *Les investissements restent très lourds, mais le poste du génie civil qui accapare jusqu'à 50 % du coût de l'aménagement, peut être réduit sensiblement par l'adjonction de mini-centrales à des barrages existants ou par la réfection des barrages désaffectés.*

Le recours accru pour cette forme d'énergie à travers le monde constitue pour le Québec une source probable de revenus et de création d'emplois pour la fabrication de turbines, d'équipements électriques et d'accessoires. *L'exportation du "savoir-faire" québécois répond à une demande croissante du marché d'exportation américain et des pays en voie de développement à moyen et à plus long terme.*

Aussi, il convient de stimuler le développement ordonné de cette forme d'énergie par l'assouplissement des entraves aussi bien économiques qu'institutionnelles qui freinent sa mise en valeur. Il faut encourager les groupes privés et les corporations municipales à porter leurs efforts vers la valorisation de la ressource

---

34. Voir section 2.1.2.1.

hydraulique à leur portée en devenant producteurs d'énergie. » (P-71, p. 14)

La construction de petites centrales hydroélectriques par le secteur privée y *« est encouragée par la mise en place de mesures créant des débouchés sûrs pour l'énergie produite et à un prix intéressant. »* (P-71, p. 6)

Le comité, très intéressé par le développement de petites centrales, envisageait des aménagements susceptibles de favoriser cette filière :

« Le potentiel de la petite production hydraulique n'est pas évaluée, ce qui ne justifie pas pour autant qu'il soit à négliger. Alors que de nombreux investisseurs privés ou groupes financiers, se tournent vers cette forme d'énergie, l'implantation de certaines mesures administratives pourrait favoriser le développement de la production autonome. » (P-71, p. 8)

Ces mesures impliquaient, entre autres, des modifications législatives visant à simplifier les processus d'autorisation des projet hydroélectriques.

Par exemple :

— Concernant la *Loi sur le régime des eaux*, l'on prévoyait une hiérarchisation dans la procédure d'approbation :

« Pour les centrales de puissance comprise entre 1 MW et 10 MW la location de forces hydrauliques serait autorisée par décret ministériel. Quant aux centrales de puissance supérieure à 10 MW, la concession des forces hydrauliques serait effective en vertu d'une nouvelle loi. » (P-71, p. 11)

— L'on envisageait également une révision du système de redevances :

« Pour la clientèle que représentent les promoteurs de petites centrales, il s'agit d'un revenu marginal par rapport au total des redevances perçues par le gouvernement. Par conséquent, il est proposé l'abolition des deux redevances, statutaire et contractuelle, pour les micro et mini centrales.

Pour les centrales hydroélectriques de puissance supérieure à 1 MW, les deux redevances seraient maintenues, avec une modification à la

redevance contractuelle. Celle-ci serait perçue sous forme de loyer, ou bail, ou permis d'occupation, dont le prix serait à déterminer (en fonction de la superficie du site affecté, ou de la production). » (P-71, p. 12)

— Quant à la *Loi sur la qualité de l'environnement* :

Le *statu quo* apparaissait acceptable; c'est-à-dire que l'autorisation du sous-ministre de l'Environnement était suffisante pour l'approbation de projets de moins de 10 MW.

Enfin, l'on souhaitait que *« les promoteurs de petites centrales (particuliers et municipalités) aient un interlocuteur unique pour aborder les questions de procédure d'autorisation gouvernementale. »* (P-71, p. 13) Notons que les municipalités furent finalement exclues de l'application de la politique gouvernementale.

Pendant ce temps, les efforts de M. Lawee pour préciser les contours de la politique du MER se poursuivaient. En janvier 1988, une lettre d'Hydroméga, tout en remerciant M. Ciaccia de son assistance, requerrait l'intervention personnelle du ministre pour accélérer le processus visant à modifier la *Loi sur le régime des eaux*. Un des attachés politiques de M. Ciaccia se saisit du dossier. Il invoqua l'urgence pour demander à la directrice de l'aménagement, M^me^ Michèle Laberge, de constituer, en marge du circuit officiel et en quatre jours, un dossier sur le cas Hydroméga et de préparer un projet de réponse pour M. Ciaccia. Il appert que le projet de lettre préparé par M^me^ Laberge n'ait pas été signé par le ministre.

2.2.2.2 LA NOUVELLE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE GOUVERNEMENTALE DE SEPTEMBRE 1988 : UNE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE À PORTÉE ÉCONOMIQUE

❑ **Le processus d'élaboration**

M. Jean-Claude Villiard a occupé le poste de sous-ministre associé à l'Énergie de septembre 1987 à juin 1988. Son mandat principal consistait à préparer une politique énergétique gouvernementale. Selon lui, la réflexion sur l'évolution de la situation énergétique a été commune et ouverte entre tous les services ministériels concernés. L'évolution des diverses filières a été examinée et l'ensemble des discussions a été exempte de directives précises de la part du ministre.

Chaque division technique du secteur *énergie* du ministère a rédigé une partie de cette politique. Soumis à l'examen de divers comités, le texte final était complété en juin 1988.

❑ Une politique à saveur économique

Intitulée *L'énergie, force motrice du développement économique*, (P-113) la politique énergétique parut en septembre 1988, sous la plume du ministre de l'Énergie et des Ressources, M. John Ciaccia.

M. Villiard a exposé devant la Commission les grands traits de cette politique et a conclu que la création d'emplois et le développement économique, surtout régional, en constituaient l'essence. La production énergétique était abordée comme un moyen et non plus comme une finalité; elle était l'outil requis pour contribuer à l'essor industriel et économique du Québec.

C'est d'ailleurs cette dynamique qui avait présidé au développement d'un programme d'exportation d'électricité. Les objectifs d'exportation étaient de 3 500 MW et des devancements de moyens de production étaient requis, devancements qui visaient des projets totalisant 2 500 MW, soit environ huit milliards de dollars d'investissement. Il s'agissait là d'une préoccupation majeure tant pour le gouvernement que pour Hydro-Québec.

L'on notera qu'en 1987, les surplus existaient encore alors qu'ils commencèrent à chuter en 1988, obligeant Hydro-Québec à procéder à son premier rachat de contrats d'électricité excédentaire des papetières. Ces surplus sont disparus en 1989. Les ventes excédentaires, qualifiées d'importantes en 1982-83 et représentant en 1986 13 600 millions de kWh, baissèrent en 1988 à 8 700 millions de kWh pour ne totaliser en 1989 que 300 millions de kWh.

❑ Les objectifs de la politique énergétique de 1988

Ces objectifs couvraient deux volets :

Volet économique :

- utiliser l'énergie pour stimuler le développement économique et appuyer le développement régional;

- maximiser les retombées industrielles des activités énergétiques;
- favoriser la concurrence dans l'industrie énergétique au bénéfice des consommateurs québécois;
- appliquer la politique énergétique gouvernementale avec le souci constant de protéger l'environnement et la qualité de vie.

Volet énergétique :

- développer et maximiser l'utilisation des ressources hydroélectriques;
- assurer et renforcer la sécurité des approvisionnements énergétiques;
- favoriser la maîtrise de l'énergie, c'est-à-dire une meilleure utilisation des énergies existantes et la promotion de nouvelles énergies;
- garantir l'accès du Québec aux ressources canadiennes à des prix compétitifs.

2.3 LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE GOUVERNEMENTALE DE 1988 ET LES PETITES CENTRALES

La politique énergétique de septembre 1988 comportait un chapitre sur les petites centrales et permet de comprendre l'évolution ultérieure du dossier.

2.3.1 LES PETITES CENTRALES : CONSIDÉRATIONS ÉNERGÉTIQUES

2.3.1.1 LES PETITES CENTRALES DANS LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DE 1988

Insérées au chapitre de la contribution au développement industriel de la politique *L'énergie, force motrice du développement économique*, les petites centrales représentaient une participation de 300 MW dans le bilan énergétique québécois et devaient générer des investissements de l'ordre de 150 millions de dollars :

« Q Comment était déterminé le 300?
R Il y avait, si mon souvenir est bon, il y avait une liste de ces centrales désaffectées, centrales hydroélectriques désaffectées, qui étaient disponibles au ministère de l'Énergie, au secteur

> *énergie, à ce moment-là, et qui venait d'Hydro-Québec, et qui listait un peu les différents sites désaffectés. Si vous faisiez le total, vous arrivez à peu près à ce 300 MW-là. »*
> (M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 17-18)

Le volet des petites centrales comptait parmi les moyens d'action retenus pour contribuer au développement industriel. La politique exposait les visées gouvernementales sur les petites centrales à la section intitulée *Aménager de petits sites hydroélectriques :*

> *« Le potentiel techniquement amé[nagea]able des petites rivières est d'environ 5 000 MW. **Cependant, l'i[ntérê]t immédiat des producteurs autonomes porte essentiellemen[t sur] l'aménagement de sites désaffectés, dont le potentiel est de [300] MW. En se fondant sur les projets en cours ou prévus, les inves[tissements] des prochaines années totaliseront 150 millions de dollars** [dans une] nouvelle activité industrielle aura diverses retombées économ[iques : la] fabrication d'équipements électromécaniques dont le contenu qu[ébé]cois est voisin de 40 %; mise à contribution des firmes de génie-conseil pour les études technico-économiques et environnementales; formation d'ouvriers qualifiés et création d'emplois en région. »* (P-113, p. 57)

Le développement économique régional demeurait donc un corollaire nécessaire au programme des petites centrales lesquelles faisaient partie des objectifs à long terme du gouvernement.

L'on notera qu'en 1988, la politique gouvernementale ne touchait pas directement à la cogénération.

❑ **Le pourquoi et le comment des petites centrales**

M. Villiard a qualifié d'accessoire le rôle des petites centrales au sein de la politique énergétique de 1988 :

> *« Q ...est-ce que vous pourriez nous dire quelle était l'importance de cet aspect de la politique pour le gouvernement, de cet aspect précis de l'aménagement des petits sites hydroélectriques?*
> *R Oui. **D'abord, il faut dire que l'aménagement des petits sites hydroélectriques**, et possiblement d'autres centrales puisqu'on y faisait référence, comme on le voit à la toute fin de la section qui traite d'aménager de petits sites hydroélectriques, **c'était accessoire. »***
> (M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 16)

Compte tenu que le programme envisagé ne visait que des productions minimes sur des sites désaffectés, il permettait à Hydro-Québec non seulement d'éviter de mettre en place une structure de coûts adaptée à une approche plus *micro,* mais aussi de soustraire de ses coûts les frais inhérents à l'entretien de ces sites désaffectés, dont elle demeurait responsable malgré leur inactivité.

Cette responsabilité explique que l'objet de la politique touchait essentiellement les sites désaffectés[35] et, sans l'exclure toutefois expressément, la perspective d'intégrer l'aménagement de nouveaux sites n'était pas essentielle selon l'esprit de la politique :

> *« Q Oui, oui, les concepteurs. Est-ce qu'ils envisageaient l'aménagement de nouveaux sites?*
> *R. Non, ce n'était pas dans l'optique, dans l'esprit de cette politique-là à ce moment-là. »*
> (M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 144)

C'est d'ailleurs dans cet esprit que s'exprimait le ministre John Ciaccia à l'Assemblée nationale :

> *« Ce sera seulement des petites centrales, celles qui sont désaffectées. Avant qu'elles soient complètement détruites par le temps, on va les mettre en marche.*
> *[...]*
> *Au point de vue économique, ce n'est pas économique pour le secteur privé d'aller commencer à exploiter les rivières, les petites rivières, s'il n'y a pas un barrage existant. »*[36]

Il ajoutait en Commission parlementaire :

> *« Le but de ça, c'est de remettre les petites centrales désaffectées en service. »*[37]

---

35. Les sites désaffectés se définissent comme étant des sites qui ont été aménagés à un moment donné et qui, sans être abandonnés, ne produisent plus d'électricité.

36. Journal des débats de l'Assemblée nationale, 15 novembre 1988 : présentation du projet de loi 71 intitulé *Loi modifiant la Loi sur le régime des eaux*, p. 3694, 3696.

37. Journal des débats, Commission parlementaire: Commission permanente de l'économie et du travail, étude détaillée du projet de loi 71, 8 décembre 1988, p. CET-1504.

À cette occasion, M. Ciaccia proposait alors u. ımendement à la *Loi sur le régime des eaux* visant à permettre la location des forces hydrauliques du domaine public, pour une centrale d'une puissance égale ou inférieure à 25 MW, et ce, par simple décret gouvernemental.

L'intérêt portait donc plus particulièrement sur les sites désaffectés, quoique l'on n'excluait pas les sites vierges :

« Q *Il est de plus mentionné que l'intérêt portait surtout sur des sites désaffectés. Est-ce que vous êtes en mesure d'élaborer sur cet aspect-là?*

R *C'est ce qui est écrit ici mais on peut dire que dès le départ, évidemment il y avait des sites désaffectés par Hydro-Québec, je vais essayer peut-être d'établir le contexte là. On pouvait,* ***il y avait peut-être trois volets qui pouvaient être applicables là aux petites centrales, d'abord toutes les rivières qui étaient du domaine public, qui n'étaient pas exploitées en bas de 25 MW étaient éligibles, les sites désaffectés par Hydro-Québec ou tout autre projet qui était du domaine privé et qui aurait pu faire l'entente entre des gens du privé pour aménager en bas de 25 MW.***

Alors ici, on parle de sites désaffectés parce que c'est un dossier qu'on a ramassé à travailler avec l'Hydro-Québec, quand on parle de sites désaffectés, évidemment, on parle du principal employeur ou du principal maître d'oeuvre de ces sites-là qui était l'Hydro-Québec à l'époque.

Alors, fallait-il s'entendre avec Hydro-Québec qui, suite à deux rapports que vous avez mentionnés et que vous connaissez déjà, avait proposé que les sites désaffectés ou les sites de terres publiques, ***l'Hydro-Québec n'était pas intéressée à aménager ces centrales-là en bas de 25 MW et que c'est dans ce cadre-là que le ministère a pris le relais pour assumer, ou vouloir assumer d'être maître d'oeuvre du programme des petites centrales.***

Donc, le principal pourvoyeur ou la principale source d'approvisionnement des sites désaffectés, me parait-il à l'époque, *était, venait de l'Hydro-Québec. »*
(M. Gérard Prévost, transcription de la séance du 19 décembre 1995, p. 162-163)

Hydro-Québec devait donc consentir à la cession des sites désaffectés qu'elle détenait; elle serait l'unique acheteur conservant ainsi

son monopole de la distribution de l'électricité. Il y avait consensus pour ne pas subventionner les promoteurs en payant au-delà de ce qu'Hydro-Québec pouvait ou voulait payer. M. Ciaccia a d'ailleurs indiqué qu'il voulait que la société d'État conserve l'entière autorité sur la distribution de l'électricité.

2.3.1.2 LES PETITES CENTRALES : 1 % DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION D'HYDRO-QUÉBEC

La situation énergétique de 1988 annonçait l'amorce d'une chute des surplus, mais le parc d'équipements d'Hydro-Québec demeurait suffisant pour répondre à la demande. Le Québec amorçait une quatrième année successive de faible hydraulicité (apports naturels d'eau). Hydro-Québec avait des problèmes de distribution qui l'obligeaient à concentrer son attention sur la restauration du réseau de transport en raison des nombreuses pannes survenues en cours d'année. À cela s'ajoutaient les engagements des contrats d'exportation qu'Hydro-Québec avait signés antérieurement.

M. Villiard a déclaré devant la Commission que les petites centrales n'étaient pas vraiment destinées à repousser les grands projets alors envisagés par Hydro-Québec; il s'agissait plutôt d'un ajout très accessoire à la production globale d'Hydro-Québec :

«Q Si je reviens à la première partie, en fait mon interrogation c'est vis-à-vis ceux qui ont élaboré cette politique-là, est-ce qu'en l'écrivant, en l'élaborant, ils avaient l'impression d'ajouter quelque chose au contexte énergétique ou si c'était comme avait dit monsieur Prévost, un choix de filière, un choix de moyens de réaliser les mêmes objectifs, dans leur intention?

R Non. Moi, j'ai toujours pensé qu'Hydro-Québec, en tout cas, au moment où j'étais là, je ne parle pas de la suite, que c'était quand même quelque chose d'accessoire, qu'il pouvait y avoir un certain intérêt à deux plans. ***Bien sûr, il y a une certaine quantité d'énergie qui pouvait être produite par ça si la réalité économique faisait que des projets se réalisent par rapport, quand je dis la réalité économique, est-ce qu'il y aurait des promoteurs preneurs du prix d'Hydro-Québec. Mais il reste que ça restait accessoire.***

[...]

Alors c'était peut-être son deuxième intérêt. Mais même en référence à la politique, pas de la politique, au plan de développement qui a suivi au printemps mil neuf cent quatre-vingt-huit (1988), on reprend, au fond, l'ouverture à l'égard d'acheter de l'électricité de ces sites-là mais on n'indique pas par exemple

> *quel est... on pense le potentiel qui sera ajouté à la capacité actuelle et ça démontre tout à fait à ce moment-là que bien que l'ouverture est là,* ***qu'on pense que le résultat effectivement sera accessoire, est très accessoire par rapport à la capacité réelle d'Hydro-Québec.***
>
> *Et je ne pense pas que le fait de recourir à ce moment-là, aux petites centrales, permet de repousser plus loin les autres grands projets qui étaient, à ce moment-là, considérés par Hydro-Québec. Dans le contexte de la disparition des surplus et dans le contexte, disons, d'avoir l'énergie de base de façon plus importante vers le milieu des années 90 où nous sommes maintenant et dans le contexte aussi de répondre à ces objectifs d'exportation qui étaient de l'ordre de 3 500 MW à ce moment-là. »*
> (M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 94-95, 95-96)

En effet, les petites centrales, dans ce contexte, ne représentaient que 1 % de la capacité de production d'Hydro-Québec, soit 300 MW sur une capacité installée d'environ 30 000 MW. Leur potentiel d'apport énergétique avait donc une valeur toute relative dans l'ensemble du dossier.

2.3.2 LES PETITES CENTRALES : PERSPECTIVES SOCIO-ÉCONOMIQUES

2.3.2.1 LE DÉVELOPPEMENT INDUSTRIEL ET TECHNOLOGIQUE

Le gouvernement espérait beaucoup de la contribution des petites centrales au développement industriel. Sans contribuer de façon appréciable à l'augmentation des équipements disponibles, le MER espérait que les petites centrales créeraient des emplois et une expertise proprement québécoise destinée soit à l'autosuffisance soit à l'exportation :

> *« R Maintenant, dans ce moment-là, vous savez lorsqu'on fait des grands aménagements hydroélectriques, ici, le contenu québécois de ces aménagements-là est très important, toute la conception peut être faite ici, les grands équipements électromécaniques peuvent être faits ici, les entreprises de construction dans le domaine du génie civil, bétonnage et tout, c'était fait ici, donc le contenu québécois des grands projets hydroélectriques, notamment, et des lignes de transport était*

très important. Dans le secteur des petites centrales, ce n'était pas un domaine où le contenu québécois était aussi important. ***Et, évidemment, s'il y avait une nouvelle filière industrielle, économique qui était créée dans ce contexte-là, évidemment, ça aurait permis la réalisation de plus d'éléments dans ce contexte-là par les entreprises québécoises plutôt qu'auparavant, et possiblement du fait, donc la compétitivité qui s'en suivrait, participer également à ce qui se ferait ailleurs.*** *Donc, évidemment, la réalisation de cet élément-là de la politique pouvait à ce moment-ci, évidemment, contribuer au développement industriel. Et c'est d'ailleurs dans ce contexte-là que vous remarquez que la section aménagée de petits sites hydroélectriques est située. Donc dans son premier objectif qui est de contribuer au développement industriel, à la page 55, figurent différents moyens d'action.* ***Et le troisième moyen d'action est d'aménager de petits sites hydroélectriques. Alors ce n'était pas vraiment de contribuer à, comment dirais-je, à augmenter l'offre en terme d'équipements nouveaux, c'était plus dans le contexte donc de contribuer au développement industriel.*** *»*

(M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 21-22)

Le corollaire était le développement d'une expertise technologique spécialisée :

« R *Aujourd'hui, quand on réalise le petit site hydroélectrique, bien, on utilise, par exemple, les ordinateurs, on utilise les automatismes, enfin, on peut quand même utiliser différents moyens technologiques pour améliorer la production, ce qui n'existait pas avant.* ***Donc ce n'est pas une invention mais il y a de l'innovation quand même qui est apportée puis qui continue d'être apportée dans ce contexte-là.*** *Evidemment, quand vous regardez la cogénération-génération possiblement que l'ampleur du développement technologique a peut-être proportionnellement été plus grand là, mais il y a quand même du développement technologique qui s'est fait dans les petites centrales et qui se fait dans les petites centrales. »*

(M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 26-27)

L'on a toutefois précisé devant la Commission que la question des transferts technologiques s'appliquait plus à la filière de la cogénération qu'au domaine des petites centrales hydrauliques qui présentaient, somme toute, les mêmes caractéristiques et les mêmes composantes et donc faisaient sensiblement appel aux mêmes technologies que les moyennes et grandes centrales hydrauliques. (M. Gérard Prévost, transcription de la séance du 19 décembre 1995, p. 177)

- **L'absence d'études étayant les attentes d'ordre économique du gouvernement**

Hormis une étude *« d'impact économique des secteurs de génération et distribution d'électricité, de raffinage de pétrole et de distribution du gaz au Québec. »* (P-1244) produite par le Bureau de la statistique du Québec, le MER n'a étayé sa planification du développement des petites centrales que sur peu ou pas d'études préalables, notamment à l'égard des retombées économiques et des progrès technologiques envisagés.

Absence d'évaluation sur le développement technologique :

«Q Est-ce que vous avez eu l'occasion de prendre connaissance d'études qui avaient été faites concernant justement les possibilités au niveau du développement technologique de ces petits sites hydroélectriques?
R. Moi, non.
Q Est-ce que vous savez s'il y en avait au Ministère?
R S'il y en a, je ne les ai jamais vues. Je ne peux pas vous répondre là-dessus. »
(M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 27)

Absence d'études précises sur les retombées économiques :

« Q Mais, monsieur Villiard, savez-vous s'il y avait des études précises au Ministère concernant les retombées économiques de cette politique d'aménagement de petits sites hydroélectriques? Est-ce que, vous-même, vous avez eu l'occasion de prendre connaissance d'études précises menées soit par le Ministère, soit par Hydro ou par d'autres intervenants concernant les retombées économiques...
R. Non.
Q ... d'un programme?
R Moi, je n'ai pas vu au Ministère, pour répondre à votre question, de documents. Moi, je ne les ai pas consultés s'il y en avait. Ceci dit, je sais que les services techniques savaient quand même ce qui était possible de faire s'il y avait la possibilité d'aménager de petits sites hydroélectriques. Et la preuve étant, évidemment, qu'on avait retenu ici que le contenu voisin était de l'ordre de quarante pour cent (40%). Donc il existait déjà. Et puis le contenu voisin de quarante pour cent (40%) implique déjà donc qu'il y a des retombées économiques industrielles à ce niveau- là et qui pourraient augmenter, évidemment, si cette filière énergétique-là se développe. »
(M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 22-23)

L'on peut comprendre que le Ministère puisse, d'une façon générale, se fier aux différents systèmes de modélisation appliqués traditionnellement. Mais il est à tout le moins surprenant que l'élaboration d'un programme spécifiquement conçu et destiné au développement industriel, régional et technologique d'un secteur d'activité donné, n'ait pas soulevé la nécessité de procéder à des études plus détaillées et circonscrites.

2.3.2.2 DES DONNÉES CONNUES... MAIS INCERTAINES

Selon la politique, d'après une évaluation sommaire, le potentiel des sites désaffectés qui intéressaient les promoteurs était de 300 MW.

Cette donnée fut révisée par la suite de sorte que le potentiel réel devint rapidement imprécis :

« Q Monsieur Prévost, on parle d'un potentiel de 300 MW à la page de 57 du document P-113. ***Est-ce que ce chiffre a été modifié au cours des années où vous étiez au Ministère ?***

R Le chiffre de 300 MW ?

Q Oui.

R Le chiffre de 300 MW qu'on retrouve ici dans la politique, j'imagine, on parle de 5 000 MW sur le plan technique pourraient être aménageables. Puis, ensuite on tombe... on fait un gros saut, on tombe à 300 MW. ***Ca veut dire, j'imagine, qu'il y avait eu une première éaluation sommaire de ce qui pouvaient être économiquement rentable de pouvoir aménager.*** *C'est l'interprétation que j'ai fait au départ.*

L'expérience nous a démontré par après qu'une politique énergétique se situe dans un contexte économique, et que le contexte économique variait rapidement à l'époque comme il varie maintenant aussi, et que ***je ne voyais pas à la fin de quatre-vingt neuf (89) une possibilité, en tout cas à moyen terme, d'un 300 MW. J'étais devenu pessimiste sur la capacité de réaliser 300 MW.***

[...]

Alors il y avait un pessimiste considérable là-dessus. *Et je me disais : dans le fond, comment est-ce qu'on pourrait être capable de réaliser sur la grille économique le programme des petites centrales ?* ***Alors de 300 MW mon optimisme est devenu à réaliser, de dire : si on aurait pu réussir dans les prochaines années 100 MW*** *et laisser la situation économique se replacer et laisser le bilan économique entre l'offre*

et la demande se restabiliser, ça pourrait permettre au programme des petites centrales de pouvoir peut-être avoir une meilleure ouverture ou, en tout cas, de réaliser le programme avec un plus grand optimisme. »
(M. Gérard Prévost, transcription de la séance du 19 décembre 1995, p. 174, 175)

En fait, le nombre de MW pouvant résulter de l'application de la politique n'avait été ni calculé ni vérifié :

« R Mais ça pouvait aller... ça pouvait aller, disons, on pouvait penser peut-être qu'il y aurait une centaine de mégawatts ou 300...?
Q Mais comme question de fait. ***Vous ne saviez pas combien de mégawatts se réalisaient avec cette politique?***
R ***Non, non.*** *Ce qu'on savait, c'est qu'il y avait une centaine de sites désaffectés qui pourraient recevoir l'intérêt des promoteurs d'aller de l'avant, évidemment, dans la mesure où Hydro-Québec voulait acheter leur énergie. Mais il n'y avait pas d'indication de dire qu'il va en avoir pour 127 ou 147 ou 167 qui vont être réalisés sur le potentiel de 300? »*
(M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 25)

Le Ministère n'avait d'ailleurs pas non plus mesuré, au préalable, l'intérêt du secteur privé à cet égard :

« R Bien, on disait une centaine de sites. Un site, c'est peut-être un à deux mégawatts. Donc disons 200 MW. En fait, il n'y avait pas de chiffre exact sur quel serait l'intérêt du secteur privé d'aller chercher le maximum de cette centaine de sites aménageables ou, enfin, qu'on pouvait réhabiliter. »
(M Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 25)

Les investissements avaient été évalués à un total de 150 millions de dollars mais, là encore, la réalité pourrait être différente :

«Q Le cent cinquante millions de dollars (150 M$) que nous voyons dans le paragraphe traitant de l'aménagement de petits sites hydroélectriques, savez-vous comment il a été calculé?
R Oui. A ce moment-là, évidemment, d'abord comme je mentionne, ***l'expérience récente de l'aménagement de petits sites hydroélectriques de cette ampleur-là était très mince.*** *Mais par rapport à ce qu'on voyait ailleurs, l'ordre de grandeur d'aménagements était peut-être de*

> *l'ordre de deux millions de dollars (2 M$) pour un site nouveau et peut-être de l'ordre de un million de dollars (1 M$) pour un site existant, désaffecté. Evidemment, ça dépend toujours à quel niveau le site désaffecté est en condition ou non.* ***D'autre part, donc, si vous prenez deux millions pour un site nouveau ou un million pour les sites désaffectés, et ici, on fait surtout référence aux sites désaffectés comme vous voyez, ça implique tout de suite que c'est plus élevé que le montant qu'on peut penser ici,*** *parce qu'on dit : cent cinquante millions de dollars (150 M$) pour un potentiel de 300 MW, ce qui, je fais la division, ça voudrait dire que... »*
> (M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 24)

L'on a invoqué devant la Commission le caractère innovateur du programme pour justifier ou expliquer l'absence d'objectifs chiffrés. Selon le MER, l'inédit de l'expérience aurait rendu irréaliste toute tentative de chiffrer sur une base scientifique ou pratique des objectifs de réalisation de production.

Par contre, le texte affirmatif de la politique laissait clairement entendre le contraire :

« Cependant, l'intérêt immédiat des producteurs autonomes porte essentiellement sur l'aménagement de sites désaffectés, dont le potentiel est de 300 MW. En se fondant sur les projets en cours ou prévus, les investissements des prochaines années totaliseront 150 millions de dollars. » (P-113, p. 57)

Le lecteur pouvait donc croire que le Ministère se basait sur des données et des études beaucoup plus substantielles que ce qu'il en était dans les faits.

2.4 LA NAISSANCE DE LA PRODUCTION PRIVÉE : PAR QUI ET POURQUOI?

L'émergence de la politique d'achat de production privée a été le fruit d'un processus de réflexions et de consultations long et complexe. Il apparaît clairement que même si les deux entités, Hydro-Québec et le MER, ont cheminé parallèlement dans ce dossier, cela fut fait sous une vigilance mutuelle. Le Ministère a donné le ton et Hydro-Québec a tenté d'imposer sa mesure.

2.4.1 MESURE DE L'INTÉRÊT D'HYDRO-QUÉBEC : UNE DÉCISION AUTONOME ET RATIONNELLE?

2.4.1.1 LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE À PARTIR DE 1985 JUSQU'À 1987

Hydro-Québec comptait toujours, en 1985, sur des surplus d'énergie jusqu'en 1987. À l'été 1986, la fin des surplus était prévisible mais ils étaient tels que l'analyse de la situation énergétique n'était guère différente. L'intérêt des dirigeants d'Hydro-Québec se concentrait sur la gestion de ces surplus :

> *«R C'est monsieur Guevremont* ***sa priorité première dans cette période-là, était d'établir des nouvelles interconnexions avec les réseaux voisins, était de signer des contrats pour les exportations d'électricité, en d'autres mots trouver des marchés pour les surplus contrôlés d'énergie qu'Hydro-Québec avait.*** *Un peu comme monsieur Grignon a dit qui se fa t au marché québécois ou à l'interne où il y a eu des programmes de bouilloire.*
>
> *Donc, les petites centrales, ce n'était pas la priorité première pour monsieur Guevremont. »*
> (M. Jean-Claude Richard, transcription de la séance du 31 janvier 1996, p. 85-86)

Si donc Hydro-Québec continuait à réfléchir sur le dossier des petites centrales et à mettre en place les éléments de sa politique, c'est bien et seulement pour se préparer à l'éventualité d'une politique gouvernementale dans ce sens et non pour répondre à une préoccupation énergétique; d'ailleurs, de 1986 à 1988, aucun objectif en nombre de mégawatts n'était avancé de part et d'autre. Il s'agissait essentiellement pour l'entreprise d'arrêter une position de principe.

Cette réflexion s'est donc poursuivie et, sur la base du rapport Volders[38], elle mit en relief principalement deux composantes de la problématique : la structure d'Hydro-Québec était inadaptée aux petites centrales et l'entretien des petites centrales désaffectées était onéreux pour l'entreprise.

---

38. *L'intérêt des petites centrales pour le Québec, quelques notes de réflexion* (Rapport Volders, du nom du directeur de la Planification générale, septembre 1982. (P-157)

2.4.1.2 LA STRUCTURE ORGANISATIONNELLE D'HYDRO-QUÉBEC SERAIT INADAPTÉE AUX PETITES CENTRALES

Selon Me Jean Bernier, alors secrétaire général d'Hydro-Québec, la structure de la société d'État n'était pas compatible avec le développement des petites centrales :

> *« R* ***Alors oui, l'Hydro-Québec aurait été en mesure techniquement, mais il aurait fallu tellement de changements en profondeur dans l'entreprise, sans savoir si ç'aurait réussi, il y avait le problème des conventions collectives qui ne favorisait pas le développement des petites centrales par l'Hydro, bon. »***
> (M. Jean Bernier, transcription de la séance du 24 janvier 1996, p. 213)

> *« R Parce que je pense vraiment que c'était d'évidence, il ne fallait pas qu'Hydro-Québec s'embarque là-dedans, ça n'aurait pas été la chose à faire,* ***ça n'aurait pas été approprié de procéder par Hydro-Québec pour faire ce genre de développement-là.***
>
> *L'Hydro n'était pas, n'avait pas, l'Hydro n'a pas été faite pour ça, n'a pas été faite pour ça. Et c'est une situation courante dans le commerce et dans les entreprises.* ***Il y a des entreprises qui peuvent faire certains types de travaux qui sont organisées pour et ne doivent pas faire d'autres types de travaux parce que leur coût de revient est trop cher, elles ne sont pas équipées pour faire ça. »***
> (M. Jean Bernier, transcription de la séance du 24 janvier 1996, p. 215)

> *« R Je suis un syndiqué et je suis en déplacement après les heures de travail, il y a des conditions spécifiques qui s'appliquent. Ça finit par être coûteux. On voit dans les rapports, on parle d'une centaine de site, on parle de toutes sortes de choses.* ***Quelqu'un qui connaissait le moindrement les systèmes d'Hydro bien il disait : ça va être la catastrophe, ça va coûter une fortune! L'Hydro est pas faite pour ça.*** *Un entrepreneur indépendant, un entrepreneur privé ou une équipe de gestion différente, alors qu'on peut bâtir des règles nouvelles adaptées à ce qu'on veut faire, est beaucoup plus à même de réaliser les objectifs que d'essayer d'adapter ou essayer de forcer des systèmes qui ont été bâtis pour d'autre chose à des nouvelles réalités. »*
> (M. Jean Bernier, transcription de la séance du 25 janvier 1996, p. 156-157)

On peut admettre qu'hier comme aujourd'hui, la structure d'Hydro-Québec favorise essentiellement le développement des grands projets et que l'entreprise ne pourrait, de ce fait, profiter d'économies d'échelles dans l'aménagement et l'exploitation de petites centrales. Cependant, il faut noter qu'une seule étude en preuve étaie ce point de vue. Il s'agit du rapport Volders, (P-157) auquel on a fait allusion précédemment, et l'on soulignera en outre que la problématique n'y est traitée que de façon incidente, sans analyse complète, laissant même supposer qu'il s'agissait là d'une évidence.

Il importe donc de nuancer le débat. Il semble en effet que l'époque des grands projets soit révolue. Mais Hydro-Québec, société d'État au coeur du développement québécois, ne pourrait-elle pas trouver son compte dans des projets de petite envergure?

La création d'une filiale, en principe mieux adaptée à l'exploitation de petites centrales, pourrait être à cet égard, une solution envisageable. Cette hypothèse a été soulevée devant la Commission et l'on a invoqué que les rigueurs du contrat de travail liant Hydro-Québec à ses employés s'appliqueraient nécessairement à la filiale et s'intégreraient à sa structure administrative.

La Commission croit qu'il pourrait en être autrement et elle estime que des modifications au contrat de travail pourraient être négociées entre Hydro-Québec et ses employés afin de lui permettre de poursuivre sa mission de gestionnaire privilégié des forces hydrauliques et rendre compatible sa structure avec l'aménagement et l'exploitation rentable de petites centrales hydroélectriques. Cette démarche permettrait également une adaptation de ses activités dans ce domaine pour lequel elle possède, de l'avis de tous, la compétence et le savoir-faire requis.

À tout le moins, il n'apparaît pas souhaitable à la Commission qu'Hydro-Québec abandonne une partie de ses activités sans que n'ait été démontré clairement l'avantage financier qu'elle pourrait en retirer. Sinon, l'on pourrait continuer à prétendre comme cela a été fait, que cet abandon ne visait qu'à favoriser des entrepreneurs privés.

La Commission recommande donc qu'Hydro-Québec :

- **entreprenne une étude complète visant à évaluer son intérêt financier à aménager et continuer à exploiter des petites centrales hydroélectriques;**
- **étudie la possibilité d'aménager et d'exploiter des petites centrales hydroélectriques en négociant, si nécessaire, avec ses employés, des modifications au contrat de travail.**

2.4.1.3 LE COÛT D'ENTRETIEN DES PETITES CENTRALES DÉSAFFECTÉES PAR HYDRO-QUÉBEC

Il pouvait sembler intéressant, pour Hydro-Québec, de se départir de petites centrales dont elle avait cessé l'exploitation :

> *« R Donc, l'intérêt d'Hydro-Québec, moi, je l'ai vécu comme ça, mon intérêt n'était pas très grand parce que ça ne correspondait pas à un grand besoin. On le faisait, mon intérêt a commencé à être plus grand quand je me suis rendu compte qu'il y avait beaucoup de centrales désaffectées dans ça et que* ***c'était possiblement un moyen pour l'Hydro-Québec de trouver une solution à un problème qui allait en s'accroissant. A chaque fois qu'une centrale était désaffectée, il y en avait une de plus, avec les coûts et les responsabilités que ça comporte.***
>
> *Là, pour la première fois, il semblait que s'il y avait preneur, on pourrait céder ça au gouvernement qui les recéderait à un producteur et acheter l'énergie et en même temps,* ***faire d'une pierre deux coups, se débarrasser non seulement des coûts relatifs à ce parc de centrales désaffectées mais surtout des responsabilités qui vont avec. Et ça, ça commençait à être intéressant.*** *»*
> (M. Michel Grignon, transcription de la séance du 26 janvier 1996, p. 129-130)

Notons par ailleurs que l'idée d'abandonner au secteur privé l'exploitation de petites centrales a pu susciter quelques réticences :

> *« Q Maintenant, pourriez-vous nous parler de la perception que vous avez eue de la réaction d'Hydro-Québec face à cette politique des petites sites hydroélectriques ou à ce programme*

que vous étiez pour mettre sur pied ? Parlons, avant de l'entente de mil neuf cent quatre vingt-dix (1990), là, l'entente qui a été réalisée, je pense, en septembre quatre vingt-dix. Comment Hydro-Québec réagissait-elle devant cette politique qui était manifestée dans le document P-113 et ce programme que vous étiez en train de mettre sur pied ? ***Est-ce qu'il y avait des réticences de la part d'Hydro-Québec, mettons-le comme ça ?***

R *Au niveau de la haute direction d'Hydro-Québec, non, il n'y avait pas de réticence. Hydro-Québec, c'est une grande entrepr[illegible]t* ***à l'intérieur même de cette entreprise-là, il y a des éc[illegible] de pensée. Mais il y en a qui avait des réticences,*** *d'aut[illegible] qui étaient favorables. Mais je dois dire que la haute di[illegible]ion d'Hydro-Québec a toujours collaboré à vouloir implan[illegible] un programme des petites centrales.*

Q *Quels étaient les éléments [illegible]n jeu pour Hydro à ce moment-là, pour Hydro-Québec ?*

R *Bien, j'imagine que les gens à l'Hydro-Québec, il y avait une longue tradition de constructeur, de bâtisseur, de maître-d'oeuvre qui avaient été pratiquement les seuls maîtres à bord au niveau du programme d'équipements en tant que ingénierie, en tant que planification, en tant que construction, et qu'****ils se voyaient peut-être départir, ou une brèche pouvait s'ouvrir peut être via le programme des petites centrales, peut-être avaient-ils inconsciemment ou consciemment peut-être certaines résistances naturelles.*** *Quant, après trente ans ou trente-cinq ans, on fait des choses d'une telle façon qu'à un moment donné, il y a une brèche qui s'ouvre pour que peut-être d'autres puissent devenir maître d'oeuvre d'un programme aussi minime soit-il, çà peut offrir des résistances naturelles. »*
(M. Gérard Prévost, transcription de la séance du 19 décembre 1995, p. 181-182)

Ce programme impliquait qu'Hydro-Québec considérait plus rentable de se départir de certains sites plutôt que de les réaménager :

En dernière analyse, Hydro-Québec choisit, pour des raisons économiques, de s'engager dans la production privée d'électricité :

« R Hydro-Québec, c'est une grande société qui a des grands moyens de réalisation également ou qui est capable d'en gérer de grands, effectivement. ***Et je pense que dans ce contexte-là, il devait trouver plus économique à ce moment-là de se référer à de petits producteurs indépendants pour les petits aménagements. »***
(M. Jean-Claude Villiard, transcription de la séance du 21 décembre 1995, p. 18-19)

2.4.1.4 CONSTAT

La *Politique d'achat d'électricité produite par des petites centrales appartenant à des tiers au Québec* ne trouvait donc pas de véritable justification énergétique lors de son adoption par le conseil d'administration d'Hydro-Québec en 1987. Le rapport Volders, (P-157) les deux rapports du groupe de travail de 1983 et 1985, (P-105 et P-106) la politique énergétique gouvernementale de 1988, (P-113) ainsi que les témoignages entendus ont convaincu la Commission que l'intérêt d'Hydro-Québec était plutôt motivé par des considérations de gestion organisationnelle et répondait à des besoins économiques ponctuels et circonscrits.

Quant au gouvernement, le fil directeur de sa pensée concernant les petites centrales demeura inchangé : emploi, régionalisation de l'activité économique, développement du marché des petits projets hydrauliques et exportation d'un nouveau savoir-faire.

C'est dans ce contexte que l'intervention du secteur privé s'est profilée comme solution de part et d'autre.

2.4.2 L'AUTONOMIE D'HYDRO-QUÉBEC FACE AU MER

La réalité d'Hydro-Québec est particulièrement nuancée. Elle est due, évidemment, à son statut de société d'État, mais également à son domaine d'activité et d'intervention au sein de la société québécoise. Gestionnaire d'un service public, mais entrée dans une dynamique de commerce plutôt que de bâtisseur, Hydro-Québec présente une ambivalence difficile à gérer dans certains cas. Dans ce contexte, il est intéressant d'évaluer la marge d'autonomie dont a joui Hydro-Québec en rapport avec l'adoption de sa politique d'achat, surtout en ce qui a trait à la détermination du tarif qui a été l'objet, de la part du MER, d'interventions que la Commission n'hésite pas à qualifier de *pressantes* et de *directives.*

Hydro-Québec, en adoptant le principe d'une tarification neutre à long terme, c'est-à-dire équivalente à ses coûts évités, respectait les normes d'une saine gestion auxquelles elle est astreinte légalement par ailleurs. M. Jean-Claude Richard d'Hydro-Québec présentait à M. Lawee, en avril 1986, une offre de 10 $/MWh. Or, en mai 1987, non seulement Hydro-Québec offrait-elle au promoteur Lawee 35 $/MWh pour le

projet Côte Ste-Catherine, mais elle adoptait, le 18 novembre 1987, une grille tarifaire dont le tarif fixe s'élevait à 38,2 $/MWh. (P-167)

M. Richard, responsable de la négociation contractuelle avec M. Lawee, a expliqué que ce changement était dû au fait qu'il avait calculé les 10 $/MWh en fonction du coût des achats auprès des réseaux voisins et que son offre correspondait uniquement à une période de surplus substantiels alors que la grille tarifaire visait un horizon plus éloigné.

Le 8 janvier 1987, après plusieurs rencontres et échanges de documents, notes et suggestions, à un mois de l'adoption de la politique d'achat par Hydro-Québec, une note de service du sous-ministre associé, M. Alban d'Amours, à l'attention du sous-ministre, M. Robert Tessier, faisait état de la préoccupation du Ministère à l'égard de la détermination du tarif .

« *L'Hydro-Québec accepte d'acheter l'électricité produite par ces petites centrales.* ***L'obstacle vient du fait que le prix qu'elle accepterait de payer est nettement en deçà des coûts de production des promoteurs.*** *Il se pourrait cependant qu'en régions éloignées, l'Hydro-Québec puisse offrir des prix intéressant les promoteurs.* » (P-143, p. 1)

Cette note complétait d'autres documents où se manifestait l'insatisfaction des dirigeants du Ministère à l'égard du tarif envisagé par Hydro-Québec. Notons qu'elle se situe à l'époque où le projet de Côte Ste-Catherine Phase I était l'objet de négociations.

Les discussions se poursuivaient donc et le 1er octobre 1987, les représentants du MER et d'Hydro-Québec se réunissaient à nouveau au sujet des petites centrales :

« M. J-C. Richard mentionne que la société d'État ne peut se permettre d'offrir un tarif plus avantageux que celui proposé à la société Mirlaw Ltée amplement justifié par la situation de surplus énergétique prévue jusqu'en 1996. » (P-114, p. 1)

Cette remarque de M. Richard suscita le commentaire suivant de la part du directeur de l'électricité au MER :

« *M. Gaby Polisois souligne que* ***la grille tarifaire*** *proposée par Hydro-Québec* ***ne constitue pas un incitatif pour les promoteurs.*** » (P-114, p. 2)

La preuve établit que le MER a exercé des pressions sur Hydro-Québec pour qu'elle modifie sa grille tarifaire. La dynamique des rapports entre les deux entités est toutefois moins simple qu'elle n'y paraît.

Les témoignages entendus convergent pour confirmer que si les différents projets de grille tarifaire et la grille adoptée ont fait l'objet de nombreuses discussions entre le Ministère et Hydro-Québec, il n'a jamais été question d'imposer à Hydro-Québec un tarif qu'elle n'aurait pas jugé acceptable dans le cadre de ses responsabilités de gestionnaire autonome.

Notons à cet égard, le discours nuancé de l'ancien sous-ministre adjoint à l'Énergie, M. Gérard Prévost :

> *« Q Et ce que vous nous dites finalement, c'est que les grilles tarifaires qui étaient applicables à la production privée, étaient le fruit d'une consultation conjointe entre le ministère et Hydro-Québec?*
>
> *R* ***Ce n'était pas le fruit d'une consultation conjointe, ça demeurait toujours la responsabilité d'Hydro-Québec de proposer à travers son plan de développement la grille tarifaire via les mécanismes des commissions parlementaires et et caetera.***
>
> *Cependant, il faut bien avouer qu'il y avait des discussions entre le ministère, les officiers du ministère et Hydro-Québec, sur le quantum du tarif, il y avait des discussions mais je ne peux pas dire que c'était le fruit d'une consultation parce qu'Hydro-Québec était ultimement responsable.*
>
> *Q Est-ce qu'on peut dire que Hydro-Québec consultait le ministère sur les grilles tarifaires qu'elle proposait et qu'elle obtenait évidemment l'accord du ministère sur la grille avant de la faire adopter par son conseil?*
>
> *R Je n'ai jamais cru que les officiers du ministère, quels qu'ils soient, avaient à donner, sur le plan individuel en tant qu'officier du ministère, des accords sur des choses qui devaient être décidées par le conseil de l'Hydro-Québec et soumises ultérieurement en commission parlementaire.* ***Il pouvait donner des opinions, des avis préalables, mais des accords, je ne pourrais pas accepter ce terme-là. »***
>
> (M. Gérard Prévost, transcription de la séance du 20 décembre 1995, p. 31-32)

La Commission reconnaît qu'une autorité contraignante ministérielle puisse s'exercer sur la société d'État en raison de l'identité

de son actionnaire, afin qu'elle prenne ses voeux en considération. Hydro-Québec doit toutefois conserver l'indépendance et l'autonomie dans la gestion de ses affaires, lui permettant à l'occasion, de déroger aux avis gouvernementaux.

Il semble toutefois que, malgré son insistance, le Ministère, tout en étant soucieux du succès de son programme, acceptait que l'approbation d'une grille tarifaire soit la responsabilité d'Hydro-Québec :

« Q Avez-vous envisagé en janvier quatre-vingt-sept (87) quand vous rédigez cette note, le moyen ou la façon de faire disparaître cet obstacle?

R Non, Monsieur le Président, au sens où ***la grille tarifaire*** *qui était proposée, l'approche qui était discutée apparaissaient,* ***nous apparaissaient à ce moment-là tout en étant un obstacle, représentant une réalité financière qui était incontournable, il ne s'agissait pas de fausser la réalité financière de l'époque et c'est la raison pour laquelle j'avais précisé qu'il ne fallait pas subventionner.*** *Il fallait donc situer ces projets-là dans un contexte financier réalisable.* ***Et je n'ai pas tenté de faire modifier ces grilles ou lever ces obstacles, comme vous le dites, pour assurer le succès du programme.***

Q Alors vous acceptiez la décision d'Hydro-Québec?

R Qui était responsable.

Q Qui était responsable de cet aspect du dossier.

R Absolument, Monsieur le Président. »

(M. Alban d'Amours, transcription de la séance du 17 janvier 1996, p. 175-176)

Par ailleurs, le témoignage de M. Gérard Prévost est intéressant en rapport avec les objectifs gouvernementaux de l'époque :

« Q Je parle du programme des petits sites hydroélectriques et on se tue en quatre vingt-huit ('88), quatre vingt-neuf ('89)... quatre vingt-huit ('88) quand vous arrivez, là. Et vous mettez sur pied un programme, vous tentez de mettre sur pied un programme. Est-ce que cette politique ou le programme que vous alliez mettre sur pied répondait à un besoin identifié à ce moment-là en énergie ?

R Fin quatre vingt-huit (88), l'Hydro-Québec est dans une situation qui... ou avant quatre vingt-huit (88), en formulant la politique de l'énergie, ***l'Hydro-Québec aurait pu se satisfaire sans le programme des petites centrales à réaliser son programme d'équipements. Cependant, ce qu'il faut considérer ici, qu'est-ce que c'est qu'une politique énergétique ? C'est des orientations.*** *Je considère ça comme étant des références que le gouvernement donne à travers les*

> *intervenants économiques ou les intervenants comme Hydro-Québec,* ***pour demander à Hydro-Québec de considérer dans son plan de développement une partie, si minime soit-elle, de nouvelles initiatives pour des raisons autres que l'Hydro-Québec pourrait connaître, pour des raisons socio-économiques, pour des raisons de développement économique,*** *pour des raisons environnementales, des filières autres qu'uniquement des grands travaux hydroélectriques à condition qu'il y ait entente sur l'économique. Je pense que la base de tout ça, c'est l'économique. »*
> (M. Gérard Prévost, transcription de la séance du 19 décembre 1995, p. 178-181)

En conséquence, la Commission conclut qu'en 1987 et 1988, la politique énergétique et le programme des petites centrales ont représenté d'abord et avant tout, pour le gouvernement, un objectif économique et que l'approvisionnement en énergie n'était qu'un objectif incident.

Partie III

UNE IDÉE QUI SE CONCRÉTISE (LES ANNÉES 1988 À 1991)

À la fin des années 1980, tout était en place pour que la production privée d'électricité puisse voir le jour.

Il est utile, avant d'analyser la suite des événements, d'examiner les outils mis en place pour ce faire, de même que l'évolution d'une filière qui prit une place grandissante : la cogénération.

3.1 LES PRINCIPAUX OUTILS

3.1.1 LA POLITIQUE D'ACHAT D'HYDRO-QUÉBEC DU 18 FÉVRIER 1987

La politique d'achat constitue le point de départ d'un processus d'élaboration qui aboutira finalement à l'adoption par Hydro-Québec de l'Appel de propositions restreint de 1991 (APR-91).

Le 18 février 1987, le conseil d'administration d'Hydro-Québec adoptait sa politique d'achat d'électricité produite par des tiers. Celle-ci posait les paramètres à l'intérieur desquels Hydro-Québec était disposée à acheter de l'électricité produite par de petites centrales exploitées par des producteurs privés.

3.1.1.1 LE CHAMP D'APPLICATION

Son champ d'application se limitait aux petites centrales hydrauliques ayant une capacité de production égale ou inférieure à

25 MW; tous les autres types d'installation de production d'électricité par des ressources autres que l'hydraulique était également visés, mais la politique ne leur appliquait aucune limite de puissance. C'est ainsi que quelques années plus tard, Hydro-Québec pourra acheter non seulement de la production hydroélectrique, mais également de l'électricité produite à partir du procédé de cogénération ou de ressources telles que la biomasse, les déchets forestiers et urbains ou encore l'énergie éolienne.

C'est le directeur, Planification et Administration commerciales, M. Jean-Claude Richard qui a préparé les projets de politique et de directive. Selon lui, le plafond de 25 MW concernant les projets hydroélectriques représentait la limite maximale concédée par Hydro-Québec. Cette prise de position ferme s'expliquerait par le fait qu'Hydro-Québec ne voulait pas avoir à se prononcer sur des projets d'une puissance supérieure à 25 MW qui pourraient s'avérer intéressants pour sa propre exploitation.

L'absence d'une limite s'appliquant aux petites centrales des filières autres que l'hydraulique s'expliquait par leur rentabilité précaire lorsqu'elles étaient de puissance moins importante. En effet, ces filières, du fait de la nature même de leur source d'énergie, présentent des caractéristiques plus contraignantes. Par conséquent, une usine de cogénération de 200 MW ou plus pouvait être considérée, au sens de cette politique, comme une petite centrale.

Toutefois, une seule grille tarifaire s'appliquerait à l'ensemble des petites centrales exploitées par des tiers, quelle que soit leur source d'énergie. Elle devait, essentiellement, tenir compte des coûts évités par le choix de la production privée plutôt que ceux reliés aux diverses filières qui la composaient.

3.1.1.2 LES EXIGENCES DE LA POLITIQUE D'ACHAT

Les deux mécanismes principaux prévus à la politique d'achat concernaient, d'une part, le programme de cession ou de rétrocession des droits d'un site hydraulique et, d'autre part, la lettre d'intention.

❑ **La cession et la rétrocession de sites et le droit de préférence d'Hydro-Québec**

La politique référait à une lettre d'entente qui encadrerait ainsi la cession et la rétrocession des sites et l'exercice du droit de préférence d'Hydro-Québec :

- pour toutes les forces hydrauliques non concédées du domaine public, Hydro-Québec pourrait exercer son droit de préférence avant que le gouvernement n'autorise l'aménagement d'un site par un promoteur privé;
- dans le cas d'un ouvrage désaffecté, Hydro-Québec céderait ou rétrocéderait l'ouvrage et les droits afférents au gouvernement après lui avoir confirmé qu'elle ne serait pas intéressée à le réexploiter;
- dans le cas où Hydro-Québec détenait des droits sur un site sans ouvrage, elle indiquerait au gouvernement si elle était intéressée ou non à aménager le site, et, dans la négative, procéderait à la rétrocession ou à la cession de ses droits au gouvernement.

❑ **La lettre d'intention**

Le mécanisme contractuel prévu à la politique d'achat consistait en la signature d'une lettre d'intention entre Hydro-Québec et le promoteur, après que celui-ci ait obtenu les droits et les permis requis par les instances gouvernementales.

La lettre d'intention devait permettre au promoteur d'évaluer les aspects techniques et économiques de son projet. Elle contenait les informations concernant le prix d'achat, les conditions techniques requises et l'engagement d'Hydro-Québec de permettre le raccordement de la petite centrale à son réseau.

Elle devenait l'étape nécessaire menant à la signature d'un contrat d'achat d'énergie entre Hydro-Québec et le producteur autonome, avant que la société d'État ne prenne livraison de l'énergie produite. Ce procédé contractuel a été révisé pour faire place à un contrat conditionnel lors de l'adoption de la première grille tarifaire quelques mois plus tard; en effet, le 18 novembre 1987, le conseil d'administration d'Hydro-Québec adoptait une résolution

qui prévoyait la possibilité de signer un contrat conditionnel à l'obtention des autorisations et des droits requis plutôt que de signer une lettre d'intention qui aurait compris en substance les conditions d'un tel contrat :

« D'autoriser Hydro-Québec à négocier et conclure des contrats d'achats d'électricité conformément à la politique d'achat d'électricité [...], ***sous réserve toutefois que de tels contrats ne prennent effet que dans la mesure où le producteur, cocontractant d'Hydro-Québec, ait obtenu et puisse faire valoir tous les droits, titres et permis requis en regard des installations de production d'électricité faisant l'objet du contrat d'achat avec Hydro-Québec.*** *»* (P-3a, p. 338)

3.1.2 LA PREMIÈRE GRILLE TARIFAIRE DU 18 NOVEMBRE 1987

Le service Marchés externes d'Hydro-Québec avait présenté au conseil d'administration un projet de grille tarifaire accompagnant la recommandation de février 1987 qui mena à l'adoption de la politique d'achat.

Entre février 1987 et novembre 1987, différentes versions de cette grille tarifaire furent étudiées et proposées, elles furent l'objet de discussions au sein de l'entreprise et avec les représentants du MER. La première grille tarifaire fut approuvée par le conseil d'administration le 18 novembre 1987 selon un projet préparé par M. Jean-Claude Richard, alors vice-président Planification et Gestion commerciales. (P-167)

Cette grille tarifaire s'appliquait aux petites centrales qui étaient en mesure de se raccorder au réseau de moyenne tension d'Hydro-Québec et qui garantissaient une livraison régulière. Notons que la résolution du conseil d'administration acceptait que le tarif de la grille puisse être complété et s'harmoniser davantage avec les contraintes des promoteurs à la condition que l'on ne déroge pas au principe de la tarification neutre.

L'on y reprenait donc le principe de la tarification neutre à long terme par rapport aux coûts marginaux d' Hydro-Québec. La grille tiendrait compte de la valeur de l'énergie pour la société d'État en période de surplus.

3.1.2.1 LE PRIX D'ACHAT

L'établissement des coûts évités pouvait se faire selon deux facteurs reliés à l'emploi qu'Hydro-Québec entendait faire de l'énergie produite par les producteurs autonomes. Celle-ci permettait soit de retarder des investissements d'équipement, soit de revendre cette énergie durant les périodes de surplus.

Le premier facteur consistait donc à donner une valeur à la revente de l'énergie produite par le producteur autonome durant la période de surplus, prévue jusqu'en 1994. Dans cette optique, les coûts évités pouvaient être évalués à partir du prix de vente sur les différents marchés d'exportation, mais cette approche n'a pas été retenue, car ce prix de vente, conditionnel au prix du pétrole, présentait une trop grande volatilité. L'on a donc décidé d'avoir recours, mais pour la période de surplus seulement, au coût marginal de puissance et d'énergie correspondant au prochain équipement de production d'Hydro-Québec, duquel on retrancherait l'inflation générale pour déterminer le coût évité applicable à l'année du début des achats.

Le second facteur concernait les retards d'équipement et, dans cette perspective, les coûts évités étaient calculés à partir des coûts marginaux de puissance et d'énergie durant la période où Hydro-Québec devait mettre des équipements en service afin de satisfaire la demande. Les coûts marginaux dépendaient donc des caractéristiques de la demande d'électricité à combler.

Les coûts évités étaient exprimés en dollars courants avec actualisation. Considérant qu'Hydro-Québec tirait un profit additionnel relié à la réduction des pertes sur le réseau de répartition et de distribution puisque les livraisons d'énergie des petites centrales permettaient de rapprocher les moyens de production des différents centres de charge du réseau, la société d'État ajoutait un crédit additionnel aux coûts évités. Il représentait la réduction des pertes sur ces deux réseaux. Ainsi fut appliquée une majoration de 5 % des coûts évités tenant compte de cette économie. Les coûts évités totaux

s'élevaient alors à 348 $ pour 1 MWh livré durant 20 ans, de 1987 à 2006. (P-167 ou P-3a, p. 190)

3.1.2.2 LES DIFFÉRENTS TARIFS

- **Un tarif fixe**

  Un tarif fixe s'élevant à 3,82 ¢/kWh ne s'appliquait que lorsque le profil de livraison pouvait rencontrer le critère de performance suivant : le service rendu par le producteur autonome serait au moins égal au service des équipements reportés et la production durant les quatre mois d'hiver se ferait selon un facteur d'utilisation mensuel égal ou supérieur à 75 %.

- **Un tarif annuel**

  Établi à partir d'une annuité croissante, il était indexé chaque année et représentait sur une base actualisée les coûts totaux évités.

- **Le mécanisme d'indexation**

  Il était établi à partir de l'IPC et ne pouvait dépasser 6,0 %. Il n'y aurait pas d'indexation négative et la révision du tarif se ferait annuellement.

- **L'évolution et les modifications apportées à la grille tarifaire**

  Hydro-Québec s'étant réservé le droit de réviser sa grille tarifaire aux fins de la rendre conforme aux nouvelles données économiques et énergétiques de son plus récent Plan de développement, la grille tarifaire fut modifiée en septembre 1988, (P-174) puis en avril 1990. (P-176)

  La grille tarifaire de 1990 s'appliquait rétroactivement à l'année 1989.

  Ces grilles tarifaires sont examinées dans une partie subséquente du présent rapport.

3.1.3 LE PROGRAMME GOUVERNEMENTAL DE PETITES CENTRALES DU 12 SEPTEMBRE 1990 : LA POLITIQUE CONCERNANT L'OCTROI ET L'EXPLOITATION DES FORCES HYDRAULIQUES DU DOMAINE PUBLIC POUR LES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES DE 25 MW ET MOINS

3.1.3.1 LE CONTEXTE DE SON ÉLABORATION

L'annonce de la politique d'achat d'Hydro-Québec avait entraîné des demandes d'information sur la façon de procéder ainsi qu'un nombre important de requêtes de promoteurs voulant obtenir les droits requis pour l'exploitation d'une petite centrale ou confirmer ceux qu'ils détenaient déjà. Ainsi, en 1989, il y avait déjà près d'une soixantaine de sites qui avait fait l'objet de requêtes présentées par une trentaine de promoteurs.

Cette situation exigeait la mise en place d'un mode de gestion précis et inscrit dans le cadre formel d'une politique officielle, afin d'assurer à tous les candidats un traitement uniforme et équitable.

3.1.3.2 UNE PREMIÈRE ÉTAPE : LA MODIFICATION À LA *LOI SUR LE RÉGIME DES EAUX*

Le projet de loi 71, *Loi modifiant la Loi sur le régime des eaux*, présenté par M. John Ciaccia, alors ministre de l'Énergie et des Ressources, est entré en vigueur le 22 décembre 1988.

Cette modification visait à alléger les mécanismes d'octroi des forces hydrauliques du domaine public : toute location des forces hydrauliques du domaine public de 25 MW ou moins serait soumise à une autorisation par décret et non plus à une loi spéciale. La cession des forces hydrauliques du domaine public demeurait toutefois l'objet d'une prohibition générale, sauf dans des cas d'exception :

*« **La cession de force hydraulique du domaine public est prohibée**, sous réserve de l'article 32 de la Loi sur Hydro-Québec.*

La location de force hydraulique du domaine public n'est permise que dans les conditions suivantes :

1. lorsque la force hydraulique est nécessaire à l'exploitation, en un endroit donné d'un cours d'eau, d'une centrale hydro-

électrique d'une puissance supérieure à 25 mégawatts, chaque location doit être autorisée par loi;

2. ***lorsque la force hydraulique est nécessaire à l'exploitation, en un endroit donné d'un cours d'eau, d'une centrale hydro-électrique d'une puissance égale ou inférieure à 25 mégawatts ou lorsque le locataire est une municipalité, la location doit être autorisée par le gouvernement et effectuée dans les conditions qu'il détermine. »***

C'est en mars 1988, suite au dépôt du Plan de développement d'Hydro-Québec mentionnant l'adoption de sa politique d'achat, que la décision de présenter le projet de loi modifiant l'article 3 de la *Loi sur le régime des eaux* a été prise.

À l'origine, la modification visait une limite de 10 MW, car 90 % des sites susceptibles d'être offerts à des producteurs privés étaient sous ce seuil. Le seuil a toutefois été porté à 25 MW car, selon les intervenants de l'époque, il apparaissait plus simple d'administrer un seul régime pour l'ensemble des dossiers de petites centrales. De fait, la politique d'Hydro-Québec s'intéressant aux petites centrales hydroélectriques de 25 MW et moins, il fut convenu d'harmoniser la loi avec cette politique d'achat.

Il faut noter que cette modification a été l'occasion d'introduire pour la première fois dans la *Loi sur le régime des eaux* la notion de centrale hydroélectrique. Cette insertion a eu pour conséquence qu'il était possible de mettre en place une centrale de 25 MW et moins dans un cours d'eau dont la capacité pouvait être supérieure à 25 MW. Elle créait par ailleurs le danger de sous-exploiter certains sites et cette crainte avait été exprimée par Hydro-Québec lors de l'examen de la modification proposée.

Me Jean Bernier a rappelé devant la Commission le point de vue d'Hydro-Québec sur cette modification :

« Q *La Loi sur le régime des eaux?*
R *Oui, la Loi sur le régime des eaux. Bon, on a été informés de ça milieu de l'automne.* ***On n'est pas surpris de ça d'ailleurs, le rapport de mil neuf cent quatre-vingt-quatre (1984) du groupe de travail, et je pense même que le rapport de mil neuf cent quatre-vingt-cinq (1985) du trente (30) septembre, mentionne que si on veut que le système fonctionne, il faut absolument changer la loi parce que le pouvoir du ministre de concéder des forces hydrauliques est tellement à la marge****, je*

> *pense que c'était 225 kV de pouvoir du ministre, de pouvoir du gouvernement quant à la concession des forces, que rien n'aurait été opérationnel, parce que, évidemment, c'est la législature qui s'était réservé le pouvoir d'attribuer les forces, sauf cette toute microscopique quantité. »*
> (Me Jean Bernier, transcription de la séance du 25 janvier 1996, p. 107)

Hydro-Québec était donc en accord avec l'esprit de cet amendement.

3.1.3.3 UNE DEUXIÈME ÉTAPE : L'ADOPTION DE LA POLITIQUE CONCERNANT L'OCTROI ET L'EXPLOITATION DES FORCES HYDRAULIQUES DU DOMAINE PUBLIC POUR LES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES DE 25 MW ET MOINS (LA POLITIQUE D'OCTROI)

Un mémoire au Conseil des ministres en date du 31 août 1990, signé par Mme Lise Bacon, alors ministre de l'Énergie et des Ressources, présentait les objectifs du programme. À l'instauration de *« conditions assurant l'utilisation optimale des ressources du domaine public »*, s'ajoutaient le développement économique régional et la protection de l'environnement, le tout s'insérant dans le cadre d'une procédure équitable et uniforme :

> *« En conséquence, il est opportun que les conditions que le gouvernement doit déterminer pour la location des forces hydrauliques* ***fassent l'objet d'un ensemble de règles de gestion afin d'éviter toute forme de dilapidation du domaine public ou de discrimination.*** *»* (P-134, p. 1, mémoire détaillé)

La politique d'octroi a été approuvée le 12 septembre 1990 par le Conseil des ministres. Sa gestion relevait du MER. Il a permis le lancement des appels de propositions publics (APP) qui furent tenus en 1991, 1992 et 1993 par le Ministère et qui se distinguaient de l'APR-91 lancé par Hydro-Québec.

3.1.3.4 LE DOMAINE COUVERT PAR LA POLITIQUE D'OCTROI

Établie sous la responsabilité du MER, administrée en vertu des pouvoirs conférés au Ministère, la politique d'octroi ne visait et ne pouvait viser que les sites dont les forces hydrauliques, les ouvrages ou les terrains appartenaient au domaine public.

La notion de site du domaine public recouvrait toutefois deux réalités distinctes que la politique d'octroi a choisi d'intégrer dans son champ de juridiction. Il s'agit d'une part de sites entièrement publics et d'autre part de sites dits hybrides ou mixtes.

Lorsque tous les éléments d'un site (c'est-à-dire les forces hydrauliques, les ouvrages et les terrains adjacents) étaient la propriété de la Couronne, le site était qualifié de site public.

Lorsque certains de ces éléments étaient en tout ou en partie objet de propriété privée, le site était qualifié d'hybride ou de mixte.

Lorsque tous les éléments composants étaient du domaine de la propriété privée le site était qualifié de site privé; en pareil cas, la politique d'octroi ne s'appliquait pas.

3.1.3.5 LES SITES PUBLICS SELON LA DÉFINITION DE LA POLITIQUE D'OCTROI

En vertu de la *Loi sur les terres du domaine public*, sont considérés comme terres publiques autant les sols ou les terres fermes régies par cette loi que les lits des cours d'eau et les lacs régis par la *Loi sur le régime des eaux*[39]. La propriété des terres englobe les droits sur les eaux qui s'y trouvent. Le ministre des Ressources naturelles détient une autorité résiduelle sur ces terres. Toutefois, en vertu de la même loi, tout organisme public peut se voir confier cette autorité afin qu'il puisse exercer les fonctions et les pouvoirs inhérents au droit de propriété[40].

C'est ainsi qu'Hydro-Québec détient et exerce, sous son autorité, les droits de propriété sur les sites hydrauliques qu'elle possède. La politique d'octroi prévoyait donc des mécanismes de cession et de rétrocession par Hydro-Québec des sites qu'elle n'envisageait plus d'exploiter; la politique d'octroi cherchait alors à replacer sous l'autorité du ministre de l'Énergie et des Ressources ces sites qui devenaient publics. Il faut donc bien noter que c'était uniquement pour les fins de la mise en p! e de la politique d'octroi que ces biens

---

39. *Loi sur les terres du aomaine public* précitée, article 1.

40. Id., articles 2 à 7.

(qu'Hydro-Québec acceptait de céder au gouvernement) étaient considérés comme des biens du domaine public.

M^me^ Michèle Laberge, alors du MER, a ainsi résumé la problématique :

« *R* *Cette spécification-là était nécessaire parce que normalement les biens du domaine public sont ceux qui sont administrés en vertu de la Loi des terres du domaine public par le ministre de l'Énergie et des Ressources, en vertu de la Loi sur le régime des eaux pour ce qui est du lit de cours d'eau et des rives par le ministre de l'Environnement et pour la force hydraulique par le ministre de l'Énergie et des Ressources en vertu de l'article 3 de la Loi sur le régime des eaux.*

Je vous parle à ce moment-là, en mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990), c'est pour ça que je prends la dénomination Énergie et Ressources.

Maintenant comme je vous dis pour les fins d'application du programme, on considérait aussi comme biens du domaine public, les biens d'Hydro-Québec.

Q ***Donc, tous les biens qui pouvaient appartenir au gouvernement ou à un organisme gouvernemental qui n'étaient pas administrés en vertu de la Loi des terres du domaine public et de la Loi sur le régime des eaux n'étaient pas du domaine public au sens de la politique d'octroi. Est-ce que c'est ça qu'on doit comprendre?***

R ***Parfaitement.*** *Ce qu'on doit comprendre c'est que dans la Loi sur les terres du domaine public c'est spécifiquement inscrit que les terres du domaine public sont administrées par le ministre de l'Énergie et de Ressources, à l'exception de celles qui sont confiées par une loi à un autre ministre ou à un autre organisme. »*
(M^me^ Michèle Laberge, transcription de la séance du 24 avril 1996, p. 21-22)

Pour ces mêmes fins, le gouvernement n'a pas entendu requérir la cession de sites appartenant à d'autres organismes publics qui, en vertu de diverses lois, s'étaient vu attribuer un droit de propriété sur des sites hydrauliques, droits qu'ils ont conservés. Certains de ces organismes détenaient des sites pourvus d'intérêt pour des promoteurs. N'ayant pas été soumis à une entente semblable à celle intervenue entre Hydro-Québec et le MER, ces sites ont été classés soit privés, soit hybrides.

Comme la politique d'octroi ne s'appliquait qu'aux sites publics ou hybrides et non aux sites privés, seuls 40 des 65 projets hydrauliques traités par Hydro-Québec furent soumis à la politique d'octroi. Parmi ces 40 sites, 22 étaient des sites hybrides et 18 étaient entièrement du domaine public. (P-390)

3.1.3.6 TROIS VOLETS AUX TRANSACTIONS REQUISES PAR LA POLITIQUE D'OCTROI

La cession ou la rétrocession : les sites dont Hydro-Québec détiendrait soit les ouvrages, les équipements, les terrains ou les droits sur les lits des cours d'eau et sur les forces hydrauliques et qu'elle ne voudrait plus exploiter, seraient cédés ou retournés à la Couronne par la société d'État selon les termes d'une entente administrative intervenue le 1er octobre 1990 entre le gouvernement du Québec et Hydro-Québec. Ces sites seraient ultérieurement considérés comme des sites publics.

Il faut souligner que cette cession était conditionnelle à la signature du contrat de location entre le gouvernement et le promoteur, lequel contrat ne prenait effet qu'à la date de mise en service commerciale de la centrale.

Ainsi, si la mise en service ne pouvait avoir lieu ou si le projet était abandonné en cours de processus, Hydro-Québec conservait l'entière propriété de ses droits sur le site ainsi que les obligations afférentes.

La location : le gouvernement louerait les droits et les biens fonciers du domaine public (qu'il détenait antérieurement ou qui lui auraient été cédés par Hydro-Québec) nécessaires à l'exploitation du site.

La vente : elle ne s'appliquerait qu'aux ouvrages et aux équipements déjà en place.

3.1.3.7 LES PRINCIPALES LOIS CONCERNÉES

La politique d'octroi s'articulait autour des lois suivantes :

Loi sur le régime des eaux

Cette loi relevait de deux autorités ministérielles différentes, le MER et le MENVIQ.

Le MER voyait au respect de l'article 3 de la loi concernant la concession des forces hydrauliques du domaine public et également de la section VIII de la même loi traitant des redevances et des contributions de tout détenteur de forces hydrauliques.

Le MENVIQ, quant à lui, était responsable de l'ensemble de la loi, notamment : l'aliénation, la location ou l'occupation des rives et du lit des cours d'eau; la construction et le maintien des réservoirs pour l'emmagasinement de l'eau ainsi que des barrages et ouvrages pour la production hydroélectrique; et enfin, l'approbation des plans et devis de ces ouvrages.

Loi sur la qualité de l'environnement

Tout projet susceptible de modifier la qualité de l'environnement était soumis à l'examen du MENVIQ qui pouvait en permettre l'exploitation en émettant un certificat d'autorisation.

La loi et ses règlements prévoyaient deux procédures différentes pour obtenir un certificat d'autorisation, selon l'envergure du projet. En voici d'ailleurs un bref aperçu :

— Les projets d'une certaine envergure étaient assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement.

  Le règlement approprié envisageait un certain nombre de situations dont quelques-unes étant directement reliées à la production privée d'électricité. Notons, par exemple, la construction ou l'augmentation de la puissance d'une centrale destinée à produire de l'énergie électrique et d'une puissance supérieure à 10 MW ou ayant pour effet de porter la puissance totale de la centrale à 10 MW ou plus.

  Les articles 31.1 et suivants de la loi disposent de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement et prévoient, notamment, la possibilité d'audiences publiques préalables à l'émission des autorisations.

— Les autres projets qui modifiaient la qualité de l'environnement devaient également obtenir un certificat d'autorisation du mi-

nistre de l'Environnement, en vertu d'une procédure différente identifiée à l'article 22 de la loi qui ne mène pas, par ailleurs, à un examen en audiences publiques.

3.1.4 LA PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES : L'APPEL PUBLIC DE PROPOSITIONS

Dans le cadre de son programme, le gouvernement a envisagé deux types de procédures d'octroi. La première aurait consisté à concéder les forces hydrauliques selon le principe du *premier arrivé, premier servi*. Si elle avait l'avantage d'être rapide, cette procédure n'aurait toutefois pas assuré la qualité des projets soumis. Au contraire, la seconde, soit la procédure d'appel d'offres, permettait d'évaluer la qualité des projets soumis tout en assurant un traitement équitable et uniforme des demandes. C'est cette dernière procédure, que l'on appela plus tard Appel public de propositions (APP), qui fut retenue à l'égard des sites publics.

Par ailleurs, en raison de leurs composantes privées, les sites hybrides ne pouvaient faire l'objet d'appel d'offres public, à moins que le gouvernement ne procède préalablement à l'expropriation de leurs propriétaires, ce qu'il a refusé de faire, respectant ainsi le droit à la propriété privée. Ainsi, même s'ils étaient soumis à toutes les autres conditions de la politique d'octroi, les sites hybrides n'étaient pas l'objet d'un appel d'offres public et le droit aux forces hydrauliques était concédé au propriétaire des autres composantes du site.

3.1.4.1 LES PRINCIPALES ÉTAPES MENANT AU DÉPÔT DE PROPOSITIONS

Le MER procédait d'abord à l'ébauche d'une première liste de sites entièrement publics à partir d'informations obtenues auprès d'Hydro-Québec, des demandes des promoteurs et des dossiers du Ministère. Cette liste était transmise à Hydro-Québec afin qu'elle exerce ses prérogatives en vertu d'une entente que le présent rapport aborde ultérieurement.

Sur réception de la réponse d'Hydro-Québec, la liste était transmise au MENVIQ puis approuvée par le Conseil des ministres.

En dernier lieu, l'appel public de propositions était diffusé publiquement par communiqué de presse et les propositions soumises étaient acheminées au comité de sélection.

3.1.4.2 LA SÉLECTION DES PROJETS RETENUS

Après avoir analysé les projets, le comité de sélection soumettait ses recommandations au MER. La composition du comité se voulait représentative des entités essentielles à la mise en place du programme. Ainsi, en 1991, il se composait, notamment, de deux représentants de chacun des organismes suivants : le MER, le MENVIQ et Hydro-Québec. Toutefois, en 1992 les deux représentants du MENVIQ se retirèrent du comité, s'estimant en situation de conflit d'intérêts vu l'intervention ultérieure du MENVIQ dans le processus d'autorisation. Ils furent remplacés par deux autres représentants du MER.

Le comité conçut une grille d'analyse et d'évaluation contenant divers critères de sélection :

a) l'expertise et la compétence du promoteur et de ses consultants;

b) la capacité financière du promoteur de réaliser le projet soumis;

c) la qualité technique de la soumission;

d) l'amélioration du site (insertion du projet dans son milieu);

e) l'impact du projet sur le développement socio-économique de la région.

Chacun de ces critères se voyait attribuer une note de passage et, à l'aide d'une pondération, une note globale était établie. Les délibérations et les évaluations étaient confidentielles.

Le responsable du comité, M. Ronald Gignac, du MER, a indiqué à la Commission que le projet ayant cumulé le meilleur pointage a toujours été recommandé par le comité.

Bien que la ministre, M^{me} Lise Bacon, à ce moment-là, avait discrétion en la matière, la preuve a démontré que jamais un rapport du comité n'a été amendé et qu'aucune de ses recommandations ne fut rejetée.

Notons que les sites hybrides étaient également examinés par le comité pour s'assurer de leur conformité aux exigences de la politique d'octroi.

3.1.4.3 L'OCTROI DU SITE ET DES FORCES HYDRAULIQUES

La ministre rédigeait une lettre destinée au promoteur dont le projet avait été retenu, l'avisant de son intention de recommander son projet au gouvernement. Deux conditions préalables devraient cependant être satisfaites avant l'accord gouvernemental :

- la conclusion d'un contrat de vente d'électricité avec Hydro-Québec;
- l'obtention de toutes les autorisations requises par les lois et les règlements.

3.1.4.4 LA SIGNATURE DU BAIL

Le bail portait la signature conjointe du ministre de l'Énergie et des Ressources et du ministre de l'Environnement et était applicable aux sites publics et aux sites hybrides.

D'une durée de 20 ans, le bail accordait une option de renouvellement pour la même période; il prévoyait le versement d'un loyer et de redevances annuelles.

À l'échéance du bail, le gouvernement pourrait, à son choix, récupérer, sans frais, les ouvrages érigés par le promoteur ou les laisser sous la responsabilité de ce dernier.

3.1.5 LES ENTENTES ADMINISTRATIVES

Le MER tenait à s'ériger en guichet unique de l'administration du programme afin de faciliter la diffusion de l'information et les démarches des requérants. Toutefois la mise en place de la politique d'octroi exigeait nécessairement la participation d'Hydro-Québec et du MENVIQ.

3.1.5.1 L'ENTENTE DU MOIS D'OCTOBRE 1990 ENTRE HYDRO-QUÉBEC ET LE GOUVERNEMENT

Comme le gouvernement voulait maintenir la priorité d'Hydro-Québec quant à l'exploitation des forces hydrauliques, il était explicite que le MER ne céderait aucun site à des promoteurs privés sans qu'Hydro-Québec ne se prononce sur la pertinence de la transaction.

L'entente entre le gouvernement et Hydro-Québec, signée en octobre 1990, intitulée *Entente administrative relative aux petites centrales - cession et retour par Hydro-Québec*, visait d'ailleurs à permettre à Hydro-Québec d'exercer son droit de préférence avant qu'un site ne soit rendu disponible aux producteurs privés. (P-3a, p. 370)

Conçue comme une procédure de consultation auprès d'Hydro-Québec, cette entente définissait le cadre général à l'intérieur duquel Hydro-Québec exercerait son droit de préférence, retournerait, ou céderait au gouvernement les droits et aménagements qu'elle possédait.

Tous les sites ou droits qu'Hydro-Québec accepterait de céder seraient inclus dans la liste de sites disponibles pour un futur appel public de propositions lancé par le MER.

- **Les sites requis par un promoteur**

Lors d'une demande de concession de forces hydrauliques formulée par un promoteur, Hydro-Québec était consultée par le gouvernement et pouvait s'opposer ou non à telle concession ou pouvait, dans le cas d'une petite centrale désaffectée qu'elle détenait, consentir ou non à s'en départir pour un transfert possible à un producteur privé.

Notons toutefois qu'une demande d'un promoteur ne lui accordait aucune priorité. Les demandes des promoteurs constituaient uniquement, pour le MER, un indicateur de l'intérêt que les sites pouvaient susciter. Ils feraient donc l'objet, le cas échéant et malgré une demande d'un promoteur, d'un appel public de propositions.

- **Les sites non requis spécifiquement par un promoteur**

  Dans le cas de petites centrales désaffectées ou de centrales en exploitation dont Hydro-Québec désirait se départir, sans qu'il n'y ait nécessairement demande spécifique d'un promoteur, la cession des forces hydrauliques, des ouvrages existants et des droits détenus par Hydro-Québec sur le site aménagé se ferait à titre gratuit en faveur du gouvernement.

  Pour les sites non aménagés qu'elle n'entendait pas exploiter, la société d'État aviserait également le gouvernement de son intention de se départir des droits qu'elle détenait et qui pourraient faire l'objet d'une cession à titre gratuit en faveur du gouvernement.

- **Les demandes susceptibles d'avoir un impact sur les centrales d'Hydro-Québec**

  La procédure de consultation valait également dans le cas d'une demande d'aménagement ou d'exploitation d'une petite centrale sur une rivière déjà aménagée par Hydro-Québec ou que cette dernière prévoyait aménager. Dans ce cas, vu les impacts possibles de cette petite centrale sur l'exploitation d'Hydro-Québec, celle-ci devait faire connaître au gouvernement les conditions d'exploitation auxquelles le promoteur devrait se conformer pour protéger adéquatement les intérêts de la société d'État.

- **Le mécanisme de mise à jour de la liste de sites disponibles**

  Enfin, les deux parties procédaient à une mise à jour annuelle d'une liste de sites à rendre disponibles aux producteurs privés. Il s'agissait pour Hydro-Québec d'établir la liste des petites centrales désaffectées ou en exploitation dont elle souhaitait se départir et pour le gouvernement de confectionner une liste des demandes formulées au cours des douze derniers mois par des promoteurs autonomes.

- **Les sites cédés**

  Treize des dix-sept sites concédés par Hydro-Québec pour un total de 33 MW, ont été assignés à des promoteurs à partir des listes de 1991 et 1992. Six autres furent rendus disponibles lors de l'ap-

pel public de propositions de 1993. Hydro-Québec faisant le bilan des trois années d'application du programme, a conclu ainsi :

« L'exercice du droit de premier refus sur des sites, somme toute, d'assez faible envergure, monopolise des ressources dont l'expertise est surtout requise pour l'exécution de projets de grande envergure.

D'après les études effectuées ces dernières années sur l'aménagement de près de 10 sites, il ressort que le coût de revient de ces derniers ne permet pas, dans la majorité des cas, de les classer parmi les sites faisant partie du potentiel économiquement aménageable. Comme Hydro-Québec cherche à niveler ses ressources et à rationaliser leur utilisation, il semble peu opportun de consacrer davantage d'efforts pour les sites de 25 MW ou moins. » (P-3a, p. 279-280)

En conséquence, le conseil d'administration d'Hydro-Québec adopta le 3 novembre 1993 une résolution suivant laquelle l'entreprise céderait, sur demande du gouvernement, ses droits sur les sites et les centrales non exploitées, dont le potentiel était de 25 MW et moins. Le respect de certaines conditions était cependant exigé :

— *« l'aménagement et l'exploitation du site ou de la centrale ne doivent pas nuire à l'exploitation d'aménagements hydroélectriques existants ;*

— *l'aménagement et l'exploitation du site ou de la centrale ne doivent pas nuire au développement, par Hydro-Québec, du potentiel économiquement aménageable de la rivière ;*

— *l'aménagement et l'exploitation du site ou de la centrale ne doivent pas empêcher le développement du potentiel hydroélectrique d'autres rivières ;*

— *le site ou la centrale ne doit pas présenter, pour Hydro-Québec, un intérêt social, patrimonial ou environnemental en raison de son cachet exceptionnel et unique. »* (P-3a, p. 349)

Se dotant de ces conditions, Hydro-Québec pouvait atteindre l'objectif principal de sa décision : céder des sites de moindre importance à ses yeux sans que des études ou analyses supplémentaires à leur sujet n'alourdissent le processus de cession.

3.1.5.2 L'ENTENTE DU MOIS D'OCTOBRE 1990 ENTRE LE MER ET LE MENVIQ

Une entente administrative entre le MER et le MENVIQ, intitulée *Entente administrative pour la mise en oeuvre de la politique concernant l'octroi et l'exploitation des forces hydrauliques du domaine public pour les centrales de 25 MW et moins* fut signée en octobre 1990. (P-134, annexe 3) Elle avait pour but de mettre au point les mécanismes par lesquels s'exerceraient de façon compatible, cohérente et sans chevauchement les responsabilités de chaque Ministère dans l'administration du programme. En effet, les deux ministères étaient appelés à appliquer la même loi, soit la *Loi sur le régime des eaux*. De plus, la *Loi sur la qualité de l'environnement* impliquait l'intervention du MENVIQ en fin de processus d'octroi par l'émission des certificats d'autorisation.

Donc, si les forces hydrauliques étaient gérées par le MER, le lit des cours d'eau, lui, était sous l'autorité du MENVIQ. Par ailleurs, le bail et le projet de décret devaient être signés par les deux ministres.

- **La participation du MENVIQ à l'élaboration de la liste de sites disponibles**

Dans le cadre de cette entente, le MENVIQ s'engageait à rendre disponible un guide général d'évaluation environnementale relatif à l'aménagement d'une petite centrale.

La procédure de consultation prévoyait que le MER informait le MENVIQ des demandes de sites reçues et lui transmettait les renseignements relatifs aux caractéristiques des sites afin que le MENVIQ puisse faire valoir, s'il y avait lieu, toute réserve ou tout commentaire préliminaire sur ces sites. Le MER remettait également au MENVIQ la liste des sites rendus disponibles par Hydro-Québec. Puis, le 1er février de chaque année, le MER transmettait au MENVIQ une liste récapitulative des sites qui pouvaient être rendus disponibles durant l'année; cette liste ne devait pas comprendre les sites auxquels le MENVIQ s'était opposé :

« Sont exclus de la liste les sites ayant fait l'objet d'une objection motivée du MENVIQ. »[41]

---

41. Article 4.9 de l'entente. (P-134, annexe 3)

Le MER, avant d'établir la liste définitive des sites pouvant être rendus disponibles, devait donc consulter le MENVIQ. Il était du ressort de ce dernier de consulter d'autres ministères ou organismes, lesquels devaient également transmettre au MER leurs réserves ou leurs commentaires quant à la mise en disponibilité des sites envisagés. Dans le cadre de cet exercice, le MENVIQ consultait le MLCP dès lors que le site recelait un habitat faunique.

En conséquence, la lettre de l'entente voulait que la liste définitive des sites mis en disponibilité ne puisse contenir un site ayant fait l'objet d'une objection motivée du MENVIQ alors que, de l'avis de la Commission, l'esprit de l'entente voulait qu'un site ayant fait l'objet de réserves de la part du MENVIQ ne doive pas non plus en faire partie[42]; à tout le moins, le MER devait-il considérer avec beaucoup d'attention les réserves du MENVIQ et du MLCP. Cette question est cruciale quant à l'analyse du projet de Chambly dont ce rapport traite ultérieurement.

- **La participation du MENVIQ à l'évaluation des projets**

Deux représentants du MENVIQ devaient participer, à titre de conseillers, à l'évaluation des propositions soumises dans le cadre d'un appel public de propositions. Comme on le sait, leur participation cessa en 1992.

3.1.6 L'APR-91 : L'APPEL DE PROPOSITIONS RESTREINT LANCÉ PAR HYDRO-QUÉBEC EN AVRIL 1991

Un programme de production privée ne pouvait être mis en oeuvre sans qu'Hydro-Québec n'achète l'électricité ainsi produite. Or, la politique d'achat de février 1987 ne constituait pas un appel aux promoteurs pour soumettre leurs propositions selon un échéancier et un objectif précis : elle n'autorisait que le traitement des demandes à la pièce.

Afin de permettre la gestion des offres soumises à son attention par des promoteurs et dans le but d'en arriver à la signature de contrats, le conseil d'administration d'Hydro-Québec adoptait une résolution le 3 avril 1991 approuvant un appel de propositions restreint auprès de producteurs indépendants. (APR-91 ou plus simplement APR)

---

42. Voir les articles 4.3, 4.9, 4.11 et 4.13 de l'entente.

Hydro-Québec visait alors à obtenir 750 MW de la part de la production privée. L'on voulait, pour ce faire, sélectionner les meilleurs projets tout en précisant la teneur des besoins dans les mois à venir.

3.1.6.1 UNE STRATÉGIE À TROIS VOLETS

Afin d'atteindre ses objectifs d'achat, Hydro-Québec avait conçu une stratégie à trois volets :

Le premier volet consistait à négocier et à conclure avec les producteurs indépendants des contrats d'achat d'électricité au tarif en vigueur à l'époque, c'est-à-dire le tarif inscrit à une grille tarifaire approuvée en avril 1990.

Le second volet prévoyait le lancement, en 1991, d'un appel de propositions restreint adressé à tous les promoteurs qui auraient soumis un projet avant le 1er avril 1991.

Le troisième volet prévoyait le lancement, en 1992, d'un appel public de propositions pour des projets dont la mise en service aurait lieu à compter de 1995. Cet appel de propositions n'eut jamais lieu puisque l'on préféra prolonger l'échéance de l'appel lancé en 1991.

Le conseil d'administration adopta également des modifications aux conditions d'achat alors en vigueur, notamment quant à la formule d'indexation, quant à la possibilité d'effectuer des paiements anticipés et quant au facteur d'utilisation minimal souscrit. L'entreprise approuvait, par la même occasion, deux tarifs, appelés volet A et volet B. Le volet B introduisait une notion de concurrence et établissait un plafond plus élevé que le volet A.

À cet égard, le rapport d'Hydro-Québec du 31 décembre 1991 intitulé *La production privée d'électricité* indique que :

« Le tarif A reflète très bien les coûts évités par les achats à des producteurs privés. En revanche, le tarif B surestime légèrement les coûts évités... »

Le volet A représentait le tarif en vigueur tel qu'il avait été modifié alors que le volet B fut conçu comme palliatif à un manque possible d'approvisionnement au tarif A :

« Si l'entreprise ne peut conclure suffisamment de contrats d'approvisionnement au tarif A, elle entamera des négociations avec comme prix maximum le tarif B. »

L'objectif consistait donc à réaliser tout le potentiel disponible selon le volet A. D'ailleurs, aucun achat ne fut réalisé selon le volet B.

L'APR était d'abord ouvert à tous les promoteurs qui avaient soumis un projet à Hydro-Québec avant le 1er avril 1991; on permit ensuite le dépôt d'autres projets à certaines conditions, et ce, jusqu'au 2 juin 1993.

3.1.6.2 LA RÉPONSE DES PROMOTEURS

L'APR fut lancé le 10 mai 1991. En juillet, Hydro-Québec avait reçu des propositions totalisant plus de 8 000 MW. Au 31 décembre 1991, 61 projets totalisant 765 MW avaient été retenus pour fins de négociation et la société d'État leur appliqua le tarif défini selon le volet A. Ces promoteurs avaient reçu une lettre d'intention d'Hydro-Québec d'entreprendre des négociations en vue de conclure le contrat d'achat d'électricité avant le 15 mars 1992. Cette date fut toutefois reportée plus tard au 15 décembre 1993.

3.1.6.3 UNE PROCÉDURE EN DEUX PHASES

La première phase de la sélection se situa entre le 10 mai et le 29 octobre 1991. Hydro-Québec annonça alors qu'elle retenait tous les projets d'énergie renouvelable soumis ainsi que trois projets de cogénération au gaz naturel qui avaient fait l'objet d'une lettre d'intention émise antérieurement au lancement de l'APR, à savoir Kingsey Falls, Hull et Témiscaming.

Par ailleurs, en octobre 1991, Hydro-Québec était déjà en négociations avec le projet de cogénération de Trois-Rivières et avait même signé une lettre d'intention avant le lancement de l'APR. Mais, évaluant que l'état des négociations était moins avancé, Hydro-Québec n'a retenu le projet qu'au cours d'une seconde phase de sélection.

Tous les projets thermiques et de cogénération, qui n'avaient pas été retenus lors de la première phase de sélection, se sont vu offrir,

dans le cadre d'une deuxième phase de sélection, la possibilité de soumettre un projet modifié et optimisé en fonction d'un indice de performance global (IPG), développé par Hydro-Québec de concert avec le MER.

La deuxième phase de sélection a conduit au retrait de projets totalisant plus de 6 000 MW parmi les 8 000 MW, soumis depuis le début de l'APR.

Le 15 janvier 1992, 23 projets totalisant 2 700 MW avaient été soumis à nouveau par les promoteurs dans le cadre de la deuxième phase de la sélection. Neuf d'entre eux, soit les projets de cogénération au gaz naturel ayant l'IPG le plus élevé, ont été retenus pour une analyse plus détaillée, alors que les 14 autres ont été rejetés le 20 février 1992.

3.1.6.4 LA DOCUMENTATION REMISE AUX PROMOTEURS

L'APR se composait de trois documents exposant en détail les modalités de la procédure. Ces documents ont été transmis aux promoteurs.

Le premier document portait sur les conditions d'achat. Il établissait les conditions de fourniture de l'électricité par les producteurs pour les projets à intégrer au réseau d'Hydro-Québec à moyenne ou haute tension.

L'APR était constitué de deux autres documents. Le document 1 exposait le contexte, les objectifs, la procédure d'analyse des propositions et les modalités tarifaires selon les volets A et B. Le document 2 présentait le formulaire de proposition proprement dit que le promoteur devait remplir, signer et soumettre. Ce document avait pour but de permettre à Hydro-Québec d'obtenir des informations sur le promoteur, son projet et la formule de prix proposée.

3.1.6.5 LES PROJETS ISSUS DE L'APPEL D'OFFRES PUBLIC DU MER

Les projets hydroélectriques de 25 MW ou moins concernant des sites hydrauliques du domaine public étaient soumis à une procédure différente. Cependant Hydro-Québec remettait un

document à l'intention de ces producteurs dans le cadre du processus d'intégration de ces projets au programme d'achat d'électricité d'Hydro-Québec.

Quoique soumis à la politique d'octroi, ces producteurs recevaient d'Hydro-Québec un document résumant les modalités tarifaires applicables et la procédure générale à suivre. Ils devaient ensuite compléter leur proposition et la retourner à Hydro-Québec afin que leur projet soit intégré au processus de l'APR.

3.1.6.6 LA PROCÉDURE D'ÉVALUATION ET LA SIGNATURE DU CONTRAT

C'est Hydro-Québec qui classait les projets sous le volet A ou le volet B, selon le coût unitaire actualisé de la proposition.

Les projets retenus étaient, par la suite, évalués selon différents critères dont :

— la formule de prix proposée;

— les besoins d'Hydro-Québec en puissance et en énergie;

— la qualité technique de la proposition;

— l'état du développement du projet;

— les qualifications et l'expérience du promoteur;

— le financement du projet;

— l'approvisionnement en combustible;

— l'efficacité énergétique et l'environnement.

Lorsque l'évaluation et l'analyse du projet étaient complétées, Hydro-Québec remettait au promoteur une lettre d'intention précisant, entre autres, les conditions tarifaires, les coûts à la charge du producteur et toutes autres exigences particulières au projet.

Par ailleurs, tout au long de ce processus, le promoteur devait effectuer les démarches nécessaires pour obtenir toutes les autorisations gouvernementales requises.

3.2 LA COGÉNÉRATION

La production privée d'électricité ne peut s'expliquer sans considérer l'évolution du dossier de la cogénération.

3.2.1 UN NOMBRE INSUFFISANT DE PROJETS HYDRAULIQUES

Le 25 octobre 1988, le comité de gestion de la Direction supérieure d'Hydro-Québec constatait que le potentiel des sites hydrauliques munis d'infrastructures, c'est-à-dire les sites les plus intéressants pour les promoteurs, se limitait à 150 MW. Il évaluait que la moitié seulement pourrait être aménagée. (P-69, p. 4)

Par contre, le comité estimait que le potentiel de production d'électricité par le procédé de la cogénération était bien supérieur, soit 1 000 MW à l'horizon 2006 (dont 200 MW de projets prévisibles en 1989) advenant un scénario marqué par une forte croissance. Hydro-Québec procéda alors à une étude plus complète sur le potentiel de la cogénération au Québec.

Notons que le procédé de cogénération consistait essentiellement, dans ce contexte, à produire, à partir d'un groupe de combustion unique de gaz naturel à l'intérieur d'entreprises industrielles, un volume de vapeur requis par les procédés de transformation de ces usines et une quantité d'électricité correspondante. (P-1078)

3.2.2 LE MER VEUT DÉVELOPPER LA FILIÈRE DE LA COGÉNÉRATION

Le MER montra un vif intérêt pour la filière de la cogénération à compter de l'année 1989. Trois facteurs peuvent expliquer cet intérêt :

- le Plan de développement 1989-1991 d'Hydro-Québec illustrait pour la première fois de façon quantitative son besoin de production privée; elle l'estimait alors à 300 MW à l'horizon 1997;

- ce Plan de développement et la Commission parlementaire, qui a suivi, ont mis en exergue le caractère précaire de l'équilibre de l'offre et de la demande notamment en ce qui concerne la disparition de la marge de manoeuvre d'Hydro-Québec. La faible hydraulicité, une croissance économique plus prolongée que prévue, un scénario mi-fort de prévision de la demande, le re-

cours prolongé à la centrale thermique de Tracy, la nécessité de rachat des contrats de biénergie, l'arrêt des ventes excédentaires, composaient le portrait pessimiste de la situation énergétique à court terme.

- la compagnie Gaz Métropolitain entrait en scène et manifestait son intérêt pour la cogénération. M. Gérard Prévost, à l'époque sous-ministre adjoint, a d'ailleurs reçu le 14 mars 1989, une lettre du vice-président de Gaz Métropolitain à ce sujet. Cette lettre invitait le sous-ministre à établir un lien entre le contexte global de la politique énergétique, le plan de développement d'Hydro-Québec et l'opportunité de considérer la cogénération comme « *des possibilités réelles d'accroître rapidement la capacité de production électrique au Québec.* » (P-1075) L'on espérait que des discussions sérieuses s'engagent rapidement entre le MER, Hydro-Québec et Gaz Métropolitain.

3.2.2.1 LE MER ADOPTE UNE POSITION INTERVENTIONNISTE

Moins d'un mois plus tard, M. Gérard Prévost demandait à M. Gabriel Polisois, alors directeur de l'Efficacité énergétique au MER, de mettre en place un comité de travail sur la cogénération; il définissait ainsi le mandat du comité :

— développer et maintenir une expertise couvrant les aspects techniques et énergétiques ainsi que les volets économiques et financiers de la cogénération;

— assurer un suivi ministériel en ce qui concerne les initiatives en cours entre Gaz Métropolitain, Hydro-Québec et les industries intéressées par la cogénération;

— proposer aux autorités supérieures une politique ou un programme de cogénération au Québec.

L'échéancier était étalé sur dix-huit mois. Il semble que le Ministère considérait ce dossier comme présentant un caractère d'urgence. (P-1074) Selon M. Polisois, ce comité visait à remédier au manque d'expérience et de connaissance du MER à l'égard de la cogénération.

Les travaux du comité de travail ont souligné le rôle que la cogénération pouvait jouer dans le contexte d'une forte croissance

de la demande qu'Hydro-Québec aurait de la difficulté à satisfaire à court terme. L'éventualité d'un scénario qualifié de mi-fort était présente aux yeux du MER. Le comité prit position nettement en faveur de l'implantation des producteurs indépendants, appuyés en ce sens par le gouvernement. La principale problématique demeurait cependant l'évolution du prix du gaz qui aurait un impact déterminant sur la rentabilité des projets.

Ainsi peut-on lire dans un document de travail que la grille tarifaire adoptée par Hydro-Québec n'était pas adaptée pour répondre aux besoins à court terme :

« *Le Gouvernement doit favoriser une bonification de cette grille et proposer une prime pour activer la mise en service de projets dans un court terme.* » (P-223, p. 6)

Ces velléités interventionnistes se butaient principalement à trois obstacles :

— premièrement, Hydro-Québec devait accepter d'acheter l'électricité ainsi produite;

— deuxièmement, la faisabilité des projets de cogénération présentait des problèmes importants en ce qui a trait à la rentabilité financière. En effet, la question de l'approvisionnement en gaz et de son prix affectait les prévisions à ce sujet. La rentabilité des projets de cogénération alimentera d'ailleurs la problématique de la grille tarifaire;

— troisièmement, la cogénération s'avérait une technologie encore peu connue au Québec.

L'année 1989 fut donc une année charnière quant à la cogénération puisqu'en six mois le MER a recueilli les informations nécessaires à sa connaissance du dossier et, dans un même élan, décidé de lancer le Québec sur la voie de cette filière énergétique.

3.2.2.2 L'ANNÉE 1990

Lorsque M^me^ Bacon a été nommée ministre de l'Énergie et des Ressources le 11 octobre 1989, le Ministère était dans l'attente du Plan de développement 1990-1992 d'Hydro-Québec. Il devait être

examiné à l'occasion des travaux de la Commission parlementaire élargie qui porterait sur les perspectives énergétiques du Québec et qui se tiendrait du 8 au 31 mai 1990.

Le MER avait décidé par ailleurs que la cogénération serait traitée dans le cadre du processus administratif et décisionnel du Plan de développement. Ce plan devait inclure les résultats de la réévaluation de la grille tarifaire qu'Hydro-Québec avait menée en décembre 1989 et janvier 1990.

- **La grille tarifaire**

La nouvelle grille tarifaire qu'Hydro-Québec adopta en avril 1990 ne fut remise au MER qu'à la mi-août 1990. Cette grille tenait compte d'une revalorisation à court terme établie à partir des données du plan 1989-1991.

La lecture de cette grille tarifaire par les fonctionnaires du Ministère les a amenés à conclure que le tarif de 3,9 ¢ et 4,2 ¢/kWh qui serait versé aux cogénérateurs (la différence étant fonction de la durée du contrat) était *« nettement insuffisant pour développer rapidement cette filière. »* (Note de M. André Bernier, P-227 a) Les fonctionnaires estimaient en effet qu'il fallait réévaluer cette grille en tenant compte des données du plan 1990-1992, notamment la faible hydraulicité qui persistait alors au Québec. M. Polisois a indiqué à la Commission que la grille tarifaire d'Hydro-Québec constituait, selon les vues du Ministère, un obstacle au développement de la cogénération.

- **Les exemples de Kruger (Trois-Rivières) et Cascades (Kingsey Falls)**

En Commission parlementaire, les compagnies Kruger et Cascades, candidates à la production par cogénération, mirent en doute la volonté d'Hydro-Québec de développer cette filière. Ces deux entreprises avaient bénéficié de conditions intéressantes pour la mise en place de leurs projets, notamment de la part de Gaz Métropolitain; malgré tout, elles ne réussissaient pas à concrétiser leurs efforts de production. Leurs doléances attirèrent l'attention du MER.

La note rédigée par M. Bernier, en date du 29 août 1990, (P-227a) indiquait qu'il serait logique d'inclure dans le calcul de la grille tarifaire, des primes qui prendraient en considération les risques associés à la situation très serrée du côté de l'offre et de la demande. De plus, l'on envisageait de procéder à des audiences publiques génériques, car l'on considérait que la *Loi sur la qualité de l'environnement*, qui permet de soumettre les projets de plus de 10 MW à l'examen public du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)[43], retarderait et compromettrait les projets de cogénération.

- **L'analyse du MER**

L'analyse exhaustive du plan de développement à laquelle le MER a procédé à l'été 1990, lui permit de conclure que les risques reliés à la conjoncture avaient été quelque peu sous-estimés par Hydro-Québec.

Toute la réflexion au sein du Ministère l'amena à émettre l'avis que la solution pour satisfaire la demande à court terme n'était pas Grande Baleine, comme le suggérait Hydro-Québec, mais une centrale thermique classique identifiée dans le Plan de développement de 1990. Le coût de l'énergie produite par une telle centrale serait de 5 ¢/kWh, donc un coût plus élevé que celui de Grande Baleine. L'ensemble de ces facteurs justifiait, selon le MER, l'utilisation de la cogénération pour favoriser une disponibilité d'électricité à court terme et permettre à Hydro-Québec de rétablir sa marge de manoeuvre.

C'est en ce sens que, de l'avis du MER, une bonification de la grille tarifaire refléterait les réels coûts évités d'Hydro-Québec à court terme. M. Polisois a mentionné à la Commission que ce sujet était l'objet de divergences de vue entre Hydro-Québec et le MER. La société d'État considérait Grande Baleine comme coût de référence, alors que le Ministère croyait que la valeur d'un produit nécessaire et disponible dans trois ou quatre ans (la cogénération) était supérieure à celle d'un produit ne pouvant être disponible que dans un délai de dix ans (Grande Baleine); de plus, la problématique des délais et de l'obtention d'autorisations pour la construction d'équipements tels Grande Baleine commençait à constituer un facteur d'inquiétude.

---

43. Articles 31.1 et ss.

Le MER estimait le potentiel de la cogénération à 700 MW pour 1995, alors que le Plan de développement d'Hydro-Québec ne prévoyait que 300 MW. Selon le Ministère, la cogénération, bien qu'elle était absente de la politique énergétique de 1988, répondait aux mêmes objectifs, c'est-à-dire efficacité énergétique, développement régional et croissance industrielle. Plus spécifiquement, elle présentait l'avantage d'une plus grande rapidité dans la mise en production et était donc apte à répondre aux situations exceptionnelles telles qu'une demande imprévue, des retards dans les chantiers de construction et une faible hydraulicité récurrente.

Outre l'insatisfaction que les fonctionnaires du MER manifestaient à l'égard de la grille tarifaire d'Hydro-Québec, ils considéraient également que le rythme des négociations entre Hydro-Québec et les cogénérateurs était trop lent.

Le 9 novembre 1990, M^me^ Bacon présentait son mémoire au Conseil des ministres sur le Plan de développement 1990-1992. (P-224) Ce mémoire était le résultat de deux années de partage de points de vue entre le MER et Hydro-Québec.

L'on y mentionnait notamment que l'année 1989 avait été une année difficile, en ce qu'il s'agissait d'une cinquième année consécutive de faible hydraulicité et que l'on avait dû procéder :

— à l'utilisation de façon continue de la centrale thermique de Tracy;

— au rachat pour un an de contrats d'alimentation de chaudières bi-énergie;

— à des achats auprès de réseaux voisins.

De plus, l'on faisait part de préoccupations quant au rythme et aux modalités d'implantation des projets hydroélectriques. L'accent était également mis sur l'efficacité énergétique.

❑ **Le MER fait connaître ses intentions à Hydro-Québec**

Lors du dépôt du mémoire de M^me^ Bacon au Conseil des ministres, celui-ci prit une décision qui s'articulait en huit points, dont notamment :

- prévoir qu'Hydro-Québec révise, en collaboration avec le ministère de l'Énergie et des Ressources, la grille tarifaire qu'elle a proposée pour l'achat de la production combinée vapeur-électricité (cogénération) afin de permettre une contribution maximale de cette filière au bilan énergétique;

- confier au MENVIQ le soin de tenir des audiences génériques sur le sujet de la cogénération dans les meilleurs délais possibles;

- maintenir l'objectif d'exportation de 3 500 MW d'énergie et de puissance garantie à long terme à la condition de satisfaire prioritairement les besoins québécois. (P-232, décision du 28 novembre 1990)

Tel qu'il ressort du mémoire de M^me^ Bacon, le gouvernement maintenait par ailleurs, malgré son voeu de voir les projets de cogénération se réaliser, sa volonté de privilégier les centrales hydroélectriques.

3.2.2.3 L'ANNÉE 1991

Considérant l'appui du Conseil des ministres à la cogénération, M^me^ Bacon adressait une note, le 22 novembre 1991, à M^me^ Nicole Malo, sous-ministre de l'Énergie et des Ressources, dans laquelle elle disait s'inquiéter de l'absence de prise de position du Ministère à l'égar du dossier de la cogénération :

« Je me surprends pourtant de constater que paradoxalement, le ministère de l'Énergie et des Ressources, responsable de l'application de la politique énergétique de notre gouvernement, ne s'est pas positionné sur le dossier de la cogénération. Nous ne sommes guère en mesure d'exposer publiquement ce que l'on entend par la cogénération et quelles sont nos attentes à court et moyen terme, sans compter que même les intervenants directs dans le dossier ne sont pas informés de nos préoccupations.

Ce non-positionnement fait en sorte que nous nous retrouvons tributaires, d'une part, de la sélection qu'effectuera Hydro-Québec suite à son appel d'offres et d'autre part, des d sensions corporatives qui sévissent dans la préparation de l'étude pact.

Assumer le leadership dans ce dossie, m'apparaît primordial. J'estime qu'il nous revient d'y occuper la fonction de pivot afin d'assurer une

cohérence entre les deux démarches en cours et de faire connaître publiquement quel rôle notre gouvernement entend donner à la cogénération dans l'avenir... » (P-1142)

Ainsi, même à la fin de 1991, le MER, qui avait pourtant fortement insisté auprès d'Hydro-Québec pour qu'elle se mette à l'heure de la cogénération, n'était pas encore en mesure d'exposer publiquement sa position à cet égard.

3.2.3 HYDRO-QUÉBEC ENVISAGE LA COGÉNÉRATION

Parallèlement au MER, Hydro-Québec entreprenait elle aussi une étude sur la cogénération. Le 8 février 1989, le conseil d'administration d'Hydro-Québec approuvait le Plan de développement de 1989-1991 et le transmettait au MER le 14 février. L'on y indiquait un objectif d'achat de production privée d'électricité de 300 MW, sans toutefois préciser s'il s'agissait d'énergie renouvelable ou de cogénération.

Le 25 avril 1989, devant le comité de gestion de la Direction supérieure, la vice-présidence Planification et Administration Commerciales présentait son rapport sur le tarif d'achat de 1989. Il s'agissait en réalité d'une réévaluation du tarif antérieur selon les mêmes principes adoptés deux ans plus tôt et de la rentabilité de la production combinée. Hydro-Québec ne procéda toutefois à l'adoption d'aucune nouvelle grille tarifaire en 1989 puisque l'on préféra inclure à celle de 1988 une revalorisation tenant compte des conséquences de la faible hydraulicité et de l'augmentation des besoins québécois.

Lors de cette réunion, l'on a demandé au groupe Marché québécois, responsable du dossier de la cogénération, de formuler des commentaires « *de telle sorte à présenter au conseil d'administration une tarification cohérente et complète en cette matière.* » (P-869, p. 5)

Le 30 mai 1989, au comité de gestion de la Direction supérieure, la vice-présidence Planification générale d'Hydro-Québec distribuait un document mettant en relief le fait que la cogénération était conditionnelle à une bonification du tarif d'achat de l'énergie et de la puissance. La conséquence pour Hydro-Québec de consentir

une telle bonification serait un rehaussement global du coût d'achat pour l'ensemble de l'énergie provenant des tiers. Tel était le dilemme que posait, pour Hydro-Québec, la question de la rentabilité de la cogénération.

L'avantage de la cogénération, selon Hydro-Québec, se manifestait surtout par un impact positif sur le bilan offre-demande à titre de moyen assurant une partie de la production pour la période allant jusqu'à 1993, d'autant que l'alternative de la mise en service d'une centrale à cycle combiné apparaissait peu opportune en raison des échéances et des difficultés d'obtenir les autorisations gouvernementales.

Le 28 juin 1989, était mis à jour de manière préliminaire le scénario- cible du Plan de développement 1989-1991. Devant le conseil d'administration d'Hydro-Québec, on déclarait qu'il serait nécessaire de bonifier la grille tarifaire pour assurer un rendement d'environ 20 % sur les fonds propres investis par les cogénérateurs. On suggérait donc de négocier avec ceux-ci sur la base d'un tarif bonifié, en prévoyant rajuster le tir au plus tard en a(it 1989, selon la situation qui y prévaudrait. Cette bonification s'appliquerait aux mises en service faites avant octobre 1993 et la quantité maximale prévue était de 400 à 500 MW. (P-892)

À la même date, la Planification générale présentait les tendances de l'évolution de la demande. La possibilité d'un déficit, advenant, notamment, la persistance de la faible hydraulicité, était soulevée. La cogénération était alors envisagée comme moyen d'alléger les déficits potentiels des prochaines années.

3.2.3.1 L'ANNÉE 1990

Hydro-Québec a transmis au MER, le 16 janvier 1990, la version préliminaire du Plan de développement 1990-1992. Au même moment, la société d'État recevait ses nouveaux paramètres énergétiques lesquels indiquaient une situation serrée que l'entreprise entendait faire refléter dans ses coûts économiques de fourniture. Elle procéda donc à un réexamen de ceux-ci et ultimement, ce processus aboutit à une hausse des tarifs applicables à la production privée.

Pendant ce temps, Hydro-Québec signait une lettre d'intention avec Kruger.

Le 11 avril 1990, le conseil d'administration approuvait deux grilles tarifaires et en autorisait la diffusion, mais seulement pour les contrats couvrant une durée de quinze ans et plus. Les deux tarifs proposés différaient selon le niveau de tension au point de livraison au réseau intégré d'Hydro-Québec. (P-176)

3.2.3.2 L'ANNÉE 1991

Le 28 janvier 1991, Hydro-Québec faisait le point sur le dossier de la production privée.

Les prévisions d'achat, à l'horizon 1996 auprès des producteurs privés étaient les suivantes, selon les *tarifs actuels de mai 1989* (4,1 ¢/kWh) :

— production hydraulique de moins de 25 MW : 80 MW;

— production combinée : 370 MW;

— autre production thermique : 70 MW.

En recourant à ces tarifs, les prévisions totalisaient 520 MW cependant qu'aux *tarifs augmentés à l'inflation* (4,25 ¢/kWh), les prévisions passaient à 540 MW. (P-855)

À cette date, soit le 28 janvier 1991, deux petites centrales hydrauliques totalisant 4,5 MW étaient en production[44] et des études préliminaires se tenaient à l'égard de dix autres projets représentant 70 MW pour des mises en service avant 1995. Parallèlement, le MER avait rendu disponibles treize sites d'une capacité totale de 30 MW. Quant à la production combinée, un équipement d'une capacité de production de 20 MW était en service[45]. Vingt autres dossiers de production combinée étaient à l'étude, dont huit totalisaient 350 MW; on les considérait pour des mises en service en 1992 et en 1993.

Hydro-Québec comptait sur le potentiel de la production privée pour équilibrer son bilan énergétique; il y avait donc, à ce titre, nécessité de raffermir les achats prévus. La réussite de son objectif dépendait notamment des conditions et des tarifs qu'elle offrirait.

---

44. Côte Ste-Catherine Phase I et Mont-Laurier.

45. Kingsey Falls.

Le tarif en vigueur à l'époque était basé sur les coûts anticipés de Grande Baleine; or ceux-ci avaient été révisés à la hausse, sans que le tarif ne soit majoré.

En conséquence, et pour rencontrer également la décision du Conseil des ministres de revoir en collaboration avec le MER la grille tarifaire, Hydro-Québec envisageait d'élaborer des conditions d'achat plus flexibles permettant de mieux prendre en considération les particularités de chacun des projets.

Ces nouvelles modalités toucheraient, entre autres, les aspects suivants :

— structure tarifaire;
— partage de risques;
— formule d'indexation.

Le 11 février 1991, le comité offre-demande décidait de réviser la grille tarifaire, de publier une liste des quantités maximales d'électricité à acheter annuellement en fonction des besoins et de préparer une recommandation pour la réunion du conseil d'administration du 6 mars; il préparerait également des scénarios comparatifs pour isoler l'impact d'achats additionnels sur le programme d'équipement et sur les coûts évités.

3.2.3.3 L'IMPORTANCE DE LA COGÉNÉRATION DANS L'APR-91

En 1991, les prévisions des ventes régulières au Québec furent revues légèrement à la hausse.

Dans la définition de ses objectifs de production privée, Hydro-Québec a considéré, notamment, les apports hydrauliques très inférieurs à la moyenne durant la période 1985 à 1991, pour un déficit accumulé de près de 100 TWh, ses objectifs et les contrats d'exportation signés, le report de certains grands projets dû à des délais imprévus, le recours nécessaire à des moyens exceptionnels et le niveau de remplissage de ses réservoirs sous les 60 %, pour conclure que la situation était nettement déficitaire.

Hydro-Québec établit, en conséquence, un objectif de production privée, selon le scénario de référence, de l'ordre de 750 MW. Or, l'on ne pouvait réaliser un tel objectif sans avoir recours à la cogénération au gaz naturel puisque l'on n'envisageait que 140 MW d'énergie renouvelable. L'objectif de la cogénération fut donc établi à 610 MW, soit plus de 80 % de l'objectif total de production privée. La cogénération devenait un élément essentiel au succès du programme d'achat de production privée.

Partie IV

LA JUSTIFICATION ÉNERGÉTIQUE

La satisfaction des besoins énergétiques d'une population donnée requiert, de la part de l'organisme qui en est responsable, l'emploi d'un processus de planification qui, quoique nécessairement imparfait et perfectible, doit répondre à des critères minimaux de rigueur et de fiabilité.

Rappelons à cet égard que l'obligation légale d'Hydro-Québec, société d'État, consiste à fournir de l'électricité à des tarifs et à des conditions compatibles avec une saine administration financière et que la réalisation de ce mandat doit s'harmoniser avec les politiques énergétiques du gouvernement[46].

4.1 LE PROCESSUS DE PLANIFICATION

Compte tenu de la nature de son mandat, la Commission a fait appel à des experts pour l'aider dans l'examen de ce thème. Outre son personnel propre, elle a requis les services de conseillers externes parmi lesquels se retrouvent MM. Jean-Thomas Bernard et Joseph A. Doucet, dont l'expertise et la compétence sont reconnues. La Commission a eu également l'occasion d'entendre le témoignage d'un autre expert, M. Ian Goodman.

❑ Les principaux experts entendus par la Commission

Il y a lieu, avant d'entreprendre l'analyse de la justification énergétique de la politique d'achat, de préciser le champ de compétence des

46. *Loi sur Hydro-Québec* précitée, articles 22, 22.0.1 et 22.1.

principaux experts entendus par la Commission. Il ne s'agit pas ici de retirer à certains employés d'Hydro-Québec leur qualité d'expert reconnue par la Commission. Toutefois, pour des raisons évidentes d'impartialité et d'équité pour l'expression de tous les points de vue, la Commission entend s'attarder ici aux experts indépendants.

Ajoutons que les avocats de la Commission ont consulté, selon les conseils de M. Doucet, d'autres experts concernant des aspects particuliers de la planification énergétique. Ces derniers les ont conseillés dans la direction de leurs travaux.

Pour les fins de ses audiences publiques, la Commission a convoqué et entendu trois experts[47] :

M. Ian Goodman

À la suggestion des participants ENvironnement JEUnesse et Mouvement Au Courant, la Commission a invité l'expert Ian Goodman. M. Goodman est un spécialiste en planification énergétique. Diplômé en génie civil du Massachusetts Institute of Technology, il est l'auteur d'un grand nombre de publications et de conférences et a témoigné devant plusieurs organismes publics.

M. Jean-Thomas Bernard

M. Jean-Thomas Bernard est l'un des experts en prévisions de la demande énergétique au Québec. Détenteur d'un doctorat en sciences économiques de l'Université de Pennsylvanie à Philadelphie et professeur à l'Université Laval, il a été, à plusieurs reprises, consultant auprès de divers organismes et a publié un très grand nombre d'articles dans des revues professionnelles. Il a été l'invité de diverses universités canadiennes et américaines et a prononcé de multiples conférences. Il est membre du GREEN, Groupe de recherches en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles.

M. Joseph A. Doucet

M. Doucet est détenteur d'un doctorat en recherche opérationnelle de l'Université de Californie, Berkeley. Il est membre du GREEN depuis 1992. Il a participé à cinq audiences publiques à titre

---

47. Les *curriculum vitæ* de ces experts sont en annexe au présent rapport.

d'expert retenu par le BAPE et agit comme expert affilié à Hélios, une société indépendante ayant pour mission principale l'analyse et la conception de stratégies et politiques énergétiques dans un contexte de développement durable. Auteur de nombreux articles et conférences, il était, au moment de la rédaction de ce rapport, chercheur invité auprès du *Public Utility Research Center* en Floride. Après avoir conseillé la Commission et ses avocats dans l'identification des sujets devant être examinés en rapport avec la justification énergétique et l'opportunité économique de la politique d'achat, il a pris connaissance de la preuve soumise et a déclaré qu'elle couvrait l'ensemble de ces sujets. Il a ajouté, à propos de la qualité de la preuve présentée devant la Commission :

> *« R Disons, si on compare l'information qui a été présentée, soit déposée ou présentée en témoignage par les représentants d'Hydro-Québec, je pense que ça se compare très favorablement en termes de niveau de détails avec ce qu'on, ou avec ce que moi j'ai vu dans des audiences du BAPE,* ***c'est-à-dire qu'il y a eu, à ma connaissance, plus de détails sur la partie justification énergétique et opportunités économiques ici que dans les commissions du BAPE avec lesquelles j'ai des connaissances.*** *»*
> (M. Joseph A. Doucet, transcription de la séance du 20 juin 1996, p. 34)

La preuve présentée devant la Commission était donc suffisante pour lui permettre d'arrêter son opinion sur la justification énergétique de la politique d'achat.

4.1.1 LA PLANIFICATION D'HYDRO-QUÉBEC

4.1.1.1 LA MÉTHODE DE PLANIFICATION

- **La structure organisationnelle d'Hydro-Québec**

Le processus de planification aboutit à l'élaboration d'un Plan de développement. Ce plan doit subir l'examen public en Commission parlementaire et recueillir, en dernière étape, l'approbation gouvernementale. La présentation en Commission parlementaire se fait en général au mois de mars de l'année visée par le plan.[48]

---

48. Par exemple, le Plan de développement 1988-1990, a été préparé durant l'année 1987, mais étudié en Commission parlementaire en 1988.

❑ **Le Plan de développement**

Conformément au décret gouvernemental numéro 971-91 pris le 10 juillet 1991, le Plan de développement d'Hydro-Québec doit être déposé tous les trois ans et contenir les informations précises décrites au décret :

1) ***« La prévision des besoins en électricité du Québec et les moyens les plus adéquats de les satisfaire*** *au cours des prochaines décennies, notamment :*

— *la prévision de l'évolution de la demande d'énergie électrique sans intervention de la Société, évolution se situant à l'intérieur d'une fourchette (scénarios fort, moyen et faible);*

— *les besoins résiduels à combler en électricité si on tient compte de l'évolution prévisible de l'offre actuelle ;*

— ***la description des options*** *ou choix de société qui se présentent aux Québécois (les économies d'énergie, la gestion de la demande, le développement industriel, les exportations, la production indépendante, la rénovation des installations existantes, la construction de centrales de diverses filières énergétiques, les achats sur les réseaux voisins, etc.), ainsi que leurs caractéristiques énergétiques, techniques, économiques et environnementales;*

— ***une méthodologie d'évaluation des options permettant de les comparer entre elles;***

— *l'élaboration de plans d'offre/demande tenant compte des options les plus intéressantes;*

— *la comparaison des plans entre eux, en identifiant les critères de sélection et en expliquant les raisons qui ont conduit au choix d'un plan précis;*

— *l'identification des programmes d'action et/ou des projets à mettre en branle, des échéances à respecter et des autorisations à obtenir;*

2) ***Les orientations, les objectifs et les stratégies de long terme,*** *ainsi que les programmes d'action qu'on entend mettre de l'avant concernant :*

— *la qualité du service;*

— *l'équilibre entre l'offre et la demande;*

— *l'utilisation des ressources humaines et l'organisation;*

— *la santé financière et les tarifs;*

— *la technologie et la diversification;*

— *la responsabilité corporative et environnementale;*

3) Le rapport de la consultation menée par Hydro-Québec en cours d'élaboration de son plan;

4) Les ressources requises pour la réalisation du plan de développement et les impacts environnementaux, économiques, financiers et tarifaires des choix proposés. » (P-42)

Nonobstant cette périodicité de trois ans, il est loisible au ministre de l'Énergie et des Ressources de demander un nouveau plan dès que les circonstances le justifient.

Ces plans de développement sont préparés l'année précédant leur présentation. Hydro-Québec y joint un contrat de performance représentant les engagements de performance annuels de la société d'État sur différents aspects de sa gestion.

Annuellement, Hydro-Québec doit soumettre au gouvernement non seulement une mise à jour de son plan mais également un rapport de suivi sur ses engagements de performance qu'elle transmet le 31 décembre de l'année dont il traite.

❑ **L'outil du planificateur d'Hydro-Québec : les scénarios**

La prévision des besoins globaux se reflète dans l'élaboration de trois scénarios qu'Hydro-Québec établit afin d'articuler sa *planification*. Balisée et encadrée par un scénario fort et un scénario faible représentant un écart de 80 % des probabilités à long terme, la planification détermine un scénario moyen, considéré comme le scénario de référence en ce qu'il recouvre une réalité plus probable, soit celle des hypothèses moyennes.

Les scénarios faible et fort ne sont pas traités par Hydro-Québec comme devant refléter exactement le maximum ou le minimum réalisable. Ils servent à calibrer des options supplémentaires à la hausse ou à la baisse par rapport au scénario moyen.

L'ensemble de ces scénarios ne traite que des prévisions des besoins globaux concernant la composante *demande québécoise*.

S'y ajoutent sur une base *ad hoc* des scénarios dits contrastés et également des scénarios ponctuels illustrant un risque binaire et particulier. Si les scénarios faible, fort et moyen sont publiés et produits dans les plans de développement, d'autres scénarios ainsi que d'autres documents, tableaux, analyses, études et expertises faits au soutien des prévisions ne sont pas nécessairement publiés dans le plan de développement. Ils nécessairement et systématiquement produits par la Direction de la Planification.

- **Les instances intervenant dans le processus de planification**

Le conseil d'administration, sa seule assemblée décisionnelle. Il se compose d'administrateurs nommés par le gouvernement ainsi que des présidents, chef de la Direction et chef de l'Exploitation. Ces derniers détiennent des pouvoirs d'approbation qui leur sont propres conformément aux autorisations du conseil d'administration.

Le comité de gestion de la Direction supérieure. À un degré immédiatement inférieur, se situe le comité de gestion de la Direction supérieure constitué des deux présidents et des vice-présidents exécutifs ainsi que de certains autres vice-présidents. Ce comité ne possède aucun pouvoir décisionnel mais les présidents et les vice-présidents qui y siègent ont des pouvoirs d'approbation bien définis. Il est le forum où les grandes orientations d'Hydro-Québec sont discutées. Ce comité se réunit ordinairement une fois par semaine.

Le comité offre-demande. Ce comité a été mis sur pied vers 1989-1990. Lieu d'échanges des membres de la haute direction concernés par les questions d'équilibre énergétique, son mandat est de revoir tous les dossiers relatifs à cet équilibre et de traiter des grandes orientations, telles que la détermination des besoins en achats de production privée. Outre les membres de la haute direction, les directeurs des différents secteurs de la Planification assistent aux réunions du comité.

Ce comité s'informe régulièrement des apports hydrauliques et se réunit généralement une fois par mois. Les prévisions de la demande, les révisions trimestrielles, les paramètres économiques, les nouveaux bilans, les analyses de risques, y sont examinés mais le comité n'étant pas un organe décisionnel, les décisions relèvent du président.

Le comité directeur de la Production privée. Au départ, le programme de production privée relevait du service Marchés externes. Or, l'attribut traditionnel de ce service est l'importation. Le service Marchés externes relevait du chef de la Direction.

À ses débuts, le dossier de la cogénération a été attribué au secteur Marchés industriels qui relevait du chef de l'Exploitation. Il fut transmis au secteur Marchés externes en 1991. Puis, en février 1992, Hydro-Québec a constitué la direction de la Production privée relevant du vice-président exécutif Commercialisation.

Ce comité est consultatif et est composé de représentants d'unités concernées par la mise en oeuvre de la politique d'achat. Il traite des problématiques affectant l'application de cette politique, mais il ne possède pas l'autorité pour établir les besoins en achats, cette responsabilité relevant de la Planification. Toutefois, il doit donner effet aux orientations en matière de production privée.

La direction de la Planification stratégique. Elle voit, selon un processus préalablement établi, à la prévision de la demande à long terme qu'elle effectue annuellement, au cours des mois d'août et septembre après avoir procédé aux études, sondages et analyses nécessaires. Dans un même temps, elle fait la prévision de la demande à court terme qui vise une période trisannuelle, incluant l'année en cours. Cette prévision est revue trimestriellement, mais se greffe sur un suivi mensuel de l'évolution des ventes. M. Jean-Pierre Léveillé a indiqué qu'une période de trois mois est requise pour confirmer un phénomène nouveau dans l'estimation des ventes. Dès qu'un changement important se révèle, le comité offre-demande en est saisi. Parallèlement aux suivis mensuels des ventes, la direction vérifie l'état des réservoirs.

Outre ces suivis périodiques, certaines études peuvent s'ajouter selon les caractéristiques de la situation énergétique de l'année en cours.

Ce n'est pas cependant la direction Planification stratégique qui décide des orientations stratégiques. Elle a un rôle d'animateur dans

le processus de présen des in itions devant le comité offre-demande.

- **La configuration géophysique du réseau d'Hydro-Québec**

Définition des principaux concepts

Avant d'examiner la planification proprement dite, il est utile de rappeler ou de définir certains concepts clés.

La puissance : quantité d'électricité consommée instantanément; c'est la capacité de répondre à la demande d'électricité à un moment donné. Ce concept fait référence à des moyens qui sont mis en oeuvre pour répondre à chaque instant à la demande. La puissance est modulée par le nombre et la capacité de production des turbines visant à satisfaire la demande au moment de l'appel de pointe maximale qui, en général, se situe à la période la plus rigoureuse. La puissance s'exprime en watt (W), kilowatt (kW), mégawatt (MW) et térawatt (TW)[49].

L'énergie : volume d'électricité consommée durant une période donnée. Elle repose sur la consommation d'une ressource énergétique, que ce soit une ressource renouvelable telle que l'eau, la biomasse forestière, le vent ou un combustible fossile tels le gaz et le mazout. La production d'énergie est évaluée à l'heure et s'exprime en kilowattheure (kWh), mégawattheure (MWh), gigawattheure (GWh) et térawattheure (TWh).

La demande représente l'appel d'électricité que le consommateur, qu'il soit un particulier, un commerce, une institution ou une industrie, fait sur les réseaux de distribution d'électricité d'Hydro-Québec. Elle est affectée, notamment, par la température, l'activité économique et les habitudes de consommation des demandeurs. Par exemple, une baisse de 1^0 C entraîne généralement une demande additionnelle en puissance de 300 MW.

L'offre vise l'ensemble des moyens de production pouvant satisfaire cette demande. Elle est affectée, quant au réseau québécois,

---

49. 1 watt (W)
    1 kilowatt = 1 000 watts
    1 mégawatt = 1 000 kilowatts
    1 gigawatt = 1 000 mégawatts
    1 térawatt = 1 000 gigawatts

entre autres, par l'hydraulicité et l'éventualité de pannes d'équipements. Elle soulève, particulièrement, la question de la fiabilité et de la qualité du réseau, donc du service d'Hydro-Québec.

L'équilibre de l'offre et de la demande représente l'objectif idéal du planificateur, en ce qu'il constitue l'équilibre énergétique entre les besoins en électricité de sa clientèle et les moyens dont il dispose pour les rencontrer.

Les moyens/les besoins : ces deux termes sont couramment utilisés par le planificateur. L'on peut dire que, de façon générale, les moyens correspondent à l'offre et les besoins correspondent à la demande.

L'hydraulicité : valeur énergétique des apports naturels d'eau, elle constitue le plus grand aléa de l'offre.

La pointe : la demande la plus élevée de puissance à un moment donné.

La fiabilité : la mesure de capacité d'un système (production, transport et distribution) de rencontrer les besoins en électricité de sa clientèle sans interruption du service; elle améliore la capacité des moyens de production à satisfaire les besoins. La définition des critères de fiabilité porte également sur les achats de soutien des réseaux voisins et à partir de 1991, sur une marge de manoeuvre planifiée de 4 à 5 TWh de plus que les besoins anticipés.

Fiabilité en puissance : elle concerne les équipements requis pour satisfaire la demande. Le critère vise à assurer une capacité suffisante sur l'ensemble des heures de l'année en tenant compte de la pointe afin d'alimenter la charge. Il faut donc vérifier la capacité installée du parc d'équipements requise pour faire face à toutes les heures de l'année.

Fiabilité en énergie : dans un réseau thermique, elle dépend du combustible, alors que dans un réseau hydroélectrique, c'est l'eau qui assure la fiabilité énergétique. Le fait d'être dépendante presque exclusivement de l'hydraulicité a obligé Hydro-Québec à développer un critère unique de fiabilité.

Les caractéristiques du réseau Hydro-Québec

Les procédés de planification sont avant tout fonction du type et de la nature des réseaux auxquels ils s'appliquent. Chaque réseau

énergétique présente des particularités issues autant de sa configuration géographique que de son histoire qui déterminent certaines contraintes de planification.

Hydro-Québec gère un réseau essentiellement hydroélectrique : 97 % de son parc d'équipements est constitué de centrales hydrauliques. L'eau est donc sa ressource essentielle, sa principale source d'énergie, et, par conséquent, la composante prioritaire de son équilibre énergétique.

Donc, même si l'élément puissance est un élément incontournable à considérer dans tout type de réseau, la planification à long terme d'Hydro-Québec doit composer avec une contrainte supplémentaire provenant de l'élément énergie et dont le contrôle ou la gestion sont plus difficiles; en effet, l'approvisionnement en énergie est en fonction de l'hydraulicité, c'est-à-dire des apports naturels d'eau. Les réseaux thermiques, quant à eux, concentrent leurs priorités sur leurs équipements, c'est-à-dire sur la puissance, car leur approvisionnement en énergie (gaz, mazout) demeure sous le contrôle de leur planification d'achats.

Les réseaux hydroélectriques se divisent en deux types :

— ceux se composant essentiellement de centrales au fil de l'eau, c'est-à-dire des centrales qui ne disposent pas de réservoirs capables d'emmagasiner l'eau. Ces réseaux sont particulièrement vulnérables aux phénomènes naturels de la disponibilité de l'eau;

— ceux pouvant miser sur une capacité de stockage d'eau importante Hydro-Québec possède un tel type de réseau.

Les conséquences de ces caractéristiques

Parce que la composante dite *énergie* est déterminante, l'équilibre en énergie, dans les réseaux hydroélectriques, est considéré en priorité dans le processus de planification et ce, d'autant plus que les moyens servant à la produc d'énergie contribuent à la puissance, mais que l'inverse n'e pas nécessairement vrai.

Le réseau hydroélectrique qui présente une capacité de stockage d'eau permet d'orienter sa planification sur des hypothèses d'hydraulicité moyenne.

La gestion des réservoirs d'eau ne peut s'exercer sur une base annuelle, mais doit être planifiée sur plusieurs années. Elle constitue donc une autre donnée déterminante et distinctive par rapport à un réseau thermique. Il peut y avoir un transfert saisonnier et annuel en ce que l'on emmagasine l'eau lors de périodes de forte hydraulicité ou de faible demande pour être utilisée en périodes de faible hydraulicité ou de forte demande.

L'exercice de planification appliqué à un réseau hydroélectrique, tel celui d'Hydro-Québec, se caractérise également par la nécessité d'une projection dans le temps sur un assez long terme, compte tenu que le réseau est composé essentiellement de centrales dont le délai de réalisation va de cinq à huit ans. Le délai de réalisation influe nécessairement sur la planification.

Le prix des combustibles, l'inflation, les taux d'intérêts, l'accroissement de la population, etc., en somme l'environnement économique et démographique constitue les aléas dont doit tenir compte tout exercice de planification.

4.1.1.2 LE PROCESSUS GLOBAL

Le principe essentiel devant être respecté lors de tout processus de planification est que la production doit se rapprocher le plus possible de la consommation. Il est donc nécessaire pour les planificateurs de concevoir les moyens suffisants pour satisfaire la demande, sans exclure ceux pouvant influer sur l'évolution de la demande elle-même.

Une présentation détaillée du processus de planification par Hydro-Québec devant la Commission poursuivait deux fins :

— d'une part, elle permettait d'en évaluer la conformité avec les règles de l'art;

— d'autre part, la Commission entendait vérifier si l'identification d'un besoin anticipé par Hydro-Québec relevait d'une utilisation judicieuse de son processus de planification et si l'option de la production privée constituait une réponse raisonnable à ce besoin anticipé.

- **Les différentes étapes dans l'établissement du scénario de référence**

Ce processus comporte deux étapes essentielles permettant d'aboutir à une décision finale, celle du choix des moyens à mettre en oeuvre pour répondre à la demande.

1ère étape : l'évaluation de l'offre et de la demande

- La prévision des besoins globaux futurs

Elle se planifie sur un horizon de quinze ans et répond au devoir d'Hydro-Québec de servir la population québécoise. Les besoins globaux se composent de la demande, des exportations et des besoins en réserve.

- La prévision de la demande

La prévision de la demande est faite en fonction des prévisions de la croissance économique et des prévisions démographiques, lesquelles mèneront à l'évaluation du produit intérieur brut québécois. L'on y intégrera les programmes commerciaux de développement des marchés québécois présentés dans les précédents plans de développement d'Hydro-Québec et approuvés par le gouvernement.

Ces prévisions permettent à Hydro-Québec de calculer la demande québécoise en énergie et en puissance selon les divers secteurs de consommation et selon les divers usages. Elles sont fondées sur des facteurs révisés trimestriellement à la lumière des dernières données factuelles disponibles.

- Les prévisions d'exportations

Les exportations se présentent et se planifient selon deux volets :

Les exportations régulières correspondent aux contrats signés par les deux parties. Elles comprennent trois types principaux de contrats : contrat d'énergie garantie[50]; contrat de puissance et d'énergie garanties[51]; contrat de puissance saisonnière dite de puissance et de diversité[52]. Ces contrats peuvent prévoir diverses modalités particulières.

---

50. Livraison d'une quantité contractuelle d'énergie à des périodes hors pointe pour Hydro-Québec.

51. Le fournisseur ne peut déroger à la demande du client.

52. Aucune quantité d'énergie n'est prévue par contrat; il ne s'agit que d'un échange de puissance selon les pointes respectives des deux parties.

Par ailleurs, les exportations additionnelles résultent d'une décision d'ordre économique d'Hydro-Québec de vendre son énergie sur le marché à court terme (*spot*) en raison de surplus occasionnels. Ces exportations ne présentant aucune garantie de livraison sur un long terme, leur prix sur le marché est inférieur à celui des ventes régulières. La décision de procéder à des exportations additionnelles s'évalue par rapport à l'avantage de stocker l'eau dans les réservoirs en vue d'une meilleure fiabilité en énergie du réseau. Les exportations additionnelles entrent *« dans la planification à court terme lorsque les disponibilités sont là mais au-delà de ça, ce n'est pas un sujet dans le long terme. »* (M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 13 février 1996, p. 70)

Il importe de noter que c'est uniquement sur la base de contrats d'exportation signés qu'Hydro-Québec s'autorise à engager de nouveaux équipements destinés à les satisfaire. Toutefois, ces contrats, ainsi intégrés à la planification, peuvent demeurer soumis aux procédures internes législatives ou réglementaires d'approbation des deux parties. Depuis 1987, les exportations anticipées, mais dont le contrat n'est pas encore signé, sont également intégrés à la planification mais sont dites *planifiées*, signifiant qu'il n'est pas encore question d'engager les équipements nécessaires pour être en mesure de les réaliser.

- Les besoins en réserve : la fiabilité du réseau en jeu

La prévision des besoins globaux comprend la réserve énergétique, qui vise l'ensemble des moyens devant être mis en oeuvre pour parer aux risques de variation de l'hydraulicité. Cette variation, qui peut osciller de plus ou moins 20 % sur l'ensemble du parc d'Hydro-Québec sur une année donnée, fait en sorte qu'Hydro-Québec doit toujours prévoir une certaine quantité appelée *réserve*.

Elle réfère également à des besoins en réserve, c'est-à-dire la réserve en puissance qui constitue la quantité d'équipements à installer pour satisfaire la charge du réseau. Elle comprend donc nécessairement une marge de sécurité. Hydro-Québec respecte, quant à la fiabilité requise en puissance, les standards établis en Amérique du Nord.

- Les équipements

C'est à partir des besoins globaux que les décisions concernant les équipements sont prises :

« Les décisions à Hydro-Québec ont été prises, les décisions fermes sur l'équipement à Hydro-Québec ont été prises sur la base du scénario moyen de la demande et des contrats signés d'exportation. »
(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 13 février 1996, p. 124)

- L'évaluation de la contribution des ressources énergétiques existantes et engagées : l'offre

À cette étape, Hydro-Québec photographie, en quelque sorte, l'état et la capacité de son parc d'équipements afin de mesurer la disponibilité de ses ressources. Les éléments considérés sont :

— la capacité des équipements existants : il s'agit d'évaluer, annuellement, la capacité de production du parc d'équipements en situation d'apports hydrauliques moyens;

— les économies d'énergie : Hydro-Québec, conformément à sa loi et aux objectifs gouvernementaux, mesure et évalue le degré de réalisation de ses objectifs;

— la gestion de la demande : il s'agit pour Hydro-Québec de réviser l'ensemble des moyens de gestion de la consommation qu'elle utilise. À ce titre, l'on notera le recours à la puissance interruptible et à la bi-énergie commerciale;

— les dates de mise en service prévues des installations et les délais à encourir pour ces mises en service : ils sont validés annuellement;

— les contrats d'achat existants : Hydro-Québec en dressera l'inventaire;

— la gestion de la réserve énergétique : Hydro-Québec constatera à ce point de son analyse le niveau de départ de ses réservoirs pour déterminer si la situation présente ou pourra présenter un cas de surplus ou de déficit. Outre son suivi mensuel du niveau de remplissage des réservoirs, Hydro-Québec se réfère plus particulièrement à son évaluation de leur situation au 1er novembre et au 1er mai, dates qu'elle considère plus utiles aux fins de sa planification;

— Hydro-Québec considérera également d'autres moyens de gestion, par exemple, le marché *spot*, la possibilité de rachat de contrats de bi-énergie commerciale et la réduction des livraisons à l'exportation.

Une fois la prévision des besoins globaux établie et l'évaluation de la contribution des ressources existantes et engagées effectuée, Hydro-Québec établit un premier bilan pour l'année courante et procède à une comparaison de ses moyens disponibles par rapport aux besoins futurs prévus.

• Établissement d'un premier bilan entre l'offre et la demande et comparaison des moyens disponibles aux besoins futurs prévus.

Il s'agit, à ce stade, d'évaluer la gestion future des ressources déjà existantes.

La corrélation entre les prévisions de besoins et la capacité du parc existant analysée sur la base d'une hydraulicité moyenne peut présenter deux situations.

L'offre peut être supérieure à la demande et la gestion des ressources y pourvoira alors par divers moyens :

— soit le stockage de l'eau;

— soit des ventes additionnelles;

— soit, en dernier ressort, des déversements.

L'offre peut être inférieure à la demande et la planification prévoira agir au niveau de la gestion des réservoirs, laquelle fait appel à la notion de surplus et de déficit. Il s'agit de retraits d'eau des réservoirs, ce qui suppose que ceux-ci doivent toujours présenter un certain niveau de remplissage comme élément essentiel de flexibilité de la gestion d'un réseau hydroélectrique. Par contre, si le niveau des réservoirs est bas en raison d'années consécutives de faible hydraulicité ou de fortes productions d'énergie, l'on recourra à des moyens dits exceptionnels, à savoir :

— l'utilisation d'une centrale thermique conçue non seulement pour répondre à une demande de puissance à la pointe, mais également comme palliatif annuel permettant de rehausser le niveau des réservoirs;

— des achats des réseaux voisins sur le marché *spot* ou;

— la diminution des quantités livrables en vertu des contrats d'exportation si leurs modalités contractuelles le permettent.

• L'évaluation de l'offre et de la demande

Elle ne devient finale et significative qu'au mois d'août précédant l'année du plan de développement. L'on risque peu de se tromper en posant le postulat que l'équilibre parfait entre l'offre et la demande ne se concrétise jamais en temps réel.

La conclusion de cette évaluation permet à la planification de passer à la seconde étape.

2e étape : la prise en compte d'autres aspects de la question

• L'option de nouvelles ressources

Il s'agit de l'identification et de la caractérisation des ressources additionnelles disponibles annuellement afin d'assurer la qualité du service et la fiabilité du système par l'ajout à moyen ou long termes de telles ressources additionnelles.

Cela peut viser plusieurs éléments : les équipements de production dont les petites centrales, l'efficacité énergétique (incluant la gestion de la consommation et les mesures d'économie d'énergie) et les achats d'autres réseaux.

La planification de ces nouvelles ressources est soumise au principe que plus l'horizon est lointain, moins il y a de contraintes. Inversement, les moyens pouvant être mis en oeuvre dans un court terme sont toujours plus limités en raison du délai de réalisation de certaines mesures ou de construction d'équipements de production qui, dans le cas des centrales hydrauliques, peut être de cinq ans et plus selon l'ampleur et la complexité des travaux. Leur planification tient nécessairement compte des caractéristiques qui leur sont propres en ce qui a trait à la contribution en puissance et en énergie. Enfin leur détermination se fait en fonction de leur coût, incluant l'investissement, le coût d'exploitation et le coût du combustible, leur durée de vie, leurs impacts environnementaux et sociaux et leurs retombées économiques :

« R *Ces options-là, on peut les combiner ou utiliser divers portefeuilles d'options. Pour chacun de ces portefeuilles-là, on peut voir quels sont les impacts financiers, les impacts tarifaires, les impacts économiques et les impacts environnementaux.*

Ces combinaisons-là peuvent faire l'objet d'analyses de risques et de flexibilité et on pourra peut-être, après avoir vu ça de façon globale, revenir sur ces concepts-là, pour en arriver finalement à dégager un certain nombre d'orientations. »
(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 8 février 1996, p. 82)

- L'analyse des combinaisons de ressources additionnelles en vue de l'équilibre offre-demande

Cet équilibre satisfait certains paramètres tels que :

— assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à long terme;

— rechercher l'optimisation économique;

— minimiser les impacts environnementaux;

— assurer la qualité du service;

— maintenir une flexibilité suffisante pour faire face aux aléas;

— maintenir la santé financière de l'entreprise.

- L'analyse des risques

Outillé de scénarios, le planificateur mesure ici les divers risques auxquels il s'expose. Il identifie les moyens susceptibles d'y parer sans engager d'investissements. Les dates de décisions pour engager les moyens contenus au plan des ressources en seront donc affectées.

C'est à partir des orientations ainsi dégagées qu'est établi le scénario de référence.

- Le choix du scénario de référence

L'objectif consiste ici à indiquer la quantité et le type de ressources qui seront requises ainsi que le moment où elles le seront afin de com-

pléter l'élaboration d'une stratégie propre à contrer le risque ou à le réduire. En effet, le scénario de référence, conçu en fonction du scénario moyen, permet de prévoir une marge de réaction en cas de réalisation des risques ou des aléas inhérents à toute prévision et à tout scénario. Ce scénario de référence constitue la base de réflexion à partir de laquelle s'engagera le processus décisionnel.

- **La gestion des options, clé de voûte du système**

Le planificateur doit donc faire des choix en fonction des caractéristiques propres à chaque option, tout en étant conscient, ce faisant, qu'aucune d'elles ne puisse répondre pleinement à toutes les attentes.

Ces options répondent soit à un besoin en énergie soit à un besoin en puissance. Les besoins en énergie peuvent être satisfaits notamment par des mesures d'économie d'énergie, qui agissent sur la demande, et par des équipements de base. Ces équipements fournissent généralement, à la fois, puissance et énergie. Les besoins en puissance peuvent être satisfaits notamment par l'ensemble des équipements de base, des suréquipements et des programmes de gestion de la pointe.

Il s'agira d'opter pour des moyens qui permettent l'acquisition de ressources énergétiques ou qui sont susceptibles de réduire les besoins pour en arriver à un équilibre offre-demande. Certaines options agissent soit sur les moyens, c'est-à-dire sur l'offre, la capacité de production et de livraison du parc d'équipements alors que d'autres vont agir sur le besoin, c'est-à-dire la demande, la consommation d'électricité.

Dans le choix des options, le planificateur doit tenir compte, outre les risques associés à chacune, de l'ordre de priorité qu'Hydro-Québec s'est fixé ou de celui que le gouvernement lui a demandé de respecter.

- **La flexibilité : le fil directeur de la pensée du planificateur**

Il y a lieu d'insister sur l'importance que représente la flexibilité tout au long du processus de planification. Le choix du planificateur de procéder par scénario moyen comme base de décision illustre cette nécessité de s'octroyer une capacité d'adaptation,

quoique limitée, aux fluctuations puisqu'il permet une réorientation annuelle des moyens mis en oeuvre advenant que d'autres types de scénario se produisent.

La flexibilité que permet le scénario fort amène Hydro-Québec à se garder un certain nombre d'options sans y engager de sommes importantes alors que pour faire face à un scénario faible, elle doit envisager le décalage ou le report de la mise en service de certaines ressources ainsi que le recours à des ventes additionnelles à court terme. (P-188)

La flexibilité de la planification est également assurée non seulement par la révision annuelle du cycle complet de planification, mais également par un suivi mensuel du niveau des réservoirs et des ventes et par un suivi trimestriel des prévisions de la demande pour les trois premières années de la période de prévision.

M. Léveillé a souligné que contrairement à ce qui semble évident, les moyens sont plus difficiles à prévoir et à maîtriser que les besoins, nonobstant la volatilité des prévisions économiques. Les raisons soulevées par le témoin sont l'allongement du délai dans le processus d'obtention des autorisations environnementales ainsi que la complexité de la mise en oeuvre du programme d'efficacité énergétique.

Le témoin a indiqué que l'analyse des risques financiers attachés à diverses prises de décision, notamment lors de l'engagement d'un moyen, était certes une préoccupation, mais ne donnait pas lieu systématiquement à une analyse financière poussée vu la connaissance, par les planificateurs, de l'ampleur des quantités d'énergie impliquée. Il s'agira le plus souvent d'une estimation des coûts actualisés d'un scénario.

Il a également souligné que d'autres contraintes peuvent dicter le choix des moyens tels la baisse du personnel en été et la gestion des réservoirs locaux.

4.1.1.3 CONSTAT

M. Jean-Thomas Bernard, l'un des experts québécois qui a une très bonne connaissance du processus de planification d'Hydro Québec, a témoigné à ce sujet devant la Commission.

❑ **Le caractère raisonnable des scénarios prévisionnels de la demande**

M. Bernard a d'abord démontré que les prévisions d'Hydro-Québec, en rapport avec la croissance de la demande, ne présentent aucune déformation systématique dans un sens ou dans l'autre :

« lorsque nous confrontons les prévisions d'Hydro-Québec depuis 1980 avec les réalisations, il est possible de distinguer trois sous-périodes : au début des années 80, Hydro-Québec a surévalué la croissance de la demande; à partir de 1984, elle a sous-évalué cette croissance et depuis 1990, il y a eu surévaluation. Il est donc difficile de discerner un biais systématique dans un sens ou l'autre... » (P-1019)

Un graphique préparé par M. Bernard illustre par ailleurs cet énoncé[53].

Or, il appert qu'au cours de ces années, d'autres entreprises similaires ont obtenu des résultats comparables :

« B.C. Hydro a connu une expérience similaire comme le montre le graphique 5.2.

Les graphiques 5.14 à 5.18 de la même source présentent des comparaisons entre les taux annuels moyens de croissance de la demande prévue et ceux des réalisations sur un horizon de trois ans pour Hydro-Québec, Ontario-Hydro, New-England Power Pool, New-York Power Pool et BC Hydro. Il est possible d'observer une expérience similaire pour ces cinq régions : la réalité a dépassé les prévisions de 1984 à 1987 ou 1988. Par après ce fut l'inverse. [...] ***La performance d'Hydro-Québec se compare à celle d'Ontario-Hydro et à celle de B.C. Hydro*** *qui disposent d'un parc de production composé principalement de centrales hydro-électriques comme il peut être aperçu au graphique 5.19.* ***Elle n'est ni meilleure ni pire.*** *»* (P-1019)

Quant aux divers scénarios élaborés par Hydro-Québec dans le cadre de sa planification (scénarios fort, moyen et faible), M. Bernard est d'avis qu'ils sont élaborés de manière valable :

« Les scénarios fort et faible présentés par Hydro-Québec encadrent généralement les scénarios moyens élaborés par d'autres organismes pour le Québec.

---

53. Rapport de M. Jean-Thomas Bernard, intitulé *Commentaires sur la production privée d'électricité au Québec*, produit sous la cote P-1019, graphique 5.3. (Ce document est annexé au présent rapport)

Compte tenu que les écarts entre les scénarios faible et fort par rapport au scénario moyen sont basés sur des variations quantifiées des trois facteurs présentés au paragraphe précédent et que ces scénarios encadrent ceux élaborés par d'autres organismes, ***ils présentent donc une vision raisonnable de l'évolution attendue*** *au moment de leur formulation. »* (P-1019)

Hydro-Québec doit réaliser son exercice de planification sur des horizons de long terme, vu la nature de ses équipements qui requièrent de longues périodes de planification et de construction et qui ont une vie utile de plus de 50 ans. Il serait donc utopique de croire que ces prévisions puissent se révéler rigoureusement exactes.

Par ailleurs, Hydro-Québec ajuste sa vision du futur à mesure que les années cibles se rapprochent. Même si les prévisions à court terme peuvent s'avérer plus justes, elles demeureront toujours inexactes. Ce qui importe, c'est que la marge d'erreur relative soit raisonnable. Or, encore une fois, sous ce volet, Hydro-Québec demeure dans les normes :

« Les graphiques 5.10 à 5.13 empruntés de la même étude démontrent qu'Ontario-Hydro et B.C. Hydro ont connu des expériences similaires et qu'ils ont des marges d'erreur de court et de long terme du même ordre de grandeur qu'Hydro-Québec. De plus, NE Pool et NY Power Pool, qui regroupent surtout des entreprises privées d'électricité, ont eu également des expériences similaires. ***Encore une fois, Hydro-Québec ne se démarque ni dans un sens ni dans l'autre.*** *»* (P-1019)

Finalement, M. Bernard est d'avis qu'Hydro-Québec a obtenu de meilleurs résultats que d'autres organismes en ce qui a trait à sa marge de réserve à la pointe qui est un bon indicateur quant à l'impact réel de prévisions qui se sont avérées inexactes :

« Il est évident que les prévisions sur dix à quinze ans ne sont pas exactes. Le point important est de déterminer comment ces erreurs de prévisions sont transmises en erreurs dans le choix des équipements. Un bon indicateur à cet effet est la marge de réserve à la pointe. *Dans un système principalement hydro-électrique, cette marge de réserve est de l'ordre de 10 %. Dans un système thermique, elle est plus élevée et elle se situe à environ 15 %.*

La marge de réserve d'Hydro-Québec a été près de cette norme au cours des dernières années. En comparaison, Hydro-Ontario et l'État de New York ont connu récemment des marges de réserve de 30 % et de 40 %. Les pourcentages sont très élevés. » (P-1019)

❑ **CONCLUSION**

Le témoignage de M. Bernard, auquel la Commission adhère pleinement, permet de conclure que, à la lumière des résultats obtenus, le processus de planification d'Hydro-Québec est à la fois raisonnable et conforme aux règles de l'art et aux méthodes généralement utilisées dans l'industrie, car ses résultats ne sont ni plus ni moins éloignés de la réalité que ceux d'organismes similaires. De même, le processus de planification d'Hydro-Québec et l'établissement de prévisions comportent inévitablement des inexactitudes; la marge d'erreur qui en résulte s'avère toutefois satisfaisante notamment quant à son impact sur le parc d'équipements.

4.1.2 LA MÉTHODE DE PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES

Lors de l'instauration du moratoire sur le programme des petites centrales, le communiqué de presse du ministre de l'Énergie et des Ressources, M. Christos Sirros, référait à la méthode de planification intégrée des ressources (PIR) pour souhaiter que toute réflexion sur le dossier des petites centrales s'inscrive dans un débat élargi intégrant la pertinence d'appliquer cette méthode au Québec. La nouvelle politique énergétique du gouvernement, paru en 1996, y fait également référence comme élément participatif de son objectif fondamental :

« *S'appuyant sur les consensus dégagés, la politique énergétique vise d'abord la prise en compte des externalités correspondant aux valeurs auxquelles nous sommes collectivement attachés : la mise en place au Québec d'une Régie de l'énergie, l'application de la planification intégrée des ressources, l'accent en faveur de l'efficacité énergétique sont la concrétisation de cet objectif fondamental.* »[54]

---

54. *L'énergie au service du Québec, un perspective de développement durable*, MRN, 1996, p. 10.

Le mandat de la Commission ne l'autorisait ni à se prononcer sur la pertinence future pour Hydro-Québec d'appliquer la PIR, ni à dénoncer ce que certains estiment être un hiatus entre le discours officiel d'Hydro-Québec voulant qu'elle en tienne compte et la réalité des faits. En effet, la Commission cherchait à vérifier si l'identification d'un besoin ayant mené à la production privée l'avait été au terme d'un processus de planification raisonnable et usuellement appliqué.

Nonobstant cette limite, et afin, entre autres, d'en déterminer la pertinence, la Commission s'est intéressée au concept de la planification intégrée des ressources.

M. Joseph A. Doucet a témoigné à ce sujet et en a défini le concept :

«R *Alors la planification intégrée des ressources qui est connue en anglais comme « Integrated Resources Planinng » ou « Least cost utility planning », **je la vois plutôt comme une philosophie ou un concept qu'une méthode bien précise, bien définie.** C'est pour ça que je préfère la définir au moins dans un premier temps en la contrastant avec ce qu'on peut appeler, en faisant très attention, entre guillemets, la planification traditionnelle.*

[...]

*Dans cette perspective-là, lorsqu'on prévoyait des augmentations de la demande, **la réponse traditionnelle** à l'augmentation de la demande était tout simplement d'ajouter des ressources de production. Et c'était la réponse qu'on appelle traditionnelle.*

[...]

*On s'est aussi rendu compte qu'avec les augmentations de certains coûts liés à la production qu'il y avait **d'autres options pour répondre à l'augmentation de la demande d'où la philosophie de planification intégrée des ressources.***

*Maintenant, cette philosophie peut être décrite de plusieurs façons. Moi ici dans le petit texte que je vous ai transmis, j'ai identifié trois points. Trois points que je considère comme, pour moi, étant les plus importants pour définir cette philosophie. **Je dis d'avance que je ne parle pas de la mise en oeuvre de la philosophie.** Comme j'ai mentionné ce matin, aux États-Unis, d'après les dernières informations que j'ai, trente-six (36) des... on oblige à l'utilisation de la planification intégrée des ressources dans trente-six (36) des cinquante (50) états, mais l'utilisation est très différente d'un état à un autre. Alors je ne veux pas entrer aujourd'hui dans l'utilisation ou les particularités des différentes juridictions.*

Mais les trois caractéristiques que j'identifie ici sont, ***premièrement,*** *que la* ***PIR fait nécessairement appel à l'ensemble des ressources disponibles pour satisfaire l'augmentation de la demande brute de l'électricité.*** *Par ça, on veut dire qu'on fait appel autant aux ressources du côté de l'offre que des ressources du côté de la demande. Du côté de la demande, on peut penser à des modifications de la tarification, l'efficacité énergétique, et caetera. Ce premier aspect, à mon point de vue, n'est pas très controversé et n'est pas très compliqué à mettre en oeuvre.*

Le deuxième point exige qu'on associe à chacune des options identifiées l'ensemble des coûts. *Alors, là, il faut identifier non seulement les coûts pour le producteur mais les coûts pour les autres intervenants dans la société.*

Évidemment, quand on commence à parler des coûts pour les autres intervenants, on touche au problème d'externalité.
[...]
Le troisième point *que je note ici, peut aussi être relativement difficile à réaliser, est* ***l'inclusion d'une meilleure évaluation des risques dans les différentes options.*** *Et là, on peut entendre risques vis-à-vis des externalités, donc risques de différents coûts, par exemple, aussi les risques dans la mise en oeuvre de projets, donc certains projets sont de par leur nature technologique, par exemple, sont plus risqués à entreprendre, certains types de centrales peuvent être plus difficiles à concevoir ou à mettre en oeuvre. Il peut y avoir plus de risques sur les coûts, et caetera. Il peut y avoir plus de risques en tentant d'arrimer offre et demande, avec certaines solutions. Bref, il y a dans ce troisième point le souci d'inclure une meilleure analyse des risques des différentes options.*
(M. Joseph A. Doucet, transcription de la séance du 20 juin 1996, p. 150-156)

La définition même de la PIR, ainsi que son objectif, peuvent être l'objet de nuances :

« R *L'objectif fondamental qu'on retrouve dans ces trois points-là, est une évaluation complète et cohérente de l'ensemble des coûts, de l'ensemble des ressources disponibles pour répondre à la demande énergétique.*
[...]
R *Et d'autre part, ça ne fait que renforcer l'idée que j'essaie de véhiculer, c'est-à-dire que la planification intégrée des ressources est une philosophie qui est relativement floue, relativement précise, qui peut être définie de plusieurs façons,*

interprétée de plusieurs façons et donc on peut retrouver un grand nombre de définitions qui peuvent être plus ou moins cohérentes entre elles. »
(M. Joseph A. Doucet, transcription de la séance du 20 juin 1996, p. 224,227)

Les critères d'application peuvent aussi différer ou être l'objet d'interprétations variées :

« R *Bien il faut faire attention, dans les trois éléments que j'ai notés, il y a premièrement l'inclusion de l'ensemble des ressources. Vous, vous avez mentionné l'efficacité énergétique, la tarification. Certains prétendront peut-être qu'il y a d'autres ressources à considérer.*

Deuxièmement, dans l'évaluation des coûts de ces différentes ressources-là, encore certains pourraient prétendre que même si on inclut les ressources, on n'a pas inclus l'ensemble des coûts. ***Parce que comme je l'ai dit, il est excessivement difficile de bien définir et pour l'instant je constate qu'il est impossible d'arriver à un concensus sur l'évaluation des coûts des externalités.***

Troisièmement il reste la question du risque ou des risques à évaluer et je serais réticent à dire que même en acceptant qu'on ait franchi de façon correcte les deux premiers pas, je serais réticent à dire qu'on a franchi deux tiers (2/3) du chemin parce qu'il n'est pas évident pour moi que chacun de ces éléments-là revêt la même importance dans le cadre actuel, le troisième peut être plus ou moins important que les autres mais ça dépend, encore là, de l'application et de là ***la difficulté qu'on peut avoir dans l'application ou la mise en oeuvre concrète de la PIR.*** *»*
(M. Joseph A. Doucet, transcription de la séance du 20 juin 1996, p. 181-182)

Il en est ainsi, par exemple, de la participation du public, que certains incluent dans la définition, dans le concept même de la PIR, alors que d'autres y voient plutôt un élément d'application :

« R *D'après moi, la présence de ces trois caractéristiques, avec une application peut-être très différente d'un endroit à un autre mais la présence de ces trois caractéristiques, pour moi, apparaît suffisant pour qualifier un processus de planification comme PIR.*

Q ***Je voulais vous demander pourquoi vous n'avez pas inclus les critères, l'intégration du public dans la prise de décision?***

R ***Parce qu'au niveau du concept, de l'importance des éléments conceptuels au niveau philosophique, personnellement je ne***

crois pas qu'à ce niveau, qu'il soit nécessaire d'inclure la participation du public. *J'en conviens que dans l'application si on veut bien évaluer l'ensemble des coûts des externalités, il doit y avoir un appel au public. Mais voyez, c'est une distinction que j'apporte entre le niveau conceptuel de cette philosophie et sa concrétisation.*

Q *Je comprends que c'est votre choix personnel, mais est-ce que vous êtes au courant que dans la littérature ce critère apparaît toujours avec les trois autres?*

R *Je ne crois pas qu'il serait juste de dire « toujours ».*
(M. Joseph A. Doucet, transcription de la séance du 20 juin 1996, p. 232-233)

❑ **CONSTAT**

Il est donc apparu, selon la preuve, que si l'adoption du principe de la PIR peut être intéressante et satisfaisante, sa mise en oeuvre soulève encore des difficultés d'interprétation et d'application, directement liées à des écoles de pensées, ce qui rend nécessaire, selon la Commission, qu'une décision à ce sujet soit prise de façon éclairée suite à un débat public. Son adhésion relève de ce que l'on appelle communément un choix de société, ce qui ne saurait être l'objet du mandat de la Commission.

4.2 L'ÉQUILIBRE ÉNERGÉTIQUE DE 1978 À 1995

L'on présentera ici trois périodes distinctes les différents contextes énergétiques ayant présidé à l'émergence, à l'adoption et à la mise en oeuvre de la politique d'achat d'électricité auprès des producteurs privés.

4.2.1 LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE 1978 À 1990

4.2.1.1 1978 À 1987 : LA PÉRIODE DES SURPLUS, DES EXPORTATIONS ET DES CONTRATS DE COMMERCIALISATION DE L'ÉNERGIE

De 1978 à 1980, Hydro-Québec disposait d'importants surplus énergétiques. Elle dut même recourir à la technique du déversement d'eau de ses réservoirs, ce qui constitue une perte nette que l'on qualifie de gaspillage d'énergie.

La présence de ces surplus, et leur ampleur, ont conduit la société d'État dans une dynamique de vente et de commercialisation. Ainsi, elle lança

des programmes d'incitation à la consommation au début des années 1980 et développa des interconnexions notamment avec New York, le Nouveau-Brunswick, le Vermont et la Nouvelle-Angleterre. Au Québec, elle mit en oeuvre une stratégie de commercialisation.

À partir de 1984, le Québec entra dans un cycle de faible hydraulicité. Les effets de cette baisse des apports d'eau ont néanmoins pu être jugulés par la présence des surplus, de sorte que la société d'Etat prévoyait toujours en 1987 disposer de surplus d'énergie jusqu'en 1994-1995. (P-213, p. 13) Ils diminuèrent pourtant progressivement dès 1988 pour disparaître totalement en 1989.

- **Les exportations**

En 1986, sous l'impulsion du gouvernement, Hydro-Québec s'est donnée une nouvelle orientation : le développement des exportations. La décision, fondée sur une analyse des besoins anticipés des réseaux voisins, se justifiait, selon les autorités, par la situation concurrentielle favorable d'Hydro-Québec. En effet, ses faibles coûts de production se comparaient avantageusement au prix en vigueur sur le marché. Cette stratégie visait des contrats à long terme de puissance et d'énergie garanties car le prix de l'électricité, en raison de la garantie de livraison prévue contractuellement, était supérieur. Hydro-Québec avait conclu en la rentabilité des engagements de long terme.

Dès 1986, Hydro-Québec signait un contrat avec les États de la Nouvelle-Angleterre (NEPOOL). (Plan de 1986-1988, horizon 1995, P-165) Ce plan, qui comptait un objectif d'exportation de 3 500 MW soit 20 TWh, marquait donc un changement, puisque précédemment le développement des interconnexions était surtout destiné à vendre l'énergie sur une base excédentaire ou sur une base de marché *spot*. Cette nouvelle orientation a conduit la société d'État à devancer les dates de mise en service d'équipements.

- **Les stratégies de commercialisation**

Il s'agit d'un ensemble de programmes mis sur pied par Hydro-Québec dans une optique de commercialisation de son énergie excédentaire. La principale stratégie visait les contrats à partage de risques qu'Hydro-Québec a conclus avec les industries énergivores, notamment les alumineries. Selon ces contrats, le ta-

rif de vente d'électricité, arrimé au prix de l'aluminium sur le marché mondial, en suivait les fluctuations. L'on visait également des programmes bi-énergie, des rabais tarifaires aux industries et des contrats de puissance interruptible.

❑ **CONSTAT**

La preuve a démontré que l'adoption de la politique d'achat par Hydro-Québec, le 18 février 1987, ne répondait pas à un besoin énergétique particulier. Elle s'inscrivait au contraire dans un contexte où Hydro-Québec se définissait comme une entreprise *vendeuse*.

Il faut toutefois considérer que l'adoption de cette politique ne constituait pas une véritable stratégie d'achat comportant un objectif chiffré correspondant à un besoin identifié par la planification, ainsi qu'un échéancier précis, comme ce sera le cas de l'APR-1991. Cette politique ne faisait qu'annoncer publiquement l'accord de principe d'Hydro-Québec d'acheter la production de producteurs privés et a permis l'enclenchement de négociations à la pièce seulement. Hydro-Québec ne s'est donc pas engagée, avant 1991, à acheter un nombre donné de mégawatts.

Cependant, deux contrats furent l'objet de signature avant le lancement de l'APR-91 : Mont-Laurier et Côte Ste-Catherine Phase I. Le contrat relatif à la centrale de Mont-Laurier fut signé le 3 mars 1989. Par contre, Hydro-Québec a fait une offre de 3,5 ¢/kWh à l'égard du projet Côte Ste-Catherine Phase I dès le 27 mai 1987 (P-59) pour s'engager, par la suite, dans une lettre d'intention signée le 1er mai 1989 et dans un contrat signé le 26 avril 1990. Il ressort clairement pour la Commission, qu'aucun besoin énergétique ne justifiait l'offre présentée par M. Jean-Claude Richard, directeur de la Planification et Administration commerciales en mai 1987.

4.2.1.2 L'ÉVOLUTION DE LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE 1988 À 1990

La disparition des surplus commença en 1988. Hydro-Québec réagit en adoptant, durant la période de 1988 à 1990, certaines mesures dites exceptionnelles :

— interruption des ventes excédentaires auprès des papetières. Les ventes excédentaires qui absorbaient 13 600 millions kWh en

1986, baissèrent à 8 700 millions kWh en 1988, puis à 300 millions en 1989;

— utilisation de la centrale thermique de Tracy sur une base régulière, et non plus seulement pour répondre à un besoin de pointe;

— rachat des contrats de bi-énergie;

— achat d'énergie auprès des réseaux voisins.

Notons que de telles mesures exceptionnelles entraînaient des coûts importants pour l'entreprise.

L'année 1988 ne révélait par ailleurs aucun besoin énergétique que la production privée pourrait combler. En conséquence, aucun objectif chiffré ne lui fut attribué dans le plan de développement.

En 1989, la faible hydraulicité s'est maintenue et le déficit d'apport annuel fut de l'ordre de 29 TWh, pour un déficit accumulé de 89 TWh.

❑ **L'impact de la faible hydraulicité persistante : nécessité d'une marge de manoeuvre supplémentaire et d'une diversification des unités de production**

À Hydro-Québec l'on était très inquiet de l'impact de la faible hydraulicité sur la fiabilité du réseau :

« *R* *Je veux juste faire un aparté important sur la question de l'hydraulicité. Et ça, c'est parce que c'est une préoccupation qui m'a touché profondément tout au long de mon mandat.*

Je pense que sur les sept ans de mon mandat, je pense qu'il y a eu une année d'hydraulicité forte. Les autres ont toutes été en bas de la moyenne, à mon souvenir. Mais non seulement ça, mais quand on est rentré en quatre-vingt-huit (88), il y avait déjà eu quatre ou cinq ans d'hydraulicité faible. Et je peux vous dire que la préoccupation d'un gestionnaire dans un cas comme ça est très sérieuse. ***Quand on tombe à une année de moins trente térawattheures (30 TWh), il y avait énormément de réflexion à l'intérieur de l'entreprise*** *où toutes les questions se posaient et tout était remis en question, entre autres : Est-ce qu'on est une entreprise qui n'est pas trop hydroélectrique, c'est-à-dire 95 %? On a juste une petite centrale nucléaire puis une centrale à l'huile.*

> ***Et on tombe dans un cycle d'hydraulicité faible comme jamais vu.*** *Et où on pouvait se reposer des questions sur la valeur à long terme de notre projet hydroélectrique. Alors c'est important dans ce contexte-là que l'on ait à ce moment-là regardé de très près toute la question de la* ***diversification de la production,*** *d'avoir un peu plus de production autre qu'hydraulique de façon à faire face dans l'avenir à des chocs d'hydraulicité faible comme ceux qu'on vivait à ce moment-là.*
>
> *Et je me rappelle, entre autres, là, très très clairement, là, de toute la dynamique de repartir la centrale de Tracy qui fonctionnait à l'huile, de la repartir en mode de base, comme on l'appelle, plutôt qu'en mode de pointe et qu'on avait dû dépenser je sais pas combien de millions pour réparer et remettre ça... enfin, remettre ça en condition d'opérer sur une base soutenue. Hey! Il faut le faire parce que, je veux dire, au Québec, être obligé d'exploiter une centrale à l'huile de base, ça devenait pas mal...*
>
> *Alors je le souligne parce que tout le long de cette réflexion-là, il y a un spectre qui sous-tend notre réflexion, c'est celui, bien sûr de l'augmentation de la demande, bien sûr de la croissance plus élevée que prévue, mais aussi* ***le spectre des apports hydrauliques*** *et de tout notre concept des centrales hydrauliques tel que nous le connaissons puisque nous sommes à peu près un des pays au monde ou un des endroits au monde où le système est réellement basé sur de l'hydraulique... »*
> (M. Richard Drouin, transcription de la séance du 15 octobre 1996, p. 103-105)

L'aspect de la diversification du réseau prit donc de l'importance et l'on notera à cet égard que c'est en 1989 qu'Hydro-Québec commença sérieusement à regarder du côté de la cogénération. Dès mai 1989, le comité de gestion de la Direction supérieure nota que *« la co-génération est de plus en plus répandue comme moyen d'assurer une partie de la production. »* (P-869, p. 6) Le Plan de développement de 1989-1991 n'y fit qu'implicitement référence.

- **Les prévisions de la demande sont à la hausse**

Une révision à la hausse des prévisions de la demande fit passer Hydro-Québec du statut de *vendeuse* qu'elle avait entre 1984 et 1988 à celui d'*acheteuse* : achats sur le marché *spot*, recours régulier à la centrale thermique de Tracy, rachat des contrats de bi-énergie.

Hydro-Québec répondit à la demande en améliorant son réseau, mais s'engagea également à agir sur le besoin par le biais d'un important programme d'économie d'énergie. Toutefois, plusieurs contrats d'exportations avaient déjà été signés et l'on avait annoncé la signature d'un contrat avec New York Power Authority (NYPA) pour le début de 1989. Vu l'échéance rapprochée, Hydro-Québec le traita comme un contrat signé, à savoir un besoin pour lequel elle pouvait engager l'équipement requis et maintint l'objectif global de 3 500 MW d'exportations.

L'ensemble de ces données amena Hydro-Québec à revoir et à devancer les dates de mise en service de certaines centrales de son complexe La Grande Phase II. La mise en service de Grande Baleine demeura planifiée pour 1998.

Hydro-Québec conclut qu'elle ne disposerait pas de moyens additionnels de puissance avant 1994. Quant à ses besoins en énergie, elle constata qu'aucun équipement additionnel de production ne pouvait être envisagé avant 1998.

- **Premier regard soutenu vers la cogénération comme filière d'appoint**

Dans le cadre de sa mise à jour préliminaire du scénario cible, le 28 juin 1989, par rapport au plan de développement 1989-1991, Hydro-Québec considérait que l'offre pouvait être complétée au moyen de la cogénération, dont le potentiel était évalué à 420 MW. (P-892) Déjà, elle estimait pouvoir offrir 15 MW dans son prochain scénario cible de 1990 pour l'augmenter à 55 MW en 1991.

- **Plan de développement 1989-1991; 300 MW de production privée à l'horizon 1997**

Le plan de développement envisageait l'apport contributoire de la production privée :

« Parmi les sites hydrauliques au Québec d'un potentiel de 25 mégawatts et moins, il en existe plusieurs qui possèdent déjà des infrastructures, dont des centrales désaffectées dans certains cas. Plusieurs de ces sites pourraient être aménagés économiquement. Le potentiel total des endroits possédant déjà des infrastructures est d'environ 280 mégawatts [...]

Le scénario cible tient compte de la production d'él icité des petits producteurs autonomes vendue à Hydro-Québec consommée par ceux-ci. ***L'hypothèse la plus plausible actuellement consiste en une production de 5 mégawatts en 1989 augmentant jusqu'à 300 mégawatts à l'horizon 1997. Cela inclut la contribution des petites centrales hydrauliques et des installations de production utilisant une autre ressource que l'eau.*** » (P-3a, p. 8, 11)

Suite à l'examen et à l'approbation de ce plan de développement, le gouvernement incita Hydro-Québec à *« déployer des efforts afin de* ***reconstituer****, dans les meilleurs délais possibles,* ***une marge de manoeuvre énergétique par le biais*** *notamment de la gestion de la demande, des économies d'énergie,* ***de la cogénération et des producteurs autonomes*** *(petites centrales) ».* (P-1136)

- **L'année 1990 : un manque d'énergie**

Historiquement, l'année 1989 avait été l'une des pires années en terme d'apports hydrauliques. La faible hydraulicité a conduit Hydro-Québec à réviser son critère de fiabilité énergétique. L'on visait, ce faisant, à se doter d'une marge de manoeuvre destinée à faire face aux risques de faible hydraulicité. L'ampleur de cette réserve, selon la décision prise par Hydro-Québec en 1990, devait procurer deux années supplémentaires de sécurité : l'on a donc prévu un rehaussement du critère à 4 TWh, ce qui correspondait à six années de résistance au lieu des quatre années qui prévalaient avant 1990.

L'instauration de cette réserve énergétique de 4 TWh venait s'ajouter aux besoins globaux de la planification. Elle fut intégrée à compter de la planification de 1991.

Le déficit hydraulique ainsi que les prévisions de la demande à la hausse amenèrent Hydro-Québec à anticiper un déficit énergétique jusqu'en 1997.

- **Une planification prise de court**

Les centrales planifiées étaient, malgré leur devancement, insuffisantes pour satisfaire le déficit énergétique. À cette carence, se greffait un déficit de puissance jusqu'en 1997, tel qu'Hydro-Québec

l'avait prévu dans son bilan de puissance dans le cadre du scénario cible d'avril 1990.

Le déficit d'apport hydraulique fut de l'ordre de 6 TWh en 1990. Ainsi, jusqu'au 1er novembre 1990, Hydro-Québec dut maintenir son recours aux mesures exceptionnelles. Outre le fonctionnement régulier de la centrale de Tracy, la société d'État dut recourir encore à l'importation, essentiellement aux fins de rehausser le niveau d'eau de ses réservoirs.

- **L'efficacité énergétique et la production privée : solutions d'urgence**

En 1990, Hydro-Québec considérait que l'efficacité énergétique et la production privée étaient les seuls moyens disponibles jusqu'à l'an 2000 pour respecter son scénario moyen. L'on entendait maximiser les programmes d'économies d'énergie en fixant un objectif à 9,3 TW à l'horizon 2000 ce qui relevait du pari ou, à tout le moins, de l'ambition.

Mais l'équilibre énergétique exigeait plus : Hydro-Québec s'orienta vers un objectif de 390 MW de production privée pour 1995 et sa contribution globale serait de 23 TWh pour la période s'étendant de 1990 à 2000.

Néanmoins, malgré ce contexte d'urgence, le rôle de la production privée demeurait quantitativement marginal. Cela résultait d'une priorité accordée à l'amélioration du réseau et à l'efficacité énergétique.

- **La perception des risques**

Hydro-Québec pressentait des difficultés quant aux dates de mise en service de certaines centrales prévues pour alimenter les contrats d'exportation. Un autre risque touchait précisément ces contrats dont certains, et les plus importants, apparaissaient précaires.

Le recours à une centrale thermique aurait pu répondre au besoin à la place de l'efficacité énergétique et de la production privée. Cette option, après avoir été évoquée, a été rejetée en raison principalement de son coût onéreux et de l'improbabilité d'obtenir les autorisations requises.

Le 28 novembre 1990, le gouvernement demandait à Hydro-Québec de voir à ce que la filière de la cogénération contribue de façon maximale au bilan énergétique. L'on demandait également de maintenir l'objectif d'exportation à 3 500 MW d'énergie et de puissance garanties à long terme. (P-232)

En résumé, après avoir planifié la mise en service de centrales au plus tôt de leur probabilité de réalisation, après avoir maximisé l'objectif d'efficacité énergétique, et après avoir renoncé à l'option d'une centrale thermique, Hydro-Québec augmenta ses objectifs d'achats de production privée à 390 MW. (Plan de 1990-1992, rendu public au début de 1990)

4.2.2 LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE 1991

L'année 1991 est l'année où Hydro-Québec a lancé l'APR-91. La stratégie d'achat fut adoptée en avril 1991.

4.2.2.1 LE PRINTEMPS 1991

- **La baisse de l'offre**

En 1991, entra en vigueur le programme fédéral d'études et d'évaluations environnementales. Les risques qu'Hydro-Québec avait perçus, dès 1990, se concrétisaient : la mise en service des centrales Laforge-1, Eastmain-1 ne pourrait se faire aux dates initialement prévues en raison des délais d'obtention des autorisations gouvernementales et de certaines procédures judiciaires. (P-216) Quant à Grande Baleine, l'on envisageait toujours sa mise en service pour 1998, mais l'on savait que le risque de voir reporter son exploitation à 1999 était bien réel. Ce report représentait une perte potentielle de 14,4 TWh, ce qui aurait comme impact de hausser le besoin de production privée à 1 100 MW.

En 1991, les apports hydrauliques ont de nouveau été inférieurs à la moyenne : l'on note un déficit de 26 TWh. Hydro-Québec reprit les achats auprès des réseaux voisins et les accentua en 1992.

- **La demande**

  Indiquant que les ventes régulières au Québec étaient en baisse de 2,1 TWh en 1990 par rapport aux prévisions du Plan 1990-1992, (P-742b) le scénario moyen de la demande prévoyait une baisse des ventes régulières de 1991 à 1993, mais indiquait une légère hausse à long terme (horizon 2006). L'on y incluait les 1 800 MW contractuellement prévus avec NYPA ainsi que les 360 MW de vente liés au contrat à partage de risques Alouette Phase II.

- **Parmi les réponses possibles, l'augmentation de la production privée à 750 MW**

  Même si l'on prévoyait toujours la mise en service de Grande Baleine en 1998, l'on envisageait devoir reporter Ste-Marguerite et NBR d'un an. Le scénario de référence, selon une analyse préliminaire de février 1991, fixa finalement un objectif d'achat de production privée de 750 MW pour 1995, soit 9 TWh. En plus de cette majoration, le scénario de référence envisageait comme autres hypothèses :

  — l'exécution des contrats signés avec NYPA et VJO (Vermont Joint Owners), avec ajustements concernant ce dernier;

  — l'exécution du contrat Alouette Phase II, (aluminerie);

  — des exportations additionnelles, selon l'échéancier du Plan 1990;

  — des économies d'énergie, selon le Plan 1990.

  En résumé, du côté de l'offre, les centrales de LA-2, EM-1, Grande Baleine et Ste-Marguerite étaient déjà prévues à leur date la plus hâtive. La période critique couvrait toute la décennie 1990. L'ensemble des ressources étant utilisé au maximum, une faible marge de manoeuvre s'offrait à la planification.

- **Un processus séquentiel flexible d'engagements : la raison d'être de l'APR-91**

  C'est la réduction toujours possible de la demande, quelle que soit sa provenance, qui a amené l'entreprise à adopter un processus séquentiel d'engagement au sein de la production privée qui, tout en assurant que les échéanciers de réalisation des projets d'équi-

pement étaient les plus courts possible, devait maximiser la flexibilité de la gestion de cette production privée.

De plus, il était impératif d'assurer une concordance entre les dates d'engagement face à la production privée et les dates de confirmation des contrats d'exportation. (P-742)

- **La détermination de l'objectif de 750 MW de production privée**

Cet objectif, déterminé en 1991, devait permettre l'acquisition, de 1991 à l'an 2000, de 40 TWh cumulatifs.

4.2.2.2 L'AUTOMNE 1991

Dans le cadre de son rapport de suivi, Hydro-Québec mit à jour sa planification de l'offre et de la demande. (P-742e) Elle identifia les faits saillants de la planification de 1992 comme étant une *« Révision à la baisse de la croissance économique due à une reprise moins vigoureuse »* et ce, malgré une démographie en hausse. Cette reprise de la demande sera d'autant plus modeste que l'industrie des pâtes et papiers signalait une baisse de production et des fermetures d'usines.

Néanmoins, la prévision à long terme annonça une reprise économique et une hausse de la demande de 1993 à l'an 2000.

En réalité, la tendance à la hausse de l'évolution de la demande prévue et constatée entre 1988 et 1989 n'a pas maintenu son cap en 1990 et Hydro-Québec a enregistré une baisse de plus de 1 %. Tout en maintenant ses prévisions à la baisse, Hydro-Québec a subi les effets de la récession économique qui, en 1991, s'est manifestée par une augmentation de 1 % des ventes d'électricité contrairement à une croissance prévue de l'ordre de 6 %. Par contre, avec le déficit des apports hydrauliques de 1991, l'on dut à nouveau recourir à des mesures exceptionnelles. Par ailleurs, l'on fut dans l'obligation de reporter d'un an les projets de Laforge-2 (1996), Eastmain-1 (1997) et Grande Baleine (1999). Les mesures exceptionnelles prirent fin en mai 1992 alors que l'on constata des surplus d'apport hydraulique annuel de 9 TWh.

❑ **Évaluation des risques**

Les principaux risques alors envisagés étaient :

— la capacité de production du parc existant au regard de la faible hydraulicité;

— le délai de réalisation du programme d'efficacité énergétique qui accusait un retard de deux à trois ans;

— les achats de production privée, car Hydro-Québec envisageait la possibilité de ne pouvoir réaliser ses objectifs. Les achats pouvaient se limiter à 200 MW, soit une perte de 7 TWh, par rapport au dernier plan de développement.

❑ **Le scénario de référence d'octobre 1991**

Les conclusions auxquelles aboutit la Planification en octobre 1991 étaient les suivantes :

« 1. Dans le scénario de référence, au-delà des équipements de production déjà en construction pour la phase II du complexe La Grande, la part des nouveaux équipements de production dans l'équilibre de l'offre et de la demande sera relativement faible d'ici l'année 2001. ***En énergie, les programmes d'efficacité énergétique et les achats de production indépendante représenteront près de 65 % de l'offre ajoutée.***

Dans ce contexte, il deviendra important de minimiser les risques de non-réalisation des programmes d'efficacité énergétique et des achats de production indépendante.

2. Compte tenu des nombreux éléments de risque pouvant contribuer à augmenter les besoins énergétiques du scénario de référence d'ici l'année 2001, il est nécessaire de maintenir ouvertes les options pour des équipements de production dont les mises en service pourraient être effectuée avant l'an 2000, c'est-à-dire :

- *Centrale thermique à cycle combiné ;*
- *Centrale hydroélectriques de moyenne envergure.*

3. Le plan triennal portera sur les questions stratégiques concernant les choix énergétiques à plus long terme (post 2000). » (P-742e)

❑ **Suivi du plan de développement 1990-1992, Horizon 1999, rapport général du 31 décembre 1991**

Au chapitre de l'équilibre de l'offre et de la demande, ce rapport indiquait que :

« **Pour pallier la baisse importante de l'offre**, Hydro-Québec envisage les solutions suivantes :

- *le report de 1995 à 1998 du début des livraisons prévues dans le contrat de 1 000 MW avec la NYPA;*
- *la mise en service en 1998 et 1999 de centrales de moyenne envergure, d'une puissance installée totale d'environ 200 MW;*
- ***l'augmentation de 390 MW à 750 MW de l'objectif d'achat de production privée d'ici à 1996.*** *» (P-3a, p. 16)*

Quant à la production privée, l'on maintenait l'objectif de 750 MW identifié en mars 1991, mais en le déplaçant de 1995 à 1996.

Dans un Rapport particulier sur la production privée, émis à la même époque, l'on indiquait que même si Hydro-Québec, de concert avec le gouvernement, favorisait toujours l'efficacité énergétique et les économies d'énergie comme éléments contributifs à un développement durable, ces deux facteurs ne pouvaient à eux seuls procurer la flexibilité nécessaire pour faire face à tous les scénarios de demande :

« Il est donc important pour Hydro-Québec de disposer d'autres moyens dont la mise en service peut être faite rapidement pour pallier les déséquilibres entre l'offre et la demande.

Parmi ces moyens, l'achat d'électricité auprès des producteurs privés occupe une place de choix.
[...]
Dans son cycle de planification de 1991, Hydro-Québec a augmenté ses prévisions d'achats à 750 MW d'ici à 1996 pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande d'ici à la fin du siècle. Dans cette prévision d'achats, 140 MW proviendraient de petites centrales hydroélectriques et 610 MW de centrales à production combinée et d'incinérateurs.

Cette prévision est toutefois sujette à modification en fonction de l'évolution de certains paramètres de planification de l'offre et de

la demande et des propositions qu'Hydro-Québec recevra des divers promoteurs.
[...]
La production privée est une solution avantageuse pour pallier les déséquilibres ponctuels entre l'offre et la demande, car ***les mises en service des projets de production privée peuvent être faites plus rapidement que dans le cas des grands complexes hydroélectriques.*** *Les achats d'électricité auprès des producteurs privés pourront donc varier sensiblement selon l'évolution des paramètres de planification de l'offre et de la demande.*

Ainsi, dans un scénario faible, correspondant à un taux de croissance annuel moyen de la demande de l'ordre de 1,1 % pour la période 1992-2006, les besoins de production privée pourraient être réduits de 750 MW à 390 MW. Les contrats déjà signés avec des producteurs indépendants seraient évidemment respectés par Hydro-Québec.

À l'inverse, dans un scénario de forte demande, correspondant à un taux de croissance annuel moyen de l'ordre de 2,5 % pour la période 1992-2006, ces besoins pourraient atteindre environ 1 500 MW. » (P-3a, p. 28-29, 31)

L'on voit donc que, dans ces circonstances, la flexibilité était la principale caractéristique susceptible de rendre attrayante la production privée : flexibilité quant aux délais de mise en service, flexibilité quant au nombre de MW engagés, flexibilité quant aux sources d'énergie et de flexibilité, quant à l'ordonnancement des mises en service.

4.2.3 L'ÉVOLUTION DE LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE DE 1992 À 1995

4.2.3.1 1992 : LA RARETÉ DE L'OFFRE

Grâce à des apports hydrauliques qui constituaient un surplus de 8,5 TWh, par rapport à une hydraulicité moyenne, l'année 1992 permit de faire passer le taux de remplissage des réservoirs de 59 % en 1991 à 78 % en 1992.

C'est pourquoi Hydro-Québec, qui pouvait jusqu'au 1er novembre 1992 aviser NYPA de sa décision d'opter pour la vente ou le stockage, décida de faire une offre de vente.

Le contrat d'exportation de diversité de 800 MW avec NYPA pouvait être annulé jusqu'en novembre 1993. L'hésitation de NYPA à poursuivre le contrat fit croire à Hydro-Québec que son cocontractant new-yorkais reporterait sa décision d'annuler jusqu'en 1995 ou 1996. Dans le cas d'annulation, Hydro-Québec envisageait que « *face au risque d'annulation, on devrait rechercher une plus grande flexibilité face à nos besoins éventuels dans les négociations concernant les contrats de cogénération.* » (P-870, comité offre-demande, 26 octobre 1992)

L'équilibre était donc précaire et la situation instable : les probabilités de réalisation des deux scénarios, fort ou faible, étaient non seulement plus grandes, mais sensiblement égales. Globalement, on observa une rareté des moyens. Même si la progression des ventes était plus faible que prévu, la nécessité de reporter de grands projets n'améliorait pas la situation de l'offre. Hydro-Québec estimait toujours nécessaire d'avoir recours à la production privée et aux économies d'énergie pour faire face à une demande qui continuait tout de même à croître.

Dans ce contexte, Hydro-Québec attribuait à la production privée *« un rôle significatif dans le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande au cours de la présente décennie. »* (P-1122, p. 7)

4.2.3.2 L'ANNÉE 1993

Dès le mois d'août 1993, les planificateurs observèrent une tendance à la baisse des prévisions de besoins réguliers au Québec; de plus, les risques associés aux contrats d'exportation semblaient se confirmer.

Des prévisions furent présentées au conseil d'administration d'Hydro-Québec le 3 novembre 1993. (P-739d) Elles étaient qualifiées de « *préliminaires quoique très avancées* ». Le Plan de développement 1993 avait déjà un an d'existence puisqu'il avait été préparé à la fin 1992; donc, à l'automne 1993, Hydro-Québec procédait à une comparaison des données incluses au plan de développement avec ce qu'elle constatait alors.

Autant au niveau des besoins globaux en énergie que ceux en puissance, la comparaison menait à l'identification d'une baisse

importante des besoins. Pour l'an 2000, dans le cadre du scénario moyen, le bilan en énergie indiquait que les besoins seraient de 209 TWh, pour lesquels les moyens existants et déjà engagés étaient :

— le parc existant et les achats contractuels pour 173 TWh;

— les centrales en construction pour 16 TWh;

— les achats de production privée pour 6 TWh;

— l'amélioration du réseau existant pour 1 TWh;

— l'efficacité énergétique pour 10 TWh.

Par conséquent, pour un total de besoins de 209 TWh en l'an 2000, les moyens identifiés pour les satisfaire étaient de 206 TWh, ce qui donnait un écart de -3 TWh qu'Hydro-Québec prévoyait combler par des variations des stocks dans les réservoirs.

Mais la situation à court et à moyen termes annonçait des surplus totaux de 23 TWh pour les années 1996 à 1999.

L'objectif de 760 MW était donc trop important par rapport à la conjoncture qui sévissait alors. Rappelant que la cogénération n'a toujours été qu'une filière d'appoint aux énergies renouvelables, Hydro-Québec envisageait en réduire les achats.

La société d'État affirmait par ailleurs que *« Le maintien des achats de production privée à 760 MW entraîne des surplus qui résulteront en une dégradation du bénéfice net de l'ordre de 400 millions de dollars de 1996 à 1999. Cette estimation demeure prudente car elle tient compte de l'écoulement de ces surplus sur les marchés excédentaires durant cette même période. »* (P-1124)

Selon la pièce P-739e), *« La seule façon d'atténuer les surplus de court terme est la modulation des achats de production privée. »* Ainsi, trois scénarios furent établis pour les soumettre au conseil d'administration : 760 MW, 500 MW grâce à l'exercice de clauses de retrait prévues aux contrats de cogénération; et 350 MW obtenus par l'abandon des projets de cogénération de grande envergure.

❑ **Une des conséquences de ce nouvel équilibre : la baisse des achats de production privée de 760 MW à 500 MW**

Ayant considéré tous ces facteurs et voyant que l'augmentation de la demande serait moins forte que prévu, Hydro-Québec décida de baisser l'objectif de production privée à 500 MW.

Cette baisse des prévisions d'achats de production privée était donc le résultat du rajustement de la planification tenant compte de besoins plus faibles et ce, dans le respect des priorités accordant préséance à l'efficacité énergétique. Ainsi, le maintien de l'objectif d'efficacité énergétique était possible grâce au report de certaines mises en service.

En réalité, la détermination de l'objectif de 500 MW s'est faite en deux temps. En septembre, Hydro-Québec disposait d'une estimation-fourchette et ce n'est que vers décembre qu'elle décida définitivement de l'objectif final.

❑ **La fourchette de 350-500 MW**

La planification voulait ramener les achats de production privée de 760 MW à 350 ou 500 MW, mais ceci *« en fonction des possibilités et des circonstances. »* (P-739e)

Cette fourchette illustrait l'incertitude dans laquelle Hydro-Québec se trouvait en cette fin d'année 1993. Alertée depuis août et septembre 1993 de la modification sensible du portrait énergétique, l'entreprise était dans l'attente de la confirmation de certaines données prévisionnelles. Mais outre cela, la détermination de prévisions d'achats précises était subordonnée à des facteurs hors du contrôle de la planificati... notamment le succès de certaines négociations :

«R C'est que dans le de se ramener à 350 MW, il pouvait y avoir un certain no re de contraintes comme par exemple il y avait un certain nombre d'ententes qui étaient déjà signées, certaines ne comportaient pas de cla de retrait parce que les ententes avaient été convenues avant que ce concept n'existe.

Alors ça dénotait que dans la réalisation ou l'exécution de ça, qu'il devait y avoir un certain nombre de difficultés, que ce

n'était pas si automatique que ça pouvait en avoir l'air, je pense que c'est ce que ça veut désigner.

[...]

Q *Ça va. Est-ce que je dois comprendre que selon ce qui est mentionné ici à cette dernière page, il y a une fourchette envisageable de 350 à 500 MW, mais est-ce que vous, vous privilégiez par exemple 350, autrement dit* ***est-ce que vous privilégiez de ramener le plus possible vers 350 mais en prenant en considération les possibilités et les circonstances et que l'on pourrait aller jusqu'à 500, mais la situation la plus favorable, disons, serait 350. Est-ce que c'était votre point de vue?***

R *Oui, je...*

Q *Ou si 350 était aussi valable que 500?*

R ***350 MW pouvait apparaître comme une solution relativement intéressante.*** *Cependant, il ne faut pas oublier qu'il peut être utile de faire preuve d'une certaine prudence, il faut voir qu'une préoccupation majeure, enfin ma perception c'est qu'au niveau de la haute direction il y avait certainement une préoccupation majeure de ne pas... on a fait beaucoup d'études de sensibilité là-dessus, de ne pas être amené à poser, si vous voulez, en mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993), un geste et d'être amené six, ou neuf, ou douze (12) mois plus tard, parce qu'un paramètre avait changé, être obligé de défaire tout ce que l'on avait fait.*

Alors il y avait l'idée d'avoir une orientation avec une certaine robustesse, alors entre 350 et 500, je vous dirais sur une base d'un scénario moyen qui est déterministe, ***350 apparaissait un peu mieux.*** *»*

(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 5 juillet 1996, p. 103-105)

M. Léveillé privilégiait donc, si cela était possible, de ramener l'objectif à 350 MW.

Hydro-Québec opta finalement pour un objectif de 500 MW qui fut inscrit au rapport particulier au 31 décembre 1993, rendu public en février 1994. Il était composé de 250 MW d'énergie renouvelable et de 250 MW de cogénération au gaz naturel reportés aux années 1997-2000, selon les besoins d'Hydro-Québec. Le présent rapport traitera davantage de cette question ultérieurement[55].

❑ **Le caractère opérationnel de la banque de projets**

Hydro-Québec envisageait ajouter à une clause de retrait qui serait incluse dans les contrats majeurs de cogénération, un outil

55. Voir Partie VI.

supplémentaire de flexibilité, la banque de projets. La perspective différait toutefois puisqu'il s'agissait non pas d'annuler les projets de cogénération, mais d'en suspendre le développement pour ne l'envisager qu'en 1 97. Hydro-Québec réalisait cependant la précarité de la situation :

« Q *Qu'est-ce que ça signifie dans ce contexte « si opérationnel »?*
R *C'est qu'au cours des discussions qui ont eu lieu entre le mois de septembre quatre-vingt-treize (93) et novembre et décembre, les questions de flexibilité ont également été abordées et effectivement,* ***il y avait toujours cette possibilité pour que les conditions économiques changent encore une fois mais aillent vers le haut et à ce moment-là, il aurait été un peu bête de se retrouver encore une fois privés d'option peut-être.***

Alors il y avait l'idée que s'il y avait trop de projets, une variance si vous voulez à la clause de retrait qui avait plutôt comme effet de les faire disparaître, ***ça constituait à faire en quelque sorte une banque de projets qui serait disponible si jamais il y avait des besoins qui se manifestaient.***

Alors c'était une solution intermédiaire*, si vous voulez, entre le retrait définitif et... alors maintenant, c'était un concept qui n'avait pas été appliqué encore, il était émergé des discussions qui avait eu lieu, on ne savait pas encore si c'était opérationnel, si ça offrait de l'intérêt pour certains promoteurs ou si ça en offrait pour eux, est-ce que c'était possible que ce soit intéressant pour nous en même temps.*

Autrement dit, on ne savait pas encore à quelles conditions est-ce que ce concept-là pourrait devenir opérationnel. Peut-être que les conditions auraient été inacceptables sur le plan privé ou inacceptables pour nous, est-ce qu'il y avait un terrain d'entente mutuel. »
(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 5 juillet 1996, p. 106-107)

En résumé, la situation énergétique de 1993 offrait à Hydro-Québec, contrairement à celle de 1992, une plus grande souplesse dans les alternatives mais des besoins en production privée furent confirmés par la société d'État.

4.2.3.3 L'ANNÉE 1994

❑ **Le rapport particulier sur l'équilibre énergétique (31 décembre 1993)**

Après avoir prévu une croissance de 5,7 % des ventes d'électricité régulières au Québec en 1993 par rapport à 1992, après un calcul des économies d'énergie, Hydro-Québec a constaté que la reprise économique n'avait pas eu la vigueur escomptée et que l'augmentation fut plutôt de 3,8 %.

Ce rapport particulier indiquait une révision à la baisse des prévisions de la demande à moyen et à long termes étant donné la lenteur de la reprise économique. Toutefois les orientations du plan de développement 1993, approuvées en septembre 1993, étaient maintenues et les seuls changements apportés à la planification touchaient des ajustements de quantité et de dates de mises en service.

Ainsi, tout en respectant la priorité accordée au cours des dernières années à l'amélioration du réseau existant et à l'efficacité énergétique dont l'objectif ne changeait pas (9,3 TWh en l'an 2000), Hydro-Québec procéda au report de certains projets hydroélectriques dont la mise en service était prévue avant l'an 2001 et reporta également celle de la centrale Eastmain-1 de une à deux années. Hydro-Québec inscrivit à sa planification une date de mise en service de la centrale SM-3 en l'an 2002, mais fixa la date de la décision au cours de 1994. Parallèlement, elle maintint les premières mises en service prévues du complexe Grande Baleine vers 2003.

L'objectif d'achat de la production privée fut réduit de 760 MW à 500 MW et Hydro-Québec, tel que mentionné précédemment, retint 250 MW produits par des centrales utilisant de ressources renouvelables. Ces 250 MW représentaient un taux de succès anticipé de 40 % sur les 630 MW envisageables. À cela s'ajoutaient 250 MW provenant de la cogénération au gaz naturel et Hydro-Québec indiqua qu'elle ne maintiendrait que les quatre meilleurs projets parmi les huit projets ayant déjà fait l'objet de contrats. Le maintien des quatre meilleurs projets devait aboutir à la sélection d'un ou de deux projets ne dépassant pas 250 MW, d'après un échéancier s'échelonnant de 1997 à 2000. (P-3a, p. 40, 41)

❑ **Le rapport particulier sur l'équilibre énergétique (31 décembre 1994)**

Hydro-Québec indiquait qu'en ce qui concerne l'énergie renouvelable, suite au lancement de l'APR-91, 84 projets totalisant 570 MW avaient fait l'objet de contrats auxquels s'ajouteraient six projets totalisant 46 MW dont la signature avait été reportée, à la demande du ministre des Ressources naturelles, à la prochaine Commission parlementaire de mai 1995. Ayant fait l'objet d'engagement, ces contrats seraient respectés. Vu l'expérience acquise, l'on portait le taux de succès des projets d'énergie renouvelable à 55 %, ce qui augmentait la contribution de ces projets à 340 MW, auxquels s'ajoutaient les 30 MW de cogénération de la centrale de Kingsey Falls déjà en service. Il ne s'agissait donc plus d'un objectif d'achats, mais bien d'une prévision d'achats, en fonction des contrats signés, qui s'élevait maintenant à 370 MW.

C'est au cours de l'année 1994 que l'on mit sur pied une banque de projets de cogénération au gaz naturel à être utilisés selon les besoins d'Hydro-Québec.

Quant à l'orientation en matière d'économie d'énergie, on ramena l'objectif à environ 7 TWh à l'horizon 2000, considérant la nécessité de moduler la réalisation du programme en fonction de l'évolution future de la demande et afin de tenir compte des résultats obtenus qui s'avéraient inférieurs aux prévisions.

4.3 ANALYSE

Deux questions sous-tendent cette Partie du rapport :

— y avait-il un besoin énergétique anticipé justifiant l'adoption et la mise en oeuvre de l'APR-91?

— si un tel besoin existait, a-t-il été déterminé à l'issue d'un processus de planification raisonnable respectueux de ses paramètres usuels?

Il appert clairement que la planification n'est pas qu'une affaire de chiffres. C'est avant tout une question de choix et donc de jugement. Or, si les traditions et les mentalités structurent un point de vue, les contraintes politiques, les impératifs commerciaux et légaux ainsi que le contexte international finissent par modeler le

jugement de ceux qui décideront finalement de choix vitaux pour la société d'État. Il faut donc faire preuve de nuance dans l'examen de la pertinence des choix, ayant dicté les décisions de la planification.

Ajoutons que la justification énergétique de la production privée s'analyse surtout à partir de 1990; il ne relève pas du mandat de la Commission de se prononcer sur le bien-fondé des décisions antérieures aux années 1990 et qui ont, effectivement, contribué à l'émergence du besoin auquel la production privée devait répondre.

- **Le caractère raisonnable de la méthode de planification d'Hydro-Québec**

Tel que mentionné antérieurement, la Commission a conclu, sur la base du témoignage de M. Jean-Thomas Bernard, que la méthode de planification d'Hydro-Québec revêt un caractère raisonnable et que les résultats de la société d'État en la matière sont comparables à ceux obtenus par des entreprises similaires.

- **Le respect des paramètres usuels de la planification**

Considérant le libellé du décret constitutif et les événements ayant précédé son adoption, l'essentiel du mandat de la Commission visait à déterminer d'abord si Hydro-Québec croyait vraiment en l'existence d'un besoin, ensuite si cette croyance était fondée sur une analyse raisonnable de la situation et finalement si l'entreprise a, dans l'identification du besoin, respecté les paramètres usuels de son exercice de planification afin de vérifier si, par exemple, l'on aurait changé les règles du jeu pour obtenir le résultat recherché, à savoir l'existence d'un besoin. Or, sur ce dernier point, la Commission n'a noté aucune dérogation aux méthodes usuellement utilisées par Hydro-Québec dans le cadre du processus de planification. De plus, la procédure hiérarchique a été respectée, les données et les informations détenues par la direction de la Planification stratégique ont été acheminées conformément au processus décisionnel et les décisions ont été prises par les personnes autorisées à le faire.

Le décret de 1991 a modifié la forme, la périodicité et la teneur des plans de développement. L'année 1991 n'ayant pas donné lieu

à un Plan de développement, mais seulement à un rapport de suivi, la Commission a pu constater qu'un nombre important de documents d'informations a été porté à la connaissance du conseil d'administration aux fins de le maintenir informé de l'évolution de la situation. Un tel volume d'informations n'a pas été produit à nouveau durant l'année 1992 en raison non seulement de l'élaboration de l'engagement de performance, mais également de la préparation du plan de 1993. Il faut noter que la majeure partie des estimations, analyses et décisions inscrites au plan de développement d'Hydro-Québec, non seulement font l'objet, après contrôle du Ministère, d'une approbation gouvernementale, mais en plus sont soumises au débat public en commission parlementaire.

La Commission est convaincue que la détermination du besoin ayant mené à l'APR et à l'objectif de 750 MW l'a été dans le respect des normes en vigueur à cette époque.

Il faut ajouter que les fonctionnaires du MER procédaient à leurs propres analyses et abordaient, préalablement à la Commission parlementaire, l'examen du plan de développement sous un angle critique. Aussi faut-il conclure que non seulement la même méthode a prévalu à l'évaluation du besoin, mais que les décisions successives prises en la matière au cours des années suivantes l'ont été dans le cadre d'un processus ouvert à la consultation.

4.3.1 L'EXISTENCE D'UN BESOIN ANTICIPÉ

La preuve révèle que la production privée répondait à un besoin, tel qu'envisagé par la planification, et ce, quelle que soit l'origine de ce besoin.

Cela ne signifie pas que l'on ne puisse identifier des choix qui se sont avérés, *a posteriori*, moins judicieux que d'autres. Cela signifie tout simplement qu'à l'époque, en fonction des données connues et de la méthode utilisée, l'entreprise pouvait raisonnablement croire en l'existence d'un besoin à combler.

Il est vrai que l'augmentation de la demande, telle qu'estimée de 1989 à 1992, était en bonne partie le résultat d'une intensification des programmes commerciaux de vente qu'Hydro-Québec avait favorisés lors de la période de surplus. Ainsi, au début et au mi-

lieu des années 1980, pour éliminer ses surplus, Hydro-Québec a favorisé la consommation : ce qui a pu, par la suite, entraîner une augmentation de la demande, elle-même à l'origine du besoin identifié de 1989 à 1993. Certains ont pu ainsi conclure que la production privée ne répondait pas à un réel besoin en électricité, mais aurait plutôt constitué un palliatif à des erreurs stratégiques antérieures.

Quoique ces mesures incitatives à la consommation aient eu un impact sur le besoin anticipé, il n'en reste pas moins qu'Hydro-Québec devait composer, à la fin des années 1980, avec le résultat et les conséquences de décisions prises plusieurs années auparavant; il serait injuste de conclure que le besoin anticipé n'existait pas, ou aurait été créé artificiellement, invoquant le fait qu'il pouvait être le résultat d'initiatives commerciales prises plusieurs années auparavant.

4.3.2 L'ORIGINE DU BESOIN

La Commission a examiné plus particulièrement deux facteurs en rapport avec l'existence d'un besoin anticipé : l'impact des programmes commerciaux précédemment mentionnés et l'impact des contrats d'exportation.

4.3.2.1 L'IMPACT DES PROGRAMMES COMMERCIAUX

Selon l'expert entendu par la Commission, M. Ian Goodman, l'augmentation de la demande aurait été causée, notamment, par l'implantation de programmes commerciaux tels les contrats à partage de risques et de bénéfices :

« Owing to its dependence on large hydro projects, Hydro-Québec faces special difficulties in balancing energy supply and demand. In practice, the utility has surpluses in most years. ***To dispose of surplus supply, the utility has implemented aggressive sales promotion programs. In some cases, these programs have increased long term demand and actually exacerbated the cycle of surpluses and sales promotion.***
[...]
However, ***increased demand resulting from electricity sales programs can have adverse impacts, when they continue after the surplus ends.*** *Once new supply is required, the revenue from increased sales at*

Hydro-Québec is typically below the cost of supply. ***On several occasions, short term actions adopted in response to surpluses have spurred large increases in long term demand.*** »[56] (P-971, p. 1)

En raison de la mise en service de La Grande Phase I, au début des années 19 80, et d'une demande plus faible que prévu, Hydro-Québec fit alors face à d'importants surplus qui l'obligèrent même à effectuer des déversements.

La société d'État favorisa des mesures fortement incitatives à la consommation, dont les contrats à partage de risques et de bénéfices ou à risques partagés.

Une économie en pleine relance et, notamment, le succès des programmes incitatifs fit disparaître les surplus, de sorte qu'à la fin des années 1980 et au début des années 1990, comme on le sait, Hydro-Québec, envisageant être incapable de répondre à la demande, devança la mise en service prévue de La Grande Phase II, eut recours à des mesures exceptionnelles, établit un objectif élevé d'économie d'énergie et déclencha un programme de production privée.

La récession qui suivit, l'augmentation de la demande plus faible que prévue, l'annulation de contrats d'exportation et le retour à une hydraulicité moyenne ont entraîné des surplus à compter de 1994.

M. Goodman a souligné que :

« Nonetheless, the revenues from selling surplus energy are less than the costs of the ressources providing the surplus.
[...]
Hydro-Québec has estimated that a 6 TWh surplus in the 1996 would entail costs of $ 170 millions. » (P-971, p. 3)

❑ **Les contrats à partage de risques et de bénéfices**

Parmi les mesures incitatives à la consommation, il est nécessaire de s'attarder aux contrats à partage de risques et de bénéfices parce que certains d'entre eux ont été signés entre 1988 et 1990, alors qu'Hydro-Québec envisageait des difficultés à répondre à la demande.

---

56. *Report on Hydro-Québec Independant Power Production Program, Ian Goodman,* produit sous la cote P-971, en annexe au présent rapport.

Les premiers contrats à partage de risques et de bénéfices ont été signés en 1984 et sont dans la lignée du programme de rabais tarifaires offerts à l'industrie au début des années 1980. Ils s'adressaient particulièrement aux industries énergivores, telles les alumineries, en leur octroyant des conditions préférentielles.

Entre 1984 et 1990, treize contrats furent signés pour un total de plus de 2 700 MW. Huit de ces contrats furent signés entre 1988 et 1990, pour un total de près de 1 200 MW, auxquels il faut ajouter 360 MW réservés pour l'expansion de la compagnie Alouette. La mise en service des équipements de La Grande Phase II (LG-1, LA-1, Brisay) était directement reliée à la production rendue nécessaire par ces contrats. L'utilisation de ces équipements, à cet égard, était avantageuse vu leurs coûts marginaux moindres. Par contre, la présence des contrats à partage de risques et de bénéfices rendait impossible l'utilisation de la production du complexe La Grande Phase II pour pallier aux problèmes urgents reliés à l'offre. Autrement dit, ces contrats constituaient l'une des raisons qui ont nécessité le recours à la production privée, d'autant plus que dès 1990 Hydro-Québec ajouta, à ses prévisions de la demande, les 360 MW qui pourraient être requis par le projet d'expansion d'Alouette, projet qui fut annulé en 1995.

Lorsque le prix de l'aluminium a subi une très forte baisse, par ailleurs imprévue, la production a chuté et l'intérêt financier d'Hydro-Québec, par rapport à ces contrats à partage de risques et de bénéfices, a également fléchi.

Comme il s'agissait d'une situation mondiale, qui pouvait s'avérer et qui s'est effectivement avérée temporaire ou cyclique, Hydro-Québec ne pouvait exercer une clause d'annulation prévue aux contrats, clause qui requerrait une situation extrême; l'on aurait peut-être pu qualifier ainsi la situation si elle s'était perpétuée et si le prix avait continué à fléchir. Mais tel ne fut pas le cas, comme l'histoire récente le démontre.

❑ **CONSTAT**

La rentabilité des contrats à partage de risques et de bénéfices doit s'évaluer à long terme (20 ans) et non en fonction d'une situation ponctuelle. Lorsqu'elle a signé ces contrats, Hydro-Québec y voyait

un intérêt financier, croyant pouvoir couvrir ses frais et ses coûts de fourniture. Le gouvernement, qui avait encouragé la signature de tels contrats, y voyait un avantage économique lié à l'expansion de l'industrie et à la création d'emplois au Québec.

Le programme de contrats à partage de risques et de bénéfices remonte à 1984, bien avant l'APR-91. Par la suite, Hydro-Québec a dû composer avec les conséquences de ses engagements contractuels. À cet égard, l'on serait mal venu de le lui reprocher.

Il faut ajouter que ce programme répondait clairement aux voeux du gouvernement qui, d'ailleurs, autorisait même Hydro-Québec à conclure de nouveaux contrats ou à augmenter les quantités prévues dans les contrats déjà signés, le 8 septembre 1993, en approuvant le plan de développement de 1993, et ce, malgré la situation difficile décrite dans ce plan. (P-1128)

M. Goodman a lui-même souligné l'influence gouvernementale à cet égard :

« While other North American utilities have sometimes undertaken various types of market development, Hydro-Québec's efforts during the 1980s were far more extensive and aggressive. In part, this resulted from the special characteristics of the Québec electricity system discussed above. But, it also reflected Québec government policy which focused upon electricity as a lever of economic development. Most North American utilities are investor-owned, and they do not play a central role in conducting government economic policy. Even compared with other publicly-owned utilities, Hydro-Québec's actions were quite atypical. » (P-971, p. 6)

Il s'agissait d'une décision à visées économiques et financières, qui émanait tout autant du gouvernement que d'Hydro-Québec, et qui, tenant compte de la situation du Québec, relevait des choix raisonnables qui pouvaient être faits.

4.3.2.2 L'IMPACT DES CONTRATS D'EXPORTATION

Il est utile, avant d'aborder cette question, de revoir certaines règles de planification relatives aux contrats d'exportation et de revenir sur l'historique de ces contrats.

❑ **Les règles relatives à la planification**

Hydro-Québec intégrait à sa planification et incorporait aux prévisions de la demande, en plus des contrats signés, les nouveaux contrats qu'elle anticipait.

Par contre, l'entreprise n'engageait de nouveaux équipements que lorsqu'une entente ou un contrat était signé. Il faut souligner cependant qu'une entente ou un contrat signé ne signifie pas qu'il s'agisse nécessairement d'un contrat définitif ou qui ne peut pas être résilié; il peut même s'agir d'un contrat dont la conclusion est conditionnelle à l'obtention de diverses autorisations.

Il y avait donc deux niveaux de planification concernant les contrats d'exportation : les exportations planifiées (anticipées, en cours de négociation) et les exportations régulières (entente ou contrat signé).

Quoique faisant partie de la planification et de la prévision de la demande, les exportations uniquement planifiées ne pouvaient donc justifier l'engagement de nouveaux équipements pour les satisfaire.

❑ **Historique des principaux contrats d'exportation**

Avant 1986, la philosophie d'Hydro-Québec portait l'entreprise à procéder essentiellement à des ventes sur le marché *spot* ou excédentaire. Une analyse des besoins anticipés des réseaux voisins et de sa position concurrentielle l'a amenée à changer sa stratégie en se donnant un objectif à l'exportation de 3 500 MW, basé sur des contrats à long terme, à un prix bien supérieur à celui des ventes excédentaires ou *spot*.

Quatre contrats ont retenu particulièrement l'attention de la Commission :

— Central Maine Power (CMP) : signé le 20 juillet 1988 et annulé en mai 1989. Puissance et énergie garanties pour la période 1992-2020.

— Vermont Joint Owners (VJO) : signé le 4 décembre 1987. Puissance et énergie garanties pour la période 1990-2020.

— New York Power Authority (NYPA) 1 000 MW, signé le

26 avril 1989 et annulé en avril 1992. Puissance et énergie saisonnières pour la période 1995-2016.

— NYPA diversité 800 MW, signé le 23 janvier 1990 et annulé en mai 1994. Puissance et énergie saisonnières pour la période 1999-2018.

En 1991, Hydro-Québec était en négociations avec NYPA pour reporter le contrat de 1 000 MW; c'est également l'année où elle constata qu'il lui serait difficile de mettre en service Grande Baleine en 1998 et qu'il lui serait impossible de procéder à la mise en service de certains autres projets aux dates initialement prévues. L'offre planifiée était donc à la baisse.

Au début de l'année 1992, la date de départ des livraisons du contrat NYPA 1 000 MW fut reportée de 1995 à 1998; en avril 1992, le contrat fut annulé par NYPA.

❑ **La problématique**

Les contrats à long terme ne procurent évidemment pas la même flexibilité que les ventes excédentaires. Par contre, les prix de vente sont plus élevés.

Par voie de conséquence, si tous les contrats d'exportation signés par Hydro-Québec s'étaient concrétisés, la société d'État aurait dû, en vertu de ses engagements contractuels, livrer l'énergie ou la puissance requise. Il était donc normal qu'Hydro-Québec engage des équipements pour respecter la teneur de ses obligations.

Le risque principal demeurait la possibilité que ces contrats soient annulés ou que les autorisations gouvernementales ne soient pas accordées, alors qu'Hydro-Québec se serait engagée dans un processus irréversible en ce qui concerne son programme d'équipements.

Comme les contrats d'exportation ont amené les planificateurs à hausser la prévision de la demande, il est logique de croire que ces contrats sont l'une des raisons qui ont amené Hydro-Québec à engager, pour satisfaire ses obligations contractuelles, au moins en partie, le programme d'équipements qu'est la production privée. À cet égard, la pièce P-742c) indique que l'objectif de production privée établi à

760 MW de façon préliminaire au début de 1991 aurait pu n'être que de 385 MW sans les contrats d'exportation.

Comme l'une des raisons ayant amené Hydro-Québec à s'engager dans la production privée d'électricité était les contrats d'exportation, il est nécessaire de s'interroger sur la gestion de ces importants contrats dans le contexte de la production privée.

- **Résiliation des contrats d'exportation**

Le vendeur assume un risque dans de tels contrats : en effet, l'acheteur jouit généralement d'une période de grâce au cours de laquelle il peut annuler le contrat sans pénalité. L'acheteur a donc tout intérêt à reporter le plus possible la date où il doit s'engager définitivement afin de conserver une plus grande flexibilité.

Par conséquent, il y a un risque considérable à engager des équipements ou un programme de production sur la base de contrats que l'acheteur peut par la suite résilier sans pénalité.

D'ailleurs, les planificateurs d'Hydro-Québec indiquaient que :

« L'enjeu majeur sera d'assurer une concordance, autant que possible, entre les dates de décisions sur les projets et achats (accès Grande Baleine, accès Ste-Marguerite, centrale Manic 3A, achats additionnels de production indépendante) et les dates de confirmation des contrats d'exportation. » (P-742c)

La production privée était donc l'un des moyens de production qui devait servir à combler les besoins d'exportation. Or, la preuve démontre que trois des quatre importants contrats d'exportation ont été résiliés après qu'Hydro-Québec se soit engagée dans le programme de production privée.

Le contrat de 1 000 MW avec NYPA comprenait une clause permettant la résiliation du contrat sans pénalité jusqu'au 30 novembre 1991. En avril 1991, l'une des *utilités* new-yorkaises indiqua qu'elle pourrait se retirer de la transaction. Il était évident pour Hydro-Québec que l'intérêt de NYPA pour ce contrat fléchissait. Toutefois, à la même époque, Hydro-Québec constatait qu'elle ne pourrait mettre en service Grande Baleine, comme prévu, en 1998. Il pouvait donc être intéressant, pour les deux parties, de

reporter l'entrée en vigueur du contrat; c'est ce que l'on fit, le retardant à 1998, alors qu'Hydro-Québec déplaçait le projet Grande Baleine à 1999. Par contre, en décembre 1991, Hydro-Québec anticipait toujours l'entrée en vigueur du contrat avec NYPA. Approximativement quatre mois plus tard, il était annulé. Vers la même époque, Hydro-Québec concluait qu'elle ne pourrait réaliser le projet de Grande Baleine avant l'an 2000. Pour cette raison, selon Hydro-Québec, l'annulation du contrat d'exportation ne causa pas de surplus et l'entreprise maintint son objectif de production privée à 760 MW.

Le contrat de 800 MW avec NYPA comprenait une clause permettant la résiliation du contrat sans pénalité avant le 30 novembre 1994. Jusqu'à novembre 1992, Hydro-Québec anticipait son entrée en vigueur tel que prévu. Le contrat fut alors l'objet d'une renégociation à la baisse de sorte qu'au 31 décembre 1993, le contrat n'était plus inclus dans les prévisions. Il fut résilié en mai 1994.

Il apparaît qu'en avril et novembre 1991, (P-742c et e) Hydro-Québec a envisagé la possibilité de retarder les livraisons prévues aux contrats d'exportation afin d'équilibrer l'offre et la demande; aurait-on pu ou dû agir de la sorte. De même, aurait-on pu ou dû renégocier le contrat de 800 MW plus tôt?

Il est d'abord nécessaire de s'interroger sur les signaux que pouvait décortiquer Hydro-Québec dans son évaluation des probabilités de résiliation :

«Q *You said on page 12 of the same report, first sentence of the second paragraph and I quote:*

> *"In reviewing this history, the question arises whether Hydro-Québec could have better anticipated the loss of the export contracts."*

Could you tell us what could have been the circumstances ***or what could have indicated, during those years, to Hydro-Québec, that they could lose these contracts?***

A *In early nineteen ninety-one (1991), one of the purchasing utilities in New York indicated that it was considering backing out of the contract. The New York Public Service Commission withdrew the avoided costs in the fall of nineteen ninety-one (1991), saying that fuel prices had dropped and there was a*

surplus and it was clear that the value of additional supply was much less than anticipated.

The New York utilities submitted their estimates of avoided costs in the end of August of nineteen ninety-one (1991), indicating that the avoided costs were half of what they had been. That would make the 1,000 MW contract and the 800 MW contract non-economic.

The power situation in New York was changing fairly rapidly at that time, so there were some indications that were recognized by analyses such as mine that the contracts were no longer economic.

In Vermont, the situation was somewhat different, because the contracts were entered into earlier and were approved earlier, but even in nineteen ninety-one (1991), there was a possibility that the contracts would not go ahead. There were uncertainties on the Vermont side as well as the Québec side as to whether the contracts would be finalized.

Q *On the same page, page 12, the third paragraph, you mention that:*

> ***"... it was becoming increasingly evident that northeastern U.S. electricity markets were changing in ways that made the export contracts less attractive."***

And then, you mention "... slow demand growth, combined with..." and so on. Could you tell us when we could situate these events?

A *The evolution was fairly rapid through the period nineteen eighty-nine (1989), in some ways until today, but in terms of the major changes from nineteen eighty-nine (1989) to nineteen ninety-three (1993). That was a period of deep economic recession in New England and New York; it was a period where the energy efficiency programs were increasing in size and very effective. It was also a period where independent power projects were coming on line and the concern in the U.S. eventually was that there would be more of these independent power projects than were needed.*

So it was an evolution throughout the period. Also fuel price expectations changed fairly rapidly. So, at the beginning of the period, many people still believed that there would be a market

for the export contracts. By the end of the period, it was clear that there was no market.

So, there was an evolution throughout the period. There was differences of opinion. Some people were more optimistic about the contracts, and some people were less, but it was clear, even at the beginning of the period, that there was uncertainties. »
(M. Ian Goodman, transcription de la séance du 25 septembre 1996, p. 313-316)

Ainsi, plusieurs faits étaient susceptibles d'amener Hydro-Québec à envisager sérieusement que les contrats soient résiliés.

Par contre, Hydro-Québec considérait qu'il s'agissait de contrats lucratifs qu'elle ne voulait pas abandonner, considérant, notamment, le prix de vente alléchant de 6 ¢/kWh du contrat de 800 MW :

« Q Mais pourquoi ne pas avoir largué des contrats d'exportation?
R En mil neuf cent quatre-vingt-douze (1992) déjà, nous avions perdu le contrat de mille mégawatts (1 000 MW) avec NYPA. Il restait le contrat de huit cents mégawatts (800 MW) en diversité. ***Cependant, le prix de vente de ces contrats-là était de l'ordre de six cents (0,6 ¢) par kilowattheure en unité croissante et s'avérait extrêmement intéressant, extrêmement rentable*** *en regard du coût des alternatives que nous avions. Alors d'un point de vue commercial...*
Q Pouvez-vous préciser un peu plus votre pensée sur cette question-là?
R Dans le sens que le prix, un prix de vente à six cents (0,6 ¢) par kilowattheure, tout d'abord, il faut le souligner qu'au niveau des prix de gros que c'est beaucoup plus élevé que les prix de vente que nous avons au Québec. Un produit comparable c'est ce que nous vendons aux consommateurs industriels à un niveau de trois point cinq (3.5 ¢) ou trois point six cents (3.6 ¢) par kilowattheure.

Alors l'idée d'avoir un prix d'environ six cents (0,6 ¢) par kilowattheure pour un produit que nous vendions l'été, donc qui n'imposait pas de contrainte particulière à notre pointe, s'avérait une alternative intéressante puisque nous pouvions alimenter ces contrats-là à des coûts substantiellement inférieurs, peut-être à quatre point huit (4.8 ¢), quatre point neuf (4.9 ¢) même en considérant des alternatives de production privée.

A long terme, évidemment, nous aurions eu recours à nos centrales hydroélectriques à des prix qui auraient pu aller à quatre quatre (4.4 ¢) ou quatre point cinq cents (4.5 ¢). ***Alors c'est extrêmement lucratif commercialement pour Hydro-Québec de tenter le plus possible de maintenir ces contrats- là et de les alimenter de façon intéressante.*** *»*
(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 3 juillet 1996, p. 38-40)

❑ **CONSTAT**

La preuve démontre qu'au cours de tout l'exercice, Hydro-Québec a envisagé la possibilité de perte des contrats d'exportation : des indicateurs sérieux démontraient que les contrats avec NYPA pourraient vraisemblablement être résiliés.

Par ailleurs, Hydro-Québec pouvait retarder, en conséquence d'une telle résiliation, le projet de Grande Baleine, clé de voûte de la gestion des aléas à l'époque, qui n'était que planifié et non engagé. En conséquence, la résiliation des contrats d'exportation n'eut pas l'impact dévastateur qu'elle aurait eu si Grande Baleine avait été engagée.

Cependant le programme de production privée fut engagée à la même époque. Or, encore une fois, les contrats d'exportation étaient l'une des causes du programme de production privée ou à tout le moins de son objectif de 760 MW : en effet, à cause, notamment, des contrats d'exportation, la production privée demeurait essentielle à l'équilibre offre-demande malgré le report de Grande Baleine.

Par ailleurs, il apparaît qu'Hydro-Québec, obéissant en cela à son actionnaire unique, n'entendait renoncer à ces contrats d'exportation, qu'elle envisageait lucratifs, qu'advenant l'abandon définitif de Grande Baleine ou la résiliation du contrat par l'autre partie.

Il faut rappeler que la planification d'Hydro-Québec doit s'harmoniser avec les orientations économiques et stratégiques du gouvernement. À ce titre, elle recèle un grand nombre de décisions et de choix qui se nourrissent de considérations politiques et commerciales d'une portée nationale. Il n'y a rien de blâmable à un tel comportement, d'autant plus qu'Hydro-Québec est une société d'État.

- **Le risque d'engager des équipements avant que l'entrée en vigueur du contrat ne soit confirmée**

La Commission reconnaît qu'il est difficile de maintenir un équilibre offre-demande lorsque le parc d'équipements est constitué essentiellement de grandes centrales, dont le développement exige de longs délais, mais qui ont une énorme capacité de production lorsqu'elles sont mises en service.

Par ailleurs, il existe un risque considérable à engager des équipements avant qu'un contrat d'exportation important ne soit confirmé. Bien sûr, l'on peut déterminer un prix de vente qui ne tienne compte d'un tel risque. Cependant, un prix élevé peut signifier une baisse importante des exportations.

Des équipements engagés sur la base d'un contrat d'exportation par la suite annulé seront évidemment financièrement désavantageux pour Hydro-Québec. Or, c'est ce qui s'est produit à l'égard de la production privée. En effet, l'objectif de production privée aurait été moindre sans les contrats d'exportation. C'est donc dire que les contrats de production privée, ou à tout le moins une partie d'entre eux, ont été engagés sur la base de contrats d'exportation qui ont été par la suite résiliés.

Rappelons que le contrat avec NYPA 1 000 MW, signé en avril 1989, pouvait être résilié sans pénalité jusqu'au mois de novembre 1991, soit 30 mois plus tard; quant au contrat de 800 MW, il pouvait être résilié sans pénalité près de cinq ans après sa signature. Ce sont là de longs délais et il y a donc un risque considérable à engager des équipements sur la base de tels contrats.

En conséquence, la Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **mette fin à sa politique l'autorisant à engager des équipements sur la base de contrats d'exportation signés, mais non confirmés ou non encore autorisés par les instances gouvernementales de l'acheteur ou**

- ***prévoie des pénalités aptes à compenser les pertes causées, suite à l'engagement d'équipements, par la décision de l'acheteur de résilier le contrat ou par son incapacité à obtenir les autorisations gouvernementales requises.***

4.4 LA PRODUCTION PRIVÉE : UNE SOLUTION RAISONNABLE AU BESOIN ANTICIPÉ?

Puisqu'au début des années 1990, les besoins d'Hydro-Québec étaient urgents, la production privée était avantageuse puisqu'elle permettait une mise en service dans un court délai de deux à trois ans. Par contre, une fois acquis ou même engagé, ce moyen, qui se fonde sur des contrats de 20 ans renouvelables, est peu malléable à des changements destinés à le rajuster selon les circonstances. Évidemment, il n'en serait pas autrement d'une grande centrale construite par Hydro-Québec qui, après certaines étapes, doit être aménagée, sans possibilité de recul, à moins que l'on ne soit prêt à absorber des pertes substantielles.

Une centrale thermique aurait eu l'avantage de présenter une plus grande flexibilité d'exploitation puisque, à l'exemple de la centrale de Tracy, il est possible d'en cesser la production lorsqu'elle n'est plus requise. Toutefois, cette alternative fut rejetée par Hydro-Québec qui ne croyait pas pouvoir obtenir les autorisations nécessaires pour entreprendre sa construction.

En conséquence, et à la condition qu'il soit démontré qu'Hydro-Québec n'aurait pu aménager elle-même de façon ren-

table des petites centrales hydroélectriques, la production privée pouvait s'avérer un choix raisonnable et acceptable si l'on veillait, par ailleurs, à assurer sa flexibilité non pas uniquement quant aux délais de mise en service mais également quant à la possibilité de ralentir le rythme ou même d'y mettre fin selon l'évolution des circonstances.

À cause de la procédure utilisée dans le cadre de l'APR, Hydro-Québec doit maintenant composer, dans le cadre de sa planification, avec un moyen qui pourrait lui interdire à l'avenir de se tourner vers d'autres solutions plus intéressantes ou plus opportunes.

La Commission aura l'occasion de revenir sur la question de la flexibilité de la procédure utilisée lors de l'APR[57].

4.4.1 Y AVAIT-IL D'AUTRES ALTERNATIVES?

La Commission n'avait pas pour mandat d'examiner toutes les alternatives à la production privée afin de déterminer si l'une ou l'autre de ces alternatives n'aurait pas été un meilleur choix ou même le meilleur choix.

La Commission est d'avis que le gouvernement et la population voulaient d'abord et avant tout savoir si l'option de la production privée était acceptable et si l'on avait suivi les règles de l'art pour faire ce choix.

Il est possible que des gens aient préféré, par exemple, qu'Hydro-Québec privilégie encore davantage les économies d'énergie ou les importations pour pallier ses besoins.

Sans que cette enquête ne devienne un examen systématique des alternatives à la production privée, la Commission a jugé nécessaire de s'assurer qu'Hydro-Québec avait considéré d'autres avenues avant de porter son choix sur la production privée, toujours pour s'assurer du caractère raisonnable de la démarche et de son aboutissement.

---

57. Voir Partie VI.

4.4.2 LES IMPORTATIONS

Les postes redresseurs aux interconnexions du réseau d'Hydro-Québec lui accordent une certaine capacité d'importation.

Par contre, ces mêmes interconnexions sont utilisées pour les exportations limitant ainsi la capacité d'importation à quelque 10 TWh ou 15 TWh.

Hydro-Québec ne pouvait évidemment mettre fin à ses contrats d'exportation en vigueur de sorte que la limite à l'importation ne pouvait être haussée :

> *«R* ***Si, pour les années futures, on comptait sur les achats des réseaux voisins, et puis qu'on ait de nouvelles situations de faible hydraulicité ou de réserve énergétique critique, cette énergie-là ne serait plus disponible pour qu'on puisse l'utiliser pour ces fins-là, alors, on pouvait pas compter deux fois sur la même chose, en planification.***
>
> *Q* ***Oui, mais...***
>
> *R* ***Peut-être qu'il faudrait se remettre aussi dans le contexte de l'époque où on était en négociation avec les réseaux voisins et plus que négociations, il y avait des contrats signés pour des exportations de quantités significatives d'énergie.*** *Alors, que comme je l'ai déjà mentionné, pour le plan quatre-vingt-dix (90) qu'on voyait, c'était un besoin d'environ 23 TWh de quatre-vingt-onze (91) à deux mille (2000) comme besoins globaux de production privée.*
>
> ***Alors, à ce moment-là c'est... ç'aurait été une drôle de situation où en même temps on essaie d'exporter, on signe des contrats à l'exportation, et qui sont valides, puis qu'on dise : bien on va tous les racheter tout de suite! »***
>
> (M. Michel Ledoux, transcription de la séance du 22 février 1996, p. 109-110)

Ainsi, non seulement les exportations limitaient-elles la possibilité d'avoir recours aux importations, mais encore, l'on voulait se garder une marge de manoeuvre, par le biais des importations, pour assurer la réserve énergétique requise, ce qui excluait l'utilisation, en même temps, de l'importation pour des besoins de base.

En conséquence, la décision d'importer quelques TWh supplémentaires aurait mis en péril la réserve énergétique, et la Commission croit que la population québécoise n'était pas prête à accepter que des pannes de courant surviennent parce qu'Hydro-Québec aurait pris le pari que la réserve n'était pas nécessaire.

De toute façon, cette réserve énergétique avait fait l'objet de nombreux échanges avec le MER et avait été acceptée par les deux parties qui voulaient d'abord et avant tout assurer un service fiable à leur clientèle.

Le rehaussement de la réserve énergétique, qui fut instaurée à la suite, notamment, de nombreuses pannes qui ont ébranlé la confiance de la population envers la société d'État, a pour conséquence qu'en période d'hydraulicité moyenne, Hydro-Québec se retrouve avec un excédent d'au moins 4 TWh/an par rapport à la demande réelle. Donc, cette réserve, qui a pour but d'assurer la fiabilité du réseau, a aussi pour conséquence de créer un surplus en situation d'hydraulicité moyenne. Dans ces circonstances, un tel surplus est acceptable.

4.4.3 LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Aurait-on pu augmenter et atteindre des objectifs plus audacieux en économie d'énergie plutôt que d'opter pour la production privée?

La demande d'électricité québécoise n'a jamais cessé de croître d'une année à l'autre, quoique le pourcentage d'accroissement ait pu varier selon la démographie, l'activité économique et l'évolution de la technologie industrielle. Hydro-Québec doit être prête en tout temps à répondre à cette demande.

La construction de grands ouvrages est possiblement le moyen de production qui vient rapidement à l'esprit pour faire face à la demande, mais ce n'est pas le seul et, dans certaines circonstances, ce n'est pas le plus économique. Aussi, il se peut que la nouvelle demande d'électricité puisse être satisfaite par le biais d'une meilleure gestion de cette demande, ce qui devrait avoir pour effet de la réduire sans diminuer la qualité du service.

Hydro-Québec a identifié divers moyens pour assurer un équilibre entre l'offre et la demande et les a hiérarchisés selon l'ordre établi ainsi :

- l'amélioration du réseau existant;
- l'efficacité énergétique;
- l'hydroélectricité, comme source d'énergie renouvelable reconnue comme la filière préférable pour ses avantages économiques et environnementaux;
- la cogénération à cycle combiné intégrée à des procédés industriels, dans la mesure où les prévisions de l'accroissement de la demande indiquent un besoin qui ne pourrait être satisfait autrement;
- les centrales thermiques comme source d'énergie d'appoint.

❑ **La notion d'efficacité énergétique**

Pour Hydro-Québec, la notion d'efficacité énergétique prévoit la fourniture d'un service d'énergie électrique à un client, à un coût moindre qu'auparavant, sans qu'il n'y ait de perte de confort ou de qualité appréciable pour le client. Cette notion est plus rigoureuse et plus large que celle de la simple notion d'économie d'énergie. Ainsi, diminuer ou éliminer l'éclairage public durant certaines heures de la nuit, ou inciter les clients à baisser le niveau de leur chauffage, ne sont pas des exemples d'actions envisagées par Hydro-Québec comme faisant partie de son concept d'efficacité énergétique, du fait que le service au client peut s'en trouver déprécié.

Dans ce contexte, l'efficacité énergétique ne se situe pas du côté de la production, du transport ou de la distribution d'électricité, mais plutôt du côté de l'utilisation par le client.

Pour Hydro-Québec, l'efficacité énergétique comprend trois volets : (P-210, p.1) une utilisation efficace de la bonne source d'énergie, soit celle identifiée comme étant la moins chère pour le client; une gestion de l'énergie qui implique son utilisation au meilleur moment; et l'économie d'énergie par une consommation moindre.

Les mesures d'efficacité énergétique peuvent amener dans certains cas une consommation accrue d'électricité au détriment d'autres formes d'énergie qui sont jugées moins efficaces ou qui procurent moins de confort pour le client.

- **L'utilisation efficace de l'énergie**

Une utilisation efficace de l'énergie peut être atteinte en ayant recours à des procédés électrotechniques performants pour lesquels il existe une alternative, généralement quant au combustible.

L'énergie excédentaire représente un autre volet de l'efficacité énergétique au bénéfice du client. Le coût à court terme des surplus d'électricité est souvent presque nul pour Hydro-Québec du fait qu'il s'agit d'un bien qui est déjà produit. Ceci lui permet de l'offrir à bon prix à ses clients pour des usages où il y a des substitutions existantes - à l'instar de ses concurrents lorsque ces derniers connaissent eux aussi des surplus.

Sous le volet de l'efficacité énergétique on retrouve aussi le programme de maintien de la charge par des modalités d'aide à des clients entreprises en difficultés financières. Il s'agit de clients qu'Hydro-Québec alimente déjà et pour lesquels l'ensemble des coûts de production, de transport et de distribution ont été consentis.

- **La gestion de l'énergie**

Les programmes de gestion d'énergie visent à inciter les clients à consommer moins d'électricité aux heures de pointe en contrepartie de tarifs moins élevés.

Le recours à une autre forme d'énergie en période de pointe, d'où la bi-énergie, en est un exemple. Le secteur résidentiel utilisera le mazout ou le gaz naturel en période de très basses températures extérieures; le commercial, l'institutionnel et l'industriel en feront autant pendant les heures de pointe d'Hydro-Québec.

Un autre exemple de gestion d'énergie consiste à offrir de la puissance à des très grands clients industriels, laquelle peut être interrompue au moment de la pointe, au gré d'Hydro-Québec et selon des dispositions contractuelles.

Il y a aussi la tarification différenciée dans le temps, offerte aux marchés de masse, qui prévoit des taux plus élevés à certaines périodes de grande demande et des taux inférieurs aux taux réguliers en d'autres temps. Ce type de programme est au stade expérimental chez Hydro-Québec et les taux de participation en Amérique du Nord sont relativement faibles : de 1 à 3 % de la clientèle.

- **Les économies d'énergie**

L'intervention d'Hydro-Québec en matière d'efficacité énergétique dans les cinq dernières années a été orientée vers le volet de l'économie d'énergie, alors que précédemment elle visait les deux autres volets.

De dix à quinze programmes furent mis sur pied, (P-209, p. 3, 4) dont des analyses énergétiques et l'installation d'articles économiseurs chez les clients. Un programme visant un éclairage plus efficace est offert aux clients commerciaux.

- **Les critères de choix**

Deux gammes de critères sont à la base des choix qu'Hydro-Québec exerce pour déterminer les efforts à faire auprès des clients pour améliorer l'efficacité énergétique : les critères économiques liés à la notion de l'équilibre énergétique à Hydro-Québec, et les critères de marché.

Les critères économiques sont les suivants : (P-210, p. 2)

- le coût total des ressources requises pour les programmes d'efficacité énergétique, autant pour Hydro-Québec que pour le client, doit se situer en-deçà du coût évité par le report d'équipements. Ce premier test vise à déterminer pour l'ensemble des intervenants de la société ce qui coûte le moins cher entre produire de l'électricité pour alimenter un client ou se procurer cette électricité en l'économisant;

- la rentabilité pour le client, c'est-à-dire l'impact sur la facture du client qui doit se situer en-deçà de son coût pour réaliser l'économie. Ce deuxième test est centré exclusivement sur le client, qui normalement devrait consentir à investir jusqu'au montant

des économies escomptées. Dans la réalité, il ne se rendra qu'au tiers ou au quart de celles-ci vu le degré d'incertitude dans l'opération et le dérangement qu'elle peut provoquer. En général, il demandera une aide financière relativement importante pour compenser le risque qu'il perçoit;

- l'impact tarifaire, qui dicte que le coût pour Hydro-Québec doit être en-deçà du coût évité après en avoir déduit les revenus associés. Ce troisième test vise à assurer que l'impact des économies d'énergie sur les tarifs ne soit pas plus grand que celui de construire des équipements.

Tout investissement en efficacité énergétique fait par Hydro-Québec, tout comme toute autre dépense, se répercute sur ses tarifs d'électricité à long terme, du moins en principe. La construction d'équipements donne lieu également à un impact tarifaire. Il s'agit donc, lorsque les circonstances permettent des choix, de déterminer la solution la plus avantageuse.

Les critères de marché, (P-210, p. 2) qui comportent des marges de subjectivité et d'incertitude beaucoup plus grandes que pour les critères précédents, sont les suivants :

- la capacité d'intervention, qui permet de connaître le potentiel d'économies d'énergie (nombre de clients multiplié par la quantité d'énergie à économiser);

- la concurrence, pour tenir compte des opportunités du marché et répondre aux initiatives des concurrents;

- les préférences des clients;

- les normes et les règlements, qui visent à favoriser les économies d'énergie et même à exiger des gestes menant à des comportements d'économies.

❑ **La rentabilité des économies d'énergie (P-210, p. 4)**

Hydro-Québec estime que les économies d'énergie pour la période de 1990 à 1995 se sont élevées à environ 1 600 GWh, soit la production d'équipements d'une puissance d'à peu près 300 MW.

(Tous les chiffres mentionnés ci-après sont actualisés pour les rendre comparables.)

Il en aurait coûté 1 217 millions $ pour produire cette énergie, soit 5,8 ¢/kWh. Les programmes qui ont permis ces économies ont coûté 296 millions $ à Hydro-Québec et 258 millions $ aux clients. Il y a donc eu des économies monétaires globales de 663 millions $.

Les clients, quant à eux, ont évité des facturations totalisant 1 159 millions $, au taux moyen de 5,5 ¢/kWh. Ils ont donc réalisé des économies monétaires de 901 millions $.

Hydro-Québec a dû, de son côté, composer avec l'impact financier de ces programmes sur ses propres opérations. D'une part, elle a évité des coûts d'équipements de 1 217 millions $ et a renoncé à des revenus associés de 987 millions $ pour un impact favorable de 230 millions $ sur ses revenus moyens. D'autre part, comme la réalisation de ces programmes lui a coûté 296 millions $, il en résulte un impact tarifaire négatif de 66 millions $ à long terme sur ses opérations, soit 0,3 ¢ du kilowattheure économisé.

C'est donc dire que pour la période de 1990 à 1995, les mesures d'économie d'énergie ont été éminemment rentables pour la clientèle, cependant qu'elles ont eu un impact tarifaire négatif de moindre importance pour la société d'État. Il en résulte que, même d'un strict point de vue financier, l'ensemble de la société québécoise en ressort clairement gagnante.

❑ **La problématique des économies d'énergie**

Il existe divers obstacles aux économies d'énergie :

- aux tarifs actuels, les clients peuvent ne pas juger que les économies potentielles en valent la peine;
- une fausse perception du coût des services subventionnés ou des services payés par des tiers;
- l'ignorance de l'existence de programmes;
- la non-disponibilité de programmes;
- le risque financier que les économies ne se réalisent pas.

L'efficacité énergétique est une préoccupation pour le producteur d'électricité, laquelle n'est pas nécessairement perçue par la clientèle. Le producteur doit en démontrer l'importance, ce qui n'est pas toujours facilement réalisable. Comment peut-on, par exemple, convaincre un client d'installer un appareil plus efficace de 150 $ à des fins d'économiser 2 ou 3 $ par mois en énergie électrique?

Ces obstacles amènent des conséquences néfastes. Il peut en résulter un marché mou où les clients refusent d'agir. Des opportunités de réaliser un potentiel d'économie à faible coût peuvent être ratées. Ajoutons que les clients s'attendent à des subventions plus importantes pour participer à des programmes mis de l'avant par le fournisseur.

- **L'équilibre énergétique et les économies d'énergie**

L'équilibre énergétique d'Hydro-Québec ayant changé au cours des dernières années du fait d'un excédent de moyens pour faire face à la demande, les coûts évités à moyen et à long terme ont chuté. Comme les interventions commerciales en mesure d'économies d'énergie sont liées à cet équilibre, elles ont dû être modulées pour s'adapter à la nouvelle situation.

En effet, en période de surplus, 1 kWh économisé chez un client, qui lui était vendu 5 ¢, devra dorénavant être vendu sur des marchés excédentaires à peut-être 2,5 ¢ ou même à 2,0 ¢. La société d'État peut donc ne pas avoir intérêt, à partir de critères purement économiques, à susciter des économies d'énergie.

Hydro-Québec poursuit les programmes en cours afin d'éviter de faire des virages trop brusques, mais elle les module à la baisse. Elle maintient par contre l'expertise en place afin de pouvoir accélérer ses interventions au besoin, les économies d'énergie demeurant toujours une option avantageuse et privilégiée dans sa recherche d'équilibre énergétique.

Hydro-Québec expérimente actuellement divers moyens de gestion d'énergie dont :

- la tarification différenciée selon la période de temps offerte aux marchés de masse, qui prévoit à certaines périodes de grande

demande des taux plus élevés que les taux réguliers et des taux inférieurs aux taux réguliers le reste du temps;

- la tarification à temps réel, s'adressant aux clients qui disposent d'autres choix que l'électricité; cette tarification annonce à l'avance le prix de l'énergie à chaque heure du jour;

- les génératrices d'urgence appartenant aux clients pouvant être mises à la disposition d'Hydro-Québec pour optimiser ses opérations.

❑ **La comptabilisation des dépenses**

L'ensemble des dépenses liées à la question de l'efficacité énergétique d'une année est amorti sur les cinq années suivantes à raison de 20 % par an et ce, même si certains programmes peuvent avoir des effets escomptés sur une plus longue période, quinze ans par exemple pour les thermostats électroniques.

❑ **CONSTAT**

Les mesures d'économies d'énergie sont bénéfiques pour l'ensemble de la société. Elle ne devrait en tirer que des avantages. Ainsi, à titre d'exemple, on peut retarder l'aménagement de certaines rivières et les garder disponibles pour les générations futures. Comme corollaire, on peut réduire l'appel à la production privée.

Par contre, surtout en période de surplus importants d'énergie, il se peut qu'Hydro-Québec n'en sorte pas favorisée pour autant sur le plan économique et qu'il y ait des conséquences négatives sur le dividende à verser au gouvernement.

Ainsi, la mise en oeuvre des mesures d'économies d'énergie en tout temps peut devenir un choix de société. Cependant, on doit évaluer la préférence à accorder aux mesures d'économies comparativement aux divers moyens de production, comme la production privée, par une analyse des coûts et des impacts financiers, environnementaux et sociaux, etc.

Selon la Commission, Hydro uébec a tenté, dans la mesure du possible, de réaliser ses ambitieux programmes d'économie d'énergie. La preuve ne permet aucunement de conclure qu'elle aurait dû ou pu insister davantage sur les économies d'énergie pour ne pas avoir à faire appel à la production privée. Comme on l'a vu, elle a mis en place plusieurs programmes et a vraiment tenté d'atteindre ses objectifs.

Le prix de vente peu élevé de l'électricité au Québec est l'un des facteurs susceptible d'expliquer les difficultés à atteindre les objectifs qu'Hydro-Québec s'était fixés. Rien ne permet de conclure qu'elle n'y aurait pas mis les efforts suffisants.

Partie V

L'OPPORTUNITÉ ÉCONOMIQUE

Le tarif offert aux promoteurs était-il approprié et acceptable eu égard aux objectifs poursuivis? En d'autres mots, le prix offert et le cas échéant payé par Hydro-Québec aux producteurs privés a-t-il constitué un coût préjudiciable à sa santé financière ou encore a-t-il mené ou pourrait-il mener les producteurs privés à bénéficier de profits anormalement élevés? Voilà les questions qui constituent, en substance, le sujet de cette partie du rapport.

L'on y examinera d'abord les composantes du tarif et le principe de la neutralité tarifaire. L'on verra ensuite l'ampleur et la nature des retombées économiques générées par les petites centrales hydroélectriques, l'impact financier de la production privée sur Hydro-Québec et enfin la rentabilité des petites centrales pour les producteurs privés.

5.1 LES COMPOSANTES DU TARIF

Hydro-Québec, compte tenu de son monopole et de son statut de société d'État responsable de la gestion d'un service public, doit chercher, dans son exercice de planification, à minimiser ses coûts de production plutôt qu'à maximiser ses profits.

Les décisions de planification se prendront non tant sur la base des coûts moyens comptables (coûts de fourniture) qui reflètent le coût des décisions passées, mais plutôt sur la base des coûts économiques qui réfèrent aux coûts à encourir dans l'avenir.

C'est dans ce contexte qu'il faudra analyser les concepts sous-jacents à la tarification offerte aux producteurs privés, à savoir les coûts marginaux de production et de transport (les coûts marginaux), les coûts économiques de fourniture et les coûts évités.

5.1.1 LES COÛTS MARGINAUX

Les coûts marginaux représentent le coût actualisé du devancement ou du report d'un équipement pour fournir le service d'un kWh additionnel d'énergie ou d'un kW additionnel de puissance. Il y aura par conséquent un coût marginal de puissance et un coût marginal d'énergie.

Les coûts marginaux reflètent donc pour Hydro-Québec les coûts directs et indirects associés à la réalisation d'un projet permettant de répondre à un accroissement de la demande ou de gérer une diminution de la demande d'électricité dans les années futures, à partir d'une situation d'équilibre.

Ils supposent que l'exercice de planification ait été réalisé puisqu'ils se fondent sur les meilleures solutions identifiées par le planificateur.

5.1.1.1 LA MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES COÛTS MARGINAUX

Puisque l'exercice se fonde sur les meilleures solutions identifiées par la planification, il faudra d'abord identifier la ou les centrales dont la construction est planifiée et qui serviront de référence à l'établissement des coûts marginaux. Il ne pourra s'agir que d'équipements planifiés et non engagés puisque ceux-ci ne présenteraient pas la flexibilité nécessaire permettant de les devancer ou de les retarder. Par conséquent, le processus intellectuel menant à l'identification de la ou des centrales de référence fait intervenir une part d'évaluation : le calcul des coûts marginaux ne relève donc pas exclusivement d'un exercice mathématique.

Lorsqu'Hydro-Québec a établi les coûts marginaux en 1987, l'on s'est basé sur le plan de développement et les prévisions de l'époque pour constater qu'en énergie, l'on prévoyait des surplus jusqu'à 1995. Par voie de conséquence, le coût marginal pour produire un kWh supplémentaire jusqu'en 1995 était constitué de la valeur

économique de l'énergie à court terme ou du coût marginal de l'énergie du prochain équipement de production, en l'occurrence LG-1 qui devait entrer en service en 1995. Pour les années 1996 et 1997, l'on utiliserait La Grande Phase II, soit Brisay et LA-1. À compter de 1998, c'est la centrale de Grande Baleine et, plus tard, de NBR qui seraient les projets de référence.

L'exercice est semblable pour établir le coût marginal en puissance. De 1987 à 1991, on considérait la centrale Manic 5 P.A. (puissance additionnelle), de 1992 à 1995, la centrale LG-2A (centrale de suréquipement) et au-delà de 1995, l'on utiliserait le coût générique d'un suréquipement, c'est-à-dire le coût moyen d'un ensemble de suréquipements.

5.1.1.2 LES COÛTS INTÉGRÉS AUX COÛTS MARGINAUX

Le calcul des coûts marginaux tient compte des éléments anticipés suivants :

— les investissements requis pour la construction des équipements de production et de transport jusqu'à Montréal;

— les coûts de télécommunication associés à la mise en service d'une centrale et de ses lignes de transport tenant compte, notamment, de l'informatisation des centrales et de la nécessité de transmettre des données, en temps réel, au centre de conduite du réseau;

— les pertes de puissance et d'énergie lors du transport de l'électricité : puisque les centrales de référence sont éloignées des centres de consommation, il y a une réduction de la quantité livrée par rapport à la quantité produite due aux pertes encourues lors du transport;

— le coût de la réserve requise en puissance et en énergie associée aux centrales de référence;

— la taxe sur le capital;

— les frais d'exploitation et d'entretien des centrales de référence;

— les frais généraux du siège social.

Lorsque ces coûts sont établis, il y a lieu de calculer le coût de devancement des centrales de référence qui résulte de la comparaison entre les dépenses inhérentes au devancement d'une mise en service, pour satisfaire une demande plus forte, par rapport aux dépenses requises pour une mise en service à la date prévue ou même par rapport aux dépenses inhérentes au report d'une mise en service dans l'hypothèse d'une demande plus faible.

Un devancement permet d'économiser l'inflation; en contrepartie, Hydro-Québec devra assumer plus rapidement des frais d'intérêts sur le capital ainsi que des frais d'exploitation et ce, pendant la période de devancement. Or, comme les taux d'intérêts sont plus élevés que l'inflation, il en résulte que le devancement d'une centrale implique un coût supplémentaire pour la société d'État, alors qu'un report peut être avantageux.

5.1.1.3 DEUX COÛTS MARGINAUX

Le coût marginal en puissance est obtenu en divisant le coût de l'équipement de référence par la puissance qu'il permet de produire alors que le coût marginal en énergie est obtenu à partir des coûts totaux d'investissement et d'exploitation de la centrale de base desquels on retranche la valeur de sa contribution en puissance.

L'on peut obtenir un coût marginal global en combinant ces deux coûts marginaux par le biais du facteur d'utilisation (F.U.) de la centrale. Le F.U. désigne la durée pendant laquelle une centrale produit la quantité de puissance qu'elle est en mesure de produire; il illustre donc le rapport entre la production réelle d'une centrale et sa capacité nominale de production et s'exprime en %.

5.1.1.4 LES PERTES ASSOCIÉES AU TRANSPORT

Les coûts marginaux de production et de transport étaient calculés au niveau d'un transport à haute tension. Or, la production de la majorité des centrales privées était plutôt livrée en moyenne tension, ce qui faisait éviter des pertes et permettait à Hydro-Québec d'économiser la transformation de l'électricité de la haute à la moyenne tension. L'on considérait, pour cette raison, que la production privee justifiait une prime de _ % à cause des économies réalisées par Hydro-Québec.

5.1.1.5 DOMAINES APPLICABLES

Les coûts marginaux s'appliquaient à divers domaines d'activités d'Hydro-Québec dont la production privée et les économies d'énergie.

5.1.2 LES COÛTS ÉCONOMIQUES DE FOURNITURE

En 1989, Hydro-Québec a raffiné sa méthode de calcul en introduisant le concept des coûts économiques de fourniture qui présentaient une vision plus complète de la situation et permettaient une meilleure comparaison de la valeur des services rendus par les diverses sources d'approvisionnement ou de fourniture.

Les coûts économiques de fourniture étaient basés sur le calcul des coûts marginaux tout en apportant les modifications suivantes, favorisant une meilleure évaluation du produit :

— inclusion d'une provision pour la taxe sur les revenus bruts qu'Hydro-Québec devait payer;

— évaluation des coûts de l'électricité fournie selon trois périodes de livraison : la période de pointe (300 heures annuellement), la période intermédiaire (1 200 heures) et la période hors pointe (le reste de l'année);

— évaluation des coûts en fonction du niveau de tension de l'alimentation en ajoutant le coût des équipements de répartition et de distribution ainsi que les pertes d'électricité appropriées.

5.1.3 LES COÛTS ÉVITÉS

L'expression dite *coûts évités* réfère à une notion économique qui vise à estimer la valeur d'un moyen ou d'une ressource en calculant les coûts que son utilisation permet d'éviter. Autrement dit, l'on cherchait, par cette approche, à évaluer le coût, pour Hydro-Québec, de produire une quantité déterminée d'électricité afin d'établir un prix équivalent à ce coût, prix qu'elle paierait pour l'achat d'une production correspondante.

Cette approche est à la base du principe de la neutralité tarifaire de la politique d'achat qui voulait qu'Hydro-Québec ne débourse ni plus ni moins, en achetant la production privée, que ce qu'il lui en aurait coûté pour produire cette même quantité d'électricité.

C'est donc à partir des coûts marginaux et ensuite des coûts économiques de fourniture que furent calculés les coûts évités.

Ajoutons que les coûts évités cherchent à évaluer le coût qu'une nouvelle ressource permet d'éviter et ne se limitent pas à calculer le coût marginal de production d'un kWh additionnel.

L'on doit donc prendre en considération, outre les coûts marginaux et les coûts économiques de fourniture, les caractéristiques propres de la nouvelle ressource, dont le service qu'elle peut fournir en énergie, celui qu'elle peut fournir en puissance, la date de mise en service, la période de production, le F.U., etc.

En conséquence, deux nouvelles ressources qui fournissent un service de qualité différente se verront attribuer des coûts évités différents et l'inverse est aussi vrai.

5.1.4 L'ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES

C'est à partir des coûts marginaux et des coûts évités de même que, à compter de 1990, des coûts économiques de fourniture que furent établies les grilles tarifaires offertes aux producteurs privés d'électricité.

5.1.4.1 LES ANNÉES 1987 ET 1988

Ce sont les coûts marginaux de 1987 qui furent à la base de la grille tarifaire adoptée le 18 novembre 1987.

Par ailleurs, les coûts marginaux de 1988 connurent une augmentation de 2 % par rapport à ceux de l'année précédente et les coûts évités par la production privée ont augmenté tout autant; une grille tarifaire fut adoptée le 28 septembre 1988.

5.1.4.2 LES ANNÉES 1989 ET 1990

❑ **L'année 1989**

En 1989, la centrale de référence à la marge en énergie serait, jusqu'à 1998, Grande Baleine, remplaçant les centrales de La Grande Phase II, qui ne pouvaient être devancées et dont le coût était moindre.

Le coût plus élevé de Grande Baleine entraîna donc une hausse des coûts évités de l'ordre de 10 %.

Par ailleurs, Grande Baleine n'aurait pu être devancée avant 1997, mais, comme cette centrale devait s'accompagner d'une réserve énergétique importante, on considérait qu'elle aurait pu, grâce à la gestion des réservoirs, alimenter une augmentation de la demande à compter de 1994. La période antérieure était plus problématique :

> *« R Cependant plus que l'on se rapprochait de mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990), plus ce raisonnement-là devenait ténu ou acrobatique, mais il reste qu'entre mil neuf cent quatre-vingt-quatorze (1994) et mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998), c'était clairement la centrale marginale et un peu par défaut, par extension, on l'a étendue jusqu'à mil neuf cent quatre-vingt-neuf (1989). »*
> (M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 5 mars 1996, p. 152)

Soulignons qu'aucune grille tarifaire ne fut adoptée en 1989, mais que ce sont les coûts marginaux de cette année qui furent à la base des grilles tarifaires adoptées le 11 avril 1990; ce sont ces grilles qui ont constitué le tarif du volet A de l'APR-91.

❑ **L'année 1990**

La recommandation de la vice-présidence Planification et Administration commerciales adressée au conseil d'administration le 27 mars 1990 indiquait que :

« Les tarifs d'achat d'électricité auprès des producteurs indépendants n'ont pas été approuvés durant l'année 1989 car il avait été décidé d'y inclure une revalorisation afin de prendre en compte les conséquences

de la faible hydraulicité, de l'augmentation des besoins québécois et de la ***rentabilité de la production combinée.*** » (P-3a, p. 200 *)*

Le 11 avril 1990, le conseil d'administration adoptait deux grilles tarifaires, l'une s'appliquant aux livraisons en haute tension, l'autre aux livraisons en moyenne tension.

Basées sur les coûts marginaux de 1989, les grilles de 1990 s'avérèrent inférieures aux coûts évités réels de la société d'État.

En novembre 1990 les coûts de Grande Baleine étaient revus à la hausse et les paramètres économiques entraînaient une hausse des coûts économiques de fourniture et des coûts évités; ceux-ci serviront de base au volet B de l'APR, volet par ailleurs, rappelons-le, en vertu duquel aucun projet ne fut accepté.

Pendant qu'Hydro-Québec préparait l'APR, elle déposa un Plan de développement qui faisait état d'une situation critique : les projets hydroélectriques ne pouvaient être devancés davantage et il ne restait que très peu d'options à envisager. Hydro-Québec tenta de fonder ses coûts marginaux sur le coût des moyens exceptionnels envisagés, dont celui d'utiliser la centrale de Tracy. Ces calculs donnaient des estimations très élevées. L'ultime option résidait dans la construction d'une centrale thermique à cycle combiné. Mais Hydro-Québec était réticente à y voir une alternative réaliste :

« Évidemment, il y avait ***une option qui était théoriquement possible,*** *c'était celle de construire un cycle combiné au gaz naturel, probablement.*

Cette hypothèse-là était, selon nos estimations, relativement coûteuse *en plus* ***qu'elle ne nous apparaissait pas nécessairement tellement réaliste*** *en ce sens que l'idée de se lancer dans la construction d'un cycle combiné alors qu'il y avait des projets renouvelables, et caetera, enfin la cogénération par exemple et* ***les projets d'énergie renouvelable semblaient une solution énergétique supérieure à celle de la construction d'un cycle combiné, de même que l'efficacité énergétique. »***

(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 5 mars 1996, p. 156)

- **Les primes de revalorisation et le projet de Kruger**

Lors de la mise à jour préliminaire du scénario moyen le 28 juin 1989, Hydro-Québec examinait, parmi les sources additionnelles de production, le potentiel de la cogénération.

À cette date, la grille tarifaire en vigueur était celle adoptée le 28 septembre 1988. Toutefois, la faible hydraulicité et le bas niveau des réservoirs laissaient entrevoir, notamment, la possibilité d'avoir recours à des mesures exceptionnelles telles l'utilisation de la centrale thermique de Tracy à titre de centrale de base. La situation s'annonçait difficile pour toute la période 1990 à 1995.

La situation était également problématique en puissance pour la période 1990 à 1993.

Hydro-Québec envisageait donc de recourir à des sources alternatives de production pour satisfaire ses besoins pressants.

C'est également au cours de l'année 1989 que le MER s'est intéressé particulièrement à la cogénération et s'inquiétait de l'éventualité d'une demande grandissante.

Pendant ce temps, la compagnie Kruger de Trois-Rivières voulait agrandir son usine et installer de nouveaux appareils. Ce nouvel équipement requerrait cependant une production supplémentaire de vapeur. C'est donc aux fins de cette production supplémentaire que Kruger manifesta son intention d'implanter des équipements de cogénération vapeur-électricité fonctionnant au gaz naturel.

Elle jouera un rôle de baromètre quant à la rentabilité d'un projet de cogénération. Un document ministériel de mai 1989 faisait état d'une évaluation du prix de revient de la production par cogénération pour Kruger, effectuée par Hydro-Québec et Gaz Métropolitain, dans l'optique d'obtenir un rendement de 20 %. On indiquait que l'évaluation des coûts évités par la cogénération représentait la tarification des petites centrales; le tarif serait donc de 3,90 ¢/kWh pour un contrat de quinze ans avec un facteur d'utilisation de 80 % pour une mise en service en 1990.

Ce tarif représentait le coût évité à long terme d'Hydro-Québec. Mais le MER avança une alternative qui serait une évaluation de court terme applicable à la cogénération.

Le 8 septembre 1989, M. Gilles Côté, attaché commercial chez Hydro-Québec, rencontra les représentants de la compagnie Kruger. Hydro-Québec fit une offre verbale et soumit un projet de lettre d'intention.

L'offre contenait une proposition d'aide financière. Dans sa lettre du 11 septembre 1989, M. Côté précisait les paramètres de cette offre comme devant être *« équivalente à 15,8 % des coûts d'investissement du système de cogénération utilisant une turbine à gaz d'une capacité nominale de 40 MW. »*, ajoutant que *« la valeur de l'aide financière exprimée en dollars de 1991 ne devra pas excéder un montant de 6 400 000 $. »* (P-1084)

Finalement la lettre d'intention signée par Hydro-Québec et Kruger a prévu une aide financière de 5 900 000 $ pour un projet d'une puissance contractuelle de 60 000 kW, c'est-à-dire 98 $ le kilowatt. (P-1085a)

Parallèlement, les fonctionnaires du MER travaillant sur le dossier de la cogénération suggéraient une bonification de la grille tarifaire qui, telle que conçue par Hydro-Québec, constituait, selon eux, un obstacle au développement de la cogénération.

Cette suggestion supposait l'application d'une prime pour activer la mise en service de projets dans un court terme. En effet, les cogénérateurs auraient fait savoir aux différents intervenants que la volatilité des prix du gaz les mettait en situation de dépendance et affectait la stabilité financière de leurs projets. En outre, la viabilité même de leurs projets dépendait de la période de retour des investissements. (P-223)

En date du 25 septembre 1989, dans le cadre des discussions que le MER entretenait avec Hydro-Québec, celle-ci était informée du point de vue ministériel.

À la fin de 1989, M. Pierre Cormier, c[illegible]eiller à la direction de la Planification stratégique d'Hydro-Québec, était avisé de la situation critique à laquelle devrait faire face la société d'État à très court terme; cette situation était au coeur de ses préoccupations.

Le 24 janvier 1990, il procéda à une réévaluation des coûts économiques de fourniture :

« Le contexte énergétique actuel force Hydro-Québec à recourir à des moyens exceptionnels en 1990 et une probabilité décroissante de les utiliser dans les quelques années à venir. ***Les coûts économiques de fourniture publiés le 18 septembre 1989 ne reflètent pas cette situation serrée dans laquelle nous sommes présentement.***

Pour mieux refléter la valeur réelle de l'électricité, ***nous suggérons d'ajouter à ces coûts économiques, les primes maximales suivantes.*** *Celles-ci son valables pour tous les niveaux de tension.*

Ces primes sont évaluées d'une façon conservatrice en tenant compte que les paramètres du plan de développement de 1990-1992 ne sont pas encore complètement arrêtés. Elles ont donc un caractère temporaire *et devront être revues d'ici quelques mois. »* (P-3a, p 210-211)

Il établit qu'Hydro-Québec devrait payer des primes en énergie jusqu'à 1997 alors que les primes en puissance tiendraient compte des probabilités de ne pouvoir faire appel à des moyens additionnels de puissance jusqu'en 1993. C'est pourquoi il s'agissait de primes décroissantes puisqu'il était possible pour Hydro-Québec de mettre en service, par la suite, de nouveaux équipements de production. Ces primes s'ajoutaient aux coûts économiques de fourniture afin que ceux-ci soient représentatifs, notamment, des coûts d'une exploitation probable de la centrale de Tracy.

Ces primes étaient applicables à tous les types de projets que ce soit la production privée ou l'efficacité énergétique.

Selon M. Cormier, la persistance des fonctionnaires du MER, au cours de l'été et de l'automne 1990, à considérer que la grille tarifaire d'Hydro-Québec était insuffisante pour inciter l'industrie à recourir à la cogénération avait deux causes : d'une part, ils considéraient la problématique au-delà du court terme et d'autre part ils ne savaient pas comment les primes avaient été calculées.

- **Grande Baleine : une idée plus qu'une option**

Selon Hydro-Québec l'avantage de prendre Grande Baleine comme référence pour le calcul des coûts marginaux de 1990 consistait à donner un signal de prix indiquant la rareté des ressources mais évitant, par ailleurs, de baser le calcul des coûts marginaux sur les coûts beaucoup plus élevés d'une centrale à cycle combiné. De

plus, l'utilisation des coûts d'une centrale à cycle combiné comme base de calcul aurait rendu Hydro-Québec vulnérable dans ses négociations :

« Il a été jugé que c'était un signal de prix suffisant, il était préférable de prendre ça plutôt que le coût d'un cycle combiné qui nous rendait vulnérable, c'était comme dire ouvertement qu'on n'avait plus d'option. »
(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 5 mars 1996, p. 159)

Par contre, il était évident que Grande Baleine n'était pas une alternative réaliste puisque la centrale ne pourrait être mise en service suffisamment rapidement pour satisfaire les besoins urgents. La seule alternative véritable, à tout le moins en théorie, était donc une centrale à cycle combiné.

Or, l'utilisation d'une centrale à cycle combiné comme base de calcul donnait un coût évité de l'ordre de 5,6 ¢/kWh. En conséquence, la production privée avait une valeur supérieure au coût évité fixé par Hydro-Québec, ce qui a mené M. Léveillé à qualifier la situation de décembre 1990 de *paradoxale* pour les raisons suivantes :

« Q ***Donc est-ce que la production privée valait plus que le coût évité, si je comprends bien?***

R ***Exactement. Exactement ça. Notre estimation des coûts évités, qu'est-ce que vous voulez, on était dans la situation paradoxale où est-ce qu'on utilisait une méthodologie de coûts évités puis on n'en avait pas d'option pendant plusieurs années.***

C'est ça qu'est le paradoxe que j'ai essayé de vous faire saisir, qu'en mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990) on aurait peut-être pu mettre, bon, on va mettre les coûts évités d'un cycle combiné mais, écoutez, il fallait avoir le sens de protéger les intérêts de notre clientèle, c'était se rendre vulnérable à n'importe quoi, on regardait ce qui se passait ailleurs aux États-unis, on sentait qu'on serait aspiré vers des tarifs du genre à six cents (6 ¢) U.S. Monsieur le Président.
[...]
Alors les gens ont fait preuve de prudence et de retenue en se disant : bien écoutez, si le tarif qu'on offre n'est pas suffisant, il ne sera jamais trop tard pour le bonifier. Mais l'inverse n'était peut-être pas évident. Mais l'indicateur que nous avons choisi,

il s'est avéré que les chiffres en font que c'est une option extrêmement intéressante mais qui n'existe pas, que voulez-vous? Alors on est dans ce paradoxe que nous étions dans une méthodologie de coûts évités qui pouvait être suivie en mil neuf cent quatre-vingt-sept (1987), mil neuf cent quatre-vingt-huit (1988) et mil neuf cent quatre-vingt-neuf (1989).

Et en mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990), lorsque notre planification montrait que nous n'avions pas d'option, ou bien on se lançait dans un cycle combiné en avant-projet ou bien on faisait ce que nous avons fait. Que voulez-vous? »
(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 6 mars 1996, p. 44-45)

Selon Hydro-Québec, il est peu opportun, d'une façon générale, de construire une centrale pour ne l'exploiter que pendant cinq ou six années et l'abandonner ensuite. Il n'était donc pas envisageable pour Hydro-Québec, en 1990, de payer le vrai coût évité, basé sur une centrale à cycle combiné et donc plus élevé, pendant cinq ou six ans, en attendant la mise en service d'un nouveau projet.

❑ **Le rejet de l'option d'une centrale à cycle combiné**

Une centrale à cycle combiné était une option toujours possible puisqu'il était encore temps pour Hydro-Québec de lancer un avant-projet. Mais l'option fut rejetée dès 1990 :

« Q *Ici je vous arrête et si je me souviens bien, vous avez bien dit la semaine dernière, que le cycle combiné avait été écarté comme solution en mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990)?*

R *Au cours de cette période-là, en mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990), mil neuf cent quatre-vingt-onze (1991),* ***ça ne semblait pas approprié de dépenser de l'argent pour se lancer dans une étude d'avant-projet alors qu'on avait quand même des doutes quant à l'acceptabilité de cette solution-là.***

Q ***Qu'est-ce que vous entendez par acceptabilité?***

R ***Les solutions thermiques au Québec n'ont jamais rencontré de support tellement grand, ç'aurait été une première,*** *et cette perception des choses-là que le renouvelable ou les solutions thermiques les plus douces étaient préférées par rapport à des solutions thermiques un peu plus classiques, c'est une chose qui s'est toujours vérifiée par la suite, cette perception-là que nous avions.*

Dans nos processus de consultation publique, on nous a toujours dit : oui c'est une bonne chose de privilégier les solutions

> *renouvelables ou si vous devez aller à du thermique, au moins prenez celles qui sont les plus efficaces du point de vue énergétique, alors c'est une perception que nous avions et je crois qu'elle était fondée, qu'elle était fort juste parce que dans l'avenir, nous allions voir que notre jugement était bon ici, il était parfait,* ***en ce sens que les gens étaient prêts à faire beaucoup pour ne pas avoir du thermique pur et classique.*** *»*
> (M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 14 mars 1996, p. 19-20)

L'on décida donc, à partir de ce rejet de l'option d'une centrale à cycle combiné, malgré qu'il s'agissait de la seule réelle alternative, de fonder les coûts marginaux, et donc les coûts évités, sur le projet de Grande Baleine, tout en ajoutant qu'il ne serait jamais trop tard pour les réviser à la hausse.

Les coûts de Grande Baleine de même que les coûts économiques de fourniture furent revus à la hausse en novembre 1990; ils servirent par la suite de base au volet B de l'APR.

5.1.4.3 L'ANNÉE 1991 ET LES GRILLES TARIFAIRES DE L'APR

En 1991, la valeur de l'électricité à long terme se rapprochait toujours du projet de Grande Baleine. C'est la raison pour laquelle, pour plus de simplicité, Hydro-Québec disait que cette centrale était le projet de référence. En réalité, l'on s'appuyait sur un ensemble de paramètres et l'on a, par la suite, validé le choix de Grande Baleine.

Tel que mentionné précédemment, le volet A de l'APR était basé sur la grille tarifaire de 1990, elle-même fondée sur les coûts économiques de fourniture de 1989 auxquels avaient été ajoutés des primes de valorisation.

Le volet A était de 5 % inférieur au volet B et Hydro-Québec désirait, pour cette raison, accorder une priorité aux projets soumis selon le volet A. Elle croyait, à la lumière de sa connaissance du marché, être en mesure de réaliser environ 400 MW au tarif de la grille de 1990 à la condition toutefois d'accorder certains assouplissements. C'est ainsi qu'Hydro-Québec, sur la base d'un taux d'inflation annuel anticipé de 4,5 %, accepta d'accorder une indexation annuelle minimale de 3 %, alors que le plafond était déjà

établi à 6 %. Les producteurs pourraient également obtenir des paiements anticipés, à la condition toutefois que des paiements subséquents soient rajustés par voie de conséquence pour respecter la neutralité de l'exercice.

Même si l'on espérait atteindre un objectif de 400 MW sous le volet A, l'on n'y croyait pas véritablement. C'est donc avec surprise qu'Hydro-Québec a constaté que la presque totalité des offres furent présentées sous le volet A; d'ailleurs, aucun projet ne fut accepté sous le volet B.

En décembre 1991, les coûts du projet de Grande Baleine, légèrement à la hausse, ont servi à valider le volet A.

5.1.5 SEPTEMBRE 1992 : LE VICE CACHÉ DES COÛTS ÉVITÉS

5.1.5.1 GRANDE BALEINE PROVOQUE UNE BAISSE DE 15 % DES COÛTS ÉVITÉS

Une nouvelle évaluation des paramètres économiques et une révision à la baisse des coûts du projet de Grande Baleine, qui servait toujours d'indicateur, entraîna, en septembre 1992, une baisse des coûts évités de l'ordre de 15 % par rapport au volet A de l'APR. Notons que les coûts de Grande Baleine étaient en baisse surtout à cause de la possibilité de construire la centrale sans l'ajout d'une ligne de transport supplémentaire.

En comparaison, le tarif du volet A, pour livraison à haute tension en vertu d'un contrat débutant en 1994, était de 5,17 ¢/kWh alors que les nouveaux coûts évités établiraient un tarif à 4,51 ¢/kWh. (P-218)

La direction de la Planification présenta la situation à la haute direction de la société d'État et conclut que le maintien du principe de la neutralité tarifaire exigerait une révision à la baisse du tarif à tout le moins pour des achats excédant l'objectif de 760 MW :

« *Pour maintenir la neutralité tarifaire des achats de production indépendante il faudra réviser à la baisse le tarif des achats faits à la marge du premier bloc d'achat de 760 MW.* » (P-236)

Hydro-Québec avait donc à prendre une décision : réviserait-elle ses coûts évités et rendrait-elle publique cette révision?

M. L. veillé a témoigné devant la Commission à cet égard :

« R *J'ai mentionné hier que nous faisions un suivi annuel auprès de la haute direction, alors cette situation a été présentée lors de discussions qui ont eu lieu.*

[...]

Et il y a eu une discussion assez longu. .l y a eu des discussions là-dessus et je les résumerais à peu près comme ceci : dans des discussions comme ça, il y a plusieurs pôles, alors, qui ne sont pas nécessairement congruents. Un premier pôle bien, c'était le point de vue que des quantités importantes étaient déjà engagées en vertu du volet A ainsi que les gens pouvaient ressentir une espèce d'engagement moral d'avoir lancé un appel d'offre avec un volet A et un volet B.

L'autre pôle est tout à fait à l'opposé et d'une autre nature, je pense que ça a été le pôle vraiment déterminant. ***Si les nouvelles estimations avaient été utilisées, et c'est le raisonnement qui a été fait, il est probable que la plupart des projets de cog nération seraient disparus. Probablement plusieurs projet de production privée également.***

Les conséquences sur l'efficacité énergétique, parce qu'il ne faut jamais perdre de vue que ces coûts évités-là ne sont pas spécifiques à la production privée, et s'appliquent à un ensemble de décisions dont les programmes d'efficacité. ***Les gens anticipai un impact négatif sur le potentiel d'efficaci énergéti- q: a même temps qu'une problématique sur la neutralité t. ire à long terme des économies d'énergie si jamais cette revision-là était faite.*** *On se retrouvait un peu dans une osition qui était analogue à celle de l'année mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990), où nous n'avions pas vraiment d'option. On n'avait pas plus d'option en mil neuf cent quatre-vingt-douze (1992) qu'on en avait en mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990), nos seules options,puisque nous avions à toutes fins pratiques renoncé au cycle combiné qui n'aurait pas été une solution très avantageuse.*

On se serait retrouvé comme solution pour rencontre le scénario moyen avec la production privée à 760MWh et l'efficacité énergétique avec un objectif de 9.3TWh à l'horizon deux mil (2000). ***On se retrouvait dans une situation un peu instable, si on baisse les coûts évités qu'on perd la plupart de nos projets, no. n'avons plus de moyen.*** *Ou bien on se relance dans un projet de cycle combiné, m. ça va nous coûter beaucoup plus*

cher que les coûts évités. Ou bien, si jamais on a baissé nos prix qu'on perd nos projets, qu'on va les remonter, ce qui du point de vue commercial et rarement une réussite.

Le jugement qui a été porté était qu'il n'était pas opportun de réviser à ce stade-ci les estimations du volet A. *Et que au-delà de 760MW, on nous a demandé de faire des études supplémentaires, puisque la situation n'était peut-être pas particulièrement claire à cet égard-là. »*
(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 6 mars 1996, p. 27-29)

5.1.5.2 LA SEULE OPTION VAUT 5,6¢/kWh

- **Le contexte énergétique**

La mise en service de Grande Baleine était reportée au-delà de l'an 2000.

L'efficacité énergétique et la production privée étaient les seuls moyens qu'Hydro-Québec envisageait de façon réaliste. La baisse ou l'insuffisance conjuguée de ces deux moyens ne lui aurait laissé qu'une seule autre option, une centrale thermique, aucun autre équipement ne constituant alors une option réalisable.

Bien que théoriquement possible, cette ultime solution avait déjà été rejetée par Hydro-Québec. Les mêmes raisons pour l'écarter prévalaient en 1992. À cela s'ajoutait la perception que non seulement l'efficacité énergétique mais également la production privée risquaient de se réaliser plus tard que prévu. L'efficacité énergétique se révélait difficile à réaliser et la cogénération évoluait très lentement. Le taux de succès attribué aux projets de cogénération n'était guère encourageant.

Grande Baleine n'était donc plus représentative puisque l'adopter comme indicateur hypothéquait, selon Hydro-Québec, l'atteinte de l'équilibre énergétique. En effet, la baisse des coûts évités jetait un doute quant à la réalisation des programmes d'efficacité énergétique et des achats de production privée. De plus, les coûts de Grande Baleine étaient de beaucoup inférieurs à une centrale à cycle combiné, qui représentait le coût véritablement évité par Hydro-Québec, soit 5,6 ¢/kWh. Or, la société d'État préférait taire cette information :

> « R *À ce moment-là, on se serait retrouvé avec quelque chose du genre de cinq point six cents (5,6¢) par kilowattheure et c'était peut-être un indicateur qui était très représentatif mais on n'avait peut-être pas d'intérêt à le dire.* »
> (M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 7 mars 1996, p. 83)

L'on ne voulait donc utiliser ni les coûts révisés de Grande Baleine ni les coûts d'une centrale à cycle combiné.

5.1.5.3 FAUT-IL AJUSTER LES GRILLES TARIFAIRES?

Hydro-Québec considérait avoir toujours besoin de 760 MW en provenance de la production privée.

Par ailleurs, les prévisions permettaient d'entrevoir, selon M. Léveillé, une probabilité égale d'avènement d'un scénario mi-fort et d'un scénario mi-faible.

Devant ce constat, Hydro-Québec ne voulait pas prendre le risque de ne pas réaliser ses objectifs de production privée et d'efficacité énergétique, surtout dans l'hypothèse d'un scénario mi-fort, en réduisant ses coûts évités. De plus, cette incertitude face au scénario qui se réaliserait amena Hydro-Québec, comme il en sera question dans une Partie subséquente[58], à élaborer, dans le cadre des projets de cogénération, le concept de la clause de retrait.

- **L'enjeu : l'impact sur les chances de succès de la production privée et des programmes d'efficacité énergétique**

Dans la mesure où l'équilibre énergétique reposait sur la disponibilité de ces deux options, Hydro-Québec ne voulait pas risquer de rater ses objectifs. L'enjeu était de taille puisque cela aurait affecté 77 % des moyens prévus jusqu'à l'an 2000, à savoir 31 % par la production privée et 46 % par l'efficacité énergétique.

Or, l'on croyait qu'une baisse des coûts évités, de l'ordre de 15 %, empêcherait la réalisation des objectifs. Cette appréhension ne s'appuyait cependant, en ce qui a trait à la production privée, que sur une analyse sommaire qui relevait plutôt de la discussion :

---

58. Voir Partie VI.

« Q Et est-ce que quelqu'un a dit au groupe qui a pris les décisions que si on ne garde pas le volet A, on va perdre la production privée? Parce que c'était votre crainte si je comprends bien?

R C'est une chose qui a été mentionnée dans ces discussions-là, c'est évident.

Q Quelle était la base de cette affirmation qu'on perdrait la production privée si on réduit à nos vrais coûts évités?

R La base de cette affirmation-là que si les coûts évités étaient substantiellement en bas du volet A, était que lorsque les gens considéraient les coûts des différentes filières, les différentes alternatives, ils en venaient à la conclusion que ça serait difficile de rentabiliser ces projets-là.

Q Non mais ma question est la suivante : ***sur quelle base est-ce que la décision était prise qu'on perdrait la production privée si on réduit à nos vrais coûts évités?***

R Mais sur la base du coût des différentes filières et de ce qu'on peut extrapoler comme coût, comme prix qui est suffisant pour rentabiliser ce type de projet en ne perdant jamais de vue que toute évidence qu'on pouvait avoir à l'extérieur du Québec, montrait qu'on opérait déjà dans une zone de coûts évités en bas de tout le monde.

Alors lorsqu'on regardait le coût d'un cycle combiné à cinq point six cents (5.6 ¢), déjà il y avait une marge, on pouvait croire que la cogénération pouvait coûter un petit peu moins cher en raison des ventes de vapeur.

Cependant, l'évidence qui, simple ou facile qu'on peut avoir en regardant ce qui se passe dans d'autres états, les prix qu'ils accordaient pour des projets souvent à peu près équivalents, a pu amener très facilement les gens à cette conclusion-là. »
(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 6 mars 1996, p. 69-70)

Selon M. Léveillé, la perte des achats issue d'une baisse des coûts évités n'a pas fait partie de son exposé, mais aurait simplement été mentionnée lors des discussions. La décision aurait été prise dans une perspective plus large, intégrant également les conséquences d'une telle baisse sur l'efficacité énergétique.

« Q Durant cette rencontre, est-ce qu'il y avait une discussion quant à un autre mode de paiement vu que vous n'étiez plus dans un coût évité avec une grille tarifaire fixe, vous n'étiez plus dans un coût évité à un tarif neutre mais vous êtes dans un autre domaine où vous êtes rendu à quinze pour cent (15 %) de plus que votre coût évité. Est-ce que ça a été discuté de peut-être une autre façon, ou un autre mode de paiement?

R C'est parce que, Monsieur le Président, dans ma perception des choses au cours de ces réunions-là, les gens n'avaient pas

> *cette vision que monsieur Shadley a où est-ce qu'il dit que le prix payé était en haut des coûts évités. Ils avaient la perception qu'ils n'avaient pas cette perception-là, leur opinion était différente. Ils se disaient que la valeur pour nous de cette production privée là, n'était pas vraiment déterminée par notre indicateur des coûts évités, qui ne correspondaient pas à une option disponible, mais que le véritable estimateur ça aurait été, qu'est-* ***ce qu'il aurait fallu faire autrement si nous ne devions plus compter et sur la production privée et sur une partie des économies d'énergie.***
>
> ***C'était ça qui était la vision des choses.*** »
> (M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 6 mars 1996, p. 79-80)

Aucune donnée ou étude présentant une conclusion aussi précise n'a toutefois été soumise aux membres du comité offre-demande.

Selon Hydro-Québec, une baisse des coûts évités aurait donc affecté également les programmes d'efficacité énergétique.

En 1992, les indices de réussite concernant l'efficacité énergétique étaient peu convaincants. La société d'État estimait très ambitieux son objectif de 9,3 TWh et elle enregistrait déjà un retard, étant donné la complexité du programme. Une baisse des coûts évités en fragiliserait d'autant l'évolution, et un succès mitigé du programme d'efficacité énergétique devrait être compensé par une augmentation de la production privée qui devenait alors la seule option. Selon Hydro-Québec, il ne fallait pas handicaper les deux seules options qui restaient.

- **Une décision vitale prise sans compte rendu**

Considérant l'ensemble des circonstances, l'on en vint à la conclusion que Grande Baleine n'était plus un indicateur valable mais que, par ailleurs, il n'était pas souhaitable d'utiliser les coûts d'une centrale à cycle combiné.

L'on adopta donc un moyen terme, c'est-à-dire que l'on décida de ne réviser ni à la hausse ni à la baisse les coûts évités.

C'est lors de la réunion du 10 septembre du comité offre-demande que l'on a pris cette décision; notons que ce comité n'était pas décisionnel, mais que M. Richard Drouin, investi d'un rôle déci-

sionnel, était présent. Par contre, malgré la portée de cette décision, aucun compte rendu de la rencontre ne fut rédigé.

M. Léveillé, qui en avait la responsabilité, a expliqué à la Commission que ses occupations ne lui avaient pas permis de le faire.

M. Drouin a déclaré, quant à lui, que le comité n'étant pas décisionnel, il n'était pas essentiel de préparer un tel compte rendu.

La Commission considère qu'au contraire, l'obligation de rendre compte d'Hydro-Québec requerrait la confection d'un compte rendu écrit, d'autant plus que la question ne fut pas soumise au conseil d'administration.

Par ailleurs, le conseil d'administration s'était déjà prononcé sur la tarification neutre à long terme comme un des principes directeurs de la politique d'achat d'électricité approuvée en 1987. (P-3a, p. 335, 336)

Par conséquent, l'importance de la question aurait justifié qu'on la soumette au conseil d'administration et, si tel avait été le cas, la Commission aurait au moins pu prendre connaissance d'un rapport écrit.

De plus, l'année 1992 est la seule année pertinente où les coûts évités ne furent pas révisés, si l'on fait exception de 1991 où la variation était minime; le caractère exceptionnel de la situation et de la décision de septembre 1992 exigeait, en soi, la confection d'un compte rendu officiel.

La Commission aura l'occasion de revenir sur cette question[59].

5.1.6 CHANGEMENT DE CAP EN 1993 : VALIDATION DE L'INDICATEUR GRANDE BALEINE

Au cours de l'année 1993, la prévision d'augmentation de la demande fut revue à la baisse, ce qui modifiait la problématique de l'équilibre offre-demande.

Les coûts économiques de fourniture furent réduits pour refléter les coûts de Grande Baleine; vu les nouveaux paramètres et la

---

59. Voir Partie VI.

marge de manoeuvre dont jouissait maintenant Hydro-Québec, cette centrale redevenait un indicateur valable :

> « R *Ce qui a rendu ça possible, Monsieur le Président, c'est que pour cet horizon-là, à compter de mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998), quatre-vingt-dix-neuf (99), deux mille (2 000) etc., plusieurs alternatives se profilaient maintenant, parce qu'elles avaient été libérées à partir du moment où nous avons baissé la prévision de la demande, de sorte qu'on pouvait à ce moment- là, par l'efficacité énergétique, si on ne la faisait pas, nous aurions ramené une brochette d'un projet EM-1, Haut-St-Maurice, Grande Baleine, etc., et la synthèse de ces travaux-là a montré que ça l'équivalait* ***à Grande Baleine à ce moment-là, mais c'était dans un contexte de planification qui avait changé de façon importante par rapport à l'année précédente.*** »
>
> (M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 7 mars 1996, p. 160-161)

Autrement dit, même si une baisse des coûts évités avait un impact sur les objectifs de production privée et d'efficacité énergétique, la marge de manoeuvre dont jouissait Hydro-Québec lui permettrait de faire face à la demande.

Par ailleurs, Hydro-Québec annonça que si de nouveaux projets d'énergie renouvelable devaient être acceptés après le 1er septembre 1993, une nouvelle grille tarifaire leur serait applicable.

Une proposition à ce sujet fut considérée par le comité directeur de la Production privée à sa réunion du 22 septembre 1993 :

« Cette proposition indique que suite au nouveau contexte d'offre-demande, il est normal d'envoyer un nouveau signal de prix pour ralentir les nouveaux projets.

Cependant, pour maintenir l'industrie, il est proposé de diminuer les tarifs de 10 % plutôt que refléter la totalité de la baisse des coûts évités qui tourne autour de 20 %. » (P-871, 31ième réunion)

Bien que le comité directeur décida alors de poursuivre sa réflexion sur le sujet, la proposition démontre le caractère arbitraire de l'exercice et indique comment on pouvait interpréter et utiliser le principe de neutralité tarifaire au sein d'Hydro-Québec.

5.2 LE RESPECT DU PRINCIPE DE NEUTRALITÉ TARIFAIRE

Ce principe, longuement évoqué par Hydro-Québec pour justifier l'opportunité économique du recours à la production privée, a souvent été au coeur des échanges survenus devant la Commission. La preuve a ainsi démontré qu'aussi légitime qu'il puisse être, ce principe s'est révélé d'une application presque utopique. Mais dans la mesure où cette tâche s'avère impossible, l'autre difficulté réside dans la transparence qu'a manifestée ou aurait dû manifester Hydro-Québec à cet égard.

5.2.1 L'APPLICABILITÉ DU CONCEPT DE NEUTRALITÉ TARIFAIRE ET DES COÛTS ÉVITÉS

Hydro-Québec a toujours maintenu publiquement que *« le prix payé doit être neutre à long terme, c'est-à-dire être équivalent aux coûts évités par l'entreprise.* » (P-3, p. 4)

Les tarifs étant basés sur les coûts évités à long terme, il est d'abord nécessaire de déterminer les coûts évités *« c'est-à-dire les coûts qu'aurait dû supporter l'entreprise si elle avait elle-même assuré le service rendu par les projets privés. »* (P-3, p. 52)

Le principe de la neutralité tarifaire implique nécessairement que la société d'État ne paie ni plus ni moins que ce qu'il lui en coûterait pour assurer elle-même le service. Il n'est donc pas pertinent, dans ce contexte, de référer au prix payé par une autre *utilité* pour justifier le tarif que l'on offre.

Une telle formule apparaît équitable à la fois pour Hydro-Québec, qui ne débourse pas plus que ce qu'elle débourserait elle-même si elle produisait ce dont elle a besoin, et pour les producteurs privés qui reçoivent ce que l'on a annoncé publiquement, c'est-à-dire ce qu'Hydro-Québec débourserait si elle rendait elle-même le service.

C'était d'ailleurs ainsi que les concepteurs de la politique d'achat avaient envisagé la question.

Or, dès 1991, la tarification du volet A n'était pas neutre, puisque les véritables coûts évités d'Hydro-Québec étaient reflétés par le volet B.

La situation s'est compliquée encore davantage en septembre 1992 : d'une part, la grille tarifaire était supérieure aux coûts évités si Grande Baleine était l'indicateur, et d'autre part, la grille était inférieure aux coûts évités si ceux-ci étaient mieux reflétés par une centrale à cycle combiné.

C'est ainsi que M. Léveillé a pu affirmer qu'Hydro-Québec n'était pas neutre en 1992 mais *mieux que neutre* signifiant par là que le tarif offert était inférieur aux coûts évités :

« Q *Étant donné que le volet A, en mil neuf cent quatre-vingt-douze (1992), est supérieur au coût de Grande Baleine...*
R. *Oui.*
Q *... mais inférieur au coût du cycle combiné...*
R. *Oui.*
Q ***... croyez-vous que vous êtes toujours dans une tarification neutre à long terme?***
R ***On est mieux que neutre d'une certaine façon, Monsieur le Président.***
Q *Par rapport au...*
R ***Nous sommes mieux que neutre.***
Q *... cycle combiné?*
R *Parce qu'on est mieux que neutre, je pense oui, c'est ce que je vous dirais.*
Q *Mais vous êtes en dessous de la neutralité si on se fie au cycle combiné?*
R *Oui.*
Q *Mais vous êtes au-dessus de la neutralité si l'on se fie à Grande Baleine?*
R ***Moi je pense que la neutralité tarifaire n'est envisageable que par rapport aux options qui existent, et j'imagine que vous faites référence à la politique qui avait été acceptée par le conseil en mil neuf cent quatre-vingt-sept (1987), mais ces mots-là, Monsieur le Président, je vous dirais qu'ils ont été écrits en mil neuf cent quatre-vingt-sept (1987) et qu'est-ce qu'ils désignaient, il faut que l'on se réfère à l'image de la planification de mil neuf cent quatre-vingt-sept (1987),*** *l'interprétation personnelle que j'en fais... (interrompu)*
[...]
R *... Monsieur le Président, parce que en mil neuf cent quatre-vingt-sept (1987), la politique qu[illegible]ce qu'elle disait, elle disait : bien écoutez, nous avons de[illegible]tern... il y a des coûts marginaux de production, il y a des centrales qu'Hydro-Québec peut construire, elles ont des coûts, vous avez des alternatives. Alors à l'égard des producteurs privés, on va être neutre, on va offrir des coûts équivalents à ceux de nos alternatives.* ***C'est ça qui était l'esprit.*** »
(M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 14 mars 1996, p. 71-73)

Autrement dit, ce concept ne s'applique que dans le contexte d'une planification énergétique qui dispose d'options réelles et réalisables. Toutefois, et il en a été longuement question, Hydro-Québec a délibérément écarté la seule option qui, quoique préjudiciable à divers égards, aurait réellement justifié le discours officiel de neutralité tarifaire de la société d'État.

Les échanges à ce sujet ont mené à un jeu oratoire dont les nuances n'ont toutefois pas convaincu la Commission :

> *« R* *Alors je pense que* ***dans la mesure où Hydro-Québec acquiert des ressources à un prix qui est inférieur à celui d'une autre ressource, mais à un prix qui témoigne également d'un exercice de marché,*** *où est-ce que des gens ont été mis à contribution, on leur a dit, on veut, on cherche 760 MW, faites-nous des offres, et qu'ils ont choisi par eux-mêmes d'aller au niveau du volet A,* ***moi je pense qu'on était oui, on était en bas du cycle combiné puis on était à peu près au prix neutre du marché, alors on était neutre ou mieux que neutre, selon ce que l'on regarde.*** *»*
> (M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 14 mars 1996, p. 74-75)

Le problème est le suivant : le concept des coûts évités et de la neutralité tarifaire n'est applicable que si la société d'État est en mesure d'établir son propre coût de production ou ce qu'elle devrait débourser pour obtenir, à partir d'autres options, le produit recherché. Il est alors possible d'identifier les coûts évités. Par contre, si, comme en 1992, la société d'État est incapable de produire elle-même ou d'obtenir ailleurs son produit, puisqu'elle n'a aucune autre option que la nouvelle ressource, il est impossible d'évaluer les coûts évités autrement qu'en se fiant sur le prix en vertu duquel l'on est prêt à lui fournir la nouvelle ressource.

En d'autres mots, en septembre 1992, il n'était plus question de coûts évités ni de Grande Baleine ni d'une centrale à cycle combiné, mais bien de prix du marché :

> *« Q* ***Donc, la grille tarifaire avait un but de marché?***
> *R* ***Oui.***
> *Q* ***Et non pas nécessairement un but de représenter ou de coller aux coûts évités?***
> *R* ***Ah bien écoutez, vous avez raison qu'on aurait pu se servir... vous avez raison de dire qu'on aurait pu confectionner une grille à partir de tout autre principe.*** *Mais le principe de dire : cet ouvrage-là qu'on va acheter ou cette production-là qu'on*

va acheter, qu'est-ce qu'elle nous évite de dépenser ailleurs, c'est normal que ce soit ça qu'on essaie de faire. La seule contrainte qu'on a eue, c'est qu'en quatre-vingt-douze (92) malgré que les coûts de Grande-Baleine constataient, il y avait un autre intran qui nous disait : Grande-Baleine ne se fera peut-être pas, donc prémunissons-nous en ne descendant pas les tarifs puis être sûrs d'affermir des contrats de production privée à un tarif qui reste le même qu'en quatre-vingt-dix (90) puis quatre-vingt-onze (91) et d'APR-91.

Q ***C'était une sorte de grille tarifaire commerciale disons pour raisons commerciales, pour raisons justement de conclure des marchés?***

R ***Je veux dire, c'est clair que c'est dans ce but-là que la grille est faite. »***

(M. Richard Drouin, transcription de la séance du 15 octobre 1996, p. 133-134)

❑ **CONSTAT**

La décision prise en septembre 1992 était une décision d'affaires : Hydro-Québec tentait de déterminer le prix du marché en vertu duquel les producteurs privés étaient prêts à vendre leur produit. Le tarif que l'on décida de conserver n'avait donc pas de commune mesure, à ce moment, avec les coûts évités.

La réévaluation du tarif, à la hausse ou à la baisse, n'aurait bien sûr pas pu affecter les projets ayant déjà fait l'objet d'une lettre d'intention. Cependant le nouveau tarif aurait pu s'appliquer aux projets soumis par la suite.

Par contre, à partir du moment où Hydro-Québec décidait de s'éloigner du principe de la neutralité tarifaire pour s'approcher du prix du marché et d'un processus de négociation, il eut été nécessaire de réaliser pleinement l'exercice et de chercher à savoir s'il était possible que les promoteurs acceptent de transiger selon un tarif basé sur les nouveaux coûts de Grande Baleine. L'on pourra toujours prétendre qu'ils auraient refusé; l'on ne pourra par contre jamais l'affirmer, puisque l'on n'a aucunement tenté de le savoir.

Pourtant, l'expérience de 1991 avait démontré que l'on pouvait se tromper sur les véritables intentions des promoteurs qui, contre toute attente, ont soumis beaucoup plus de projets que prévu selon le volet A. L'expérience aurait dû amener les autorités à s'in-

terroger davantage, en septembre 1992, sur leur connaissance des promoteurs et sur leurs intentions. Comme Hydro-Québec avait déjà offert, en 1991, un tarif inférieur à ses coûts évités, l'on ne pouvait prétendre, en 1992, ne pas vouloir s'éloigner du principe des coûts évités pour justifier le refus d'abaisser ou d'hausser le tarif.

Toute cette problématique démontre la difficulté d'adopter totalement et en toutes circonstances le principe de la neutralité tarifaire et des coûts évités.

D'ailleurs, dans le rapport du 31 mai 1995 au ministre des Ressources naturelles, les fonctionnaires du Ministère suggèrent à Hydro-Québec de s'en éloigner en offrant un tarif légèrement inférieur à ses coûts évités. (P-2, p. 44)

Ajoutons que nos voisins américains, qui avaient adopté le principe des coûts évités à la fin des années 1970 et au cours des années 1980, ont abandonné cette pratique par la suite, non sans avoir auparavant perdu des sommes considérables au cours de l'exercice. Hydro-Québec aurait pu en tirer une leçon importante :

« When developing its APR-91 process, Hydro-Québec could have also made use of the U.S. experience. Compared with Canadian utilities, many U.S. utilities had far more experience with IPPs[60]*. Federal and state requirements pursuant to the 1978 Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) provided a more level playing field between utility and IPP supply.*

PURPA mandates that the rate paid by utilities when buying power from IPPs be based on utility avoided costs. Many state public utility commissions (PUCs) initially interpreted that this required standard offer rates set at the utility's full avoided costs for capacity and energy. However, this early practice often led to an over-supply of IPP power for utilities that had avoided costs significantly higher than the cost of developing IPPs. This problem led utilities, with the consent of their state PUCs, to turn to competitive bidding. Bidding provided a transparent and equitable mechanism to cull the flood of offers. It also reduced the transactions costs and possible charges of unfairness associated with reliance on a negotiation process for dealing with a large number of developers.

---

60. Independant Power Producers.

The first competitive bid[illegible]rocess for new supply acquisition by a U.S. electric utility was by C[illegible]ntral Maine Power (CMP) in 1984. CMP implemented this process in order to develop the best IPP projects in an orderly and manageable fashion for predetermined blocks of capacity and energy. With CMP's hi[illegible]oided costs (based on a nuclear plant), interest from potential dev[illegible]ers was very strong. The success of this initial competitive bidding experiment led CMP to issue subsequent RFPs[61] *for additional blocks of power.*

By mid-1990, 49 competitive bidding solicitations had been made by 30 investor-owne[illegible]tilities in 17 states. At that time, two investor-owned utilities, Cen[illegible]aine Power and Virginia Power, had capacity on line that had been [illegible]aired through competitive bidding. In addition, several non-investor owned utilities had made capacity solicitations by 1990.

Eight state PUCs had established or proposed competitive bidding rules or guidelines by 1990. These states included California, Colorado, Connecticut, Maine, Massachusetts, New Jersey, New York and Washington. By mid-1990, utilities in all of these states except for California had issued or proposed RFPs for acquisition of new supply.

In addition, eleven other states had allowed utilities to implement bidding without specific regulatory approval. These states included Delaware, Florida, Hawaii, Illinois, Indiana, Maryland, Nevada, New Hampshire, Pennsylvania, Vermont and Virginia.
[...]
In 1990, ten states viewed PUC-determined avoided costs as providing a "ceiling" on acceptable pric[illegible]offers. The others tended to regard the contract pri[illegible]es as market reve[illegible]ion of avoided cost. That is, the concept of avoided cost was broadened to encompass all potential electricity suppliers, not just utility-provided supply.

Competitive bidding was becoming a common practice by 1990, but was still spreading throughout the U.S. *For example, by the end of 1993, utilities in Georgia, Iowa, Minnesota, Oregon and Texas had also issued or proposed RFPs for power to be supplied through competitive bidding. And by the end of 1993, PUCs in Michigan, Oregon and Virginia had also established rules or guidelines for competitive bidding.*

While Hydro-Québec may not have closely monitored the status of IPPs throughout the U.S., it would be surprising if the utility did not know about developments in its principal export markets. Hydro-Québec certainly had ready access to information regarding the promulgation

---

61. Requests for proposals.

of rules or guidelines in the New England states and in New York, and the RFP solicitations for competitive bids by utilities in Maine and New York. »[62]

Il ne reste, selon la Commission, qu'une solution acceptable, que l'on aurait pu tenter à l'époque, soit l'appel d'offres public, basé sur la concurrence quant au prix demandé, jusqu'à un plafond préétabli en fonction des coûts évités, s'il est alors possible de les calculer selon une méthode fiable.

La Commission croit que les considérations d'Hydro-Québec à l'effet qu'une telle pratique risquait de susciter le dépôt de projets de cogénération efficaces du point de vue environnemental, rendant plus aléatoire l'autorisation du MENVIQ, ne sont pas suffisamment soutenues par la preuve pour être retenues. De toute façon, il aurait été possible de prévoir des conditions à cet égard.

Comme Hydro-Québec a décidé, en 1992, pour diverses raisons, d'agir comme une société commerciale et d'obtenir le meilleur prix, elle aurait dû être conséquente avec sa décision et lancer un appel d'offres public.

Pour toutes ces raisons, la Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **mette fin à l'utilisation des coûts évités pour fixer le tarif dans le cadre d'une politique d'achat d'électricité produite par des producteurs privés;**

- **achète l'électricité produite par des producteurs privés aux meilleures conditions en instituant une procédure d'appel d'offres public faisant place à la concurrence notamment quant au prix, en prenant soin que le prix maximal n'excède pas les coûts évités lorsqu'il est possible de les calculer selon une méthode fiable.**

---

62. *Report on Hydro-Québec Independant Power Production Program*, Ian Goodman, (P-971, p. 13-16) en annexe au rapport.

Par contre, il se peut que certains moyens de production ou certaines ressources énergétiques permettent, en soi, une production à un coût inférieur. Un appel d'offres public pourrait donc avoir pour conséquence de favoriser ou de défavoriser indûment certains types de production au détriment d'autres types d'équipements.

Or, il est possible qu'Hydro-Québec, seule ou conjointement avec le MRN, veuille favoriser certains moyens de production tels les énergies renouvelables. Il ne faudrait pas qu'un processus d'appel d'offres mette fin à de tels choix qui sont souhaitables de la part de la société [illegible]t. De même, un tel processus pourrait favoriser indûment les [illegible]ets de plus grande envergure qui peuvent avoir des coûts de production moins élevés que de plus petits projets.

Enfin, poursuivant un objectif plus global, il peut être souhaitable qu'Hydro-Québec prévoit des modalités spéciales afin de privilégier certaines types de projet en fonction, par exemple, du développement régional et de la protection de l'environnement.

La Commission recommande donc qu'Hydro-Québec :

- **conçoive sa procédure d'appel d'offres de façon à tenir compte des inégalités dans les coûts unitaires de production selon le potentiel de puissance des projets et selon la ressource utilisée.**

- **prévoie, le cas échéant, des modalités particulières visant à privilégier certains types de projets en fonction, notamment, du développement régional et de la protection de l'environnement.**

5.2.2 LA TRANSPARENCE DE LA GESTION

Durant toutes les années sous étude, Hydro-Québec a déclaré avoir basé ses grilles tarifaires sur le principe de la tarification neutre à long terme. Or, ce discours officiel, qui respectait la lettre et l'esprit de la politique d'achat, n'était pas conforme à la réalité démontrée précédemment.

À ce sujet, M. Drouin a déclaré qu'Hydro-Québec, comme société commerciale, ne devait pas dévoiler son jeu :

«R *Bien en fait, l'objectif c'est toujours ça.* ***Je pense qu'on a par conséquent, été un peu moins que neutre et qu'on aurait pu aller jusqu'à neutre mais on ne s'est pas rendu là.***

Q *Mais pourriez-vous juste nous préciser pourquoi dans un document qui est remis au Ministère, que vous ne précisez pas que le coût réel évité serait plutôt le thermique, est-ce que c'est... (interrompu)*

R ***Bien premièrement, il ne faudrait pas dévoiler notre jeu non plus.*** *Je veux dire, sortir public avec ça, ça met tout le monde à l'affût de tarifs plus élevés.* ***Alors je pense bien qu'on avait intérêt à jouer des cartes, une société commerciale et garder nos cartes pour les utiliser au moment opportun.***

Q *Donc c'était une décision consciente d'Hydro-Québec de ne pas publiciser le fait que les coûts réels qu'Hydro aurait peut-être eu à payer étaient de beaucoup, ou étaient à tout le moins supérieurs au tarif qui était offert?*

R *Bien moi je ne vois pas pourquoi on aurait dit ou dévoilé qu'on peut s'enligner sur les coûts évités d'une centrale thermique ou d'une centrale au gaz alors qu'on a une réponse à ce moment-là que des gens sont prêts à le faire à moins que ça. »*
(M. Richard Drouin, transcription de la séance du 15 octobre 1996, p. 119-120)

D'autres employés d'Hydro-Québec ont également déclaré qu'elle ne devait pas, dans ces circonstances, étaler sa vulnérabilité.

Or, même si cela pouvait, à l'époque, être une position acceptable, ce que la Commission n'admet pas vu le discours public de neutralité tarifaire et de respect des coûts évités, il n'en reste pas moins que plusieurs années plus tard, Hydro-Québec continuait à soutenir le même discours, affirmant que le tarif offert avait toujours respecté les coûts évités. Même le 6 juin 1995, dans le cadre du rapport particulier requis par le ministre des Ressources naturelles, Hydro-Québec affirmait que :

« Quelle que soit la formule d'indexation retenue, la valeur présente des déboursés qu'entraîne le prix d'achat doit toujours correspondre à la valeur des coûts évités par Hydro-Québec. » (P-3, p. 55) Or, tel n'était pas le cas puisque l'on ne s'était pas basé sur les véritables coûts évités.

M. Drouin a concédé qu'en 1995, lors de la rédaction de ce rapport, l'enjeu des négociations qui prévalait en 1992 n'existait plus. Il a néanmoins justifié la raison d'être de ce passage par la nécessité d'être :

« [...] conséquent avec ce que l'on a toujours dit et par conséquent d'avoir introduit de nouvelles notions à ce moment-là, aurait eu pour effet de mêler davantage les cartes puisqu'on avait tenu une ligne assez constante avec notre dossier de point de référence Grande-Baleine. »
(M. Richard Drouin, transcription de la séance du 15 octobre 1996, p. 129)

Voilà qui est inquiétant. En effet, dans un rapport destiné au ministre, Hydro-Québec maintenait sa version parce qu'elle ne voulait pas brouiller davantage les cartes; l'on a donc décidé de ne pas transmettre au ministre des informations et des précisions qu'il était en droit de recevoir. La Commission estime que l'extrait précédemment identifié du rapport soumis au ministre aurait dû être mieux élaboré et davantage documenté afin que les autorités concernées soient informées adéquatement.

❑ CONSTAT

La Commission estime qu'Hydro-Québec, par son discours officiel, a manqué de transparence dans le traitement des coûts évités, en 1992, et dans la transmission subséquente d'informations aux autorités concernées.

Le gouvernement, la population, les producteurs privés avaient le droit d'être informés adéquatement, car la position officielle d'Hydro-Québec a toujours soutenu que le tarif était basé sur les coûts évités.

En conséquence, la Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **précise davantage ce qu'elle entend par l'expression *coûts évités* et informe, en toute transparence, le gouvernement et le public que le tarif offert aux producteurs privés durant la période de 1991 à 1993 ne reflétait pas ses coûts évités et ne constituait donc pas une tarification neutre à long terme, contrairement à son discours officiel et à sa politique d'achat.**

5.2.3 LES COÛTS DE TRANSPORT ET LE TARIF À MOYENNE TENSION : CERTAINS PAIEMENTS EXCÉDENTAIRES

5.2.3.1 LES COÛTS DE TRANSPORT

Lors de l'élaboration des tarifs du volet A, les coûts évités furent calculés selon le principe que l'électricité produite par les producteurs privés était livrée jusqu'à la *boucle de Montréal* et donc qu'Hydro-Québec évitait de payer les coûts de transport afférents.

La preuve a démontré cependant que la situation n'était pas si simple. En effet, les projets de production privée n'étaient pas tous situés dans l'agglomération urbaine de Montréal. Au contraire, ils étaient répartis dans toutes les régions du Québec. Dans certains cas, une partie de la production devait donc être transportée vers Montréal ou d'autres centres de charge. Ainsi, pour que la tarification représente véritablement les coûts évités, il aurait fallu que le producteur, et non Hydro-Québec, assume ces coûts de transport. Or, il n'en était rien puisque c'est Hydro-Québec qui déboursait ces coûts, en prenant livraison de l'électricité en région près du lieu de production et en la transportant vers Montréal ou vers les autres centres de charge.

En conséquence, Hydro-Québec payait le producteur privé pour un produit livré, mais assumait elle-même les frais de transport. La société d'État payait donc les coûts de transport à deux reprises.

Cette question fit l'objet de nombreux échanges de points de vue au sein d'Hydro-Québec.

Lors de la 11e réunion du comité directeur de la Production privée, M. Jean-Claude Richard soulignait la « problématique des coûts de transport d'énergie par les projets situés dans les régions plus éloignées. » (P-871) Deux membres du comité se virent confier la tâche de recommander une façon d'intégrer ces coûts.

L'étude préliminaire du 20 février 1992 résumait ainsi la situation :

« Le programme actuel d'équipement de production tient compte d'un apport de 750 MW de production privée. Si cette production se situe dans

les grands centres de charge, il n'est pas requis d'ajouter des équipements de transport additionnels et l'on peut payer les tarifs du volet A aux producteurs. Par contre, si la production est éloignée de la charge, le réseau de transport doit être capable de transiter cette puissance additionnelle et peut nécessiter de l'équipement additionnel. Le transport de cette puissance peut entraîner également des pertes électriques. ***Dans ce dernier cas, il ne serait plus justifié d'appliquer les tarifs prévus au volet A sans une correction appropriée pour tenir compte des coûts de transport additionnels.*** » (P-873)

Cette situation était susceptible d'entraîner des coûts importants. Par exemple, l'étude préliminaire (P-873) indiquait que les projets éloignés des grands centres pourraient entraîner des coûts de transport de l'ordre de plusieurs dizaines de millions $ pendant les années des contrats. Il ne s'agissait que de données préliminaires, mais elles indiquent tout de même l'ampleur du problème.

Tenant compte de ces coûts additionnels, l'étude concluait que *« le coût moyen réellement évité par la production privée se situerait en deça de celui fixé dans la documentation relative à l'APR-91. »* (P-873)

Selon Hydro-Québec, cette étude préliminaire ne considère que les coûts additionnels, sans tenir compte des gains encourus par Hydro-Québec grâce aux projets situés dans d'autres régions, notamment au sud du fleuve Saint-Laurent; en effet, ces projets permettraient d'éviter la construction de lignes traversant de la rive Nord à la rive Sud du Saint-Laurent. En considérant tous les projets répartis sur l'ensemble du territoire québécois, Hydro-Québec en vint à la conclusion que les pertes additionnelles de uns étaient absorbées par les gains additionnels des autres. Cependant, aucune étude précise ne permit de le démontrer.

Au cours de l'été 1992, Hydro-Québec décidait *« de n'imputer aucun coût additionnel de transport aux projets négociés dans le cadre de l'APR-91 pour l'atteinte de l'objectif de 750 MW. »* (P-871, réunion du 9 juin 1992 et P-856)

Selon la Commission, l'utilisation de véritables coûts évités aurait nécessité soit de calculer, pour chaque centrale, les pertes ou les gains de transport encourus, soit d'effectuer une analyse de l'ensemble des projets pour démontrer que la situation était neutre.

D'ailleurs, le 25 mai 1992, le comité directeur de la Production privée proposait à tout le moins d'effectuer une analyse spécifique dans le cas de chaque centrale de plus de 50 MW. Or, ni l'une ni l'autre de ces démarches ne fut entreprise.

La véritable raison de la prise de position d'Hydro-Québec fut, selon la Commission, non pas la neutralité des coûts de transport, mais plutôt la nécessité d'offrir un tarif uniforme :

« Compte tenu de la politique de vente d'Hydro-Québec qui prévoit un tarif uniforme dans toutes les régions, il ne nous apparaît pas cependant souhaitable d'appliquer une politique d'achat différente à ce chapitre. » (P-856)

Outre le fait que la politique de vente n'empêcherait aucunement d'entreprendre une étude exhaustive des projets, la Commission ne croit pas que les principes sous-jacents à la politique d'achat doivent nécessairement être similaires à ceux de la politique de vente.

Il serait donc souhaitable qu'Hydro-Québec établisse le coût du produit sans tenir compte des coûts de transport puisque, de toute façon, elle effectue elle-même ce transport à partir du point de raccordement.

Pour ces raisons, la Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **dans l'hypothèse où elle conserverait une politique tarifaire basée sur les coûts évités, révise son approche dans l'établissement de la grille tarifaire de façon à ce qu'elle ne paie pas aux producteurs privés l'équivalent des coûts de transport de l'électricité en plus de les assumer elle-même.**

5.2.3.2 LE TARIF DE MOYENNE TENSION

Selon Hydro-Québec, une petite centrale raccordée à son réseau de moyenne tension représente un avantage par rapport aux

centrales reliées à son réseau de haute tension puisqu'elle n'a pas à encourir les coûts et les pertes reliés à la transformation de haute à moyenne tension. C'est la raison pour laquelle, considérant des coûts évités supérieurs, Hydro-Québec a adopté un tarif de moyenne tension, plus élevé que le tarif de haute tension.

Or, à l'été 1992, Hydro-Québec a décidé d'offrir à tous les projets dont la puissance installée était inférieure à 15 MW le tarif de moyenne tension, peu importe la tension du réseau au point de raccordement. (P-856)

L'on justifiait cette décision en mentionnant notamment que la plupart de ces centrales étaient situées dans des endroits desservis par le réseau de moyenne tension.

❑ **CONSTAT**

Deux remarques s'imposent : premièrement, les promoteurs dont les centrales de moins de 15 MW étaient néanmoins raccordées au réseau de haute tension fournissaient un service qui pouvait être de valeur moindre que le prix qui leur était consenti.

Deuxièmement, il n'est pas établi que le raccordement au réseau de moyenne tension, ou de distribution, soit nécessairement avantageux pour Hydro-Québec. En effet, l'électricité est intégrée à l'ensemble du réseau d'Hydro-Québec et l'électricité fournie par la petite centrale ne sera pas nécessairement consommée à l'intérieur du même réseau de distribution. Par conséquent, il est possible et même probable qu'à des fins de transport, l'électricité soit convertie en haute tension pour être par la suite reconvertie en moyenne tension, créant ainsi des coûts et des pertes supplémentaires.

Cet exercice démontre que le tarif ainsi payé à certains producteurs pouvait être supérieur aux coûts véritablement évités par Hydro-Québec. Il démontre également la grande difficulté d'établir, de façon satisfaisante, les coûts évités.

5.3 LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

La Commission s'est intéressée à divers aspects de la question des retombées économiques générées par la production privée d'électricité.

Le rapport aborde donc les aspects suivants :

- le développement économique régional et la création d'emplois;
- l'intérêt financier du gouvernement, en rapport avec les taxes, les redevances et le prix de cession des ouvrages.

5.3.1 LE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE RÉGIONAL ET LA CRÉATION D'EMPLOIS

L'un des principaux objectifs du programme des petites centrales était le développement économique régional et la création d'emplois; l'on envisageait également la possibilité d'exporter les connaissances que le Québec pourrait développer.

La Commission a donc cherché à savoir si les objectifs recherchés ont été atteints.

5.3.1.1 LE PROGRAMME GOUVERNEMENTAL

Un promoteur intéressé à développer une centrale hydroélectrique sur un site en tout ou en partie du domaine public devait présenter une proposition au MER.

Les propositions devaient contenir des renseignements de toute nature, autant pour démontrer que le promoteur possédait une bonne connaissance du site et qu'il était apte, techniquement et financièrement, à mener à terme le projet, que pour souligner comment celui-ci s'insérerait dans le milieu. Le promoteur devait également indiquer la proportion de matériaux et d'équipements qui proviendrait d'entreprises installées au Québec ainsi que la proportion du coût total du projet qui serait réalisé par des entreprises régionales et la proportion de la main-d'oeuvre qui serait recrutée dans la région.

Les critères d'évaluation des propositions par le Ministère comprenaient l'expérience et la compétence des promoteurs et des consultants, la capacité financière à réaliser le projet soumis, la qualité technique de la proposition, la qualité de conception, le réalisme de la planification, l'amélioration du site et, enfin, les impacts du projet sur le développement socio-économique de la région.

La Commission a pris connaissance de la partie des propositions retenues par le Ministère concernant le contenu québécois et la participation des entreprises et de la main-d'oeuvre régionales.

Elle a constaté que les renseignements fournis sur les matériaux provenant du Québec allaient de simples manifestations d'intention jusqu'à des données plus précises exprimées en pourcentages, généralement élevés. Il en était de même quant à la portion du projet qui devait être confiée à des entreprises régionales. On donnait, sauf quelques exceptions, les noms et adresses des principaux fournisseurs. On y joignait également des commentaires sur la participation de la main-d'oeuvre local

En établissant ce processus, le gouvernement insistait donc sur l'importance des retombées économiques au Québec et dans la région de réalisation du projet. Cependant, la preuve a démontré qu'il n'y a pas eu de suivi pour vérifier si les prévisions étaient respectées et que, dans certaines propositions retenues, les données étaient très imprécises.

5.3.1.2 L'APR-91

Les propositions soumises à Hydro-Québec ne contenaient que peu de renseignements sur les retombées économiques régionales. De plus, Hydro-Québec *« n'a pas effectué d'étude spécifique sur les retombées économiques des centrales appartenant à des producteurs privés. Par contre, l'entreprise évalue périodiquement l'impact économique de ses activités, dont celui découlant de l'achat d'électricité auprès de ces derniers. »* (P-1225). Ces évaluations étaient faites par la société d'État à partir d'indicateurs économiques appliqués aux dépenses d'investissement et d'exploitation des centrales hydroélectriques. Elle calculait ainsi les effets du programme des petites centrales hydroélectriques en termes d'emplois directs et indirects et ce, globalement pour le Québec. Elle a publié les prévisions et les résultats à cet égard dans le Plan de développement 1993, dans l'Engagement de performance 1993-1995 et dans le Rapport général de suivi aux 31 décembre 1993, 1994 et 1995.

Dans le cas des projets majeurs de cogénération au gaz naturel, la société d'État exigeait du producteur, à titre de condition du contrat

d'achat d'électricité, de *« maximiser les retombées économiques au Québec provenant de ses activités de conception, d'approvisionnement et de construction et lors de l'exploitation et de l'entretien des installations. »* (P-866, p. 51 et ss.)

M. Denis Gagnon a indiqué qu'Hydro-Québec a inclus, dans les contrats intervenus en rapport avec ces projets majeurs de cogénération, une clause exigeant un contenu québécois ou des retombées économiques au Québec de l'ordre de 60 %. Par ailleurs, aucun projet majeur de cogénération au gaz naturel n'a encore été réalisé au Québec.

Quant aux petites centrales hydroélectriques, Hydro-Québec ne vérifiait pas l'impact réel de la réalisation de ces projets :

« Q *Ce qui m'amène à la question suivante. Est-ce que chez Hydro, vous auriez fait des études après la réalisation des contrats, après la construction des ouvrages? Puis, là, je parle de la petite hydraulique.*
R *La petite hydraulique?*
Q *La petite hydraulique. Est-ce que Hydro... A votre connaissance, est-ce que Hydro aurait fait des études pour établir l'impact réel que la construction de ces petits ouvrages-là a eu?*
R *Pas que je sache. »*
(M. Richard Drouin, transcription de la séance du 17 octobre 1996, p. 66)

5.3.1.3 L'IMPACT DU PROGRAMME DES PETITES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES SUR LE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE RÉGIONAL ET LA POSSIBILITÉ D'EXPORTER LES CONNAISSANCES QUÉBÉCOISES

La Commission ne pouvait évidemment analyser les états financiers d'un grand nombre de projets. Elle a donc examiné cette question en utilisant d'abord les données relatives à trois projets, soit St-Paulin, Petites Bergeronnes et St-Hyacinthe. Ces projets peuvent constituer un regroupement représentatif, par leur taille et leurs caractéristiques respectives, de l'ensemble des projets de petites centrales hydroélectriques établies au Québec.

Cet examen a été fait à l'aide d'un rapport préparé par l'Association des producteurs privés en hydroélectricité du Québec (APPHQ) à la demande de la Commission. (P-825)

À partir des données réelles recueillies chez les promoteurs eux-mêmes ainsi que chez leurs fournisseurs et entrepreneurs, l'on a réparti en 23 éléments les sommes dépensées à la réalisation de ces projets, dans la région du projet, dans la région de la communauté urbaine de Montréal, ailleurs au Québec et enfin à l'extérieur du Québec.

Ces sommes furent dépensées aux endroits suivants (en 000 $) :

	Total	Région du projet	Région de Montréal	Autres régions	Extérieur du Québec
Génie civil sauf main-d'oeuvre	6 443	4 991	549	778	125
Génie mécanique et électrique sauf main-d'oeuvre	6 860	525	3 154	1 211	1 970
Main-d'oeuvre de construction	4 605	2 638	697	1 270	0
Ingénierie et gestion	2 339	485	403	1 410	41
Autres coûts	2 143	609	424	251	859
Totaux	22 391	9 248	6 061	4 086	2 996
Pourcentage	100 %	42 %	27 %	18 %	13 %

Ces chiffres indiquent donc que ces trois projets ont généré des dépenses de plus de 22 M$, dont 87 % l'ont été au Québec, c'est-à-dire un peu plus de 19 M$.

5.3.1.4 LE POINT DE VUE DE L'APPHQ

M. Gilles Joubert, économiste de la firme Les Conseillers ADEC inc., a effectué une étude à la demande de l'APPHQ, sur les retombées économiques de ces trois projets selon les normes habituelles en utilisant le modèle intersectoriel préparé par le Bureau de la statistique du Québec. L'étude de M. Joubert se retrouve dans le rapport de l'APPHQ.

L'étude indique que la construction des trois centrales, dont la puissance totale souscrite auprès d'Hydro-Québec est de 9,1 MW, a créé des emplois de l'ordre de 159 personnes/année par le biais des effets directs, 79 personnes/année par le biais des effets indirects auprès des fournisseurs de biens et de services et 50 personnes/année, comme conséquence du recyclage des salaires et des bénéfices (effets dits induits).

Ces chiffres, extrapolés par l'APPHQ sur la base des 219 MW de puissance souscrite par toutes les petites centrales hydroélectriques, dont le coût de construction représenterait un investissement total estimé à 539 M$, indiquent que l'ensemble du programme aurait créé ou créerait 3 817 emplois directs/année, 1 896 emplois indirects/année et 1 240 emplois induits/année.

Les retombées économiques au Québec, directes, indirectes et induites, s'établiraient comme suit :

— une valeur ajoutée au coût des facteurs, constituée des salaires et gages versés, des impôts sur le revenu, des dépenses sociales et de la rémunération du capital

422 millions $

— des recettes pour les deux paliers de gouvernement

121 millions $

❑ **Pendant l'exploitation**

Selon l'APPHQ, l'exploitation d'une petite centrale hydroélectrique nécessite la visite quotidienne d'un opérateur pendant un nombre d'heures qui varie en fonction des saisons et des besoins. Elle requiert également, pour des périodes plus ou moins longues, les services d'autres personnes de la région pour les réparations, l'entretien préventif, le nettoyage des grilles, le déneigement et l'entretien des chemins d'accès.

Elle générerait également des emplois au siège social du producteur, sans compter le recours aux services professionnels de comptables, d'avocats, d'ingénieurs et de membres d'autres disciplines.

L'APPHQ estime, en bout de ligne, les besoins pour chaque centrale à 2,3 personnes/année en région et à 1,0 personne/année au siège social.

- **Des retombées sous d'autres formes**

Selon l'APPHQ, chaque site existant qui appartient à l'État, surtout là où un barrage est déjà en place, engendre des frais à la charge de l'État pour l'entretien des aménagements, la surveillance, la responsabilité civile et les réparations, souvent sans contrepartie.

Lorsque le site et ses aménagements sont loués à un producteur privé, c'est ce dernier qui assume ces frais et, en plus, il verse des loyers et redevances de diverses natures. Il en résulte donc une diminution des dépenses publiques.

- **Développement touristique**

Toujours selon l'APPHQ, certains sites peuvent présenter un attrait touristique et être développés à cette fin, par l'ajout de sentiers, de belvédères et de passerelles, de manière à favoriser la mise en place d'un centre d'interprétation, la marche en forêt, le camping sauvage, les sports en eaux vives, la pêche, la baignade, etc. Une activité touristique ainsi générée, bien gérée, pourrait créer une dizaine d'emplois occasionnels, sans compter les apports secondaires découlant de la venue de visiteurs dans la région.

- **Développement d'une expertise susceptible d'être exportée**

Enfin, l'APPHQ a informé la Commission que dans beaucoup de pays, l'on fait appel maintenant à des promoteurs en hydroélectricité (et non plus uniquement à l'expertise des ingénieurs en hydroélectricité), à qui on peut louer des sites à long terme et qui verront à construire financer et exploiter des centrales pour des prix de vente d'électricité préétablis.

La construction de petites centrales par des promoteurs au Québec a permis de développer cette expertise et certains promoteurs sont devenus actifs dans d'autres pays.

5.3.1.5 LE POINT DE VUE DE M. DENIS DURAND

M. Denis Durand est un associé principal de la firme de conseillers en placements Jarislowsky Fraser et compagnie. Vu son expertise, ses services ont été retenus par la Commission.

De façon générale, les remarques de M. Durand rejoignent celles de M. Joubert, mais il est opportun d'y référer plus spécifiquement puisqu'elles apportent un éclairage complémentaire et font valoir certaines réserves à l'égard de la création d'emplois et des possibilités d'exportation.

❑ **Les impacts à court terme**

M. Durand a mentionné qu'au niveau des impacts à court terme, c'est la période de construction et d'aménagement d'une petite centrale qui :

« ... procure les effets les plus marquants, les plus visibles et souvent les plus quantifiables. Des investissements de l'ordre de $3 à $10 millions répartis sur une période de 8 à 12 mois au sein d'une population restreinte représente un nombre d'emplois directs variant de 25 à 80 emplois, et d'emplois indirects variant de 12 à 40 emplois en raison de l'effet d'entraînement économique. » (P-1194)[63]

Cependant, il souligne que le coût brut des projets n'est pas nécessairement représentatif des avantages qui se répercutent sur une région.

Ainsi :

« Du coût total d'un projet, il faut en retirer les éléments suivants qui n'ont que peu d'impact à court terme sur une région :

— *Le coût des études d'ingénierie, sur l'environnement et de faisabilité reliées au financement.*

— *L'achat d'équipement lourd propre à la centrale: turbines, disjoncteurs, transformateurs, etc.*

— *La location d'équipement de construction à l'extérieur.*

— *La rémunération des cadres et ingénieurs du projet. »* (P-1194)

---

63. L'analyse de M. Durand se trouve en annexe au présent rapport.

❑ **Les impacts à long terme**

M. Durand a indiqué que, selon lui, les impacts à long terme sur la création d'emplois sont minimes :

*« **En termes d'emploi, l'opération d'une mini-centrale ne crée pas d'emploi et ne devrait pas en créer.** A l'ère de l'informatisation et des télécommunications à distance, la surveillance professionnelle de l'opération technique est mieux assurée par le siège social du promoteur ou de la société exploitante. Le seul emploi envisagé est lié plutôt à la sécurité et à l'entretien et la tâche est effectuée à temps partiel. »* (P-1194)

Évidemment, ceci n'exclut pas qu'un suivi occasionnel puisse être effectué par un résident contre rémunération. M. Durand croit, par ailleurs, que l'aménagement d'une petite centrale peut être bénéfique à l'éclosion du tourisme :

« L'autre élément important est l'impact environnemental du réaménagement d'une centrale. Certains aménagements bénéfiques au niveau du tourisme et des loisirs ne pourraient être complétés de façon économique sans la réalisation de ces projets hydroélectriques. » (P-1194)

❑ **Capacité d'exportation des connaissances et des équipements québécois**

M. Durand a identifié certains éléments qui favorisent la possibilité d'exporter des connaissances et des équipements québécois :

- l'expertise spécifique reliée à l'ingénierie et à la construction de petites centrales;
- la gestion des éléments qui influencent l'hydraulicité;
- la recherche et le développement d'équipements peu coûteux et flexibles, compte tenu que les promoteurs québécois sont actifs dans un environnement où les tarifs d'électricité sont parmi les moins élevés;
- les services d'un personnel qualifié exportables dans des pays où la disponibilité du capital est restreinte et où les ressources locales sont limitées.

M. Durand tempère toutefois les attentes de ceux qui voudraient copier à l'étranger, en plusieurs exemplaires, la recette à succès

d'un projet particulier. En effet, le coût de construction à l'étranger peut varier en fonction de la qualité de la main-d'oeuvre, des échéances de livraison d'équipements et de problèmes d'ingénierie. Aussi, le coût du financement, surtout s'il est local, peut fluctuer en fonction d'un taux d'inflation élevé et de taux d'intérêts excessifs.

- **Le point de vue de la Commission**

La Commission rappelle qu'Hydro-Québec n'a présenté aux promoteurs aucune demande portant sur les retombées économiques régionales réelles. Elle n'a donc pas exercé de suivi sur l'atteinte d'objectifs. Elle n'a pas non plus effectué d'études distinctes quant aux impacts économiques régionaux des projets.

D'autre part, le MER n'exerçait pas non plus de suivi sur l'atteinte de ses objectifs ou de ses attentes quant aux investissements et ne faisait qu'accumuler des données prévisionnelles. (P-394) La valeur de ces données peut n'être que d'une utilité restreinte, car elles ne sont pas nécessairement fondées sur des chiffres représentatifs, encore moins réels. L'on a en effet tout simplement utilisé un montant d'environ 2 M$ par MW pour évaluer le coût des investissements. On a identifié la région administrative des projets, mais sans tenter de répartir ces investissements par régions bénéficiaires.

Les données produites par le MRN (P-394) indiquent que le programme des petites centrales hydroélectriques pourrait avoir créé des emplois de l'ordre de 8 161 personnes/année (sans spécifier s'il s'agit d'emplois directs, indirects ou induits) en utilisant un ratio d'environ 13 personnes/année pour chaque million de dollars investis. Ce ratio semble avoir été calculé à partir du modèle intersectoriel développé par le Bureau de la statistique du Québec; par ailleurs, ce ratio se compare à celui établi lors de l'analyse des trois projets précédemment mentionnés.

Quoique le Ministère ait démontré un intérêt pour le développement régional et les retombées économiques, il n'en reste pas moins qu'il n'a pas tenté de vérifier le réalisme de ses prévisions nonplus que la réalisation de ses attentes.

La période de construction et d'aménagement de petites centrales hydroélectriques procure, pour la région du projet, des effets concrets non négligeables, mais ponctuels. Des investissements importants répartis sur une période, malgré tout assez courte, dans une région, offrant des emplois directs, indirects et induits, ont des impacts notables. Cependant, certains éléments importants de la réalisation d'un projet ont des retombées économiques à l'extérieur de la région et parfois même à l'extérieur du Québec.

Les emplois permanents sont, à toutes fins utiles, inexistants, sauf quant à de possibles activités touristiques incidentes. L'exploitation d'une petite centrale ne crée pratiquement pas d'emploi, ce qui est d'ailleurs essentiel pour qu'elle soit rentable. La surveillance et le contrôle de l'opération technique sont souvent assurés à distance au siège social du producteur. La seule activité locale est alors liée à la sécurité et à l'entretien et ne s'exerce qu'à temps partiel.

En dernière analyse, la Commission conclut que tout programme de petites centrales hydroélectriques ne devrait pas être mis en oeuvre si le seul objectif en est le développement régional, à moins qu'on en fasse une analyse serrée, pour s'assurer que les avantages permanents que procurent de telles centrales dépassent largement les inconvénients environnementaux, sociaux et autres qu'elles peuvent causer.

La Commission ajoute que lors de l'annonce publique de l'attribution des sites, le MER émettait un communiqué de presse indiquant les sommes qui seraient investies, de même que le nombre d'emplois qui seraient créés. Le Ministère n'a toutefois pas validé, par la suite, ses prévisions et n'a pas rendu compte publiquement du résultat de l'exercice.

La Commission recommande donc qu'Hydro-Québec et le MRN :

- **vérifient, *a posteriori*, les impacts véritables, en terme de développement économique régional et de création d'emplois, à partir de petites centrales retenues sur une base d'échantillonnage et ne se limitent pas à des analyses purement prévisionnel[illegible] hypothétiques et**

- **rendent compte publ[illegible]ment des résultats de cette vérification en rapport avec les objectifs qu'ils s'étaient fixés.**

5.3.2 L'INTÉRÊT FINANCIER DU GOUVERNEMENT EN TERME DE TAXES, REDEVANCES ET PRIX DE CESSION

Deux types de redevances s'appliquent au programme des petites centrales : la redevance statutaire et les redevances contractuelles.

La redevance statutaire est celle prévue à la section VIII de la *Loi sur le régime des eaux* en rapport avec l'usage privé d'une ressource collective. Elle s'applique à tous les promoteurs, même à ceux établis sur un site privé, et elle existait bien avant le programme des petites centrales.

Les redevances contractuelles suivantes furent établies en 1991 :

- 46 ¢ par 1 000 kWh produits par année civile, à partir de la date de mise en service commercial, payable avant le 1er mars de l'année suivante, pour l'utilisation des forces hydrauliques du domaine public;

- 46 ¢ par 1 000 kWh sur l'énergie additionnelle rendue disponible à partir du moment où le preneur en bénéficie pour sa production, payable chaque année avant le 31 mars de l'année suivante, pour l'emmagasinage de réserves d'eaux en amont du cours d'eau qui améliore la régularisation du régime des eaux au site de la centrale;

- une tarification établie par décret, payable à l'avance pour la location des terrains du domaine public requis au site d'exploitation.

La formule de taxation prévoit une indexation basée sur les variations de l'indice des prix à la consommation au Canada.

Le preneur est tenu de payer toutes les taxes, cotisations, et autres redevances qui peuvent être imposées sur les droits et terrains loués pendant la durée du contrat de location.

Notons qu'à la redevance statutaire s'ajoute une taxe de 3 % du revenu brut imposable, versée au ministère du Revenu, et non au MRN, à titre de taxe dite *foncière municipale*. Cette taxe est redistribuée par le ministère des Affaires municipales à l'ensemble des municipalités de la province au *prorata* des rôles d'évaluation sans privilégier la ou les municipalités où les centrales sont établies.

❑ **CONSTAT**

La Commission a constaté que les taxes et redevances que le gouvernement perçoit, tout en lui assurant certains revenus, ne sont pas de nature à stimuler le développement économique régional parce qu'elles sont versées au fonds consolidé du revenu. Par ailleurs, si le développement d'une petite centrale peut s'avérer avantageux pour une région, il peut aussi causer des inconvénients, comme ce rapport le démontre plus loin[64] . Il serait donc nécessaire de tenir compte de ces inconvénients lors de la répartition de la taxe foncière.

La Commission recommande donc que le gouvernement :

- **revoie la répartition de la taxe dite *foncière municipale* perçue par le ministère du Revenu afin qu'elle soit redistribuée aux municipalités qui supportent des petites centrales sur leur territoire, sur une base plus équitable pour tenir compte des inconvénients qui peuvent être reliés à la présence et à l'exploitation de ces ouvrages.**

❑ **La cession des ouvrages et des équipements en place**

La politique prévoyait que le MER céderait les ouvrages et les équipements en place pour une somme équivalant à 15 % des revenus normalement escomptés de la production d'une année, établi à partir du prix d'achat de l'électricité offert par Hydro-Québec, en tenant compte d'un facteur d'utilisation de 75 % de la capacité d'aménagement du site. Toutefois, dans les cas où la valeur des ouvrages et équipements en place impliquait un investissement inférieur à 1 M$/MW pour la remise en exploitation du site, ils pouvaient être cédés à un prix plus élevé fixé par le Ministère, selon l'estimation de leur valeur marchande.

---

64. Voir Partie VII.

Le contrat de location des droits et des immeubles nécessaires à l'exploitation du site était d'une durée de 20 ans à partir de la mise en service commercial, et était renouvelable pour une autre période de 20 ans à la demande du preneur et aux conditions que le gouvernement établirait.

À la fin du contrat de location, le ministre de l'Environnement pouvait exiger, aux conditions qu'il déterminerait et aux frais du preneur, l'enlèvement des ouvrages et la remise des lieux dans *l'état ordinaire*.

La Commission s'est intéressée à la formule que le MER a adoptée pour déterminer le prix pour la cession des ouvrages et des équipements en place.

M[me] Michèle Laberge a ainsi expliqué la démarche du MER :

« R ***D'accord. Alors c'était très difficile de donner une valeur marchande à l'ensemble des sites, c'est-à-dire de payer un évaluateur agréé pour qu'il se rende sur le terrain et qu'il définisse la valeur marchande. Parce que la valeur marchande des équipements en place n'était pas actuelle, elle était virtuelle.*** *C'est-à-dire que c'est seulement par l'exploitation de la force hydraulique qu'elle devenait actuelle.*

Or, un équipement qui ne sert pas c'est un équipement qui vaut rien, c'est une équipement qui demande juste de l'argent pour être entretenu. C'est pour ça qu'on a fondé la valeur des biens sur la production.

Maintenant pourquoi on a adopté quinze pour cent (15 %) plutôt qu'un autre pourcentage, je vous dirais qu'au départ sans être arbitraire, c'était quand même une estimation qui a été faite. Il y avait le fait d'abord qu'on ne voulait pas céder à des sommes astronomiques ces équipements-là, pour ne pas créer un élément dissuasif pour l'économie régionale pour la contribution des promoteurs régionaux au programme.

On devait considérer aussi qu'on vendait, on cédait oui on vendait ces équipements-là absolument sans aucune garantie, et que souvent c'était des équipements vétustes, en très mauvaise condition pour la plupart.

Et donc on n'offrait aucune garantie de stabilité ou de sécurité par rapport à ces ouvrages-là, le poids de ça revenait

entièrem au preneur. D'autre part on considérait qu'au terme de la vi le de ces équipements-là, c'est-à-dire au bout de quarant 0) ans, ils pouvaient revenir dans le domaine public si le gou rnement décidait ainsi.

Or, en gros ces facteurs-là qui nous ont amenés à prévoir un seuil de quinze pour cent (15 %).
[...]

R ***En prenant ce fondement-là, on s'épargnait aussi beaucoup de frais parce que faire faire une évaluation de chacun des sites, c'est des frais énormes. Or, en prenant cette règle-là, on éliminait aussi des frais. »***
(M^me^ Michèle Laberge, transcription de la séance du 24 avril 1996, p. 32-36)

C'est donc par une estimation, somme toute assez arbitraire, que le MER en est venu à adopter sa règle.

Établi à 15 % des revenus normalement escomptés de la production d'une année lorsque le preneur investit plus d'un M$/MW de puissance installée, le prix de la cession était donc proportionnellement le même, que les ouvrages et équipements en place aient une grande valeur ou non. Il y a là une situation qui pourrait, à la limite, être inéquitable.

M. Ronald Gignac, de la direction des droits hydrauliques et des tarifs au sein du MER, a décrit comment le Ministère s'assurait de l'ampleur des investissements afin de déterminer le prix de cession des ouvrages et des équipements en place.

Soulignons au départ qu'aucun ouvrage ou équipement ne fut cédé à prix basé sur leur valeur marchande, parce que les promoteurs ont toujours investi ou devaient toujours investir plus d'un M$/MW pour remettre le site en exploitation. En effet, aucun des sites octroyés n'était dans un état où toutes ses composantes majeures (le barrage, la prise d'eau, la conduite d'amenée, la centrale, la turbine, le groupe turbo-alternateur, les modules de vérification) étaient en place et en bon état. Les travaux à réaliser étaient toujours suffisamment importants pour nécessiter des investissements supérieurs à 1 M$/MW.

Le Ministère n'a pas vérifié, *a posteriori*, le montant de ces investissements.

Cela s'expliquerait par le fait que les propositions déposées par les promoteurs faisaient état de coûts supérieurs à 1 M$/MW et que ces coûts ont été jugés réalistes par les membres du comité de sélection. Le Ministère estimait qu'il s'agissait d'une vérification adéquate et suffisante.

En définitive, la vérification était exercée au préalable sur les prévisions financières des propositions en considérant, selon l'opinion des fonctionnaires, que ces prévisions étaient réalistes. M. Gignac estime que l'on peut conclure que les coûts éventuellement engagés étaient du même ordre de grandeur que les coûts annoncés.

❑ **CONSTAT**

La Commission considère que, quoi qu'il soit possible que M. Gignac ait raison et qu'aucun projet n'ait pu voir le jour sans que des investissements de plus de 1 M$/MW aient été requis, la procédure de vérification du Ministère était inadéquate et aléatoire. Il faut souligner qu'il s'agit de cessions de biens publics et, qu'à cet égard, une vérification plus rigoureuse s'impose.

La Commission recommande donc que le MRN :

- **s'il ne modifie pas son approche pour établir la valeur des ouvrages et des équipements en place, assure un suivi adéquat des sommes investies par les promoteurs en exigeant que ceux-ci produisent une attestation formelle de leurs vérificateurs externes établissant l'ampleur des investissements réalisés.**

De plus, le prix de cession des ouvrages et des équipements en place est établi en fonction des revenus escomptés sans égard précisément à leur valeur intrinsèque. Ainsi, le gouvernement ne peut assurer le public qu'il a maximisé ses recettes. Or, il n'apparaît pas souhaitable que la cession d'un bien public puisse se réaliser sans déterminer au préalable la valeur de ce bien.

La Commission est consciente que la valeur de tels ouvrages et de tels équipements s'apprécie difficilement sans que ceux-ci ne soient remis en exploitation. Il n'en demeure pas moins qu'elle doit être reconnue au moment de la cession, c'est-à-dire lorsque l'on pose le geste qui leur accorde une valeur véritable. Ils ont une valeur pour le producteur et il est possible pour le Ministère d'évaluer à tout le moins leur état. À la suite d'une telle évaluation, le Ministère pourrait les céder pour un pourcentage des revenus anticipés qui serait établi conformément à un barème qui tiendrait compte de l'état de ces ouvrages et équipements. Il apparaît à la Commission qu'une telle démarche serait plus équitable tant pour le gouvernement, qui se départit de l'un de ses biens, que pour les producteurs, qui débourseraient un prix basé sur la valeur de ce bien, établie en fonction de son état.

La Commission recommande donc que le MRN :

- **évalue l'état des ouvrages et des équipements en place avant de les céder à des producteurs privés;**
- **établisse un pourcentage variable des revenus anticipés, conformément à un barème qui tiendrait compte de l'état des ouvrages et des équipements, afin de déterminer le prix exigé pour leur cession;**
- **évalue ou réévalue les taux ou les pourcentages acceptables.**

5.4 L'IMPACT DE LA PRODUCTION PRIVÉE SUR LES RÉSULTATS FINANCIERS D'HYDRO-QUÉBEC

La Commission s'est interrogé sur l'impact de l'achat d'électricité auprès de producteurs privés sur les résultats financiers d'Hydro-Québec.

À cet égard, il faut souligner que le résultat financier de la société d'État pour une année quelconque est constitué de l'écart entre, d'une part, les revenus provenant de la fourniture de services qui sont facturés, de façon générale, selon des tarifs axés sur les coûts moyens de fourniture des services et, d'autre part, les coûts réels de fourniture de ces services. Il est à noter qu'il ne reflète pas la valeur des variations dans les niveaux d'eau des bassins d'emmagasinage.

- **La difficulté de calculer avec précision la rentabilité de la production privée**

Selon Me Jean Bernier, ancien secrétaire général d'Hydro-Québec, il est à peu près impossible de calculer avec précision la rentabilité d'un équipement quelconque, qu'il s'agisse de petites ou de grandes centrales, puisqu'elles fonctionnent toutes en réseau. Il y a alors, en un certain sens, fusion de l'électricité produite par la totalité du parc de la société d'État. Il en est de même pour l'électricité achetée auprès de centrales privées ou de réseaux voisins qui peuvent être assimilés à des centrales en réseau.

Me Bernier a reconnu qu'il serait possible de calculer la rentabilité de chacune de ces centrales à partir de leur production et de prix de vente moyens, et en recourant à différentes hypothèses. Par contre, il y a tellement d'échanges de production d'une centrale à une autre, que l'établissement de la valeur relative des contributions inter-centrales serait un exercice très complexe. La complexité proviendrait de la difficulté de relativiser la valeur de la contribution d'une centrale donnée qui en remplacerait une autre temporairement hors d'usage pour des raisons diverses.

Il est possible pour le propriétaire d'une centrale privée de calculer sa rentabilité du fait que le produit de la vente et les coûts sont connus. Par contre, en ce qui concerne la rentabilité de cette centrale pour Hydro-Québec, quoique les coûts directs puissent être calculés avec une certaine précision, les revenus et les autres éléments de l'équation ne peuvent l'être pour les raisons avancées par Me Bernier.
(Me Jean Bernier, transcription de la séance du 25 janvier 1995, p. 84-88)

Il ressort de la preuve que, durant la période suivant immédiatement la mise en service de petites centrales, Hydro-Québec a vendu de l'énergie excédentaire à l'exportation à des prix représentant environ la moitié du coût d'achat de la production privée; pourrait-on alors considérer qu'Hydro-Québec encourt des pertes sur l'achat de l'électricité produite par les petites centrales? Selon M. Michel Grignon, vice-président exécutif d'Hydro-Québec, l'on ne peut déterminer que l'énergie vendue provient d'une source (d'une centrale) en particulier, puisque toute l'énergie est amalgamée sur le réseau d'Hydro-Québec et qu'elle est ainsi fondue dans l'ensemble, sans distinction de son origine.

Selon M. Grignon, ceux qui s'opposent à la présence de petites centrales diront que l'énergie vendue à perte provient de celles-ci, et ceux qui s'opposent à la présence de grandes centrales diront que c'est là que se trouve la source de cette énergie. Invité à expliquer à quelle source on devait attribuer cette perte, M. Grignon a dit qu'il est impossible de l'identifier et que les causes de ces ventes à perte résident dans des *« erreurs de planification »*.
(M. Michel Grignon, transcription de la séance du 30 janvier 1996, p. 283-289)

Ces erreurs résulteraient de prévisions de la demande qui ne se réaliseraient pas par la suite.

5.4.1 LES CONTRATS À PARTAGE DE RISQUES ET LE LIEN AVEC LA SOURCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Tel que mentionné précédemment[65], Hydro-Québec avait identifié la Phase II du complexe La Grande comme équipement de production devant fournir l'électricité requise pour les contrats à partage de risques et de bénéfices.

Ainsi, M. Richard Drouin a expliqué que l'on prévoyait que la Phase II du complexe La Grande servirait à alimenter des alumineries en électricité. À l'époque des négociations avec celles-ci, le prix de l'aluminium à l'échelle mondiale était *« ridiculement bas »* et on se devait d'appuyer cette industrie. Il fut alors décidé que l'électricité leur serait fournie en vertu de contrats de

---

65. Voir Partie IV.

vente comportant un partage de risques et que les prix seraient établis en fonction du coût marginal des installations de la Phase II du complexe La Grande. L'électricité devait alors être facturée aux clients en utilisant un tarif légèrement inférieur au tarif «L».

Le coût marginal de la Phase II du complexe La Grande était très bas parce que la plupart des coûts et des charges fixes pour le développement et l'aménagement du bassin de La Grande avaient déjà été assumés dans la Phase I et n'avaient pas à être imputés à la Phase II. M. Drouin a indiqué que ce coût marginal des équipements de production d'électricité pour les contrats à partage de risques était moins élevé que le coût marginal des projets de référence devant servir à établir le prix d'achat de la production privée.

Il a souligné qu'Hydro-Québec s'attendait à couvrir ses frais avec les contrats à partage de risques. Tout en reconnaissant que l'actionnaire pouvait être guidé par des objectifs économiques et que la décision de conclure des contrats à partage de risques était une décision conjointe du gouvernement et d'Hydro-Québec, il a mentionné que ce sont les agents de la société d'État, et non ceux du gouvernement, qui ont négocié avec les alumineries.

M. Drouin a affirmé qu'aucun des équipements de la Phase II du complexe La Grande n'aurait été en construction, sur la période 1984-1992, s'il n'avait été des contrats à partage de risques.

❑ **CONSTAT**

Par conséquent, bien que les représentants d'Hydro-Québec aient soutenu auprès de la Commission que l'on ne pouvait identifier un équipement de production en relation avec des ventes particulières, la Commission constate que c'est bien ce qu'Hydro-Québec faisait par un appariement de la production de la Phase II du complexe La Grande avec les ventes reliées à des contrats à partage de risques.

5.4.2 LA NOTE DU 19 NOVEMBRE 1993 : UN LIEN ENTRE LA PRODUCTION PRIVÉE ET LES VENTES EXCÉDENTAIRES À L'EXPORTATION

Il y eut, au cours du mois de novembre 1993, un échange de correspondance entre M. Richard Drouin et M^me^ Lise Bacon. Celle-ci

s'inquiétait d'une nouvelle rendue publique par les journaux à l'effet qu'Hydro-Québec puisse mettre fin à ses négociations en matière de cogénération.

M. Drouin lui fit parv ir, le 19 novembre, une note, accompagnée de divers documents faisant état d'une réévaluation du scénario moyen. (P-1124) Or, la 3e page annexée à cette note indiquait ceci :

> *« Tableau 2 : Si l'objectif d'achat des producteurs privés est maintenu à 760 MW, une partie de ces achats sera en surplus jusqu'à l'an 2000.*
> *[...]*
> *Le maintien des achats de production privée à 760 MW entraîne des surplus qui résulteront en une dégradation du bénéfice net de l'ordre de 400 millions de dollars de 1996 à 1999. Cette estimation demeure prudente car elle tient compte de l'écoulement de ces surplus sur les marchés excédentaires durant cette même période. »* (P-1124)

Hydro-Québec faisait donc un lien direct entre le surplus qui pouvait être causé par l'achat de production privée (*« une partie de ces achats sera en surplus »* de même que *« le maintien des achats de production privée à 760 MW entraîne des surplus. »*) et les ventes sur le marché excédentaire (*« l'écoulement de ces surplus sur les marchés excédentaires »*).

La Commission est consciente que l'objectif d'achat de production p ée fut par la suite réduit à 500 MW. Mais ce qui importe ici, c t de constater qu'Hydro-Québec admettait une fois de plus, clairement, le 19 novembre 1993, qu'il est non seulement possible, mais normal de faire un lien entre un équipement de production (la production privée) et des surplus, de même que des ventes sur le marché excédentaire ou *spot*.

5.4.3 L'ÉVALUATION DU PRIX D'ACHAT : EN PÉRIODE DE SURPLUS, LA PRODUCTION PRIVÉE AUGMENTE LES VENTES SUR LE MARCHÉ EXC DENTAIRE

Lorsqu'Hydro-Québec a approuvé sa politique d'achat le 18 février 1987, le président directeur général de la société d'État approuvait égal nt la directive corp rative sur les conditions tarifair s pour l hat de cette énergie (P-154). Cette directive décrivait les méthodes d'évaluation du prix d'achat de l'électricité des producteurs autonomes. Pour l'achat d'une production qui

serait raccordée au réseau intégré d'Hydro-Québec, la directive prévoyait que :

« L'usage fait de l'électricité, produite par le producteur autonome, dépend du bilan annuel d'énergie apparaissant au programme d'équipement de référence. ***Durant les années de surplus d'énergie, l'électricité des producteurs autonomes vient augmenter les disponibilités vers les marchés d'excédentaire****, alors qu'aux autres années, elle permet de satisfaire les besoins additionnels d'électricité du réseau et ainsi de retarder la construction de certaines installations.*

Les coûts évités par l'entreprise grâce à l'électricité des petites centrales seront donc établis en tenant compte du prix de vente sur les marchés d'excédentaire et du coût économique de retarder certaines installations.

Le prix d'achat offert sera établi à partir des coûts évités et des risques encourus par l'entreprise dans de tel contrat. Ce prix sera neutre au sens où il n'entraîne ni augmentation, ni diminution des coûts économiques pour l'entreprise. » (P-154, directive corporative, p. 3)

Il ressort de cet énoncé qu'Hydro-Québec décidait de tenir compte, entre autres, dans le prix d'achat de la production privée, de la valeur de cette énergie sur les marchés de vente. En période de surplus d'énergie, selon la directive, la production privée *vient augmenter les disponibilités vers les marchés d'excédentaire*.

Le 18 novembre 1987, Hydro-Québec approuvait une grille tarifaire selon une méthode d'évaluation révisée du prix d'achat en période de surplus (P-3a, p. 187-188). La recommandation au conseil d'administration de la société d'État définissait ainsi l'approche à suivre :

« <u>CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS TOTAUX</u>

L'énergie que livre le producteur autonome à Hydro-Québec permet de retarder les investissements des équipements qui auraient été requis pour produire cette énergie ou bien de revendre cette énergie durant les périodes où l'entreprise connaît des surplus.

Deux facteurs peuvent donc permettre d'établir les coûts évités. Le premier consisterait à donner une valeur à la revente de l'énergie du producteur autonome durant la période de surplus. Le second sera de faire l'évaluation des coûts évités à partir des coûts marginaux de puissance et d'énergie pour la période où il y a des reports d'équipements.

PÉRIODE DE SURPLUS

Les coûts évités pourraient être évalués à partir du prix de vente sur les différents marchés d'exportation. Ce prix de vente dépend fortement des prix du pétrole. I coûts évités seraient sujets à une grande volatilité et pourraient co tre une évolution en dents de scie d'année en année. Cette approc n'a pas été retenue pour cette raison.

Pour la période de surplus, on aura plutôt recours au coût marginal de puissance et d'énergie correspondant au prochain équipement de production de l'entreprise. Afin d'exprimer ce coût pour chacune des années, on retranchera l'inflation générale au coût marginal retenu. »

C'est donc pour une raison technique, et non parce qu'elle en rejetait le principe, qu'Hydro-Québec n'a pas retenu l'approche d'évaluer les coûts évités à partir du prix de vente sur les marchés d'exportation; elle a quand même établi une grille tarifaire qui tenait compte d'une valeur moindre de l'énergie provenant de la production privée en période de surplus. La société d'État manifestait donc son accord avec l'énoncé de la directive corporative de février 1987, qui affirmait que *« durant les années de surplus d'énergie, l'électricité des producteurs autonomes vient augmenter les disponibilités sur les marchés d'excédentaire. »*

❑ **CONSTAT**

Dès 1987, Hydro-Québec reconnaissait, à l'intérieur même de sa politique d'achat et de sa directive corporative, qu'il est possible de tisser un lien entre la production privée et des ventes excédentaires à l'exportation en période de surplus.

Par ailleurs, la grille tarifaire du volet A a été établie sans refléter une période de surplus puisque les surplus, qui se sont matérialisés à court terme, n'étaient pas prévus au moment où elle a été constituée. C'est l'une des raisons qui explique que le prix d'achat payé aux producteurs privés ait été plus élevé que le prix de vente sur les marchés excédentaires à l'exportation.

5.4.4 LES ACHATS DE PRODUCTION PRIVÉE ET LES VENTES SUR LES MARCHÉS EXCÉDENTAIRES À L'EXPORTATION

Pour faire un rapprochement entre les prix payés ou à être payés par Hydro-Québec pour la production privée et les prix de vente

par celle-ci sur les marchés à court terme, ou excédentaires, il faut présupposer que la production privée fait partie des surplus d'énergie faisant l'objet de ces ventes excédentaires.

Dans son rapport du 31 mai 1995 sur l'achat d'électricité par Hydro-Québec auprès des producteurs privés, (P-2) le MRN rappelle que le prix d'achat de la production privée fut estimé pour 1991 à quelque 4,8 ¢/kWh, prix qui devait augmenter à un taux d'inflation à long terme de 4,5 %.

On y mentionne également qu'Hydro-Québec indiquait dans le rapport particulier sur l'équilibre énergétique du 31 décembre 1994 : *« qu'elle dispose de 9 TWh d'énergie excédentaire qu'elle écoule sur les marchés externes à court terme à un prix de vente de 2,5 ¢/kWh et ce, à condition que l'état de l'hydraulicité le permette. Il est prévu que ce surplus en énergie sera effacé à la fin de 1998. »* (P-2, p. 41)

❑ **CONSTAT**

La Commission considère, à la lumière de la preuve qu'elle a entendue, qu'il est possible de tisser un lien entre la production privée et les ventes excédentaires à l'exportation. En effet, la production privée a été prise en charge sur le réseau d'Hydro-Québec pendant que celle-ci exportait de l'électricité sur le marché excédentaire à court terme.

Bien sûr, à cause du réseau intégré d'Hydro-Québec, il est impossible d'identifier 1 kW vendu à l'exportation comme étant 1 kW originant d'une petite centrale privée. Cependant, la Commission croit qu'un tel lien direct n'est pas essentiel pour conclure que la totalité de la production privée faisait partie des ventes à court terme à l'exportation. Force est de conclure que, sans l'apport additionnel de la production privée, ces ventes auraient été de moindre ampleur.

5.4.4.1 UN MANQUE À GAGNER, SELON LE MRN

Selon le rapport du MRN, (P-2, p. 41-42) dans un scénario optimiste où tous les projets, ayant fait l'objet d'un contrat et n'étant pas mis en banque, se réaliseraient, pour un total de 581 MW,

Hydro-Québec achèterait environ 11 000 GWh durant la période 1995 à 1998 pour un coût total de 600 M$, soit 5,4 ¢/kWh. Dans l'hypothèse où cette énergie serait écoulée au prix des ventes à l'exportation dans un marché excédentaire, soit 2,5 ¢/kWh, pour un total de 278 M$, il en résulterait, toujours selon le Ministère, un manque à gagner de 322 M$.

Toutefois, en prévoyant que certains projets de production privée ne se réaliseraient pas et qu'Hydro-Québec n'achèterait que l'énergie produite par des centrales d'une capacité totale de 370 MW, selon le scénario retenu par Hydro-Québec, le manque à gagner, toujours selon le Ministère, serait plutôt d'environ 205 M$. En effet, Hydro-Québec achèterait environ 7 000 GWh à 5,4 ¢/kWh, pour un total de 382 M$, et effectuerait des ventes pour 177 M$.

5.4.4.2 DES PERTES, SELON LA COMMISSION

Si l'on compare le coût de la production privée avec le produit des ventes sur le marché excédentaire à l'exportation, il ne faut pas conclure, comme le MRN, qu'il s'agit d'un manque à gagner : il s'agit plutôt d'une perte reflétée aux états financiers d'Hydro-Québec et non pas d'un manque à gagner qui, lui, ne se comptabilise pas.

Selon la pièce P-743, tableau 1, les achats par Hydro-Québec de production privée réalisés au cours des années 1992 à 1995 étaient de l'ordre de :

Année	Achats en TWh	Coûts en M$	Prix moyen ¢/kWh
1993	0,313	14,7	4,69
1994	0,634	29,8	4,70
1995	0,927	45,1	4,87
Total	1,874*	89,6*	4,78*

* Résultats établis par la Commission.

En comparaison, les ventes d'électricité par Hydro-Québec sur le marché externe excédentaire, ou à court terme, ont été réalisés au prix moyen de 2,63 ¢/kWh en 1993, 2,36 ¢ en 1994 et 2,35 ¢ en 1995. (P-743, tableau 3) Hydro-Québec a donc acheté l'électricité de production privée au double du prix de vente à l'exportation à court terme.

La société d'État a payé une somme de 89,6 M$ pour 1 874 TWh de production privée; or, des ventes équivalentes sur le marché externe à court terme lui ont rapporté une somme de 45 M$, représentant des pertes de 44,6 M$, si l'on compare les achats et les ventes pour la période 1993-1995. Ces pertes ont évidemment connu une courbe ascendante étant donné le nombre de plus en plus élevé de petites centrales mises en service durant la période.

Par ailleurs, pour obtenir un portrait fidèle, il faudrait ajouter à ces pertes les frais suivants :

— les dépenses d'opération annuelles de la direction de la Production privée (une somme de 7 M$ pour la période 1993 à 1995, selon la pièce P-744) et les frais généraux afférents;

— certains frais d'arpentage et de recherches de titres encourus par Hydro-Québec pour remettre au MER des titres de propriété clairs et valables à l'égard des sites cédés (une somme de 2,4 M$ pour la période, selon P-744);

— les frais de résiliation et de mise en banque des projets de cogénération au gaz naturel (une somme de 20,3 M$ pour les années 1994 et 1995 selon P-744 et qui pourrait se chiffrer à un maximum de 58 M$ à l'horizon 2000 selon P-3a, p. 432, si aucun des projets ne se réalise);

— les coûts de transport dont il a été question précédemment[66].

Les pertes, au cours de la période 1993 à 1995, ont donc totalisé une somme de 74,3 M$, à laquelle il faudrait ajouter certains frais généraux et les coûts de transport.

❑ **CONSTAT**

Bien que l'on ne puisse mesurer avec précision l'impact véritable de la production privée, prise isolément, sur les résultats financiers

66. Voir section 5.2.3.

d'Hydro-Québec, on peut affirmer qu'elle a contribué directement à l'apparition d'excédents de production au cours de la période de surplus énergétiques qui a suivi.

Diverses circonstances, notamment la conjoncture économique, ont fait en sorte que la demande d'électricité n'a pas augmenté comme prévu et qu'Hydro-Québec est maintenant dotée de moyens de production excédentaires à la suite de prévisions qui se sont avérées erronées.

Toutefois, la société d'État étant propriétaire de grandes centrales possédant de vastes bassins de stockage d'eau, il n'a pas été nécessaire de déverser des surplus d'énergie, qui auraient constitué des pertes nettes; en effet, comme le niveau de remplissage de ses réservoirs était bas, un surplus d'énergie lui a permis de relever ses réserves d'eau pour une utilisation future de sorte qu'elle a quand même pu tirer un certain avantage de la situation.

Par ce fait, Hydro-Québec n'a pas été en mesure d'emmagasiner toute cette énergie supplémentaire puisqu'elle doit aussi s'assurer de revenus, d'où la décision d'effectuer des ventes à l'exportation de court terme qui lui ont permis de recevoir des devises nécessaires à son fonctionnement.

Pour l'instant, le bénéfice est inférieur à ce qu'il aurait été si la demande avait été plus forte, mais le relèvement du niveau des réservoirs permettra peut-être de ne pas avoir à recourir plus tard à des moyens de production ou à des achats additionnels. Les bénéfices d'alors seraient d'autant plus élevés.

Dans les circonstances, Hydro-Québec ne fait pas face à une situation de surplus d'énergie inutiles dans le sens où elle devrait procéder à des déversements. Par contre, elle pourrait faire face sans difficulté à une demande accrue de la part de sa clientèle régulière.

L'impact de la production privée sur les résultats financiers d'Hydro-Québec est déterminée par deux facteurs. D'une part cette production privée est achetée par Hydro-Québec à des prix établis à partir de coûts d'équipements de production évités, ceux-ci étant plus élevés que les coûts moyens de production qui servent à éta-

blir les prix de vente de la société d'État. D'autre part, le produit des ventes est influencé par le marché qui, en période de pénurie ou d'excédent, peut varier de façon importante. Ainsi, si un excédent de production d'énergie provoque une diminution dans les prix de vente moyens, on pourra attribuer à cet excédent de production l'impact négatif sur les résultats financiers de la société d'État. Dans la mesure où la production privée a contribué à l'excédent de production, on peut alors lui attribuer une part correspondante de cet impact négatif.

Une telle approche cependant repose sur un jugement porté, *a posteriori*, sur une situation qui pouvait être tout autre lorsque la décision de faire appel à la production privée fut prise.

Néanmoins, la conséquence, même si elle était imprévue, est telle qu'Hydro-Québec a essuyé des pertes de plus de 74 M$ entre 1993 et 1995.

Par ailleurs, la Commission considère que, vu les aléas, il n'est pas opportun de tenter de chiffrer les pertes susceptibles d'être générées dans l'avenir par la vente de la production privée sur les marchés à l'exportation à court terme advenant que la période de surplus énergétique se prolonge.

5.5 LA RENTABILITÉ DES PETITES CENTRALES POUR LES PROMOTEURS

La Commission a examiné la rentabilité des petites centrales afin de savoir, notamment, si les grilles tarifaires adoptées par Hydro-Québec permettraient aux producteurs privés de réaliser des profits excessifs.

Tel qu'il a été mentionné précédemment, la Commission a pris connaissance des données réelles et vérifiées des projets suivants :

- Saint-Paulin (Chutes à Magnan), appartenant à Innergex, Société en commandite;
- Petites Bergeronnes, appartenant à Société d'énergie Petites Bergeronnes inc.;
- St-Hyacinthe, appartenant à Boralex inc.

La rentabilité de centrales varie en fonction d'un grand nombre de facteurs. Les plus déterminants sont : la hauteur de la chute, les aménagements en place au moment de l'acquisition, la capacité totale de la centrale. À cet égard, l'un des sites examinés a la plus grande hauteur de chute de toutes les petites centrales au Québec (Petites Bergeronnes : 107m); un autre a la moins élevée (St-Hyacinthe : 6m); deux sites possédaient déjà leurs barrages (St-Hyacinthe et Petites Bergeronnes) et un autre était vierge (St-Paulin); enfin les puissances souscrites sont diverses (St-Paulin) : 5 MW, Petites Bergeronnes : 2,5 MW et St-Hyacinthe: 1,6 MW, alors que l'ensemble des petites centrales retenues par Hydro-Québec ont une puissance moyenne de 3,5 MW. La Commission croit que ces trois centrales constituent un regroupement assez représentatif de l'ensemble des petites centrales quoique, faut-il le souligner, la centrale type n'existe pas, vu le très grand nombre de caractéristiques à considérer.

Par ailleurs, la décision d'investir est prise sur la base de projections financières couvrant la période initiale du contrat avec Hydro-Québec et du bail avec le gouvernement et comportant un financement remboursable sur environ 20 ans. Le contrat et le bail sont habituellement renouvelables pour une seconde période de 20 ans.

5.5.1 LA POSITION DE L'APPHQ

Le taux de rendement sur le capital investi, qui sert à déterminer la rentabilité d'un investissement, peut se calculer, d'une part, en considérant uniquement les flux monétaires d'exploitation pendant la période de calcul (méthode conservatrice) ou, d'autre part, en attribuant une valeur résiduelle au site à la fin de la première période contractuelle. Dans l'étude produite par l'APPHQ, cette valeur résiduelle est égale à dix fois le bénéfice net comptable de la vingtième année d'exploitation, bénéfice établi sur un amortissement accéléré des immobilisations fondé sur le remboursement de la dette à long terme. (P-622)

Les promoteurs de centrales hydroélectriques sont exposés à des risques de toutes natures, tels que :

- investissements afférents à la recherche d'un site qui s'avérera inaccessible ou non rentable;
- investissements afférents à l'étude d'un site en réponse à un appel d'offres alors qu'il sera octroyé à un autre soumissionnaire;
- coût des études d'ingénierie pour un projet qui sera abandonné du fait que les travaux s'avéreront trop onéreux;
- coût des études environnementales pour obtenir le certificat d'autorisation du gouvernement en regard d'un projet qui sera abandonné à cause d'impacts environnementaux trop élevés;
- taux d'intérêts trop élevés au moment du financement, ce qui peut amener l'abandon pur et simple du projet et la radiation de tous les coûts engagés;
- dépassement des coûts de réalisation (études, construction, financement) qui entraînera une rentabilité réduite;
- coûts extraordinaires découlant de bris d'équipement ou d'autres imprévus qui peuvent survenir en cours d'exploitation;
- pertes de recettes dues à l'hydraulicité en deçà des prévisions et des niveaux historiques. (P-620)

❑ **Les taux de rendement**

Des études, élaborées à partir des données réelles et vérifiées des trois petites centrales mentionnées précédemment, ont permis d'évaluer les taux de rendement anticipés. (P-622, P-845 et P-845d)

À partir d'hypothèses différentes, plusieurs scénarios ont été considérés; ils permettent d'envisager l'avenir selon divers aléas et divers taux d'inflation.

Les taux de rendement ont été obtenus après avoir tenu compte des chiffres réels de la première année d'exploitation et imputé un amortissement fiscal accéléré selon la classe 34 ainsi que des impôts sur le revenu aux taux pour les grandes entreprises. Dans tous les scénarios, les revenus sont indexés d'un minimum de 3 % à un maximum de 6 %, tel que prévu aux contrats pour les 20 premières années, pour la période visée par les scénarios, à moins d'indication contraire pour les 20 dernières années.

Les divers scénarios envisagés sont les suivants :

Scénario A
Selon des hypothèses opérationnelles optimales. Période d'exploitation de 20 ans, tenant compte d'une valeur marchande des ouvrages à la fin de la vingtième année basée sur les profits anticipés dans les années suivantes. Le taux d'inflation est établi à 3 %.

Scénario B
Mêmes hypothèses d'exploitation que le scénario A, mais avec projections sur 40 ans; revenus indexés à 3 % et taux d'inflation de 3 % pendant 40 ans; réserve pour hydraulicité distribuée aux propriétaires dans la 20e année; les réparations majeures faites dans la 20e année avec un arrêt de l'exploitation de 9 mois et la perte de 55 % des revenus de l'année; les dépenses d'entretien des 20 dernières années sont augmentées; la disponibilité de la centrale dans les 20 dernières années passe de 95 % à 90 %; une réserve pour dépenses de remise en état des lieux à la fin du bail est créée dans les 20 dernières années.

Scénario C
Comme B, sauf que le taux d'inflation est de 0 % durant 40 ans.

Scénario D
Comme B, sauf que les revenus sont indexés à 4,5 % et que le taux d'inflation est également de 4,5 % pendant 40 ans.

Scénario E
Comme B, sauf que les revenus sont indexés à 6 % et que le taux d'inflation est également de 6 % pendant 40 ans.

Scénario F
Comme B, sauf que le taux d'inflation est de 1,5 % pendant 40 ans et que les revenus sont indexés à 3 % pour les 20 premières années, substantiellement réduits pour la 21e année et indexés à 1,5 % par la suite.

Scénario G
Comme F, sauf que les flux monétaires des huit premières années ne seront distribués qu'aux deux ans.

Scénario H
Comme G, sauf que la centrale n'est disponible que 90 % du temps tout au long des 40 années.

Scénario I
Comme H, sauf que les temps d'arrêt pour les réparations majeures auront lieu aux dix ans, mais sans coûter plus cher au total.

Scénario J
Comme I, sauf que le tarif de la 21e année sera le tarif original de 1991.

Scénario K
Comme J, sauf que les conditions de renouvellement du contrat et du bail ne justifient plus la poursuite de l'exploitation après les 20 premières années. De ce fait, aucune réparation majeure n'est requise, mais des frais de remise en état des lieux s'imposent.

Le calcul des taux de rendement sur l'investissement selon ces scénarios donnent les résultats suivants exprimés en pourcentage :

Scénario	*St-Paulin*	*Petites Bergeronnes*	*St-Hyacinthe*
A	15,3	16,2	6,6
B	15,6	15,9	8,9
C	17,2	17,2	11,0
D	18,9	18,8	11,0
E	21,9	21,6	13,0
F	15,1	15,4	7,7
G	14,8	15,1	7,7
H	12,7	13,5	6,7
I	11,7	12,4	6,2
J	11,1	11,9	4,9
K	8,4	10,0	-1,0

Selon l'APPHQ, le scénario B (revenus indexés à 3 %, taux d'inflation de 3 %) est le scénario le plus vraisemblable.

APPHQ souligne, toutefois, que ce scénario est fondé sur des conditions d'exploitation optimale, notamment :

- des temps d'arrêt de 5 % pour réparations, inspections, entretien préventif, défectuosités, à la demande d'Hydro-Québec, pendant les 20 premières années, et de 10 % pendant les 20 années suivantes, ce qui pourrait fort bien s'avérer insuffisant, d'où des pertes de revenus et des frais accrus;

- une hydraulicité moyenne alors qu'en réalité elle pourrait s'avérer plus faible que prévue;

- un renouvellement du contrat avec Hydro-Québec et du bail avec le gouvernement aux mêmes conditions.

5.5.2 LA POSITION DE M. DENIS DURAND

M. Durand a d'abord déclaré que la méthode de calcul qui a été retenue pour l'établissement de la rentabilité de ces trois petites centrales est tout à fait conforme aux règles :

« La méthode de calcul choisie est plus qu'acceptable dans son ensemble et reflète l'attitude du promoteur, de l'entrepreneur et de ceux qui procurent le capital de risque. » (P-1194, section A, p. 1)

Après avoir analysé tous les scénarios envisagés, M. Durand en a retenu certains et en a éliminé d'autres :

« Les scénarios B et G sont certes les plus plausibles compte tenu de l'évolution de la situation économique des 20 et 10 dernières années en Amérique du Nord. Après une période de forte inflation au cours des années 70, l'économie nord-américaine est entrée en phase de désinflation en 1982. Le faible taux d'inflation actuel devrait encore perdurer pendant plusieurs années si l'on tient compte du contexte démographique, des moyens limités à la disposition des gouvernements pour stimuler l'économie et de l'apport croissant de nouveaux produits compétitifs sur les marchés en raison de la globalisation de l'économie et de l'internationalisation du commerce. » (P-1194, section A, p. 2)

Rappelons que le scénario B implique des taux de rendement de l'ordre de 8,9 % pour St-Hyacinthe, 15,6 % pour St-Paulin et 15,9 % pour Petites Bergeronnes alors que les taux de rendement du scénario G sont légèrement inférieurs.

Par ailleurs, les scénarios H, I et J seraient les plus improbables et le scénario K a plutôt été inclus à titre d'information.

❑ **Les risques associés**

Quant aux risques d'affaires associés à la conception, au financement, à la construction et à l'exploitation d'une petite centrale hydroélectrique, M. Durand a mentionné qu'ils sont élevés, particulièrement au cours des trois premières étapes, et que l'hydraulicité constitue l'aléa le plus important pendant l'exploitation.

Plus particulièrement quant aux coûts de construction, il a mentionné que :

« Tous les projets ont connu des dépassements au niveau des coûts de construction, certains minimes, d'autres plus importants. Les coûts de construction ont un impact vicieux sur la rentabilité en ce sens que tout dépassement est financé théoriquement dans une proportion de 80 % avec de la dette et de 20 % avec de l'équité. » (P-1194, section B, p. 1-2)

Il faut souligner que l'expertise de M. Durand ne se limite pas à l'analyse des trois centrales qui ont intéressé plus particulièrement la Commission. En effet, dans le cadre de ses fonctions de conseiller en placements et d'associé principal de la firme Jarislowsky Fraser et compagnie, dont la compétence et l'expertise sont reconnues, M. Durand a examiné les données de plus d'une dizaine de petites centrales hydroélectriques, tant au Canada qu'aux États-Unis. Or, il a indiqué à la Commission, lors de son témoignage, qu'il a constaté des dépassements, quant aux coûts de construction, dans tous ces projets.

Selon lui, les risques reliés aux variations des taux d'intérêts ne sont pas à négliger :

« L'historique de la variante des taux d'intérêts nous indique que ceux-ci fluctuent avec plus d'amplitude en période de forte inflation. Durant une telle période, il devient primordial pour le promoteur de geler le taux de financement à long terme en escomptant que l'inflation persistera. Cette approche comporte des risques, car à toute période d'inflation succède une période de déflation. On peut citer le cas de la centrale des Petites Bergeronnes où la dette à long terme est plus élevée de 42 %

par rapport aux prévisions initiales et les frais d'intérêt ne se sont accrus que de 14,6 % grâce à la flexibilité du financement qui a permis une réduction de 18 % du taux d'intérêt. » (P-1194, section B, p. 1-2)

Enfin, il a rappelé, en rapport avec l'hydraulicité, qu'elle constitue un risque pour la santé financière d'un projet puisque « *le banquier ne peut attendre qu'il pleuve.* » et qu'il s'agit d'un aléa qui n'est pas négligeable. Ses recherches auprès de promoteurs de petites centrales aux États-Unis lui indiquent qu'il faut, à cet égard, être prudent dans l'utilisation des statistiques historiques. Par contre, il a aussi rappelé que les risques sont beaucoup plus élevés durant les deux ou trois premières années, c'est-à-dire durant la phase de conception et de construction, que durant la phase d'exploitation.

❑ **Comparaison avec d'autres industries**

Il est bien entendu que le rendement attendu et réalisé par le promoteur doit être comparable aux risques qui sont encourus.

Comme les promoteurs de petites centrales s'exposent à des risques différents selon les phases de développement de leurs projets, M. Durand a comparé les taux de rendement des trois petites centrales, établis selon le scénario B, avec ceux obtenus par diverses entreprises au cours de différentes phases de développement.

Il en a conclu que les taux de rendement attendus des petites centrales de St-Paulin et de Petites Bergeronnes « *ne semblent pas hors de proportions raisonnables si l'on tient compte des risques à gérer.* » (P-1194, section D, p. 2)

Il est manifeste que le taux de rendement de la petite centrale de St-Hyacinthe est nettement inférieur au marché.

M. Durand a par ailleurs expliqué qu'un promoteur pourrait maximiser son rendement s'il acceptait de se départir de sa centrale au moment où elle est en exploitation et bien rodée et où les risques sont moindres. Il est possible qu'un investisseur, à la recherche d'un placement à long terme raisonnablement sûr, soit intéressé à l'acquérir. M. Durand a démontré qu'un rendement anticipé de 15,6 % sur 40 ans, comme dans le cas de St-Paulin, peut se décomposer en un rendement de 23 % pour les quatre premières années si l'on vend la centrale à un

investisseur qui se satisferait d'un rendement de 13 % au cours des 36 années suivantes. Le promoteur obtiendrait donc un rendement plus élevé pendant quatre ans, mais devrait par la suite accepter de se départir de sa centrale et perdre, par le fait même, les revenus anticipés pendant le reste de la période.

Finalement, M. Durand a informé la Commission que son examen d'une dizaine de petites centrales lui a permis de constater que les taux de rendement sont très variables. Ainsi, le taux le plus élevé qu'il a observé se situe à 20 % alors qu'il a noté un taux aussi bas que moins 6 % démontrant par là qu'il s'agit d'un domaine où les fluctuations sont importantes.

❑ **CONSTAT**

Une analyse de trois petites centrales, vu le nombre restreint de centrales en exploitation au Québec depuis au moins un an, au moment de l'analyse, ne permet pas de tirer une conclusion s'appliquant sans distinction à tous les projets. Par contre, l'étude des données réelles de trois centrales qui, vu leurs caractéristiques, peuvent constituer un regroupement représentatif, de même que le témoignage de M. Durand, dont l'expérience dépasse largement l'analyse de ces trois centrales, permettent à la Commission de tirer des conclusions d'ensemble.

Les promoteurs courent des risques considérables pendant la phase de conception, de financement et de construction et il est normal que les rendements anticipés reflètent ces risques. Il ne faut pas oublier, par ailleurs, que ces promoteurs sont susceptibles, vu ces risques, de subir des pertes tout aussi importantes. C'est là l'essence même du capital de risque. La phase d'exploitation, quoique moins risquée, cache tout de même des écueils que l'on ne doit pas négliger. À titre de comparaison, la Régie du gaz permet à Gaz Métropolitain inc., qui jouit d'un monopole, d'augmenter ses taux pour lui assurer un rendement de 12 %.

La Commission est d'avis que les taux de rendement auxquels peuvent s'attendre les promoteurs sont loin d'être excessifs et qu'ils ne sauraient être qualifiés d'exorbitants. Cette activité génère des profits et des bénéfices qui ne sont aucunement hors de proportion avec ceux que génèrent d'autres entreprises exposées à des risques comparables.

Partie VI

MISE EN OEUVRE DE L'APR-91

Cette Partie est consacrée à l'examen de la mise en oeuvre de l'Appel de propositions restreint (APR) que le conseil d'administration d'Hydro-Québec a adopté le 3 avril 1991.

❑ La direction de la Production privée

La production privée d'électricité fut d'abord sous la responsabilité du service Marchés externes.

Devant la nécessité d'instaurer un ordre administratif efficace destiné à gérer le nombre grandissant de propositions, Hydro-Québec a constitué le comité directeur de la Production privée.

Le comité, quoique consultatif, devait être composé de représentants des directions d'Hydro-Québec concernées par la mise en oeuvre de la politique d'achat. Ce comité siégeait mensuellement, tel qu'en fait foi la pièce P-871, qui collige l'ensemble des comptes rendus des réunions qui ont été tenues.

En 1992 fut constituée la direction Production privée, sous la gouverne de M. Francis Dupuis jusqu'en 1994, auquel M. Denis Gagnon succéda par intérim.

Cette direction d'une part élaborait les recommandations de stratégie d'achats d'électricité et d'autre part négociait et gérait les contrats d'achat d'électricité dans le but de coordonner

efficacement l'ensemble des activités reliées à la production privée d'électricité.

6.1 LE LANCEMENT DE L'APR : 3 AVRIL 1991

6.1.1 LE CONTEXTE DE SON ÉLABORATION

Au début de l'année 1991, l'objectif de production privée était de 390 MW ce qui, conformément au plan de développement 1990, devait représenter progressivement 2,7 TWh/an pour une contribution totale de 23 TWh répartie sur la période 1990-2000.

À ce fait s'ajoutait la demande du gouvernement stipulant qu'Hydro-Québec intègre la cogénération à son bilan énergétique.

- **Les projets hydroélectriques**

Au début de l'année, deux petites centrales hydroélectriques étaient en exploitation : Mont-Laurier et Côte Ste-Catherine Phase I, toutes deux exploitées par la Société Hydroméga. Le contrat de Mont-Laurier a été signé le 3 mars 1989, sur la base de la grille tarifaire de 1987, pour une puissance de 2,4 MW. Le contrat de Côte Ste-Catherine Phase I, signé le 26 avril 1990, pour une puissance de 2,1 MW, utilisait la grille de 1988. Les tarifs faisant l'objet de ces deux contrats étaient inférieurs à ceux de l'APR.

En janvier 1991, Hydro-Québec procédait à des études préliminaires concernant dix autres projets, cumulant, d'une part, un total de 70 MW, auxquels s'ajouteraient, d'autre part, les treize sites rendus disponibles par le MER, représentant 30 MW.

Des lettres d'intention avaient été signées pour les projets de Chutes à Gorry, Coulonge, Val-Jalbert, Huntingville et quatre propositions étaient en négociation pour SM-1, Winneway, Kuujjuaq et Côte Ste-Catherine Phase II.

- **Les projets de cogénération au gaz naturel**

Au début de 1991, une seule centrale de cogénération était en service soit celle de la compagnie Cascades à Kingsey Falls pour

20 MW. Par ailleurs, une lettre d'intention avait été signée pour les projets de Trois-Rivières, le 20 février 1990, et de Hull, le 8 octobre de la même année. Une autre lettre d'intention fut signée un peu plus tard, le 6 mars 1991, pour le projet de Témiscaming. Vingt autres projets étaient à l'étude, pour des mises en service possibles en 1992 et 1993.

D'autres projets de production thermique étaient également examinés.

6.1.2 LA NOUVELLE STRATÉGIE D'ACHAT D'AVRIL 1991

Dans le but d'atteindre ses objectifs, Hydro-Québec croyait nécessaire d'apporter certaines modifications à ses conditions d'achat, dont :

— paiements anticipés : l'on permettrait des paiements anticipés, à certaines conditions, même si les garanties financières ne les couvraient pas totalement;

— formule d'indexation : le maximum était déjà fixé à 6 %. Considérant les prévisions d'inflation de 4,5 % et l'histoire récente, Hydro-Québec accepta d'établir un minimum de 3 %;

— tarif à composante unique pour les projets hydrauliques de 5 MW et moins sur des sites dont le débit n'était pas régularisé (sites non régularisés), les exemptant de la contrainte relative à un F.U. mensuel minimal en hiver;

— baisse du F.U. mensuel minimal.

6.1.2.1 LES COÛTS IMPUTÉS AU PRODUCTEUR

L'annexe intitulée *Tarifs d'achat d'électricité auprès des producteurs indépendants* mise en vigueur le 1er avril 1991 (P-177, annexe 2) présentait les modalités de livraison au réseau intégré d'Hydro-Québec.

Étaient imputés au producteur indépendant :

— le coût de raccordement au réseau ainsi que de toutes additions ou modifications techniques effectuées sur ce réseau;

— le coût de l'équipement de communication;

— le coût de l'appareillage de comptage de l'électricité ainsi que les frais d'installation, qui était effectuée, par ailleurs, par Hydro-Québec;

— les dépenses annuelles d'entretien des équipements installés sur le réseau et destinés à recevoir l'électricité;

— les pertes électriques encourues entre les équipements de production et le point de raccordement au réseau d'Hydro-Québec;

— les pertes additionnelles sur le réseau d'Hydro-Québec.

6.1.2.2 LE RECOURS À LA TECHNIQUE DE L'APPEL D'OFFRES À TARIF FIXE

Hydro-Québec a décidé d'utiliser une procédure d'appel de propositions en vertu de laquelle le tarif d'achat était fixe plutôt que de permettre la concurrence quant au prix. La Commission a mentionné précédemment qu'elle considère souhaitable qu'un appel public soit tenu, fondé sur la concurrence, afin d'assurer des achats au meilleur prix[67].

6.2 LES MODALITÉS D'APPLICATION

Deux aspects importants des modalités d'application de l'APR méritent d'être signalés : le traitement juridique et le traitement économique.

6.2.1 LE TRAITEMENT JURIDIQUE

6.2.1.1 LE PROCESSUS GÉNÉRAL DE SIGNATURE DES CONTRATS

La procédure initiale de la politique d'achat prévoyait que, la soumission ayant d'abord été acceptée et retenue, la société d'État et le promoteur procédaient à la signature d'une lettre d'intention. Cette lettre d'intention engageait les deux parties à négocier pour en arriver à la signature d'un contrat avant qu'Hydro-Québec *« prenne livraison de l'énergie produite »*. Avant la conclusion du

---

67. Voir Partie V.

contrat, les parties en négociaient les modalités, Hydro-Québec procédait à l'étude préliminaire d'intégration de la production à son réseau et le promoteur devait obtenir toutes les autorisations gouvernementales requises.

Hydro-Québec a rapidement modifié la procédure et les parties signaient un contrat dit *conditionnel* précisant qu'il ne deviendrait exécutoire qu'au moment où trois conditions se réaliseraient : le dépôt des droits hydrauliques, l'obtention des certificats d'autorisation et la confirmation du financement.

L'on notera qu'il existait plusieurs types de contrat : les contrats hydrauliques (et autres énergies renouvelables) prévoyant un tarif à composante unique, ceux prévoyant un tarif de puissance et d'énergie et enfin ceux comportant un tarif saisonnier et appelés communément contrats abrégés.

Les contrats thermiques au gaz naturel se présentaient sous deux formes : celle pour les projets de 50 MW et moins et celle pour les projets de plus de 50 MW.

La mise en service commerciale était précédée d'un certain nombre de vérifications et d'essais préalables.

Par la suite, l'exploitation de la centrale et la livraison de l'électricité produite pouvaient débuter.

6.2.1.2 LA LETTRE D'INTENTION

La politique d'achat prévoyait qu'Hydro-Québec signerait une lettre d'intention après que les promoteurs aient obtenu les droits et les permis requis des instances gouvernementales.

Par la suite, le 18 novembre 1987, à l'occasion de l'approbation de la grille tarifaire de 1987, le conseil d'administration autorisa la négociation et la conclusion de contrats d'achat d'électricité dont l'exécution était conditionnelle, entre autres, à l'obtention, par le producteur, de tous les droits, titres et permis requis. C'est dans ce cadre que s'inscrit la décision d'Hydro-Québec de modifier sa procédure pour adopter le contrat conditionnel. Hydro-Québec signait d'abord une lettre d'intention et signait par la suite un contrat avant que le producteur n'ait obtenu les autorisations; le contrat

ne devenait toutefois exécutoire qu'après l'obtention de ces autorisations et le respect des autres conditions, d'où le qualificatif de *contrat conditionnel.*

❑ **La force exécutoire de la lettre d'intention**

Le document officiel de l'APR-91, document 1, disposait qu'en premier lieu, Hydro-Québec classifiait le projet sous le volet tarifaire A ou B et l'évaluait à l'aide, notamment, des formules de prix proposées, des besoins d'Hydro-Québec en puissance et en énergie, des aspects techniques de la proposition, des qualifications et de l'expérience du proposant, du financement du projet, de l'efficacité énergétique et de considérations environnementales. Par la suite, les soumissionnaires, ayant passé avec succès ces différentes analyses, pouvaient voir leur projet retenu et être invités à négocier une entente avec Hydro-Québec.

Tel qu'il a été mentionné précédemment, avant la signature du contrat, Hydro-Québec émettait une lettre d'intention; le contenu de cette lettre était décrit au document intitulé *Conditions d'achat de l'électricité des producteurs indépendants*, daté de mai 1990, (P-3a, p. 586) qui faisait partie des documents de l'APR :

« Suite aux études préliminaires, Hydro-Québec transmet au promoteur ***une lettre d'intention établissant les conditions auxquelles elle s'engage à acheter l'électricité.*** *Son contenu est précisé à l'annexe 2 sous la rubrique "Lettre d'intention d'Hydro-Québec".*

La lettre d'intention constitue un engagement de la part d'Hydro-Québec en autant que le promoteur respecte toutes les conditions spécifiées *à la lettre d'intention, au présent document ou toute version révisée de ce document, et à la politique d'achat d'électricité produite par des petites centrales appartenant à des tiers au Québec. »* (P-3a, p. 549)

Selon cette annexe 2, la lettre d'intention comportait les éléments suivants :

« Suite aux études préliminaires, Hydro-Québec transmet au promoteur une lettre d'intention. ***Cette lettre d'intention établit les conditions auxquelles Hydro-Québec s'engage à acheter l'électricité.*** *Dans le*

cadre d'un échéancier établi en vertu des additions et/ou modifications à apporter au réseau Hydro-Québec et de la date de mise en service planifiée des équipements de production, la lettre d'intention spécifie entre autres :

— *les conditions tarifaires prévues pour l'achat de l'électricité produite;*

— *la tension à laquelle Hydro-Québec prendra réception de l'électricité;*

— *les exigences techniques auxquelles les installations du promoteur doivent se conformer;*

— *les études et autres documents à réaliser par le producteur indépendant;*

— *le coût approximatif des additions et/ou modifications requises sur le réseau Hydro-Québec (incluant le branchement d'Hydro-Québec), les frais d'exploitation associés, de même que les modalités de paiement;*

— *le coût des études d'avant-projet préliminaire et les modalités de paiement;*

— *les modalités entourant les additions et/ou modifications à apporter aux installations de tierces parties (clients d'Hydro-Québec et/ou autres);*

— *l'échéancier de réalisation des modifications;*

— *le coût de l'appareillage de comptage et de son installation, les frais d'exploitation associés, de même que les modalités de paiement;*

— *des commentaires s'il y a lieu.* » (P-3a, p. 586)

Les conséquences juridiques d'une lettre d'intention sont variables. Ainsi, la lettre constitue soit une promesse de contracter soit une simple invitation à contracter.

Lorsqu'elle comporte déjà les principaux éléments ou clauses qui formeront ultérieurement le contrat, il s'agit d'une promesse de contracter liant les parties.

Lorsque, à l'inverse, cette lettre n'a pour but que d'inviter les parties à négocier pour conclure, le cas échéant, une transaction, elle n'expose que les balises ou le cadre au sein desquels la négociation se déroulera et ne fixe pas les éléments constitutifs d'un contrat, c'est-à-dire son objet, son prix et la nature des prestations. Dans ce cas, la seule obligation qui pèse sur les parties est celle de négocier de bonne foi et non de conclure une entente définitive.

Dans le cas particulier prévu à l'APR, la lettre d'intention non seulement imposait un prix fixe, mais référait à un ensemble de paramètres techniques et financiers inscrits dans un contrat type et décrits dans les documents officiels de l'appel de propositions. En signant cette lettre, Hydro-Québec et le promoteur étaient à même d'évaluer la teneur de leurs engagements respectifs, même si d'autres aspects feraient l'objet d'une négociation. D'ailleurs, le contrat final reprendrait tous les éléments contenus dans la lettre d'intention, plus ceux qui auraient fait l'objet de négociations.

L'étape de la négociation ne visait donc essentiellement qu'à préciser les modalités particulières de chaque projet. En d'autres mots, tant que le promoteur respectait les conditions prévues à la lettre d'intention et s'entendait avec Hydro-Québec sur les éléments résiduels de la négociation, cette dernière ne pouvait se désengager du processus. Plus encore, elle ne pouvait négocier de mauvaise foi de façon à remettre en cause les éléments contenus à la lettre d'intention. La société d'État était donc liée par la lettre d'intention, dès que celle-ci était acceptée par le promoteur.

Les documents explicatifs, transmis aux promoteurs dans le cadre de l'APR, établissaient que :

> *«7.— Les proposants dont le projet aura été retenu suite à l'étape 6 devront par la suite négocier les termes d'une entente à intervenir avec Hydro-Québec.* ***À défaut de telle entente, Hydro-Québec n'aura aucune obligation à l'égard de tout proposant et aucun dommage ne pourra lui être réclamé*** *en regard de la présente proposition.*
>
> *De même, Hydro-Québec se réserve le droit de mettre fin en tout temps au présent processus d'appel de propositions et de ne conclure aucune entente avec tous et chacun des proposants.»*
> (P-3a, p. 495)

C'est cette clause qui a amené des personnes à conclure qu'Hydro-Québec n'avait aucune obligation de signer les contrats (*« à défaut de telle entente »*) et pouvait donc tout simplement refuser de signer si les besoins étaient revus à la baisse.

Il ne faut cependant pas limiter l'analyse à une seule clause de divers documents qui en contiennent plusieurs, évacuer tout le contenu des autres clauses et oublier la nature des négociations qui ont eu cours. La lettre d'intention acceptée constituait, dans les circonstances, une entente.

De plus, il est parfois nécessaire, pour interpréter une telle lettre, de référer à l'intention des parties. Hydro-Québec a qualifié elle-même son intention et la portée qu'elle entendait donner à la lettre d'intention.

Par exemple, tel qu'il a été mentionné précédemment, le document intitulé *Conditions d'achat de l'électricité des producteurs indépendants*, stipulait :

« Suite aux études préliminaires, Hydro-Québec transmet au promoteur une lettre d'intention établissant ***les conditions auxquelles elle s'engage à acheter l'électricité.***
[...]
La lettre d'intention constitue un engagement de la part d'Hydro-Québec... » (P-3a, p. 549)

De plus, la lettre prévoyait que :

« Cette lettre d'intention établit les conditions auxquelles Hydro-Québec s'engage à acheter l'électricité. »

En conséquence, non seulement le texte de la lettre d'intention indiquait qu'Hydro-Québec était liée, mais encore celle-ci le déclarait dans les documents accompagnant l'APR.

MM. Drouin, Dupuis et Gagnon ont tous trois confirmé qu'Hydro-Québec se sentait liée dès le moment où la lettre d'intention était signée, cette signature, cet engagement, équivalant à l'entente à laquelle réfèrent les documents précédents. Cet engagement était évidemment balisé par les conditions ou les autres clauses qui y étaient associées.

Me Jean Bernier, alors secrétaire général d'Hydro-Québec, était du même avis :

> « *Q* *J'aimerais savoir de votre point de vue si la lettre d'intention qui est indiquée ici a formellement lié Hydro-Québec, si ça crée un contrat dans le sens juridique?*
>
> *R* ***Bien, certainement. Certainement que ça crée un contrat. Je dirais que ça crée des engagements de la part de l'Hydro.*** *Cette lettre d'intention-là, j'en ai expliqué tantôt les finalités, elles sont extrêmement importantes. Et c'est sur la base de cette lettre d'intention, signée par Hydro-Québec, qu'on voit se déclencher toute une série d'engagements de la part de nos partenaires de sorte que c'est clair que ça crée des engagements. Est-ce que ça constitue un contrat dans le sens général? Bien oui, bien oui.* »
>
> (Me Jean Bernier, transcription de la séance du 25 janvier 1996, p. 29-30)

Rappelons que dans le cas des projets hydroélectriques (énergie renouvelable), la lettre d'intention référait spécifiquement à la tarification qui ferait l'objet du contrat, déclarait qu'Hydro-Québec désirait poursuivre les négociations visant à signer un contrat avant une date spécifiée et précisait que :

> « *La présente lettre n'aura plus aucun effet juridique si un exemplaire dûment complété et signé n'est pas retourné avant le...* »
>
> (À titre d'exemple, P-3a, p. 125-126)

En 1993, une nouvelle lettre émise par Hydro-Québec mentionnait que :

> « *[...] nous tenons à vous rappeler que* ***conformément à notre engagement antérieur****, votre projet mentionné en objet pourra faire l'objet des conditions tarifaires et contractuelles de l'APR-91, si un contrat est intervenu avec Hydro-Québec avant le 15 décembre 1993.* »
>
> (P-3a, p.122-123)

Face à un promoteur qui négociait de bonne foi et qui respectait toutes les conditions imposées, Hydro-Québec ne pouvait, sans engager sa responsabilité, refuser purement et simplement de signer le contrat.

Dans ces circonstances, cette promesse de signer un contrat où l'offrant, Hydro-Québec, établit les principales conditions en vertu

desquelles il accepte de signer ce contrat, lie son auteur. Toutes les conditions importantes étaient préétablies et aucun élément essentiel ne restait à négocier si le promoteur respectait les conditions imposées par Hydro-Québec. L'on ne peut donc prétendre qu'il s'agissait d'une simple invitation à contracter; il s'agissait plutôt d'une véritable promesse de contracter de la part d'Hydro-Québec, liant celle-ci dès l'acceptation du promoteur.

La procédure suivie à l'égard des contrats de cogénération de plus de 50 MW fut différente, au début des négociations, mais les obligations d'Hydro-Québec furent les mêmes par la suite. En effet, la première lettre d'intention, émise au début de 1992, mentionnait qu'Hydro-Québec se réservait le droit de mettre un terme aux négociations en fonction de l'évolution de ses besoins; Hydro-Québec pouvait donc ne pas signer le contrat si ses besoins ne le justifiaient plus. Cependant, la nouvelle lettre d'intention émise en novembre 1992 ne référait plus au droit d'Hydro-Québec de mettre fin aux négociations en fonction de ses besoins. Elle référait plutôt à l'inclusion d'une clause de retrait dans le contrat à être signé, laquelle prévoyait les modalités suivant lesquelles Hydro-Québec pourrait se retirer du projet. Ainsi, la société d'État renonçait à exercer son privilège de mettre fin aux négociations, sans compensation, en fonction de l'évolution de ses besoins.

❑ **CONSTAT**

En ce cas particulier, Hydro-Québec devait, suite à l'émission des lettres d'intention endossées par les promoteurs, signer les divers contrats de production privée d'électricité, sous peine de faire face à des poursuites de plusieurs dizaines et même centaines de millions de dollars. Hydro-Québec fait d'ailleurs l'objet d'une poursuite, dans le cas du projet de Enertem, au Témiscaming, où le promoteur réclame le manque à gagner pour tous les profits potentiels qui lui échapperont.

La Commission considère que l'on aurait dû procéder différemment. L'on devrait à l'avenir envisager une procédure plus flexible qui permette à la société d'État de se retirer de projets si les prévisions changent avant la signature du contrat. Bien sûr, il est des cas où, même à l'égard de ses propres projets, Hydro-Québec doit continuer la construction d'une centrale malgré des changements dans les

prévisions, parce que le projet est rendu à un stade trop avancé pour pouvoir arrêter. Par contre, l'on a vanté les mérites de la production privée en soulignant notamment sa flexibilité. Il ne faudrait pas qu'Hydro-Québec perde cet avantage que pourrait lui procurer la production privée en se liant dès l'émission de la lettre d'intention. Il y a donc lieu de s'assurer qu'une telle flexibilité existe jusqu'à la signature du contrat, sinon la production privée ne pourra être considérée plus flexible que la production d'Hydro-Québec et il y aurait peu d'intérêt à y recourir. À tout événement, le public risque de perdre sa confiance en l'institution si l'on ne s'assure pas, dans l'avenir, de pouvoir refuser de s'engager si les données changent substantiellement.

D'ailleurs, dès 1992, comme le mentionne plus loin le présent rapport[68], des membres de la direction de la Production privée avaient envisagé cette possibilité.

La Commission recommande donc qu'Hydro-Québec :

- **prévoie, dès l'émission d'une lettre d'intention, la possibilité de se retirer d'un projet si les circonstances le justifient, sans avoir à signer, au préalable, le contrat d'achat d'électricité.**

6.2.1.3 LE CONTRAT CONDITIONNEL

Le contrat d'achat d'électricité engageait le producteur indépendant à fournir l'électricité aux conditions spécifiées.

Ce contrat reprenait les modalités de la lettre d'intention et les conditions particulières à chaque projet; son exécution demeurait toutefois conditionnelle au respect des normes et exigences techniques, à l'obtention des autorisations et approbations gouvernementales, à

---

68. Voir section 6.4.1.

l'obtention du financement et au respect d'autres conditions. (P-3a, p. 550) Autrement dit, la signature du contrat ne garantissait pas la réalisation du projet si le promoteur était incapable de respecter toutes ces conditions.

- **Sites hydrauliques du domaine public**

Hydro-Québec a rédigé un contrat spécifique pour les projets issus du programme gouvernemental. Cependant son contenu était similaire à celui des autres centrales. On notera par contre que la confirmation de la cession des droits hydrauliques du domaine public était requise en première étape et précédait la signature de la lettre d'intention. (P-3a, p. 604)

- **La décision de procéder par contrat conditionnel**

Selon Hydro-Québec, le contrat conditionnel avait l'avantage de confirmer le sérieux et les besoins du projet puisqu'il obligeait le promoteur à en établir les principaux paramètres et à engager les dépenses pour le développer selon un échéancier préétabli.

Selon la société d'État, puisque tous les intervenants voulaient s'assurer préalablement de l'accord d'Hydro-Québec, il était nécessaire, pour rendre plus efficace le processus de développement des projets, de procéder à la signature d'un contrat. En effet, les institutions financières désiraient s'assurer de l'accord d'Hydro-Québec puisqu'elles engageaient des frais importants d'analyse portant notamment sur les pénalités, la durée et la date de mise en service, les conditions de résiliation, les garanties du prêteur. Or, ces informations devaient être déjà précisées et faire l'objet, pour les institutions financières, d'un accord d'Hydro-Québec. Les démarches du producteur indépendant étaient ainsi facilitées, tout en préservant les droits de la société d'État puisque, sans l'obtention de ce financement et le respect des autres conditions, le contrat n'était pas exécutoire.

La Commission reviendra dans une partie subséquente sur la problématique du contrat conditionnel[69].

---

69. Voir le projet du Centre d'énergie Franklin, à la Partie VII de ce rapport.

6.2.2 LE TRAITEMENT ÉCONOMIQUE

6.2.2.1 L'INTÉGRATION OU LE RACCORDEMENT AU RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC

Les premières préoccupations techniques d'Hydro-Québec ont porté sur la conformité et la sécurité des installations ainsi que sur les conditions d'intégration à son réseau. Ainsi, le producteur devait rembourser la société d'État pour le raccordement au réseau et pour toutes les additions et modifications devant être effectuées sur le réseau afin de permettre l'intégration de la centrale. Il devait également rembourser Hydro-Québec pour les dépenses d'entretien de l'équipement installé sur son réseau pour recevoir l'électricité achetée. De plus, les installations du producteur devaient rencontrer les normes d'exploitation d'Hydro-Québec. L'objectif était donc à la fois de protéger le réseau de la société d'État et de s'assurer que l'on ne subventionnerait pas les coûts d'intégration.

Le 22 août 1991, le comité directeur considérait l'opportunité de revoir les normes d'intégration au réseau pour les centrales hydroélectriques de faible dimension, soit celles dont la puissance était inférieure à 3 MW. Il apparaissait que les normes d'intégration devaient être revues par rapport à celles des plus gros projets, tout *« en tenant compte de la philosophie de gestion d'Hydro-Québec, de la sécurité du personnel, etc. »* (P-871, 2ième réunion)

Le 25 octobre 1991, le comité directeur évaluait quatre solutions quant à la question des coûts d'intégration :

« a) Faire une étude préliminaire, puis une étude d'avant-projets et charger tous les coûts au proposant, quels qu'ils soient (situation actuelle).

b) Faire une étude préliminaire et garantir l'estimation à ± x %.

c) Faire directement une étude d'avant-projet, sans étude préliminaire, charger le coût de l'étude au proposant et garantir les coûts d'intégration à ± y %, où y < x.

d) Faire une étude générique, et charger y $/kW en fonction de la puissance installée, de la région, de la distance au réseau ou tout autre paramètre. » (P-871, 6ième réunion)

En novembre 1991, le comité directeur considérait qu'il était urgent de revoir le concept d'intégration des petits projets, notamment en rapport avec le système de protection. (P-871, 7ième réunion)

Le 27 novembre 1991, on note dans un compte rendu du comité directeur qu'*« Un éclaircissement est apporté sur la façon retenue pour le remboursement des frais d'intégration [...] Ceux-ci peuvent être payés lors de la signature du contrat ou dans les 5 années suivantes mais avec une charge d'intérêts correspondant aux taux d'actualisation d'Hydro-Québec. »* (P-871, 8ième réunion)

Finalement, le 14 avril 1992, le comité directeur suggérait que ce soit Hydro-Québec qui détermine la solution technique la plus économique et que le niveau de tension de l'intégration soit utilisé pour déterminer le tarif payable au producteur privé. L'on prévoyait toutefois qu'une approche différente, selon les voeux du promoteur, serait acceptable si elle respectait les mêmes critères de fiabilité et si les pertes supplémentaires sur le réseau, qui seraient causées par cette approche, étaient imputées au producteur.

- **Les représentations du MER**

Le 22 octobre 1991, Mme Lise Bacon fit des représentations auprès du président d'Hydro-Québec, M. Richard Drouin, afin de souligner le coût prohibitif de raccordement imposé par Hydro-Québec ainsi que son caractère dissuasif. (P-374) Elle invitait la société d'État à réexaminer l'évaluation de ses coûts aux fins de les réduire et, à la limite, d'en absorber elle-même une partie.

Cette intervention rejoignait les préoccupations déjà exprimées par Hydro-Québec qui considérait que les taux de raccordement usuellement appliqués par la société d'État étaient, quant à la production privée, *exorbitants*. M. Drouin a d'ailleurs déclaré devant la Commission qu'Hydro-Québec avait déjà amorcé, au moment de l'intervention de Mme Bacon, une étude interne visant à assouplir ses normes, qui avaient été conçues, initialement, pour les gros projets; cette version est confirmée par la preuve décrite précédemment.

De fait, Hydro-Québec est parvenue à baisser considérablement ses coûts d'intégration entre 1991 et 1993, tel qu'indiqué à la pièce P-851. Les premières estimations de 1991 révélaient un coût moyen de 550 $/kW; une étude de 58 projets, réalisée en 1993, démontrait une baisse importante de ces coûts :

Puissance	Coût moyen
<1 MW	127
1-2 MW	149
2-15 MW	115
15-25 MW	70
>25 MW	14

Cette réduction, résultant d'une adaptation du taux selon la dimension du projet, avait donc eu pour effet de rendre les coûts d'intégration plus abordables pour les producteurs privés.

En conclusion, la preuve dém e que l'intervention de M^me^ Bacon n'est pas à l'origine de la de n de la société d'État de réduire ses coûts d'intégration puisqu le s'est produite à une époque où Hydro-Québec envisageait déjà de les réduire.

6.2.2.2 LES TARIFS OFFERTS

- **Le tarif de puissance et d'énergie**

Ce tarif prévoyait que deux primes étaient payables au producteur : la prime de puissance et la prime d'énergie.

La prime d'énergie était pay le pour l'énergie livrée par le producteur jusqu'à concurrence de la quantité annuelle prévue au co t. Si le producteur effectuait des livraisons en sus de celles prév au contrat, Hydro-Québec les achetait à un taux inférieur, soit celu s livraisons

occasionnelles d'énergie. Par ailleurs, si les livraisons étaient inférieures à celles prévues au contrat, le producteur se voyait imposer une pénalité applicable sur le nombre de kWh d'énergie manquant.

La prime de puissance permettait au producteur d'être payé pour sa contribution aux besoins en puissance d'Hydro-Québec en hiver.

Ajoutons que deux grilles tarifaires étaient offertes, selon que la centrale était raccordée au réseau de haute ou de basse tension. Elles exigeaient un facteur d'utilisation (F.U.) mensuel souscrit d'au moins 70 % pendant l'hiver et d'au moins 60 % annuellement.

- **Le tarif à composante unique**

Ce tarif s'appliquait aux projets hydrauliques de 5 MW ou moins pour des centrales au fil de l'eau sur des sites non régularisés ne disposant pas de bassin suffisant pour permettre une régularisation de leur production :

« Les petits projets hydrauliques sur des sites non régularisés ne peuvent s'accommoder facilement de la structure tarifaire en vigueur. Fréquemment, l'hydraulicité en période d'hiver est inférieure à la moyenne annuelle, ce qui force le promoteur à sous-équiper le site, s'il veut rentabiliser son investissement au prix payé par Hydro-Québec. » (P-177, paragraphe 6)

C'est donc en considération de la situation particulière de ces sites et afin de permettre au producteur de compenser la baisse de sa production hivernale par une hausse de sa production annuelle que l'on a adopté le tarif à composante unique.

Le F.U. annuel de la puissance souscrite devait être d'au moins 65 %.

La prime payée était de 4,22 ¢/kWh, en date du 1er janvier 1991; elle était payable pour l'énergie livrée par le producteur jusqu'à concurrence de 100 % de la puissance souscrite en vertu du contrat. Toute livraison additionnelle était achetée par Hydro-Québec au taux des livraisons occasionnelles d'énergie en période d'été. Par ailleurs, le producteur devait verser une pénalité de 1,1 ¢/kWh pour l'énergie non livrée dans une année sous le seuil du F.U. de 65 %.

Le tarif à composante unique était donc un tarif simplifié, en vertu duquel Hydro-Québec payait des livraisons garanties sur une base annuelle, mais selon un mécanisme plus simple que celui du tarif de puissance et d'énergie.

À la fin de l'année 1991 et au début de l'année 1992, les promoteurs ont manifesté le souhait que le tarif à composante unique s'applique aux centrales hydrauliques ayant jusqu'à 10 MW de puissance. Selon eux, cette modification permettait une meilleure utilisation du potentiel des rivières et une production accrue. (P-1151) En effet, le producteur n'aurait plus à respecter un F.U. spécifique durant l'hiver et pouvait, en conséquence, prévoir une capacité installée plus élevée, éliminant certains risques de sous-equipement et de sous-utilisation du potentiel hydraulique d'une rivière.

Après avoir pris connaissance d'un mémoire à cet effet, produit par Ecohydro, un producteur privé, M^me^ Bacon en fit parvenir une copie à M. Drouin le 30 avril 1992 et lui demanda :

« d'évaluer sérieusement la possibilité de traiter les centrales de 10 MW et moins sur le même pied que celles de 5 MW c'est-à-dire de ne pas imposer de facteur d'utilisation dans ces cas. » (P-1066)

Le 4 juin 1992, M. Drouin répondait :

« Après analyse du dossier, nous avons décidé d'offrir aux promoteurs de projets dont la puissance installée est de moins de 10 MW, l'option d'un tarif à composante unique, sans facteur d'utilisation mensuel d'hiver minimum. Ce tarif sera le même qui s'applique actuellement aux centrales hydrauliques de moins de 5 MW. » (P-1066 et P-1152)

Auparavant, le 14 mai 1992, le comité directeur avait suggéré la modification du tarif à composante unique en élargissant sa portée aux centrales thermiques et aux centrales hydrauliques de moins de 10 MW. (P-871, 16^ième^ réunion du comité directeur)

Il convient d'ajouter que le tarif à composante unique a été structuré par Hydro-Québec sur la base de la production d'une petite centrale au profil hydraulique typique avec un F.U. d'hiver de 55 % et un F.U. annuel de 82 %. (P-887) On a calculé la valeur-puissance de la production d'hiver et la valeur-énergie de la production annuelle selon ces F.U. retenus, pour ensuite pondérer le résultat en un tarif unique applicable uniformément sur la production annuelle.

Tant et aussi longtemps que le producteur livrera de l'énergie au-delà de son F.U. minimal annuel de 65 %, et que la production livrée en hiver sera égale ou supérieure à la proportion des F.U. utilisés dans l'établissement du tarif unique (55 % hiver/82 % annuel), Hydro-Québec obtiendra un produit d'une valeur égale ou supérieure à celle prévue dans la structure du tarif. Inversement, si la production livrée en hiver est en proportion inférieure à celle prévue dans le tarif, Hydro-Québec obtiendra un produit de valeur moindre.

Or, pour chacune des années depuis cette décision, incluant 1993, il s'est avéré que, globalement, Hydro-Québec fut gagnante puisqu'elle a versé un prix moindre, pour le service rendu, que la valeur qu'elle accordait à cette production privée. En effet, la proportion s'est toujours maintenue à un niveau supérieur à celui envisagé :

« R *Et c'est ce qu'on constate à la lumière de l'expérience que l'on a maintenant, où l'on a des statistiques pour trois (3) années avec les contrats que nous avons et les achats que nous avons faits, nous disposons de statistiques sur trois (3) années, et effectivement, le facteur d'utilisation d'hiver pour les centrales hydrauliques est en général plus élevé.*

Alors pour compléter ma réponse pour les trois (3) années dont nous avons des achats qui ont été effectués en vertu des contrats, soit l'année quatre-vingt-treize (93), quatre-vingt-quatorze (94) et quatre-vingt-quinze (95). Pour l'année quatre-vingt-treize (93), il y avait deux centrales hydroélectriques en exploitation pour une puissance de 3,4 MW et le facteur d'utilisation d'hiver était de cinquante-cinq virgule zéro pour cent (55,0 %).

Pour l'année quatre-vingt-quatorze (94), il y avait huit (8) centrales en exploitation pour une puissance contractuelle de 12,3 MW et le facteur d'utilisation a été de soixante-dix virgule un pour cent (70,1 %). Et pour l'année quatre-vingt-quinze (95) où il y avait quinze (15) centrales en exploitation, la puissance contractuelle de 32,7 MW et le facteur d'utilisation d'hiver était de soixante-dix-sept virgule trois pour cent (77,3 %).

Donc l'expérience observée à date, le facteur d'utilisation réel en période d'hiver est supérieur à l'hypothèse que nous avions prise à l'époque. *Naturellement, les chiffres que je viens de donner ne concernent que les centrales ayant un tarif à composante unique.* »
(M. Denis Gagnon, transcription de la séance du 10 septembre 1996, p. 39-40)

- **Le tarif saisonnier**

L'on offrit, à compter d'octobre 1993, un tarif saisonnier dans le cas des centrales d'une puissance contractuelle de 15 MW ou moins; Hydro-Québec préférait ce tarif à celui à composante unique parce que ce dernier ne reflétait pas correctement la valeur du produit livré par chacune des centrales hydrauliques, lesquelles ont nécessairement des régimes hydriques spécifiques différents de l'hypothèse unique qui a servi à élaborer le tarif. (P-3a, p. 306) Le tarif saisonnier, qui est un dérivé du tarif de puissance et d'énergie, donnait un meilleur signal de prix en illustrant la nécessité pour Hydro-Québec de recevoir des livraisons en hiver.

En vertu du tarif saisonnier, des primes distinctes étaient payées selon la saison. À la différence du tarif à composante unique qui étalait sur toute l'année, de façon uniforme, l'élément de puissance applicable à la production d'hiver, le tarif saisonnier ne prévoyait le paiement de la prime de puissance qu'en hiver. Le prix de l'énergie livrée en hiver était donc plus élevé que celle livrée durant l'été, illustrant ainsi la valeur réelle de l'énergie et obligeant les promoteurs à adapter leurs installations aux besoins d'Hydro-Québec.

Pour les contrats de 20 ans débutant en décembre 1994, le tarif saisonnier était fixé à 7,30 ¢ /kWh pour la production en hiver et à 3,98 ¢/kWh pour la production en été. Ce tarif que l'on retrouvait alors dans des contrats dits *abrégés* représentait un prix moyen de 3 % moins élevé que le tarif de puissance et d'énergie. Cependant, le contrat abrégé ne comportait pas de pénalités si le producteur ne rencontrait pas des engagements de livraisons d'énergie prédéterminées.

6.2.2.3 L'INDEXATION À L'INFLATION

Les tarifs adoptés en 1990 prévoyaient que le prix serait indexé à l'Indice des prix à la consommation (IPC) à Montréal, avec un maximum de 6 % d'augmentation par année. Hydro-Québec accepta, dans le cadre de l'APR, de changer la règle pour y intégrer un minimum annuel de 3 %. Cette décision se fondait sur une analyse historique des variations de l'IPC depuis 1972 qui indiquait que le taux annuel d'inflation avait été dix fois supérieur à 6 % mais n'avait pas été inférieur à 3,9 %. L'on envisageait alors une

inflation de 4,5 % de sorte que le maximum et le minimum s'éloignaient également du taux d'inflation anticipé et protégeaient à la fois l'acheteur et le vendeur. Hydro-Québec était d'avis que cet assouplissement ou cette modification du tarif était nécessaire pour attirer les promoteurs et réaliser les objectifs d'achat de production privée.

❑ **CONSTAT**

Il convient de mentionner qu'environ 80 % des coûts du producteur représentent des dépenses d'immobilisation et des frais de financement à long terme qui, une fois encourus et engagés, ne sont pas affectés par l'inflation. Par conséquent, l'inflation n'affectera directement que 20 % de ses dépenses alors que 100 % de ses revenus dépasseront l'inflation lorsqu'elle sera inférieure à 3 % et la suivront jusqu'à un maximum de 6 %. Il peut s'agir d'un avantage disproportionné pour le promoteur.

Considération faite des récents taux d'inflation, qui sont bien inférieurs à 3 %, cette limite minimale peut constituer une source de préoccupation légitime puisqu'il est possible d'y voir un avantage consenti *sans justification* aux producteurs privés.

Selon Hydro-Québec, ce minimum de 3 % est la contrepartie du maximum établi à 6 %. Ce maximum se veut une garantie contre une augmentation démesurée du coût des achats de production privée. Or, selon la Commission, les désavantages liés à l'augmentation minimale de 3 % ne sont pas compensés par les avantages du plafond de 6 %. En effet, selon toute vraisemblance, les revenus d'Hydro-Québec ne devraient normalement pas augmenter à un rythme moindre que l'augmentation des prix d'achat de production privée.

La Commission croit, dans ces circonstances, que les tarifs d'achat ne devraient pas être soumis à un taux minimal d'inflation.

De plus, il faut rappeler qu'un fort pourcentage des coûts du producteur représentent des charges fixes; ainsi l'amortissement des immobilisations et le service de la dette, une fois engagés, ne sont pas normalement affectés par l'inflation. La structure financière des promoteurs justifierait donc que les prix d'achat soient sujets à une augmentation pondérée inférieure à l'inflation.

La Commission recommande donc qu'Hydro-Québec :

- **abandonne la pratique d'offrir une augmentation annuelle minimale de ses tarifs d'achat;**

- **conçoive son processus d'appel d'offres de façon à prévoir une hausse annuelle de ses tarifs d'achat inférieure à l'Indice des prix à la consommation.**

6.3 LA GESTION DE L'APR

6.3.1 LES DIFFÉRENTES PHASES

Devant le nombre de projets soumis, Hydro-Québec a annoncé, dans un communiqué de presse émis le 29 octobre 1991, que le choix des projets se ferait en deux phases. (P-3a, p. 74)

6.3.1.1 PHASE 1 : PRÉPONDÉRANCE DES PROJETS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Prévoyant mettre un terme à la phase 1 le 31 décembre 1991, Hydro-Québec a indiqué que tous les projets d'énergie renouvelable soumis avant cette date seraient considérés; l'on accepterait également les projets issus de l'appel public de propositions du MER.

De fait, tous les projets d'énergie renouvelable soumis par la suite furent retenus pour fins de négociation.

Dans le cadre de cette phase 1, Hydro-Québec a accepté 58 projets totalisant 458 MW. Ils se divisaient ainsi : 42 projets hydrauliques pour 209 MW, 10 projets de valorisation de la biomasse forestière pour 139 MW et 6 projets de valorisation des déchets pour 110 MW. (P-851)

L'on a également retenu, pour fins de négociation, dans cette phase, trois projets de cogénération au gaz naturel qui avaient été l'objet de lettres d'intention avant le lancement de l'APR : Kingsey Falls, Hull et Témiscaming, pour un total de 307 MW.

La phase 1 rassemblait donc un total de 765 MW. Par contre, Hydro-Québec était consciente que tous ces projets ne seraient pas menés à terme et estimait, à partir du taux de succès probable qu'elle avait déterminé, des mises en service d'environ 260 MW. L'on ne pourrait donc atteindre l'objectif de 760 MW avec les seuls projets d'énergie renouvelable.

6.3.1.2 PHASE 2 : PROJETS DE COGÉNÉRATIOIN AU GAZ NATUREL

Hydro-Québec a également annoncé qu'elle procéderait à une deuxième phase de sélection dans le but de retenir des projets de cogénération au gaz naturel; elle devait se terminer le 15 janvier 1992 et les promoteurs devaient donc avoir soumis leur proposition avant cette date. Les projets de cogénération soumis et non retenus dans le cadre de la phase 1 pouvaient être soumis à nouveau, mais devaient répondre à des exigences nouvelles. En effet, Hydro-Québec entendait favoriser les projets présentant la meilleure efficacité énergétique.

Le 20 février 1992, Hydro-Québec annonça publiquement qu'elle avait sélectionné les projets et ce, en fonction d'un indice de performance global (IPG), qui permettait d'identifier ceux qui étaient les plus efficaces au point de vue énergétique. (P-3a, p. 75) L'on n'avait par ailleurs retenu que des projets soumis au volet A.

En appliquant ces deux critères (IPG et volet A), sept projets de cogénération au gaz naturel furent retenus, pour une puissance totale de 630 MW. Cinq autres projets, totalisant 600 MW, furent également retenus pour une analyse plus poussée en ce qui concerne leur performance énergétique. Les douze projets représentaient donc une capacité de plus de 1 200 MW auxquels il fallait ajouter les 765 MW des projets retenus lors de la phase 1. Hydro-Québec ne croyait pas que tous ces MW soient mis en service :

« Le nombre important des projets reçus et le taux de réussite peu élevé observé dans des cas similaires en Amérique du Nord ont amené Hydro-Québec à retenir des projets représentant globalement environ 1 400 MW afin de poursuivre les négociations en vue de la signature de contrats selon l'évolution de ses besoins. L'analyse de cinq autres projets permettront d'ajouter 200 MW à cet objectif. » (P-3a, p 76, communiqué de presse du 20 février 1992)

Hydro-Québec précisait dans le même communiqué que ses besoins étaient *« présentement évalués à 750 MW d'ici 1995 ».*

Notons que l'on n'a pas appliqué les exigences de l'IPG aux trois projets de cogénération retenus lors de la phase 1.

❑ **Certaines étapes essentielle**

Le 16 juin 1992, Hydro-Québec annonçait qu'après analyse additionnelle des cinq projets de cogénération supplémentaires, elle en retenait deux : Produits forestiers Canadien Pacifique à Gatineau et un projet soumis conjointement par TransAlta Resources et Enron Power Corporation dans le parc industriel de Bécancour. Ces deux projets, ajoutés aux sept autres déjà retenus de même qu'aux projets d'énergie renouvelable, portaient à *« 1 700 MW la puissance totale des projets retenus pour négociation au terme des deux phases de l'APR-91. »* (P-3a, p. 78)

Au 1er septembre 1992, Hydro-Québec avait signé six contrats pour un total de 182 MW : un projet de cogénération à Hull, pour 139 MW; trois centrales hydrauliques pour un total de 5,4 MW; et deux projets de valorisation de la biomasse forestière pour 37,5 MW.

Le 3 septembre 1992, Hydro-Québec annonça que l'analyse des informations additionnelles demandées aux neuf promoteurs de projets de cogénération au gaz naturel retenus, concernant l'efficacité énergétique, les ventes de vapeur, le plan de financement et d'approbations environnementales, et les retombées économiques, permettrait de procéder à une *« sélection finale des projets les plus prometteurs parmi les six projets de cogénération de plus de 50 MW totalisant 927 MW. »* (P-3a, p. 80)

Ces six projets de plus de 50 MW étaient :

Projets	Puissance (MW)	Localisation
Indeck/Novergaz Centre énergétique Montréal-Est	216 MW	Montréal-Est
Polsky/TQM/Paramount Cogénération de Québec	109 MW	Québec
Produits Forestiers Canadien Pacifique Ltée Cogénération de Gatineau	180 MW	Gatineau
TransAlta Resources/ Enron Power Corp. Bécancour Cogeneration Plant	135 MW	Parc industriel de Bécancour
Windsor Cogeneration inc. Cogénération Domtar-Windsor	190 MW	Windsor
Zurn Industries Ltd Cogénération Alma	97 MW	Alma

Il restait donc, parmi les neuf projets retenus, trois projets de moins de 50 MW qui étaient toujours l'objet de négociations :

C.C.U.M. Cogénération CCUM	11 MW	Montréal
Kruger Cogénération Trois-Rivières	46 MW	Trois-Rivières
Polsky/2861-4600 Québec/SNC Cogénération Rolland	40 MW	Saint-Jérôme

En septembre 1992, Hydro-Québec avait à sa disposition 1 800 MW provenant de l'*« ensemble des projets signés, en analyse et en négociation. »* Elle espérait signer l'ensemble des contrats au plus tard le 1er décembre 1992. (P-3a, p 83)

Le 6 novembre 1992, Hydro-Québec informait les promoteurs de la fin de son processus de sélection. Elle recherchait 760 MW de production privée mais l'horizon était repoussé à 1996. Elle avait choisi les six projets de cogénération de plus de 50 MW identifiés le 3 septembre et représentant une capacité totale maintenant légèrement révisée à 937 MW. Par ailleurs, la date limite pour la signature des contrats était reportée du 1er décembre 1992 au 1er juin 1993.

À la même occasion, la société d'État rendit publique sa décision de permettre le dépôt, jusqu'au 1er juin 1993, de propositions pour des projets utilisant une source d'énergie renouvelable pour un total additionnel de 200 MW. (P-3a, p. 84-86)

Le 5 mai 1993, Hydro-Québec reportait au 15 décembre 1993 l'échéance pour la signature de contrats et au 1er septembre 1993 la date limite pour le dépôt de propositions pour le bloc additionnel de 200 MW. (P-3a, p. 93)

6.3.2 LES TAUX DE SUCCÈS ET LEUR IMPACT

Comme on l'a vu, tout au cours de l'APR, Hydro-Québec a accepté et retenu des projets dont la capacité dépassait amplement son objectif de 760 MW. Elle a agi ainsi parce que, selon elle et selon l'expérience vécue ailleurs, une partie seulement des propositions retenues se matérialisent et atteignent l'étape de production.

Le nombre de projets qui sera vraisemblablement mené à terme par rapport au nombre de projets soumis représente le taux de succès anticipé.

Ces taux de succès ont influencé directement la gestion de l'APR et ont été au coeur de deux importantes orientations : l'ajout du bloc additionnel de 200 MW en énergie renouvelable et l'inclusion d'une clause de retrait dans les contrats majeurs de cogénération.

Le compte rendu de la réunion du 10 mars 1992 du comité directeur rapporte que l'on y a discuté de l'approche stratégique à adopter dans le cadre des négociations de contrats de cogénération. On peut y lire qu'Ontario Hydro envisageait un taux de succès différent de celui d'Hydro-Québec :

« [...] il appert que le taux de réussite pour les projets qu'ils retiennent pour fins de négociation s'élèverait plutôt à 70 % que 50 %.

Une discussion s'amorce autour de l'hypothèse retenue par Hydro-Québec à savoir que 50 % des projets retenus ne se réaliseraient pas. » (P-871)

Le comité considérait qu'une analyse, faisant le point sur les projets retenus dans le cadre de la phase 1, validait son hypothèse d'un taux de succès de 50 %. En effet, l'analyse révélait que, sur un total de 765 MW de projets retenus, 399,6 MW avaient de bonnes chances de réussite.

- **Les projets de cogénération**

Hydro-Québec constatait par ailleurs qu'un seul contrat de cogénération avait été signé. De plus, l'approvisionnement en gaz et le prix de la ressource affectaient la faisabilité des projets de cogénération et plusieurs étapes restaient à franchir, notamment quant à l'obtention des autorisations gouvernementales.

Hydro-Québec a établi un taux de succès de 50 % pour les projets de cogénération de plus de 50 MW et de 25 % pour ceux de 50 MW et moins. Par contre, le nombre restreint de projets rendait le taux plus ou moins aléatoire. (P-3a, p. 244)

- **Les énergies renouvelables**

Hydro-Québec estimait que 50 % de ces projets pourraient faire l'objet d'un contrat et que, parmi ceux-ci, 50 % se réaliseraient. Le taux de succès fut donc établi à 25 %.

6.3.2.1 LE BLOC ADDITIONNEL DE 200 MW

Le volet C de l'APR, qui prévoyait un nouvel appel de propositions, ne fut jamais mis en vigueur. Le conseil d'administration d'Hydro-Québec préféra continuer à accepter des projets d'énergie renouvelable de moins de 25 MW selon le tarif et les modalités prévus au volet A. (P-3a, p. 344, résolution du 4 novembre 1992)

❑ **Un bloc initial de 100 MW**

Étant donné les taux de succès anticipés et le nombre de MW des projets retenus, Hydro-Québec ne croyait pas pouvoir réaliser son objectif de 760 MW; elle estimait être en mesure de ne mettre en service que 685 MW.

Le 25 mai 1992, le comité offre-demande décidait :

« D'accepter pour négociations d'ici le 1er décembre 1992, tout nouveau projet d'énergie renouvelable, petites centrales hydrauliques, biomasse forestière, incinérateurs à déchets ou autres ***de moins de 10 MW, et ce, jusqu'à un maximum d'environ 100 MW.*** *»* (P-870)

Un communiqué de presse fut émis en ce sens le 16 juin 1992. (P-3a, p. 78)

À une réunion subséquente du comité directeur, tenue le 9 juin 1992, on rappelait que la stratégie d'achat prévoyait également d'accepter tous les projets provenant de l'appel public de propositions du MER.

❑ **Augmentation officieuse à 200 MW**

La direction de la Production privée était préoccupée par la limite de 10 MW imposée aux projets pouvant être soumis dans le bloc des 100 MW. D'abord, les projets de biomasse forestière pourraient difficilement être soumis sous un tel seuil; ensuite, cette limite était différente de celle de l'APR qui avait établi à 25 MW le plafond pour les projets d'énergie renouvelable.

En conséquence, le 27 juillet 1992, la direction de la Production privée rédigea une recommandation de hausser le bloc additionnel à 200 MW et de permettre des soumissions pour des projets de moins de 25 MW. (P-856)

Cette recommandation était donc différente de la solution retenue par le comité offre-demande le 25 mai précédent.

Invoquant que le comité offre-demande ne serait pas opposé à cette recommandation et que les présidents étaient d'accord avec la démarche, M. Francis Dupuis, alors directeur de la Production

privée, appliqua la recommandation sans se référer au comité offre-demande :

> «R *Donc, c'est la raison pour laquelle on a fait passer le 10 MW à 25 MW et le 100 MW à 200 MW.*
> *[...]*
> *Est-ce que nous aurions dû revenir à cette époque-là au comité offre-demande et revenir sur la décision du 10 MW et 200 MW ? C'est possible. Mais j'ai cru comprendre qu'on pouvait fonctionner avec le 25 MW et le 200 MW. »*
> (M. Francis Dupuis, transcription de la séance du 19 septembre 1996, p. 185, 186)

Cette décision ne fut soumise au conseil d'administration que beaucoup plus tard, soit le 4 novembre 1992.

- **Un manque de transparence**

Outre son adoption officieuse par une instance non décisionnelle, cette prise de position de la direction de la Production privée n'a fait l'objet, à cette époque, d'aucun avis public, laissant ainsi croire aux promoteurs que le communiqué de presse du 16 juin était toujours valable et qu'ils ne pouvaient présenter des projets ayant une capacité de production supérieure à 10 MW. L'absence de publicité est inexplicable. Si l'objectif était de lever des contraintes pour permettre à l'industrie de présenter, notamment, de plus grands projets de biomasse, il était inconcevable de ne pas les informer de la nouvelle orientation.

M. Dupuis a donné, à cet égard, deux explications qui ne sont, ni l'une ni l'autre, convaincantes.

D'abord, il s'agissait de conserver un argument qui pourrait être opposé en temps opportun à un promoteur qui voudrait présenter un projet de plus de 10 MW. La Commission saisit mal cette logique. En effet, le défaut de publicité ne pouvait laisser prévoir qu'un promoteur soumettrait un projet supérieur à 10 MW, puisque la politique officielle d'Hydro-Québec ne le permettait pas.

M. Dupuis a aussi invoqué que la volonté de maintenir la filière de l'énergie renouvelable se conjuguait avec la nécessité de ne pas la provoquer, ce qui aurait été le cas si la décision d'augmenter le

bloc à 200 MW et les projets à 25 MW avait été rendue publique. Pourtant, on a souligné à la Commission que peu de projets d'énergie renouvelable avaient été soumis, de sorte qu'une telle prudence s'explique mal. En effet, l'on aurait décidé d'augmenter la limite à 200 MW pour recevoir plus de projets d'énergie renouvelable, mais sans l'annoncer publiquement afin de ne pas générer un intérêt accru chez les promoteurs!

Rien ne justifiait la société d'État de ne pas rendre publique cette décision, à moins que l'on ait préféré la taire parce qu'elle ne fut pas adoptée par une autorité compétente.

La Commission souligne que le défaut de transparence a été encore plus manifeste lorsqu'en octobre 1992, des délégués commerciaux de la direction de la Production privée ont informé des promoteurs intéressés à soumettre des projets de plus de 10 MW, que la politique d'Hydro-Québec ne le permettait pas, mais que celle-ci arrivait bientôt à échéance ou serait mise à jour. (P-898 et P-899) M. Dupuis a indiqué à la Commission que ces délégués ont respecté sa directive à l'effet de ne pas mettre en vigueur la décision de juin et puisque celle-ci serait soumise très bientôt au conseil d'administration à l'occasion d'une mise à jour globale de la stratégie commerciale dans le cadre d'une recommandation *omnibus*.

Selon la Commission, la direction de la Production privée a manqué de rigueur dans la gestion de ce dossier. Il est d'ailleurs probable que la décision de ne pas rendre publique la nouvelle orientation de la direction de la Production privée et surtout de ne pas la mettre en vigueur durant les semaines précédant la réunion du conseil d'administration soit le résultat d'une prise de conscience à l'effet qu'elle avait été adoptée par une instance qui n'en avait pas l'autorité. Le comportement des employés d'Hydro-Québec ne peut s'expliquer autrement.

❑ **Une recommandation soumise au conseil d'administration**

La direction de la Production privée prépara donc une recommandation au conseil d'administration qui prévoyait *« d'accepter pour négociation jusqu'au 1er juin 1993, de nouveaux projets de 25 MW ou moins utilisant des sources d'énergie renouvelables selon les*

modalités tarifaires et contractuelles de l'APR-91 (volet A). » (P-3a, p. 241)

Le conseil d'administration approuva cette recommandation le 4 novembre 1992. (P-3a, p. 344)

- **L'absence d'un objectif chiffré**

La résolution du conseil d'administration était conforme à la recommandation et ne prévoyait donc pas la limite de 200 MW. Ce n'est que par communiqué de presse le 6 novembre 1992 que l'on indiqua qu'il s'agissait d'un bloc d'une puissance cumulative de 200 MW.

La société d'État constatait que les projets de cogénération évoluaient lentement et voulait faire connaître son intérêt pour les projets d'énergie renouvelable; c'est la raison pour laquelle le conseil d'administration n'aurait pas précisé la limite du nouveau bloc tout en voulant laisser une marge de manoeuvre à la direction de la Production privée.

- **La justification d'un bloc additionnel**

Ce bloc additionnel se justifiait essentiellement par les doutes qu'Hydro-Québec entretenait à l'égard des taux de succès attribuables aux projets de cogénération. Les projets additionnels d'énergie renouvelable constituaient donc une marge de sécurité pour atteindre l'objectif de 760 MW.

De fait, au 1er décembre 1992, l'ensemble des projets ayant fait l'objet d'un contrat ne représentaient que 191 MW et 139 de ceux-ci étaient le fait d'un seul projet de cogénération, soit celui de Hull.

La recommandation soumise au conseil d'administration stipulait que :

« Compte tenu des faibles taux de réussite prévus de 25 % (50 MW et moins) et de 50 % (plus de 50 MW), il est essentiel de poursuivre les négociations avec une quantité supérieure à l'objectif visé de 750 MW. » (P-3a, p. 242)

Soulignons que le taux de succès applicable aux projets d'énergie renouvelable, soit 25 %, conférait une importance toute relative à ce bloc additionnel qui, somme toute, pouvait servir à combler un manque éventuel causé par la filière de la cogénération qui pouvait s'avérer moins fructueuse que prévue.

Notons également qu'il peut être utopique de vouloir attribuer des taux de succès à un nombre aussi réduit de projets de cogénération. En effet, leurs conditions étant relativement similaires, le risque était grand qu'ils se réalisent tous ou qu'aucun ne se réalise. Vu le nombre restreint de projets et le peu d'expérience d'Hydro-Québec avec cette filière, il y avait donc un risque à gérer ces dossiers à l'aide de taux de succès. Comme le disait d'ailleurs M. Dupuis :

> « R *[...] c'est vrai que ca aurait pu arriver que les conditions auraient pu être favorables et qu'on ait tous les projets qui puissent fonctionner.* »
> (M. Francis Dupuis, transcription de la séance du 19 septembre 1996, p. 195)

- **Résolution du 5 mai 1993**

Tel qu'il a été mentionné précédemment, le conseil d'administration d'Hydro-Québec adoptait, le 5 mai 1993, une résolution reportant au 1er septembre 1993 l'échéance pour le dépôt des projets d'énergie renouvelable et au 15 décembre 1993 l'échéance pour la signature de tous les contrats. Un communiqué de presse fut émis à cet effet. (P-3a, p. 93)

Au 5 mai 1993, Hydro-Québec avait reçu et retenu, dans le cadre du bloc additionnel de 200 MW, des projets totalisant 122 MW.

6.3.2.2 LA GESTION DU BLOC ADDITIONNEL DE 200 MW

Il restait donc, le 5 mai 1993, une marge de 78 MW à combler. Or, au rythme où les projets avaient été soumis au cours de la dernière année, l'on ne s'attendait pas à combler cette différence avant le 1er septembre.

Pourtant, à la fin du mois de mai, un promoteur est ven rouiller les cartes en soumettant deux projets d'énergie éolienne de 25 MW. Vu les quelques autres projets qui faisaient l'objet de négociations,

ces 50 MW additionnels ont rapidement comblé l'objectif, à la surprise de la direction de la Production privée.

C'est le 2 juin 1993, à l'occasion d'un congrès sur la production privée, que M. Dupuis a annoncé que l'objectif était atteint et qu'aucun autre projet ne serait accepté au tarif de l'APR. (P-934)

Cette façon de gérer le processus quant au bloc de 200 MW, de même que l'annonce subite de la fermeture de l'APR, ont créé de l'insatisfaction chez certains promoteurs qui croyaient pouvoir déposer leurs projets avant le 1er septembre. De plus, le fait de devoir administrer une échéance *mobile* pour la réception de propositions a causé des malentendus. En effet, aucune règle précise ne permettait de déterminer avec exactitude le moment où un projet était soumis. Par exemple, M. Dupuis a expliqué que, dans certains cas, des négociations antérieures au 2 juin, plus ou moins formelles, étaient suffisantes pour qu'Hydro-Québec considère avoir reçu le projet en temps utile. La Commission reviendra sur cette question[70].

6.4 LA CLAUSE DE RETRAIT

L'exercice de la clause de retrait à l'égard de projets majeurs de cogénération a donné lieu à de nombreux incidents que la Commission a examinés.

Avant de traiter de l'exercice de cette clause, il est nécessaire d'en étudier la genèse et le contenu.

6.4.1 L'IDÉE D'UNE CLAUSE DE RETRAIT

Mise en vigueur uniquement pour les projets de cogénération de plus de 50 MW, la clause de retrait a pris ses racines dans la phase 2 de l'APR.

- **L'étape de la clause d'« opting out »**

Lors d'une réunion du comité directeur tenue le 10 mars 1992, l'on envisagea :

---

70. Voir Partie VII, projet de Donohue à St-Félicien.

« [...] la possibilité d'introduire une nouvelle clause dans le contrat aux termes de laquelle Hydro-Québec se réserverait un droit de retrait unilatéral (« Opting Out ») en prévoyant le remboursement des coûts encourus par le promoteur entre la date de la lettre que lui fait parvenir Hydro-Québec et l'exercice du droit de résiliation, le tout en fixant un maximum de compensation auquel le promoteur peut avoir droit. » (P-871)

Le comité directeur conclut, le même jour, que la lettre d'intention devrait comprendre une *« clause de terminaison unilatérale par Hydro-Québec. »* Les coûts remboursés seraient limités au moindre d'une somme maximale prédéterminée ou des coûts réels encourus.

Lors de la réunion suivante du comité directeur, le 27 mars 1992, un consensus s'est dégagé à l'effet que la lettre d'intention devrait établir un mécanisme de résiliation unilatérale de la part d'Hydro-Québec prévoyant le remboursement au promoteur de 70 % des dépenses encourues pour la réalisation de son projet et ce, jusqu'à un maximum de 200 000 $. (P-871)

- **Le rejet de la clause d'« opting out »**

À la réunion du 14 avril 1992, les membres du comité directeur convenaient de ne pas retenir *« pour le moment »* la clause d'« opting out » :

« Toutefois, il faut garder et renforcer la mention actuelle de retrait d'Hydro-Québec sans dédommagement aucun, pour les sept projets retenus dans le premier groupe de la phase II. » (P-871)

Il était donc manifeste, au printemps 1992, que non seulement les membres du comité directeur voulaient-ils assurer toute la flexibilité au processus, mais encore cherchaient-ils à protéger adéquatement les intérêts d'Hydro-Québec.

- **L'émergence de la clause de retrait entre les 9 et 16 octobre 1992**

Le 25 mai 1992, il y avait, en négociation, des projets de plus de 50 MW totalisant 1 200 MW. S'appuyant sur le taux de succès anticipé, le comité directeur avait décidé d'arrêter les négociations dès que les contrats signés représenteraient 750 MW. (P-871) Il fut donc

convenu que l'on devrait choisir trois ou quatre projets parmi ceux qui étaient en négociation.

À la réunion du 9 octobre 1992, les membres du comité directeur ont considéré la possibilité de retenir les trois meilleurs projets, d'en garder un en attente et d'éliminer les deux autres. L'on s'interrogea également sur la possibilité de dépasser les objectifs de production privée; tenant compte des taux de succès anticipés, les chances étaient minimes.

Par conséquent, le 9 octobre, Hydro-Québec croyait encore devoir faire un choix; il n'était pas encore question de la clause de retrait.

Au cours des jours qui ont suivi, l'on devint préoccupé des conséquences possibles de ne signer que trois ou quatre contrats, advenant que l'on fasse le mauvais choix. Comme celui-ci devait se faire en privilégiant le meilleur IPG, il était possible que les projets choisis ne voient pas le jour; en effet, un IPG plus élevé affecte la rentabilité du projet et celui-ci est donc susceptible de ne pas se concrétiser.

Par conséquent, un mauvais choix aurait pu nuire à la capacité d'Hydro-Québec de répondre à la demande.

Il faut rappeler qu'à l'automne 1992, l'on envisageait, vu l'instabilité économique qui prévalait, qu'un scénario mi-fort était aussi vraisemblable qu'un scénario mi-faible. Or, un scénario mi-fort conjugué à un taux de succès moins élevé que prévu ou à un mauvais choix générerait un déficit au niveau de l'offre; par ailleurs, un scénario mi-faible provoquerait un surplus au niveau de l'offre si trois ou quatre projets se matérialisaient.

Dans ce contexte d'incertitude, la clause de retrait est apparue comme la solution. En effet, elle permettait de procéder à la signature de tous les contrats sans faire de choix que l'on pourrait regretter, assurant ainsi la possibilité de rencontrer un scénario mi-fort; elle permettait également, dans un scénario moyen ou mi-faible, de se retirer d'un nombre plus ou moins élevé de projets.

On a donc décidé de signer les six contrats de cogénération de plus de 50 MW, d'y inclure une clause de retrait et d'examiner leur évolution pour faire plus tard les bons choix.

Une réunion du comité directeur a été convoquée le 16 octobre 1992. C'est au cours de cette réunion que l'on aurait proposé la signature de tous les contrats en y incorporant une clause de retrait qu'Hydro-Québec pourrait exercer de façon unilatérale. Malheureusement, aucun compte rendu de cette rencontre, qui devait être la 22ième réunion du comité directeur, ne fut rédigé.

Par contre, l'ordre du jour, préparé la veille de cette réunion, ne réfère aucunement à une clause de retrait ni à la possibilité de signer tous les contrats. (P-1068) Ajoutons que la réunion suivante, qui s'est tenue le 18 novembre 1992, portait également la mention *22ième réunion*. Par conséquent, non seulement n'y a-t-il pas eu de compte rendu de la réunion du 16 octobre, mais encore l'ordre séquentiel n'y réfère même pas. Pire, on ne retrouve aucune trace de cette réunion dans les mémoires informatiques d'Hydro-Québec. Par contre, les notes personnelles de M. Gagnon y réfèrent.

La Commission a constaté l'importance de cette réunion et souligne qu'elle aurait voulu prendre connaissance d'un compte rendu, d'autant plus que l'ordre du jour diffère de ce qui a pu s'y produire.

La Commission rappelle qu'une autre réunion très importante n'a fait l'objet d'aucun compte rendu : il s'agit de la réunion du comité offre-demande du 10 septembre 1992 au cours de laquelle l'on a décidé de ne pas revoir à la baisse les coûts évités[71].

Vu son obligation de rendre compte, il est essentiel qu'Hydro-Québec s'assure que toutes les réunions des divers comités fassent l'objet d'un compte rendu complet. Même si le comité ou l'assemblée n'est pas décisionnel, les débats qui s'y déroulent démontrent l'évolution de la pensée au sein de la société d'État et doivent pouvoir être l'objet d'un contrôle ultérieur.

---

71. Voir Partie V.

La Commission recommande donc qu'Hydro-Québec :

- **s'assure qu'un compte rendu complet et conforme des réunions des divers comités et assemblées, décisionnels ou non, soit systématiquement rédigé et qu'un membre du comité ou de l'assemblée soit spécifiquement assigné à cette tâche;**

- **veille à ce que le président de chacun de ces comités ou de chacune de ces assemblées ait la responsabilité de voir au respect de cette règle.**

❑ **L'inclusion de la clause de retrait**

À sa réunion du 19 octobre 1992, le comité de gestion de la Direction supérieure décidait de recommander au conseil d'administration la signature de six projets majeurs de cogénération de la phase 2 mais de les assortir d'une clause de retrait.

Cette approche fut communiquée au comité directeur de la Production privée et il revint à celui-ci d'en développer les paramètres.

Ainsi, le 21 octobre 1992, il y eut une rencontre avec des représentants de l'Union des banques suisses pour étudier les modalités d'une clause de retrait, notamment l'établissement de plafonds progressifs limitant le dédommagement selon les étapes d'un projet. Il y eut également une rencontre avec Reed Consulting Group pour discuter de la nature même d'une clause de retrait et de son usage aux États-Unis.

Le 22 octobre 1992, on prépara un projet de clause de retrait et de recommandation au conseil d'administration.

Le 26 octobre 1992, Tillinghast Collins & Graham, conseillers juridiques auprès de Reed Consulting Group, ont transmis à Hydro-Québec l'ébauche d'une telle clause, dans laquelle on retrouve plusieurs caractéristiques qui furent retenues par Hydro-Québec.

Entre le 21 et le 29 octobre 1992, plusieurs entretiens téléphoniques ont eu lieu avec Reed Consulting Group et on demanda notamment son opinion sur un montant maximal de remboursement qui pouvait être établi à 60 $US/kW.

Le 29 octobre, Reed Consulting Group fit parvenir son rapport qui concluait que les clauses de retrait dans les contrats d'achat d'électricité permettaient un approvisionnement selon les besoins, tout en contrôlant les coûts. La limite de 60 $US/kW lui paraissait raisonnable.

Entre le 26 et le 29 octobre 1992, l'on a préparé une recommandation à l'intention du conseil d'administration pour qu'il approuve le principe d'une clause de retrait comportant un remboursement maximal de 45 $/kW.

À sa réunion du 4 novembre 1992, le conseil d'administration d'Hydro-Québec a résolu de poursuivre jusqu'au 1er juin 1993 les négociations en vue de conclure des contrats d'achat d'électricité avec les six promoteurs des projets majeurs à Alma, Bécancour, Gatineau, Montréal-Est, Québec et Windsor. Hydro-Québec acceptait de reporter l'échéance pour la signature des contrats, qui était alors fixée au 1er décembre 1992, à la condition que les promoteurs consentent à inclure dans le contrat à intervenir une clause de retrait pouvant être exercée de façon unilatérale par Hydro-Québec jusqu'au 1er juillet 1994 et comportant notamment une compensation maximale de 45 $/kW.

- **Les lettres d'intention du 13 novembre 1992**

Le 13 novembre 1992, Hydro-Québec informait par lettre chacun des six promoteurs qu'elle avait décidé de poursuivre les négociations pour en arriver à la signature d'un contrat avant le 1er juin 1993 et que les parties n'auraient plus d'obligations l'une envers l'autre si le contrat n'était pas signé avant cette date. La négociation devait se poursuivre sur la base des éléments déjà convenus (tarif du volet A et contrat type), auxquels s'ajouteraient d'autres modalités dont la clause de retrait. Hydro-Québec précisait alors que cette lettre du 13 novembre 1992 n'aurait pas d'effet juridique si un exemplaire complété et signé par le promoteur n'était pas retourné avant le 1er décembre 1992; s'il refusait, cela mettait fin à sa proposition.

La lettre fut contresignée et retournée par chacun des six promoteurs; des contrats comportant la clause de retrait furent subséquemment signés.

La clause de retrait n'était donc pas une condition faisant partie de la lettre d'intention; celle-ci prévoyait plutôt que le clause serait incluse dans le contrat à venir, obligeant ainsi Hydro-Québec à signer ce contrat pour être en mesure d'exercer la clause de retrait. Selon la société d'État, cette clause cherchait essentiellement à indemniser le promoteur pour les dépenses encourues en voulant développer son projet :

> « R *En général, Hydro-Québec développe ses propres projets, fait ses propres études d'avant-projets, elle va chercher ses propres autorisations. C'est le travail qu'elle fait sur ses propres projets. Donc on demande à un producteur privé, lui, de réaliser, de prendre ses ressources et de les utiliser aux fins de faire un projet pour Hydro-Québec. Alors on leur a indiqué puis,* ***d'ailleurs, c'est l'objet de la clause de retrait, c'est que si Hydro-Québec se retire après qu'on lui ait demandé de faire le travail, bien, on va le compenser****. Alors c'est ce qu'on veut dire ici. »*
> (M. Francis Dupuis, transcription de la séance du 4 octobre 1996, p. 106-107)

Hydro-Québec voulait donc signer les contrats pour deux raisons : d'abord, tout comme cela a été mentionné précédemment, pour faire les bons choix et pouvoir bénéficier de plusieurs projets si requis et ensuite, pour pouvoir exercer la clause de retrait si moins de projets s'avéraient nécessaires.

Le 5 mai 1993, l'échéance de signature des six contrats fut reportée au 15 décembre 1993.

6.4.2 LE CONTENU DE LA CLAUSE DE RETRAIT

La clause de retrait inscrite dans les contrats prévoyait, en cas de retrait unilatéral de la part d'Hydro-Québec, le remboursement de certaines dépenses effectuées par le promoteur jusqu'à concurrence de divers maxima.

Le promoteur avait droit au remboursement de 120 % des frais admissibles de développement, 100 % des frais admissibles de résiliation des ententes conclues avec des tiers dans le cadre du

développement du projet ainsi que 100 % des frais d'intégration payés à Hydro-Québec. Ce remboursement était cependant soumis à des maxima par kW de puissance contractuelle, selon des étapes précises :

— avant la date de signature du dernier des contrats d'approvisionnement en gaz naturel prévus au contrat d'achat d'électricité :

15 $

— après la date de signature du dernier des contrats d'approvisionnement en gaz naturel prévus au contrat d'achat d'électricité :

30 $

— après la date d'obtention du certificat d'autorisation requis pour les installations en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, mais avant la date de clôture du financement:

45 $

Par conséquent, lorsque certaines étapes étaient franchies, le promoteur avait droit à un remboursement maximal plus élevé. Hydro-Québec voulait ainsi l'indemniser pour des dépenses encourues pour développer le projet conformément aux demandes de la société d'État.

6.4.3 L'INCLUSION DE LA CLAUSE DE RETRAIT

6.4.3.1 LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE

Le 17 septembre 1993, suite à la mise à jour de la planification qui mettait en alerte Hydro-Québec sur les possibilités d'une augmentation de la demande plus faible que prévue et alors que le Plan de développement 1993, préparé en fin de 1992, avait été approuvé quelques jours plus tôt, la société d'État élaborait trois scénarios concernant les projets de cogénération. Ces scénarios furent examinés par le comité directeur de la Production privée le 22 septembre et par le comité offre-demande le 28 septembre (P-910, P-871 et P-870, onglet 13) :

- **Le *statu quo* :** il visait à poursuivre les négociations jusqu'au 15 décembre 1993, réévaluer la situation en juin 1994 et donc, ne pas appliquer unilatéralement la clause de retrait en 1993. Ce scénario était en accord avec la révision préliminaire du programme d'équipement compte tenu de la clause de retrait et permettait le développement d'une banque de projets si un scénario fort de la demande se concrétisait ou si le programme d'efficacité énergétique progressait plus lentement que prévu.

- **Mettre un terme aux négociations des quatre projets non signés :** ce scénario pouvait donner une image d'indécision face au Plan récemment approuvé.

- **Arrêter les six projets de cogénération :** Ce scénario signifiait qu'Hydro-Québec entendrait abandonner la filière et démontrait une très grande indécision; par ailleurs, il était en accord avec la révision préliminaire du programme d'équipement.

Avant de se prononcer sur le choix à faire, le comité offre-demande voulut prendre connaissance d'une analyse des impacts financiers.

Le 25 octobre 1993, le même comité faisait le point sur la production privée. Une analyse préparée par la direction de la Production privée lui fut soumise. Celle-ci proposait trois objectifs en rapport avec la cogénération :

- *« Compte tenu du déséquilibre important entre l'offre du secteur privé et les besoins de l'entreprise, RÉDUIRE la quantité de projets actifs potentiellement réalisables à court terme.*

- *Sélectionner les MEILLEURS des 8 projets de cogénération au gaz naturel de plus de 95 MW en ne se limitant pas aux projets ayant la clause de retrait.*

- *Donner à cette filière d'appoint pour le Québec le statut d'une BANQUE DE PROJETS à laquelle l'entreprise pourra recourir en cas de besoin. »* (P-870a)

Le comité conclut qu'Hydro-Québec devait signer un certain nombre de contrats à cause de ses engagements; il ne prit toutefois aucune décision préférant demander des scénarios additionnels. (P-870, onglet 14)

- **Les vraies intentions d'Hydro-Québec**

Alors que l'échéance de la signature des contrats approchait, la société d'État abordait ainsi la question : l'on observait un fléchissement de l'augmentation de la demande et l'objectif de production privée serait revu à la baisse. Hydro-Québec n'avait par ailleurs pas encore déterminé avec précision le nouvel objectif. L'on savait donc que certains projets devraient être abandonnés, tout en étant incapable d'en préciser le nombre et de les identifier. L'on hésitait encore à faire des choix qui pourraient s'avérer erronés. Enfin, les lettres d'intention du 13 novembre 1992 constituaient des engagements qui forçaient Hydro-Québec à signer les contrats, d'autant plus que cette signature était nécessaire pour permettre l'exercice de la clause de retrait à l'égard des projets que la société d'État ne retiendrait pas.

Hydro-Québec espérait que tous les promoteurs accepteraient de reporter leurs projets en les plaçant dans une banque de projets dans laquelle la société d'État pourrait puiser les ressources nécessaires, selon ses besoins. Elle a donc offert aux promoteurs le choix entre trois options : inclure leur projet dans une banque, l'annuler conformément à la clause de retrait ou en réaliser immédiatement la partie relative à la biomasse.

La société d'État ne pouvait évidemment forcer les promoteurs à accepter la mise en banque : seule la possibilité d'exercer ultérieurement la clause de retrait pouvait servir d'argument de négociation pour Hydro-Québec.

Aucun des promoteurs ne choisit l'inclusion dans la banque et les contrats furent signés à la date prévue.

6.4.3.2 LA SIGNATURE DES CONTRATS

La signature des contrats était vue comme essentielle et incontournable. Incontournable, car la lettre d'intention obligeait Hydro-Québec à signer. Essentielle, car elle lui permettait, grâce à la clause de retrait, de limiter les dommages advenant la nécessité de les annuler. Enfin, elle ouvrait à Hydro-Québec la possibilité de négocier à nouveau, ultérieurement, la banque de projets. Donc, selon M. Drouin, il était important de signer les contrats contenant la clause de retrait :

« *Q* *Donc Hydro-Québec a intérêt à signer les contrats à ce moment-là?*
R *Le plus tôt possible.*
Q ***Et votre but, et les promoteurs le savent, c'est de mettre en banque, de négocier éventuellement une mise en banque?***
R *C'est ça.*
Q *Par le biais de la clause de retrait.*
R ***Bien avec le pouvoir de la clause de retrait.***
Q *Avec le pouvoir?*
R *De la clause de retrait.*
(M. Richard Drouin, transcription de la séance du 16 octobre 1996, p. 35)

Ce faisant, Hydro-Québec reportait à nouveau le moment où elle devrait faire un choix.

❑ **L'incident du 19 novembre 1993**

L'incident du 19 novembre sera traité plus en détail dans une autre partie de ce rapport[72]. L'on se limitera, pour le moment, aux faits suivants.

Le matin du 19 novembre 1993, un article de journal annonçait qu'Hydro-Québec prévoyait faire volte-face en réduisant ou en abaissant le nombre de projets de cogénération. Selon M. Drouin, cette information aurait été le résultat d'une conversation entre un journaliste et un promoteur avec qui la société d'État tentait de négocier une mise en banque. Bien au fait du contenu du Plan de développement de 1993 que son gouvernement venait d'approuver en septembre, M^me^ Bacon réagit en communiquant avec M. Drouin et en émettant un communiqué de presse. M. Drouin lui expliqua alors qu'Hydro-Québec n'envisageait nullement d'abandonner la cogénération, qu'elle voulait signer les contrats et que le seul aléa était l'évolution de la demande.

La précipitation avec laquelle Mme Bacon réagit obligea la société d'État a dissiper le malentendu en émettant son propre communiqué de presse. Hydro-Québec indiquait ainsi officiellement que les six projets de cogénération de la phase 2 pourraient voir leur échéancier modifié, mais que la filière de la cogénération demeurait une filière d'appoint d'un intérêt certain pour Hydro-Québec.

---

72. Voir Partie VIII.

❑ **Un objectif malléable**

Suite à l'incident du 19 novembre 1993, une réunion eut lieu entre les représentants du MER et Hydro-Québec, le 1er décembre 1993. La réunion visait à faire le point sur la cogénération. L'approche commune qui s en est dégagée prévoyait notamment que :

« 5. Hydro-Québec réévaluera l'intérêt d'établir une banque de projets compte tenu de la situation qui prévaut au Québec relativement au processus environnemental, à la synchronisation des besoins en vapeur et aux coûts associés au maintien d'une telle banque. ***Le cas échéant, elle constituera une banque de projet tenant compte du «recadrage» du programme qui sera effectué dans le contexte de la commission parlementaire.***

6. ***Hydro-Québec ira au printemps 1994 d'appliquer la clause de retrait aux projets qui n'auront pas été retenus pour réalisation, qui auront franchis toutes les étapes prévues au contrat et qui ne désireront pas participer à cette banque de projets.*** » (P-1163)

Le 15 décembre 1993, la Planification soumit au conseil d'administration un dossier sur l'équilibre énergétique à long terme. (P-739e) Fait assez rare, selon la preuve, les orientations concernant l'objectif d'achat de production privée firent l'objet d'une fourchette : 350 à 500 MW. La détermination d'un objectif précis était fonction *des possibilités et des circonstances*.

L'hypothèse de 350 MW avait comme conséquence qu'aucun projet de cogénération de grande envergure ne serait réalisé et que les deux contrats (Indeck-Hull et Enertem-Temiscaming) ne contenant pas de clause de retrait seraient soit mis en banque, soit annulés. L'hypothèse de 500 MW requerrait la constitution d'une banque de projets et l'annulation de certains d'entre eux.

Il convient de rappeler que la société d'État était alors en phase de préparation de son rapport particulier sur la production privée et était également dans l'attente de la prochaine commission parlementaire qui devait avoir lieu en mars 1994.

C'est en février qu'Hydro-Québec opta pour un objectif de 500 MW dont 250 proviendraient de contrats de cogénération, par ailleurs repoussés à l'horizon 1997-2000.

6.4.4 L'EXERCICE DE LA CLAUSE DE RETRAIT

C'est le 9 mars 1994 que le conseil d'administration autorisa l'exercice de la clause de retrait à l'égard des six contrats contenant une telle clause et l'annulation des deux contrats n'en possédant pas.

L'on notera le point suivant inscrit à la recommandation du 9 mars 1994 :

« Après plusieurs années de négociations, Hydro-Québec se doit de traiter ces partenaires privilégiés avec le plus d'égard possible. Les pratiques commerciales d'Hydro-Québec se doivent d'être le plus juste et équitable possible dans ce dossier. De plus, si Hydro-Québec veut conserver la possibilité de recours à la filière de cogénération dans le futur, elle doit s'assurer de préserver l'intérêt de ces partenaires pour cette industrie. » (P-3a, p. 298)

Le 11 mars 1994, Hydro-Québec mit fin au contrat du projet de Hull, qui ne contenait pas de clause de retrait. Elle avait ordonné l'interruption du projet quatre jours auparavant.

Le 31 mars 1994, elle appliquait la clause de retrait au projet de Québec, vu l'imminence de la date de clôture du financement, et offrait de négocier son report à la période 1997-2000. Cette procédure fut initialement contestée par le promoteur, mais ce dernier a, depuis lors, accepté de négocier la mise en banque de son projet.

Le 3 mai 1994, Hydro-Québec avisait les cinq autres promoteurs qu'elle appliquerait cette clause sous réserve qu'elle offrait de négocier le report et la mise en banque de leurs projets :

- les promoteurs des projets de Bécancour, Gatineau et Montréal-Est acceptèrent de négocier la mise en banque;
- les promoteurs des projets d'Alma et Windsor refusèrent la mise en banque et, le 14 juin 1994, Hydro-Québec leur signifia sa décision d'appliquer la clause de retrait.

Le 12 mai 1994, Hydro-Québec transmettait un avis de résiliation de contrat au promoteur du projet de Témiscaming en invoquant le fait qu'il n'avait pas réalisé l'une des conditions du contrat; il a depuis demandé d'aller en arbitrage.

Il faut s'interroger sur les raisons pour lesquelles Hydro-Québec n'a pas procédé ainsi dès l'automne 1993. Ce faisant, elle aurait pu diminuer considérablement ses frais de remboursement puisque dès son application, la clause de retrait avait pour effet d'interdire au promoteur d'encourir des frais supplémentaires.

M. Drouin a invoqué les faits suivants :

« *R* ***Bien d'abord premièrement, on avait juste déposé au conseil d'administration une hypothèse sur la question des prévisions de l'offre et de la demande. Deuxièmement, avant de changer le cap, il fallait refaire nos prévisions d'une façon finale en janvier, février, aller en commission parlementaire et faire accepter - je dis « accepter », ce n'est pas une acceptation formelle - mais faire avaliser notre plan.***

Parce que rappelez-vous qu'au mois de septembre quatre-vingt-treize (93), on avait eu l'approbation du plan de février quatre-vingt-treize (93) ou de mars quatre-vingt-treize (93) qui avait été déposé en novembre quatre-vingt-douze (92). Donc, on n'était pas en mesure, le quinze (15) décembre, de dire : « On va à 500 MW ». On avait l'hypothèse et on s'est comporté comme tel à l'interne, mais la décision finale, elle est venue au conseil d'administration au mois de mars.

Q *Malgré que vous aviez déjà les hypothèses.*

R ***Ah oui, oui, puis on les avait déposées au conseil les hypothèses, puis ça, je veux dire, c'est clair. Mais il n'y a aucune conséquence et aucun coût additionnel au fait qu'on l'aie fait à ce moment-là plutôt qu'à d'autres.***

Q *Mais si on avait invoquer ou appliquer, disons, la clause de retrait dès décembre, dès que la clause de retrait était appliquée, c'est ce que les promoteurs devaient cesser d'encourir des frais.*

R ***Oui mais si on le faisait alors que la demande était encore là et qu'on appliquait la clause de retrait sur des promoteurs qui auraient plus de chances de réussir puis à tout événement refusaient d'aller dans la banque.*** »
(M. Richard Drouin, transcription de la séance du 16 octobre 1996, p. 89-90)

Il a toutefois reconnu qu'Hydro-Québec aurait voulu inclure les projets dans une banque dès décembre 1993, soulignant que seul le refus unanime des promoteurs avait freiné ses ambitions.

6.4.4.1 LA DÉTERMINATION DES OBJECTIFS ET L'EXERCICE DE LA CLAUSE DE RETRAIT : TROP TARD

Dès les mois d'août et septembre 1993, les planificateurs d'Hydro-Québec savaient que l'augmentation de la demande serait moins forte qu'anticipée.

Dès septembre, tant les planificateurs que les membres de la direction de la Production privée envisageaient divers scénarios qui allaient de l'abandon pur et simple de la cogénération au statu quo. Notons que le document P-910, présenté par la direction de la Production privée au comité offre-demande le 28 septembre 1993, précisait que l'option de mettre fin aux six projets de cogénération était *«En accord avec la révision préliminaire du programme d'équipement de référence »*; le statu quo l'était tout autant mais, faut-il le souligner, *« compte tenu de la clause de retrait ».*

Les indices étaient évidents et la conclusion s'annonçait inévitable : il faudrait réduire ou abandonner la filière de la cogénération. D'ailleurs, dès le 19 novembre, M. Drouin en informait M^me^ Bacon. (P-1124) Il ne restait donc qu'à établir l'ampleur de la réduction.

Le 15 décembre 1993, M. Jean-Pierre Léveillé faisait part au conseil d'administration des orientations possibles à l'égard de la production privée :

« Ramener de 760 MW à environ 350-500 MW (en fonction des possibilités et des circonstances) les achats fermes totaux auprès de producteurs privés en :

— *exerçant les clauses de retrait;*

— *mettant en place une banque de projets (si opérationnelle) »* (P-739e)

Or, M. Léveillé privilégiait l'option de 350 MW, quoiqu'il était conscient que des négociations étaient en cours et que des paramètres pouvaient toujours changer :

« Q Ça va. Et finalement, la pièce suivante, celle du quinze (15) décembre mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993), la suite, et vous avez témoigné hier d'ailleurs sur la dernière page et je note la mention « préliminaire », je le comprends, et à la

dernière page il y a quelques expressions, quelques mots sur lesquels j'aimerais revenir.

L'on mentionne entre parenthèses « en fonction des possibilités et des circonstances ». Vous y avez fait référence hier mais j'aimerais que vous reveniez à nouveau sur ces notions. De quoi s'agit-il en l'occurrence lorsqu'on parle des possibilités et des circonstances?
R C'est que dans le fait de se ramener à 350 MW, il pouvait y avoir un certain nombre de contraintes comme par exemple il y avait un certain nombre d'ententes qui étaient déjà signées, certaines ne comportaient pas de clause de retrait parce que les ententes avaient été convenues avant que ce concept n'existe.

Alors ça dénotait que dans la réalisation ou l'exécution de ça, qu'il devait y avoir un certain nombre de difficultés, que ce n'était pas si automatique que ça pouvait en avoir l'air, je pense que c'est ce que ça veut désigner.
Q Je comprends qu'il s'agit donc plutôt de p(ibilités, de circonstances qui pouvaient être évaluées par la Direction privée, l'exemple que vous avez donné par exemple, le caractère définitif ou non de certaines ententes signées, ce n'est pas à votre niveau que l'on pouvait le déterminer?
R Exactement, ou par le président...
Q Ça va.
R ... c'est au preneur de décision toujours, à la fin, à faire l'évaluation des choses.
Q Mais donc, quand on parle de possibilités et de circonstances, l'on réfère plus à - pour reprendre une expression que nous connaissons bien - à la mise en oeuvre de la politique, donc aux gens sur le terrain de connaître la nature des contrats, des ententes, ce que l'on peut faire en terme de réaménagement?
R C'est ma compréhension.
Q Ça va. Est-ce que je dois comprendre que selon ce qui est mentionné ici à cette dernière page, ***il y a une fourchette envisageable de 350 à 500 MW, mais est-ce que vous, vous privilégiez par exemple 350,*** *autrement dit est-ce que vous privilégiez de ramener le plus possible vers 350 mais en prenant en considération les possibilités et les circonstances et que l'on pourrait aller jusqu'à 500, mais la situation la plus favorable, disons, serait 350. Est-ce que c'était votre point de vue?*
R Oui, je...
Q Ou si 350 était aussi valable que 500?
R 350 MW pouvait apparaître comme une solution relativement intéressante. Cependant, il ne faut pas oublier qu'il peut

> ***être utile de faire preuve d'une certaine prudence**, il faut voir qu'une préoccupation majeure, enfin ma perception c'est qu'au niveau de la haute direction il y avait certainement une préoccupation majeure de ne pas... on a fait beaucoup d'études de sensibilité là-dessus, de ne pas être amené à poser, si vous voulez, en mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993), un geste et d'être amené six, ou neuf, ou douze (12) mois plus tard, parce qu'un paramètre avait changé, être obligé de défaire tout ce que l'on avait fait.*
>
> *Alors il y avait l'idée d'avoir une orientation avec une certaine robustesse, alors entre 350 et 500, **je vous dirais sur une base d'un scénario moyen qui est déterministe, 350 apparaissait un peu mieux.***
>
> *Maintenant, puisque de 350 à 500, c'était finalement de programmer des projets à une date ultérieure en quatre-vingt-dix-sept (97) ou quatre-vingt-dix-huit (98) ou quatre-vingt-dix-neuf (99), vous savez, c'était assez mou han. »*
> (M. Jean-Pierre Léveillé, transcription de la séance du 5 juillet 1996, p. 102-105)

Il est manifeste, selon la Commission, d'après les premiers signes qui remontaient à août et toutes les études et tous les scénarios qui ont été envisagés par la suite, qu'Hydro-Québec était en mesure d'établir ses objectifs dès décembre 1993 et que ceux-ci devaient s'établir à 350 MW.

Il n'est pas acceptable dans ces circonstances que l'on ait attendu février 1994 pour établir l'objectif.

D'autres faits démontrent qu'Hydro-Québec savait dès décembre 1993 que l'objectif devait être ramené à 350 MW et que l'on aurait dû immédiatement considérer l'exercice de la clause de retrait et la constitution d'une banque.

Par exemple, en février 1994, l'on établissait l'objectif à 500 MW, dont 250 MW d'énergie renouvelable. Ces 250 MW étaient établis à partir d'un taux de succès de 40 %; or, à l'automne 1994, le taux de succès passait à 54 %, ce qui permettait d'établir une prévision d'achat d'énergie renouvelable de 340 MW. Comment expliquer une hausse si rapide du taux de succès? Comment croire que l'on n'envisageait pas un tel taux dès janvier 1994? Si tel avait été le

cas, et malgré un objectif de 500 MW, la part de la cogénération aurait été encore plus basse au début 1994, soit 150 MW au lieu de 250 MW

Cependant, deux semaines avant la présentation du dossier de M. Léveillé au conseil d'administration, Hydro-Québec s'était lié les mains en s'engageant, auprès du MER, à ne pas exercer la clause de retrait avant le printemps, même si l'on savait déjà que certains projets ne seraient pas retenus. (P-3a, p. 120)

Il n'était pas approprié qu'Hydro-Québec se lie de la sorte, d'autant plus que depuis novembre 1993 les promoteurs savaient que la société d'État voulait négocier une mise en banque. Ils avaient alors tout intérêt à faire avancer leurs projets pour atteindre certaines étapes de réalisation et se rapprocher d'un plafond de remboursement plus élevé.

Étant donné les circonstances exceptionnelles de l'époque, la Commission croit qu'Hydro-Québec devait déterminer un objectif de 350 MW et exercer le plus rapidement possible les clauses de retrait, pour éviter que des frais n'augmentent davantage et que des promoteurs n'atteignent des seuils de remboursement plus élevés alors que l'on savait que, de toute évidence, il faudrait annuler plusieurs de ces contrats. Par exemple, certains projets n'auraient pas atteint le seuil de 30 $/kW, tel que cela s'est produit.

La Commission reconnaît qu'Hydro-Québec s'était engagée et devait signer les contrats, ne serait-ce que pour pouvoir exercer la clause de retrait et pour éviter des poursuites judiciaires. Mais elle devait exercer ces clauses de retrait le plus rapidement possible.

Il se peut qu'Hydro-Québec ait décidé de ne pas exercer immédiatement la clause pour ne pas se voir reprocher d'avoir agi de façon inéquitable en signant les contrats dans l'unique but de les résilier. Si tel était le cas, cela démontrerait encore davantage le manque de flexibilité du processus mis de l'avant par la société d'État.

Ajoutons que lorsque fut prise, en mars 1994, la décision d'exercer la clause de retrait, rien n'avait changé par rapport à décembre 1993, si ce n'est la détermination formelle de l'objectif. Or, rien ne justifiait d'attendre si longtemps pour déterminer cet objectif.

Selon la Commission, il était temps, en décembre 1993, plus de 30 mois après le lancement de l'APR, de faire des choix et d'identifier les meilleurs projets. D'ailleurs, depuis février 1992, tout l'exercice visait à les identifier.

Déterminer un objectif de 350 MW, comme cela aurait dû être fait, signifiait par ailleurs qu'aucun nouveau projet ne serait retenu. En effet, les projets d'énergie renouvelable permettaient d'atteindre 250 MW selon les taux de succès en vigueur. Or, le solde de 100 MW était amplement couvert par le contrat de Hull qui était déjà signé.

Une gestion rigoureuse aurait donc permis de signer les contrats, tel que requis par les engagements antérieurs et par la nécessité d'exercer la clause de retrait, et d'appliquer celle-ci le plus rapidement possible. Au moins deux projets, Windsor et Alma auraient reçu des remboursements limités à 15 $/kW pour un total de 4 315 062 $ plutôt que de 8 435 589 $, une économie de 4 120 527 $ pour Hydro-Québec.

6.4.5 LE REMBOURSEMENT DES DÉPENSES AUX PROMOTEURS DES PROJETS D'ALMA, WINDSOR ET HULL

La Commission s'est particulièrement intéressée à ces trois projets qui ont entraîné des remboursements totaux de l'ordre de plus de 20 M$. Elle a cherché à savoir si ces remboursements ont été réalisés dans le respect des normes en vigueur.

6.4.5.1 L'ÉTABLISSEMENT DU PLAFOND DE 30 $/KW À L'ÉGARD DES PROJETS D'ALMA ET DE WINDSOR

L'on sait que pour avoir droit au remboursement des dépenses réellement encourues, jusqu'à un maximum de 30 $/kW de puissance contractuelle, le promoteur devait avoir procédé à la signature du dernier des contrats d'approvisionnement en gaz naturel au moment où il était avisé de l'application de la clause de retrait. Si le contrat d'approvisionnement n'était pas signé à ce moment, sa réclamation était limitée à un maximum de 15 $/kW.

Les promoteurs des projets d'Alma et Windsor n'avaient pas procédé à une telle signature, mais Hydro-Québec leur a néanmoins

consenti des remboursements pouvant aller jusqu'à 30 $/kW alléguant que les engagements fermes qu'ils avaient obtenus des fournisseurs de gaz pouvaient équivaloir à la signature d'un tel contrat ou à tout le moins démontraient que les promoteurs avaient franchi des étapes équivalentes.

- **Les représentations des promoteurs**

Lorsqu'elle a appliqué la clause de retrait Hydro-Québec a avisé les deux promoteurs que les montants admissibles à titre de remboursement ne pourraient excéder 15 $/kW, du fait que les contrats d'approvisionnement en gaz naturel ne lui avaient pas été soumis avant cette date. (P-932)

Les promoteurs firent valoir que les négociations avec les fournisseurs de gaz étaient complétées, que les termes des contrats étaient arrêtés et, qu'à toutes fins utiles, dans ces circonstances, la signature d'un contrat n'était qu'une formalité qui ne ferait qu'officialiser les ententes par ailleurs intervenues. Selon les promoteurs, l'esprit de la clause de retrait était donc respecté même si la lettre ne l'était pas, puisqu'ils avaient déployé tous les efforts que la clause de retrait cherchait à imposer et que leurs projets en étaient à un stade équivalent à celui décrit dans la clause. Ils demandaient donc que l'on porte la limite de remboursement à 30 $/kW.

- **L'analyse des réclamations**

C'est M. Gilles Côté, de la direction de la Production privée, qui a mené le dossier et analysé les demandes des promoteurs. Il était bien au fait de la lettre et de l'esprit de la clause de retrait puisqu'il a participé à son élaboration.

M. Côté a expliqué, au cours de son témoignage, que la clause de retrait visait à reconnaître les efforts déployés par les promoteurs pour faire progresser leurs projets. C'est la raison pour laquelle les limites admissibles pouvaient augmenter lorsque le projet atteignait deux étapes importantes : la signature des contrats d'approvisionnement en gaz et l'obtention des autorisations gouvernementales.

Il a par ailleurs reconnu que l'expression *la date de signature du dernier contrat d'approvisionnement* n'est pas ambiguë; en effet, les termes utilisés pour déterminer l'étape où en était le projet étaient clairs et limpides. Il a néanmoins conclu que l'on devait utiliser le plafond de 30 $/kW, parce que le stade où en étaient les deux projets était similaire à celui que recherchait Hydro-Québec.

Selon M. Côté, au moment d'exercer la clause de retrait, Hydro-Québec avait décidé d'agir selon des pratiques commerciales justes et équitables pour le promoteur, conformément au texte de la recommandation du 9 mars 1994 qui proposait l'exercice de la clause de retrait.

De plus, l'exercice de la clause de retrait permettait à Hydro-Québec de se libérer d'engagements financiers importants. Cette réalité, conjuguée aux représentations des promoteurs qui refusaient le maximum de 15 $/kW et qui pouvaient engager des poursuites judiciaires, a pesé lourd dans la balance au moment de prendre la décision.

❑ **La décision d'autoriser les remboursements selon une limite de 30 $/kW**

C'est M. Richard Drouin qui, à titre de président d'Hydro-Québec, a autorisé le paiement des remboursements.

Bien au fait de la teneur de la recommandation de M. Côté, datée du 12 janvier 1995, recommandation supportée par les supérieurs de ce dernier, M. Drouin a considéré l'ensemble du dossier.

Le sommaire de la recommandation sur le projet d'Alma indiquait :

« Le maximum de 2 904 750 $ est établi en tenant compte du fait que SCA (Société de cogénération Alma) avait obtenu un engagement ferme de la part d'un producteur de gaz reconnu pour alimenter la totalité des besoins du projet. » (P-3a, p. 465)

Le document faisait état d'un projet de contrat d'approvisionnement en gaz naturel à intervenir entre un fournisseur et le promoteur, appuyé sur un ensemble de lettres indiquant que les parties se considéraient liées, même si un contrat final n'avait pas encore

été signé. La recommandation concluait que le promoteur s'était conformé à l'esprit du contrat intervenu avec Hydro-Québec et plus particulièrement de la clause de retrait.

La recommandation relative au projet de Windsor précisait, quant à elle, que :

« Le maximum de 5 725 380 $ est établi en tenant compte du fait que WCI (Windsor cogénération inc.) s'était assurée d'un approvisionnement en gaz naturel pour le projet. » (P-3a, p. 435)

Le document indiquait que le promoteur n'avait pas procédé à la signature d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel. Cependant, après avoir considéré un ensemble de documents fournis par le promoteur, l'on avait conclu qu'une transaction, qui était sur le point de se concrétiser, aurait assuré l'approvisionnement en gaz naturel. La transaction ne se serait pas réalisée à cause de l'intervention d'Hydro-Québec, le 3 mai 1994, visant à arrêter le projet. Le document concluait que le promoteur s'était donc conformé à l'esprit du contrat d'achat d'électricité et de la clause de retrait.

Vu la nature de la transaction, M. Drouin a demandé l'opinion du contentieux d'Hydro-Québec. Le président voulait savoir si la société d'État était *« légalement justifiée d'appliquer [...] le montant maximum de 30 $/kW correspondant à l'étape où les contrats d'approvisionnement en gaz naturel ont été signés, plutôt que de 15 $/kW si de tels contrats ne sont pas signés...»* (P-1129)

Le contentieux, dans une lettre du 17 janvier 1995, émit l'opinion que les démarches réalisées par les promoteurs correspondaient aux objectifs et à l'esprit de la clause de retrait, même si un contrat d'approvisionnement en gaz naturel n'avait pas été formellement signé. Selon le contentieux, Hydro-Québec était donc légalement justifiée de porter la limite à 30 $/kW.

M. Drouin considéra cette opinion, la recommandation de M. Côté et de ses supérieurs, les documents pertinents et le rapport du cabinet d'experts-comptables Samson Bélair, dont les services avaient été retenus par Hydro-Québec pour examiner les réclamations, avant d'accepter de payer la réclamation selon une limite maximale de 30 $/kW.

Selon lui, Hydro-Québec voulait, d'une part, éviter des poursuites judiciaires qui s'étaient souvent avérées coûteuses pour la société d'État dans le passé et, d'autre part, se libérer, pour une somme raisonnable, d'obligations beaucoup plus importantes. Dans les faits, l'on acceptait donc de satisfaire les promoteurs en remboursant les dépenses qu'ils avaient encourues à la demande d'Hydro-Québec.

Quant à l'esprit de la clause de retrait, M. Drouin a déclaré, à titre de représentant d'Hydro-Québec lors de la signature des contrats d'achat d'électricité, qu'elle visait à déterminer aisément un moment qui indiquerait que le promoteur était sérieux et faisait progresser son projet. La technique la plus simple était d'exiger la signature d'un contrat, plutôt que de référer, plus généralement, à une entente. Cependant, ce qui importait, toujours selon M. Drouin, c'était de s'assurer de la disponibilité du gaz pour répondre aux besoins de la centrale.

Par conséquent, en remboursant les promoteurs selon une limite de 30 $/kW, Hydro-Québec s'éloignait du texte de la clause de retrait, préférant s'en remettre à l'intention des parties au moment de la signature du contrat d'achat d'électricité.

❑ **L'analyse de la Commission**

Ainsi, selon Hydro-Québec, le plafond de 30 $ était applicable parce que les conditions de l'approvisionnement en gaz étaient consignées par écrit et que les parties se sentaient liées.

Il est donc nécessaire d'examiner les documents déposés à l'appui de cette position.

- **Société de cogénération Alma**

Le promoteur a soumis la copie d'un projet de contrat d'approvisionnement en gaz naturel entre Sceptre Resources Ltd et Société de cogénération Alma inc. (SCA). (P-918) Ce projet était accompagné d'un échange de lettres des 3 et 16 février 1994 entre Sceptre et Zurn Industries, agissant pour SCA.

Selon le texte de la recommandation de M. Côté, les parties se considéraient liées par le projet de contrat et elles avaient convenu de

reporter la signature dans l'attente des modifications qu'Hydro-Québec pourrait exiger.

Le projet d'entente fut examiné par la firme EnerQuest, à la demande d'Hydro-Québec, pour s'assurer qu'il rencontrait les exigences du contrat d'achat d'électricité intervenu entre Hydro-Québec et SCA. L'étude conclut que le projet rencontrait, de façon générale, les exigences d'Hydro-Québec, mais que certaines modifications devraient y être apportées.

Parmi les modifications nécessaires identifiées par EnerQuest, signalons celle-ci : *« soustraire des dispositions d'arbitrage, l'examen ou la révision des conditions qui déterminent le prix annuel du gaz naturel par les arbitres. »* (P-921)

Or, dans sa lettre du 3 février 1994, Sceptre se disait prête à travailler en association avec Zurn et à fournir le gaz naturel, à la condition suivante :

« Sceptre's contractual commitment is based upon this letter and the terms and conditions set forth in the attached form of the contract, ***subject to reasonable modifications necessary to meet the requirements of both Hydro-Québec and the financing parties.*** *»* (P-919)

Selon M. Côté, les modifications requises par EnerQuest n'auraient pas mis en péril la signature du contrat et n'étaient pas de nature à compromettre l'entente entre les parties. Cependant, aucun document, ni aucun élément de preuve ne permet d'affirmer que Sceptre aurait considéré ces modifications comme étant des *reasonable modifications*. Au contraire, les clauses relatives à l'arbitrage et l'assujettissement possible du prix d'achat du gaz, à compter de 2011, à cet arbitrage, étaient des éléments importants du projet de contrat; or, ces dispositions pouvaient contrevenir à l'article 23.8 du contrat intervenu avec Hydro-Québec. En effet, la possibilité de soumettre la détermination du prix du gaz à l'arbitrage, à compter de 2011, pouvait affecter la capacité du promoteur de respecter ses obligations à long terme envers Hydro-Québec.

Il apparaît à la Commission que l'on ne pouvait affirmer que les modifications nécessaires n'étaient *pas de nature à compromettre l'entente*. À tout le moins, cela aurait dû être précisé dans la recommandation rédigée par M. Côté.

De plus, Sceptre acceptait de se lier à Zurn sous réserve de modifications raisonnables qui pouvaient être exigées par les financiers. (P-919) Or, celles-ci étaient toujours inconnues. Comment affirmer qu'elles n'auraient pas été de nature à faire avorter l'entente? D'autant plus que le projet d'entente était daté du 3 novembre 1994. Il était donc manifeste que les parties ne voulaient pas signer rapidement et ce, dans l'attente des exigences mentionnées ci-dessus.

L'on pouvait donc difficilement affirmer, comme l'a fait M. Côté, que les exigences d'Hydro-Québec et des financiers n'étaient *pas de nature à compromettre l'entente*.

❑ **CONSTAT**

Dans ces circonstances, selon la Commission, l'état de développement du projet d'Alma n'était pas tel que l'on pouvait considérer qu'à toutes fins utiles le contrat d'approvisionnement en gaz naturel était signé.

Ajoutons que M[e] Jean-Pierre Chrétien, du contentieux d'Hydro-Québec, était d'avis que la société d'État était *légalement justifiée* d'appliquer un plafond de 30 $/kW. Une partie à un contrat est toujours *légalement justifiée* de payer plus que ce que le contrat exige formellement. La question n'était pas de savoir si Hydro-Québec était légalement justifiée d'agir de la sorte, mais bien plutôt si elle devait, à titre de société d'État, agir de la sorte. Autrement dit, Hydro-Québec pouvait-elle considérer que, *légalement* la situation équivalait, à toutes fins utiles, à un contrat signé. Encore une fois, selon la Commission, tel n'était pas le cas, étant donné les aléas relatifs à la signature du contrat d'approvisionnement en gaz naturel.

De plus, l'opinion du contentieux mentionne :

« Suite aux analyses et discussions internes, la solution d'introduire une clause de retrait dans les contrats d'achat d'électricité de six (6) projets majeurs de cogénération au gaz naturel qui étaient encore en négociation fut retenue et le plafond maxima fut fixé, après d'autres consultations, à 45 $/kW, ***plutôt que 60 $/kW tel que recommandé par Reed.*** *»* (P-1129, p. 3)

Or *Reed* n'a aucunement recommandé un plafond de 60 $/kW. En effet, comme le soulignait préalablement l'opinion, Reed Consulting Group a tout simplement mentionné : *«Based on our review of project development costs the 60 $/kW appears to be reasonable. »* (P-3a, p. 427)

Reed ne recommandait donc pas l'établissement d'un plafond à 60 $/kW, mais considérait plutôt que ce montant était raisonnable, et ce, en réponse au mandat précis confié par Hydro-Québec : *« [...] Hydro-Quebec is considering a cap of 60 $/kW and is concerned about the appropriateness of this level. »* (P-3a, p. 423)

Il s'agit bien sûr d'une nuance, mais elle indique bien la limite du mandat qui avait été confié à Reed Consulting Group.

- **Windsor Cogénération inc.**

À l'égard du projet de Windsor, la recommandation de M. Côté mentionnait :

« Les conseils d'administration de TCPL (Trans-Canada Pipeline) et PCP (Pan-Canadian Petroleum) ayant approuvé les termes de la transaction, la date de clôture de la transaction avait été fixée au 20 mai 1994. »

C'est le 2 mai 1994 , selon la pièce P-929, que l'on avait convoqué les parties à cette séance de signature. On sait que c'est le 3 mai qu'Hydro-Québec a annoncé l'application de la clause de retrait. Ce faisant, elle exigeait que les promoteurs cessent dès cet instant les dépenses afférentes à leurs projets.

Il était donc nécessaire de vérifier si effectivement les conseils d'administration de TCPL et PCP avaient approuvé de façon définitive les termes de la transaction, avant de conclure que l'on était à un stade de développement équivalent à celui reflété par la signature du dernier des contrats d'approvisionnement en gaz naturel.

Or, au 2 mai 1994, plusieurs conditions essentielles à la signature du contrat n'avaient pas encore été respectées. C'est la pièce P-923, une lettre du 19 novembre 1993 de PCP qui résume ces conditions. On y indique que PCP s'engageait à fournir le gaz, mais que cet engagement demeurait soumis à la réalisation de certaines conditions, par exemple : PCP exigeait que les promoteurs et elle-même

finalisent une entente de vente de gaz *satisfaisante* pour les deux parties avant le 14 février 1994. De plus, l'entente était sujette à ce que PCP exerce une option d'achat à l'égard du projet au plus tard le 14 février 1994. (P-923, p. 3)

Ajoutons que la signature du contrat a été reportée afin qu'elle coïncide avec la signature d'un contrat de vapeur; la signature de ce contrat de vapeur était essentielle à la réalisation de l'entente finale. Or, la compagnie Domtar, qui devait signer ce contrat de vapeur, en avait approuvé les conditions (*the terms*) le 16 décembre 1993, mais ne l'a jamais signé. (P-924)

De plus, le 23 février 1994, selon la pièce P-926, le conseil d'administration de PCP approuvait une participation dans le projet de cogénération de Windsor, mais sujette également à une autre condition : soit que PCP et TCPL achètent Windsor Cogénération inc.

- **CONSTAT**

En somme, la participation de PCP et de TCPL dans le projet, qui aurait représenté l'équivalent de la signature du dernier des contrats d'approvisionnement au gaz naturel, était soumise à un tel nombre de conditions que l'on ne pouvait affirmer que la transaction se réaliserait.

Pour ces raisons, la Commission est d'avis que l'on ne pouvait considérer que le stade de développement du projet de Windsor était tel qu'il équivalait à l'étape où le dernier des contrats d'approvisionnement en gaz naturel aurait été signé.

- **La possibilité de négocier un remboursement maximal sous les 30 $/kW**

Selon la Commission, si Hydro-Québec voulait indemniser les promoteurs d'Alma et de Windsor pour les frais réellement encourus et les dédommager parce qu'ils avaient fait progresser leurs projets tel que requis par Hydro-Québec, l'on aurait pu tenter d'établir un montant maximal qui reflétait véritablement l'état de développement des projets. L'on aurait alors déterminé un montant se situant entre 15 et 30 $/kW.

La Commission estime qu'Hydro-Québec aurait pu et aurait dû entreprendre des négociations avec les deux promoteurs pour établir un plafond inférieur à 30 $. Bien sûr, cela aurait signifié la réouverture de la clause de retrait. Mais, de toute façon, l'établissement du plafond à 30 $, sans que l'on ait respecté le texte de la clause, constituait une réouverture de cette clause. Comme, encore une fois, Hydro-Québec est une société d'État, la décision de payer selon un plafond de 30 $, nonobstant l'absence de signature d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel, était, en l'espèce, inappropriée et inopportune.

6.4.5.2 LA VÉRIFICATION DES RÉCLAMATIONS

En plus de rembourser les promoteurs des projets d'Alma et de Windsor, suite à l'exercice de la clause de retrait, Hydro-Québec a également remboursé les promoteurs du projet de Hull dans le cadre de ses négociations pour inclure ce projet dans une banque.

Comme le contrat de Hull ne comportait pas de clause de retrait, puisqu'il avait été signé antérieurement aux autres, Hydro-Québec dut négocier et une entente est intervenue, fixant le maximum de remboursement des frais de développement et de résiliation à 12 700 000 $.

La Commission a examiné la procédure suivie par Hydro-Québec pour vérifier le bien fondé des trois réclamations.

Rappelons qu'à compter du 3 mai 1994, date où Hydro-Québec informait les promoteurs des projets d'Alma et de Windsor qu'elle entendait appliquer la clause de retrait, ces derniers devaient cesser leurs dépenses; par ailleurs, pendant les négociations pouvant mener à la constitution d'une banque de projets, Hydro-Québec paierait un rendement annuel de 10 % sur les frais admissibles en vertu de la clause de retrait.

❑ **Le montant des réclamations**

Les montants suivants furent réclamés à titre de frais de développement des projets et de frais de résiliation d'ententes avec des tiers :

Projets	Montant ($)	Réception de la réclamation
Alma	3 324 491	14 septembre 1994
Hull	15 408 542	Cinq factures entre mars 1994 et avril 1995
Windsor	6 094 871	14 septembre 1994

❑ **Le mandat confié par Hydro-Québec au cabinet d'experts-comptables Samson Bélair/Deloitte & Touche (Samson Bélair)**

En vertu de l'alinéa 6 de la clause de retrait, Hydro-Québec s'était réservé le droit de consulter tous les livres, dossiers et autres documents nécessaires à la vérification comptable des coûts faisant l'objet de la réclamation. Hydro-Québec s'est prévalue de ce droit et a confié un mandat au cabinet d'experts-comptables Samson Bélair.

Un contrat de services professionnels (P-827) est intervenu le 24 mars 1994 pour la vérification des frais et dépenses encourus par Services d'Énergie Indeck-Hull inc.

Les travaux à être exécutés par Samson Bélair avaient été préalablement décrits dans une proposition de service, le 23 mars 1994. (P-828)

Le 10 août 1994, les parties ont signé une modification au contrat pour y inclure la vérification des frais encourus notamment pour les projets d'Alma et de Windsor. (P-840)

Les travaux devant être exécutés par Samson Bélair, conformément à cette modification, furent décrits dans une proposition de service, le 4 août 1994. (P-830)

Le mandat consistait essentiellement à :

- vérifier l'exactitude mathématique des demandes;
- établir un seuil d'importance relative fondé sur un pourcentage du remboursement maximal admissible (dans les faits, ½ %);
- retenir par statistique des échantillons pour les sondages de corroboration sur l'ensemble des frais et des dépenses;
- établir que les montants sélectionnés étaient adéquatement appuyés par des pièces justificatives et que les frais ou les dépenses avaient été encourus relativement aux projets et ce, en conformité de la date de suspension du développement des projets signifiée par Hydro-Québec;
- établir que les montants sélectionnés qui correspondaient à des charges internes avaient été encourus dans le cours normal des affaires; confirmer l'efficacité des systèmes et des contrôles internes en place chez les promoteurs auprès de leurs vérificateurs externes; décrire le système d'imputation des frais encourus aux projets comparativement aux autres projets du même promoteur (dans le cas d'Hull seulement); et vérifier le caractère raisonnable des montants.

Ces travaux devaient être exécutés selon les normes de vérification généralement reconnues.

M^me^ Martine Laberge, comptable agréée depuis 1980 et associée en vérification chez Samson Bélair depuis 1988, (P-826) a témoigné à propos de la portée de son mandat et sur les travaux exécutés sous sa direction.

Même si certains travaux furent exécutés à l'extérieur de Montréal chez divers promoteurs, ils furent tous complétés par des collaborateurs du bureau de Montréal. M. Yvon Pelchat, d'Hydro-Québec, s'est joint à l'équipe de vérification pour assurer une meilleure liaison avec les promoteurs et pour être en mesure d'éclairer adéquatement Hydro-Québec lorsque viendrait le moment de déterminer les sommes à payer.

M^me^ Laberge a témoigné devant la Commission qu'elle s'est assurée de la qualité des travaux et d'une approche uniforme pour chacun des projets par le biais de programmes de vérification suffisamment détaillés et encadrés. Elle s'est assurée que les travaux seraient faits conformément aux normes professionnelles. Elle a expliqué la nature et l'étendue des travaux réalisés, décrivant les méthodes retenues pour les sondages, notamment les sélections au jugement et celles à partir de statistiques selon les valeurs monétaires. Elle a précisé que la méthodologie retenue pour la sélection statistique des échantillons était en conformité avec les normes de son cabinet, affirmant que celles-ci sont au moins aussi contraignantes que celles de la profession comptable.

En ce qui concerne la vérification de transactions individuelles, il s'agissait surtout de s'assurer que, considérées individuellement, elles étaient dûment documentées et paraissaient plausibles.

M^me^ Laberge a aussi décrit sa vérification de l'imputation des frais généraux aux projets de cogénération, s'assurant, entre autres, que les frais directs réclamés ne l'étaient pas également à titre de frais généraux, que les taux d'imputation au projet étaient les mêmes que ceux utilisés pour les autres projets des promoteurs et qu'ils semblaient normaux eu égard au genre d'industrie.

Lors de son témoignage, M^me^ Laberge a souligné qu'elle n'a pas obtenu de confirmation auprès des vérificateurs externes sur l'efficacité des systèmes et des contrôles en place chez les promoteurs, tel que le préconisait son mandat. Elle a cependant modifié sa stratégie de vérification en augmentant le nombre de transactions à vérifier. Elle n'a pas, par ailleurs, jugé nécessaire de faire mention, dans ses rapports de vérification à son mandant, de cette modification apportée à l'approche préconisée du fait que la méthode qu'elle a retenue atteignait les mêmes résultats.

M^me^ Laberge n'a noté la présence d'aucun tableau préparé par les promoteurs, ventilant les dépenses par objet, ce qui aurait permis, d'une certaine façon, de mesurer le degré d'avancement des travaux à diverses étapes de développement et les coûts engagés à chacune de ces étapes. Elle n'a pas jugé qu'elle devait elle-même tenter de dresser de tels tableaux, considérant la portée de son mandat.

Elle a en outre indiqué à la Commission les limites de son mandat :

- ses travaux ne cherchaient ni ne permettaient de déterminer le montant qu'Hydro-Québec devait verser à titre des frais de développement. À cet égard, son rôle consistait à porter à l'attention d'Hydro-Québec certains faits qu'elle jugeait pertinents afin de permettre à son mandant de déterminer les sommes dues;

- ses travaux ne permettaient pas de fournir une assurance que les frais ou les dépenses réclamés par les promoteurs avaient été nécessaires et raisonnables. Pour ce faire, il aurait fallu que son cabinet procède à une vérification de l'optimisation des ressources afin de pouvoir faire rapport sur les éléments d'une telle vérification : économie, efficience et efficacité. Un tel exercice aurait demandé beaucoup de temps et de ressources financières, humaines et multidisciplinaires;

- *la vérification de la raisonnabilité (sic) des montants,* tel que cela était prévu au mandat, ne s'attachait qu'aux *charges internes* (ex : salaires, rémunération des administrateurs, frais d'administration, etc.). Elle a expliqué qu'à cet égard, sa vérification s'est limitée à un examen de la *raisonnabilité* des taux d'imputation des avantages sociaux et des frais généraux et des taux de conversion des montants libellés en US.

M^me^ Laberge a déclaré qu'elle avait informé Hydro-Québec des limites de son mandat.

Or, pour être admissibles au remboursement selon les dispositions de la clause de retrait, les frais de développement encourus par les promoteurs devaient être nécessaires et raisonnables. M^me^ Laberge connaissait cette exigence, mais son mandat ne consistait pas à effectuer cette vérification et elle ne s'est pas enquise si quelqu'un d'autre devait s'en acquitter. Elle ne s'est pas interrogée non plus sur la nécessité ou la sagesse d'inclure dans ses rapports, afin de dissiper tout doute, une mention explicite indiquant qu'elle n'avait pas vérifié ces deux éléments. Selon elle, cela n'était pas nécessaire, puisque le mandat ne portait pas sur ces formes d'optimisation des ressources et ce, à la connaissance d'Hydro-Québec.

Il fut décidé, de concert avec la société d'État, que les seuils d'importance relative seraient calculés sur la base de 1,5 % du remboursement maximal admissible selon la clause de retrait, sauf pour Hull dont le remboursement maximal avait été déterminé par négociation.

Les remboursements maximaux admissibles lui furent communiqués aux dates suivantes :

Projets	Base	Seuils	Date
Alma	97 MW @ 30 $/kW soit 2 910 000 $	43 650 $	Octobre 1994
Hull	établie à 12 700 000 $	190 500 $	Mars 1994
Windsor	191 MW @ 30 $/kW soit 5 730 000 $	85 950 $	Octobre 1994

Ces seuils, déterminant la marge maximale d'erreur acceptable dans la réclamation, servaient à la sélection des échantillons à être vérifiés en détail et déterminaient le montant à partir duquel chaque transaction individuelle devait être également vérifiée en détail. M^me^ Laberge a expliqué que toute erreur, décelée dans la vérification des éléments d'un échantillon sélectionné selon la méthode des valeurs monétaires, était extrapolée selon le pourcentage de la population (l'ensemble des transactions).

Quant à la légitimité d'admettre des frais généraux dans la réclamation, M^me^ Laberge a affirmé qu'elle avait considéré établi que les frais généraux faisaient partie intégrante des frais de développement admissibles. À cet égard, elle n'a reçu aucune instruction d'Hydro-Québec, ni jugé nécessaire de confirmer sa conclusion auprès d'elle, nonobstant les éléments suivants qu'on retrouve dans les contrats d'achat d'électricité conclus avec les promoteurs :

- la définition des frais de développement donnée dans la clause de retrait fait mention de frais de nature précise, sans prévoir l'inclusion d'autres frais indirects ou généraux;

- la définition des frais de résiliation, dans la même clause, comprend autant les frais directs que les frais indirects;

- l'article 17.1 du contrat d'Alma mentionne spécifiquement que le coût réel de certains travaux réalisés par un tiers inclura les frais généraux.

Les remboursements

Le promoteur du projet d'Alma a soumis une réclamation de 3 324 491 $. Hydro-Québec a rejeté 772 223 $ de ce montant, laissant un solde pour dépenses admissibles de 2 552 268 $. Ce montant a été augmenté à 3 062 722 $ selon la majoration de 20 % prévue par la clause de retrait. Comme le maximum admissible, selon la décision d'Hydro-Québec était de 30 $/kW, et comme ce projet avait une puissance de 96 825 kW, le maximum à payer était donc de 2 904 750 $. C'est ce montant qui a été versé au promoteur.

Le promoteur du projet de Hull a soumis cinq factures totalisant 15 408 542 $. De ces réclamations, Hydro-Québec en a refusé 955 532 $, laissant un solde de 14 453 010 $. La société d'État a donc versé le montant maximal prévu à l'entente du 16 mars 1994, soit 12 700 000 $. Des intérêts pour paiements tardifs totalisant 145 772 $ ont été payés en sus.

Le promoteur du projet de Windsor a soumis une réclamation de 6 094 871 $. Hydro-Québec a rejeté 1 659 425 $ de ce montant, laissant un solde pour dépenses admissibles de 4 435 446 $. Selon la majoration de 20 % prévue par la clause de retrait, ce montant a été augmenté à 5 322 535 $. À ce montant se sont ajoutés 208 304 $ pour des frais de résiliation d'ententes avec des tiers, pour un total admissible de 5 530 839 $. Comme ce projet avait une puissance de 190 846 kW, le maximum à payer était de 5 725 380 $. Hydro-Québec a donc versé le total de la somme admissible soit 5 530 380 $.

Des quittances complètes et finales ont été signées par ces trois promoteurs. (P-879 à P-881)

❑ **L'analyse d'Hydro-Québec**

M. Gilles Côté a expliqué à la Commission que l'on n'a pas vérifié le caractère raisonnable et nécessaire des dépenses. Selon lui, il n'aurait pas été efficace de le faire, ni vraiment nécessaire dans les circonstances.

À cet égard, il a expliqué que Samson Bélair devait s'assurer que les éléments de frais sélectionnés et examinés n'étaient pas manifestement déraisonnables. Même si ces mots n'ont pas été spécifiquement prononcés lors des diverses rencontres avec les vérificateurs, ce serait le sens qu'Hydro-Québec et Samson Bélair auraient donné à cet aspect de la vérification. Il s'agissait donc d'une approche qui aurait permis à Hydro-Québec de refuser des dépenses qui auraient été manifestement déraisonnables; elle ne cherchait donc pas particulièrement à identifier celles qui étaient admissibles du fait qu'elles étaient nécessaires et raisonnables.

M. Côté a souligné que les promoteurs avaient intérêt à diminuer leurs frais, puisque leur but n'était pas, au moment de la dépense, de se faire rembourser, mais bien de réaliser des centrales qui devaient être financées et dont les coûts devaient être réduits le plus possible pour assurer leur rentabilité. De plus, la présence de plus d'une entreprise comme promoteur assurait un contrôle des dépenses encourues par les autres. Les paramètres du contrat assuraient donc l'*efficience* économique du projet.

Par ailleurs, selon M. Côté, la prime de 20 % ajoutée aux frais de développement admissibles constituait une forme de rémunération pour l'effort consenti par les promoteurs.

M. Côté a ajouté que ce n'était pas Hydro-Québec qui avait *« le gros bout du bâton »* dans les négociations, du fait que l'objectif était d'obtenir une quittance qui devait être signée par les deux parties. Si Hydro-Québec avait agi de façon cavalière, a-t-il laissé entendre, les négociations ne se seraient pas terminées par une quittance, mais se seraient plutôt transformer en poursuites judiciaires.

De plus, a-t-il déclaré, et tel que préconisé dans une recommandation au conseil d'administration en mars 1994, Hydro-Québec se devait de traiter ses partenaires privilégiés (clients-vapeur, fournisseurs de gaz naturel, fournisseurs d'équipement) avec le plus

d'égards possible. Ses pratiques commerciales se devaient d'être justes et équitables. De même, voulant conserver la possibilité d'avoir recours à la cogénération dans le futur, Hydro-Québec devait s'assurer que ses partenaires conservent leur intérêt pour cette forme d'énergie.

- **L'analyse de la Commission**

La Commission a retenu les services du cabinet d'experts comptables Caissie Beaudoin, comptables agréés, pour examiner si la méthode de vérification utilisée par Samson Bélair respectait les normes en cette matière. Il appert que la méthodologie utilisée était appropriée selon les normes reconnues.

La Commission a ensuite vérifié si l'on avait traité les réclamations selon les termes de la clause de retrait. Or, rappelons que les dépenses devaient, pour être admissibles, se révéler raisonnables et nécessaires.

Le mandat confié au cabinet Samson Bélair ne prévoyait pas, tel qu'il a été mentionné précédemment, une vérification du caractère raisonnable et nécessaire des dépenses. M. Côté a déclaré que les promoteurs avaient intérêt à diminuer leurs frais pendant le développement de leurs projets puisque leur but n'était pas de se faire rembourser de dépenses, mais bien de réaliser des centrales et que les paramètres du contrat assuraient ce que l'on appelle l'*efficience*. Il faut noter cependant que, dès le moment où le contrat était résilié, les promoteurs avaient un intérêt à présenter tous les coûts admissibles, en ayant recours à une interprétation libérale des termes de la clause de retrait. C'est à la lumière de cette éventualité qu'Hydro-Québec aurait dû s'assurer davantage du caractère raisonnable et nécessaire des dépenses plutôt que de l'accepter comme inhérent aux intérêts des promoteurs.

- **Le caractère nécessaire et raisonnable des dépenses**

Selon la Commission, le qualificatif *nécessaire* signifiait que la dépense ne devait pas être superflue, mais qu'elle devait plutôt être essentielle, indispensable. Le qualificatif *raisonnable* signifiait, dans ce contexte, que la dépense était modérée au regard de l'objectif poursuivi. Donc, à tout le moins, les réclamations auraient

dû être ventilées en fonction de la nature des dépenses pour qu'Hydro-Québec soit en mesure d'analyser leur caractère nécessaire et raisonnable en rapport avec les diverses étapes de développement du projet. La conclusion est d'ailleurs la même à l'égard du projet de Hull puisque les conditions étaient analogues.

Selon la Commission, étant donné l'expression *nécessaire et raisonnable*, l'analyse devait être précise et rigoureuse et ne devait pas se limiter au rejet de dépenses déraisonnables.

❑ **Des réclamations documentées**

La clause de retrait prévoyait le droit d'Hydro-Québec de consulter tous les livres, dossiers et autres documents nécessaires à l'exercice de la vérification comptable concernant les coûts qui pourraient être remboursés, sans définir ce que l'on entendait par *vérification comptable*.

Hydro-Québec pouvait donc choisir l'étendue de la vérification, qui pouvait consister en une vérification de l'optimisation des ressources, une vérification opérationnelle de secteurs particuliers ou une vérification élémentaire. Le mandat confié à la firme Samson Bélair s'inscrit dans cette dynamique. Mais encore eut-il fallu qu'il soit à la mesure de l'objet de la vérification.

Par ailleurs, la clause de retrait exigeait également que les frais soient *documentés*. Cela signifiait, et le mandat de Samson Bélair le mentionnait, que l'on devait avoir accès à des factures, des contrats, des *feuilles de temps* des employés, etc. Or, plusieurs réclamations firent l'objet de remarques particulières de la part du cabinet Samson Bélair.

- **Windsor Cogénération inc.**

Samson Bélair a examiné les frais généraux de la compagnie Westinghouse. Le cabinet s'exprimait ainsi dans son rapport soumis à Hydro-Québec :

« Compte tenu du peu d'information qui a été mis à notre disposition relativement au calcul du taux de frais généraux utilisés par Westinghouse [...] tel que mentionné ci-dessus, nous n'avons pas eu accès à toute la documentation supportant le calcul du taux de majoration des frais généraux. » (P-3a, p. 457)

Le rapport de Samson Bélair ajoutait que parmi les montants réclamés pour lesquels la validité n'avait pu être vérifiée de façon satisfaisante l'on retrouvait 1 397 246 $ à titre de frais généraux de Westinghouse.

À partir des remarques contenues dans ce rapport, Hydro-Québec aurait dû exiger, comme cela pouvait l'être en vertu de la clause de retrait, que la compagnie Westinghouse justifie, sur la base de documents, cette réclamation. Les termes utilisés par Samson Bélair étaient suffisamment percutants pour qu'Hydro-Québec réagisse.

Pourtant, M. Côté ne demanda pas la production de tels documents, mais a plutôt réduit la réclamation à 1 138 215 $: selon lui, cela représentait une valeur prudente et raisonnable par rapport à ce type d'industrie. Peut-être avait-il raison; peut-être avait-il tort. Mais pourquoi Hydro-Québec s'est-elle satisfaite d'une telle estimation alors qu'elle avait le pouvoir et l'obligation, de l'avis de la Commission, de demander les pièces soutenant la réclamation?

La réclamation contenait également, de l'avis de Samson Bélair, une somme de 724 864 $ représentant des salaires de cadres et d'employés de Westinghouse qui ne produisaient pas de *feuilles de temps*. Le cabinet comptable estimait qu'il n'avait pas obtenu tous les éléments probants nécessaires pour effectuer une vérification de façon satisfaisante.

M. Côté a réduit de 30 % le nombre d'heures admissibles et les frais généraux afférents, ce qui s'est traduit par une réduction de 358 808 $. Ainsi s'exprimait M. Côté dans la recommandation transmise à M. Drouin :

« Les heures totales imputées pour chaque employé ont été estimées par un responsable du projet et elles ont été par la suite confirmées par écrit par chacun des employés. Le taux horaire correspond au taux le plus élevé imputé au projet par un ingénieur travaillant au projet en 1993. En soi, cette pratique est acceptable puisque les personnes impliquées occupent des postes d'importance dans l'entreprise. ***Afin de tenir compte d'une marge d'erreur possible dans la méthode d'évaluation a posteriori appliquée par Westinghouse, il est proposé de réduire de 30 % le nombre d'heures chargées*** *au projet et d'ajuster en conséquence les frais généraux correspondant. »* (P-3a, p. 438)

La Commission croit qu'il y avait là une approximation qui cadre mal avec la rigueur dont aurait dû faire preuve Hydro-Québec.

- **Société de Cogénération Alma**

Dans le projet d'Alma, une situation analogue s'est présentée à l'égard des employés de la compagnie Zurn ou de ses filiales. Pourtant ici il n'y eut pas de réduction de 30 % parce que M. Côté a conclu que : *« [...] comme Zurn n'a pas inclus de frais généraux dans sa réclamation [...] il est proposé de ne pas effectuer de correction à la baisse du nombre d'heures chargées... »*

Hydro-Québec a donc accepté de rembourser le total de la réclamation relative à ces employés, soit 1 272 319 $, même si aucune *feuille de temps* ne fut soumise.

Il est vrai que Zurn n'avait pas réclamé de frais généraux. Mais cela était la décision de Zurn et la Commission ne comprend pas pourquoi l'on n'ait pas, à tout le moins, considérant la marge d'erreur probable lorsque l'on évalue *a posteriori* les heures passées à un projet, réduit la réclamation de 30 %; après tout, c'était la responsabilité du promoteur de fournir la documentation satisfaisante.

❑ **CONSTAT**

Selon la Commission, il appert clairement qu'Hydro-Québec voulait régler à tout prix ces réclamations. L'on cherchait d'abord et avant tout à obtenir une quittance mettant fin au litige : l'on craignait et l'on voulait éviter les poursuites judiciaires que les promoteurs auraient pu entreprendre. Cela démontre, encore une fois, que le processus et la procédure employés par Hydro-Québec dans le cadre de l'APR étaient inadéquats pour atteindre la flexibilité que l'on recherchait depuis le début.

Rappelons que la recommandation de mars 1994, qui mena à la décision d'appliquer la clause de retrait, était à l'effet suivant :

« Après plusieurs années de négociation Hydro-Québec se doit de traiter ses partenaires privilégiés avec le plus d'égard possible. Les pratiques commerciales d'Hydro-Québec se doivent d'être le plus justes et équitables possible dans ce dossier. » (P-3a, p. 298)

La Commission est d'avis que c'est cet objectif qui a gouverné les négociations plutôt que celui de vérifier avec rigueur l'ensemble des réclamations.

- **Le respect des autres conditions**

Le promoteur pouvait réclamer le remboursement de certains frais en vertu de la clause de retrait à la condition qu'il ait respecté toutes les autres conditions du contrat. Hydro-Québec a, à plusieurs reprises, mentionné que les projets de Windsor et d'Alma avaient évolué et progressé suffisamment pour que l'on accepte de payer 30 $/kW.

En vertu du contrat d'achat d'électricité, le promoteur s'engageait à développer son projet dans un délai déterminé et cela était une considération importante aux yeux d'Hydro-Québec, notamment, pour l'exercice de la clause de retrait. Afin de s'assurer que le promoteur respecterait son engagement de faire progresser son projet, Hydro-Québec exigeait le dépôt de garanties dont la valeur augmentait avec le temps, permettant ainsi à la société d'État de voir à ce que le projet se développe d'une manière satisfaisante. Ainsi, les promoteurs d'Alma devaient déposer, à titre de garanties, une somme de 484 125 $ le 1er avril 1994, et ceux de Windsor devaient, à la même date, déposer une somme de 954 230 $.

Selon le contrat, tout défaut de rencontrer ces jalons pouvait entraîner une résiliation sans compensation. Il y avait donc une forte incitation à faire progresser le projet.

Or, ces dépôts ne furent pas réalisés puisque, le 28 mars 1994, Hydro-Québec en a autorisé le report au 30 juin 1994. Il est important de noter que cette autorisation de reporter le dépôt des garanties a été accordée après que le conseil d'administration d'Hydro-Québec eut autorisé l'exercice de la clause de retrait. L'on permettait ainsi aux deux promoteurs de ne pas déposer la garantie requise tout en leur laissant la possibilité de réclamer le remboursement des frais admissibles.

De plus, le 29 avril 1994, Hydro-Québec autorisait Windsor Cogénération inc. à céder le contrat d'achat d'électricité à TCPL et PCP. La Commission ne peut comprendre qu'Hydro-Québec se soit

prêtée à un tel exercice alors qu'elle savait déjà, depuis plus d'un mois, suite à la décision de son conseil d'administration, qu'elle offrirait *« l'application de la clause de retrait. »* (P-3a, p. 352) D'ailleurs, Hydro-Québec appliquait la clause de retrait cinq jours plus tard.

❑ CONCLUSION

En conclusion, la Commission considère qu'Hydro-Québec n'aurait pas dû autoriser des paiements de remboursement en fonction d'un plafond de 30 $/kW; elle conclut également qu'Hydro-Québec n'a pas effectué les vérifications minimales requises en rapport avec le caractère nécessaire et raisonnable des frais et qu'elle n'a pas respecté son obligation de s'assurer que les réclamations étaient suffisamment documentées. Enfin, elle estime que la preuve a démontré que la société d'État voulait, à tout prix, régler le litige l'opposant aux promoteurs d'Alma et de Windsor.

En conséquence, la Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **prévoie, à l'intérieur de la lettre d'intention, une clause de retrait pouvant être exercée unilatéralement par Hydro-Québec, clause spécifiant, si la société d'État désire rembourser le promoteur de certains frais encourus, qu'il doive démontrer, pour avoir droit à ce remboursement, qu'il s'agit de dépenses nécessaires et raisonnables, c'est-à-dire indispensables et modérées;**

- **prévoie que les dépenses ne soient remboursées que si le promoteur a soumis à Hydro-Québec les pièces justificatives à l'appui de tous les montants réclamés;**

- **effectue, le cas échéant, une vérification rigoureuse des réclamations, vérification dont la nature et l'étendue seraient conformes à son objet.**

Partie VII

L'EXAMEN DE DIVERS PROJETS : DES ÉCHECS DANS LA MISE EN OEUVRE DE LA POLITIQUE D'ACHAT, DES CORRECTIFS À APPORTER ET UN COÛT SOCIAL À SUPPORTER

La Commission a, dans le cadre de son examen de la mise en oeuvre de la politique d'achat, fait porter son enquête, notamment, sur certaines facettes de projets particuliers. Cet examen a révélé, dans certains cas, des problématiques et des impacts qui se doivent d'être soulignés.

Ces exemples concrets permettent à la Commission d'émettre des recommandations quant à ces situations particulières tout comme à l'égard de concepts et de méthodes à revoir; ils lui permettent également de conclure que la politique d'achat implique un coût social à considérer sérieusement.

7.1 DES EXEMPLES CONCRETS ET DES CORRECTIFS À APPORTER

La politique d'achat a donné naissance à un grand nombre de projets et de petites centrales dont l'examen permet de démontrer, concrètement, que la mise en oeuvre de la politique a pu connaître des échecs par ailleurs susceptibles de se répéter. Le présent chapitre en fait état.

7.1.1 CHAMBLY

La *crédibilité* du programme de petites centrales se conjugue parfois mal avec la protection de l'environnement

Le site désaffecté de Chambly a été rendu disponible et a fait l'objet d'un appel de propositions public (APP) dont la date de clôture avait

été fixée au 9 septembre 1991. La proposition de la firme Janin inc. a été retenue par le MER et cette décision a été annoncée publiquement le 4 décembre 1991.

Au préalable et tel que requis par l'entente intervenue entre le MER et le MENVIQ, celui-ci a été informé, le 11 octobre 1990, que le site de Chambly pourrait être inclus dans l'APP de 1991 (P-502); ce n'est cependant que le 7 novembre 1990 que le MER transmettait au MENVIQ la fiche technique du site. (P-503)

Le 3 décembre 1990, M. Ronald Gignac, du MER, était informé par M. Michel Dubé, du MENVIQ, que son Ministère ne s'objectait pas à ce que la petite centrale de Chambly soit remise en opération, soulignant par la même occasion que des inondations surviennent régulièrement en amont de Chambly. (P-480)

Cependant, le 7 décembre 1990, M. Guy Boucher, chargé de mission au MLCP, et coordonnateur des évaluations d'impact pour le Ministère, avisait M. Gignac que :

« Pour ce qui est des sites Chambly, St-Elzéar et Anse-Saint-Jean, ***nous émettons des réserves*** *pour la remise en service de ces centrales à moins que les bailleurs éventuels nous fournissent toutes les garanties nécessaires à nos préoccupations. »* (P-473)

Ces préoccupations ont été davantage précisées dans un document annexé à la lettre de M. Boucher : la présence de quelques individus adultes d'une espèce menacée, le suceur cuivré, dans le secteur immédiat du barrage portait à croire que des frayères y étaient localisées et que la remise en service de la centrale pourrait avoir un impact direct sur ces populations. Le MLCP concluait qu'un programme d'acquisition des données pertinentes serait nécessaire, sans préciser cependant qui aurait la responsabilité de réaliser une telle étude.

M. Boucher a expliqué à la Commission que, dès que la liste des sites que le MER entendait rendre disponibles lui parvenait, il devait obtenir l'avis des directions régionales de son Ministère à leur sujet. Comme, à cette étape de la procédure, il ne recevait que des informations partielles de la part du MER, il ne soumettait qu'un avis préliminaire quant aux impacts appréhendés par son organisme.

❑ **Une analyse réalisée en toute urgence**

Dans la liste transmise en 1990, l'on retrouvait, outre le site de Chambly, douze autres sites à analyser. M. Boucher a précisé que l'on a dû réaliser l'ensemble de ces analyses dans un délai de 48 heures:

« R *Je n'ai pas malheureusement la lettre là. Ça s'était fait quand même assez rapidement, il fallait procéder vite puis les délais étaient quand même assez courts. On avait reçu, en tout cas, toute une bonne brique d'information avec les hauteurs de chutes, les informations très, la localisation de chaque site puis il fallait quand même agir assez rapidement puis j'ai procédé à la consultation.*

Je pense que ça s'est fait dans quarante-huit (48) heures, assez rapidement, *en communiquant avec chacune des régions par téléphone puis* ***j'ai ramassé ça dans la soirée qui suivait pour livrer ça assez rapidement le lendemain ou le surlendemain,*** *ça s'est joué quand même assez rapidement là. C'est l'information qui vient d'être déposée ici là. »*

(M. Guy Boucher, transcription de la séance du 10 mai 1995, p. 21)

L'existence d'un court délai fut d'ailleurs confirmé par le témoignage de M^me^ Michèle Laberge, qui était alors au MER.
(M^me^ Michèle Laberge, transcription de la séance du 22 mai 1996, p. 182-185)

Il n'est pas surprenant, dans ces circonstances, que seul un avis préliminaire, de par sa nature très incomplet, ait été transmis par le MLCP le 7 décembre 1990.

M^me^ Michèle Laberge s'exprimait ainsi devant la Commission à ce propos :

« R ***Dès la première consultation*** *qui a été faite sur la première liste de sites, celle de mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990) qui comprenait le site Chambly,* ***le ministère d'Énergie et des Ressources a de fait été informé par le ministère des Loisirs de la Chasse et de la Pêche que certaines difficultés, c'est-à-dire certaines contraintes à l'aménagement du site pouvaient surgir en raison de la présence d'une espèce en voie, c'est-à-dire une espèce menacée.***

Q *Menacée, oui.*
R *Le suceur cuivré. Maintenant à ce moment-là le ministère des Loisirs de la Chasse et de la Pêche n'avait pas suffisamment d'information semble-t-il sur les caractéristiques de l'espèce, et la possibilité de son adaptation à des changements pour pouvoir faire une objection formelle à la mise en disponibilité. Il disait simplement «attention, il y a là une difficulté qu'il faudra considérer dans le projet d'aménagement.*

***Comme il n'y avait pas d'objection, le site a quand même été rendu disponible** et on a fait part à tous les promoteurs des renseignements qui nous sont ainsi parvenus du ministère des Loisirs de la Chasse et de la Pêche. »*
(M^me^ Michèle Laberge, transcription de la séance du 24 avril 1996, p. 73-74)

Le MER considéra que l'opinion émise par le MLCP ne constituait pas une objection justifiant le retrait de Chambly de la liste des sites disponibles.

Le document que l'on a transmis aux promoteurs a été produit sous la cote P-475; il s'agit d'une analyse émanant du MLCP datée du 16 août 1991 et remise à Janin inc. le 21 août 1991.

❑ **Préoccupation majeure du MLCP**

L'analyse du MLCP constitue une très sérieuse mise en garde qui peut s'apparenter à une objection de la part du Ministère, car il s'intéressait alors non seulement à la survie d'une population faunique, mais aussi et surtout à la survie d'une espèce :

*« L'un de ces sites, **le barrage de Chambly, nous préoccupe au plus haut point**.*
[...]
Cette espèce (le suceur cuivré) a été officiellement désignée comme menacée par le Comité sur le statut des espèces menacées d'extinction au Canada.

C'est la seule frayère connue de suceur cuivré. Plusieurs années d'études complémentaires seront encore nécessaires.

[...] l'aménagement hydroélectrique et l'opération de ce site entraîneront, pour ses promoteurs, des coûts qui déborderont largement des coûts de construction et de fonctionnement de la centrale.

[...] nous vous demandons de surseoir à ce projet. Dans le cas contraire, nous vous demandons d'adopter une attitude très rigoureuse dans le choix du soumissionnaire retenu. Ce promoteur devra démontrer qu'il dispose de la détermination, des moyens financiers et de l'expertise nécessaire pour procéder à une évaluation complète de la situation [...] Cela signifie, entre autres, le financement d'études très élaborées. » (P-475)

M. Robert Parent, signataire de l'analyse, privilégiait par conséquent le retrait du projet. Par contre, si le MER ne se conformait pas à sa recommandation, il annonçait déjà l'inévitable résultat : les coûts seraient importants et risqueraient de mettre en péril la rentabilité du projet au point où sa viabilité apparaissait, d'ores et déjà, menacée.

En août 1991, M. Parent déposa le rapport de son analyse alors que les promoteurs étaient à peaufiner leurs propositions; il était alors encore possible pour le MER de retirer le site puisque le délai accordé aux soumissionnaires ne viendrait à échéance que le 9 septembre de la même année.

Cependant, le site de Chambly présentait un intérêt majeur aux yeux du MER, puisqu'il représentait plus de 50 % de la capacité de production totale des sites alors mis en disponibilité. (P-378)

❑ **Le MENVIQ et le MLCP ont les mêmes préoccupations**

Le 7 octobre 1991, après le dépôt des propositions, mais avant le choix du promoteur, M^me^ Carole Garceau, biologiste chargée du projet au MENVIQ, de même que M. Gilles Brunet, du même Ministère, se demandaient, au cours d'une rencontre interministérielle regroupant le MER, le MENVIQ et le MLCP, pourquoi ce site n'avait pas été retiré du programme du MER dès le début, étant donné les importants problèmes que l'on anticipait. (P-476)

Au cours de la même rencontre, MM. Robert Parent du MLCP et Gilles Brunet du MENVIQ ajoutaient que le projet serait irrecevable et inacceptable en vertu des lois et des règlements applicables; en conclusion, tant les représentants du MLCP que ceux du MENVIQ recommandaient que le projet soit immédiatement retiré du processus de sélection.

Le 8 novembre 1991, M. André Trudeau, sous-ministre de l'Environnement, demandait à sa collègue, M^me^ Gisèle Desrochers, du MLCP, de préciser *le niveau de connaissance attendu sur les ressources biologiques et le degré de certitude scientifique* qui rendraient acceptables les impacts du projet. M. Trudeau ajoutait avec justesse que si le projet s'avérait préjudiciable, mieux valait agir le plus rapidement possible et ne pas exiger du promoteur qu'il débourse des frais considérables d'analyses pour finalement refuser le projet. (P-483) Le même jour, M. Trudeau informait également sa collègue du MER, M^me^ Nicole Malo, des coûts et des difficultés majeures avec lesquels devrait composer le promoteur.

Le 11 novembre 1991, M^me^ Desrochers informait M^me^ Malo qu'à la lumière des études réalisées au cours des derniers mois, il lui apparaîtrait opportun de retirer ce projet du processus de sélection en cours, sachant que le promoteur aurait à réaliser des études environnementales fort coûteuses. (P-498)

Le comité de sélection des propositions dans le cadre de l'APP rappelait d'ailleurs, le 12 novembre 1991, tout en recommandant de retenir le projet soumis par Janin inc., que le MLCP et le MENVIQ s'étaient opposés à la mise en disponibilité du site et avaient recommandé son retrait de la liste. (P-505)

- **Le MER veut que le site demeure disponible**

Une séance de travail à laquelle participa M^me^ Lise Bacon, ministre de l'Énergie et des Ressources, fut organisée. M^me^ Nicole Malo résuma ainsi le contenu des discussions :

« Q Donc, quand on indique aux commentaires pour le site de Chambly à la page 3, le dernier paragraphe à la fin on indique :

> *« Préalablement à toute annonce d'octroi des droits, il faudra qu'une décision soit prise par le MER en regard de cette problématique. »*

Donc, pouvez-vous nous expliquer quand vous faites référence à des réunions, une réunion avec madame Bacon les raisons pour lesquelles le site finalement a été octroyé. Comment la question qui était soulevée a été résolue?

R *Dans le document qui est déposé, il était fait aussi mention dans le document original que le projet Janin prévoit le minimum de dragage et de creusage du lit de la rivière, ce qui est loin d'être le cas des trois autres projets, cet aspect pourrait se révéler important en étude d'impact.*

Dans la discussion qui a été faite à ce moment-là, on avait effectivement deux choix. Avec la connaissance qu'on avait, c'est-à-dire avec les lettres qui nous avaient été envoyées et les réserves qui avaient été exprimées par à la fois le MLCP et le MENVIQ on aurait pu retirer le projet.

Par ailleurs, à ce moment-là on avait peu, on avait bien sûr des inquiétudes manifestes, sans aucune réserve là-dessus. Par ailleurs, on n'avait pas beaucoup d'information sur le fait qu'il n'y avait pas de possibilité pour le promoteur de se, de déposer ou de développer un dossier suffisamment crédible pour que la centrale fonctionne.

On était devant un site qui avait fonctionné pendant plusieurs dizaines d'années comme centrale, avec certainement l'ensemble de la faune existante. Et on avait un processus de soumissions auquel s'étaient soumis des promoteurs avec une information plus éclairée quoique sans doute pas totalement éclairée, mais avec la lettre du mois d'août qui leur avait été envoyée, qui leur disait qu'il y aurait des exigences particulières et qu'il y avait une problématique particulière.

Donc, on avait quatre soumissionnaires à ce projet-là, il fallait faire connaître la décision. ***Et la décision on avait le choix entre deux hypothèses : celle de retirer le site et celle de reconnaître au promoteur, d'informer le promoteur qui avait été retenu au cours de l'appel et l'analyse des soumissions, de lui mettre sur la table l'ensemble de la problématique*** *et de lui permettre, comme on le permettait à l'ensemble des promoteurs, de prendre plus grande connaissance des exigences et de prendre le deux mois qu'on donnait à tous les promoteurs des autres centrales pour donner sa décision finale, qui devait être, de nous dire s'il prenait le risque ou pas de poursuivre le projet.*

Il nous est apparu à ce moment-là et ça a été ma recommandation à madame Bacon qu'il fallait faire connaître l'issu du processus de soumissions, donc faire connaître que c'est la firme Janin qui avait été sélectionnée pour ce projet-là. *Et faire connaître que dans la mesure où la firme pouvait se soumettre aux études environnementales, et se soumettre aux conditions*

> *environnementales que c'est la firme qui serait, à qui on accorderait les droits pour ladite centrale. »*
> (M^me^ Nicole Malo, transcription de la séance du 15 mai 1996, p. 29-32)

Le MER a donc décidé de choisir un promoteur et de l'informer de la situation. M^me^ Bacon a par la suite avisé Janin inc. que son projet était retenu, précisant toutefois que des exigences particulièrement resserrées seraient soumises, étant donné les caractéristiques particulières de ce site.

Après cette décision de M^me^ Bacon, M^me^ Michèle Laberge, alors du MENVIQ, rappelait au sous-ministre les objections antérieures des deux ministères et soulignait le lourd fardeau qui reposait maintenant sur les épaules du promoteur. (P-484)

Considérant les coûts inhérents aux études requises, le promoteur sollicita l'aide financière des ministères, aide qui lui fut cependant refusée.

Le 26 mars 1992, M^me^ Malo, sous-ministre de l'Énergie et des Ressources, faisait le point auprès de sa collègue du MLCP :

« En décembre 1990, madame Bacon annonçait une première liste de 13 sites hydrauliques approuvée par le Conseil des ministres après consultation auprès des autorités gouvernementales.

En août 1991, trois semaines avant la date de clôture des appels de propositions, vos représentants signalaient [...] qu'il fallait envisager sérieusement la possibilité qu'il ne franchisse pas l'étape des études d'impact. » (P-499)

Il est à noter que ce document ne réfère ni aux réserves dont a fait état le MLCP dès le 7 décembre 1990 ni au court délai qui lui avait été consenti.

Le 16 avril 1992, M^me^ Bacon informait la firme Janin inc. qu'elle avait rencontré le ministre du Loisir, de la Chasse et de la Pêche au sujet des problèmes rencontrés par la firme et que d'autres discussions se tiendraient entre les deux ministères afin de préciser la position du MLCP quant aux études à entreprendre. La ministre réitérait son intention de voir le projet se concrétiser *« dans la mesure du possible et dans le respect des règles environnementales*

du Québec... » (P-500) La ministre reconfirmait donc la position du MER qui supportait le projet à la condition que la réglementation environnementale soit respectée.

La décision de M^me^ Bacon de communiquer avec le promoteur afin de lui faire connaître son point de vue n'est certainement pas blâmable : les ministres sont élus pour prendre des décisions et ils n'ont pas à couper tous les liens avec les citoyens. C'est plutôt la décision des fonctionnaires et de la ministre de soutenir un projet manifestement mort-né qui s'avère problématique; il en est de même du refus du MER de considérer les réserves et les objections émises par le MENVIQ et le MLCP.

❑ **Le MLCP accepte d'effectuer lui-même les études**

Considérant l'importance du suceur cuivré et des habitats fauniques touchés, l'état fragmentaire des connaissances du MLCP et de son obligation, en vertu de l'article 7 de la Loi sur les espèces menacées ou vulnérables, d'exécuter des recherches à l'égard des espèces nécessitant protection, le MLCP conclut qu'il devait lui-même réaliser la cueillette d'informations afin d'être en mesure de soumettre au promoteur les données nécessaires à la réalisation de ses propres études. (P-501) Ces recherches ont duré trois ans.

Les résultats obtenus ont incité M. Michel Clair, sous-ministre des Ressources naturelles, à prendre la décision qui s'imposait dès le départ : retirer le site de Chambly du programme des petites centrales hydroélectriques, mettant ainsi fin à une saga dont l'issue ne laissait aucun doute.

❑ **CONSTAT**

La Commission est consciente de l'importance des études réalisées et du devoir du gouvernement de réaliser de telles études lorsqu'une espèce est menacée. Par contre, la Commission considère que le projet de Chambly était manifestement voué à l'échec et ne devait pas être maintenu dans la liste des sites disponibles. L'empressement du MER à mettre en oeuvre le programme des petites centrales et l'importance du site de Chambly pour conférer une crédibilité à ce programme ont amené le Ministère à soutenir le projet envers et contre tous les avis raisonnables.

Considérant l'im ance du suceur cuivré, les analyses et études se devaient vraisemblablement d'être réalisées par le gouvernement; il n'était pas nécessaire cependant, pour y arriver, d'avoir recours au programme des petites centrales, ce qui a entraîné perte de temps, d'énergie et d'argent à la fois pour les Ministères concernés et les promoteurs qui se sont soumis aux demandes gouvernementales.

M^me^ Bacon, lors de son témoignage devant la Commission, a admis que la procédure suivie en 1990 et 1991 ne permettait pas au MENVIQ et au MLCP de réaliser adéquatement les analyses nécessaires :

« Il est possible qu'à ce moment-là, il n'y ait p. u suffisamment de temps de consultation et, par la suite, on a tenté de changer les choses, de corriger. »
(M^me^ Lise Bacon, transcription de la séance du 24 octobre 1996, p. 118)

Invitée à expliquer pourquoi, malgré les avis du MENVIQ et du MLCP, le MER a continué à supporter le projet, M^me^ Bacon a mentionné que les motifs soumis alors ne justifiaient pas le retrait du site :

> *« R Au départ, on avait dit que la décision du comité tripartite serait la décision qui serait remise au ministre concerné. Dans le cas de Chambly, parce qu'on est toujours dans le cas de Chambly, je dois dire que par la suite, les fonctionnaires du ministère de l'Énergie et des Ressources m'ont fait part que* ***c'était un site intéressant en terme de capacité de production*** *et que, ils m'ont fait part aussi de leur recommandation* ***qu'il fallait aller de l'avant dans ce dossier parce qu'il semblait que la motivation qui était mentionnée au niveau du comité tripartite n'était pas suffisante pour ne pas continuer*** *de procéder avec ce dossier et ensuite, que des études nécessaires n'avaient pas été faites pour juger davantage du bien-fondé de la décision qui était donnée de ne pas aller de l'avant dans ce dossier. Et à ce moment-là, évidemment, j'ai appuyé mes fonctionnaires. »*
> (M^me^ Lise Bacon, transcription de la séance du 24 octobre 1996, p. 11)

Donc, le MER supportait le site pour deux raisons :

- sa capacité de production était intéressante. (Ce site représentait à lui seul 50 % de la capacité totale des sites de la liste de 1991; son retrait aurait donc affecté la valeur de la liste et la crédibilité même du programme);

- les remarques du MENVIQ et du MLCP n'étaient pas suffisamment fondées pour convaincre les fonctionnaires du MER.

La Commission exprime son désaccord avec la prise de position du MER. D'abord, la capacité du site ne devait aucunement justifier une position contraire à l'entente intervenue entre le MER et le MENVIQ : tel que mentionné dans une partie antérieure de ce rapport[73], la lettre de l'entente voulait que la liste des sites ne puisse contenir un site ayant fait l'objet d'une objection motivée du MENVIQ, alors que l'esprit de l'entente voulait qu'un site ayant fait l'objet de réserves de la part du MENVIQ ne doive pas non plus en faire partie.

Selon la Commission, il était erroné de croire que le MENVIQ avait le fardeau de la preuve, comme semblaient le prétendre les fonctionnaires du MER et M^me^ Bacon. Cette entente visait justement à reconnaître la spécificité et la compétence du MENVIQ et du MLCP et il apparaît à la Commission que l'opinion des deux ministères aurait dû l'emporter sur les objectifs du MER, sans qu'ils aient à démontrer et à prouver le bien-fondé de leur point de vue.

De plus, confrontée à l'impact de l'exploitation d'une petite centrale sur la survie du suceur cuivré et sur l'un des habitats de l'anguille, M^me^ Bacon et ses fonctionnaires étaient d'avis que la présence d'un barrage à cet endroit, depuis plusieurs années, démontrait que la faune pouvait s'y adapter :

> *« R La sous-ministre et les fonctionnaires, les professionnels qui travaillaient au dossier recommandaient qu'on aille de l'avant puisqu'**il y avait déjà eu un barrage au même endroit. Donc certainement, les mêmes espèces étaient là.** Et on se disait que les études pourraient être faites. Et le but ultime, c'était ça, c'est de vraiment avoir toutes les informations nécessaires et les analyses nécessaires, à savoir, est-ce qu'on doit aller de l'avant ou pas avec le dossier. Et le promoteur qui était retenu par le comité était prêt à faire les démarches nécessaires. »*
> (M^me^ Lise Bacon, transcription de la séance du 24 octobre 1996, p. 11)

L'on ne semble pas avoir remarqué le fait que la centrale était désaffectée depuis 1964 et que sa remise en service aurait nécessairement des impacts sur la faune qui s'était adaptée à la présence d'un barrage et d'une centrale inutilisés.

---

73. Voir Partie III

La position du MENVIQ et du MLCP avait l'avantage de prendre en considération cet aspect de la question.

La Commission constate que, pour réaliser le lancement du programme dès la fin de 1990, pour établir la valeur de la liste de 1991 et pour assurer le succès du programme dès sa première année, le MER n'a pas respecté l'esprit de l'entente intervenue avec le MENVIQ, ce qui fut la source d'un cafouillage qui dura plusieurs années; la fin était prévisible et il eut été préférable que toutes ces énergies et ces coûts soient affectés à des activités plus productives.

La Commission recommande donc que le MRN :

- **reconnaisse que l'entente intervenue entre le MER et le MENVIQ soit l'objet d'une interprétation large et libérale qui accepte le rôle, la spécificité et la compétence pleine et entière du MEF;**

- **reconnaisse que le MEF n'ait pas à supporter le fardeau de la preuve dès lors qu'il exprime l'avis qu'il existe, à l'égard de l'exploitation d'une petite centrale, une probabilité d'impacts environnementaux.**

7.1.2 ST-RAPHAËL-DE-BELLECHASSE

Le débit réservé : un impératif inéluctable

La Commission a entendu, en rapport avec la petite centrale de St-Raphaël-de-Bellechasse, le témoignage de M. Simon Arbour, biologiste, représentant le Mouvement des Amis de la Rivière du Sud, composé d'une centaine de membres.

Tout en reconnaissant le sens civique du promoteur et de ses efforts pour gérer la centrale dans le respect des populations locales, M. Arbour a attiré l'attention de la Commission sur l'un des impacts majeurs d'une petite centrale hydroélectrique : la partie court-circuitée du lit de la rivière et la difficulté d'assurer un débit acceptable pour la faune et l'apparence des lieux.

Hydro-Québec ayant cessé d'exploiter la centrale à compter de 1982, il y avait, jusqu'à 1992, écoulement d'eau continuel au-dessus de la crête du barrage, ce qui améliorait l'aspect visuel des lieux et contribuait à créer des conditions acceptables pour la faune et certaines activités aquatiques.

Le 14 août 1992, le MENVIQ concluait que le projet n'était pas assujetti à la *Loi sur la qualité de l'environnement* (*L.Q.E.*) et que par conséquent, aucun certificat d'autorisation imposant des conditions au promoteur ne fut émis. (P-454) Ce dernier n'était soumis à aucune exigence en rapport avec le maintien, en tout temps, d'un débit réservé dans la partie court-circuitée de cette rivière : d'ailleurs cette partie mesurait près de 3 km. On constate par là l'importance des modifications créées sur ce cours d'eau par le projet de production privée.

Le débit moyen mensuel de la Rivière du Sud peut varier de 66,8 m^3/s en avril à 12,8 m^3/s en juillet et 6,7 m^3/s en janvier. Par ailleurs, certains jours du printemps, le débit peut augmenter jusqu'à plus de 200 m^3/s et, pendant la période d'étiage, en été, descendre à un volume aussi bas que 2 m^3/s.

Comme l'opération optimale des ouvrages requiert un débit de 6 m^3/s et qu'elle nécessite, au minimum, 2 m^3/s, il arrive que la partie court-circuitée de la rivière soit complètement asséchée par l'exploitation de la centrale. M. Arbour a d'ailleurs constaté que le fonctionnement de la centrale a causé, à l'occasion, l'apparition de fosses dans lesquelles des poissons furent pris au piège.

Le Mouvement des Amis de la Rivière du Sud a déposé une plainte auprès du MEF en octobre 1995. Celui-ci répondit qu'aucun certificat d'autorisation n'étant requis, le promoteur n'était tenu de respecter aucun débit réservé ou minimal.

En question de droit, le MEF a raison; en équité pour la population locale et pour la faune, la Commission s'interroge sur la pertinence d'exploiter ainsi une rivière. Comme le soulignait M. Arbour, il faudra faire des choix particulièrement pour les périodes d'étiage : devrait-on privilégier les rivières ou les petites centrales?

Pour la Commission, le cx va de soi: il faut protéger nos rivières et leurs habitats fauniques et il faut s'assurer qu'en tout temps les promoteurs, même au prix d'une production moindre, veillent à ce que la partie détournée des rivières jouisse, lorsque la nature le permet, d'un débit acceptable.

Heureusement, le 2 décembre 1993, le règlement relatif à l'application de la *L.Q.E.* fut adopté, de sorte qu'un certificat d'autorisation serait dorénavant nécessaire dans un cas similaire à celui de St-Raphaël-de-Bellechasse.

La Commission constate en cela, que les autorités gouvernementales n'avaient pas prévu une telle situation lorsque le programme a été lancé, de sorte qu'avant l'adoption du règlement, de telles centrales ont pu être construites sans qu'un certificat d'autorisation susceptible d'en atténuer les impacts environnementaux soit exigé.

De l'avis de la Commission, il n'est pas souhaitable qu'une situation analogue à celle de St-Raphaël-de-Bellechasse persiste; il est permis d'espérer que tous les intervenants fassent preuve de bonne volonté et en arrivent à résoudre ce problème.

Par ailleurs, Hydro-Québec pourrait, dans le but d'aider à apporter des correctifs acceptables, manifester clairement qu'elle entend favoriser une exploitation raisonnable des petites rivières.

En conséquence, la Commission recommande que l'APPHQ :

- **incite tous ses membres à exploiter leurs petites centrales conformément aux conditions généralement imposées par le MEF, nonobstant le fait que l'exploitation du site puisse n'être soumise à aucun certificat d'autorisation.**

La Commission recommande que le gouvernement :

- **établisse des conditions d'exploitation, conformément à celles généralement imposées par le MEF pour chacune des petites centrales n'ayant pas fait l'objet d'un certificat d'autorisation et demande à Hydro-Québec de réviser, s'il y a lieu, les conditions d'achat d'électricité auprès des producteurs touchés par de nouvelles conditions d'exploitation afin que leurs revenus n'en soient pas indûment affectés.**

7.1.3 ARTHURVILLE (RIVIÈRE DU SUD)

La mesure du débit réservé : le MEF doit s'outiller

Le 23 novembre 1992, le sous-ministre de l'Environnement émettait un certificat d'autorisation à l'intention du promoteur Énergies DLS inc. (P-467)

Le certificat spécifiait que :

« Afin de ne pas assécher le littoral de la rivière du Sud entre la prise d'eau et le canal de fuite, un dispositif de régulation de niveau à cristaux liquides "MAC-TECH" sera mis en place en amont du barrage et

laissera passer, au-dessus du barrage, un débit constant minimal de 1 m³/s lors des périodes d'étiage. »

Le 3 août 1994, le MEF constatait que le promoteur avait procédé à l'enlèvement d'un cran rocheux sans certificat d'autorisation; une accusation fut portée et le promoteur reconnut sa culpabilité le 22 avril 1996. (P-463 et P-464)

Par ailleurs, des citoyens ont porté plainte en rapport avec le non-respect de l'exigence de débit réservé. La réponse du MEF, le 22 mars 1996, confirmait qu'un *« faible débit d'eau passait le seuil du déversoir, laissant presque à sec le lit de la rivière entre le barrage et le canal de sortie. »* (P-455)

Un avis d'infraction fut donc expédié le 20 mars 1996; (P-466) son texte est révélateur des difficultés qu'il y a à faire respecter la règle du débit réservé, surtout lorsque celui-ci est aussi minime que 1 m³/s :

*« Ces constats visuels **tendent à démontrer** que le débit minimal d'eau de 1 m³/s prévu au certificat d'autorisation délivré le 23 novembre 1992 n'était pas maintenu... »*

C'est donc par constats visuels et par approximation que le MEF a effectué cette vérification. La Commission croit que des outils permettant une mesure plus précise pourraient et devraient être développés.

Le document P-455, en réponse du MEF aux citoyens, est tout aussi inquiétant à cet égard :

« Le 5 juillet 1995, nous avons constaté qu'un débit d'eau coulait sur le déversoir et que la rivière n'était pas asséchée. »

Le MEF concluait alors qu'aucune infraction n'avait été commise. Or, rien ne permettait de croire que le débit qui coulait sur le déversoir était de 1 m³/s. C'est donc encore une fois par approximation, sans mesure précise, que l'inspecteur a pu croire qu'aucune infraction n'avait été commise.

Le même document réfère également à la centrale de St-Raphaël. Il est vrai, tel qu'il a été mentionné précédemment, qu'un certifi-

cat d'autorisation n'ayant pas été requis à l'égard de cette centrale, aucun débit réservé n'avait été imposé au promoteur. La réponse du MEF y fait néanmoins référence, démontrant encore une fois un manque de précision et de rigueur pour le moins inquiétant :

*« Par **un constat visuel** lors de cette inspection, nous avons noté que le débit d'eau passant le seuil du déversoir **semblait** être d'environ 1 m^3/s. »* (P-455)

Vu l'importance du débit réservé pour la faune et pour la beauté des chutes, il est essentiel, selon la Commission, d'abandonner les approximations et de développer des outils susceptibles de mesurer avec précision le débit qui passe au-dessus de la crête d'un barrage.

De plus, la difficulté à assurer le respect du débit minimal est d'autant plus apparente que, malgré le fait que le certificat d'autorisation pour la centrale d'Arthurville prévoyait la mise en place d'un dispositif de régulation de niveau à cristaux liquides, l'on ne parvient pas à assurer systématiquement l'écoulement du débit minimal requis.

La Commission recommande que le MEF :

- **développe dès que possible, en collaboration avec les producteurs privés, des outils permettant de mesurer sans ambiguïté le débit d'eau passant au-dessus de la crête d'un barrage;**

- **prévoie, dans les certificats d'autorisation, la possibilité de réviser l'exigence de débit réservé s'il s'avère insuffisant pour protéger adéquatement la faune ou pour assurer le respect de l'apparence des lieux ou la participation aux activités aquatiques décrites au certificat.**

7.1.4 T.D. BOUCHARD (ST-HYACINTHE)

À l'occasion, le MENVIQ et le MLCP outrepassent la loi; le débit réservé demeure problématique

La Commission s'est intéressée à la petite centrale T.D. Bouchard à St-Hyacinthe, principalement en ce qui concerne les impacts environnementaux et l'assujettissement du projet à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement ainsi que, le cas échéant, à une audience publique du BAPE (article 31.1 et ss. de la *L.Q.E.*)

❑ **Les origines du projet**

En 1992, la Ville de St-Hyacinthe, propriétaire des ouvrages, devait, vu leur état, entreprendre leur réfection au coût de plus de 800 000 $; l'on prévoyait réparer le barrage sur environ 12 m et le gouvernement approuva les plans de réfection le 8 avril 1992.

Quelques semaines plus tard, les firmes Hydraska enr. et Hydro-Maska inc. manifestaient leur intérêt pour l'opération d'une petite centrale à cet endroit.

Le 16 juin 1992, le promoteur concluait une entente avec la Ville afin de départager leurs responsabilités respectives en vue de la réalisation d'un projet d'aménagement d'une centrale hydroélectrique. (P-437)

Le promoteur informait ensuite le gouvernement que les parties avaient convenu *« de partager le coût des travaux dans le but de construire une mini-centrale hydroélectrique au barrage Penman. »* (P-453)

La Ville devait procéder principalement à la réfection du barrage, conformément à l'autorisation obtenue préalablement, sauf que le barrage serait *« amputé de quelques mètres de plus afin de permettre la construction de la centrale. »* (P-453 et P-438)

Le promoteur aurait la responsabilité, entre autres, de construire la centrale. Par ailleurs, le projet soumis prévoyait une intervention en rivière d'une superficie inférieure à 5 000 m^2 et répartie sur moins de 300 m; par conséquent, le projet ne serait

ni soumis, à cet égard, à l'article 31.1 et ss. de la *L.Q.E.*, ni à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. (P-446)

Le 3 novembre 1992, M^me^ Michèle Laberge, du MENVIQ, concluait, à juste titre, selon la Commission, que la réfection du barrage et le projet de centrale constituaient un seul projet :

« Suite à l'examen de l'entente intervenue entre la Ville de Saint-Hyacinthe et Hydro-Maska inc. concernant la réfection du barrage Penman's et le projet de centrale hydroélectrique au même site, nous sommes d'avis qu'au sens de la Loi sur la qualité de l'environnement, il s'agit d'un seul et même projet puisque, considéré isolément, aucune des deux parties n'est réalisable et viable sans l'exécution de l'autre, compte tenu des modifications apportées au projet initial de la Ville.

Les superficies touchées par l'ensemble des travaux de réfection de l'ouvrage de retenue et d'implantation d'une centrale sont donc cumulatifs au sens du règlement précité. » (P-442)

Par ailleurs, le Club de Chasse et Pêche Maska inc. manifestait le voeu et ce, depuis quelques années, que l'on procède, en aval du barrage, à des aménagements fauniques. Le 3 mars 1993, le Club demandait donc l'autorisation du MENVIQ de pouvoir procéder à l'aménagement d'habitats fauniques. (P-440) Il faut savoir que l'endroit est considéré comme une réserve naturelle de frai pour la pêche. Cet aménagement devait se situer au pied du barrage et aurait pris la forme d'un « U ».

Le 25 mars 1993, le MENVIQ demandait des informations supplémentaires au promoteur en ce qui a trait, notamment, aux aménagements fauniques envisagés et au débit réservé acceptable. (P-445)

❑ **Le MLCP s'inquiète**

Le projet inquiétait certains employés du MLCP. Ainsi, le 31 mars 1993, M. Michel Letendre, biologiste, informait M. Denis J. Tessier, chargé du projet au MENVIQ, de ses réactions face au projet. Après avoir rappelé l'importance des lieux du point de vue faunique, M. Letendre insistait, notamment, sur l'importance d'assurer un débit réservé suffisant et sur les dangers que la

majorité, voire la totalité du débit de la rivière passe par les turbines de la centrale, durant certaines périodes, asséchant par là une bonne partie du sanctuaire de pêche. La petite centrale pourrait donc avoir un impact considérable, puisque les installations prévues auraient pour conséquence, selon M. Letendre, de *« turbiner tout le débit de la rivière sur presque dix mois par année. »* Ainsi, durant la majeure partie de l'année, toute l'eau risquait d'être concentrée sur la rive gauche de la rivière, là où se situeraient le canal d'amenée et le canal de fuite. (P-425)

Le 1er avril 1993, le promoteur suggérait un débit réservé de 2 m^3 /s. À la même date, le MENVIQ autorisait la Ville à procéder à la démolition d'une partie du barrage. (P-438)

Le 14 juin 1993, M. Letendre du MLCP précisait davantage sa pensée. Le projet causerait une perte de 6 248 m^2 d'habitat faunique; il fallait donc envisager des mesures compensatoires. Comme le promoteur proposait, à ce titre, d'aménager 2 478 m^2 d'habitat faunique, il subsistait toujours une perte de plus de 3 700 m^2, ce qui apparaissait inacceptable aux yeux de M. Letendre. Le promoteur, qui était maintenant Boralex inc., ne pouvait cependant pas *« faire davantage puisqu'il deviendrait ainsi assujetti à l'article 31 de la Loi sur la qualité de l'environnement... »* (P-426)

M. Letendre ajoutait :

« Nous sommes donc confrontés à un des effets pervers de l'acceptation obtenue par le promoteur Boralex inc. de sectionner ce projet en trois parties distinctes à être présentées par trois promoteurs différents... » (P-426)

Afin de résoudre le problème, l'on envisageait de déplacer une partie des aménagements fauniques proposés par le Club de Chasse et Pêche en aval du canal de fuite.

M. Jean-Denis Allard, un autre expert du MLCP, confirmait que *« le débit réservé (2 m^3/s) est très faible pour les habitats. »* (P-427)

Le 16 juillet 1993, M. Letendre réaffirmait sa position : les propositions du promoteur étaient inacceptables sous bien des aspects. (P-429) Il référait, dans la même lettre, à la proposition de remplacer les 6 248 m^2 d'habitat du poisson qui seraient perdus :

*« **Afin d'éviter de dépasser la norme du 5 000 m² qui l'assujettirait à l'article 31.1 de la Loi sur la qualité de l'environnement**, la firme Boralex inc. a convenu de procéder dans le canal de fuite à l'aménagement d'habitats du poisson sur une superficie de 1 250 m². Cette mesure sera inscrite à sa demande de c.a.r.[74] Les autres 5 000 m² d'habitats à construire devront être présentés au MENVIQ par le Club de Chasse et Pêche Maska inc. pour une demande de c.a.r. mais, leur réalisation et les coûts associés seront entièrement sous la responsabilité de Boralex inc. Il est connu de tous que le Club de Chasse et Pêche Maska inc. n'a aucunement les moyens d'assumer les frais de son projet [...] Le MENVIQ devra donc s'assurer que le projet du Club de Chasse et Pêche Maska inc. se réalise puisque ce projet de mini-centrale ne peut être acceptable que si toutes les mesures proposées pour en atténuer les impacts fauniques sont réalisées et efficaces. »* (P-429)

Le 21 juillet 1993, M. Letendre revenait à la charge, réitérant sa position à l'effet que toutes les mesures d'atténuation suggérées devaient se réaliser pour que le projet soit acceptable :

« Parmi celles-ci, il y a l'aménagement de 6 248 m² d'habitats du poisson en remplacement des habitats perdus. Suite à l'entente obtenue par le promoteur auprès du ministère de l'environnement du Québec, celui-ci a pu scinder son projet en trois parties et fera réaliser la majeure partie de l'aménagement faunique par le Club de Chasse et Pêche Maska inc. (4 999 m² des 6 248 m² prévus). » (P-432)

La Commission a entendu M. Michel Letendre; elle a pu constater le professionnalisme et la rigueur avec lesquels il a exercé ses fonctions dans ce dossier. La Commission n'a aucun doute sur ses qualités d'expert et conclut, comme lui, que le projet n'était pas acceptable sans la réalisation des mesures d'atténuation qu'il avait suggérées.

D'ailleurs, le promoteur partageait ce point de vue; le problème se situait uniquement au niveau de l'assujettissement à l'article 31.1 et ss. de la loi, vu les coûts importants afférents à une telle procédure et les délais qui seraient alors encourus.

Le 30 juillet 1993, le Club de Chasse et Pêche Maska inc. présentait au MENVIQ une demande de modification de sa requête du 3 mars 1993. Le Club informait le MENVIQ qu'il entendait entre-

---

74. Certificat d'autorisation de construction.

prendre certains travaux, dans la rivière, en aval du barrage, afin d'aménager une frayère à l'extrémité du canal de fuite.

Les travaux couvriraient une distance de 199,5 m et une superficie de 4 900 m^2. Le Club demandait l'autorisation du Ministère de procéder à ces travaux dont le coût serait entièrement assumé par le promoteur.

M. Léon Marchessault, du Club de Chasse et Pêche, a confirmé devant la Commission que le Club n'avait pas la capacité financière de réaliser ces travaux.

❑ **Le projet est autorisé sous la barre des 5 000 m^2**

Le 24 août 1993, le sous-ministre de l'Environnement autorisait Hydraska enr. à procéder à la construction d'une centrale hydroélectrique intégrée au barrage existant. (P-430) Le certificat prévoyait qu'un débit réservé de 2 m^3/s devrait être assuré en tout temps. L'on autorisait également un aménagement faunique de 1 250 m^2 dans le canal de fuite.

Le 25 août, le même sous-ministre autorisait le Club de Chasse et Pêche Maska inc. à réaliser des aménagements fauniques d'une superficie de 4 976 m^2 dans le lit de la rivière, dans l'axe de prolongement du canal de fuite. (P-439) En fait, cet aménagement faunique était tout simplement le prolongement en aval de celui à être aménagé par le promoteur.

Le sous-ministre du Loisir, de la Chasse et de la Pêche décidait de procéder différemment. Le 30 août 1993, il autorisait le promoteur à aménager un habitat faunique d'une superficie de 6 250 m^2; sur les premiers 1 250 m^2, le lit de la rivière serait recouvert d'un substrat adéquat pour le frai du doré jaune. (P-428) Le certificat précisait par la suite :

« Sur les 4 976 m^2 suivants et désignés sous l'appellation "aménagement d'habitats fauniques de l'Association de chasse et pêche Maska inc.", l'exécution des travaux se fera tel que décrit dans le paragraphe précédent. » (P-428)

Ce certificat confirme ainsi qu'il s'agit, en réalité, d'un seul et même aménagement faunique d'une superficie totale de 6 250 m^2 faisant l'objet de travaux identiques.

D'ailleurs, l'ensemble de cet aménagement était exigé par M. Letendre, à titre de mesure d'atténuation des impacts causés par la construction de la petite centrale; par le fait même, aucun des deux aménagements, selon l'expression consacrée et utilisée par M^me^ Michèle Laberge dans la pièce P-442, n'était *« considéré isolément, réalisable et viable sans l'exécution de l'autre. »*, puisque l'un et l'autre, pris isolément, étaient inacceptables.

À la lumière de cette définition, acceptée par le MENVIQ, la Commission conclut que les trois projets reliés à la centrale de St-Hyacinthe constituaient un seul et même projet et, par voie de conséquence, que la superficie totale des travaux et leur longueur linéaire à l'intérieur de la ligne des hautes eaux printanières moyennes de la rivière Yamaska étaient supérieures, respectivement, à 5 000 m^2 et à 300 m linéaires; ce projet était donc assujetti, à l'époque, à l'article 31.1 et ss. de la *L.Q.E.*

La Commission n'admet pas la théorie prétendant qu'il soit correct d'émettre des autorisations distinctes (MENVIQ) ou une autorisation distinguant les deux projets. (MLCP)

La Commission ne peut guère non plus entériner cette affirmation de M. Denis J. Tessier du MENVIQ :

« Concernant le projet de construction des aménagements fauniques par le Club de Chasse et Pêche Maska inc., il était considéré comme un projet distinct qui était réalisable sans l'exécution de la réfection du barrage et de la construction de la centrale. » (P-446)

La preuve entendue démontre que cette affirmation n'est pas fondée.

En effet, l'aménagement du Club de Chasse et Pêche Maska inc., **tel qu'autorisé**, n'était réalisable que si la centrale était construite, puisqu'il se situait à l'extrémité du canal de fuite de la centrale. De plus, l'aménagement soumis par le promoteur était inacceptable, donc non réalisable, en l'absence de l'aménagement du Club de Chasse et Pêche Maska inc. Enfin, il s'agissait clairement d'un seul et même aménagement

faunique de 6 250 m², comme le mentionnait d'ailleurs le certificat d'autorisation émis par le sous-ministre du Loisir de la Chasse et de la Pêche.

Peut-être, comme l'a souligné M. Michel Letellier devant la Commission, au nom du promoteur, celui-ci aurait-il pu contester l'interprétation de M. Letendre quant à la superficie requise à titre de mesure d'atténuation; cependant, cela n'a pas été fait et il allait donc de soi que les ministères devaient respecter la loi et constater qu'il s'agissait d'un projet assujetti à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts en environnement.

La Commission ne peut donc accepter, dans ces circonstances, l'affirmation du MENVIQ que le projet du promoteur couvrait une superficie inférieure à 5 000 m², soit 4 828 m², et inférieure à 300 m linéaires, soit 299 m.

Il est vrai, comme l'a souligné le promoteur, qu'une audience publique risquait d'être longue et coûteuse; cela n'autorisait toutefois pas les ministères à contourner la loi.

Notons toutefois que, depuis ces événements, la réglementation a été amendée et soustrait maintenant les aménagements fauniques de la procédure d'audience publique.

Par ailleurs, le respect de la loi, telle qu'elle était en vigueur à l'époque, aurait peut-être permis d'éviter la construction de cette centrale qui a eu des impacts environnementaux importants, principalement au niveau de l'assèchement plus qu'occasionnel de la partie court-circuitée de la rivière sur une longueur de plus de 300 m.

- **La question du débit réservé**

La centrale de St-Hyacinthe peut turbiner jusqu'à 52,5 m³/s. Or, le débit moyen mensuel de la rivière Yamaska, pour la période de 1966 à 1989, était établi à :

Mois	Débit (m^3/s)
Janvier	27,60
Février	40,30
Mars	105,20
Avril	134,90
Mai	49,20
Juin	25,30
Juillet	21,20
Août	22,80
Septembre	21,30
Octobre	36,40
Novembre	60,60
Décembre	56,80

(M. Denis Tessier, transcription de la séance du 8 mai 1996, p. 46-47)

La Commission est consciente qu'il s'agit d'un débit moyen et que le débit de la rivière Yamaska fluctue rapidement et connaît de grands écarts. Il n'en reste pas moins qu'au chapitre du débit moyen, vu la capacité de production de la centrale, il n'y aura qu'au cours des mois de mars, avril, novembre et décembre que la partie court-circuitée de la rivière obtiendra un débit supérieur au débit réservé de 2 m^3/s.

Or, la Commission est d'avis que ce débit réservé est inadéquat.

N'étant pas expert en la matière, M. Letendre ne s'est pas aventuré à déterminer le débit réservé acceptable. Il a cependant précisé à M. Tessier, du MENVIQ, qu'il fallait s'assurer qu'il y ait un écoulement d'eau d'une hauteur de 60 cm au printemps et de 30 cm en été en aval du barrage. M. Letendre mentionnait que les experts

du MER devraient calculer le débit minimal requis pour atteindre cet objectif. (P-425)

Le MER n'a pas fait cet exercice, préférant demander au promoteur de le faire :

« R Non. Nous autres, on a demandé au promoteur justement... concernant le débit réservé...

Q Alors qu'est-ce que vous avez demandé à monsieur Renaud concernant le débit réservé?

R On a demandé de faire une évaluation du potentiel faunique dans le tronçon de la rivière entre le barrage et le pont Barsalou qui est identifié comme sanctuaire de pêche afin de déterminer un débit réservé pour préserver le milieu aquatique et assurer la protection des habitats et des ressources qui s'y trouvent. »

(M. Denis Tessier, transcription de la séance du 8 mai 1996, p. 42)

De plus, M. Tessier n'a pas effectivement mentionné, dans une lettre adressée au promoteur, les exigences de M. Letendre quant à la hauteur minimale d'eau; le promoteur pouvait donc difficilement tenir compte des demandes de M. Letendre puisqu'elles ne lui furent pas transmises.

Outre le fait que le promoteur ait suggéré la norme de 2 m^3/s, l'on ne sait comment l'on en est arrivé à déterminer ce débit réservé, d'autant plus que le MENVIQ n'avait pas, à l'époque, réalisé d'études sérieuses sur le sujet. C'est d'ailleurs ce qu'a précisé à la Commission M. Pierre Bérubé, biologiste au MEF :

*« R Donc, antérieurement au printemps ou à l'été mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993), **le ministère ne disposait pas d'aucun outil** pour ainsi dire technique ou technologique **permettant de statuer sur une norme minimale de débit.** »*

(M. Pierre Bérubé, transcription de la séance du 1er mai 1996, p. 27)

Il ajouta :

« R On n'avait pas, on nageait, on était dans le néant.

Enfin, mais c'est vraiment à partir de quatre-vingt-treize (93), que l'alarme a été sonnée puis qu'on s'est dit il faut vraiment développer quelque chose à ce chapitre-là. »

(M. Pierre Bérubé, transcription de la séance du 1er mai 1996, p. 43-44)

Ce n'est qu'en 1993, et surtout en 1994, que le MEF a débuté des recherches empiriques sur la question. Ces recherches n'étaient d'ailleurs pas encore complétées au moment de la rédaction de ce rapport. La Commission reviendra ultérieurement sur la question du débit réservé[75].

Cependant, il apparaît d'ores et déjà que les nouveaux critères applicables seront supérieurs aux 1 m^3/s et 2 m^3/s que l'on a observés dans divers dossiers.

La Commission est convaincue que des études sérieuses préalables auraient conclu en la nécessité d'exiger à St-Hyacinthe un débit réservé plus élevé. Certains impacts environnementaux importants auraient alors pu être évités.

Par exemple, durant l'été 1995, des membres du Club de Chasse et Pêche Maska inc. se sont plaints du décès d'une trentaine ou d'une quarantaine de poissons pris au piège dans la partie asséchée de la rivière, emprisonnés dans des cuvettes d'eau. Cela aurait été causé par une baisse rapide du débit de la rivière, toute l'eau étant turbinée par la centrale.

M. Roger Boucher, un résident riverain, a lui aussi constaté, à plusieurs occasions de tels événements.

Même M. Marchessault, du Club de Chasse et Pêche, a déclaré devant la Commission que, en période d'étiage, la partie court-circuitée de la rivière est maintenant asséchée durant une plus longue période qu'avant l'exploitation de la centrale.

Devant de tels témoignages, la Commission a examiné les certificats d'autorisation et a constaté qu'ils prévoient spécifiquement que le débit réservé de 2 m^3/s peut être révisé, au besoin, pour des raisons fauniques. La Commission estime qu'il est temps que cela se fasse.

Enfin, la Commission considère que les ministères impliqués ont pris un risque énorme en accordant un certificat d'autorisation au Club de Chasse et Pêche Maska inc., alors

---

75. Voir section 7.2

que tous savaient que c'est le promoteur qui assumerait les coûts de l'aménagement faunique. Que se serait-il produit s'il avait refusé ou négligé de le faire? Aurait-on pu, juridiquement, forcer le promoteur à s'exécuter? La Commission est d'avis que l'on n'aurait pu le faire, à tout le moins en rapport avec le certificat du MENVIQ, puisque l'obligation était celle du Club de Chasse et Pêche Maska inc. (P-439) Or, le Ministère n'aurait pu forcer avec succès ce dernier à s'exécuter puisqu'il aurait été incapable, financièrement, de le faire.

En ce qui concerne le certificat du MLCP, (P-28) aurait-on pu forcer le promoteur, bénéficiaire de l'autorisation, à exécuter des travaux que l'on considérait relever d'un responsable distinct, soit le Club de Chasse et Pêche Maska inc.? La Commission peut difficilement répondre à cette question, mais croit que le MLCP aurait dû tenter d'y répondre avant de décider de procéder de la sorte.

Ajoutons que le promoteur n'a pas respecté certaines conditions des certificats d'autorisation en rapport avec la grille de protection pour empêc r le turbinage du poisson, le repère visuel aux fins de vérifi e respect du débit réservé et la dalle de dévalaison du poisson. (P-435) Il a apporté des correctifs en 1995 pour répondre à l'avis d'infraction émis à ces sujets mais une déficience s'est manifestée à nouveau, la grille protectrice ayant été emportée. De plus, les quelques mesures de suivi exercées par le promoteur et le MEF n'ont pu établir le fonctionnement adéquat de la rampe de montaison existante devant permettre au poisson de franchir le barrage. Le certificat d'autorisation n'avait pas retenu l'obligation de la construction d'une passe migratoire *« compte tenu de la situation historique prévalant à cet endroit »*. (P-429)

En somme, la Commission considère que ce projet est un exemple de non-respect des lois et de gestion ministérielle déficiente.

La Commission recommande que le MEF :

- **revoie à la hausse, pour des raisons de protection faunique, comme le permettent les certificats d'autorisation, l'exigence de débit réservé à la petite centrale T.D. Bouchard à St-Hyacinthe;**

- **assure un suivi rigoureux du respect des conditions et des spécifications prévues dans les certificats d'autorisation et liées à l'exploitation d'une petite centrale;**

- **revoie ses règles encadrant les décisions des fonctionnaires quant à l'assujettissement d'un projet à l'article 31.1 de la *L.Q.E.* et à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement et fasse reconnaître l'importance du respect intégral de la loi.**

7.1.5 CENTRALE JOEY TANNENBAUM (COULONGE)

Le débit réservé : prévenir et corriger

La centrale Joey Tannenbaum ayant une puissance de plus de 10 MW, il y eut, en février et mars 1992, audiences publiques et le BAPE déposa son rapport le 3 juin de la même année.

Le projet fut autorisé le 30 septembre. (P-692) Le décret prévoyait notamment qu'une jauge graduée selon la relation niveau-débit devait être installée sur la crête déversante du barrage afin que la hauteur de 13 cm de la lame d'eau requise par le débit réservé, puisse être vérifiée en tout temps.

Le certificat d'autorisation émis par le MENVIQ le 24 mai 1994 spécifiait que le producteur devait assurer un débit minimal de 6 m^3/s dans la partie court-circuitée de la rivière, c'est-à-dire dans la Grande Chute, entre le 1er juin et le 31 octobre. (P-693)

Encore une fois, la Commission note que le gouvernement n'était pas prêt à répondre adéquatement à l'importante question du débit réservé. Ainsi s'exprimait M^me^ Michèle Laberge du MENVIQ en août 1992 :

*« **Une expertise sous ce rapport devra être rapidement développée.** Pour le moment, il n'est pas possible de mettre en doute la démonstration du promoteur. En conséquence, la décision à cet égard comporte un risque, d'autant plus que le débit réservé ne pourra être ultérieurement modifié en raison des effets d'une telle modification sur la gestion énergétique. »* (P-688, p. 21)

❑ **Le contenu du décret**

Le décret gouvernemental autorisant le projet prévoyait que le promoteur devait, au cours de la première année, démontrer, à l'aide de photographies, l'adéquation de l'aspect visuel du débit réservé prévu dans l'étude d'impact par rapport au résultat obtenu. Par là, le gouvernement agissait prudemment et voulait vérifier concrètement les résultats. Autrement dit, il voulait s'assurer que le débit réservé exigé était suffisamment important pour que l'aspect visuel des lieux soit protégé; son manque d'expérience et d'expertise dans le domaine justifiait une telle précaution. Par contre, il ne pouvait s'agir que de voeux pieux, puisque le décret ne permettait pas de modifier l'exigence quant au débit réservé, même si l'expérience n'était pas concluante. Le gouvernement ne pouvait donc rien faire même si le résultat pouvait s'avérer désastreux.

Des témoins ont par ailleurs expliqué à la Commission qu'il pouvait être difficile d'interpréter ce que l'on entend par l'expression *« crête déversante »* que l'on retrouve dans le décret. Cette définition peut avoir son importance puisque la hauteur minimale de 13 cm de la lame d'eau doit être mesurée *sur la crête déversante*. Il y aurait donc intérêt, en ce cas particulier, de préciser le sens à lui donner puisque certaines divergences d'interprétation peuvent avoir un impact important sur la portée du décret. Voici comment s'exprimait M^me^ Helen Routliffe de la Fondation de la Chute Coulonge :

A *[...] because I'm a member of the Chute Foundation, my mandate is to, I'm supposed to look after the water, and I'm in contact with Stewart quite regularly.*

> ***In nineteen ninety-four (1994), there were problems, and, simply because I think the Chute Foundation reads the decree as stating thirteen centimetres over the crest of the weir, and as you heard Mr. Bahen, they're measuring a foot behind the weir. And we feel the Ministry of the Environment should come and show us exactly where the crest of the weir is to resolve all our problems.***
>
> *In nineteen ninety-five (1995), like Stewart said, there wasn't much water, so what we did, I mean, we weren't getting our water, so we made an agreement with the President, Mrs. Bertrand, and myself, and Stewart, and said, "Let's do something so that we can keep things moving." And that's what we did, we took the water, maybe it was wrong on our part to do that, but we said, "We'll take the water during the day, and you can have it at night." It was only once when something happened, it was a malfunction, and we didn't have any water, and I was on the phone and chewing somebody's ear out, I can tell you.*
> *[...]*
> ***And the water level, like we want the Ministry of Environment to determine where the crest of the weir is, so that it can be resolved.*** *We work with Hydro-Pontiac, whether, to get back to what Mr. Burcombe said about the hearings, the hearings happened, the project went ahead. Now, we've got to continue on, we can't go back, we have to continue on, and* ***we want to make the best we can for the people of the Pontiac and for tourism.*** *»*
> (M^me^ Helen Routliffe, transcription de la séance du 10 octobre 1996, p. 149-151)

Ainsi, les citoyens et le promoteur désirent, d'un commun accord, régler cette délicate question en définissant les termes du décret. La Commission est d'avis que le MEF doit respecter cette volonté et clarifier la situation dans le but de protéger cette magnifique chute.

La Commission a d'ailleurs constaté, à l'aide de photographies produites, que l'endroit où la jauge est placée a un impact direct sur l'ampleur de la lame d'eau; en effet, plus la jauge est placée vers l'avant de la crête dans le sens du courant, plus elle exige une lame d'eau importante. Or, il semble que personne ne sache exactement ce que recherchait le gouvernement par son décret et que seul le MEF pourrait le préciser.

La Commission recommande que le gouvernement :

- **prévoie, dans les décrets qu'il émet, la possibilité de réviser l'importance du débit réservé s'il s'avère insuffisant pour protéger adéquatement la faune ou pour assurer le respect de la beauté naturelle des lieux.**

La Commission recommande que le MEF :

- **précise davantage, en rapport avec la petite centrale de Coulonge, ce qu'il entend par l'expression *crête déversante* et surtout indique au promoteur et aux citoyens l'endroit exact où la jauge devrait être placée.**

❑ **L'impact de la grille tarifaire d'Hydro-Québec**

La grille tarifaire applicable à la petite centrale de Coulonge est la grille de puissance et d'énergie qui privilégie la production d'hiver. Le producteur doit donc s'assurer que le débit de la rivière lui permet de respecter ses obligations en période hivernale, afin d'éviter les pénalités prévues au contrat d'Hydro-Québec.

Or, dans un contexte naturel, le débit de la rivière Coulonge n'est pas suffisant pour permettre, en tout temps pendant l'hiver, l'exploitation maximale de la centrale qui exige 45 m^3/s. (P-688, p. 6)

La grille de puissance et d'énergie peut donc, dans certains cas, avoir de sérieux impacts sur l'environnement. D'une part, le producteur pourrait régulariser le débit de la rivière, avec les conséquences environnementales qu'implique la gestion de barrages et de réservoirs. D'autre part, il pourrait sous-équiper le site, afin de ne pas être pénalisé par une production hivernale inférieure aux exigences du contrat qui sont établies en rela-

tion avec la puissance installée des équipements, avec la conséquence que les forces hydrauliques ne soient pas utilisées à leur pleine capacité. C'est d'ailleurs ce qu'exprimait M^me^ Michèle Laberge, alors du MENVIQ, dans un rapport présenté au mois d'août 1992 :

« Tous les projets émanant de ce programme gouvernemental et dont la puissance installée variera de 10 MW à 25 MW seront soumis aux mêmes exigences de la grille tarifaire d'Hydro-Québec, qui ne peuvent être satisfaites que de deux façons, soit par l'exploitation concomitante d'une réserve d'eau, soit par un sous-équipement des sites. Sur le plan de la qualité de l'environnement, aucune de ces options n'est entièrement satisfaisante, compte tenu des impacts additionnels qu'elles impliquent.

Bien que le présent projet ne s'inscrive pas dans le programme gouvernemental qui ne concerne que les sites du domaine public, il appartient toutefois à la même catégorie de projets par sa puissance installée, comme par ailleurs de nombreux autres projets en voie d'élaboration dans le domaine privé.

Comme c'est le premier de cette série de projets à être traité dans le cadre de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts et à avoir fait l'objet d'une audience publique, nous estimons pertinent de souligner l'élément de problématique que constitue la grille tarifaire d'Hydro-Québec et les conséquences qui en résultent sur les projets privés du même type que celui d'Hydro-Pontiac. » (P-688, p. 6)

M^me^ Laberge a précisé sa pensée lors de son témoignage devant la Commission :

« Q *Au troisième avant-dernier paragraphe enfin, le troisième avant-dernier paragraphe de cette page, vous faites référence à certains impacts environnementaux.*

R *Oui.*

Q *Pouvez-vous nous expliquer à quoi vous faites référence?*

R *Je dis que les éléments qui ne sont pas assujettis sont essentiels pour assurer le niveau de production de l'énergie prévue et qui sont également susceptibles d'engendrer des impacts environnementaux plus importants que les éléments assujettis, c'est-à-dire que le projet de centrale lui-même, tout ce qui est équipement de production ne semblait pas problématique, n'avait pas fait l'objet d'autant d'opposition ou de préoccupation que la gestion des barrages réservoirs, leur remise en état et le fait que ça avait, l'effet de régularisation*

pour les fins de production à Fort Coulonge, la centrale de Fort Coulonge, des modifications au régime hydraulique de l'ensemble de la rivière. »
(M^me^ Michèle Laberge, transcription de la séance du 18 juin 1996, p. 147-148)

Quant aux effets de la régularisation du débit, M^me^ Laberge s'est attardée, notamment, aux impacts sur la faune et à l'érosion des berges en amont des ouvrages.

Par ailleurs, comme l'a souligné M^me^ Laberge, une grille tarifaire favorisant une production hivernale se justifie sur le plan purement économique puisque les besoins québécois sont à la hausse pendant cette période. Cependant, dans une perspective plus globale, il serait possible de conclure autrement :

« R Ça tient, c'était... c'est une organisation là qui se tient parfaitement sur le plan économique, sauf que j'amène l'attention sur le fait que comme le ministère de l'Énergie et des Ressources s'est engagé dans une politique de développement durable dans le développement des petites centrales, comme Hydro-Québec soutient aussi une politique de développement durable et ce développement durable-là implique qu'on se préoccupe dès la conception des projets de l'effet, des exigences conjuguées de l'économie et de l'environnement.

Or la grille tarifaire elle est, elle se préoccupe d'une question économique, je veux dire elle est soutenue par un...
Q Une logique économique?
R ***Une logique économique, exactement. Et ce que je dis c'est : il faudrait faire bien attention pour vérifier que cette logique économique ne produise pas des effets délétères ou des effets plus graves sur l'environnement que ce qu'on pourrait obtenir sans ces primes de puissance. »***
(M^me^ Michèle Laberge, transcription de la séance du 18 juin 1996, p. 153-154)

La grille tarifaire de puissance et d'énergie pourrait donc avoir des impacts environnementaux néfastes malgré qu'elle puisse se justifier au point de vue purement financier. La Commission croit qu'une réflexion s'impose à cet égard.

La Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **en collaboration avec le MRN et le MEF, examine les impacts environnementaux que peut engendrer la grille tarifaire de puissance et d'énergie; de même que toute grille tarifaire favorisant un facteur d'utilisation élevé en hiver de la part de petites centrales hydroélectriques, et revoie, si nécessaire, la structure d'une telle grille tarifaire pour en éliminer les effets néfastes.**

7.1.6 HYDRO-WINDSOR

Une leçon à tirer

Cette centrale constitue un autre exemple des sérieux problèmes que peut causer l'exploitation d'une petite centrale hydroélectrique.

En 1994, Hydro-Windsor déposait une demande de certificat d'autorisation afin de pouvoir exploiter une centrale hydroélectrique au site Windsor.

Le 20 juin 1994, le promoteur s'engageait à opérer la centrale de la façon suivante :

« Durant les trois premières années d'opération de la centrale, Hydro-Windsor ***laissera passer, à la demande du Ministère et pour de courtes périodes (ne dépassant pas 10 heures), un débit pouvant aller jusqu'à un maximum de 20 m³/s par la crête déversante; ces périodes seront comprises entre le 15 avril et le 31 mai.*** *Ces lâchages auront pour but de mieux comprendre les conditions de fraye et de développement des oeufs sur les frayères potentielles qui pourraient exister entre le barrage et la centrale [...]*

Nous comprenons qu'au terme de la période d'expérimentation de trois ans, une entente pourra intervenir entre Hydro-Windsor et le Ministère quant à la façon d'opérer les ouvrages pour optimiser le succès de reproduction.

Les termes de cette entente de (sic) devront toutefois pas imposer de contrainte économique importante sur la centrale; en toute occurrence, il ne pourra y avoir de débit réservé de plus de 20 m³/s et ce débit ne pourra être exigé pour une période autre qu'entre le 15 avril et le 31 mai. » (P-1052)

Cet engagement fut accepté et intégré dans l'autorisation ée par le directeur régional, le 4 juillet 1994 (P-1053) et dans le certificat d'autorisation émis le 11 juillet 1994. (P-1054) Cependant, ces deux documents ne reprennent pas le texte de l'engagement; ils ne font qu'y référer en spécifiant qu'il fait partie de l'autorisation. Par conséquent, la seule lecture des autorisations gouvernementales ne peut permettre au lecteur de connaître les obligations du promoteur.

❑ **Des autorisations inadéquates**

La nature même de cet engagement permet par ailleurs de constater que, même en juillet 1994, l'état des connaissances au MEF ne permettait pas d'évaluer avec une certaine précision le débit réservé minimal et le débit réservé acceptables pour protéger adéquatement la faune à un endroit donné : l'on devait donc prévoir que les méthodes d'opération de la centrale pourraient devoir être modifiées, à la lumière des expériences à venir, pour protéger adéquatement le milieu.

Dû à l'incertitude qui existait, la Commission croyait que le MEF, à tout le moins, se serait assuré de pouvoir réagir adéquatement si l'opération s'avérait un échec. Or, il n'en fut rien. La lettre écrite par le promoteur le 20 juin 1994 est très éloquente : non seulement la nouvelle entente ne pouvait prévoir un débit supérieur à 20 m³/s ni permettre d'étendre la période au-delà du 31 mai, mais encore elle ne devait pas imposer de contraintes économiques importantes à la centrale. Autrement dit, si le MEF décidait de modifier ses exigences, il ne pourrait le faire qu'uniquement à la baisse!

Voilà une prise de position bien incongrue qui n'est pas de nature à permettre au MEF de réagir adéquatement et de s'acquitter pleinement de ses obligations.

Pourtant, M. Roger Gagnon du MEF, a clairement expliqué à la Commission que le Ministère envisageait, après la période d'es-

sai de trois ans, être en mesure de faire part de ses nouvelles exigences au promoteur :

« Q *On mentionne ici : « ...à la demande du Ministère... » alors on parle de trois ans, les trois premières années, j'imagine que c'est pour voir comment les choses vont aller, une période de tests si vous voulez.*

R *Hum, hum.*

Q *«... à la demande du Ministère et pour de courtes périodes... »*

Là on parle de ce qu'on appelle pratiquement de débit réservé ici, c'est-à-dire un débit au-dessus de la crête?

R *On parle du débit réservé.*

Q *Alors si je comprends c'est seulement à la demande du Ministère que ça se ferait? C'est ça?*

R *Bon. C'est ce que le promoteur ici a écrit là.*

Q *Oui.*

R *O.K. il n'y a pas eu de confirmation, on n'a pas réécrit après ça pour dire : « O.K. nous autres, on est tous bien d'accord avec ce qui a été produit là. »* ***Les gens qui ont étudié le projet à cette époque-là, avaient en tête que la période de trois ans, était une période, si on peut dire, d'essaie d'erreurs ou de vérification pour en arriver au meilleur fonctionnement pour la faune aquatique en période de frai.***

Il y avait toujours cette ouverture-là que, pendant trois ans, on essaierait des choses. Le promoteur est arrivé, a écrit ces choses-là. Par contre les gens du Ministère n'ont pas réécrit pour dire : « O.K. on va juste s'en tenir à ça. »

(M. Roger Gagnon, transcription de la séance du 2 octobre 1996, p. 72-73)

En ne manifestant pas son désaccord à la lettre du promoteur et en l'intégrant au certificat d'autorisation, le MEF se mettait littéralement à la merci du promoteur :

« Q *Non mais est-ce que vous avez manifesté que vous n'étiez pas d'accord avec ça ou vous avez laissé entendre à monsieur Dumas que ça allait, cette proposition était acceptée ou acceptable.*

R ***A ma connaissance là, ce paragraphe-là n'aurait pas été vu ou perçu, ou en tout cas n'aurait pas été saisi par les gens qui ont analysé le projet.***

Q ***Qu'est-ce que vous voulez dire « n'a pas été saisi »?***

R *Bien en tout cas, s'ils avaient compris tout le sens de ce qui était à l'intérieur de ça, je pense que la réaction aurait été faite, à cette époque-là.*

Q *La réaction aurait été faite, ça veut dire quoi?*

R ***La réaction du ministère de l'Environnement à l'effet de***

dire : « Écoutez, nous, ce qu'on veut, c'est un débit qui est sur toute la période, qui est vingt-quatre heures sur vingt-quatre (24/24) et non pas juste sur une période de dix (10) heures par jour. »

Q *Parce que si je comprends bien, avec la proposition de monsieur Dumas ici, à la demande du Ministère, il y aurait de l'eau qui s'écoulerait par la crête déversante, pendant une période de dix (10) heures au maximum et là, après dix (10) heures au maximum ça s'arrête ce qui veut dire que, en théorie, - et corrigez-moi si je me trompe - qu'il peut y avoir des poissons qui vont être pris encore parce qu'il n'y aura plus d'eau qui va couler après dix (10) heures?*

R *C'est ce qu'on saisit de ce qui est écrit là.*

Q ***Et là vous me dites que les gens du Ministère ne l'ont pas vu ça?***

R ***Bien en tout cas s'ils l'avaient vu, ils auraient réagi parce que c'était sur un débit constant qui devait être assuré pendant cette période-là par-dessus le déversoir.*** *C'est ce qu'on peut appeler un débit réservé et non pas un débit réservé séquentiel. »*

(M. Roger Gagnon, transcription de la séance du 2 octobre 1996, p. 73-75)

En conséquence de cette rédaction malheureuse, le MEF n'a pas exigé, dans le cadre du certificat d'autorisation, ce qui, pourtant, lui apparaissait vital :

« Q *Monsieur Gagnon, avant de se faire, je veux simplement, préciser un point et vérifier ma compréhension. Je comprends bien, dans l'esprit de certaines personnes au Ministère, ce que l'on entendait par le débit réservé par la crête déversante, c'était 20 m^3/s, vingt-quatre (24) heures par jour, du quinze (15) avril au trente et un (31) mai. Il s'est avéré que par certains documents, la situation n'est pas celle-là mais c'est plutôt à la demande du Ministère pendant la même période mais pour des périodes n'excédant pas dix (10) heures. C'est ce que la lettre du vingt (20) juin quatre-vingt-quatorze (94) indique.*

R *C'est ce que la lettre dit.*

Q *Et si je comprends bien, les incidents survenus le vingt-sept (27) mai qui ont donné lieu au rapport de monsieur Demers, mortalité de poissons, ça ne se serait pas produit s'il y avait eu justement 20 m^3/s, vingt-quatre (24) heures par jour, parce que le vingt-sept (27) mai était dans la période visée par le débit réservé exigé. C'est bien exact?*

R *Ça ne se serait pas produit tant qu'il y a de l'eau qui aurait passé par-dessus le déversoir. »*

(M. Roger Gagnon, transcription de la séance du 2 octobre 1996, p. 97-98)

Il convient ici de s'attarder sur un aspect important de la question : la méthode suivie par le Ministère pour rédiger les certificats d'autorisation.

La Commission a constaté l'absence de balises à cet égard. À l'occasion, certains certificats sont complets alors que généralement ils ne le sont pas. Ainsi, ils imposent parfois certaines conditions qui sont reprises, textuellement, dans le certificat, alors que le plus souvent, ils réfèrent tout simplement à un ensemble de lettres, de rapports ou d'études qu'ils incorporent à l'autorisation sans toutefois en reprendre les termes; il y a, en ce cas, risque de confusion comme dans le projet d'Hydro-Windsor. Enfin, chacun utilise une formulation différente, susceptible d'exprimer incorrectement les volontés du Ministère.

La Commission recommande que le MEF :

- **utilise, à l'égard de tous les certificats d'autorisation, une méthode de rédaction similaire qui fasse appel à une formulation éprouvée et qui permette au Ministère de s'assurer que ses volontés soient clairement exprimées et respectées.**

Lorsque le MEF émet un certificat d'autorisation qui prévoit la modification de conditions, il doit s'assurer que le texte du certificat permette, contrairement à la situation qui prévaut à Hydro-Windsor, suite à une telle modification, d'établir de nouvelles exigences, même si parfois elles puissent être plus sévères. Bien sûr, le promoteur pourrait y percevoir un risque économique supplémentaire. Cependant, cela serait vraisemblablement limité aux cas où les connaissances du MEF sont insuffisantes pour lui permettre de se prononcer de façon définitive et finale. De plus, la balance des inconvénients penche clairement en faveur de la protection du milieu.

La Commission recommande donc que le MEF :

- **prévoie, dans l'hypothèse où il émettrait un certificat d'autorisation dont certaines conditions pourraient être modifiées ultérieurement, que le certificat puisse imposer, suite à une telle modification, non seulement d'autres conditions mais également des conditions qui pourraient s'avérer plus contraignantes pour le promoteur.**

❑ **Des effets pervers**

La centrale d'Hydro-Windsor fut mise en service le 20 janvier 1996.

La Commission a entendu M. Pierre Leblond, conseiller municipal de la Ville de Windsor, à propos des nombreux problèmes reliés à l'exploitation de cette centrale.

Par exemple, les employés du MEF constataient, le 27 mai 1996, une mortalité massive de poissons dans la rivière Saint-François, immédiatement en aval du barrage : quelques centaines de poissons avaient été pris au piège par le retrait rapide de l'eau. Des photos évocatrices ont d'ailleurs été produites devant la Commission. (P-1056)

De tels événements se sont produits à d'autres occasions, toujours causés par l'opération de la centrale et des vannes gonflables que l'on hausse ou abaisse pour contrôler le débit de l'eau : il en est résulté des variations importantes et rapides du niveau d'eau.

À d'autres moments, des pêcheurs en aval du barrage ont eu à faire face à de soudains retraits de l'eau et ce, si rapidement, que leurs embarcations se sont échouées sur le lit asséché de la rivière. En d'autres occasions, c'est le contraire qui s'est produit : des gens ont été pris au piège, au centre de la rivière, dans un cours d'eau dont le débit augmentait beaucoup trop rapidement. Les pompiers ont même été mandés sur les lieux pour libérer certaines person-

nes en détresse. En d'autres mots, non seulement la rivière est-elle asséchée à l'occasion parce que le débit minimal n'est pas convenable, mais encore les mouvements à la hausse ou à la baisse du niveau d'eau sont excessivement rapides.

L'exploitation de la centrale a causé tellement de problèmes et de soucis à la population que l'on a convoqué une réunion à l'Hôtel de Ville afin de réunir la population, un représentant du promoteur, un représentant de Boralex, qui avait un contrat de gérance de la centrale, et un représentant du MEF. L'on a conclu que le mode d'opération de la centrale devait être modifié, notamment quant à la procédure à suivre pour le rehaussement ou l'abaissement des quatre sections gonflables du barrage. De plus, à l'époque, la centrale était gérée à partir de Kingsey Falls; l'opération de la vanne gonflable était par conséquent commandée à distance, sans que l'opérateur sache, par exemple, si des gens s'y trouvaient en aval et sans être en mesure de réagir en cas de danger pour ces mêmes personnes.

Depuis, le promoteur Hydro-Windsor inc. a modifié les règles, a annulé le contrat avec Boralex et a retenu les services d'un surveillant qui travaille à cinq minutes de la centrale; la sécurité apparaît ainsi accrue, tel que le mentionnait M. Royal Lemieux, promoteur :

« Q Monsieur Lemieux, justement sur ce dernier sujet-là maintenant, Boralex n'agit plus du tout pour vous?
R Non.
Q Quant à la gestion vous avez une personne, disons, locale qui est située donc à cinq minutes, comme vous dites, du barrage, cette personne-là, chez elle, pour exercer un certain contrôle sur le fonctionnement du barrage, a des instruments, c'est-à-dire a accès à des données informatisées?
R Oui.
Q Voilà? Oui. Est-ce qu'en plus, est-ce que dans son programme de surveillance à cette personne-là, dans son programme de surveillance, est-ce que ça comprend une visite journalière, quotidienne sur les lieux du barrage?
R Oui.
Q Pour faire une inspection visuelle?
R Oui.
Q D'accord. Est-ce que ça fait assez longtemps que ça fonctionne cette approche-là pour vous satisfaire que ça fonctionne bien?
R Bien à date là, depuis le premier (1er) août qu'il est en fonction puis disons on est très satisfait, on est très heureux de cette nouvelle décision-là que nous avons prise. Le

barrage est surveillé plus étroitement. ***Il faut comprendre que Boralex en gérait peut-être dix (10) ou quatorze (14), je ne sais plus le nombre en même temps, et un des inconvénients qu'on avait, on n'avait pas de gens de Boralex qui étaient près, ça fait qu'à un moment donné s'il y avait une urgence n'importe, ça prenait des fois des délais de trois quarts d'heure, une heure avant qu'une personne se rende là-bas, ça fait que là on a jugé que c'était plus... c'était important d'avoir quelqu'un près du barrage qui est disponible dans quelques minutes, c'est très important.*** »
(M. Royal Leblanc, transcription de la séance du 2 octobre 1996, p. 174-175)

Outre les situations en aval, de graves problèmes de niveau d'eau sont également survenus en amont du barrage :

« R *[...] Ce qui a été observé par les gens de la place, ça a été des fluctuations vraiment très importantes pendant la période du mois de juillet et août sur le niveau d'eau amont.*

Effectivement, comme monsieur Leblond le disait, les gens bon ils mettent leur ponton ou leurs embarcations et le lendemain ils ne savent pas s'ils doivent le pousser ou le tirer, parce qu'il reste soit pris dans la vase ou bien il flotte là sur leur terrain.

On a transmis ces objectifs d'opération-là au promoteur en disant : écoutez, nous-autres ce qu'on désire, ce que les gens désirent et ce que vous avez déposé aussi comme règle d'opération dans votre projet, c'était d'avoir un niveau d'eau amont qui était relativement stable.

Je ne dis pas des variations de quelques pouces ou peut-être de plus ou moins six pouces (6") là mais des variations de quatre (4'), cinq pieds (5'), ce n'est pas une chose qui avait été identifiée dans le projet.

Alors le promoteur, lors de cette rencontre-là, a dit : « Oui, O.K. effectivement on saisit ce que vous voulez, on va s'assurer ou en tout cas on va faire en sorte que nos équipements on puisse leur donner des commandes pour répondre à cet objectif-là. »
(M. Roger Gagnon, transcription de la séance du 2 octobre 1996, p. 89-90)

La Commission a noté d'autres incidents qui méritent d'être soulignés.

Par exemple, il a fallu que le MEF intervienne pour que le promoteur enlève tout l'amas de pierres laissées après les travaux effectués dans le lit de la rivière en aval du barrage. (P-1045) La présence de ces matériaux pourrait, d'ailleurs, être partiellement responsable de la mortalité de poissons.

Par ailleurs, la sécurité des lieux est loin d'être établie notamment à cause de la facilité avec laquelle on peut accéder aux ouvrages qui sont situés tout près de zones résidentielles.

Le 18 juin 1996, le Conseil régional de la faune, de l'Estrie, émettait un rapport qui recevait l'assentiment de toutes les personnes intéressées, afin de préserver la faune aquatique : *« l'eau doit passer par-dessus la crête du barrage 24/24 heures sur toute sa longueur du 15 avril au 15 juin. »* (P-1047) L'on sait que telle n'est pas l'obligation du promoteur. Le MEF aurait dû demander l'avis de cet organisme avant d'émettre le certificat d'autorisation. Il est malheureusement bien tard pour faire de telles observations. Il est également un peu tard pour tenter de clarifier, comme l'a suggéré le directeur régional du MEF, la clause du certificat d'autorisation relative au débit réservé ou au débit minimal : cela aurait dû être fait avant l'émission dudit certificat et démontre que le niveau de connaissance du MEF souffre de sérieuses carences dans le domaine du débit réservé.

Enfin, tel qu'il a été mentionné précédemment, le MENVIQ et le MLCP, de même que plus récemment le MEF, avaient et ont encore l'habitude d'émettre leurs certificats d'autorisation en se référant à une quantité considérable de documents, d'analyses et de conventions, sans toutefois les annexer au certificat. La Commission comprend qu'il y a une raison pratique pour agir ainsi. Par contre, l'une des conséquences de cette pratique est que les citoyens ne sont pas en mesure de connaître les conditions imposées au promoteur. Cette connaissance est pourtant un droit, et le MEF doit agir en conséquence, d'autant qu'il demande parfois la collaboration des citoyens pour surveiller le respect de ces conditions.

Revenons au témoignage de M. Pierre Leblond à ce sujet :

« Q *Monsieur Leblond, je vous pose ıe question vous pouvez demeurer à votre table, mı comme conseiller municipal, est-ce que vous saviez e ne dis p s que vous n'auriez pas pu le savoir - mais* ***est-ce qı vous aviez quelles étaient les conditions d'opération applicables*** *ici, par exemple que du quinze (15) avril au trente et un (31) mai le ministère pouvait exiger un débit par la crête déversante de vingt mètres ubes/ seconde (20 m³/s) et pour des périodes de dix (heures ; connaissiez-vous toutes ces conditions?*

R ***On n'avait pas le moyen à ce moment-là mais aujourd'hui j'ai plus d'informations,*** *et c'est pour ça qu'on avait fait une réunion justement en mettant toutes les parties en cause, les réunissant pour savoir parce que là on avait décidé un mois avant justement d'organiser une rencontre entre ces gens-là pour justement commencer à en discuter parce qu'il y avait des craintes dans la population mais les craintes étaient plus au niveau du barrage, mais il n'était pas arrivé rien à ce moment-là, sauf que là ça s'est mis à tomber, les médias ces choses-là, pour les poissons, toute, ça fait que là on a vu que... on s'est comme tapé un peu dans le dos d'avoir réagi aussi vite que ça, d'avoir fait une rencontre comme ça, sauf que le mal était fait mettons.*

Mais ça me soulève des craintes, j'ai aimé vos dernières questions là de tout ça mais ça me soulève des craintes face au barrage qui s'en vient, je dois vous l'avouer là. J'espère qu'il va y avoir un suivi. »
(M. Pierre Leblond, transcription de la séance du 10 octobre 1996, p. 158-159)

La Commission est bien consciente qu'il peut être difficile d'annexer au certificat d'autorisation toutes les expertises pertinentes; par contre, une information minimale apparaît essentielle pour que les citoyens soient renseignés et puissent voir au respect de leurs droits. Il faut donc rechercher un juste équilibre.

La Commission recommande que le MEF :

- **inclue, dans le certificat d'autorisation, les conditions ou les principales conditions imposées au producteur ou, lorsque cela ne peut être fait, annexe au certificat, pour le bénéfice des citoyens, un sommaire significatif des conditions imposées au producteur.**

7.1.7 SAINTE-BRIGITTE-DES-SAULTS

Un attrait touristique en péril et une gestion déficiente

Le barrage et surtout la chute constituaient, selon M. Jean-Guy Hébert, maire de Sainte-Brigitte-des-Saults, un attrait touristique majeur pour cette petite municipalité.

La petite centrale devait par ailleurs, selon les représentations du promoteur Hydro P-1 inc., alors représenté, notamment, par M. Jean Roch, assurer des retombées économiques intéressantes pour la municipalité, régler certains problèmes d'accumulation de glace grâce à l'utilisation d'une vanne ou d'une membrane gonflable, créer des emplois et permettre l'écoulement permanent, à tout le moins durant l'été, d'un débit d'eau respectable au-dessus de la crête du barrage.

Or, à peu près rien de ce qui a été annoncé ne s'est réalisé :

« R *Alors j'ai pas besoin de vous dire, sans aller très loin - puis je vais l'expliquer un peu plus tard -* ***que c'est à peu près tout l'inverse qui s'est passé à Sainte-Brigitte.***

Ça a été, pour le conseil municipal un petit calvaire, ça été pour les gens qui n'avaient jamais eu d'inondation en ont eu

deux fois par année depuis que c'est érigé. On n'a plus d'eau dans nos chutes.

On a, comme conséquence directe, cette nouvelle technologie que Hydro HP-1 - ou je sais pas qui a été les concepteurs du projet exactement, mais en tout cas - cette façon, ce dévaloir, je ne sais pas comment appeler ça là, cette eau dirigée dans un endroit a fait en sorte d'assécher, même la pente inverse là, l'eau semble vouloir se diriger dans ce couloir du déversoir des eaux fait qui a créé un assèchement pas juste des chutes mais aussi des puits artésiens des voisins environnants.

Je n'ai pas besoin aussi de vous dire qu'il n'y a pas eu de création d'emploi. Chez nous c'est un ordinateur donc il y a une personne qui est monsieur Turcotte, qui s'occupe de trois autres centrales.

Or, depuis cette année, bien si vous permettez je vais me reprendre. Au début du projet, il y avait deux personnes parce que c'était en rodage, mais à la minute que le rodage se perfectionnait et bien c'est tombé à un puis maintenant, le même monsieur s'occupe de trois autres projets et on ne peut même plus le contacter parce que d'ailleurs on ne peut plus contacter personne de toutes façons. »
(M. Jean-Guy Hébert, transcription de la séance du 23 avril 1996, p. 18-20)

❑ **La question du débit réservé**

Quant au débit réservé, le certificat d'autorisation émis le 12 août 1992 spécifie que le promoteur devra laisser passer sur la dernière section de la crête du barrage (rive gauche), du mois d'avril au mois de septembre inclusivement, un débit constant minimal de 1 m^3/s. (P-365)

Une telle exigence est conforme à la recommandation émise en juin 1992 par le promoteur dans le cadre de sa demande de certificat d'autorisation :

« Il demeure que certains citoyens ne seront peut-être pas ravis de voir le panorama ainsi modifié. En fait, l'impact visuel le plus significatif repose sur le changement de la répartition du débit entre la rive droite et la rive gauche. Actuellement, la majorité de l'eau passe par l'échancrure laissée par l'ancien barrage (rive gauche). ***Lorsque le nouvel ouvrage sera en opération, il passera par le canal de fuite (rive droite), laissant nue une portion de la rive gauche pendant une bonne partie de l'année.***
[...]
La principale recommandation devant être formulée va à l'effet de laisser, en période d'exploitation estivale, ***une fine lame d'eau se déverser par la dernière section de crête (rive gauche).***
[...]
Par le fait même, cette pratique permettrait également d'améliorer le panorama offert aux riverains. » (P-356, p. 34, 38)

Ainsi, durant une bonne partie de l'année, une portion de la rive gauche serait à nue, puisque la majorité du débit passerait par la centrale en rive droite, de l'autre côté d'une petite île; pour pallier cette situation, le promoteur a suggéré de laisser passer *« une fine lame d'eau »* et le sous-ministre de l'Environnement a entériné cette suggestion en exigeant le respect d'un débit réservé de 1 m^3/s.

Comme le canal d'amenée est situé en rive droite, de l'autre côté de la petite île, les riverains de la rive gauche de même que ceux venus admirer la chute ne verront que la partie court-circuitée de la rivière et son débit réservé de 1 m^3/s. Or, la chute est, à cet endroit, d'une largeur de plus de 100 m. C'est donc dire que durant une bonne partie de l'année, même si le promoteur respecte les exigences du MENVIQ, les citoyens devront se satisfaire d'un débit de 1 m^3/s sur une largeur de plus de 100 m. Voilà ce qui s'appelle en effet une *« fine »* lame d'eau.

Voici le tableau de la description du débit moyen mensuel de la rivière Nicolet, de 1966 à 1988 :

Mois	Débit (m^3/s)
Janvier	12,8
Février	15,0
Mars	43,9
Avril	86,8
Mai	34,1
Juin	16,2
Juillet	10,8
Août	16,3
Septembre	16,8
Octobre	23,3
Novembre	30,1
Décembre	27,4

Or, la petite centrale a la capacité de turbiner un débit d'eau d'un volume pouvant aller jusqu'à 50 m^3/s. Par conséquent, en terme de débit moyen, la petite centrale de Sainte-Brigitte-des-Saults est susceptible de turbiner, sauf en avril, tout le débit de la rivière. L'exigence de respecter un débit réservé devenait donc extrêmement importante pour protéger tant le milieu aquatique que l'apparence des lieux.

L'on a constaté rapidement l'insuffisance, en l'espèce, d'un débit réservé de 1 m^3/s : le changement fut d'ailleurs dramatique par rapport à ce qui existait avant la remise en opération de la centrale. De plus, selon le texte même du certificat d'autorisation, qui ne prévoit aucun débit réservé d'octobre à mars inclusivement, il est possible, que pas une seule goutte d'eau ne passe au-dessus du barrage puisque la centrale est alors en mesure de turbiner tout le débit de la rivière.

Ceci démontre, encore une fois, que le MENVIQ n'était ni apte ni préparé, à l'époque, à faire face à ses obligations.

❑ **Une gestion déficiente**

Le promoteur n'a pas non plus opéré convenablement sa centrale, contrairement à ses engagements. Ainsi, M. Jacques-Laurent Lampron a décrit les importantes inondations auxquelles il a dû faire face à chaque année : janvier 1994, avril 1994, janvier 1995, mars 1995. Or, sa maison, qui fut elle-même inondée, est située à 50 m de la rivière, à 3 km en amont de la centrale et à une élévation de 3 ou 4 m supérieure à la crête du barrage, selon que la membrane qui chevauche la crête soit gonflée ou non. Il y a, à 1,2 km en amont du barrage, donc en aval de la résidence de M. Lampron, un écran rocheux appelé *Rapides Rouges* dans le lit de la rivière : ce serait l'endroit où se serait formé l'embâcle des glaces lors des inondations importantes.

Les impacts de cette centrale sur la formation d'embâcles et sur les inondations en amont sont donc considérables. Selon M. Lampron, au moins une douzaine d'autres résidences ont ainsi été inondées et ont subi de lourds dommages; ajoutons qu'il demeure à cet endroit depuis plusieurs années et a affirmé que des inondations d'une telle ampleur ne s'étaient jamais produites auparavant. Bien que la Direction régionale du MEF affirme, suite aux mesures d'élévation du niveau d'eau maximal atteint à la centrale et à la propriété de M. Lampron lors d'une inondation importante, que la cause réelle de la formation d'un embâcle n'a pu être identifiée, (P-359) il appert que l'avènement des problèmes est relié à la présence et l'opération de la centrale et de son barrage.

Il n'est par ailleurs pas surprenant que de graves problèmes d'opération aient été constatés : M. Claude Turcotte, l'opérateur, n'a reçu ni directive ni formation préalable de la part de Hydro P-1 inc. :

« Q Et à quelle date vous avez été engagé par cette compagnie-là?
R *A peu près au mois de novembre mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993).*
Q *Quelle est ou quelle était votre formation avant d'être engagé par la compagnie Hydro P-1, quel était votre emploi ou votre métier?*
R *Comme métier avant j'avais une entreprise en déménagement de bâtiment.*

Q *Donc, vous n'aviez jamais eu à vous occuper de centrale de près ou de loin?*

R *Non.*

Q *Est-ce que vous êtes toujours à l'emploi de?*

R *Actuellement je suis à l'emploi de Boralex.*

Q *Et vous opérez toujours la centrale?*

R *Oui.*

Q ***Pouvez-vous nous indiquer, Monsieur Turcotte, quelle est la formation ou si vous avez reçu une formation de la part de la compagnie Hydro P-1 avant de commencer à agir comme opérateur de la centrale?***

R ***Non.*** *La seule formation que j'ai eue, c'était avec les ingénieurs, le personnel qui ont monté la centrale, la turbinerie, toutes les personnes mettons qui avaient des... comme des systèmes à l'intérieur, de filtration d'eau ainsi de suite, système hydraulique tout ce qui s'en suit.*

[...]

Q *Jean Roch. Est-ce que lui était impliqué dans l'opération de la centrale comme telle?*

R *C'était [illegible] mon supérieur, mais disons que je ne le voyais pas souvent.*

Q ***Quand vous avez commencé à travailler comme opérateur, Monsieur Turcotte, est-ce qu'on vous a remis Jean Roch ou une autre personne, est-ce qu'on vous a remis des consignes d'exploitation ou des directives sur la manière d'opérer la centrale?***

R ***Non.***

Q ***Aucune directive?***

R ***Non.*** *»*

Q *Et qu'est-ce qu'il vous a indiqué exactement?*

R ***Bien il fallait laisser passer un minimum d'un mètre cube par dessus le barrage.***

Q ***Est-ce que vous avez un moyen de vous assurer que ce débit-là est respecté?***

R ***Très difficile.***

Q ***Et comment au plan pratique vous vous assurez de respecter ce débit-là?***

R ***C'est très difficile.*** *C'est parce ce qu'est-ce qui arrive c'est que les ballons gonflables à un moment donné la pression diminue à l'intérieur, ce qui fait qu'il passe une plus grande quantité d'eau. Et là il faut resouffler l'ensemble, là à un moment donné il en passe plus ou il en passe très peu, ça joue continuellement, c'est très difficile à contrôler. C'est pour ça que la passe migratoire qu'on parlait c'était normalement dans la passe migratoire qu'il passait le débit réservé.*

Q ***Donc vous indiquez que vous n'aviez donc reçu aucune consigne écrite sur la manière d'opérer la centrale?***

R ***Non.*** *»*

(M. Claude Turcotte, transcription de la séance du 30 avril 1996, p. 83-84, 89-92)

Ainsi, non seulement l'opérateur n'a-t-il reçu aucune consigne de la part du promoteur initial, mais en plus, il apparaît très difficile d'assurer le respect du débit réservé exigé par le certificat d'autorisation.

Il semble même que les *« consignes d'exploitation »* auxquelles réfère M. Jean Roch dans une lettre du 24 février 1995 adressée à la municipalité n'ont jamais existé; elles n'ont, à tout le moins, jamais été transmises à M. Turcotte.

Depuis que Boralex assume la gestion de la centrale, suite à la faillite de Hydro P-1 inc., M. Turcotte a reçu une formation plus approfondie, et en plus de la centrale de Sainte-Brigitte, a vu à la gestion de deux autres, à Windsor et à East-Angus, en collaboration avec un autre opérateur.

Par ailleurs, la Municipalité a tenté, à maintes reprises, et cela sans succès, de communiquer avec le gestionnaire de la centrale.

Lors de l'inondation d'avril 1994, M. Hébert a dû faire appel à la Sécurité publique. Il appert en effet que les inondations, en amont, constituaient un réel danger pour la population et les immeubles affectés. Or, l'article 28b) du contrat intervenu entre Hydro-Québec et Hydro P-1 inc. (P-371) prévoit spécifiquement qu'Hydro-Québec peut refuser de prendre livraison de l'électricité sans en payer le prix si le producteur contrevient à une exigence de sécurité publique.

En janvier 1995, devant les risques graves d'inondation, une représentante de la municipalité communiqua avec M. Turcotte pour lui demander d'abaisser la vanne gonflable. Celui-ci l'avisa que cela était hors de question puisque la centrale devait produire de l'électricité et qu'une baisse du niveau de l'eau se traduirait par des pertes considérables pour le promoteur. Ce qui était prévisible se produisit : une nouvelle inondation eut lieu. M. Hébert se rendit à la centrale et ordonna à M. Turcotte d'abaisser la vanne. Celui-ci s'exécuta, et le niveau d'eau revint à la normale en quinze minutes. Par ce fait, l'on voit qu'une gestion rationnelle et professionnelle de la centrale est essentielle à la sécurité des citoyens et de leurs biens.

Le 12 octobre 1995, le MEF informait la municipalité que la source des embâcles n'avait pu être identifiée. (P-360) Pourtant la preuve entendue par la Commission est explicite : avant la réfection et l'exploitation de la centrale, aucune inondation de l'ampleur décrite ne s'était produite. Par ailleurs, les interventions du maire et des citoyens ont permis de démontrer que l'opération du barrage et de la centrale, et plus particulièrement de la vanne gonflable, a un impact direct sur la formation et le désengagement d'embâcles et, par conséquent, sur les inondations. Depuis janvier 1996, l'une des vannes gonflables est défectueuse et est constamment abaissée. L'eau s'y écoule sans obstacle et l'inondation de 1996 fut beaucoup moins importante; cela est significatif.

Ajoutons que le rehaussement du plan d'eau en amont a un impact direct sur l'épaisseur de la glace et par conséquent, sur la formation d'embâcles.

Il est inacceptable, dans ces circonstances, que le MEF, qui a autorisé le projet, suggère maintenant à la petite Municipalité de voir à faire réaliser à ses frais une étude hydraulique pour identifier les origines de l'embâcle et les moyens pour résoudre le problème. (P-359 et P-360)

Hydro P-1 inc. n'a pas non plus respecté bon nombre des exigences du certificat d'autorisation. Ainsi, une passe migratoire n'est pas encore installée et un batardeau a été construit illégalement.

Quant à la passe migratoire, ayant reçu une plainte à cet effet, le MEF a bien tenté d'en exiger l'installation par le promoteur. Cependant, vu la faillite de celui-ci et la difficulté d'identifier un interlocuteur valable, le Ministère n'a pu obtenir satisfaction.

Par ailleurs, la construction du batardeau n'est pas un geste que l'on doive considérer comme banal.

D'abord, ce geste illégal a eu des impacts sévères sur l'environnement, ce qui a amené le MEF à entreprendre des poursuites pénales; le promoteur s'est avoué coupable et a payé une amende de 18 000 $ en décembre 1993.

Ensuite, cela a permis de démontrer que le projet aurait dû être soumis à l'application de l'article 31.1 de la *L.Q.E.*

En effet, la preuve démontre que la construction d'un tel batardeau était essentielle aux travaux de réfection et prévisible dès l'émission du certificat d'autorisation; il fallait donc le considérer dans l'évaluation du dossier.

Selon les documents fournis par le promoteur, les travaux qu'il entendait réaliser à l'intérieur de la limite des hautes eaux printanières devaient mesurer, sans le batardeau dont la construction n'était pas annoncée, 290 m linéaires, donc en deçà de la limite des 300 m au delà de laquelle le projet devient soumis aux dispositions de l'article 31.1 de la *L.Q.E.* et ainsi, possiblement soumis à une audience publique.

Par ailleurs, M. Denis Tessier, du MEF, a déclaré devant la Commission que l'ensemble des travaux, y compris le batardeau, dépassait amplement les 300 m linéaires :

« Q *Quelle était la longueur du batardeau, monsieur Tessier?*
R *La longueur du batardeau, selon nos arpenteurs, là, était tout près de trois cents (300) mètres de long.*
Q ***Et si le promoteur avait indiqué dans son étude qu'il envisageait de construire un batardeau de près de trois cents (300) mètres, est-ce que, selon vous, le projet aurait dû être soumis au processus d'examen des impacts?***
R ***Bien oui, parce que déjà avec les dimensions puis la longueur que je vous ai donnée tantôt, il aurait été assujetti à l'article 31.1 de la Loi. »***
(M. Denis Tessier, transcription de la séance du 1er mai 1996, p. 144-145)

Dès le 26 novembre 1992, le MENVIQ savait que le batardeau construit en septembre 1992, était d'une longueur de plus de 300 m. (P-411) Pourtant, ce n'est que le 8 janvier 1993 que le Ministère ordonnait au promoteur de cesser ses travaux. (P-413)

Malheureusement le mal était fait et le MENVIQ s'est limité à exiger des mesures d'atténuation des impacts :

« R *Bon bien, on était au mois de janvier et puis on savait que la crue printanière s'en venait. Déjà le promoteur avait perdu deux fois son batardeau, si on le laissait là à nouveau puis on dit : « On arrête les travaux » puis là on repart le processus peut-être d'évaluation environnementale et d'étude d'impact et puis tout le tralala, à ce moment-là on l'aurait perdu une troisième fois le batardeau là.*
Q ***Vous lui avez donné, qui a donné l'autorisation de recommencer les travaux finalement?***

R *C'est la Direction du domaine hydrique.*
Q *Sur recommandation de votre part?*
R *Bien c'est-à-dire c'est suite à des discussions avec mes supérieurs.*
Q *Et avec les promoteurs?*
R *Oui, il y a eu une réunion de chantier suite à l'arrêt des travaux là, on a rencontré le promoteur puis on lui a demandé certains documents, entre autr[e] d'évaluer un peu les impacts de son intervention puis ses [re]commandations et puis de nous transmettre copie d'échéan[ce] là. »*
(M. Denis Tessier, transcription de la séa[nce] du 1er mai 1996, p. 195)

Bien entendu, il pouvait être dangereux d'agir autrement; par ailleurs, le promoteur avait réussi, grâce à l'inaptitude du MENVIQ et à l'absence de surveillance adéquate en cours de travaux, à ne pas être assujetti à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement.

Ajoutons que le certificat d'autorisation prévoyait spécifiquement que le promoteur se portait garant de tous les dommages et réclamations pouvant résulter de la construction et du maintien de l'ouvrage. Hydro P-1 inc. ayant fait faillite, il devint difficile de faire respecter cet engagement; il sera donc nécessaire à l'avenir d'envisager une garantie financière adéquate pour mieux assusrer la protection de la population et du milieu.

L'incompétence du promoteur et les risques qu'il a fait courir à la population, à Sainte-Brigitte-des-Saults comme à Winneway dont il sera question ultérieurement, sont des indices qui doivent attirer notre attention et inciter les organismes impliqués à modifier leur approche. Il est, par exemple, inacceptable que des personnes puissent s'improviser producteurs d'électricité, avec les risques associés, sans avoir d'expérience en la matière et sans que leur compétence soit évaluée. La preuve a démontré que des producteurs ont géré leurs centrales de manière dangereuse pour la population et il y a lieu de réagir.

De même, il n'est pas suffisant de laisser le soin uniquement aux institutions financières de vérifier la capacité financière du promoteur de réaliser son projet, d'exploiter la centrale par la suite et de dédommager ceux qui pourraient subir des pertes dues à l'exploitation de l'ouvrage. Les institutions financières verront, bien sûr, à se protéger grâce à une garantie hypothécaire, comme

à Sainte-Brigitte-des-Saults, mais cela n'assure en rien la protection du public et du milieu.

En conséquence, la Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **vérifie et évalue, avant de signer un contrat, la compétence du promoteur et de ses consultants;**
- **vérifie et évalue les garanties financières du promoteur lui permettant de développer et d'exploiter sa centrale dans le respect des lois, des règlements et du droit du public à la sécurité de sa personne et de ses biens;**
- **vérifie l'exploitation des petites centrales et refuse de prendre livraison de l'électricité lorsque la sécurité du public ou de ses biens est en cause.**

La Commission recommande que le MEF :

- **établisse, en collaboration avec l'APPHQ, des normes quant à la formation du personnel opérant de petites centrales hydroélectriques;**
- **vérifie et évalue, avant d'émettre un certificat d'autorisation, le cours de formation que le promoteur dispense ou dispensera à ses employés;**
- **s'assure qu'une formation adéquate est ou a été dispensée aux employés du promoteur;**
- **exige du promoteur une garantie financière ou un contrat d'assurance permettant au public d'être dédommagé adéquatement, le cas échéant;**
- **prête assistance aux municipalités qui subissent des dommages causés par l'exploitation d'une petite centrale.**

7.1.8 WINNEWAY (BELLETERRE)

Une indécision qui frôle l'incohérence; la place et le rôle des collectivités locales

Cette centrale et les ouvrages afférents ont été construits par la compagnie Belleterre Quebec Mines Ltd vers la fin des années 1930 et au cours des années 1940. Le gouvernement a, par la suite, consenti à la compagnie des baux de location sur les forces hydrauliques de la rivière Winneway ainsi que sur les droits nécessaires au maintien et à l'exploitation de barrages d'emmagasinage sur le bassin de la rivière, à la sortie de plusieurs lacs.

Le 2 juillet 1963, ces baux furent transférés, par arrêté en conseil, à la compagnie Lorraine Mining Co. Ltd.

Cette dernière cessa par la suite ses activités minières mais continua l'exploitation des forces hydrauliques de la rivière au nom de la ville de Belleterre et de la compagnie Canada Veneers Ltd.

Au début des années 1970, la compagnie Lorraine Mining songeait à démanteler ses installations électriques; la ville de Belleterre, notamment, aurait pu alors être privée de sa seule source d'approvisionnement en énergie électrique, puisqu'elle n'était pas reliée au réseau d'Hydro-Québec. Par conséquent, la compagnie céda à la Ville ses installations le 30 avril 1974 pour une somme de 1 $ et le gouvernement consentit, par décret du 11 septembre 1974, à transférer les baux à la ville de Belleterre. (P-568) La Ville devait, en vertu de ce décret et jusqu'à l'échéance des baux, le 30 juin 1978, procéder à la constitution d'un fonds de réserve d'au moins 50 000 $ pour prévoir le rattachement éventuel de son réseau de transport et de distribution à celui d'Hydro-Québec.

À cause de la situation économique difficile à Belleterre, celle-ci ne remplit pas cette obligation.

Comme il s'agissait de baux emphytéotiques, tous les immeubles, ouvrages ou terrains devaient retourner au gouvernement à l'expiration des baux[76].

---

76. *Loi autorisant la concession de certaines forces hydrauliques à Belleterre Quebec Mines Ltd,* Statuts du Québec, 11 Geo. VI, chapitre 40 et P-587

Le 30 juin 1978, les baux vinrent à échéance et ne furent pas renouvelés; la Ville poursuivit néanmoins l'entretien et l'exploitation des ouvrages et le versement annuel des redevances exigibles et ce, en accord avec le gouvernement.

Il convient de mentionner qu'une communauté Algonquine s'était installée, vers 1950, à quelque 500 m de la centrale. Il faut savoir que les Algonquins occupent le territoire de Longue Pointe depuis fort longtemps, bien avant l'arrivée des compagnies minières, et qu'ils furent déplacés à au moins deux occasions, d'abord vers 1910, à cause du rehaussement du niveau des eaux causé par l'opération d'un barrage à Angliers et vers 1950, suite à la participation de membres de cette communauté à la construction de la centrale de Winneway et des ouvrages afférents, lorsqu'ils s'établirent finalement à proximité de la centrale.

Connu sous le nom de Première Nation de Longue Pointe, cette communauté est située beaucoup plus près de la centrale que la ville de Belleterre qui en est éloignée de quelque 33 km.

Signalons que les Algonquins n'ont jamais été consultés sur les diverses cessions et locations entérinées par le gouvernement.

À la fin des années 1980, la Ville constata que les ouvrages devaient être rénovés à un coût qu'elle ne pouvait assumer.

❑ **La Ville de Belleterre veut vendre la centrale**

À compter de 1988, suite à l'adoption de la politique d'achat d'Hydro-Québec, des investisseurs manifestèrent leur intérêt pour acheter la centrale, de sorte que la Ville voulut régulariser sa situation le 27 septembre 1988 en demandant au gouvernement de lui consentir de nouveaux baux :

« M. François Gendron
Sous-Ministre associé à l'Énergie
[...]
Vous savez sans doute que ces trois baux sont devenus à échéance le 30 juin 1978, par conséquent le conseil de la ville de Belleterre demande votre approbation pour de nouveaux baux, nécessaire au fonctionnement de la centrale de Winneway et l'autorisation de les transferrés (sic) à un tiers parti.
Paul Larivière, maire » (P-564)

La Ville envisageait de céder les installations puisqu'elle savait déjà ne plus en avoir un besoin pressant prévoyant son raccordement prochain au réseau d'Hydro-Québec.

Le 4 mai 1988, un groupe d'investisseurs d'Amos se manifestait; (P-559) quelques jours plus tard, le 17 mai, la compagnie Développements Hydroméga inc., représentée par M. Jean Roch, déposait une offre d'achat. (P-560)

La Ville négociait, à la même époque, avec Hydro-Québec et ne pouvait donc procéder immédiatement à la vente. L'offre d'Hydroméga ne mena donc pas à une entente.

Le 19 décembre 1988, la Ville adoptait une résolution prévoyant une procédure d'appel d'offres pour la vente de la centrale. (P-697)

À ce moment, la Ville ne s'était pas encore vu consentir par le gouvernement les baux nécessaires; cela ne fut réalisé que beaucoup plus tard, soit le 13 février 1991 et, pendant tout ce temps, le gouvernement demeurait le seul propriétaire des immeubles. (P-587)

Ce n'est donc pas sans raison que le maire de Belleterre demandait, dans sa lettre du 27 septembre 1988, l'approbation de *nouveaux baux* et que le gouvernement mentionnait, dans son décret du 13 février 1991, *« remettre à la Ville de Belleterre les immeubles érigés par la compagnie Belleterre Québec Mines Limited sur les terrains antérieurement loués au même prix qu'elle les a antérieurement acquis, soit un dollar (1,00 $); »* et *« accorder à la Ville de Belleterre un bail unique comportant les mêmes droits et terrains consentis dans les baux antérieurs. »* (P-587)

Il s'agissait donc de nouveaux baux et d'une cession, et non de renouvellement de baux.

Pourtant, le 3 mars 1989, M[me] Michèle Laberge du MER informait M. Jean-Claude Richard, d'Hydro-Québec, que la Ville de Belleterre avait demandé *« le renouvellement des trois baux »* et s'enquérait de l'intérêt d'Hydro-Québec pour la centrale. (P-653)

M[me] Laberge a expliqué devant la Commission que le Ministère était d'avis que, dans les faits, l'on pouvait considérer que la Ville était demeurée bénéficiaire des baux, puisqu'elle avait assumé

l'exploitation et l'entretien des ouvrages et avait payé les redevances au gouvernement qui, lui-même, les avait exigées et perçues :

« Q Est-ce qu'à ce moment-là au ministère vous avez examiné la possibilité de ne pas renouveler les baux à la Ville?

R Bien, non. Je comprends mal votre question peut-être. Je veux dire, la lettre d'intention avait été produite en quatre-vingt-neuf (89). Et les faits qui justifiaient qu'on renouvelle les baux de la Ville en quatre-vingt-neuf (89), étaient toujours les mêmes, étaient toujours aussi valables.

Peut-être que je n'ai pas été assez explicite tout à l'heure quand j'en ai parlé, mais le fait est que, ***même si les baux étaient échus depuis soixante-dix-huit (78), la Ville avait poursuivi l'entretien, l'aménagement, l'exploitation de la centrale et avait payé pendant toute la période les redevances contractuelles comme si elle avait un bail, c'est-à-dire au taux de location prévu dans les baux antérieurs. Et à chaque année, quand on facturait, parce que le ministère envoyait ses factures pour la production à la Ville, on précisait qu'il y aurait des ajustements dans les baux à venir. Or, depuis soixante-dix-huit (78), même si les baux étaient échus, on considérait qu'il y avait une demande pendante de renouvellement. Et il n'était pas... il ne pouvait pas être question à mon avis de refuser à la Ville de Belleterre le renouvellement de ces baux.*** *»*

(M^me^ Michèle Laberge, transcription de la séance du 13 juin 1996, p. 23)

« R On a considéré que la Ville avait droit que les baux qui lui avaient antérieurement été consentis lui soient renouvelés. Parce qu'en soixante-dix-huit (78), à l'échéance des baux, elle en avait fait la demande au gouvernement. Il n'y a pas de suite qui a été donnée. Mais à chaque année, au moment de la facturation, parce qu'étant contractuelle auprès du gouvernement, c'est-à-dire louant la force hydraulique et certains terrains, elle devait payer un loyer pour ça, elle avait des charges à acquitter, on signifiait à la Ville que des ajustements pourraient être apportés lors du renouvellement des baux.

Or, il y a là un engagement du gouvernement, une reconnaissance des droits de la Ville qui, juridiquement, n'avaient pas encore été faits mais qui devaient l'être en toute justice pour la Ville de Belleterre. *Et c'est cette situation-là qu'on considérait, c'est-à-dire celle de la Ville de Belleterre et non pas celle de tout acquéreur éventuel. »*

(M^me^ Michèle Laberge, transcription de la séance du 13 juin 1996, p. 35-36)

Ainsi, le Ministère considérait qu'en toute justice, l'on devait confirmer juridiquement le droit de la Ville aux immeubles et aux baux.

À partir de cette prise de position, comme Hydro-Québec n'était pas intéressée par la centrale, le sous-ministre associé à l'Énergie, M. Gérard Prévost, engageait le Ministère dans la voie tracée par M^me^ Laberge en s'adressant au maire de Belleterre, le 18 juillet 1989 :

« La présente fait suite à votre requête dans laquelle vous nous demandiez la délivrance de trois nouveaux baux [...]

C'est avec plaisir que je vous informe de l'intention du Ministère de l'Énergie et des Ressources, sous réserve de l'approbation du gouvernement, de délivrer à la Ville de Belleterre les trois actes requis et de céder gratuitement à la Ville de Belleterre les immeubles dont le gouvernement est devenu propriétaire à l'échéance des baux emphythéotiques (sic)... » (P-571)

Cette lettre d'intention devenait donc sujette à l'approbation du gouvernement.

Par ailleurs, en vertu de cette lettre, la Ville devait présenter au Ministère un rapport portant sur la sécurité des installations et devait s'assurer que tous les travaux énumérés dans le rapport seraient réalisés, avant que le Ministère n'autorise le transfert des actes à un tiers exploitant.

Le 28 juin 1990, la compagnie Innocan inc., représentée par MM. Gilles Lefrançois et Jean Roch, soumettait une offre d'achat au montant de 1 M$, offre acceptée le même jour par la Ville de Belleterre. (P-574) Pourtant, à cette date, la Ville n'était toujours pas propriétaire de la centrale et la position connue et publique de la Ville était toujours la procédure d'appel d'offres, approuvée le 19 décembre 1988. La Ville n'avait cependant pas encore lancé un appel d'offres.

Le maire et les conseillers ne purent vraisemblablement résister à une offre aussi alléchante. Toutefois, d'autres groupes auraient pu être intéressés à soumettre une proposition, s'il y avait eu appel d'offres.

❑ **Les autochtones se montrent intéressés**

Le Conseil de Bande de Longue Pointe adoptait une résolution le 12 juillet 1990 et confirmait par écrit son intérêt pour le site, le 18 juillet. (P-578)

Cependant, le 16 juillet, un avis de motion relatif au règlement n° 70 était donné et le Conseil de ville adoptait le lendemain, 17 juillet, le règlement autorisant la vente de la centrale à la compagnie Innocan. Le même jour, le Conseil de ville émettait un avis public fixant au 2 août 1990 la date limite où les personnes habiles à voter pourraient demander la tenue d'un scrutin référendaire. (P-577)

Le 2 août, le règlement n° 70 fut réputé approuvé. Ainsi, la Ville autorisait la vente d'actifs qui ne lui appartenaient toujours pas.

Ce n'est que le 20 août 1990 que la Ville de Belleterre informait le Conseil de Bande de Longue Pointe qu'il était regrettable que son offre du 18 juillet ait été déposée après l'acceptation par le Conseil de l'offre d'Innocan inc. La Ville se considérait liée par l'offre acceptée du promoteur et ne pouvait donc entreprendre des négociations avec le Conseil de Bande qui était libre, toutefois, de s'adresser à Innocan inc. (P-580)

Le 19 septembre 1990, le Conseil de Bande réitérait sa demande, rappelant que le site faisait partie des revendications territoriales de la Bande et que celle-ci était fort désireuse de participer au développement économique de la région. (P-581)

Le 26 septembre, M. Gérard Prévost informait le Conseil de Bande que le MER ne pouvait intervenir auprès de la Ville qui était liée par son accord avec Innocan inc. (P-631)

À la fin de septembre ou au début d'octobre 1990, le bureau du sous-ministre de l'Énergie et des Ressources demandait à M^me^ Laberge de préparer la documentation pertinente pour accélérer les procédures dans ce dossier; l'auteur du mémo, M. Louis Gilles Picard, ajoutait que *« Tant que l'on aura pas défini notre position avec le ministre, il y a lieu de reporter toute*

communication avec la Bande de Longue Pointe. » (P-810) Ainsi, les hautes autorités du Ministère en étaient encore à définir leur prise de position alors qu'il était déjà établi que les communications avec le Conseil de Bande seraient suspendues.

Ce mémo interne démontre bien l'absence de politique ou de position gouvernementale sur la question.

Le 26 novembre 1990, M^me^ Lise Bacon, à titre de ministre de l'Énergie et des Ressources, réaffirmait la position déjà prise par M. Prévost. (P-633)

Au cours des mois suivants, toujours dans l'attente d'une décision gouvernementale, la Ville de Belleterre reportait les échéances de l'offre d'achat d'Innergex inc., qui s'était vue entre-temps cé[illegible] les droits d'Innocan inc. (P-584, P-586, P-588, P-590) L[illegible]éance fi[illegible]nalement fixée au 1^er^ août 1991.

Le décret du 13 février 1991 permit finalement au ministre de l'Énergie et de[illegible] Ressources de céder les immeubles et les baux à la Ville de Belleterre. Le décret précisait, en son préambule :

« Attendu qu'il y a lieu de régulariser la situation juridique de la Ville de Belleterre et de lui remettre la propriété des ouvrages qu'elle entretient et exploite. »

Or, la Ville, bien qu'elle continua d'entretenir les ouvrages, n'exploitait plus la centrale depuis le mois d'octobre 1990. (P-585)

Le décret stipulait que les travaux nécessaires énumérés dans le rapport du groupe LNR de février 1990 devaient être effectués au plus tard le 1^er^ novembre 1991.

Dans le cadre de la cession, le BAILLEUR (gouvernement) cédait au PRENEUR (Ville de Belleterre) tou[illegible]es immeubles devenus propriété du domaine public à l'échéance des baux emphytéotiques pour une somme de 1 $; il lui louait également le droit d'utilisation des forces hydrauliques. De plus, les droits cédés ou loués ne pouvaient être transférés à un tiers sans l'autorisation préalable du gouvernement.

L'article 14 du bail causa, par la suite, une certaine confusion puisque l'on indiqua, par erreur, que le *« BAILLEUR devra conserver et maintenir en bon état toutes constructions, ouvrages [...] et il devra effectuer toutes les réparations nécessaires pour assurer leur fonctionnement normal et satisfaisant pendant toute la durée du présent bail. »*

Il était manifeste qu'il s'agissait là d'une obligation du preneur; d'ailleurs l'esprit et le contexte du bail le démontrent amplement. Les représentants de Belleterre estimaient également qu'il s'agissait d'une obligation de la Ville.

L'on justifiera plus tard l'impossibilité pour le gouvernement de résilier ce bail, malgré la non-exécution de son obligation par la Ville, en rappelant que le document indiquait, par erreur, qu'il s'agissait d'une obligation du gouvernement; selon la Commission, il s'agissait clairement d'une erreur de texte, manifeste à la lecture complète du document, qui ne pouvait être raisonnablement interprétée comme créant des obligations pour le gouvernement et libérant par le fait même la ville de Belleterre.

Le 30 juillet 1991, Innergex inc. retirait son offre vu l'incapacité de la Ville d'obtenir, à ce moment, l'autorisation gouvernementale de transférer ses titres au promoteur. (P-593)

À la même date, le Conseil de Bande manifestait à nouveau son intérêt pour le site.

Le Conseil de ville de Belleterre adopta le règlement n° 72 le 7 août 1991 l'autorisant à vendre la centrale sans préciser l'acheteur éventuel, et annulant le règlement n° 70 daté du 17 juillet 1990, toujours en vigueur jusqu'à ce moment.

Aucune des personnes habiles à voter n'ayant demandé qu'un scrutin référendaire soit tenu, le règlement fut réputé adopté.

- **La Ville lance un appel d'offres**

La Ville lança un appel d'offres dont elle fixa l'échéance au 30 septembre 1991. (P-597)

Une offre d'achat de 50( ) $ fut soumise le 30 septembre par le Conseil de Bande, mais aucun accord n'intervint entre les parties étant donné les exigences de chacune en marge du prix de vente.

Le 7 novembre 1991, la firme Pemik, représentée elle aussi par M. Jean Roch, déposait une offre de 500 000 $. Cinq jours plus tard, soit le 12 novembre, Hydro P-1 inc. succéda à Pemik aux fins de cette offre et la haussa à 515 000 $ plus 2 % des profits bruts; la Ville l'accepta le jour même. (P-606)

Le Conseil de Bande de Longue Pointe ne fut informé de ces nouveaux développements que par le bulletin local publié au cours du même mois. (P-627)

La Ville entreprit à nouveau des démarches pour obtenir l'autorisation gouvernementale d'effectuer le transfert des actifs au promoteur. (P-607 et P-610)

Auront lieu par la suite de nombreuses correspondances où le MER suggérait à Hydro P-1 de s'entendre avec le Conseil de Bande, où le Conseil réaffirmait son intention d'exploiter la centrale et où la Ville manifestait son impatience d'obtenir le transfert autorisé. Pendant ce temps, les fonctionnaires du MER analysaient la situation et le dossier ne progressait que très lentement.

- **La petite centrale et la politique d'octroi**

Puisque les ouvrages, les terrains et les forces hydrauliques étaient entièrement du domaine public depuis que les baux étaient échus, en 1974, une interprétation littérale des règles voulait que la petite centrale de Winneway soit l'objet d'un appel public de propositions en vertu du programme gouvernemental des petites centrales. Par contre, le Ministère s'était engagé dès 1989, avant l'adoption de la politique d'octroi, à céder les immeubles à la Ville. Toutefois le problème demeurait entier puisque la lettre d'intention du sous-ministre était conditionnelle à une autorisation gouvernementale. Le gouvernement avait donc tout le loisir de refuser la cession à la Ville et d'inclure la centrale de Winneway dans un appel public de propositions prévu en juin 1992 n'eut été la position du MER qui considérait que, depuis 1974, les baux avaient fait l'objet d'une reconduction tacite de la part du gouvernement en

faveur de la Ville. Bien des décisions avaient donc été prises avant l'adoption de la politique d'octroi, décisions susceptibles d'exclure la centrale de l'application de cette politique.

Le 12 décembre 1992, M. Robert Gagnon, du MER, soulignait que, à partir de toutes ces considérations, le décret du 13 juillet 1991, qui remettait les installations à la Ville, était une bonne décision puisqu'elle assurait le gouvernement d'un preneur (Innergex), générait des revenus et *« évitait les délais liés au processus de mise en disponibilité du programme des petites centrales hydroélectriques... »* (P-812)

M. Gagnon ajoutait par ailleurs que, puisque la Ville n'avait pas respecté son obligation, en vertu du bail, d'effectuer les travaux de restauration, le MER pouvait entreprendre des procédures de résiliation; le Ministère s'y refusera plus tard considérant, notamment, l'imbroglio créé par l'utilisation du mot « BAILLEUR » au lieu de « PRENEUR » et considérant l'obligation d'accorder un délai de 90 jours avant la résiliation. Cela ferait en sorte que le promoteur aurait amplement le temps de réaliser les travaux, mettant ainsi fin à toute possibilité de résiliation.

Le 13 mars 1992, M. Ronald Gignac, du MER, suggérait que l'on négocie avec la Ville afin de récupérer les ouvrages pour les inclure dans un appel public de propositions; la Ville pourrait être partiellement dédommagée par une exigence au soumissionnaire retenu de verser une somme prédéterminée. (P-813)

❑ **Le MER considère divers scénarios**

Le 24 mars 1992, le sous-ministre associé à l'Énergie, M. Jean Giroux, identifiait trois pistes de solution : une entente entre Hydro P-1 et le Conseil de Bande, le scénario privilégié le transfert du bail à Hydro P-1, et enfin un amendement à la loi pour permettre à la Ville d'opérer la centrale même si elle s'était départie de son réseau de distribution, tout en écartant Hydro P-1. (P-814)

Aucune de ces solutions n'apparaissait entièrement satisfaisante et la position finale du MER fut de respecter l'entente intervenue entre la Ville et Hydro P-1 et d'autoriser le transfert, tout en

favorisant les négociations en vue d'assurer la participation de la Bande de Longue Pointe au projet.

Ces diverses avenues démontrent bien l'imbroglio juridique et politique qui avait émergé de ce dossier, de même que les difficultés du MER à traiter la délicate question de la participation autochtone au développement d'une petite centrale.

❑ **Hydro P-1 fait pression sur le gouvernement**

Constatant les délais indus de l'évolution du dossier, le promoteur Hydro P-1 retint les services de M. André Dubois afin qu'il intervienne auprès du gouvernement.

Alors que la Ville de Belleterre était incapable d'obtenir une réponse finale du Ministère, et que la bande algonquine n'obtenait que peu de réaction des autorités en dépit de nombreux envois postaux, M. Dubois réussit à faire bouger les choses.

Le 30 mars 1992, MM. Peter Kuczer, Jean Roch et André Dubois d'Hydro P-1, de même que M[mes] Nantel et Rochon de la Ville de Belleterre rencontraient M. Clément Patenaude, alors conseiller spécial auprès du premier ministre.

M. Dubois informa M. Patenaude qu'il y avait danger pour la sécurité et même pour la vie de la population installée à proximité de la centrale.

Ce voyant, M. Patenaude communiqua avec les autorités du MER et M[me] Nicole Malo, sous-ministre, ordonna une inspection immédiate des installations. C'est ainsi que dès le 31 mars, trois employés du MER se rendirent à Winneway et inspectèrent les lieux en hélicoptère. (P-667) Il est curieux de constater que tout ce branle-bas était justifié par les risques de décès associés à l'état des ouvrages et que la principale intéressée, la population de Winneway, ne fut pas informée de la situation.

La Commission souligne qu'il est inacceptable que M. Dubois ait eu plus de succès auprès du MER que les représentants légitimes de la Ville de Belleterre ou que ceux de la bande algonquine de Longue Pointe. Il appert que c'est l'absence de politique préalable et de prise de position planifiée, au sein du MER, à l'égard de

la participation des collectivités locales à la production privée d'électricité, qui est la source de l'indécision du Ministère, des retards importants apportés au traitement de ce dossier et de la nécessité d'avoir recours au personnel politique du bureau du premier ministre pour faire avancer le projet.

Essentielle dans les circonstances, l'intervention de M. Patenaude n'aurait pas été nécessaire et des soupçons n'auraient pas surgi à ce sujet si le MER avait eu une position cohérente à l'égard des demandes qui lui avaient été soumises.

Il n'est pas surprenant que la communauté de Winneway se soit sentie exclue injustement du processus : les décisions ne se prenaient pas ou se prenaient sans qu'on la consulte, les promoteurs privés paraissaient être traités différemment, le MER ne répondait pas aux demandes de la municipalité, ne donnait pas signe de vie ou encore se retranchait derrière une politique de non-intervention et enfin, un représentant du promoteur avait réussi à capter l'attention du bureau du premier ministre.

Il est également aisé d'imaginer la surprise des habitants de Belleterre qui tentaient, sans succès depuis plusieurs années, de régler le dossier et qui constataient, qu'en quelques jours, M. Dubois avait réussi cette mission impossible.

Non seulement ce dossier a-t-il été marqué par l'indécision, mais plus encore par le manque de transparence des autorités gouvernementales.

- **Les événements se précipitent**

Les trois fonctionnaires qui s'étaient rendus à Winneway pour inspecter les ouvrages firent rapport le 3 avril 1992; ils indiquaient qu'il n'y avait pas de risque sérieux pour la sécurité du voisinage, mais qu'une surveillance quotidienne, pendant la période de crue imminente, était recommandée. (P-667)

Les événements se précipitèrent et le mois d'avril 1992 fut particulièrement fertile en incidents de toutes sortes.

Le 14 avril, M. André Maltais, du secrétariat aux Affaires autochtones du ministère du Conseil exécutif, s'objectait à ce que l'on adopte

un décret autorisant le transfert des actifs à Hydro P-1 inc. (P-802) Il soulignait notamment l'intérêt des Algonquins pour la centrale, le processus d'offres publique lancé et interrompu par la Ville de Belleterre, le non-respect par la Ville, de certaines de ses obligations, la capacité financière et technique douteuse de Hydro P-1 inc., et la proximité de la Bande de Longue Pointe. (P-802)

Le 15 avril, M^me^ Nicole Malo, sous-ministre au MER, réagissait à l'intervention de M. Maltais en soulignant, entre autres, les efforts de négociation de la Ville avec la Bande de Longue Pointe, la légalité du processus, le respect par la Ville de l'ensemble des obligations créées par le bail de 1991 et l'impossibilité juridique de refuser le transfert du bail. (P-803)

La Commission note qu'il était inexact de prétendre que la Ville avait respecté toutes les clauses du bail puisqu'elle n'avait pas effectué les réparations requises.

Le 23 avril, le MER convoquait la Bande de Longue Pointe, à la toute dernière minute, à une rencontre afin de l'informer qu'un projet de décret serait déposé; le MER incita tout de même le promoteur à faire une offre qui ne fut pas acceptée par la Bande. (P-647 à P-652)

Le 29 avril, M^me^ Malo suggérait donc à M^me^ Bacon l'adoption d'un décret autorisant le transfert au promoteur. (P-804)

Le 4 mai, M. André Maltais retirait ses objections au dépôt du décret. (P-806)

C'est le 6 mai 1992 que le gouvernement prenait le décret autorisant des modifications au bail avec la Ville de Belleterre et le transfert de ce bail de la Ville à la compagnie Hydro P-1 inc. (P-614) Le tout se concrétisa par des modifications apportées au bail entre le MER et la Ville le 21 mai 1992 (P-807) et la signature d'un acte de vente et de transfert du bail de la Ville à Hydro P-1 le 31 mai 1992. (P-615)

- **Une exploitation lacunaire**

L'exploitation de la centrale par Hydro P-1 inc. est à l'origine de divers incidents qui ont donné lieu à des plaintes de la part de la com-

munauté autochtone auprès du gouvernement québécois, qui semblait se fier à la vigilance de la communauté locale pour vérifier le respect des obligations par le promoteur. Rappelons que la Commission a fait part de ses commentaires sur la mauvaise gestion de ce même promoteur dans le cas du projet de Sainte-Brigitte-des-Saults.

L'on note, par exemple, qu'il y eut des inondations sur le site de Winneway les 19 et 20 janvier 1994; (P-754) le MER s'enquit de la question auprès du promoteur et exigea le respect de la clause 10 du bail, c'est-à-dire de fournir annuellement les niveaux d'eau journaliers enregistrés à tous les barrages. (P-759) Par ailleurs, le Ministère demandait au promoteur d'installer des détecteurs de niveau automatiques à chacun des ouvrages. Il convient de souligner que, selon le bail, le promoteur devait être en mesure de fournir des données sur le niveau des réservoirs. La demande du MER s'inscrivait dans cette veine, mais la Commission note qu'elle était tardive, démontrant ainsi l'absence de suivi par le Ministère quant au respect des conditions du bail par le promoteur. L'on demandait, également tout aussi tardivement, de remettre au MER une copie des directives d'exploitation émises par le promoteur.

La réponse du 6 juin 1994 du promoteur peut surprendre :

« Rapports des niveaux d'eau journaliers enregistrés aux barrages : installation de détecteurs de niveau automatique :

Quant à votre volonté de mettre en application le deuxième alinéa de l'article 10 du bail n° 170 du 17 juillet 1991, nous étudions présentement les méthodes qui nous permettront de satisfaire à vos exigences, tout en ne taxant pas les coûts de l'opération de l'ouvrage de façon exorbitante.

Vous comprendrez qu'en plus des aspects techniques, plusieurs questions doivent être envisagées relativement à l'installation de tels instruments, incluant entre autres, la protection contre le vandalisme, les conditions climatiques permettant l'accès à ces instruments etc. Dès que nos recherches et études seront complétées, nous vous tiendrons informé des résultats et nous espérons être en mesure de remplir cette condition lors de la production de notre prochain rapport annuel. » (P-764, p. 3)

Selon la Commission, le Ministère ne pouvait se satisfaire d'une telle réponse et se devait de réagir; il devait envisager la résiliation du bail par l'envoi des avis requis.

Malheureusement, le MER n'en fit rien.

Quant aux consignes d'opération de la centrale en période normale et en période de crue, celles-ci, annexées à la réponse du promoteur, se limitaient à une seule page qu'il est nécessaire de reproduire intégralement :

« Consignes d'exploitation

CENTRALE

WINNEWAY - BELLETERRE

BUT:

— *Maintien pour chacun des ouvrages des niveaux d'eau aux élévations permises et sécuritaires;*

— *Maximisation de la production à l'intérieur des contraintes.*

PÉRIODE : *Avant la crue printannière* (sic)*:*

— *Faire la vidange complète de tous les petits barrages;*

— *Opérer la fermeture pour laminer la crue printannière* (sic) *en emmagisanant* (sic) *l'eau dans les réservoirs.*

Avant la crue d'automne :

— *Faire une vidange partielle pour prévenir la crue d'automne;*

— *Avec la crue d'automne faire le remplissage des réservoirs avant la période hivernale.*

URGENCE

ÉVENEMENT (sic)

PARTICULIER : Communiquer immédiatement avec le bureau-chef à Montréal :

HYDRO P-1 INC.
261 rue du Saint-Sacrement
Montréal (Québec) H2Y 3V2
Tel : (514) xxx-xxxx
Fax : (514) xxx-xxxx

Monsieur Jean Roch : Rés : (514) xxx-xxxx
Cellulaire : (514) xxx-xxxx
Fax Rés : (514) xxx-xxxx »

(Les x sont de la Commission)

Ce document contient des informations nettement insuffisantes et déficientes, qui ne sont que généralités et peuvent difficilement être qualifiées de *consignes d'exploitation.* Il présente, en outre, toutes les apparences d'un document conçu en toute hâte, uniquement pour répondre à la demande du MER.

Pourquoi le MER a-t-il attendu une plainte des résidents pour transmettre ces demandes au promoteur? Pourquoi n'a-t-il pas clairement exigé que le promoteur respecte ses obligations sans tarder? Pourquoi ne s'est-il pas assuré plus tôt, lors de la réfection des ouvrages et de la mise en service de la centrale, que le promoteur était en mesure de respecter ses obligations et avait les moyens pour ce faire, par exemple, eu égard aux instruments de mesure et aux consignes d'exploitation?

Selon la Commission, le MER se devait d'être beaucoup plus vigilant et rigoureux dans le suivi qu'il devait assurer.

Le 19 mai 1994, se produisit une autre inondation, ce qui amena le Conseil de Bande à demander au MER l'émission d'un avis de défaut pour non-respect de certaines clauses du bail. (P-760)

Le 30 août 1994, la Garde côtière canadienne confirmait que les événements des mois de janvier et de mai 1994 *« étaient dûs* (sic) *à des erreurs techniques reliées à l'exploitation des barrages. »* (P-818)

La Commission estime qu'il est inacceptable qu'un promoteur ait réussi à exploiter des ouvrages assujettis à des conditions émises par le gouvernement sans avoir, au préalable et de façon satisfaisante démontré son aptitude à les remplir.

Le 16 juin 1994, le MER concluait, suite à une visite des lieux faite le 8 juin, que le promoteur conservait le niveau d'eau, au barrage principal, à une hauteur trop élevée. Le Ministère ajoutait que le promoteur devrait fournir des éclaircissements au regard des consignes d'exploitation en périodes de crues et pendant l'hiver et ce, pour tous les barrages, et devrait être en mesure de démontrer sa capacité d'exploiter la centrale dans le respect des règles de sécurité publique.

Le 20 juillet, Hydro P-1 inc. informait le MRN que l'on complétait les démarches afin de confier à une firme spécialisée le mandat

d'une *« [...] étude relative à un niveau d'exploitation réaliste et sécuritaire au barrage principal de la centrale hydroélectrique de Winneway-Belleterre, compte tenu des contraintes environnementales et de la présence de l'agglomération indienne en aval. »* (P-769)

Voilà une étude qui aurait dû être réalisée avant que le gouvernement n'autorise le transfert du bail. De plus, le promoteur ne répondait aucunement aux préoccupations précises du Ministère quant aux consignes d'exploitation des ouvrages.

Le 16 septembre 1994, Hydro P-1 inc. informait le Ministère qu'un mandat avait été confié à un ingénieur spécialisé en hydraulique et qu'une copie de ce rapport serait transmise au MRN dès qu'il serait complété. Quant aux consignes d'exploitation, M. Jean Roch, au nom du promoteur, déclarait :

« Nous sommes à préparer une politique d'exploitation des ouvrages qui réponde aux préoccupations que vous nous formuliez lors de notre rencontre à vos bureaux le 21 juillet dernier. » (P-775)

Cette politique d'exploitation ne fut finalement transmise au MRN que le 5 octobre 1994 et le promoteur informait alors le Ministère que les consignes d'exploitation du barrage étaient toujours en phase d'élaboration. (P-777) Une copie desdites consignes fut remise au Ministère le 21 octobre. (P-778) Il s'agit d'un document restreint de deux pages qui consiste, encore une fois, en quelques consignes de nature très générale et qui s'avèrent nettement insatisfaisantes.

Le 24 février 1995, le MRN se montrait toujours mécontent de la hauteur du niveau d'eau maintenue par le promoteur et demandait à nouveau qu'il lui fournisse les niveaux cueillis aux sept barrages de retenue, suggérant à nouveau que la firme installe des enregistreurs de niveau d'eau automatiques à chacun des ouvrages. (P-785)

Les documents accompagnant les autorisations gouvernementales exigeaient un niveau d'exploitation normal à 918', alors que le promoteur arguait que l'on avait toujours opéré cette centrale à un niveau de 920'.

Néanmoins, le promoteur accepta de se plier aux exigences gouvernementales, mais demanda un délai pour ce faire, vu les implications financières de cette décision. Le MRN accepta et fixa au 1er avril 1995 le moment où le niveau de 918' devrait être atteint. (P-787)

Au même moment, le MRN demandait encore une fois des éclaircissements sur les consignes d'exploitation, en ce qui avait trait aux mesures de sécurité.

Survint par la suite, à la mi-mars, la faillite d'Hydro P-1 inc. et l'impossibilité pour le MRN d'obtenir les informations demandées. La Banque Barclay's, créancière hypothécaire, confiait par la suite l'exploitation de la centrale à la firme Cascades Énergie. Il convient de souligner que par décret pris le 3 février 1993 (P-808) et par la signature, le 22 février 1993, d'un amendement au bail du 17 juillet 1991, (P-809) le MER avait autorisé Hydro P-1 inc. à consentir, sans l'autorisation du gouvernement, des sûretés relatives à ses droits dans le bail et les ouvrages visés; l'institution financière pouvait donc prendre possession des ouvrages dans l'exercice de ses droits de réalisation en vertu de ces sûretés.

- **Des vérifications préalables insatisfaisante**

L'on avait pourtant souligné, avant que le gouvernement n'autorise le transfert du bail à Hydro P-1 inc., que la compétence et la capacité financière du promoteur soulevaient certains doutes. Par exemple, le Conseil de Bande de Longue Pointe de même que M. Maltais, du secrétariat aux Affaires autochtones, l'avaient spécifiquement mentionné.

Le MER avait bien effectué quelques vérifications minimales à cet égard. Notons en effet le langage prudent utilisé par l'auteur, rattaché au MER, dans l'écriture de son rapport qu'il a remis le 21 avril 1992 :

« Selon les informations soumises verbalement par M. Latulippe, la compagnie ***aurait*** *des actifs totaux de 45,0 M $ vs des dettes de 26,0 M $, pour un actif net de 19,0 M $.*

Les Entreprises Pemik inc. ***détiendraient*** *75 % des actions de Hydro P.-I* (sic) *inc. »* (P-628)

L'emploi du conditionnel et la nature du message démontrent que ce sont des informations issues de vérifications sommaires et de pure forme, par ailleurs aucunement soutenues par quelque document que ce soit.

Enfin, la Commission a noté que les plans et devis de six barrages ne furent approuvés par le gouvernement qu'à la fin des travaux par le décret pris le 20 juillet 1994. (P-770) Même si les plans et devis ont pu être acceptés au préalable par les ingénieurs du MER, l'approbation gouvernementale demeure essentielle, en rendant officielle la démarche en fonction d'une procédure stricte, et doit être accordée **avant** que les travaux ne débutent.

❑ **CONSTAT**

Rappelons que la Commission n'est pas un tribunal et qu'elle n'est pas le forum approprié pour débattre et trancher la question des droits des parties impliquées. Par ailleurs, elle s'intéresse particulièrement au traitement accordé à ce dossier par les autorités publiques.

La Commission ne désire pas qualifier les négociations entreprises entre la Ville et le Conseil de Bande; il est probable que chacun voulait, de bonne foi et légitimement, en tirer avantage.

Force est cependant de constater que l'absence de politique et de position préalable du gouvernement à l'égard de la participation des communautés autochtones à un projet de production privée d'électricité a causé de nombreuses difficultés dans le traitement de cette affaire.

À l'égard de ce dossier le MER a inutilement tergiversé avant de prendre position, ce qui était de nature à soulever soupçons et frustrations.

L'on conviendra qu'il n'est pas souhaitable de devoir mandater un *lobbyiste* pour amener le gouvernement à prendre ses responsabilités; les politiques et les programmes gouvernementaux et ministériels doivent être en mesure de régler les différends.

Le MER aurait pu, dès le départ, manifester sa position; il a plutôt laissé à lui-même un dossier qui ne pouvait que se détériorer. Une plus grande transparence s'imposait dans les circonstances.

La Commission croit également que le gouvernement devrait favoriser, dans le cadre d'une politique des petites centrales, les municipalités et les collectivités locales qui désirent devenir productrices d'électricité. Enfin, il est nécessaire, dans un esprit de transparence, que les municipalités s'astreignent à un processus d'appel d'offres public avant de céder une petite centrale à quelque promoteur que ce soit.

La Commission recommande que le gouvernement :

- **conjointement avec la Ville de Belleterre, la Première Nation de Longue Pointe (Winneway) et la Banque Barclay's, fasse tous les efforts requis pour régler la situation de la petite centrale de Belleterre de façon satisfaisante pour tous et envisage, à cette fin, toutes les avenues juridiques possibles;**

- **permette aux municipalités de produire de l'électricité dans le cadre du programme des petites centrales, à des fins de livraison à leurs citoyens et aux entreprises établies sur leur territoire, et propose des amendements aux lois pour ce faire;**

- **exige l'approbation des plans et devis des divers ouvrages avant que leur construction ne débute;**

- **exige et s'assure que les autorités municipales procèdent par appel d'offres public avant d'autoriser quelque concession de droits ou d'immeubles.**

La Commission recommande également que le MRN :

- **favorise clairement les communautés locales dans l'attribution de projets de petites centrales, surtout ceux qui permettront la participation de leur population;**

- **vérifie, au préalable, dans le cadre du programme des petites centrales, en collaboration avec Hydro-Québec, la compétence du promoteur et de ses consultants;**

- **vérifie, au préalable, dans le cadre du programme des petites centrales, en collaboration avec Hydro-Québec, la capacité financière du promoteur de développer et d'exploiter sa centrale dans le respect des lois, des règlements et du droit du public à la sécurité de sa personne et de ses biens;**

- **adopte une procédure de contrôle et de vérification, *a priori*, des consignes d'exploitation et des programmes de formation du promoteur et, *a posteriori*, du respect des consignes et des conditions d'exploitation;**

- **informe, dans le cadre d'un processus formel, les communautés locales (MRC, municipalités, villes, communautés autochtones, etc.) de l'existence de tout projet susceptible d'être implanté sur leur territoire.**

La Commission recommande que le MEF :

- **s'assure, avant de délivrer un certificat d'autorisation, que le promoteur soit en possession de consignes d'exploitation acceptables et d'un manuel de formation convenable;**

- **s'assure que le promoteur vérifie, périodiquement, l'état de ses ouvrages et les connaissances de son personnel et qu'il apporte les correctifs qui s'imposent afin de combler les lacunes identifiées.**

7.1.9 VAL-JALBERT

De la transparence dans l'octroi de sites hybrides

En 1949, à la suite de la faillite de la compagnie Quebec Pulp & Paper Mills Ltd, le gouvernement se vit céder les ouvrages, terrains et forces hydrauliques du site de Val-Jalbert. (P-5)

Le 13 mars 1987, le gouvernement remettait à la Soci des établissements de plein air du Québec (SÉPAQ) les terrains et équipements du village historique de Val-Jalbert en la mandatant de rentabiliser le site; les forces hydrauliques et le barrage demeuraient toutefois dans le domaine public. Puisque les terrains bordant la centrale devenaient la propriété de la SÉPAQ et par conséquent échappaient à la responsabilité du MER, le site ne pouvait plus être considéré comme un site public au sens de la politique d'octroi; il s'agissait d'un site hybride qui ne devait donc pas faire l'objet d'un appel public de propositions (article 2.3 de la politique d'octroi, P-134a et P-538). Le présent rapport traite davantage de cette question dans une autre Partie[77].

Durant l'été de 1989, M. Pierre Lajoie, au nom du promoteur MCQ H dro Canada, amorçait des discussions avec les représentants de la SÉPAQ, afin de relancer l'exploitation de la centrale hydroélectrique.

❑ La SÉPAQ veut céder le site

Une étude de faisabilité fut réalisée par ce promoteur et la SÉPAQ se montra intéressée, car elle envisageait la possibilité de céder ses terrains par le biais d'une transaction qu'elle jugeait financièrement intéressante pour elle.

L'article 18 de la *Loi sur la SÉPAQ* stipule que :

« La Société a pour objets :

1° d'administrer, d'exploiter et de développer, seule ou avec d'autres, les équipements, les immeubles ou les territoires à vocation récréative ou touristique qui lui sont transférés en vertu de la présente loi;

---

77. Voir Partie VIII

2° *de concevoir, de construire, d'administrer, d'exploiter et de développer, seule ou avec d'autres, tout autre équipement, immeuble ou territoire à vocation récréative ou touristique. »*[78]

Le village et le site de Val-Jalbert sont des lieux à vocation récréotouristique dont l'administration était donc conforme aux objets de la SÉPAQ tels que déterminés par la loi. Par ailleurs, la cession du site, même si elle pouvait être intéressante pour la SÉPAQ d'un point de vue strictement pécuniaire, se conciliait difficilement avec son mandat, d'autant plus que le village de Val-Jalbert est un lieu historique à haute visibilité dans la région du Lac-Saint-Jean.

Il n'est pas surprenant, dans ces circonstances, qu'une partie de la population se soit élevée contre le projet d'exploitation dont la complémentarité avec la vocation touristique des lieux n'a jamais été démontrée de façon satisfaisante.

Par ailleurs, la SÉPAQ pouvait légalement aliéner ou céder par bail les terrains requis par le promoteur (article 18, 4° de la loi). Elle devait toutefois obtenir l'autorisation auprès du gouvernement pour :

« disposer d'un immeuble autrement que par vente à l'enchère ou par soumissions publiques. »[79]

C'est dans cet esprit que, le 11 juin 1990, M. Raymond E. Lavoie, alors président et directeur général de la SÉPAQ, écrivait à M. Gaston Blackburn, ministre du Loisir, de la Chasse et de la Pêche, responsable de la SÉPAQ. (P-551) Envisageant de céder les terrains par bail emphytéotique pour une durée de 99 ans, ce qui équivalait à une disposition d'immeubles, M. Lavoie demandait au ministre s'il jugeait approprié de continuer les démarches en ce sens, étant donné la nécessité d'obtenir l'autorisation du gouvernement pour disposer des ouvrages sans appel d'offres.

M. Lavoie ne reçut pas de réponse à sa demande. La SÉPAQ a néanmoins signé, le 14 juin 1990, un protocole d'entente avec MCQ Hydro Canada, protocole toutefois conditionnel à l'obtention, par la SÉPAQ, de l'autorisation gouvernementale requise. (P-531)

---

78. *Loi sur la société des établissements de plein air du Québec,* L.R.Q. c. S-13.01.

79. Id., article 28

Le promoteur devait obtenir toutes les autres autorisations gouvernementales nécessaires avant que la SÉPAQ ne lui cède les terrains requis en contrepartie du paiement d'une somme de 1 125 000 $, d'une redevance annuelle basée sur les ventes d'électricité et du remboursement, à la SÉPAQ, du coût de l'électricité nécessaire aux opérations du village de Val-Jalbert.

- **Aucun appel d'offres public**

Selon M. Lavoie, la SÉPAQ ne désirait pas procéder par appel d'offres parce qu'elle n'avait pas pris l'initiative du projet, que le promoteur était sérieux et que, par ailleurs, un appel public de propositions *« pouvait être de nature à décourager le promoteur intéressé compte tenu des sommes à investir et de la publicité qui serait automatiquement engendrée par la publication de l'appel d'offres. »* (P-551)

Au cours des mois suivants, le Conseil des Montagnais du Lac-Saint-Jean s'est également montré intéressé à développer le site. Cependant, à partir de l'entente intervenue entre la SÉPAQ et MCQ Hydro Canada, les autorités du MER estimaient, en janvier 1992, que seul le projet de MCQ pouvait être retenu par le Ministère; celui des Montagnais pourrait être considéré s'ils s'entendaient avec MCQ Hydro Canada ou si celle-ci s'avérait incapable de mener à terme son propre projet. En effet, d'après la règle relative aux sites hybrides, seule MCQ Hydro Canada pouvait obtenir l'octroi des droits hydrauliques puisque *« par consentement du ou des propriétaires, l'exploitation des forces hydrauliques peut être exécutée par un tiers. »* (P-134a, Mise en oeuvre de la politique d'octroi, article 2.3)

Comme la cession des terrains et le consentement du propriétaire, c'est-à-dire la SÉPAQ, étaient conditionnels à l'autorisation ultérieure du gouvernement, pouvait-on prétendre qu'il y avait un véritable consentement et que seul le projet de MCQ Hydro Canada pouvait être considéré par le MER en vertu de la politique d'octroi? Comme la SÉPAQ n'avait pas encore

obtenu la dérogation gouvernementale, elle demeurait une interlocutrice valable et, dans ces circonstances, l'on aurait pu indiquer aux Montagnais qu'il leur était loisible de s'adresser à elle. Évidemment, l'on pourra prétendre qu'une telle conclusion n'est que théorique puisque la SÉPAQ ne pouvait renier son engagement auprès de MCQ Hydro Canada. Cela est exact. Il n'en demeure pas moins, pour la Commission, que cette situation démontre les dangers qui existent lorsqu'une société d'État s'engage auprès d'un cocontractant sans procéder par appel d'offres public lorsque cet engagement est conditionnel à l'obtention d'une autorisation gouvernementale ultérieure. Vu le manque de transparence, cela peut paraître équivoque et risque inutilement d'affecter la crédibilité de l'organisme et de la procédure suivie.

L'absence d'appel d'offres suscite d'autres commentaires de la part de la Commission.

Est-il vraisemblable que le promoteur ait assumé les frais de lourdes dépenses sur un projet, qui l'ont d'ailleurs mené à se présenter aux audiences publiques du BAPE, sans avoir la certitude que le gouvernement entérinerait la procédure adoptée par la SÉPAQ? La Commission ne le croit pas et est d'avis que le promoteur savait que le gouvernement autoriserait une dérogation au processus d'appel d'offres; sinon, il faudrait conclure que MCQ Hydro Canada était prête à engloutir des sommes considérables sans garantie aucune. Or, l'expérience commerciale des personnes reliées au promoteur ne permet pas de tirer une telle conclusion.

Rappelons que trois mois après la signature du protocole d'entente, le Conseil des ministres approuvait la mise en oeuvre de la politique d'octroi, soit le 12 septembre 1990. Ainsi, un promoteur avait réussi, sans appel d'offres, avec l'accord de la SÉPAQ, à devenir, avant que la politique d'octroi ne soit approuvée, le seul interlocuteur valide auprès du MER. Les sociétés d'État et les organismes publics ne peuvent se permettre de soulever ainsi la controverse. La plus grande transparence est de mise et il eut été souhaitable que la SÉPAQ se soumette à une procédure d'appel d'offres public.

Pour ces raisons, la Commission recommande que le gouvernement :

- **amende la politique d'octroi et, si nécessaire, entreprenne des démarches pour que les lois particulières soient amendées, afin que les sites hybrides, dont la partie *privée* est la propriété d'un organisme public ou d'une société d'État, soient obligatoirement l'objet d'un appel d'offres public;**

- **prenne position et affirme qu'il n'autorisera pas les organismes publics et les sociétés d'État, propriétaires d'un site ou d'une partie d'un site, à céder leurs droits sans appel d'offres public.**

❑ **De la visibilité des actionnaires**

Un contrat est intervenu entre Hydro-Québec et le promoteur le 15 décembre 1993.

Les documents de l'APR prévoyaient que le promoteur devait identifier le nom et l'adresse de chacun des partenaires ainsi que l'ampleur de leur participation financière dans le projet.

Or, l'annexe V du contrat indiquait que la compagnie 2635-6733 Québec inc. ainsi que la compagnie de gestion Andover ltée détenaient chacune 20 % des actions ordinaires de MCQ Hydro Canada. Cette information était nettement insuffisante. En avril 1994, soit après la signature du contrat, Hydro-Québec demanda des précisions supplémentaires à Me Fernand Lalonde, représentant le promoteur, c'est-à-dire MCQ Hydro Canada.

Le 6 mai 1994, Me Lalonde répondait, dans une lettre produite sous la cote P-1126, que *« l'actionnaire principal, directement ou indirectement »* des deux compagnies était M. Noris Conti, de Lugano en Suisse.

Me Earl Drymer, associé de Me Lalonde, a expliqué à la Commission que, en dépit du libellé de la lettre, à sa connaissance, M. Conti était le seul actionnaire des deux compagnies détentrices d'actions de MCQ Hydro Canada. La Commission estime cependant que l'expression *actionnaire principal* est insuffisante pour informer adéquatement Hydro-Québec.

Ajoutons que M. Francis Dupuis, autrefois directeur de la Production privée à Hydro-Québec, a déclaré, en rapport avec la lettre de Me Lalonde, qu'elle ne contenait peut-être pas toute l'information souhaitée :

« Q *Je pense qu'on a la pièce C-9, je vais vous demander, Monsieur Dupuis, simplement de regarder cette pièce C-9 sans référer à son contenu, parce que la question n'est pas encore définitivement résolue, mais* ***dites-moi simplement si l'information que l'on retrouve dans cette pièce vous apparaît suffisante dans le cadre de ce que vous recherchiez comme information pour identifier le promoteur?***

[...]

R ***Ça m'apparaît, ça ne m'apparaît pas beaucoup.*** *Est-ce que c'est une information insuffisante? Je ne serais pas prêt à dire ça à ce moment-ci, il faudrait que je fasse l'analyse du document...*

Q *Oui.*

R *...pour savoir si c'est suffisant ou pas.*

Q *Ça, je comprends. Je comprends que vous ne pouvez pas répondre parce que vous ne connaissez pas toute la situation qui est derrière ce document.*

R *Exact.*

Q ***Mais le fait que l'on n'identifie pas tous les investisseurs, est-ce que c'est un élément qui vous apparaît important?***

R ***En général, on voulait savoir qui étaient les investisseurs dans un projet.***

Q *Et non pas uniquement le principal. Mais je ne vous demande pas de porter jugement sur ce cas particulier.*

R *Parce que chaque cas était tellement...*

Q *Ça, je suis d'accord.*

R *...tous étaient des cas particuliers mais je pense que l'intention était que le promoteur s'identifie le mieux possible.*

Q *Ça va.*

R *Puis que ce soit clair puis qu'il n'y ait pas d'ambiguïtés puis qu'il n'y ait pas de doute, je pense que c'est ce qu'on recherchait.*

Q *Et, sans mettre des mots dans votre bouche, le mieux possible, c'est quand même de savoir, de connaître tous les investisseurs?*

R *Sauf si l'investisseur principal a une majorité telle qu'il n'est pas nécessaire de connaître les autres, bon, ça, ça peut être acceptable aussi.*

Q *Sans référer au contenu du document, est-ce que le document réfère à un pourcentage ou qualifie simplement de principa*

R *Il qualifie de principal seulement. »*
(M. Francis Dupuis, transcription de la séance du 9 octobre 1996, p. 274-276)

Il appert, selon la Commission, que le but recherché par Hydro-Québec ne pouvait être atteint si l'on considère l'aspect fragmentaire des informations contenues dans cette lettre; d'ailleurs, seul le témoignage de Me Drymer, devant la Commission, a permis d'identifier l'un des actionnaires.

En outre, la lettre de Me Lalonde fut transmise à Hydro-Québec plus de quatre mois après la signature du contrat.

Toute entreprise qui se présente comme promoteur auprès d'Hydro-Québec doit être en mesure d'être transparente et d'indiquer clairement l'identité de tous ses propriétaires ou actionnaires, à moins qu'il ne s'agisse, bien entendu, d'une compagnie publique.

La Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **exige d'être informée, avant de signer un contrat d'achat d'électricité, de l'identité du promoteur et de ses propriétaires ou actionnaires, à moins qu'il ne s'agisse d'une compagnie publique, auquel cas l'identité des principaux actionnaires pourrait suffire.**

Plus tard, en 1994, des audiences publiques ont eu lieu et la Commission du BAPE a émis son rapport le 30 août 1994, concluant que ce projet était inacceptable.

Le promoteur n'obtint pas les autorisations environnementales requises et la SÉPAQ annula, le 6 mars 1995, le protocole d'entente intervenu en 1990. (P-552)

7.1.10 BUCKINGHAM UPPER FALLS

Des écueils que le MEF n'a pas su éviter

En novembre 1994, Forces Motrices Buckingham inc. déposait un rapport d'évaluation environnementale relatif à la centrale Buckingham. (P-1173) L'objectif poursuivi consistait à hausser la puissance des équipements à 9,946 MW. L'on prévoyait également l'installation d'une vanne gonflable sur le barrage, qui permettrait de maintenir le niveau d'eau à une cote normale supérieure à celle requise jusqu'alors pour l'exploitation, ce qui amena le promoteur à déclarer :

« En amont, les nouvelles installations permettront d'éliminer pratiquement les variations du niveau d'eau dans la zone d'influence de la Centrale Buckingham compte tenu de la capacité d'évacuation. » (P-1173, p. 2)

La même évaluation précisait que l'opération de la centrale serait automatisée et surveillée à distance depuis le centre de surveillance de Cascades Energie inc. à Kingsey Falls; selon le promoteur, l'automatisation et la surveillance à distance amélioreraient la sécurité des lieux et les frais d'exploitation à long terme de la centrale.

Le MEF a émis un certificat d'autorisation le 21 février 1995. (P-1172) Le promoteur décida cependant de remettre à plus tard l'installation de la vanne gonflable; le niveau d'eau en amont du barrage serait, par le fait même, similaire à celui existant jusqu'alors. (P-1171)

Notons qu'une partie des travaux avaient, au préalable, été exécutés à partir de l'autorisation du secteur Faune du MEF, mais qu'une telle autorisation n'était pas valide, selon M. Raymond Lemyre du MEF; (P-1170) en effet, celle-ci avait été émise en vertu d'une réglementation visant le territoire public, alors qu'il s'agissait d'un site privé. Le promoteur pouvait déduire, dans ces circonstances, vu l'émission d'une autorisation, qu'il pouvait entreprendre ses travaux; la Commission s'interroge cependant sur la cohérence des interventions du MEF à cet égard. Il est vrai que l'on en était alors aux premiers mois de la fusion du MENVIQ et du MLCP, mais il n'en reste pas moins que la Commission fut étonnée de constater une telle confusion ayant mené à une erreur dans l'application de la loi.

❑ **Des citoyens se plaignent**

Le 12 juin 1996, M. Denis Berthiaume, un riverain dont la résidence est située à 7 km en amont du barrage, adressait une plainte écrite au MEF. (P-1168a)

M. Berthiaume a déclaré devant la Commission que le niveau de la rivière du Lièvre subit d'importantes variations, en amont de la centrale, depuis que celle-ci est gérée par Cascades. M. Berthiaume a précisé, à titre d'exemple, que la baie située devant sa résidence était à sec le 12 juin 1996; à son réveil, il nota la présence de nombreux poissons morts piégés dans de petites flaques d'eau.

La centrale, qui appartenait auparavant à Albright & Wilson, est située entre des centrales et des barrages appartenant à la compagnie MacLaren; M. Berthiaume a mentionné que de telles fluctuations, de l'ordre de 2 à 5 pieds, qui se sont répétées à plusieurs occasions en 1996, ne s'étaient jamais produites avant l'intervention de Cascades.

Ainsi, comme la gestion des barrages de la MacLaren, en amont, peut influencer la gestion de la centrale de Buckingham, il apparaît qu'il y avait une meilleure entente et par conséquent une meilleure coordination entre les producteurs, avant l'arrivée de Cascades. Il est également possible que l'augmentation de puissance de la centrale, autorisée par le gouvernement, nécessite un débit que la rivière ne peut assurer.

Les inspecteurs du MEF, qui se sont rendus sur les lieux le 12 juin 1996, ont confirmé le très bas niveau d'eau de la rivière comme dans la baie et la présence de poissons morts. Les quais et les embarcations des riverains étaient alors dans la boue. En fin d'après-midi, l'eau recommença à monter.

En juillet 1996, plusieurs citoyens ont transmis une pétition au MEF :

« Q Et en juin, c'est vous, c'est la lettre qu'on a déposée...
R Exact.
Q ... qui est votre plainte?
R Il y a une pétition qui a été déposée par un autre membre de notre comité qui est monsieur Roland Lamoureux, qu'il y a environ cent à deux cents noms, je crois, sur la pétition qui a été déposée au Ministère en juillet.
(M. Denis Berthiaume, transcription de la séance du 28 octobre 1996, p 19)

Ajoutons que, comme il n'y a pas de repère ou de jauge sur le barrage, aucun des citoyens n'est en mesure de s'assurer que l'on respecte le débit réservé exigé par le certificat d'autorisation.

Mais voyons la description que donne M. Berthiaume des conséquences de vivre entre la centrale de MacLaren en amont et celle de Buckingham en aval :

> « R *Non, non. En amont, ils arrêtent le débit, ils contrôlent le débit. C'est eux autres qui envoient cent trente-cinq mètres cube (135 m³/s). Moi, je suis entre les deux. Ça, c'est MacLaren. Ça, c'est Cascades. Si lui, il en envoie cent trente-cinq (135 m³/s), la vie est belle, tout le monde a de l'eau puis on est bien content. Si pour une raison quelconque, il descend à soixante-dix (70 m³/s), lui, il diminue pas, il continue à l'autre bout, ça fait qu'il y a rien qu'une chose qui va se passer, c'est que la rivière va baisser.*
> (M. Denis Berthiaume, transcription de la séance du 28 octobre 1996, p.52-53)

M. Daniel Dubuc, un employé du MEF, a également témoigné devant la Commission. Il a confirmé que deux plaintes ont été acheminées au MEF, l'une en juillet 1995 et l'autre en juin 1996 à ce propos.

Il a mentionné que l'on ne connaît pas encore les causes exactes de ces importantes variations. Par contre, les fluctuations naturelles du débit existaient avant 1994 et aucune plainte n'avait été transmise au MEF. M. Dubuc conclut donc qu'il y avait, auparavant, une meilleure concertation entre les producteurs :

> « R *Non, jusqu'à maintenant on ne peut pas... on ne peut pas identifier jusqu'à maintenant puis on ne peut pas dire aussi que c'est seulement Cascades, ça pourrait aussi être le barrage en amont qui retient les eaux.*
>
> *Je n'ai pas l'ensemble des informations, il faut avoir vraiment l'ensemble des informations. Chose certaine c'est que les fluctuations des débits, dans les demandes d'autorisation, elles existaient avant puis on n'avait pas de plainte nous autres.*
>
> ***Ça voulait dire que les deux entreprises fonctionnaient ensemble dans le dossier** ; si la compagnie, qui était Erco à ce moment-là ou Albright & Wilson, si je n'avais pas de plainte, ils turbinaient, finalement ils turbinaient l'eau qui était disponible puis si McLaren ne donnait pas d'eau, ils la turbinaient pas.*
> (M. Denis Berthiaume, transcription de la séance du 28 octobre 1996, p. 70)

Puisque l'évaluation environnement[illegible]u promoteur prévoyait une stabilisation du niveau d'eau grâce à la présence, notamment, d'une vanne gonflable, il est possible que la décision de ne pas l'installer ait eu un impact sur le niveau d'eau en amont de la centrale.

M. Dubuc s'est posé la même question et il semble que, selon Cascades, l'utilisation d'une vanne gonflable pourrait effectivement représenter une partie de la solution :

« Lors de la réunion, il y a eu un tour de table, on a abordé la question pourquoi que le seuil gonflable avait été retiré de la demande; les gens de Cascades indiquaient à ce mom[illegible]nt-là que ***la solution au problème, c'était la pose d'un seuil gonfla[illegible]*** *[...] »*
(M. Daniel Dubuc, transcription de la séance du 28 octobre 1996, p. 66-67)

En effet, a rappelé le témoin, l'évaluation produite sous la cote P-1173 mentionnait que *« les fluctuations du niveau d'eau devraient être éliminées avec la vanne gonflable. »*
(M. Daniel Dubuc, transcription de la séance du 28 octobre 1996, p. 77)

Il aurait donc été nécessaire, selon la Commission, d'évaluer, avant d'autoriser le projet, l'impact de la décision du promoteur, prise quelques jours auparavant, de ne pas installer la vanne gonflable. Malheureusement, rien n'a été fait en ce sens :

« Q Très bien. Première question Monsieur Dubuc : [illegible]ivant l'étude qui avait été produite en novembre quatre-ving[illegible]uatorze (94) dont le promoteur prévoyait à ce moment-là l'installation d'une vanne gonflable et qui aurait comme conséquence d'élever le niveau d'exploitation de la rivière et également augmenter le débit qui était celui utilisé par Albright & Wilson pour passer de 104 m³/s à 130 m³/s.

La question que je voudrai[illegible] vous poser c'est de savoir, bon, par la suite dans la lettre du vingt (20) février [illegible]ièce P-1171, il semble qu'il a été convenu entre Cascades et [illegible]nistère de l'Environnement, d'autoriser le projet mais tou[illegible]n permettant au promoteur de ne pas installer la vanne gonflable qui était prévue.

Premièrement, est-ce qu'il y a eu discussion pour savoir si une nouvelle étude ne devrait pas être demandée au promoteur pour mesurer les impacts sur l'environnement si on procédait sans l'installation d'une vanne gonflable?

R *Évidemment moi je n'étais pas dans le dossier à cette époque-là, je ne retrouve aucun élément dans le dossier qui aborde cet aspect-là.*

Q *Est-ce qu'il y a des informations à tout le moins pour expliquer si on a examiné les conséquences qu'il pouvait y avoir d'autoriser le projet sans la vanne gonflable?*

R ***Je ne retrouve pas d'éléments qui indiquent précisément ça à l'époque, qui abordent les impacts du retrait de la vanne gonflable du projet.*** *»*
(M. Daniel Dubuc, transcription de la séance du 28 octobre 1996, p. 74-76)

La solution pouvait donc être l'installation d'une vanne gonflable. Cependant lorsque le producteur a déposé une nouvelle requête pour en permettre l'installation, il avait inclus une demande d'ajout d'une turbine supplémentaire, ce qui porterait alors la capacité de la centrale à 11 MW. Par conséquent, ce nouveau projet serait alors soumis à l'article 31.1 de la *L.Q.E.* Or, le producteur ne désirait pas soumettre son projet à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement :

« [...] les gens de Cascades indiquaient à ce moment-là que la solution au problème, c'était la pose d'un seuil gonflable et faisaient ressortir que le ***ministère de l'Environnement retardait la solution parce qu'on voulait faire passer le projet aux études d'impact.*** *»*
(M. Daniel Dubuc, transcription de la séance du 28 octobre 1996, p. 66-67)

Pourquoi le producteur ne se conformerait-il pas aux exigences de la loi? Ce n'est certainement pas le MEF qui retarde la solution en voulant faire respecter cette loi. La solution ne résiderait-elle pas dans l'installation d'une vanne gonflable, comme il avait prévu initialement, sans augmenter la capacité de la centrale?

La Commission constate que l'analyse de ce projet était incomplète. D'ailleurs, comme une entente entre les deux producteurs est essentielle à une gestion ordonnée de cette centrale, pourquoi n'a-t-on pas exigé une telle entente avant d'émettre un certificat d'autorisation? M. Dubuc envisage de le faire à l'avenir :

« Q *Il y avait une situation avant mil neuf cent quatre-vingt-quatorze (1994) qui m'apparaît assez claire, il y avait une entente entre les deux entreprises, il n'y a plus de telle entente semble-t-il.* ***Est-ce qu'il est envisageable, lors de l'émission d'un certificat d'autorisation ou avant, de s'assurer qu'il y ait***

une entente? *On s'assurera pas qu'elle sera respectée l'entente.* ***Mais est-ce qu'on peut s'assurer qu'il y ait une entente?***

R ***D'après moi, oui. Dans les prochaines autorisations, on va aller vers ça compte tenu des événements qu'il y a eu dans le passé. »***

(M. Daniel Dubuc, transcription de la séance du 28 octobre 1996, p. 85)

❑ **Respect mitigé du certificat d'autorisation**

La Commission est préoccupée par une autre facette de ce dossier.

Suite à l'incident du 12 juin 1996, le MEF a demandé au producteur de lui fournir des informations concernant le niveau d'eau. En effet, l'évaluation environnementale du promoteur prévoyait qu'un *« registre des enregistrements des niveaux d'eau sera maintenu et pourra être fourni au MEF sur demande. »* L'existence d'un tel registre était donc une condition stipulée dans le certificat d'autorisation, puisque l'évaluation environnementale est intégrée au certificat.

Or, le 22 juillet 1996, Boralex inc., du Groupe Cascades, répondait à la demande du MEF :

« Vous trouverez ci-annexé un tableau vous indiquant les informations demandées. Toutefois, nous tenons à vous préciser que les ***débits indiqués nous ont été fournis par la Compagnie MacLaren*** *qui contrôle le débit tout le long du bassin amont... »* (P-1174)

La Commission considère inacceptable que le producteur ne soit pas en mesure, deux ans après la mise en service de sa centrale, de fournir et de valider lui-même les informations exigées, à bon droit, par le gouvernement.

Mais il y a plus. Le document fourni par Boralex, qui couvre la période du 1er mai au 30 juin 1996, ne donne aucune information pour la soirée du 11 juin et la journée du 12 juin : on retrouve, dans la colonne *« niveau»*, la mention *« nd »* (non disponible) pour ces dates les plus importantes.

Il peut arriver qu'une information importante ne soit pas disponible; par contre, la Commission est étonnée que M. Dubuc n'ait pas interrogé davantage le producteur à l'égard de cette carence :

« Q ***Avez-vous demandé pourquoi ce n'est pas disponible, ces informations ne sont pas disponibles?***
R ***Non, on n'a pas demandé d'informations dans...*** *Bien, le six (6) août j'adresse une lettre puis je lui demande de nous donner des explications mais je ne lui indique pas des données particulières.*
Q *Étant donné que le douze (12) juin ça semble être la journée problématique, vous n'avez pas demandé pourquoi... (interrompu)*
R *Je ne l'ai pas demandé pour une raison c'est que moi l'étampe que j'ai ici c'est le cinq (5) août, ma lettre est partie le six (6) août, ça fait que probablement je ne l'avais même pas le document, avant qu'il arrive sur mon bureau, il passe ailleurs.*
Q *Et par la suite, avez-vous fait une demande?*
R *Non. »*
(M. Daniel Dubuc, transcription de la séance du 28 octobre 1996, p. 140-141)

❑ **Une production supérieure à 10 MW**

Ajoutons que ce même document indique que la centrale a produit à une puissance de 10,01 MW le 18 juin 1996. (P-1174) Or, la construction d'une centrale d'une capacité de 10 MW et plus doit être soumise à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. La Commission a donc examiné la question et a interrogé Hydro-Québec à cet égard. Un document émanant de la société d'État a été produit sous la cote P-1281. Ce document, qui couvre la période du 7 novembre 1994 au 30 septembre 1996, démontre que la production de pointe de la centrale a dépassé systématiquement les 10 MW à compter du 5 janvier 1996. Les premiers mois de l'année 1996 sont particulièrement évocateurs : du 26 janvier 1996 au 17 mai, la production de la centrale a excédé les 10 MW pendant 467 heures sur une possibilité de 2 689, soit plus de 17 % de la période. Comment alors prétendre qu'il ne s'agit pas d'une centrale d'une puissance supérieure à 10 MW?

❑ **CONSTAT**

La Commission tire la conclusion que le MEF n'a pas suffisamment évalué ce dossier et n'assure pas un suivi adéquat. De même, Hydro-Québec devrait informer le Ministère lorsqu'elle constate qu'une petite centrale atteint une production supérieure à 10 MW sans avoir été soumise à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement.

La Commission s'interroge même, dans les circonstances, sur la fiabilité des informations transmises par le promoteur dans la pièce P-1174.

La Commission recommande que le MEF :

- **effectue une analyse plus poussée afin de déterminer la capacité de production de la centrale de Buckingham;**
- **procède conformément à la loi, s'il s'agit d'une centrale d'une puissance supérieure à 10 MW;**
- **s'assure, avant d'émettre un certificat d'autorisation, lorsque plusieurs producteurs exploitent les forces hydrauliques d'une même rivière, que ceux-ci ont conclu une entente de concertation quant à la coordination de leurs activités de production;**
- **retienne l'émission du certificat d'autorisation lorsque le promoteur désire, avant l'émission du certificat, effectuer un changement important à son projet, tant qu'une évaluation des conséquences d'un tel changement n'est pas complétée;**
- **exige systématiquement l'installation de jauges ou de repères pour permettre une vérification précise et rapide du respect des exigences de niveau d'eau;**

- **s'assure que le promoteur soit en mesure de l'informer de façon satisfaisante, conformément aux exigences du certificat d'autorisation;**

- **prenne immédiatement les dispositions adéquates dès qu'il constate que le promoteur est incapable de livrer ces informations.**

La Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **informe le gouvernement dès qu'une petite centrale, qui n'a pas été soumise à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, produit de l'électricité à une puissance supérieure à 10 MW;**

- **soit particulièrement vigilante à l'égard des petites centrales dont la puissance paraît se rapprocher de la limite de 10 MW.**

7.1.11 MONTMAGNY

La propriété des droits : un préalable essentiel à la signature d'une lettre d'intention par Hydro-Québec

Le projet de la centrale de Montmagny est une illustration des problèmes qui peuvent être causés par la signature d'une lettre d'intention par Hydro-Québec avant d'avoir la confirmation que le promoteur a acquis tous les droits requis en ce qui concerne un site. Le projet de Ripon en sera d'ailleurs un autre exemple.

Le 24 août 1992, Hydro-Québec signait une lettre d'intention acceptée par le promoteur, Hydro-Force. (P-966) Celui-ci déclarait posséder tous les droits afférents au projet. Il faut savoir que le droit aux forces hydrauliques appartenait à la Ville de Montmagny et qu'Hydro-Force prétendait avoir signé une entente à cet égard avec la Ville. (P-969) Par contre, celle-ci n'avait pas confirmé les prétentions d'Hydro-Force.

En novembre 1993, un autre promoteur, Hydro-Montmagny, intervenait auprès d'Hydro-Québec, déclarant avoir conclu une entente avec la Ville de Montmagny. (P-967)

Hydro-Québec, qui a pour habitude de s'engager à l'égard d'un projet plutôt qu'à l'égard d'un promoteur, était donc prête à substituer Hydro-Montmagny à Hydro-Force. (P-968)

Il s'ensuivit une correspondance dans laquelle chacun des deux promoteurs prétendait avoir droit au projet; (P-969, P-976 et P-980) Hydro-Montmagny a même déclaré que le 13 décembre 1993, M. Paul Lavoie, d'Hydro-Québec, avait refusé de recevoir sa proposition qui avait dû être laissée, par la suite, entre les mains d'un avocat du contentieux. (P-976) L'on voit que la situation était compliquée et confuse.

Cela a donné lieu à un tel imbroglio qu'Hydro-Québec et Hydro-Montmagny inc. se sont entendues pour suspendre la mise en oeuvre du processus contractuel tant que la société d'État n'aurait pas reçu une confirmation de la Ville de Montmagny. (P-977)

C'était, selon la Commission, la procédure à suivre dès le départ, ce qui aurait permis d'éviter cette confusion et ces démarches inutiles.

Finalement, c'est Hydro-Montmagny inc. qui hérita du projet. (P-979)

La Commission recommande donc qu'Hydro-Québec :

- **ne s'engage pas, à l'égard d'un projet ou auprès d'un promoteur, tant que ce dernier ne démontre pas qu'il détient les droits requis ou qu'il est en possession d'un engagement formel du propriétaire des droits.**

7.1.12 **RIPON**

La quiétude des riverains à protéger

Le 1er mars 1993, le MER informait Ecohydro inc., un promoteur intéressé à développer le site de Ripon, que les forces hydrauliques pourraient lui être octroyées si le projet était admissible selon les conditions prévues dans la politique d'octroi.

Le 25 mars 1993, le MENVIQ était disposé à recommander l'émission d'un certificat d'autorisation et signait un accord de principe avec Ecohydro inc. Le Ministère imposait cependant certaines conditions au promoteur dont celle d'en venir à une entente avec tous les propriétaires riverains localisés en amont de la centrale et affectés par le rehaussement prévisible du niveau d'eau; le Ministère exigeait également que le niveau d'eau en amont soit maintenu à la cote 163,38 m jusqu'au 15 juillet de chaque année.

Le promoteur suggéra, qu'en substitution à une entente avec les propriétaires, il démontre au Ministère qu'il possédait des servitudes d'inondations. Le MENVIQ accepta cette suggestion le 9 février 1994. (P-450)

Ecohydro inc. a signé un contrat avec Hydro-Québec le 6 décembre 1993, contrat conditionnel à l'obtention de tous les droits et autorisations requis. Le promoteur s'engageait, notamment, à soumettre, avant que ne débute la mise en service commerciale, les documents prévus à l'article 21.1 du contrat :

« Le producteur déclare qu'il deviendra propriétaire et qu'il détiendra les droits requis sur tous les terrains, immeubles ou édifices qui sont nécessaires à l'exploitation, et ce, pour toute la durée du contrat... »

Le promoteur entreprit donc des démarches auprès des propriétaires riverains et rencontra à ce titre Mme Danièle Leduc.

Celle-ci se vit remettre, en mars 1994, un projet d'entente avec le promoteur, maintenant identifié comme étant Hydro Ripon inc., suivant lequel Mme Leduc consentait à constituer, sur son terrain, une servitude perpétuelle d'inondation à un niveau correspondant à la cote 163,38 m et ce, à titre gratuit, prenant en considération les avantages, entre autres, esthétiques, qu'elle en retirerait. (P-346)

M^me^ Leduc refusa de signer cette entente. Devant ce fait, M. Pierre Dumas, représentant du promoteur, la rencontra le 21 mai 1994 et l'informa qu'il possédait déjà, de toute façon, le droit d'inondation puisqu'il l'avait acquis en achetant la centrale; il préférait cependant en arriver à une entente pour entretenir de bonnes relations avec les propriétaires riverains. Il lui a donc présenté un document afin qu'elle le signe : il s'agit d'une lettre dans laquelle le propriétaire riverain appuie le projet de petite centrale à la condition que le niveau d'eau demeure en-deçà d'un niveau préétabli dans le document. Il y a lieu de rapporter l'un des passages de cette lettre :

« Attendu que :
...le ministère des Ressources naturelles veut vérifier, avant de louer les droits hydrauliques que possède la Couronne à H[illegible] Ripon inc., que le projet est perçu favorablement par les riverains et la communauté. »
(P-347)

La Commission note que cet attendu n'est pas conforme à la vérité et même la déforme en ne mentionnant pas les exigences particulières du MENVIQ.

M. Dumas a déclaré devant la Commission que le promoteur possédait effectivement les droits d'inondation et n'avait donc pas à obtenir le consentement des riverains. Le MF[illegible] ne partageait pas cet avis puisque, le 6 juin 1994, M. Jacq[illegible]aulieu du Ministère déclarait que le dossier n'était pas comple[illegible] que M^me^ Leduc conservait son droit de refus. (M^me^ Danièle Ledu[illegible]nscription de la séance du 19 avril 1996, p. 47)

Le promoteur tenta, à plusieurs occasions, de convaincre les autres propriétaires riverains du bien-fondé de ses droits; une douzaine d'entre eux, ayant formé une association, déc[illegible]da de mettre en demeure le promoteur de cesser son harcèlement. (P-351, mise en demeure du 5 octobre 1994)

Il est possible, comme l'a déclaré M. Dumas, que le promoteur détenait les droits d'inondation ou, à tout le moins, qu'il le croyait; la Commission, qui n'est pas un tribunal, n'a pas l'intention d'usurper cette fonction et de rendre jugement à cet égard.

Par contre, force est de constater qu'il existe des risques, pour Hydro-Québec et le gouvernement, de négocier l'octroi de forces

hydrauliques publiques et de procéder à la signature d'un contrat d'achat d'électricité, même conditionnel, avant que le promoteur n'ait fourni la preuve qu'il possède tous les droits requis; la Commission réitère donc sa recommandation d'utiliser une approche plus prudente[80].

Agir autrement peut inciter le promoteur à exercer des pressions indues sur certains citoyens, convaincu que ceux-ci pourraient constituer le seul obstacle à la réussite de son projet puisqu'il détient déjà, de la part du gouvernement et d'Hydro-Québec, tous les engagements et contrats requis. Les citoyens risquent de voir, sans raison, leur quiétude inutilement troublée.

Notons que le contrat fut résilié par Hydro-Québec en juin 1995 parce que le promoteur n'en a pas observé certaines conditions.

La Commission recommande que le MRN :

- **ne s'engage pas à céder les droits hydrauliques relatifs à un site tant que le promoteur n'a pas démontré qu'il a obtenu le consentement des personnes détenant des droits sur le site ou susceptibles d'être affectées par l'exploitation des ouvrages.**

7.1.13 DONOHUE, ST-FÉLICIEN

Aucune trace écrite d'un accord verbal autorisant une centrale de 6,9 MW

Au printemps de 1993, MM. Florian Thivierge et Jacques Boucher, de la compagnie Donohue, manifestaient leur intention d'augmenter la capacité de production de leurs installations à St-Félicien en utilisant la biomasse forestière; ils remettaient à Hydro-Québec, le 5 mai 1993, une description de ce projet. (P-1011)

---

80. Voir section 7.1.11.

Le 9 juin, la compagnie Donohue soumettait les documents nécessaires dans le cadre de l'APR.

Pour donner suite à cette proposition, M. Francis Dupuis s'adressait, le 14 juin, à la Société de cogénération du Québec inc., avec laquelle Hydro-Québec avait signé un contrat le 15 juin 1992, afin de s'assurer qu'il y aurait dans la région suffisamment de biomasse forestière pour alimenter les deux projets. (P-1013)

Une correspondance datée du 20 août, entre la Société de cogénération du Québec inc., Donohue et Hydro-Québec, permit de démontrer que le projet de Donohue était tout à fait viable et ne mettait aucunement en péril la réalisation de l'autre projet. (P-1014, P-1015 et P-1016)

Le 27 août 1993, M. Francis Dupuis refusait le projet de Donohue au tarif de l'APR, parce qu'il avait été soumis après que le bloc additionnel de 200 MW d'énergie renouvelable ait été comblé. (P-1017) L'on sait que c'est le 2 juin 1993 qu'Hydro-Québec avait fait l'annonce publique que le bloc additionnel était complété.

❑ **La réaction du promoteur**

Les représentants de Donohue réagirent vivement.

Le 29 septembre 1993, M. Florian Thivierge, surintendant, a écrit à M. Francis Dupuis pour lui demander de revenir sur sa décision et d'accepter le projet à l'intérieur de l'APR. (P-1018) M. Thivierge soulignait que, lors d'une rencontre tenue le 5 mai, on avait discuté du bloc additionnel de 200 MW, mais *« sans insister sur le fait que notre projet risquait d'être refusé sur les bases d'un maximum de puissance théorique. »* M. Dupuis reçut cette lettre le 1er octobre 1993.

Le 30 septembre, M. Jacques Boucher, vice-président de Donohue, écrivait également à M. Dupuis pour déplorer sa décision. (P-1021) M. Boucher y mentionnait qu'il n'avait jamais été question de *« quota pour les projets à la biomasse »* et que, de plus, la date d'échéance n'était *« jamais apparue comme un critère d'élimination »* du projet. M. Dupuis ne reçut cette lettre que le 7 octobre, selon l'estampille de la pièce P-1021.

Le 1er octobre , M. Michel Pagé, président de Donohue, écrivait à Mme Lise Bacon, avec qui il avait siégé pendant un certain temps au Conseil des ministres; (P-1022) cette lettre arriva le 6 octobre au cabinet de Mme Bacon. Après avoir mentionné que le projet de Donohue avait *« été présenté à Hydro-Québec au cours d'une réunion en date du 5 mai 1993 »*, M. Pagé se plaignait lui aussi de la décision de la société d'État ajoutant que *« tel que convenu, une proposition a été déposée en date du 9 juin 1993. »* M. Pagé demandait par la même occasion à Mme Bacon d'intervenir auprès d'Hydro-Québec. Ajoutons que M. Pagé a également communiqué par voie téléphonique avec Mme Bacon à ce propos. Celle-ci quittait le pays vers la même époque; elle n'est pas intervenue et l'une de ses attachées politiques a transmis la lettre de M. Pagé à M. Richard Drouin le 19 octobre, lettre que ce dernier a fait remettre aux responsables de la gestion.

❑ **Un accord verbal**

Le 6 octobre, soit après avoir reçu la lettre de M. Thivierge, mais à la veille de la réception de celle de M. Boucher, M. Dupuis écrivait à Donohue :

« Notre réserve était uniquement reliée au fait qu'au moment où votre proposition a été reçue (9 juin 1993), le projet ne pouvait plus être accepté aux conditions offertes sous l'APR-91.

Toutefois, suite à notre examen du dossier, ***nous sommes disposés à considérer qu'il y avait eu de notre part un accord verbal*** *pour accepter ce projet dans le cadre de l'APR-91, même si votre proposition a été soumise tardivement. »* (P-1020)

Y avait-il accord verbal ou non? Peut-on conclure qu'il y avait accord verbal lorsque le représentant d'Hydro-Québec, qui a participé aux négociations, se limite à *considérer qu'il y avait* accord verbal?

M. Dupuis a ajouté ces précisions, lors de son témoignage, à propos de ce qu'il pouvait considérer être l'accord verbal du 5 mai 1993 :

« Q Je comprends de votre explication qu'il n'y avait pas d'accord verbal formel mais que, vu les circonstances, et c'est le texte de votre lettre, vous étiez prêt à considérer qu'il y avait eu accord verbal même s'il n'y avait pas d'accord verbal comme tel?

R *Vous faites une nuance que je ne vois pas, là.*

Q *Non, non, je ne veux pas faire de nuance inutilement. Mais je sais très bien que, quand on écrit une lettre, à moins que ce ne soit une lettre circulaire, chaque mot compte et particulièrement dans le cas de négociation commerciale?*

R Oui.

Q *Bon. Si vous avez utilisé ces mots, c'est qu'il y a une raison.* ***Si vous aviez eu un accord verbal, vous auriez dit : « Monsieur, j'admets, il y avait un accord verbal ». Ce n'est pas ce que vous avez dit.***

R ***D'accord.***

Q *Et je veux simplement savoir et bien comprend la raison pour laquelle us n'avez pas dit qu'il y a n accord verbal, c'est j ment qu'il n'y en avait pas?*

R *Mais, là, la faç n dont vous le dites, là, c'est c e si, c'est : oui ou non. Mais quand... Moi, ce que je vous dis, c'est que l'accord verbal peut dire, pourrait être de dire : « Ton projet, il est accepté dans le cadre du 200 MW, tu peux considérer qu'il est accepté, tu peux nous fournir le document quand tu veux, ce n'est pas grave ». Ça, ça m'apparaît un accord verbal très fort.*

Q *Hum, hum.*

R *Mais de dire : « Écoute! Je pense que ton... t'as jusqu'au premier (1er) septembre quatre-vingt-treize (93) pour nous donner ta proposition », mais je pense que, de toute façon, son intention, ce n'était pas d'attendre au premier (1er) septembre. Et quand il nous l'a présenté, c'était pour le faire dans les jours qui suivaient. Donc je n'avais pas de raison de croire, là, que le projet n'allait pas rentrer dans le 200 MW, donc je n'ai pas dit de façon claire : « Ton projet est accepté dans le cadre du 200 MW quelque soit ce qui arrive ».*

Je n'ai pas dit ça de façon aussi claire. Mais je pense que j'ai donné l'impression au promoteur que son projet était acceptable et qu'il y avait la place puis que... *puis même d'ailleurs, on était plutôt satisfait de la façon dont Donohue s'était comporté dans le cadre de ce projet-là. Je pense qu'on a donné une indication au promoteur.* ***Alors quand je dis qu'on a eu un accord verbal, c'est dans ce sens-là. C'est dans le sens qu'on a laissé entendre au promoteur que son projet était accepté.***

Mais si vous me dites : « Est-ce que vous lui avez dit dans les termes verbaux... », je fais attention à mes termes maintenant, est-ce qu'on a dit effectivement, je ne serais pas prêt à dire ça, là. Mais je pense qu'on a laissé croire au promoteur que son projet était retenu. Et puis c'est ça. »

(M. Francis Dupuis, transcription de la séance du 10 octobre 1996, p. 290-293)

M. Dupuis déclara qu'il avait à l'esprit ce projet, lorsqu'il a fait l'annonce publique le 2 juin à l'effet que le bloc additionnel de 200 MW était comblé, mais qu'il l'avait tout simplement oublié en rédigeant sa lettre de refus le 27 août. C'est en révisant le dossier qu'il s'est rendu compte de l'erreur.

Considérant les dates où les informations ont été transmises, rien ne permet de croire qu'il y ait eu intervention de le part de M^me^ Bacon ou de M. Drouin pour amener M. Dupuis à modifier sa décision.

Par contre, le traitement de ce dossier par Hydro-Québec n'apparaît pas comme un exemple de rigueur administrative.

Tout porte à croire que M. Dupuis a traité cette affaire de façon à satisfaire le promoteur, parce que ce dernier a pu avoir été induit en erreur le 5 mai par les représentants d'Hydro-Québec. Cette question a son importance puisqu'il s'agit d'un projet de 6,9 MW; or, chaque mégawatt représente, pour Hydro-Québec, sur vingt ans, des déboursés de plus de 4 M$ et pour Donohue, des recettes d'un montant équivalent.

- **Aucune preuve écrite de l'accord verbal**

Que retrouve-t-on, dans les dossiers d'Hydro-Québec, à l'égard de cet accord verbal qui comportait des conséquences financières importantes? Rien. Aucune note ni aucun dossier ne réfère à cet accord du 5 mai bien que la preuve indique qu'il y aurait eu des discussions sur le projet ce jour-là. Aucune note ni aucun dossier ne réfère à la conversation téléphonique qui serait intervenue entre M. Dupuis et M. Boucher le 30 septembre et au cours de laquelle M. Dupuis aurait fait part de sa décision de considérer qu'il y avait eu accord verbal. (P-1024) De plus, un document émis par M. Victor Bissonnette d'Hydro-Québec, le 21 octobre, indique que l'entente a été conclue entre M. Boucher et M Dupuis *« vers le 29 ou 30 septembre pour l'acceptation du projet. »* (P-1025)

Ainsi, non seulement n'existe-t-il aucune trace écrite de l'accord verbal du 5 mai ni de la conversation intervenue entre M. Boucher et M. Dupuis, mais encore y a-t-il confusion quant à la date exacte de cette conversation.

Ajoutons que Donohue a confirmé à la Commission qu'il n'existe, dans les dossiers de la compagnie et dans l'agenda de M. Boucher, aucune note au sujet de cette conversation.

Aux yeux de la Commission, la décision d'Hydro-Québec a toutes les apparences de la complaisance.

De plus, il est manifeste que l'on n'a pas respecté certaines normes minimales de gestion en ne notant aucunement ces diverses informations. Pourtant les règles d'éthique d'Hydro-Québec sont claires :

« Hydro-Québec et ses employés maintiennent des registres et des dossiers qui reflètent correctement la réalité des sujets dont ils traitent et expriment avec exactitude et justesse la nature des transactions et l'utilisation des biens de l'entreprise. » (P-238, article 5)

Les règles ajoutent :

« D'autre part, c'est par le biais de ces informations que l'entreprise et son personnel peuvent rendre compte de leurs activités. »

Dans ce cas précis, M. Dupuis et Hydro-Québec peuvent difficilement rendre compte de leur gestion de ce dossier dont les implications financières sont pourtant importantes.

❑ **Un cas similaire**

La Commission souligne qu'une situation analogue s'est présentée en rapport avec les projets de RSP Hydro : il y avait mésentente entre Hydro-Québec et le promoteur quant à la possibilité pour la société d'État d'accepter les projets. Deux rencontres importantes, réunissant des représentants du promoteur et d'Hydro-Québec, ont eu lieu les 10 et 16 juillet 1993. Or, aucun compte rendu ne fut préparé par les employés d'Hydro-Québec. Le promoteur, qui avait préparé un résumé de la rencontre, était donc en situation pour imposer sa version des événements et sa compréhension des discussions qui avaient eu lieu. Hydro-Québec ne devrait jamais se placer dans une telle situation de vulnérabilité.

La Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **s'assure qu'un compte rendu soit rédigé ou que des notes soient consignées à l'égard de toute rencontre ou discussion tenue dans le cadre de négociations entre Hydro-Québec et un promoteur.**

7.1.14 COGÉNÉRATION KRUGER À TROIS-RIVIÈRES

La cogénération requiert des audiences publiques

Le 17 décembre 1990, le BAPE rendait publique l'étude d'impact sur l'environnement relative à un projet de cogénération d'électricité et de vapeur à l'usine de Kruger inc. à Trois-Rivières. (P-1098) Le projet devait pouvoir développer jusqu'à 50 MW de puissance.

Le 29 janvier 1991, M. John Burcombe demandait, en son nom (et plus tard au nom du Mouvement Au Courant), la tenue d'une audience publique sur le projet et ce, en rapport avec deux sujets : la justification du projet eu égard aux possibilités d'améliorer l'efficacité énergétique de l'usine et la nécessité de faire une étude sur les impacts cumulatifs des polluants atmosphériques vu la présence de nombreuses industries dans le voisinage du projet. (P-1099)

Par la suite, une pré-audience et une médiation furent ordonnées par le ministre de l'Environnement, M. Pierre Paradis. Le ministre souligna par ailleurs que ces deux étapes n'affecteraient en rien le droit de M. Burcombe à la tenue d'audiences publiques. (P-1100 et P-1101)

❑ Un commissaire du BAPE recommande des audiences génériques

Le 29 mai 1991, M. Pierre Quesnel, commissaire du BAPE, émettait son rapport de pré-audience. (P-1117)

M. Quesnel a notamment rencontré, au cours de cette pré-audience, M^me^ Daphna Castel et M. John Burcombe, du Mouvement Au Cou-

rant, de même que M. Michel Pronovost, un résident de Trois-Rivières, également requérant.

Après avoir souligné que c'est le principe même de la cogénération que M. Burcombe mettait en cause, M. Quesnel ajoutait :

« Les préoccupations de M. Burcombe sur le sujet ont une portée qui déborde largement le cadre du projet et qui met en cause les politiques d'Hydro-Québec. » (P-1117, p. 9)

Comme les objections de M. Burcombe dépassaient le cadre de l'examen de ce projet particulier, le commissaire mentionnait que la pertinence de ces questions pouvait contribuer à conférer à la demande d'audiences publiques un caractère frivole, *« [...] non pas à cause de la qualité des questions soulevées, mais bien pour des raisons purement techniques. »* (p. 21)

Il apparaissait injuste, aux yeux du commissaire, de faire porter à un seul promoteur privé le fardeau de défendre les politiques énergétiques d'Hydro-Québec et du gouvernement; il recommandait donc que des audiences génériques portant sur le principe même de la cogénération aient lieu, audiences au cours desquelles M. Burcombe pourrait exercer son droit à l'information.

Enfin, M. Quesnel suggérait la tenue d'une médiation, qui, de fait, a eu lieu.

Le rapport de médiation, signé par M. Quesnel, indiquait que M. Michel Pronovost avait retiré sa demande d'audience, à la condition que se tiennent des audiences génériques sur la cogénération. (P-1118)

Par ailleurs, le commissaire résumait ainsi la position du Mouvement Au Courant :

« Il faut bloquer le projet comme moyen de pression en attendant que le gouvernement ait une politique générale sur les projets de cogénération. » (P-1118, p. 2)

M. Quesnel réitérait sa préférence pour la tenue d'audiences génériques, au cours desquelles le Mouvement Au Courant pourrait obtenir satisfaction, et suggérait au ministre de ne pas tenir

compte de la demande d'audience spécifique pour le projet de Kruger, pour des raisons d'équité et pour les raisons développées dans le rapport de pré-audience.

M. Pierre Paradis a expliqué devant la Commission que cette recommandation de M. Quesnel l'a influencé dans sa prise de décision ultérieure :

> *« Q C'est ce à quoi vous référez essentiellement?*
> *R Oui. Mais il faut comprendre que habituellement aussi, la crédibilité du BAPE quant à la reconnaissance des droits d'un citoyen à se faire entendre ou à obtenir une audience publique est généralement une interprétation qui est sans exception là, ouverte aux citoyens, c'est la raison d'être du Bureau d'audiences publiques en matière environnementale, donc quand le Bureau décide de fermer la porte comme telle, sa crédibilité y joue d'autant là auprès de tous les intéressés. »*
> (M. Pierre Paradis, transcription de la séance du 14 décembre 1996, p. 16)

Le 9 juillet 1991, le Mouvement Au Courant réitérait sa requête pour la tenue d'une audience sur le projet de Kruger. (P-1104)

La loi prévoit que le ministre peut rejeter une demande d'audience publique pour la raison qu'il juge la demande frivole[81]. C'est donc au ministre que l'on a confié le soin de juger si une demande est frivole, sans baliser ni définir davantage la notion et sans obliger le ministre à motiver ou justifier sa conclusion. Par ailleurs, la loi ne réfère d'aucune façon à l'intérêt du requérant : sa demande ne peut donc être rejetée au seul motif qu'il n'a pas l'intérêt suffisant.

Par contre, l'article 13 du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*[82] spécifie que le requérant doit préciser *« les motifs de sa demande et son intérêt par rapport au milieu touché par le projet. »* Ainsi, l'intérêt du requérant, sans être un préalable, peut tout de même aider le ministre à se faire une opinion sur le caractère frivole ou non de la requête.

---

81. *L.Q.E.* article 31.1, 3e alinéa.

82. Q-2, r.9.

❑ **Le ministre rejette la requête invoquant qu'elle est frivole**

Le 10 septembre 1991, le ministre Paradis rejetait la requête de M. Burcombe parce qu'il n'avait pas démontré son intérêt par rapport au milieu touché par le projet; le ministre ajoutait cependant que le droit de M. Burcombe à l'information pourrait s'exercer pleinement dans le cadre d'audiences génériques à venir. (P-1106)

Constatant sans doute que l'absence d'intérêt pour le milieu touché ne constitue pas un motif de rejet, le ministre écrivait à nouveau à M. Burcombe le 6 novembre 1991, spécifiant cette fois-ci que, *« suite à une nouvelle analyse de votre demande, autant sur le plan technique que juridique, j'ai jugé votre demande frivole [...] »* (P-1109) La requête était donc rejetée; quelques jours auparavant, soit le 30 octobre, le Conseil des ministres avait autorisé la délivrance d'un certificat d'autorisation. (P-1108)

M. Paradis a précisé, lors de son témoignage, qu'il avait requis une opinion juridique avant de prendre sa décision :

> *« Q* *Quelle a été la base ici de votre refus ou de votre jugement finalement, quand vous avez jugé comme étant frivole la demande?*
>
> *R* *Le terme est fort, donc il faut en arriver à une conclusion qui ne laisse pas là de doute quant à la décision qu'on a à prendre, on ne parle pas là de quelque chose qui n'est manifestement pas d'intérêt, on parle de quelque chose qui est frivole comme tel quant au projet.*
>
> *Lorsque j'ai eu à prendre cette décision,* ***de mémoire je me suis appuyé sur un rapport du Bureau d'audiences publiques en environnement*** *qui avait entendu là soit en préaudience soit en médiation les parties,* ***de même que sur un avis juridique quant à l'interprétation du terme « frivole »,*** *compte tenu du contenu du rapport du Bureau d'audiences publiques en environnement.»*
>
> (M. Pierre Paradis, transcription de la séance du 14 décembre 1996, p. 16)

La Commission a pris connaissance de cet avis juridique qui conclut effectivement que la requête du Mouvement Au Courant peut être qualifiée de frivole.

Que l'on soit en accord ou non avec cette interprétation, il n'en demeure pas moins que le ministre a arrêté son opinion à partir du rapport d'un commissaire du BAPE et d'une opinion juridique; le ministre a exercé son jugement en toute légalité et, à ce titre, le Mouvement Au Courant n'a pas été traité injustement. La Commission n'a pas pour mandat de juger à nouveau l'affaire, quoique l'on puisse, encore une fois, ne pas nécessairement partager le point de vue du ministre. Par exemple, il apparaît à la Commission que M. Burcombe avait un intérêt suffisant à propos des impacts environnementaux locaux de ce projet pour que l'on puisse conclure qu'il avait un intérêt par rapport au milieu touché; par contre, fallait-il être inéquitable envers le promoteur et lui faire porter le poids de la défense des politiques d'Hydro-Québec et du gouvernement, comme le soulignait si bien M. Quesnel?

Il apparaît à la Commission que le ministre pouvait conclure comme il l'a fait, quoique cela n'était pas nécessairement la seule conclusion que l'on pouvait tirer.

Mais ce qui importe beaucoup plus à la Commission, c'est le texte de la loi et le cadre légal dans lequel s'exerce la discrétion du ministre.

La Commission estime que, selon l'esprit libéral de la *L.Q.E.*, la décision du ministre rejetant une requête d'audience publique au motif de frivolité devrait être motivée afin que les requérants sachent, en toute équité, pourquoi l'on considère que leur requête est frivole et afin que les citoyens puissent connaître le cadre de la décision ainsi que les facteurs qui ont été pris en compte; une telle information permettrait aux requérants ultérieurs de savoir, par exemple, s'il est utile de soumettre une demande puisqu'ils connaîtraient les critères susceptibles d'être considérés.

De même, il existe suffisamment d'ambiguïté en rapport avec le terme *frivole* et les auteurs en ont donné suffisamment d'interprétations et de définitions pour qu'il soit nécessaire que le législateur mette fin à cette imprécision et à cette confusion et fasse valoir ce qu'il entend par ce qualificatif. Par exemple, s'attache-t-il à la rigueur? au sérieux? à l'importance de la requête? S'attache-t-il plutôt à l'intérêt juridique du requérant ou à son intérêt par rapport à la question environnementale?

Il n'est pas sain que le jugement du ministre s'exerce dans l'imprécision et il y a lieu que le législateur précise ses intentions.

Par conséquent, la Commission recommande que le gouvernement :

- **propose un amendement à l'article 31.1 *L.Q.E.* afin de définir, à la lumière de l'esprit de la loi, le mot *frivole* qui justifie le rejet d'une demande d'audiences publiques;**

- **propose un amendement à l'article 31.1 *L.Q.E.* pour obliger le ministre à motiver publiquement sa décision qualifiant de *frivole* une demande d'audiences publiques.**

Le cas du projet de cogénération de Kruger est évidemment aggravé par la décision gouvernementale d'abandonner, le 27 janvier 1993, le recours à des audiences génériques sur la cogénération.

Il faut rappeler que M. Michel Pronovost a retiré sa requête à la condition que de telles audiences se tiennent; or, elles n'ont pas eu lieu, le certificat d'autorisation a été émis et M. Pronovost ne peut plus formuler sa demande.

Il faut souligner également que le ministre Paradis a plusieurs fois rappelé au Mouvement Au Courant qu'il pourrait exercer ses droits dans le cadre d'audiences génériques.

La Commission ne peut reprocher au ministre de l'Environnement d'avoir renoncé à la tenue de telles audiences : au contraire, il a refusé une demande en ce sens de M^me^ Lise Bacon, s'en référant au Conseil des ministres. (P-1150) Or, celui-ci a décrété, conformément à la recommandation de M^me^ Bacon, que de telles audiences n'aient pas lieu. (P-1153)

Suite à ces événements, M. Burcombe s'est adressé au protecteur du citoyen qui a analysé le dossier; son Bureau a conclu que rien ne permet de croire que les deux requérants aient été l'objet de manoeuvres dolosives de la part du MENVIQ et du MER :

« Aucun élément au dossier ne nous permet de croire, qu'entre la demande du Conseil des ministres, du 28 novembre 1990, de tenir des audiences génériques et le décret du 30 octobre 1991 autorisant le projet Kruger, le MENVIQ ou le MER prévoyaient ou avaient suffisamment d'éléments pour savoir que la tenue d'audiences génériques ne serait pas une solution retenue. » (P-1116)

La Commission a constaté que de nombreux intervenants ont souhaité et souhaitent toujours la tenue d'audiences génériques en matière de cogénération : par exemple, le commissaire Pierre Quesnel y réfère spécifiquement dans son rapport d'enquête, le BAPE le mentionne dans certains rapports dont celui sur le projet de Indeck à Hull, divers groupes écologistes, dont le Mouvement Au Courant, le requièrent et M^me^ Lise Bacon l'envisageait avant qu'on ne la convainque que la procédure était difficilement réalisable. M. Pierre Paradis était lui aussi favorable à cette procédure; il l'est d'ailleurs encore aujourd'hui :

« Q Monsieur Paradis, juste un point bien particulier, simplement je voudrais avoir votre opinion. On a parlé beaucoup d'audiences génériques tantôt dans le domaine de l'industrie des pâtes et papiers. Ça a été considéré par le Conseil des ministres puis éventuellement bien on a retiré cette recommandation-là puis bon, ainsi de suite.

Je pense que selon les commentaires que vous avez faits, est-ce que je peux résumer en disant que vous auriez été favorable - sans vous demander de vous prononcer là sur la décision du Conseil des ministres, ce n'est pas ça que je vise du tout.

Vous là, avec votre expérience comme ministre de l'Environnement à l'époque et puis eu égard au fait que dans beaucoup de cas il doit y avoir des audiences, il doit au moins y avoir des examens des impacts puis ainsi de suite, bon.

Est-ce que vous croyez que c'est une bonne approche ou ce serait une bonne approche pour solutionner peut-être beaucoup de problèmes, faciliter la vie disons à beaucoup de gens, qu'il y ait des audiences génériques?

R *La réponse est affirmative mais la problématique, dans l'application de la réponse, découle du fait suivant : on a toujours de la difficulté à trouver un promoteur qui est prêt à aller au bâton pour tout le monde.*

Un promoteur qui est prêt à aller au bâton pour son projet à lui là, ça il n'y a pas de problème, mais de vendre cette... et on a encore beaucoup de difficulté, c'est peut-être notre responsabilité de le faire, vendre aux associations patronales le fait qu'une fois qu'une générique ou qu'un secteur industriel a passé à travers une générique, c'est plus facile par la suite, pour chacun des promoteurs, d'obtenir son feu vert du ministère de l'Environnement.

Les mentalités évoluent, on en est peut-être rendu là, moi je n'ai pas d'avis à donner à la Commission sur ses recommandations mais c'est définitivement une porte qu'il ne faut pas refermer sinon nous allons commettre, comme société - je le dis comme député maintenant - nous allons commettre comme société des erreurs.

Q *D'accord. Diriez-vous que, parce que là nous évidemment le mandat de la Commission on regarde la production d'énergie où il y a différentes filières, évidemment il y a la cogénération, les petites centrales hydrauliques, l'éolienne même, ainsi de suite, les déchets, l'incinération puis ainsi de suite.*

A votre avis, des audiences génériques seraient-elles bonnes, est-ce qu'on faciliterait la tâche des promoteurs d'une part et des citoyens d'autre part si on avait des audiences génériques pour couvrir chacune de ces filières-là?

R ***Il s'agit de voir là si on les règle globalement ou chacune par chacune des filières, ma réponse va peut-être m'empêcher un jour de critiquer le ministre de l'Environnement quel qu'il soit là, mais je pense que tout le monde se prive d'un outil décisionnel qui est devenu indispensable aujourd'hui, qui l'a été dans le passé et qui le deviendra de plus en plus indispensable, quand on se prive de ce moyen de décision. »***
(M. Pierre Paradis, transcription de la séance du 14 décembre 1996, p. 68)

Vu les impacts majeurs susceptibles d'être causés par la cogénération, vu les connaissances limitées quant à ces impacts, vu la nécessité de préciser les paramètres de cette filière et considérant que les motifs ayant justifié la décision initiale du Conseil des ministres sont toujours d'actualité et fondés, la Commission estime que la tenue d'audiences génériques est nécessaire.

La Commission recommande que le gouvernement :

- **confie au MEF le mandat de tenir des audiences génériques sur les impacts environnementaux du procédé de cogénération avant que des certificats d'autorisation ne soient émis en rapport avec des projets y faisant appel.**

7.1.15 **INDECK-HULL**

Le respect des conclusions du BAPE

La Commission a considéré les représentations d'un citoyen, M. Mario Desbiens, de même que celles de la municipalité quant à, notamment, la légalité et la légitimité du site choisi pour y instaurer le projet de cogénération de la compagnie Indeck à Hull.

M. Desbiens y voyait une entorse aux règles de zonage alors que M. Yves Ducharme, maire de la Ville de Hull, soutenait que toutes les règles ont été respectées.

La Commission souligne, encore une fois, qu'elle n'est pas un tribunal et qu'elle ne peut en usurper les fonctions en tranchant le litige et en rendant jugement à cet égard. Par ailleurs, la Commission s'intéresse particulièrement au fonctionnement des institutions publiques.

La Commission du BAPE qui a examiné ce projet concluait ainsi son rapport :

« Par conséquent, la Commission ne peut cautionner le site de la Baie Squaw comme lieu d'implantation de la centrale Indeck-Hull bien que, sur le plan technique, le projet soit, à son avis, acceptable. » (P-1263)

Ce rapport fut rendu public le 13 octobre 1993 et les opposants au choix du site pouvaient, selon le témoignage de M. Desbiens, respirer un peu. Ils ont déchanté en constatant que le Conseil des ministres autorisait le projet quelque sept jours plus tard. (P-1263)

La Commission reconnaît que, légalement, ni le ministère ni le Conseil des ministres ne sont liés par un rapport d'une Commission du BAPE et qu'ils ont pleine et entière discrétion à l'égard de la décision à prendre.

Par ailleurs, des audiences publiques du BAPE sont à la fois onéreuses en temps et en énergie, et soulèvent des attentes au sein de la population. Selon la Commission, il n'est pas souhaitable que le Conseil des ministres puisse rejeter un tel rapport sans faire part, de quelque façon que ce soit, des motifs qui ont justifié sa décision. Il ne peut en résulter, pour une partie de la population, au mieux, que frustrations, et au pire, que suspicions.

La Commission recommande que le gouvernement :

- **s'engage à rendre publics les motifs justifiant toute décision allant à l'encontre d'un rapport d'une Commission du BAPE.**

7.1.16 SOCIÉTÉ DE COGÉNÉRATION KINGSEY ENR.

Une réglementation imprécise

La Société de Cogénération Kingsey enr., propriété de Cascades inc., opère, à Kingsey Falls, une usine de cogénération au gaz naturel depuis janvier 1990.

Ce projet a d'abord été autorisé par le MENVIQ le 19 décembre 1989 en vertu de l'article 22 *L.Q.E.* ; il s'agissait d'installer une usine de production d'électricité et de vapeur ayant une puissance totale de 17 MW. Étant autorisé en vertu de l'article 22, ce projet ne fut pas soumis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, malgré qu'il s'agissait clairement d'une centrale ayant une puissance de plus de 10 MW.

Il est vrai, qu'à l'époque, le MENVIQ en était à réaliser ses premières analyses de ce genre de projets, mais il n'en reste pas moins, selon l'avis de la Commission, que le projet aurait dû être soumis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement.

En novembre 1991, Cascades inc. désirait remplacer les deux turbines existantes par des turbines neuves plus efficaces et plus performantes; la puissance de la centrale passerait alors à 29 MW.

Le 3 décembre 1991, M^me^ Michèle Laberge, du MENVIQ, informait Cascades que son projet serait soumis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. M^me^ Laberge motivait la décision du Ministère en rappelant que toute augmentation de la puissance d'une centrale destinée à produire de l'énergie électrique d'une puissance de plus de 10 MW ou ayant pour effet de porter la puissance totale de la centrale à 10 MW ou plus est assujettie à cette procédure. (P-1183)

Cascades inc. n'était pas d'accord avec cette interprétation de la loi, s'appuyant sur l'opinion juridique de ses procureurs, et en appela de cette décision auprès du ministre, M. Pierre Paradis. Celui-ci demanda à son personnel de réévaluer la question et une opinion juridique fut préparée par le contentieux du Ministère.

Suite à l'opinion juridique émise par le contentieux, le MENVIQ modifia sa position, considéra que le projet était plutôt soumis à l'article 22 *L.Q.E.* et l'autorisa par voie de conséquence.

La Commission a pris connaissance de cette opinion juridique qui avance, comme le mentionnait le Bureau du protecteur du citoyen, qu'un tribunal pourrait vraisemblablement conclure que le projet n'est pas soumis à l'article 31.1 de la loi en raison du second alinéa de l'article 2 et du libellé du paragraphe l) du premier alinéa du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement.* (P-1189) Autrement dit, selon l'opinion juridique, puisqu'il s'agissait d'un remplacement d'équipements, le projet n'était pas assujetti à la procédure d'examen; de même, puisque la centrale possédait déjà une puissance de plus de 10 MW, l'augmentation prévue n'avait pas pour effet de faire passer la puissance de la centrale au-delà du seuil de 10 MW et par conséquent la procédure d'examen n'était pas applicable.

L'on peut être en désaccord avec cette interprétation, comme l'est l'avocate, directrice des enquêtes au Bureau du protecteur du citoyen, qui croit que toute augmentation de la puissance d'une centrale, même si elle a déjà une puissance de plus de 10 MW, est assujettie à l'article 31.1 *L.Q.E.*

Tant qu'un tribunal supérieur se sera pas penché sur la question, celle-ci demeurera entière. Par ailleurs, il serait utile, vu le texte du règlement et la confusion qu'il engendre, de voir à clarifier la question et à l'amender dès que possible. Le Bureau du protecteur du citoyen l'a d'ailleurs recommandé en 1992.

La Commission recommande que le gouvernement :

- **clarifie le texte du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* en précisant si les seules demandes visées par l'article 31.1 *L.Q.E.* sont celles faisant passer la puissance d'une petite centrale à plus de 10 MW ou si toute augmentation de puissance d'une centrale qui est déjà d'une puissance supérieure à 10 MW est visée par l'article 31.1.**

Une telle clarification permettra aux citoyens d'y voir plus clair, aux promoteurs de connaître les règles auxquelles ils sont astreints et aux employés du MEF de savoir ce que recherche effectivement le gouvernement.

7.1.17 SAINTE-ANNE-DES-PLAINES

(SECURE ENERGY TECHNOLOGIES)

Besoins énergétiques et développement économique régional : deux objectifs parfois incompatibles

Le 8 novembre 1993, M^me^ Lise Bacon informait M. Richard Drouin, que M. Francis Dupuis, d'Hydro-Québec, avait refusé le projet soumis par Secure Energy Technologies parce qu'il

avait été déposé après qu'Hydro-Québec eut comblé son bloc additionnel de 200 MW.

M^me^ Bacon déclarait qu'en aucun moment auparavant Hydro-Québec n'avait informé le promoteur de cet état de fait et ajoutait s'interroger sur le traitement accordé à ce dossier *« qui représente tout de même un investissement de quelques millions de dollars pour la région de Sainte-Anne-des-Plaines. »* (P-1164)

Le 9 décembre 1993, M. Drouin expliquait la prise de position de la société d'État en se référant, notamment, à la limite qui avait été atteinte en fonction des besoins d'Hydro-Québec.

Le 13 décembre, M^me^ Bacon se montrait plus acerbe : après avoir mentionné que le promoteur avait été incapable de rencontrer le vice-président exécutif et avait dû se satisfaire d'une rencontre avec le directeur de la Production privée, elle ajoutait :

« Je trouve indigne d'une société d'État telle Hydro-Québec d'agir aussi cavalièrement avec des partenaires qui pourraient s'avérer être des investisseurs intéressants pour le Québec.

Je compte donc sur votre collaboration pour que tout soit mis en oeuvre afin que les promoteurs du projet Secure Energy Technologies soient rencontrés et ce, à leur satisfaction. » (P-1121)

Il est vrai qu'il peut être opportun d'assurer des investissements et de favoriser le développement économique régional au moyen du programme de construction et d'exploitation de petites centrales, mais pas à n'importe quel prix.

M. Drouin avait clairement démontré que les besoins d'Hydro-Québec étaient comblés. Or, le mandat de la société d'État est d'abord de produire de l'électricité et de répondre à la demande et non de voir en priorité au développement économique régional.

Rien dans la réplique de M^me^ Bacon n'indique qu'elle mettait en doute l'explication de M. Drouin quant à l'atteinte des objectifs de l'APR.

Il apparaît à la Commission que cela aurait dû mettre fin à cet échange : si Hydro-Québec avait atteint ses objectifs, rien ne justifiait alors la seconde intervention de M^me^ Bacon.

La Commission croit qu'il y avait là, de la part de la ministre, une insistance persistante qui démontre les risques inhérents à la décision d'utiliser une politique d'achat d'électricité pour assurer prioritairement le développement économique régional : les objectifs premiers de la politique d'achat peuvent différer des objectifs immédiats du développement économique régional.

Tout au long de son enquête, la Commission a constaté qu'il était parfois difficile de distinguer les deux objectifs, ce qui a causé, à l'occasion, une certaine confusion dans les rôles. Ceci risque d'entraîner des conséquences malsaines au point où la société d'État pourrait même devoir acheter de l'électricité dont elle n'aurait pas besoin, sous le couvert du développement régional. Cela serait néfaste, tant pour la santé financière d'Hydro-Québec que pour l'environnement et la population puisque l'on assisterait à la naissance de nouveaux moyens de production non requis sans pouvoir compenser les impacts de tels moyens par la satisfaction de besoins énergétiques.

La Commission recommande que le MRN :

- **respecte le mandat premier d'Hydro-Québec qui est et doit demeurer avant tout l'approvisionnement du Québec en électricité.**

Notons, par ailleurs, que le projet de Secure Energy Technologies ne s'est jamais concrétisé.

7.1.18 CENTRE D'ÉNERGIE DE FRANKLIN

Le contrat conditionnel : un procédé inutilement inquiétant

Le promoteur, Universal Energy Corporation, cherchait à produire de l'électricité et de la vapeur en utilisant des pneus usagés.

Le 9 décembre 1993, Hydro-Québec signait avec le promoteur un contrat d'achat d'électricité à être produite par une centrale d'une puissance de 8,5 MW.

La position de la société d'État, face à un projet de valorisation des déchets, que ce soit par incinération ou gazéification, peut s'exprimer ainsi : Hydro-Québec est neutre face à cette question, c'est-à-dire qu'elle n'encourage ni ne décourage un tel projet, parce qu'elle considère qu'il n'est pas de sa compétence de privilégier quelque solution que ce soit à la problématique de l'élimination des déchets. Elle laisse donc aux autorités gouvernementales le soin d'effectuer ces choix en fonction des lois, des règlements et des politiques applicables. Par ailleurs, si le projet est recevable selon les autorités gouvernementales, Hydro-Québec pourra consentir à acheter l'électricité ainsi produite, favorisant par le fait même une élimination responsable des déchets.

Cette position, exprimée par divers témoins, est conforme au compte rendu de la 20e réunion du comité directeur de la Production privée, tenue le 25 août 1992. (P-871)

Cette façon d'Hydro-Québec d'envisager son mandat peut avoir l'avantage de respecter ceux, notamment, du MRN, du MEF et du BAPE, tout en assurant la coordination et la cohérence des interventions en laissant la responsabilité des décisions aux organismes dont c'est la principale fonction.

Cependant, si Hydro-Québec entend conserver cette attitude de neutralité face à l'utilisation des déchets et même face aux questions environnementales en général, elle pourra devoir affronter de vives protestations de la population dans l'hypothèse où elle continuerait d'utiliser la procédure du contrat conditionnel. Le projet de Franklin en est d'ailleurs un bon exemple.

- **L'idée d'un contrat conditionnel**

Tel qu'il a été mentionné précédemment[83], très tôt, des promoteurs et les représentants d'Hydro-Québec ont conclu qu'il serait pratiquement impossible d'obtenir le financement requis pour réaliser un projet sans qu'un contrat détaillé soit rédigé :

---

83. Voir Partie VI.

« Q Et essayons donc de voir pourquoi signer des contrats d'achat d'électricité conditionnels. Et pourquoi est-ce que l'entreprise a adopté cette approche plutôt que la signature de lettres d'intention détaillées équivalent à des contrats comme vous l'avez expliqué hier.

R [...] Alors ça permet de deux choses. ***Ça permet deux choses. La première, ça permet au producteur de savoir exactement ce que l'entreprise veut. Et deuxièmement, ça lui permet de développer son projet et d'engager ses propres fonds*** *à risque en sachant que s'il atteint la limite, la limite de sa course, bien, qu'Hydro-Québec ne lâchera pas prise et va continuer à acheter... va respecter son engagement. »*

(M. Francis Dupuis, transcription de la séance du 4 octobre 1996, p. 42-43)

« Q Finalement, si vous voulez passer rapidement sur la page 74 qui est : Pourquoi signer les contrats avant l'obtention du financement? Puisque monsieur Gagnon a déjà eu l'occasion d'expliquer le problème qui se posait. Mais si vous voulez en faire une brève...

R Bon. Je vais en faire le résumé. Le financement d'un projet est fonction des conditions détaillées du contrat d'achat surtout en ce qui concerne le prix : La formule de prix, l'indexation, les préoccupations des financiers. C'est de s'assurer que la formule de prix est conforme à la formule de prix de l'achat de combustible s'il en est. Il y a également des pénalités, des pénalités qui sont très sévères. Alors pour un financier, il est important de connaître ces pénalités. La durée du contrat, la date de mise en service. »

(M. Francis Dupuis, transcription de la séance du 4 octobre 1996, p. 46-48)

« R [...] Ensuite les frais d'analyse sont importants pour les institutions financières. C'est la raison pour laquelle on signe notre contrat avant qu'il aille demander son financement parce que les financiers peuvent engager d'abord leur propre temps, leur propre source, mais aussi engager des tiers soit du côté légal, soit du côté ingénierie, par exemple. »

(M. Francis Dupuis, transcription de la séance du 4 octobre 1996, p. 50)

Hydro-Québec a donc convenu de signer un contrat conditionnel en lieu et place d'une lettre d'intention détaillée qui aurait eu un contenu identique et qui aurait donc entraîné des obligations semblables.

Par ailleurs, pour s'assurer qu'Hydro-Québec ne serait pas liée définitivement au promoteur sans que celui-ci ait obtenu les autorisations requises, le contrat prévoyait qu'il ne deviendrait exécutoire qu'au moment de l'obtention de certaines autorisations :

> « R ***Le contrat est conditionnel*** *principalement au dépôt des droits hydrauliques obtenus, à l'obtention du certificat d'autorisation environnemental de même qu'à la confirmation du financement et toute une série d'autres conditions....* »
> (M. Francis Dupuis, transcription de la séance du 3 octobre 1996, p. 235-236)

Les employés d'Hydro-Québec se justifiaient pour ce faire, à l'aide d'une décision du conseil d'administration du 18 novembre 1987, prise lors de l'approbation de la grille tarifaire de cette même année :

« Sur proposition dûment faite et appuyée, il est unanimement

RÉSOLU :

D'autoriser Hydro-Québec à négocier et conclure des contrats d'achat d'électricité [...], sous réserve toutefois que tels contrats ne prennent effet que dans la mesure où le producteur, cocontractant d'Hydro-Québec, ait obtenu et puisse faire valoir tous les droits, titres et permis requis en regard des installations de production d'électricité faisant l'objet du contrat d'achat avec Hydro-Québec. »
(Extrait du procès-verbal de la réunion du conseil d'administration d'Hydro-Québec tenue à Montréal le mercredi 18 novembre 1987, P-3a, p. 338 et P-162)

La question n'était cependant pas définitivement résolue au sein d'Hydro-Québec. Ainsi, le compte rendu de la 20e réunion du comité directeur de la Production privée, tenue le 25 août 1992, se lit ainsi :

« La position de l'Environnement présentée par Francine Beaudry est que c'est préférable d'attendre que le BAPE se prononce avant de signer un contrat avec SIGED, afin de ne pas influencer les décisions. L'éventuel contrat devra refléter les conditions que pourrait contenir le certificat émis par le gouvernement. » (P-871)

La direction Environnement d'Hydro-Québec se montrait donc sensible à l'impact du contrat, fut-il conditionnel, sur les audiences et la décision du BAPE à l'égard du projet de SIGED.

Les membres du comité semblaient approuver cette position :

« Il est donc convenu de proposer au promoteur une lettre d'intention qui indiquerait que le contrat sera signé suite aux audiences du BAPE et après l'obtention des approbations gouvernementales. » (P-871)

Si un contrat, même conditionnel, était susceptible, selon les membres du comité directeur, d'influencer les décisions du BAPE ou, à tout le moins, de mettre l'organisme dans une situation moins confortable, a-t-on pensé à l'impact de la signature d'un tel contrat sur la population?

❑ **Le contrat conditionnel engendre des craintes**

La population de St-Antoine-Abbé et Franklin a appris, en novembre 1993, qu'Hydro-Québec s'apprêtait à signer un contrat avec Universal Energy Corporation. Convaincue que cette signature serait définitive et impliquerait une détérioration du milieu, vu l'absence de consultations et d'études préalables, une partie de la population s'est mobilisée et s'est opposée au projet pendant presque trois ans.

Le Comité de Citoyens de St-Antoine-Abbé et Franklin a frappé à toutes les portes et s'est adressé à tous les intervenants susceptibles de lui venir en aide afin que le contrat ne soit pas signé ou soit par la suite résilié. Il faut savoir que le procédé qu'entendait utiliser le promoteur n'avait pas été véritablement analysé au Québec. L'on peut facilement imaginer le temps et l'énergie que l'on a dû investir en interventions de toutes sortes, sans compter les dépenses que l'on a dû encourir.

Il est vrai qu'Hydro-Québec a informé le Comité de Citoyens, à quelques occasions, que le contrat était conditionnel à l'approbation du projet par les autorités gouvernementales. Par exemple, le 5 novembre 1993, avant la signature du contrat, M. Gabriel O. Ouellet, délégué commercial d'Hydro-Québec, écrivait au Comité de Citoyens :

« Le projet d'achat d'électricité produite à partir de la gazéification des pneus de rebut que doit construire le Centre d'Énergie Franklin inc. est actuellement en négo ion à l'intérieur d'un encadrement précis en matière d'énergie ren iable. Cet encadrement il est important de le rappeler est le suivant :
[...]

Un projet devient intéressant pour Hydro-Québec s'il est acceptable aux autorités compétentes en matière d'environnement.
[...]
Bien qu'Hydro-Québec souhaite que le débat sur les effets négatifs sur l'environnement des diverses formes de disposition des déchets soit le plus large possible, ***il incombe au MENVIQ de fixer la démarche à suivre en matière d'environnement.*** » (P-294, partie F)

Le 24 mars 1994, M. Ouellet écrivait à nouveau au Comité de Citoyens :

« *Ce contrat a été signé dans le cadre d'un appel de propositions restreint appelé APR-91. Il est conforme à notre encadrement concernant l'achat d'électricité à partir de déchets en particulier,* ***il est conditionnel à l'obtention des certificats d'autorisation*** *requis en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement.* » (P-294, partie F)

En effet, les articles 4 et 5 du contrat d'achat d'électricité prévoient que le promoteur doit obtenir les autorisations requises avant qu'Hydro-Québec ne soit tenue de respecter ses obligations. (P-297)

Il est exact de dire qu'Hydro-Québec n'était pas liée par ce contrat tant que le MENVIQ, notamment, n'aurait pas autorisé le projet. La population était donc tout aussi protégée que si Hydro-Québec avait procédé en émettant uniquement une lettre d'intention.

Il faut cependant être réaliste et sensible aux craintes, par ailleurs légitimes, de la population face à l'implantation d'un projet de production d'électricité, d'autant plus s'il s'agit d'un projet visant à tirer son énergie de pneus usagés, selon un procédé encore peu connu au Québec. Un contrat demeure un contrat, aux yeux de la population, et l'on peut facilement concevoir son anxiété en apprenant qu'Hydro-Québec avait apposé sa signature au bas d'un tel document.

La Commission a été à même de constater que cette compréhension des choses est généralisée. Pourquoi devoir, à chaque reprise, pour rassurer les gens concernés, expliquer et démontrer que, bien qu'il s'agisse d'un contrat, ses conditions sont telles qu'il ne lie pas immédiatement Hydro-Québec?

L'on dira qu'il s'agit uniquement d'une question de perception et qu'une lettre d'intention détaillée a les mêmes effets juridiques. Cela est exact, mais la Commission a constaté que certains problèmes de perception sont à l'origine de plusieurs malentendus dans le domaine de la production privée d'électricité, sujet devenu très délicat s'il en est. Il est inutile de susciter de tels malentendus en invoquant des raisons d'ordre juridique même si elles sont fondées.

Une lettre d'intention, référant à la nécessité d'obtenir les autorisations gouvernementales requises avant la signature du contrat, clarifierait la situation et n'aurait pas l'impact négatif du contrat conditionnel. L'on serait beaucoup moins susceptible, ce faisant, d'alimenter la confusion quant aux obligations d'Hydro-Québec et quant à la réalisation du projet.

Les auteurs de la Politique d'achat, en 1987, et la Direction de l'Environnement d'Hydro-Québec, en 1992, entrevoyaient le problème; il apparaît que l'on doive reconsidérer la question et revenir à ce qui était alors suggéré, même si cela peut entraîner quelques difficultés administratives que l'on peut, par ailleurs, aplanir.

De plus, il est nécessaire, dans le contexte, de considérer l'opinion publique.

En conséquence, la Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **ne signe aucun contrat d'achat d'électricité tant que le promoteur n'a pas obtenu les autorisations requises;**
- **informe les populations locales de la signature de toute lettre d'intention susceptible d'entraîner la construction d'une petite centrale sur leur territoire.**

❑ **Le traitement accordé au promoteur**

Relativement à la neutralité d'Hydro-Québec quant à la prise de décisions gouvernementales en matière d'environnement, la Commission note que la société d'État n'a pas agi avec une dite neutralité dans la présente affaire. En effet, peut-être sous la pression ou non du Comité de Citoyens, Hydro-Québec a exigé, dans les heures ou les journées précédant la signature du contrat, l'inclusion de la clause suivante :

« ATTENDU QUE le producteur demandera au ministère de l'Environnement du Québec que son projet soit soumis au processus d'audiences publiques. » (P-297)

Selon M. Samuel A. Thompson, président de Centre d'énergie Franklin inc., cette clause a eu pour effet de mettre fin à toute possibilité de financement, les institutions financières ne voulant aucunement s'associer à un tel projet, vu la possibilité qu'il ne se réalise pas si des audiences publiques devaient être tenues.

Pourquoi Hydro-Québec a-t-elle agi de la sorte face à ce promoteur en le forçant à demander la mise en oeuvre d'un processus d'audiences publiques auxquelles il n'était pas tenu en vertu de la *L.Q.E.*? En effet, le projet était d'une puissance de moins de 10-MW et le MEF a plus tard statué qu'il s'agissait d'un procédé de gazéification et non d'incinération. Peut-on prétendre faire preuve de neutralité en forçant le promoteur à demander l'intervention du MENVIQ dans un contexte différent de celui envisagé par le législateur? Peut-on prétendre, dans ces circonstances, laisser le soin aux autorités gouvernementales de prendre les décisions adéquates? La Commission ne le croit pas et considère que ce promoteur fut traité différemment des autres promoteurs et ce, sans motif valable, à moins qu'Hydro-Québec ne déclare vouloir s'immiscer dans la prise de décision du gouvernement; si telle est sa position, elle devra le faire à l'égard de tous les promoteurs privés.

Précisons que le contrat fut résilié par Hydro-Québec en septembre 1995 parce que le promoteur n'avait pas respecté ses engagements.

7.2 UN COÛT SOCIAL À SUPPORTER

La création d'une nouvelle activité économique a des répercussions sur l'ensemble du processus de régulation sociale. La production privée n'échappe pas à cette loi naturelle. La preuve le confirme : la production privée entraîne des conséquences dont les ramifications, souvent insaisissables et méconnues, sont trop fréquemment ignorées ou sous-estimées dans l'analyse du coût global d'une telle activité.

Après avoir examiné la justification énergétique, l'opportunité économique et la mise en oeuvre de la politique d'achat, il s'agit maintenant d'en compléter l'analyse critique en s'interrogeant sur les divers impacts sociaux qu'elle a engendrés. Sans prétendre en déterminer précisément le coût, il importe d'identifier les éléments susceptibles de composer le coût global de la production privée d'électricité.

L'objectif de cette démarche est donc de mesurer de manière plus affinée les avantages et les inconvénients générés par la mise en place du programme de la production privée. En effet, si celle-ci a pu se justifier d'un point de vue énergétique au moment du lancement de l'APR et si son coût économique, pour Hydro-Québec, peut s'expliquer, les activités connexes qui s'y sont greffées et leurs divers impacts, identifiés lors de l'examen de sa mise en oeuvre, doivent être décrits davantage afin de pouvoir les comparer aux avantages que l'on puisse en retirer et permettre à la Commission de faire les recommandations appropriées.

Il convient de souligner que les coûts sociaux engendrés par la production privée se situent autant en aval qu'en amont de sa mise en oeuvre.

7.2.1 LA MISE EN OEUVRE DE LA POLITIQUE D'OCTROI : PRÉPARATION PRÉCIPITÉE ET INSUFFISANTE DU MER

La Commission estime que le MER a inutilement pressé le pas pour mettre en oeuvre sa politique d'octroi et ce, avant même d'avoir établi des règles cohérentes et avant d'avoir envisagé tous les impacts de son programme. L'établissement des listes de sites disponibles, la coexistence difficile des divers ministères et des organismes impliqués, la réticence du MER

à respecter leurs mandats respectifs et l'absence d'études environnementales préalables adéquates démontrent, aux yeux de la Commission, une planification et une coordination déficientes. Or, un coût se rattache nécessairement à la mise en oeuvre d'un programme incohérent : dans le cas présent, coûts pour les promoteurs qui doivent vivre les affres d'un tel programme, coûts pour l'État qui doit sans cesse affecter personnel et ressources pour pallier les écueils de plus en plus considérables, coûts pour les citoyens qui dépensent temps, énergie et ressources pour se faire entendre, coûts pour la société qui se voit léguer un héritage qu'elle ne désirait peut-être pas.

7.2.1.1 L'ÉTABLISSEMENT DE LA LISTE DE 1991

L'exercice ayant mené à l'identification des sites rendus disponibles par le MER à la fin de 1990 a démontré non seulement la précipitation du MER à mettre en oeuvre, le plus rapidement possible, la politique d'octroi, mais également l'insuffisance des règles mises en place pour assurer le respect des mandats spécifiques du MENVIQ et du MLCP. Le trop court délai consenti au MLCP n'était pas acceptable, même s'il s'agissait uniquement d'émettre des avis préliminaires : la preuve a d'ailleurs démontré que ces avis, dits *préliminaires*, ont pris un caractère permanent, si l'on considère, entre autres, le refus du MER de retirer Chambly de la liste des sites[84].

L'insistance du Ministère démontre également son empressement à vouloir à tout prix émettre une liste *crédible*, et ce, dès la première année; or, aux yeux du MER, le retrait du site de Chambly aurait affecté la *crédibilité* de la liste et il était par conséquent hors de question d'abandonner ce site. De même, la volonté du MER de s'opposer aux avis, pourtant raisonnables, émis par le MENVIQ et le MLCP, démontre que les règles préalablement établies étaient insuffisantes ou encore que leur sens a été probablement dénaturé par les autorités du Ministère. Rappelons, de plus, les coûts engendrés par les incohérences de ce processus et ce, pour tous les intervenants concernés par le projet de Chambly.

---

84. Voir section 7.1.

7.2.1.2 L'ÉTABLISSEMENT DE LA LISTE DE 1992

Les circonstances de l'identification des sites rendus disponibles en 1992 sont également troublantes, plus particulièrement en rapport avec le respect du mandat d'Hydro-Québec et de l'entente intervenue entre la société d'État et le MER[85].

L'objectif du MER était de mettre au point une liste finale avant l'automne 1991 afin que les personnes intéressées puissent procéder à une visite de reconnaissance des sites et ce, avant l'hiver.

Le 5 juin 1991, le MER proposait une liste de 15 sites à Hydro-Québec. En réponse, la société d'État a retourné une liste de 44 sites, dont le total en puissance n'était que de 18 MW. Or, l'objectif du Ministère était bien différent, tel que l'exprimait M^me^ Bacon dans une lettre adressée à M. Drouin le 22 octobre 1991:

« Le 5 juin dernier, le ministère proposait une liste de 15 sites à Hydro-Québec. En réponse à cette suggestion, Hydro-Québec proposait plutôt une liste de 44 sites totalisant 18 MW. Cette réaction d'Hydro-Québec me laisse perplexe. Je me permets donc de vous rappeler certains objectifs poursuivis par le gouvernement dans le cadre du programme des petites centrales hydroélectriques.

Une quinzaine de sites totalisant 20 à 30 MW doivent être rendus disponibles chaque année. ***Il est essentiel que cette liste soit constituée de sites intéressants tant en termes d'équipements existants et récupérables que de potentiels aménageables.*** *Le gouvernement est déterminé à offrir aux promoteurs privés des sites qui leur permettent de mettre sur pied des projets économiquement aménageables. »* (P-374)

Soulignons que M^me^ Bacon exigeait du même souffle que la question soit réglée le 28 octobre, soit six jours plus tard.

Une rencontre entre des représentants du MER et de la société d'État eut lieu le 31 octobre; ensuite, le 14 novembre, Hydro-Québec a soumis une nouvelle liste composée, cette fois-ci, de douze sites, mais totalisant 59,6 MW. (P-373)

---

85. Voir Partie III.

Quoique considérée plus intéressante, cette liste ne satisfaisait pas pleinement le MER qui croyait, notamment, que la capacité de production allouée à plusieurs de ces sites avait été surévaluée.

En conséquence, le MER, voulant atteindre plus de capacité, était d'avis que :

« On ne peut, dans ces circonstances, écarter définitivement la possibilité d'un recours à la mise en disponibilité additionnelle de quelques sites qu'Hydro-Québec a exprimé l'intention de conserver. » (P-373)

Le 25 novembre, le Ministère concluait que l'ensemble des douze sites proposés par Hydro-Québec n'avait pas un potentiel de 59,6 MW, mais bien de 17,5 MW et qu'en plus, quatre sites s'avéraient problématiques, de sorte que la réalité était plutôt de 9,3 MW, un total nettement insuffisant aux yeux du MER.

M. Ronald Gignac en vint à la conclusion suivante :

« Pour préserver la crédibilité du programme des PCH (petites centrales hydroélectriques)*, on doit recourir à la mise en disponibilité de trois sites qu'Hydro-Québec a déjà exprimé l'intention de conserver. »* (P-375) (notre parenthèse)

Il y avait donc, selon le MER, nécessité d'assurer la crédibilité du programme en poussant Hydro-Québec à abandonner des sites qu'elle considérait intéressants.

Selon la Commission, c'est à juste titre qu'Hydro-Québec requérait le délai nécessaire pour réaliser des études de rentabilité à l'égard des sites requis par le MER, mais qu'elle détenait toujours. L'une des raisons qui a poussé Hydro-Québec à donner son accord au programme n'était-elle pas de lui permettre de se départir de sites qu'elle ne jugeait, plus intéressants pour elle-même, au point de vue économique? L'évaluation de la rentabilité des sites étant une question de gestion interne, il était du devoir du MER, selon la Commission, de respecter les exigences d'Hydro-Québec, même si elles ralentissaient le processus d'octroi.

La Commission recommande donc que le MRN :

- **reconnaisse le rôle prioritaire d'Hydro-Québec dans le domaine du développement hydroélectrique en lui accordant la responsabilité d'identifier et d'évaluer les sites qu'elle entend céder au Ministère et en réaffirmant son droit de préférence et de préemption à l'égard des sites hydrauliques.**

Le 18 décembre 1991, M. Gignac rédigeait une note dans laquelle il soulevait un nouveau problème : l'on pouvait difficilement respecter les délais puisqu'une série d'études devaient encore être effectuées sur la viabilité économique des sites et leurs coûts de raccordement. De plus, le processus de consultation prévu à la politique d'octroi n'avait pas encore été complété. Il demandait donc *« une période de consultation plus étendue auprès [...]* du MLCP, du MENVIQ et des MRC afin de réduire *[...] les risques que ne se reproduisent d'autres cas comme celui de Chambly. »* (P-372)

La mise en place d'un processus de consultation acceptable n'était donc toujours pas réglée, alors même que le MER entreprenait la composition de sa seconde liste (1992) et ce, plus de quinze mois après la mise au point de la politique d'octroi.

L'absence de planification et de concertation semblait donc vouloir se maintenir sur une base permanente.

La Commission souligne en outre que le MER a inclus, dans la liste de 1992, Chute Martine, pour s'apercevoir, plus tard, que des inondations pourraient affecter des terrains privés; il s'agissait en ce cas d'un site hybride qui n'aurait pas dû être inclus dans la liste de sites publics.

7.2.1.3 L'ANNÉE 1993

En 1993, Hydro-Québec affirmait qu'il devenait trop onéreux d'évaluer chaque site et décidait de libérer, sans évaluation, les

sites pour lesquels le MER ou des promoteurs manifestaient de l'intérêt. En conséquence, et ironiquement, la société d'État conserverait dans son patrimoine les sites moins intéressants et se départirait des sites les plus intéressants, convoités par les promoteurs privés, même si une évaluation avait pu démontrer qu'Hydro-Québec aurait un intérêt économique à les conserver. La Commission ne peut accepter qu'une société d'État se départisse de ses biens, sans, au préalable, s'assurer qu'elle a un intérêt économique à le faire.

La Commission recommande donc qu'Hydro-Québec :

- **ne cède aucun site au MRN ou à l'entreprise privée sans avoir, au préalable, effectué une évaluation de ce site afin de s'assurer qu'elle a un intérêt économique à le faire.**

7.2.2 LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Les impacts environnementaux doivent être considérés dans l'évaluation du coût global d'une activité économique telle que la production privée d'électricité.

Quelle que soit la signification que l'on donne au qualificatif *renouvelable*, chaque ressource recèle une valeur économique qui lui est propre. Toute atteinte à l'environnement représente donc un coût que la population assume non seulement dans son présent collectif mais dans son devenir. La société peut avoir tout intérêt à refuser d'exploiter une ressource dans l'immédiat pour préserver la possibilité d'y recourir plus tard.

Les impacts négatifs identifiés par l'examen de la mise en oeuvre de la politique d'achat n'ont pas été présentées dans la simple perspective de regretter ce qui aurait dû être fait. Il s'agit de souligner l'importance de considérer les impacts environnementaux comme faisant partie intégrante du coût économique global de la production privée, coût qui, dans une

acception plus large, rejoint le concept de coût social. Ce faisant, la Commission invite les autorités gouvernementales à remédier rapidement et efficacement aux atteintes environnementales importantes qu'elle a pu constater.

La Commission est consciente qu'il est peu probable que l'on puisse produire de l'électricité sans impacts environnementaux; seule l'efficacité énergétique peut y parvenir et encore. La seule issue serait de ne pas produire d'électricité et de la remplacer par une autre source d'énergie ayant peu ou pas d'impacts. La Commission réalise également que les mesures envisagées par la *L.Q.E.* sont des mesures d'atténuation, à l'égard d'impacts existants, et non des mesures visant à les faire disparaître. Néanmoins, l'identification de mesures susceptibles d'atténuer encore davantage ces impacts demeure un impératif.

7.2.2.1 VARIABILITÉ ET GRAVITÉ DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

La Commission a identifié bon nombre d'impacts environnementaux causés par les petites centrales hydroélectriques. Cela ne signifie pas, bien entendu, que les autres moyens de production d'électricité n'engendrent pas de tels impacts. Cependant, le grand nombre de projets hydrauliques et la nature de leurs impacts ont incité de nombreux citoyens à manifester leurs doléances et leurs appréhensions.

La Commission reconnaît que les petites centrales hydroélectriques peuvent engendrer moins d'impacts environnementaux que d'autres types de petites centrales; par ailleurs, il ne faudrait pas croire qu'elles n'en génèrent pas.

Quoique l'eau soit une ressource renouvelable, l'aménagement d'une rivière a un caractère de permanence qui mérite d'être souligné : la rivière et son environnement seront irrémédiablement modifiés par la construction d'aménagements hydroélectriques. Il y a rarement retour en arrière de sorte que les barrages ne sont à peu près jamais démantelés et les lieux remis dans leur état naturel. Par conséquent, si l'eau est une ressource renouvelable, il peut être hasardeux de prétendre qu'une rivière aménagée le soit également.

De plus, même le langage utilisé en rapport avec les petites centrales hydroélectriques peut être équivoque. L'on parle souvent de petites centrales aménagées *au fil de l'eau*, désignant par là un ouvrage qui n'aurait que peu ou pas d'impact sur le débit et le niveau de la rivière. Or, cela s'avère inexact et la preuve entendue par la Commission le démontre amplement. Que l'on pense, par exemple, aux centrales, telles Winneway et Coulonge, qui bénéficient de la présence, en amont, d'ouvrages de retenues susceptibles de modifier considérablement le débit de la rivière et son niveau d'eau. Pensons également aux divers barrages dont la crête peut être rehaussée ou rabaissée à volonté par divers moyens, dont les vannes gonflables, qui modifient le niveau et le débit d'eau en amont et en aval. Enfin, rappelons que l'exploitation d'une centrale est de nature, en soi, à affecter le débit d'une rivière et même, à l'occasion, à l'interrompre totalement, par exemple, lors de la suspension des opérations pendant une période plus ou moins longue. Il faut donc être prudent lorsque l'on évoque le concept de petite centrale aménagée *au fil de l'eau*, et ne pas croire que la rivière n'en sera que peu affectée.

La Commission a examiné diverses études réalisées en rapport avec les impacts de ces petites centrales hydroélectriques de même que, plus spécifiquement, les analyses environnementales et fauniques émanant du MENVIQ, du MLCP et du MEF. Il convient, en rapport avec ces impacts, de référer au témoignage de M. Pierre Bérubé, biologiste au MEF, qui résumait ainsi la situation :

« Q *Pourriez-vous nous expliquer, Monsieur Bérubé, brièvement quels sont les effets de la diminution lorsqu'il y a érection d'un barrage, les effets de la diminution du débit sur la rivière?*

R *Bon écoutez, à ce chapitre-là* ***c'est certain qu'il y a une multitude d'effets, mais dépendamment du type d'aménagement et dépendamment des caractéristiques du milieu récepteur, les impacts seront variables.***

Je peux vous donner en fait quelques éléments d'impact susceptibles d'être engendrés sur le milieu aquatique et sur l'habitat du poisson.

Il est certain que lorsqu'on exerce ou lorsqu'on fait un rehaussement de plan d'eau à l'amont d'un barrage, et qu'on va modifier l'origine hydrique ***il va s'en suivre différents impacts sur les écosystèmes aquatique et riverain.***

(Variation des cours d'eau)

On pourrait noter entre autres par exemple dans certains cas des augmentations de profondeur d'eau. Dans d'autres cas il pourra y avoir des réductions de vitesse de courant. Il est certain également que les vitesses de courant sont liées ou sont correlées avec les différents substrats, donc la dimension du gravier ou des cailloux dans les cours d'eau. ***Donc, il va y avoir des modifications granulométriques du substrat qui est dans le lit de la rivière.***

Dans d'autres cas on pourra observer l'érosion de certaines rives qui sont davantage instables. On a noté également dans d'autres cas, il pourrait y avoir des modifications au niveau de la couverture de glace. *C'est des phénomènes qui sont observés. La qualité de l'eau également à réduction de débit très intense, il peut y avoir dans certaines rivières à faible régime d'écoulement des modifications de la qualité de l'eau.*

(Déstabilisation des habitats fauniques)

De ces impacts primaires-là va découler dans certains cas une réduction des superficies d'habitat pour le poisson. Pensons entre autres aux superficies des aires de reproduction, donc des frayères. Ou même dans d'autres cas les zones de croissance pour l'alevinage ou pour l'élevage des juvéniles de poisson.

A une échelle plus globale, il pourrait arriver qu'on observe également ***certaines disparitions de l'habitat pour l'avifaune,*** *donc les organismes qui colonisent ou qui utilisent le milieu riverain humide.*

Un élément peut-être important à mentionner, c'est que la réduction des débits ou l'assèchement du cours d'eau dans la partie, dans le bief qu'on dit court-circuité, donc s'il y a un détournement va engendrer également d'autres impacts sur l'écosystème aquatique.

(Modification de l'écosystème)

Je vous cite les principaux : ***on va observer dans certains cas une diminution de ce qu'on appelle la surface ou encore le périmètre mouillé du cours d'eau.*** *Donc, les vitesses d'écoulement sont modifiées. Dans certains cas également les températures; disons que les changements dans la température de l'eau*

> *ou dans des paramètres physico-chimiques comme l'oxygène dissous ne seront quand même pas diminués de façon significative,* ***mais on peut observer des diminutions et en bout de piste bien on va noter des pertes d'habitat à poisson, ou si ce ne sont pas des pertes directes il pourra y avoir des déplacements d'habitats en anglais des « shifting » d'habitats qui vont être, qui vont être observés.***
> (M. Pierre Bérubé, transcription de la séance du 1er mai 1996, p. 22-25) (nos parenthèses)

Les impacts environnementaux sont donc nombreux et ce témoignage est confirmé par l'ensemble des analyses émanant des trois ministères.

De même, le document produit par le MEF, intitulé *Les petites centrales hydroélectriques,* daté du 10 mai 1995, identifie plusieurs de ces impacts. (P-1091) Mentionnons notamment les effets du rehaussement du plan d'eau en amont du barrage, de la réduction des débits d'eau, des variations brusques de niveau d'eau et de débit en aval et de l'évacuation d'une grande quantité d'eau à la sortie du canal de fuite de même que la création d'obstacles à la migration des poissons, la modification de l'apparence naturelle des lieux et de leur vocation ainsi que les impacts causés par les travaux de construction.

Ce document indique qu'en mai 1995, le MEF en était toujours à explorer diverses avenues de recherche touchant notamment les problématiques suivantes :

> *« Développement d'une méthode de détermination des débits réservés pour la protection des habitats à poissons dans les rivières du Québec.*
> *[...]*
> *Évaluation de la problématique de dévalaison des poissons en relation avec les petites centrales hydroélectriques.*
> *[...]*
> *Acquisition de connaissances sur les structures dissipatrices d'énergie à mettre en place à la sortie des évacuateurs de crue. »* (P--091)

L'on pourrait croire que les effets identifiés par M. Bérubé et le document P-1091 ne sont que des impacts théoriques.

Or, l'examen des avis fauniques et des rapports d'analyses environnementales, produits devant la Commission sous la cote

P-1276, démontre que de tels impacts sont bel et bien identifiés et associés à l'implantation de petites centrales. Ainsi, parmi les impacts que prévoient les experts du MEF, citons :

— mortalité de poissons due au dynamitage en période de construction;

— détérioration de la qualité de l'eau;

— mortalité de poissons entraînés vers les turbines;

— obstacle à la montaison et à la dévalaison du poisson;

— assèchement durant des périodes plus ou moins longues de la partie court-circuitée de la rivière, dont la longueur peut varier, selon les petites centrales, de quelques centaines de mètres à environ trois kilomètres (par exemple : 1,2 km pour les Chutes Philias et 3 km pour St-Raphaël);

— baisse ou même disparition complète de certaines espèces de poissons;

— détérioration des conditions de frai;

— détérioration de la beauté naturelle des lieux et de leur fonction récréotouristique;

— assèchement complet de la chute pendant des périodes plus ou moins longues;

— élimination de l'habitat de diverses espèces par le rehaussement d'un plan d'eau en amont du barrage.

La Commission ne prétend pas que l'aménagement de petites centrales hydroélectriques n'a pas d'impacts environnementaux positifs; pensons à la réfection d'ouvrages en ruines, à la stabilisation des niveaux d'eau par une exploitation professionnelle, au développement récréotouristique, à l'amélioration de la sécurité des lieux, etc.

La Commission veut uniquement rappeler que ces petites centrales ont des impacts importants et qu'il faut tout mettre en oeuvre pour instaurer des mesures d'atténuation. Or, la preuve soumise convainc la Commission que le MENVIQ et le MEF n'ont pas été en

mesure de mettre en oeuvre des mesures d'atténuation acceptables et il est douteux, comme ce rapport le démontre[86], que le MEF soit maintenant en mesure de le faire.

❑ **Le comité de sélection : de meilleurs outils s'imposent**

L'élaboration de la politique d'octroi et sa mise en oeuvre n'a donné lieu à aucune véritable analyse préalable des impacts générés par l'ensemble de la filière des petites centrales hydroélectriques. Les préoccupations portaient essentiellement sur le mécanisme d'harmonisation des responsabilités de chacun et sur la façon de faciliter le processus d'octroi.

Lors de l'évaluation des projets au cours du premier appel public de propositions, le comité de sélection comportait des représentants du MENVIQ; lorsque ceux-ci se sont retirés du processus en 1992 et 1993, se considérant en situation de conflit d'intérêts, l'on a jugé suffisant de pallier leur absence par l'ajout de représentants de la Direction de l'aménagement du MER. L'expertise du comité en matière environnementale en fut sûrement affectée.

Par ailleurs, même au moment de l'évaluation des projets soumis en 1991, l'examen du comité se limitait à considérer l'analyse réalisée par le promoteur :

> *« R [...] l'objectif poursuivi par le ministère n'était pas de faire à la place du ministère de l'Environnement et de la Faune une évaluation environnementale du projet mais* ***plutôt de mesurer la capacité du promoteur à faire face à l'obtention d'un certificat*** *éventuellement, au ministère de l'Environnement et de la Faune.*
> *[...]*
> *Alors impact au niveau de la faune, impact au niveau de la flore, impact au niveau social,* ***sont à ce moment-là évalués, décrits par le promoteur*** *et s'il a une bonne connaissance des répercussions de son projet sur le milieu,* ***nous sommes en droit de nous attendre*** *- et ça fait partie de l'autre critère -* ***qu'il aura prévu mettre en place des mécanismes adéquats pour atténuer ces impacts-là. »***
> (M. Ronald Gignac, transcription de la séance du 25 avril 1996, p. 40, 42)

---

86. Voir section 7.2.2.2.

Il apparaît à la Commission que le MER ne devait pas se satisfaire de la simple probabilité que le promoteur obtienne un certificat d'autorisation : le caractère novateur et spécifique du programme exigeait une analyse environnementale plus approfondie au moment même de la sélection du projet. Une étude d'anticipation des risques environnementaux et des impacts éventuels aurait été appropriée; *a fortiori*, lorsque ces risques se sont progressivement concrétisés.

Par ailleurs, la Commission croit que des représentants du MEF devraient faire partie, dans un premier temps, du comité de sélection; pour éviter toute apparence de conflit d'intérêts, ces représentants ne devraient pas, dans un deuxième temps, participer à l'évaluation de ces mêmes projets lorsqu'ils seront soumis au MEF.

La Commission recommande que le MRN :

- **s'assure que le comité de sélection comprenne des représentants du MEF, analyse les impacts environnementaux d'un projet et puisse le rejeter, au cours de cette étape, lorsqu'il est prévisible que ces impacts ne puissent être l'objet de mesures d'atténuation acceptables;**

- **examine, en collaboration avec le MEF, dans le cadre d'audiences génériques publiques, les impacts positifs et négatifs de l'implantation, dans les régions, de petites centrales hydroélectriques afin de s'assurer que le coût social qu'elles engendrent soit justifié par les avantages qu'elles procurent et ce, avant la mise en vigueur d'un programme de petites centrales.**

Il convient d'ajouter qu'à la fin de 1994 et au début de 1995, le MEF a fait le point sur les impacts de petites centrales hydroélec-

triques et a émis, à l'égard du MRN, une liste d'éléments à considérer dans le choix d'un site. (P-474)

D'entrée de jeu, le MEF recommande d'éliminer les sites vierges du programme de petites centrales. Vu la preuve qu'elle a entendue, la Commission est en accord avec cette recommandation et croit qu'il n'est pas souhaitable, à l'heure actuelle, de se lancer dans l'aménagement de sites vierges, c'est-à-dire de sites n'ayant jamais fait l'objet d'un aménagement hydroélectrique. S'il peut être acceptable de remettre en service certaines petites centrales désaffectées qui peuvent constituer un fardeau financier et une atteinte à la sécurité, le gouvernement ne devrait pas permettre la disparition ou la détérioration de chutes, de rivières et d' habitats fauniques pour en soutirer quelques MW. L'environnement mérite mieux. D'ailleurs, initialement, le programme de petites centrales ne visait pas à permettre de tels aménagements, mais cherchait uniquement à remettre en valeur des sites désaffectés.

La Commission recommande que le MRN :

- **exclue du programme de petites centrales les sites vierges à moins que des études précises et détaillées, ayant fait l'objet d'audiences publiques, ne justifient l'installation d'aménagements nouveaux selon les points de vue économique, social et environnemental.**

La Commission recommande que le MEF :

- **exclue du programme de petites centrales les sites vierges à moins que des études précises et détaillées, ayant fait l'objet d'audiences publiques, ne justifient l'installation d'aménagements nouveaux selon les points de vue économique, social et environnemental.**

7.2.2.2 DES CONNAISSANCES INSUFFISANTES ET UNE PRÉPARATION INADÉQUATE

Le rôle du MENVIQ, et par la suite du MEF, à l'égard de l'analyse et de l'approbation des projets, était et est toujours extrêmement important, d'autant plus qu'Hydro-Québec s'en remet aux autorités gouvernementales pour l'évaluation environnementale de ces projets. Avant la constitution du MEF, ce sont les fonctionnaires du MLCP qui émettaient les avis fauniques.

La Commission a constaté que les ministères concernés ne possédaient ni les connaissances ni les effectifs nécessaires pour accomplir adéquatement cette tâche.

❑ **L'ampleur de la tâche**

Dès le départ, le MLCP, et par voie de conséquence, le MENVIQ, furent pris par surprise par l'ampleur et le nombre de projets soumis :

« Q A votre connaissance, Monsieur Bérubé, en mil neuf cent quatre-vingt-dix (1990) au début du programme des petites centrales est-ce qu'au MLCP on a soulevé le problème de l'absence de normes, d'avoir à se prononcer ou donner des avis en l'absence d'une norme?

R Non, moi à ma connaissance au début des années quatre-vingt-dix (90), quatre-vingt-onze (91) là, moi je n'ai pas entendu parler pour ainsi dire de demandes précises à ce chapitre-là, c'était, on assistait à une naissance des projets de petites centrales et ***ce n'est pas tout le monde qui pouvait se douter qu'il y aurait une explosion ou une expansion aussi rapide de ces projets-là.*** *Donc, à ma connaissance non.*

Q Donc, c'est uniquement comme vous avez indiqué au printemps quatre-vingt-treize (93) au début?

R C'est que, c'est ça. C'est que vraiment, au tout début c'était vraiment des projets très ponctuels, et on n'avait pas encore vraiment assisté à une expansion de ces projets-là, mais soudainement d'une région à l'autre puis dans certains cas il y avait des régions qui étaient plus touchées que d'autres, là les dirigeants en fait les directions régionales se retrouvaient avec un, deux, trois projets à mener de front et là c'est à ce moment-là qu'on s'est aperçu de la nécessité d'essayer de développer, de mettre en oeuvre des moyens pour la prise en compte de ces problématiques-là.

Notamment celles des débits réservés mais il y a eu également d'autres types de problèmes aussi associés aux petites centrales. »

(M. Pierre Bérubé, transcription de la séance du 1er mai 1996, p. 31-33)

« R *[...] Je pense qu'on ne parlera pas d'un état de panique, mais on va parler plutôt d'informations qui ont commencé à être échangées beaucoup plus rapidement qu'antérieurement à l'année quatre-vingt-treize (93).* ***C'est-à-dire que les biologistes régionaux ou des collègues dans d'autres disciplines progressivement se sont vus envahis par une multitude de petits projets.*** *Et là, c'est bien certain qu'au risque de se tromper en prenant certaines décisions, bien on en est venu à dire est-ce qu'il n'y aurait pas moyen de développer un cadre d'analyse, de pousser plus loin pour qu'on puisse avoir une même base commune d'informations. »*
(M. Pierre Bérubé, transcription de la séance du 1er mai 1996, p 117)

Non seulement le nombre de projets soumis était-il considérable, mais encore, ces projets prenaient-ils naissance à la grandeur du territoire québécois.

❑ **D'importantes carences**

Devant une telle situation, les employés du Ministère se devaient de recevoir une formation adéquate et être munis d'outils appropriés. Or, il n'en fut rien. C'est ainsi que les fonctionnaires n'ont pu qu'improviser, peu outillés pour faire face à une problématique qu'ils ne connaissaient guère :

« R *Bien en fait ce qui s'est passé c'est qu'on avait de plus en plus de commentaires émanant des directions régionales à l'effet* ***que les gens n'étaient pas nécessairement habilités à répondre à toutes les questions qui leur était posées par les promoteurs*** *et à ce moment-là, le but précis c'était de leur livrer un document, comment j'appellerais ça, une espèce de guide de recettes pratiques standardisées ou uniformisées qui leur permettrait, tous et chacun, de pouvoir travailler de la même manière. »*

[...]

R ***Donc, antérieurement au printemps ou à l'été mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993), le ministère ne disposait pas d'aucun outil pour ainsi dire technique ou technologique permettant de statuer sur une norme minimale de débit.***

Donc, ne disposant pas de cette technologie ou de méthode de calcul hydrologique, les gens procédaient dans ces dossiers-là au meilleur de leurs connaissances qu'ils avaient des

écosystèmes. Et donc, en quatre-vingt-dix (90), quatre-vingt-onze (91), quatre-vingt-douze (92) ***et jusqu'en quatre-vingt-treize (93) il y avait des ententes, des discussions qui se faisaient entre les chargés de projets des directions régionales et les promoteurs pour chercher un compromis de façon à protéger l'environnement aquatique et également pour faciliter d'une*** *certaine façon la tâche du promoteur, ne pas lui mettre des bâtons dans les roues pour absolument rien.*

Donc, c'était comme ça, c'était vraiment ad hoc et chacun y allait en fonction des connaissances qu'il avait de son cours d'eau, de ses espèces de poisson et de ce qu'il pouvait trouver dans la littérature. ***Mais il n'existait pas à ce moment-là aucun outil de base, aucun outil standard pour aider à la planification d'un projet ou à prendre ou à la prise de décision.*** *»*

[...]

R *En fait* ***nos gens étaient, ce ne sont pas des gens nécessairement formés pour directement pour analyser ce type de projet-là.*** *Il y a un peu de tout là-dedans, c'est complexe, il y a de l'hydrologie, il y a de l'hydraulique, il y a de la biologie, il y a une multitude de choses. »*
(M. Pierre Bérubé, transcription de la séance du 1er mai 1996, p. 18, 27-28, 117)

Ainsi donc, par manque de prévoyance et à cause d'une préparation déficiente, les fonctionnaires concernés n'ont pas reçu l'appui et l'encadrement nécessaires et ne possédaient pas les connaissances requises.

L'aménagement d'une petite centrale hydroélectrique implique nécessairement qu'une partie de la rivière sera touchée de façon plus directe : il s'agit de la partie dite *court-circuitée* ou *détournée* se situant entre le canal d'amenée et le canal de fuite. C'est donc cette partie du débit de la rivière qui sera détournée vers les turbines. C'est à cet égard que l'exigence du débit *réservé* pour cette partie court-circuitée de la rivière prend toute son importance. Cette exigence vise à atténuer l'impact de ce détournement inévitable d'une partie du débit; rappelons cependant que la longueur de cette partie court-circuité peut varier de quelques centaines de mètres à un, deux ou même trois kilomètres en fonction du type de centrale et de la morphologie des lieux.

Les impacts sont donc d'ampleur variable mais toujours présents et affectent autant l'apparence des lieux que le milieu naturel de

la faune et de la flore. Des mesures d'atténuation acceptables sont donc essentielles pour rendre satisfaisant l'aménagement de ces petites centrales hydroélectriques. Cela est d'ailleurs particulièrement important en matière de débit réservé puisque la petite centrale est parfois en mesure de turbiner, durant une grande partie de l'année, tout le débit de la rivière. Ainsi en est-il de la centrale de Sainte-Brigitte-des-Saults durant une grande partie de l'année :

« Q Il n'y a pas d'obligation minimale, et c'est sûr qu'on peut en laisser passer plus là mais il n'y a pas d'obligation minimale. Alors pour les autres mois par exemple, si on turbinait au maximum, ***il est possible qu'il n'y ait pas une goutte d'eau qui soit déversée?***

R ***C'est bien ça****, Monsieur le Président.*

Q Pour la partie court-circuitée, évidemment?

R Oui. »

(M. Denis Tessier, transcription de la séance du 2 mai 1996, p. 114)

❑ **Des effectifs insuffisants pour la complexité de la tâche**

Non seulement le niveau de connaissances et de préparation était-il déficient, mais encore le nombre de fonctionnaires affectés à l'analyse des projets était-il insuffisant : douze analystes du MENVIQ avaient la responsabilité d'environ 700 dossiers annuellement. D'ailleurs, M. Denis Tessier, biologiste, était le seul à traiter les dossiers de petites centrales hydroélectriques dans le contexte de l'article 22 *L.Q.E.* :

« Q Donc vous dites à titre de biologiste mais quelle est votre fonction plus particulière?

R Bon. Depuis mil neuf cent quatre-vingt (1980) je suis analyste. Analyste en tant que, bien, chargé de projet pour effectuer l'étude de projet d'aménagement sur les rives et le littoral des plans d'eau. Entre autres, c'est dans le but d'appliquer l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement qui dit que pour les travaux qui sont susceptibles de modifier la qualité, ça nécessite un certificat d'autorisation signé par le ministre de l'Environnement.

Au niveau des travaux, c'est-à-dire des projets que j'analyse, on parle bien entendu, des petites centrales hydroélectriques depuis mil neuf cent quatre-vingt-onze (1991) aussi des projets tels que aménagement de prises d'eau, stabilisation de rives, de marinas, travaux de dragage, etc. »

[...]

R ***Dans l'équipe de douze (12), j'étais le seul qui traitait les projets de centrales hydroélectriques.*** »
(M. Denis Tessier, transcription des séances des 1er et 2 mai 1996, p. 78, 126)

Donc, avant 1993, le Ministère disposait de peu d'outils en rapport particulièrement avec le débit réservé.

Un document daté de février 1991, intitulé *Guide général d'évaluation environnementale pour les centrales de moins de 10 MW*, élaboré par le MENVIQ, fut produit sous la cote P-410a. La Commission a constaté qu'il s'agit d'un guide assez rudimentaire qui vise essentiellement à fixer les paramètres de l'étude et des analyses que le promoteur devra réaliser. Quant à la mise à jour de juin 1993, elle n'apporta que quelques précisions supplémentaires. (P-410b)

La Commission ajoute qu'il eût été prudent, jusqu'à la production d'études plus complètes par le MENVIQ, vu les connaissances et l'expérience limitées du Ministère, de prévoir, à l'intérieur même des certificats d'autorisation, la possibilité d'amender l'exigence en matière de débit réservé, si les impacts sur le milieu s'avéraient plus nocifs que prévus. Malheureusement, il n'en fut rien, de sorte que les certificats d'autorisation émis à cette époque vont demeurer en vigueur aux mêmes conditions et ce, durant de nombreuses années.

❑ **Premier sursaut : préparation d'un cadre d'analyse environnemental en 1993**

À l'été 1993, pour combler ses carences en matière de connaissances sur le débit réservé, le Ministère décida de profiter de l'expertise d'un biologiste français de passage au Québec grâce à un échange France-Québec, pour entreprendre la préparation d'un cadre d'analyse environnementale :

« R Dans ce contexte-là, c'est ce que j'appellerai la deuxième période, donc été/printemps quatre-vingt-treize (93) à aller jusqu'en juillet quatre-vingt-quatorze (94), il y avait chez nous donc au Québec à ce moment-là il y avait eu un échange de fonctionnaires ou de professionnels entre le Conseil supérieur de pêche de la France et le ministère de l'Environnement et de la Faune.

Donc, il y a un biologiste du Québec qui était allé en France pour y travailler, c'est un échange de collaboration en terme d'expertise et on avait un monsieur Beaudelin, Patrice Beaudelin qui a été le chargé de projets dans le cadre d'analyse qui avait une bonne expertise au niveau à la fois en ingénierie hydraulique et en biologie. Alors, nous avons mis à profit cette personne-là qui a travaillé chez nous à la confection de ce rapport.

Il faut dire qu'en France on a un vécu d'environ quarante-cinq (45) ans sur la problématique des petites centrales et notamment sur les impacts cumulatifs associés à l'aménagement de petits barrages dans les rivières.

Donc, monsieur Beaudelin avait une expertise non négligeable et nous l'avons mis en profit. Donc, tout ça tombait à point et tombait bien parce qu'on sentait de la part de tous les intervenants dans les dossiers, c'est-à-dire que d'abord au niveau de nos collègues de travail, des directions régionales ce n'était pas tout le monde qui était, qui connaissait le fonctionnement d'une petite centrale. *C'était des projets nouveaux chez nous au Québec, donc pour éviter ou tenter d'éviter que les gens ne livrent pas la même information aux promoteurs ou procèdent de façon complètement différente ou diamétralement opposée, on s'est dit, on va essayer de mettre au point un document qui permette de donner l'heure juste à tout le monde.*

Alors c'est ce qui a été fait, donc un document qui visait à ce que les analystes de dossiers puissent comprendre les choses de la même manière. Et comme la notion de débit réservé c'est un élément parmi plusieurs points en ce qui concerne la problématique des petites centrales, ***comme on n'avait pas absolument rien sous la main pour nous aider à prendre une décision, on s'est dit : est-ce qu'il n'aurait pas certaines analyses de base,*** *certaines analyses statistiques au niveau de l'hydrologie des cours d'eau qu'on pourrait examiner?*
[...]
De là les analyses qui ont été faites en fonction de différents types de débit, ce qui nous a amené en bout de piste à recommander en fait l'utilisation du $Q^2/_7$.

Alors dans cette période de quatre-vingt-treize (93) cette seconde période c'était des échanges, c'était des discussions mais encore là il n'y avait aucune règle du jeu de fixée.
[...]

> R *Troisième et dernière période donc, été quatre-vingt-quatorze (94), nous avons fait entériner le document, d'abord il a été révisé par nos collègues c'était à la base pour le secteur Faune comme je l'ai mentionné en début de témoignage. Et par la suite nos collègues du secteur Environnement naturellement ont eu connaissance du document, et nous ont demandé s'il n'était pas possible d'en avoir une copie.*
>
> *Alors comme le ministère à ce moment-là s'apprêtait ou était fusionné, donc tout le monde tant les gens du secteur Environnement que les gens du secteur Faune ont reçu une copie du document.* ***Et on leur recommandait encore là dans la mesure du possible d'utiliser ou de tendre à utiliser la méthode de calcul, ce qu'on appelle le $Q^2/_7$.*** *»*
> (M. Pierre Bérubé, transcription de la séance du 1er mai 1996, p. 28, 31)

En avril 1994, le MEF approuva le *Cadre d'analyse des projets de petites centrales hydroélectriques*. (P-407) Ce n'est donc qu'à compter de ce moment que les fonctionnaires du MEF se virent remettre un outil qui les éclairait davantage sur les diverses composantes d'une petite centrale hydroélectrique, sur les principales modalités d'analyse de tels projets de même que sur certaines méthodes pour établir le débit réservé.

Le MEF recommandait, à cette occasion, l'utilisation de la méthode Q 2/7, fondée sur le débit moyen des sept jours consécutifs d'étiage de récurrence de deux ans; notons qu'il ne s'agissait pas d'une norme, mais plutôt d'un indicateur.

❑ Le débit réservé : une expertise technique insuffisante

Les tableaux annexés au *Cadre d'analyse des projets de petites centrales hydroélectriques* démontrent que le Q 2/7 est la méthode d'évaluation dont le résultat se rapproche le plus du débit minimum moyen, ce qui constitue une exigence généralement plus sévère que ce qui était requis dans les certificats d'autorisation émis jusqu'à la mi-1994.

❑ La méthode Q 2/7 : une exigence minimale

Quoique le résultat de l'utilisation du Q 2/7 soit généralement plus exigeant que ce que le MENVIQ requérait, il n'en reste pas moins

qu'il s'agit d'une situation extrême, puisque l'on réfère au plus bas débit, durant sept jours consécutifs, au cours d'une période de deux ans.

Même si une rivière peut, de façon naturelle, avoir un débit minime, près du seuil critique, pendant une courte période de sept jours, cela ne signifie pas qu'elle pourra s'adapter à un tel débit pendant une bonne partie de l'année :

« *Q* *Mais est-ce que c'est possible que pour une espèce donnée, il est capable de survivre pour une semaine chaque année ou chaque deux années, avec un certain débit mais il n'est pas capable de survivre avec ce niveau en permanence?*

R ***C'est certain que si un niveau d'eau comme celui-là était observé en permanence, par exemple à l'année longue, ça ne serait pas des conditions observées véritablement en nature, il y aurait certaines fonctions comportementales ou physiologiques qui pourraient avoir lieu mais il y aurait également d'autres problèmes susceptibles de survenir.***

En fait, le parallèle qu'on pourrait faire c'est, je ne sais pas moi, les épisodes de pollution, on peut facilement se promener sur la rue, en période de pointe où il y a beaucoup de véhicules, où les usines sont en marche et tout ça, on va supporter pendant une heure, une journée, une semaine des conditions extrêmes, des pics de pollution mais on ne pourrait pas vivre à des niveaux de pollution, exemple, comme ceux-là, à l'année longue.

Mon exemple est peut-être boiteux mais c'est ce que ça veut dire, c'est...

Q *Ou bien on peut aussi penser d'une personne qui est capable de vivre sans manger ou en mangeant un morceau de pain par jour pendant sept jours mais c'est insoutenable à long terme?*

R ***C'est certain que sur du très long terme ça ne serait pas soutenable.*** »

(M. Pierre Bérubé, transcription de la séance du 1er mai 1996, p. 79-80)

La méthode Q 2/7 est donc un mode d'évaluation, dont le résultat demeure somme toute peu exigeant quant au débit réservé. Or, la preuve a démontré que ce débit réservé constituera, dans bien des cas, le seul débit qui coulera dans la partie court-circuitée de la rivière pendant une bonne partie de l'année; si un tel débit n'est pas exigé, il est même possible que pas une goutte d'eau ne circule dans cette partie de la rivière.

Par ailleurs, même si le Q 2/7 apparaît une amélioration par rapport aux méthodes approximatives utilisées antérieurement, les auteurs de l'étude mettaient en garde le Ministère et suggéraient une étude encore plus fouillée :

« Pour toutes ces raisons, il est de prime importance d'entreprendre une étude visant à développer une méthode fiable, rigoureuse et uniforme qui permette de déterminer un débit réservé pour chaque entité hydraulique ou, à tout le moins, pour différentes catégories de rivières en fonction du cycle vital des principales espèces de poisson concernées. » (P-407, section IV, p. 21)

Le Ministère s'engagea alors dans une étude plus exhaustive en collaboration avec Pêches et Océans Canada, qui s'intéressait à la question du débit réservé; l'on s'attendait à ce que le rapport final de ce groupe de travail soit déposé en octobre 1996, mais il n'en fut rien. Cette étude n'était toujours pas complétée au moment de la rédaction du rapport de la Commission.

M. Pierre Bérubé, du MEF, a par ailleurs ajouté que les autorités du Ministère voudraient en arriver à l'élaboration d'une véritable politique de débit réservé :

« Q *Et dernière question : est-ce que si vous savez si au sein du ministère on vise quand la norme finale sera élaborée, si on vise à en faire une norme réglementaire?*

R *Dans la mesure du possible c'est sûr qu'on aimerait adopter ce qu'on appelle une politique ou une directive officielle qui devrait être respectée d'emblée par les promoteurs, c'est un des objectifs en fait qui est visé à ce moment-ci.*

Donc, on va voir aussi à la lumière des résultats obtenus comment est-ce qu'on peut composer avec ça, ***mais effectivement ce qui est visé c'est d'établir une véritable politique de débit réservé.*** *»*

(M. Pierre Bérubé, transcription de la séance du 1e mai 1996, p. 49)

Vu l'importance de la question et vu les constatations de la Commission, il apparaît essentiel de compléter cette étude et d'adopter une politique de débit réservé, particulièrement quant à ses divers impacts, notamment, fauniques et visuels, avant de s'engager plus avant dans le domaine des petites centrales hydroélectriques.

La Commission note également que le MEF n'a pas de politique claire en ce qui concerne la question du débit minimal, c'est-à-dire le débit d'eau qui doit nécessairement transiter, en tout temps, par la centrale et le barrage, afin de préserver l'écosystème situé en aval des ouvrages.

La Commission recommande que le MEF :

- **complète l'étude en cours sur le débit réservé et adopte une politique de débit réservé et de débit minimal avant d'émettre un certificat d'autorisation en rapport avec une petite centrale hydroélectrique ou, à tout le moins, qu'il prévoie, dans le cadre du certificat d'autorisation, la possibilité de réévaluer ultérieurement l'exigence de débit réservé et de débit minimal au moment où l'étude sera complétée et où la politique sera adoptée.**

7.2.2.3 L'HABITAT FAUNIQUE : DES PROCÉDURES D'ÉVALUATION À AJUSTER ET UNE MODIFICATION LÉGISLATIVE SOUHAITABLE

Le MEF est composé du secteur Environnement et du secteur Faune, issus de la fusion du MENVIQ et d'une partie du MLCP.

La Commission a constaté que l'union n'est pas toujours réussie et que des divergences d'opinion sont courantes, comme à l'époque où le MLCP émettait les avis fauniques pour supporter le MENVIQ.

Il appert que les avis fauniques du secteur Faune sont généralement plus critiques que les rapports d'analyse préparés par le secteur Environnement. Il est possible qu'il en soit ainsi parce que le secteur Faune intervient dans un domaine spécialisé, où les recherches et les connaissances peuvent être plus vite affinées.

Quelles que soient les raisons de ces approches différentes, elles ne sont pas souhaitables. De plus, des avis fauniques ne sont pas toujours exigés par la loi, par exemple, lorsqu'il s'agit de sites du

domaine privé et lorsque le projet entre dans le cadre de l'article 31.1 et ss. *L.Q.E.* La Commission estime que le secteur Environnement devrait inviter systématiquement le secteur Faune à présenter un avis faunique, que cela soit requis ou non par la loi et les règlements. La Commission estime également que le secteur Environnement doit donner suite à de tels avis. Le MEF ne devrait, en aucune circonstance, se priver de l'expertise du secteur Faune lors de l'évaluation des projets de petites centrales hydroélectriques. Par ailleurs, le secteur Faune voit ses activités circonscrites par la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la Faune*[87], mais limitées par le règlement d'application.

L'article 128.6 de la loi pose l'interdiction suivante :

« Nul ne peut, dans un habitat faunique, faire une activité susceptible de modifier un élément biologique, physique ou chimique propre à l'habitat de l'animal ou du poisson visé par cet habitat. »

Entrée en vigueur le 29 juillet 1993, cette interdiction ne s'applique cependant qu'à l'égard des terres du domaine public vu l'article 1 du *Règlement sur les habitats fauniques*[88].

Il y aurait lieu d'uniformiser la règle afin que, en toutes circonstances, même lorsqu'il s'agit d'un site privé, l'aménagement d'une petite rivière soit balisé par un avis faunique; le droit à la propriété privée ne doit pas autoriser la destruction d'habitats fauniques.

La Commission recommande que le gouvernement :

- **amende le règlement sur les habitats fauniques afin que les dispositions des articles 128.1 et ss. de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* s'appliquent aux sites du domaine privé.**

---

87. *L.R.Q.* c. C.61.1

88. *L.R.Q.* c. C.61.1, r. 0.1.5.

La Commission recommande que le MEF :

- **considère, dans le cadre de l'évaluation de tout projet de petites centrales hydroélectriques, un avis faunique émis par le secteur Faune du Ministère.**

7.2.3 LE PROCESSUS DE CONSULTATION PUBLIC

Les populations locales n'étaient pas obligatoirement consultées lors du processus d'octroi des forces hydrauliques et encore moins lorsqu'il s'agissait de sites hybrides ou privés.

Les municipalités et les municipalités régionales de comté (MRC) étaient consultées, afin de savoir si elles s'objectaient à la mise en disponibilité d'un site public. Vu les investissements annoncés et les espoirs de création d'emplois, elles voyaient généralement d'un bon oeil l'arrivée de ces projets sur leur territoire. Elles n'avaient toutefois pas droit au chapitre lorsque venait le temps d'évaluer les propositions.

Par ailleurs, les promoteurs devaient obtenir, et ce, dans tous les cas, un certificat de la municipalité ou de la MRC établissant la conformité du projet avec les règlements municipaux en vigueur.

La population n'étant donc pas consultée directement, seuls les élus étaient informés par le MER ou les promoteurs. Ce sont donc ces derniers qui pouvaient satisfaire le désir du Ministère, lorsqu'il s'agissait de sites publics, de consulter les citoyens afin d'assurer l'intégration harmonieuse de leur projet dans le milieu; toutefois, aucune obligation ne leur en était faite.

Il n'était donc prévu dans le programme des petites centrales aucun processus formel de consultation publique auprès de citoyens avoisinant les sites, tels que les propriétaires riverains en amont comme en aval de la centrale. Les seules consultations publiques exigées furent celles prévues à l'article 31.1 de la *L.Q.E.* qui ne vise généralement que des centrales dont la puissance est supérieure à 10 MW.

Le processus, tel qu'envisagé dans la politique, ne permettait pas aux citoyens de se faire entendre avant que certaines étapes essentielles ne soient franchies puisque ce n'était qu'une fois la liste approuvée par le gouvernement que l'information sur les sites devenait publique.

Souvent même les titres de propriété avaient déjà été délivrés, lorsque le citoyen apprenait l'existence du projet.

Que le MER ne puisse s'immiscer dans la *démocratie municipale*, soit. Mais faut-il déduire de l'accueil favorable des municipalités qui s'est largement manifesté que le citoyen perd son droit d'être informé en temps utile de l'existence d'un projet?

Une certaine cohérence s'impose. Accorder et même favoriser une dimension régionale à un programme implique que son application se fasse dans le respect des modes de concertation propres aux organisations sociales de moindre taille. La confiance du public face au programme en est l'enjeu. Il serait illusoire et trop facile de soumettre le droit du citoyen à l'information et son droit à la contestation à la conscience soc·· le d'un promoteur.

Lo. que des audiences publiques ont eu lieu, une partie de la population s'est opposée aux projets sous examen, indiquant par là qu'elle peut avoir des préoccupations que n'ont pas toujours les au ités politiques locales.

Par ailleurs, la Commission a constaté que le MEF considère que les analyses environnementales et les avis fauniques, conçus dans le cadre de l'application de l'article 22 *L.Q.E.*, sont confidentiels. Le public n'aurait donc accès à ces analyses que lors d'audiences publiques ordonnées conformément aux articles 31.1 et suivants *L.Q.E.*, ce qui relève d'une situation exceptionnelle. Or, à défaut de la tenue de telles audiences, la population n'a pas eu accès, avant cette Commission d'enquête, à ces analyses alors qu'il s'agit de projets susceptibles d'avoir des conséquences sérieuses sur leur milieu et leur qualité de vie. Le MEF devrait modifier sa politique à cet égard, afin que le public soit informé adéquatement et puisse réagir en conséquence.

La Commission recommande que le MRN :

- **fasse en sorte que tout projet de petite centrale soit l'objet d'une annonce publique, avant que des étapes déterminantes pour l'avenir du projet ne soient franchies;**

- **favorise la participation de la population tant à l'étape de la mise en disponibilité du site qu'à l'étape du choix de projet.**

La Commission recommande que le MEF :

- **rende public, avant d'émettre un certificat d'autorisation, les parties des analyses environnementales et des avis fauniques qui réfèrent à la protection de l'environnement et des habitats fauniques;**

- **favorise la participation de la population, par des séances de consultation publiques, et tienne compte de son avis avant d'émettre un certificat d'autorisation.**

7.2.4 PROCÉDURES ET MÉCANISMES DE CONTRÔLE

La Commission a constaté que les analyses environnementales du MENVIQ consistaient essentiellement à considérer les études et les évaluations d'impacts fournies par le promoteur et ses consultants; le Ministère cherche généralement à s'assurer que les études du promoteur répondent à ses exigences et à émettre des conditions compatibles avec ces études. Il est arrivé parfois, comme dans le cas du débit réservé, que l'analyse se limite à entériner les propositions du promoteur.

La Commission considère qu'il n'est pas souhaitable qu'il en soit ainsi.

L'on peut parfois invoquer les limites budgétaires pour justifier l'impossibilité d'effectuer les recherches et les analyses nécessaires à l'émission des certificats d'autorisation.

La Commission saisit pleinement la teneur du dilemme ainsi vécu et l'impasse qui peut en résulter. Elle désire toutefois souligner que le fait de ne pas s'astreindre à de telles procédures et de ne pas y engager les sommes nécessaires a lui aussi un coût.

La Commission a également constaté que le MENVIQ et le MEF n'avaient pas de procédure de suivi systématique quant au respect des conditions émises par le Ministère, s'en remettant généralement à la bonne volonté des producteurs. Par ailleurs, ses interventions n'ont souvent été provoquées que par les plaintes de citoyens.

De plus, jusqu'à la régionalisation des activités au sein du MEF, il n'y avait pas de procédure précise de contrôle, l'analyste au dossier ayant la responsabilité d'effectuer lui-même les vérifications. Or, l'on sait qu'un nombre très restreint d'analystes avaient cette responsabilité, ce qui peut expliquer le manque de suivi à l'époque.

Depuis la régionalisation des activités et plus particulièrement depuis la fusion des secteurs Chasse et Pêche du MLCP avec le MENVIQ, on retrouve à l'intérieur des directions régionales du MEF une division Analyse qui traite les demandes d'autorisation, et une division Contrôle qui effectue des inspections ponctuelles ou systématiques suite à des plaintes ou selon des programmes d'inspection établis.

Selon M. Yves Carignan, agent de recherche et de planification socio-économique, relevant du sous-ministre adjoint responsable des opérations régionales du MEF, on retrouverait dans les régions quelques 200 analystes et quelques 200 inspecteurs dédiés au domaine environnemental. On y retrouverait également des biologistes responsables des demandes d'autorisation émises en vertu de la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune pour des projets réalisés dans les habitats fauniques couverts par le règlement.

M. Carignan a expliqué que les directions régionales ont un bon aperçu des projets sous leur surveillance et l'on a cherché à normaliser les formulaires et les autres outils mis à la disposition des analystes et des inspecteurs dont on a voulu mieux encadrer les activités.

Le promoteur doit normalement faire rapport auprès du Ministère du résultat de l'application des mesures exigées par les certificats d'autorisation, dans le cadre d'un processus d'autocontrôle :

« R Il reste une part, en tout cas dans le projet d'évaluations environnementales je pense qui est attribuable au promoteur là, mais dans une partie, au niveau de la procédure.
[...]
Cependant la tendance, autant dans le développement de la future réglementation et de la façon dont on pratique maintenant le type de contrôle, on voit surgir de nouvelles approches, notamment des visées par l'autocontrôle sur lequel les entreprises vont avoir leur propre instrumentation de lecture en direct des rejets qu'ils émettent, avec possibilité au ministère de pouvoir avoir accès à ces informations-là, à ces choses-là.

C'est une tendance qui se dessine dans la nouvelle pratique du contrôle environnemental mais actuellement la question là, je n'en connais pas beaucoup là d'exigences qu'il fournit, autre que celui de respecter son autorisation bien entendu là mais de programme là formel pour dire: il va y avoir telle personne sur les lieux à telle date ou autre chose là, si c'est de ça qu'on réfère là quand on parle d'un suivi environnemental adressé au client là.
[...]
Si c'est de ça là, moi je ne vois pas ça régulièrement.
Q D'accord, vous parlez de mesures d'autocontrôle puis...
R Ca ça s'en vient ça.
[...]
R De plus en plus ça se développe, on signe des ententes avec certaines entreprises, ça va bon train là dans ce cas-là, mais c'est une nouvelle pratique du contrôle environnemental.
Q D'accord. A ce moment-là il faudrait établir quel programme de suivi que le ministère exercera justement sur le suivi qui est exercé par le promoteur lui-même?
R Exactement, exactement, bien sûr .»
(M. Yves Carignan, transcription de la séance du 30 octobre 1996, p. 126-128)

Par ailleurs, le Ministère ne se serait pas assuré, de façon systématique, que les directions régionales ont comblé le vide laissé

par le manque de suivi planifié quant au respect des exigences des certificats d'autorisation émis avant la régionalisation et avant l'encadrement des activités d'analyse et de contrôle. On sait qu'avant cette régionalisation les analystes et les inspecteurs étaient plus ou moins laissés à eux-mêmes et qu'ils devaient plutôt réagir aux événements de façon ponctuelle, par exemple, sur réception de plaintes :

« *Q* *[...] **est-ce qu'on a fait une sorte de rattrapage, est-ce qu'on a resystématisé les inspections pour les anciens projets pour lesquels il n'y en avait pas de programme comme tel?** Est-ce que vous savez si ça a été fait?*

R ***Non, ça n'a pas été fait.***

[...]

Je vais vous dire, la conjoncture est la suivante, c'est qu'on est en contrition de budget puis de ressources, et autres choses, puis on réduit de plus en plus, et la masse de travail s'en vient de plus en plus grande. Donc on travaille sur ce qui est à portée, ou autre chose. Donc on n'a pas eu le temps d'aller chercher les dossiers. »

(M. Yves Carignan, transcription de la séance du 30 octobre 1996, p. 134-135)

Enfin, M. Carignan a élaboré davantage sur la question des effectifs dans les directions régionales du Ministère eu égard aux responsabilités qui leur sont attribuées :

« *Q* *[...]*

Est-ce que le ministère dispose de ressources suffisantes pour s'acquitter de tout ces programmes d'analyse et d'inspection ?

R *Surtout pas, surtout pas elle a été, on a même calculé et évalué à deux reprises, on l'a fait en quatre-vingt-neuf (89) lorsqu'on a entrepris de restructurer l'ensemble des ressources, ça nous a permis justement d'argumenter auprès du Conseil du trésor à l'époque de l'acquisition, la dotation de quatre-vingt-huit (88) postes supplémentaires destinés aux directions régionales.*

Ça nous a mis dans un état de déficit d'environ soixante et cinq pour cent (65%), ça veut dire qu'on a soixante et cinq pour cent (65%) des ressources requises pour faire l'ensemble de la job qu'on a à faire.

Et on l'a mesuré avec temps, mouvements et ressources puis statistiques à l'appui là, c'était la réalité en quatre-vingt-quatorze (94) et quatre-vingt... entre...

Q *Vous étiez encore...*

R. *... quatre-vingt-treize (93) et quatre-vingt-quatorze (94)...*
Q *... en déficit là ?*
R. *... et avec les compressions... bien le déficit tend...*
Q *Il s'accentue ?*
R. *... à s'accentuer au lieu de diminuer. Si on faisait l'ensemble de la job tel qu'il est prévu de le faire. C'est officiel cependant que ce qu'on s'efforce c'est d'améliorer la façon dont on travaille, on essaie d'améliorer nos processus de production, les rendre plus performants, meilleurs, mais* ***ça nous reste toujours dans un manque de ressources qui est assez flagrant et un volume de travail qui est assez grand.*** *»*
(M. Yves Carignan, transcription de la séance du 30 octobre 1996, p. 139, 140)

Le manque de ressources du MEF qui lui permettraient de s'acquitter, entre autres, de ses activités d'analyse, de surveillance et de contrôle a été à quelques reprises souligné dans le passé. Il ne faudrait pas que l'environnement en soit pénalisé. Le programme des petites centrales, on l'a vu, a des impacts dont les répercussions sur le milieu peuvent être importantes. Le Ministère doit faire en sorte que l'ensemble de ses programmes de surveillance soient à la mesure de la tâche à accomplir et rigoureusement appliqués, et que les effectifs dont il dispose soient en nombre suffisant pour les exécuter efficacement.

La Commission recommande que le MEF :

- **fasse un inventaire de toutes les petites centrales afin de s'assurer que chacune soit l'objet d'un programme de contrôle systématique assurant le respect des exigences prévues aux certificats d'autorisation;**

- **s'assure que les directions régionales disposent de budgets et d'effectifs suffisants pour s'acquitter adéquatement de leur mandat.**

Partie VIII

DIVERSES ALLÉGATIONS

Au cours de la période ayant précédé la constitution de la Commission, diverses allégations ont été véhiculées publiquement. Vu leur nature, il était nécessaire d'examiner certaines d'entre elles afin de s'acquitter du mandat confié par le Conseil des ministres.

Dans le but d'avoir accès à toute l'information pertinente, la Commission a requis et obtenu l'aide de divers corps policiers et a analysé de nombreux documents.

Il convient d'abord d'indiquer les organismes qui ont collaboré avec la Commission et de décrire les principaux documents qui furent examinés: par la suite, la Commission fera part de ses constatations et de ses conclusions à l'égard de ces diverses allégations.

8.1 LES ORGANISMES AYANT COLLABORÉ AVEC LA COMMISSION ET LES PRINCIPAUX DOCUMENTS QUI ONT ÉTÉ ANALYSÉS

8.1.1 LE SERVICE DE POLICE DE LA COMMUNAUTÉ URBAINE DE MONTRÉAL

Le Service de police de la Communauté urbaine de Montréal (SPCUM) a transmis à la Commission l'ensemble de ses dossiers et des rapports d'enquête liés à la production privée d'électricité.

Le SPCUM avait été informé des activités et de l'arrestation de M. Peter Kuczer aux États-Unis et avait reçu, des autorités américaines, la documentation pertinente; il en a remis la totalité à la Commission. Il s'agit d'enregistrements des conversations auxquelles a participé M. Kuczer, des transcriptions des ces enregistrements et de rapports divers.

❑ Une enquête policière

C'est à compter du mois d'octobre 1994 que le SPCUM a entrepris une enquête sur la production privée d'électricité à partir d'une rencontre entre l'inspecteur-chef Gilbert Côté, responsable de la section Renseignements, M^me^ Anne-Marie Saint-Cerny, spécialiste en communication et M. Alain Saladzius, ingénieur à l'emploi du gouvernement du Québec. Ceux-ci transmirent au policier les informations qui constitueront la substance d'un document qu'ils rédigeront plus tard et qui sera remis en mai 1995 au ministre des Affaires municipales et leader du gouvernement, M. Guy Chevrette. Ce document sera aussi connu sous le vocable *Rapport anonyme*.

Au début de l'année 1995, l'enquête, amorcée par le sergent-détective André Gaudreau, de la section des fraudes, fut confiée à la section antigang, une escouade composée d'enquêteurs chevronnés et spécialisés dans les enquêtes reliées au crime organisé. Quoique l'enquête cherchait principalement à vérifier le bien-fondé des hypothèses et des opinions transmises par M^me^ Saint-Cerny et M. Saladzius, elle porta essentiellement sur les circonstances ayant entouré l'acquisition du site de Winneway-Belleterre par la compagnie Hydro P-1 inc., propriété de M. Peter Kuczer. L'on tenta également de vérifier l'existence de liens entre Mirelis S.A., sise en Suisse, Investissements Mirelis inc. et Développements Hydroméga inc., ces deux dernières compagnies étant par ailleurs des compagnies canadiennes. Il convient de rappeler que Développements Hydroméga inc. est un promoteur actif dans la production privée d'électricité.

Le SPCUM vérifia également les allégations d'un informateur, que la Commission identifiera comme étant monsieur qui soutenait avoir été témoin d'une remise d'argent pour l'octroi de baux pour l'obtention d'autres documents relatifs à une petite cer .

L'enquête fut également confiée au sergent-détective Gaudreau pour être finalement transférée à la section antigang au début de l'année 1995.

Selon l'inspecteur-chef Gilbert Côté, l'on abandonna l'enquête le 15 mars 1995 parce qu'elle n'avait permis de découvrir aucune preuve susceptible de justifier le dépôt d'accusations :

> « R *Moi, on m'a dit qu'on n'avait aucun élément de preuve pour porter des accusations, que l'enquête se terminait là. C'est ce dont je me souviens. »*
> (M. Gilbert Côté, transcription de la séance du 8 octobre 1996, p. 104)

M. Côté se référait alors aux conclusions qui lui avaient été transmises par les policiers enquêteurs de la section antigang.

Un peu plus tard dans son témoignage M. Côté précisa davantage sa pensée :

> «R *Moi on m'a informé que les démarches qui pouvaient être faites relativement à cette enquête-là avaient été effectuées et que suite aux démarches qui ont été effectuées, il n'y avait pas de piste, il n'y avait pas d'information, il n'y avait pas de substance qui permettait de porter des accusations et qu'on arrêtait l'enquête à ce moment-là, et j'ai tout simplement dit : «Bien si votre enquête est terminée, ça va de soi qu'on stoppe l'enquête à ce moment-là. »*
> (M. Gilbert Côté, transcription de la séance du 8 octobre 1996, p. 119)

Ainsi l'enquête policière, réalisée par la section antigang du SPCUM, et quoique l'on ait effectué les démarches pertinentes, ne permettait aucunement de porter quelqu'accusation que ce soit.

L'enquête ne fut pas reprise par la suite.

Dans l'attente de la constitution de cette Commission d'enquête, les enquêteurs de la section antigang rédigèrent, le 2 juin 1995, à l'intention du directeur du SPCUM, M. Jacques Duchesneau, un document faisant le point sur leurs enquêtes et établissant certaines pistes possibles, essentiellement celles qui avaient été envisagées au cours de l'enquête policière.

Le 6 juin 1995, M. Gilbert Côté se livra à un exercice similaire, à l'attention cette fois du ministre de la Sécurité publique, M^e^ Serge Ménard, lui précisant certaines pistes qui pourraient être examinées dans le cadre d'une commission d'enquête; il s'agissait encore une fois de pistes déjà identifiées par les policiers.

Le SPCUM collabora également aux travaux de la Commission en modifiant, à sa demande, les bandes vidéo reproduisant les rencontres intervenues entre M. Peter Kuczer et les agents doubles américains, permettant ainsi à la Commission de les produire en audience publique tout en dissimulant les visages de ces agents doubles, comme la Commission s'était engagée à le faire auprès des autorités américaines.

8.1.2 LA SÛRETÉ DU QUÉBEC

La Sûreté du Québec, quant à elle, ne réalisa qu'une seule enquête à propos de la production privée d'électricité, enquête qui donna lieu à un rapport qui concluait à l'impossibilité de démontrer la perpétration d'infractions criminelles; la Sûreté du Québec a transmis ce rapport à la Commission. Cette enquête portait sur un cas particulier en rapport avec des transactions commerciales impliquant deux associés par ailleurs aucunement reliés à l'appareil gouvernemental. Cette affaire était donc de peu d'intérêt pour la Commission puisqu'il s'agissait d'un litige privé dont l'issue doit être tranchée par les tribunaux oeuvrant en droit civil.

8.1.3 LA GENDARMERIE ROYALE DU CANADA

La Gendarmerie Royale du Canada et le syndic à la faillite de la compagnie Hydro P-1 inc. ont également permis aux enquêteurs de la Commission d'avoir accès à leurs dossiers et à l'ensemble des documents qui sont en leur possession : des copies de certains de ces documents ont d'ailleurs été produites devant la Commission. Celle-ci a conclu qu'il y avait lieu de laisser la GRC compléter son enquête sur la faillite d'Hydro P-1 inc. plutôt que de traiter l'affaire en détail en audience publique. De toute façon, pour des raisons qui seront explicitées davantage ultérieurement, le mandat de la Commission ne lui permettait pas d'examiner toutes les transactions commerciales d'une compagnie sous prétexte qu'elle est par ailleurs active dans la production privée d'électricité.

8.1.4 UNITED STATES CUSTOMS SERVICE

La Commission a également reçu la collaboration du *Department of the Treasury, United States Customs Service*, qui lui a transmis tous les documents pertinents aux activités de M. Peter Kuczer aux États-Unis et qui permit à l'agent spécial, Timothy Upham, de témoigner en audience publique.

8.1.5 DOCUMENTS JUDICIAIRES SUISSES

Le 3 avril 1995, le juge d'instruction J. Ruffieux, après avoir analysé des transactions financières réalisées par le biais de comptes détenus auprès de la Société financière Mirelis S.A., concluait que, durant les années sous enquête, c'est-à-dire 1979 à 1990, cette société n'était pas soumise à la législation sur les banques et que, de plus, *« l'enquête n'a pas établi que Mirelis, ses organes et ses collaborateurs savaient que les dépôts et les transferts de fonds via des comptes ouverts auprès de la Société par différents clients étaient liés au trafic des stupéfiants. »* (P-1278)

Pour ces raisons, M. le Juge Ruffieux a émis une *ordonnance de soit - communiqué* et a transmis le dossier au Procureur général, sans inculpation.

Le 1er septembre 1995, le Procureur général de la République et Canton de Genève émettait une ordonnance de classement, sous réserve de faits nouveaux, puisque l'enquête ne permettait pas de conclure à la perpétration d'infractions pénales :

« Attendu en conséquence qu'au regard du droit et de la réglementation applicables à l'époque des faits consignés dans la procédure, la responsabilité pénale des dirigeants de la Société Mirelis S.A. ne saurait être engagée, même par négligence,

Que les faits établis par la procédure ne laissent d'ailleurs pas supposer qu'ils aient pu disposer d'informations qui leur auraient permis d'établir un lien entre les fonds dont ils étaient dépositaires et les activités délictueuses de certains de leurs clients,

Que, faute de prévention suffisante, le Ministère public classera, sous réserve de faits nouveaux, la présente procédure. » (P-1279)

La Commission a obtenu et produit des copies certifiées conformes de ces documents judiciaires suisses.

8.1.6 LE *RAPPORT ANONYME* ET LA *NOTE AU SUJET D'HYDRO-QUÉBEC*

La Commission s'est également vu remettre une copie du document connu sous le vocable de *Rapport anonyme*, préparé par M^me^ Anne-Marie Saint-Cerny et M. Alain Saladzius. Ce document, transmis à M. Guy Chevrette et à l'un de ses attachés politiques, M^e^ Martin-Philippe Côté, quelques semaines avant la constitution de la Commission, est probablement l'un des documents à l'origine de la décision gouvernementale de constituer cette Commission d'enquête.

Ce document fut lu et analysé par les enquêteurs du SPCUM, ainsi que par les enquêteurs de la Commission. Ceux-ci ont rencontré, pour ce faire, M^me^ Saint-Cerny et surtout M. Saladzius à de nombreuses reprises.

Tel que la Commission l'a mentionné en audience publique, ce document, que l'on a aussi qualifié de document de travail, ne permet de tirer aucune conclusion et est constitué essentiellement d'interprétations, d'opinions, d'hypothèses émises par ses auteurs, et identifie certaines pistes d'enquête qui furent examinées par le personnel de la Commission et, dans la majorité des cas, par la Commission en audience publique. Sa lecture ne permet donc pas de tirer de conclusions définitives, puisqu'il est constitué en grande partie de pur ouï-dire et, à l'occasion, de simples rumeurs. La Commission a d'ailleurs décidé de ne pas le produire et de ne pas le rendre public vu sa faible valeur probante.

Il y a lieu, afin de bien comprendre cette facette du dossier, de faire l'historique de l'implication de M^me^ Saint-Cerny et de M. Saladzius.

En novembre 1993, M. Saladzius et M^me^ Saint-Cerny, de même que plusieurs syndicats, après avoir effectué certaines recherches, s'interrogèrent publiquement sur l'opportunité, pour Hydro-Québec, de continuer à s'engager par contrat à acheter de l'électricité auprès de producteurs privés. Par la suite, les deux auteurs continuèrent leur recherche à titre personnel, identifiant

notamment l'ensemble des producteurs privés et établissant la liste des contrats. Ils élaborèrent par la suite plusieurs théories et hypothèses basées sur des informations transmises, entre autres, par des journalistes. D'ailleurs, l'information contenue dans le document est en grande partie basée sur des articles publiés dans divers journaux, articles dont on retrouve copie annexée audit document. La majorité des annexes est par conséquent constituée d'articles de journaux; les autres annexes présentent essentiellement des extraits de documents publics.

Au cours de leur recherche, les deux auteurs prirent connaissance d'informations véhiculées publiquement en Europe, notamment dans le livre qui s'intitule *La Suisse lave plus blanc*, qui associe le nom Mirelis S.A. à des possibilités de blanchiment d'argent. Croyant qu'il existait certains liens entre cette institution financière suisse et Les Investissements Mirelis, de même que Développements Hydroméga inc. au Canada, ils rencontrèrent l'inspecteur-chef Gilbert Côté à la suggestion du journaliste André Noël; ils lui transmirent la totalité des informations qu'ils possédaient et sont ainsi à l'origine en grande partie de l'enquête policière qui s'ensuivit.

Informés, en mars 1995, que l'enquête policière était interrompue et qu'Hydro-Québec signait encore des contrats de production privée d'électricité, M^me^ Saint-Cerny et M. Saladzius tentèrent de rejoindre M. François Gendron alors ministre des Ressources naturelles.

Ne pouvant communiquer avec celui-ci, ils se tournèrent vers M. Guy Chevrette, vu son implication dans le dossier alors qu'il siégeait dans l'Opposition; ils le rencontrèrent le 13 mars 1995. Au cours de cette rencontre d'une vingtaine de minutes, l'on brossa un tableau de la situation. M. Chevrette leur demanda de préparer un rapport écrit. Ils se mirent donc à la tâche et rédigèrent le document qui sera plus tard connu comme *Rapport anonyme*. Il s'agit d'un document de travail d'une soixantaine de pages auxquelles sont jointes une quarantaine de pièces en annexe.

Afin de préciser certains aspects du dossier, M^me^ Saint-Cerny et M. Saladzius rencontrèrent à nouveau M. Gilbert Côté qui consentit

à leur révéler certaines informations, par exemple, l'existence d'interceptions de conversations de M. Peter Kuczer en Floride et le contenu de celles-ci.

Vers le 1er mai 1995, le document de travail fut remis à Me Martin Côté. Un résumé d'une dizaine de pages fut par la suite préparé conjointement par Mme Saint-Cerny et M. Saladzius et soumis à Me Côté; ce résumé, connu par la suite sous le vocable *Note au sujet d'Hydro-Québec*, fut remis par Me Côté à M. Chevrette le 16 mai 1995.

Me Côté ne fit aucune vérification quant au document de travail préparé par Mme Saint-Cerny et M. Saladzius ni quant au résumé qu'il se limita à rendre présentable. Il n'en rédigea d'ailleurs que l'introduction et la conclusion.

On peut lire dans l'introduction :

« Ce document vous aidera à comprendre comment et pourquoi les Québécois et Québécoises se sont fait berner par Hydro-Québec et les instances politiques. »

Me Côté a précisé devant la Commission que, malgré le ton affirmatif du document, il n'avait aucune connaissance à ce propos et qu'il s'est entièrement fié au document préparé par Mme Saint-Cerny et M. Saladzius; il aura la même réponse à l'égard de tous les passages de la *Note au sujet d'Hydro-Québec*, au sujet desquels il a été interrogé, notamment, à l'égard du passage suivant :

« En conclusion, ces quelques cas isolés nous permettent de croire que l'ensemble du processus d'octroi de contrats est vicié. Nous avons plusieurs documents pour élaborer la preuve de ce que vous venez de lire. »

Me Côté a souligné qu'il s'agit là d'un extrait du document de travail de Mme Saint-Cerny et de M. Saladzius et que les seuls documents susceptibles de prouver l'allégation étaient les annexes au document de travail donc, essentiellement, des articles de journaux.

Afin de vérifier le sérieux du travail réalisé par Mme Saint-Cerny et M. Saladzius, M. Chevrette et Me Côté ont rencontré M. Gilbert Côté le 12 mai 1995. Au cours de cette rencontre, qui,

selon Me Côté, a duré dix minutes, M. Gilbert Côté aurait confirmé que le contenu du *Rapport anonyme* pourrait être véridique mais que, par ailleurs, M. Peter Kuczer avait été innocenté en Floride en rapport avec l'accusation de blanchiment d'argent.

Le policier aurait également, toujours selon Me Côté, utilisé le qualificatif *excellent* en rapport avec le travail réalisé par les coauteurs ou encore en rapport avec le document qu'ils avaient rédigé.

M. Gilbert Côté fut beaucoup plus nuancé lors de son témoignage devant la Commission :

« *Q* *Est-ce que c'est exact que vous avez indiqué à monsieur Chevrette que, selon vous, le travail qui avait été fait par ces personnes-là était un excellent travail?*

R *Je ne peux pas me souvenir exactement des mots que j'ai utilisés.* ***Mais ce que j'ai dit, c'est que le document contenait une quantité importante d'informations et que les gens qui avaient travaillé là-dessus avaient mis beaucoup d'efforts et que les efforts qui y étaient m'apparaissaient vraisemblables.***

[...]

Q *Mais est-ce que c'est à partir des informations ou des éléments que vous venez d'indiquer que... vous vous basez sur ça pour dire que c'est un excellent travail?*

R *Bien, en fait, que j'aie dit que c'est un excellent travail, là, je suis pas certain.*

Q *Ou que c'était...*

R *En tout cas, j'ai trouvé personnellement que les gens qui étaient derrière ce travail-là,* ***ils m'apparaissaient des gens sincères, convaincus, qu'il y avait des dépenses inutiles de la part de l'État et qu'ils s'étaient donnés beaucoup de mal à recueillir des contrats, recueillir des informations de différents endroits pour démontrer leur point de vue à cet effet-là. Et, moi, j'ai considéré qu'ils avaient déployé beaucoup d'efforts dans ce dossier-là.***

(M. Gilbert Côté, transcription de la séance du 13 décembre 1996, p. 10, 11-12)

De toute façon, M. Gilbert Côté aurait difficilement pu qualifier le document préparé par M^me^ Saint-Cerny et M. Saladzius d'excellent puisqu'il n'en a aucunement vérifié la valeur et n'a pas pris connaissance de ses annexes :

« *Q* ***Et vous n'avez pas vu les annexes à ce document?***

R ***Non.»***

(M. Gilbert Côté, transcription de la séance du 13 décembre 1996, p. 17)

« Q ***Monsieur Saladzius aurait pu vous dire n'importe quoi que vous auriez pris ça pour du « cash »?***

R ***Probablement, oui.***

Q *Je m'excuse d'utiliser l'expression comme ça, « prendre ça pour du cash » mais on se comprend. Donc, lorsqu'il vous parlait de trois cent millions (300 000 000 $) d'achats auprès de producteurs privés, vous n'avez pas fait de validation particulière?*

R ***Non, je n'ai pas fait d'enquête par dessus les informations qu'il m'a transmises.***

[...]

Q *Vous n'avez pas vérifié...*

R *...je n'ai pas vérifié les quantités, je n'ai pas vérifié les prix. On me disait que les prix alloués à des producteurs privés étaient supérieurs à ceux coûtant à Hydro-Québec, je n'ai pas vérifié ça* ***Ce n'était pas mon rôle de vérifier le contenu d'une recherche qui avait été faite par monsieur Saladzius.***

Q *Mais donc, vous vous en êtes remis exclusivement à monsieur Saladzius et donc, vous avez pris le risque de vous former une opinion uniquement à partir de ce qui vous était offert là?*

R *Exactement.*

Q *Oui. Vous n'avez pas vérifié non plus qu'est-ce que c'était le statut des sites hydrauliques et quel était le mode d'attribution des sites hydrauliques?*

R *Non, non.*

Q *Vous n'avez jamais vérifié qu'est-ce que c'étaient les sites publics ou les sites privés ou les sites mixtes?*

R *Non, non, non.*

Q *Vous n'avez rien fait de ce côté-là, au niveau du prix, vous n'avez pas vérifié, auprès d'Hydro-Québec...*

R *Non, non, non.*

Q *...qu'est-ce que c'était que la notion de coûts évités?*

R *Non.*

Q *Bon. Donc, vous trouviez ça intéressant comme recherche sur la base de ce qui était indiqué là?*

R *Exactement.»*

(M. Gilbert Côté, transcription de la séance du 13 décembre 1996, p. 24-25)

En résumé, aucune des enquêtes policières n'a permis de porter des accusations ni de démontrer la commission d'infractions criminelles; de plus, aucune vérification n'a été réalisée à l'égard du document de M^me^ Saint-Cerny et de M. Saladzius, si ce n'est l'enquête sur le projet Winneway qui a été interrompue faute de résultats concrets; et le travail réalisé par M^me^ Saint-Cerny et M. Saladzius fut la principale source d'information à l'origine de l'enquête du SPCUM.

Enfin, la Commission ne saurait passer sous silence cet extrait de la *Note au sujet d'Hydro-Québec* :

« Les producteurs privés dont on a pu retracer les propriétaires ***ont souscrit à la Caisse électorale de 1980 à 1993 du Parti libéral pour 460 000 $ comparativement à 50 000 $ au Parti québécois.*** *»*

La Commission s'interroge sur la pertinence et l'à-propos d'inclure une telle remarque à l'intérieur d'un document adressé à un ministre et qui prétend démontrer *« comment et pourquoi les Québécoises et Québécois se sont fait berner par Hydro-Québec et les instances politiques. »*

Le versement de souscriptions à un parti politique qui, heureusement au Québec, s'effectue dans la transparence, puisqu'identifié dans le rapport public du Directeur général des élections, est non seulement un geste légal et légitime, mais également un geste essentiellement démocratique et louable au point où l'État accepte volontiers d'accorder, à son égard, une déduction fiscale.

Pourquoi un geste qui est légal et qui est posé en toute transparence fait-il l'objet d'une telle remarque à l'intérieur d'un document faisant état de corruption, de trafic d'influence et d'infractions de toutes sortes? M[e] Côté, qui est l'auteur de ce passage, a eu beaucoup de difficulté à s'expliquer d'autant plus qu'aucun lien ne pouvait être établi entre ces contributions et l'octroi de sites :

« Q *Donc vous avez dit qu'entre les années mil neuf cent quatre-vingt (1980) à mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993), ont contribué au Parti libéral quatre cent soixante mille (460 000 $) comparativement à cinquante mille (50 000 $) au Parti québécois.* ***Pourquoi avez-vous écrit ça?***

R *Parce qu'en politique souvent on...* ***Bien on avait déjà discuté qu'il y avait peut-être plus de contributions au Parti libéral qu'au Parti québécois dans ceux qui possédaient les centrales de production privée et je ne voulais pas que ça nous retombe dans la face,*** *souvent on fait des « double checks » en milieu politique et c'est à cette fin que j'ai lâché un coup de fil à Alain et je lui ai demandé : « Tu te rappelles, on a déjà parlé qu'il pourrait y avoir des contributeurs de partis politiques, j'aimerais savoir combien il y en a à chaque parce que si c'est plus au Parti québécois j'aimerais le savoir, si c'est plus au Parti libéral, j'aimerais également le savoir.*

[...]

Q *Ça en faisant aucun lien entre les contributions et l'octroi des centrales, ou rien?*

R *Non. »*

(M[e] Martin Côté, transcription de la séance du 4 décembre 1996, p. 25)

> R *Mais c'est parce que pour nous autres, on fait toujours, lorsqu'il y a des contributions qui sont...* ***lorsqu'on parle de contributions, on fait toujours les vérifications souvent nécessaires pour effectivement pour ne pas avoir de mauvaise surprise puis on dit : « Bon bien c'était-tu tout le temps arrangé, une grosse « gimmick » d'un parti d'un parti libéral... d'un parti politique » et par la suite se rendre compte que c'est tout à fait l'inverse. »***
> (Me Martin Côté, transcription de la séance du 4 décembre 1996, p. 23-24-25, 50)

Il est surprenant de retrouver un tel passage sur les contributions politiques, dans un document aussi explosif, sous prétexte qu'on ne voulait pas *« avoir de mauvaise surprise »*. La Commission s'interroge encore sur les raisons profondes d'y inclure ce passage.

8.1.7 LE RAPPORT DU MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES DU 31 MAI 1995 ET CELUI D'HYDRO-QUÉBEC DU 6 JUIN 1995

Enfin, la Commission a reçu, dès le début de ses travaux, le rapport préparé par les fonctionnaires du MRN, produit sous la cote P-2, et le rapport préparé par les employés d'Hydro-Québec, produit sous la cote P-3. Ces rapports sont importants pour deux raisons. D'abord, ils ont été transmis aux autorités gouvernementales avant la constitution de la Commission, soit le 31 mai 1995 dans le cas du document P-2 et le 6 juin 1995 dans le cas du document P-3. Ensuite ces deux documents portent essentiellement sur les questions auxquelles doit répondre la Commission quant au premier volet de son mandat, c'est-à-dire la justification énergétique et l'opportunité économique de la politique d'achat. Comme ces deux rapports concluaient que la politique était justifiée du point de vue énergétique et que son opportunité économique ne faisait pas de doute, la Commission a conclu que le gouvernement en était insatisfait et a, en conséquence, examiné ces mêmes questions afin de pouvoir faire à son tour rapport au gouvernement.

8.2 DIVERSES ALLÉGATIONS

Plusieurs allégations d'actes illégaux, illicites ou amoraux, de la nature ou non d'infractions pénales, ont été propagées, plus ou moins publiquement, et nécessitent un examen approfondi par la Commission.

8.2.1 OCTROI PAR LE GOUVERNEMENT DE 22 SITES PUBLICS SANS APPEL D'OFFRES

Cette allégation se retrouve notamment dans le *Rapport anonyme* de même que dans la *Note au sujet d'Hydro-Québec*. Elle fut même reprise à l'Assemblée nationale lors des débats tenus le 30 mai 1995 :

M. Chevrette :

« [...] 22 contrats sans soumissions, c'est un pouvoir politique qui a posé ce geste-là. »

Cette allégation constitue, d'une certaine façon, la base de la théorie voulant que *l'opération production privée* ait été instituée afin de favoriser des amis du régime politique en place. Pour des raisons qui seront explicitées ci-après, la Commission conclut qu'il y a, à cet égard, une grave incompréhension de la politique d'octroi instituée par le gouvernement. Cette incompréhension démontre une méconnaissance de la loi et des politiques en vigueur à l'époque et aujourd'hui. Il est en effet inexact que le gouvernement ait cédé sans appel d'offres des sites du domaine public. La politique est claire et elle a été, à l'époque, rendue publique et expliquée par les diverses instances : le gouvernement n'avait nullement l'intention d'entreprendre des mesures d'expropriation dans le cas de sites dits hybrides ou mixtes. Il s'agit là d'une décision qui va dans le sens du respect des lois et de la propriété privée au Québec. Si le gouvernement avait décidé d'exproprier les sites hybrides, c'est-à-dire de s'approprier la partie des droits hydrauliques ou des aménagements qui étaient de propriété privée, il aurait dû le faire dans le but de les remettre, après un processus d'appel d'offres public, à des propriétaires privés, peut-être les mêmes qui les possédaient à l'origine.

M^me^ Lise Bacon, lors de son témoignage devant la Commission, a indiqué que le gouvernement avait décidé de laisser aux propriétaires des droits hydrauliques ou des ouvrages, le droit de se lancer dans la production privée en leur conférant ou en leur remettant la partie publique des droits afférents. M^me^ Bacon s'est exprimée ainsi lors de son témoignage à propos de la publicité ayant entouré la politique d'octroi et des motifs ayant justifié

la décision du Conseil des ministres de ne pas utiliser la procédure d'expropriation :

« R *Ce n'est pas facile même avec le recul à porter un jugement là-dessus. On a parlé tantôt d'information, là, dans la population, mais même si on faisait des discours puis qu'on l'expliquait, je reviens à ça,* ***on a quand même émis, distribué au-delà cinq cents (500) fascicules qui expliquaient bien la politique.***

Dans le domaine hybride, je pense qu'il y a eu un manque d'information de part et d'autre. Je pense qu'on n'en a pas donné peut-être suffisamment et ça n'a pas été compris de la même façon qu'on l'avait envisagé. Est-ce que la politique était plus justifiable dans le domaine hybride, pour les sites hybrides que pour les sites publics? Je suis incapable en ce moment, Monsieur le Président, de vous porter un jugement là-dessus.

Q *Remarquez, je comprends très bien la prise de position qui est de ne pas exproprier pour revendre à une autre personne ou à la même personne.*

R *Bien, c'est ça.* ***On ne voulait pas faire commerce. On ne faisait pas commerce des terrains qu'on a de même.***

Q *Mais j'essaie simplement de voir qu'est-ce qui a pu amener certaines remarques que l'on a pu entendre?*

R ***C'est parce qu'il y a des gens qui n'ont pas compris ce que c'était un site hybride. Il y a sûrement des gens qui n'ont pas compris qu'il y avait du privé là-dedans et que ce n'était pas que public ça.*** »

(M^me^ Lise Bacon, transcription de la séance du 24 octobre 1996, p. 104-105)

Le gouvernement n'a donc pas cédé 22 sites publics sans appel d'offres public; il s'agissait clairement de sites hybrides à propos desquels le gouvernement avait décidé de respecter le droit à la propriété privée.

❑ **Le BAPE et le projet de Val-Jalbert**

Cette méconnaissance et cette incompréhension de la politique d'octroi ont pu être alimentées par un rapport produit par le BAPE concernant le projet d'aménagement hydroélectrique de M.C.Q. Hydro-Canada inc. à Val-Jalbert. M. Ronald Gignac du MRN, a témoigné devant la Commission du BAPE le 10 mai 1994 et a décrit la politique d'octroi, précisant que les exigences du décret gouvernemental avaient été respectées. (Rapport du BAPE du 30 août 1994, p. 68)

Le cas de Val-Jalbert présentait ceci de particulier que le site était en partie la propriété de la SÉPAQ. Comme il s'agit d'un organisme public, le BAPE et d'autres personnes ont pu conclure, erronément, qu'il s'agissait d'un site public devant être soumis, selon la politique d'octroi, à un appel public de propositions. Ainsi, le rapport du BAPE conclut :

« Les citoyens ont souvent de la difficulté à se retrouver dans les processus légaux et ceux de l'octroi des droits hydrauliques ne font pas exception. [...] La commission estime que [...] deux obligations d'aller en appel d'offres n'ont pas été respectées. Du côté de la SÉPAQ, tel que déclaré en audience, l'exemption de la procédure d'offres peut se justifier puisque selon l'article 28 de sa loi constituante, elle peut y déroger à la condition d'obtenir l'autorisation du gouvernement. Par contre, cette prérogative n'existe pas au MRN, qui aurait dû se conformer à sa procédure d'octroi des droits hydrauliques. La commission conclut que le MRN aurait dû aller en appel d'offres, puisque le seul cas d'exception prévu dans le document intitulé «Mise en oeuvre de la politique d'octroi des forces hydrauliques» [...] est celui où les terrains visés ne font pas partie du domaine public. »
(Rapport du BAPE du 30 août 1994, p. 77)

Parce que la SÉPAQ était un organisme public, le BAPE a estimé que les terrains visés faisaient partie du domaine public. Or, il s'agit d'une mauvaise interprétation de la loi et de la politique d'octroi. Celle-ci, qui origine du Conseil des ministres, ne pouvait évidemment amender les diverses lois particulières. Le témoignage de M. Gignac et de M^me^ Michèle Laberge devant cette Commission est clair : les sites du domaine public auxquels réfère la politique d'octroi sont ceux qui étaient propriété d'Hydro-Québec et remis au gouvernement et ceux du domaine public sous la responsabilité du MER. Les organismes publics, telle la SÉPAQ ou une municipalité, conservaient et conservent toujours tous leurs droits dans les sites qui sont en tout ou en partie leur propriété. La politique ne pouvait forcer la SÉPAQ ou une ville à se soumettre à un processus d'appel d'offres public contrairement aux droits de propriété de ces organismes ou de ces municipalités.

Certaines personnes ont pu, à partir du cas particulier de Val-Jalbert, conclure, sans raison, que les 21 autres sites hybrides ont été cédés à des producteurs privés en ne respectant pas les règles édictées par la politique d'octroi, c'est-à-dire en ne procédant

pas par appel public de proposition. Tel ne fut pas le cas et notons que le 31 mai 1995, les fonctionnaires du MRN ont remis au ministre un rapport en ce sens. (P-2)

L'on a, à certaines occasions, poussé encore plus loin l'allégation. Ainsi, Me Martin Côté, résumant le *Rapport anonyme*, affirmait :

« D'abord en se faisant octroyer par le gouvernement, dans 70 % des cas, des droits hydrauliques publics sans appel d'offres. »
(Me Martin Côté, transcription de la séance du 4 décembre 1996, p. 40)

Me Côté n'a aucunement vérifié cette assertion; l'eut-il fait, il aurait constaté que la majorité des droits hydrauliques octroyés sans appel d'offres étaient purement privés; de plus, les droits hydrauliques publics, octroyés sans appel d'offres, l'ont été légalement, en conformité avec la politique d'achat, à l'égard de sites hybrides.

Mais Me Côté va plus loin, affirmant dans le même document :

*« 22 sites **reconnus par le MRN comme étant entièrement publics** ont été octroyés directement, sans appel d'offres. »*
(Me Martin Côté, transcription de la séance du 4 décembre 1996, p. 41)

Encore une fois, Me Côté n'a fait aucune vérification, se fiant aux allégations de Mme Saint-Cerny et de M. Saladzius.

Or, non seulement le Ministère n'a jamais reconnu que les 22 sites étaient entièrement publics, mais en plus, suite à la parution du rapport du BAPE relativement au projet de Val-Jalbert, un représentant du Ministère a écrit au président du BAPE, afin de souligner l'interprétation erronée que l'on y faisait de la politique d'octroi. Le sous-ministre associé à l'Énergie, M. Denis l'Homme, s'exprimait ainsi, dans cet envoi :

*« Quoiqu'il en soit, **cette décision gouvernementale ne peut avoir préséance sur une loi d'application particulière, comme la Loi sur la société des établissements de plein air du Québec** (L.R.Q., chapitre S-13.01), ni même sur une loi d'application générale, comme la Loi sur le régime des eaux (L.R.Q., chapitre R-13). C'est donc dire que, compte tenu du transfert des terrains de Val-Jalbert en faveur de la SÉPAQ en vertu du décret no 749-87 et des droits de propriété accordés à la SÉPAQ en vertu de la Loi précitée, **les droits et pouvoirs inhérents au droit de***

propriété au site de Val-Jalbert ne peuvent être exercés par le ministre des Ressources naturelles sur ces terres du domaine public. *Toutefois, le décret no 749-87 faisant abstraction des forces hydrauliques à ce site, le ministre des Ressources naturelles a conservé les droits à cet égard. C'est pourquoi, dans le cadre de la procédure d'octroi des forces hydrauliques demeurées sous sa juridiction au site de Val-Jalbert, le ministre des Ressources naturelles se doit de reconnaître et respecter le droit de propriété de la SÉPAQ affectant les terres du domaine public concernées et les ententes qui en sont issues. C'est le sens qu'il faut donner aux propos du représentant du ministère tels que rapportés à la page 68 du rapport.*

En conséquence, ***l'interprétation faite de la Politique d'octroi par la commission, aux pages 77 et 93 du rapport, nous apparaît incorrecte.*** *De plus, elle laisse croire que le ministère a dérogé sans raison apparente aux* ***modalités d'application de sa politique,*** *alors qu'au contraire celles-ci* ***ont été rigoureusement suivies*** *(consulter à cet effet l'article 2.3 de la Politique). »* (P-1241, p. 2)

Malheureusement, cette mise au point n'a pas été rendue publique.

❑ **Aucun appel public de propositions n'était nécessaire**

L'affirmation à l'effet que les sites hybrides devaient faire l'objet d'un appel public de propositions a cependant vu le nombre de ses tenants réduit considérablement, à un point tel que M. Saladzius a témoigné ainsi devant la Commission :

« Q Maintenant, on comprend du document de travail que vous prétendez, ou prétendiez, que, parlant de ces sites, de ces vingt-deux (22) sites PUS, là, les publics sans appel d'offres...

R Oui.

Q ... qu'ils auraient dû aller en appel d'offres. Est-ce que vous pouvez expliquer sur quoi vous vous basez pour dire que ça aurait dû aller en appel d'offres?

R Bien, d'abord, il y a des sites où le degré de propriété publique, bon, varie d'un site à l'autre. Ce sont tous des projets particuliers. L'exemple qui me vient à l'esprit, c'est le projet de Val-Jalbert où la totalité à la fois du site et des droits appartenait au secteur... était du domaine public. Donc, à mon sens, c'est un site qui aurait dû aller en appel d'offres. Et c'est d'ailleurs un avis qui a été partagé par le BAPE, là.

Q Votre compréhension était que le site de Val-Jalbert, par exemple, était complètement public et aurait donc dû aller en appel d'offres. C'est ça?

R. Oui.

Q *Si on parle des autres sites, parce qu'il y en a quand même...*
R *Bon. Les autres sites...*
Q *... une vingtaine.*
R *Oui. Ce sont des droits publics. Pour la plupart, ce sont des sites où les droits hydrauliques, je m'excuse, sont du domaine public et ce sont des sites qui auraient pu aller en appel d'offres si les règles avaient été définies de cette façon. Je veux dire, les règles ont été définies de façon à ce qu'il n'y ait pas d'appel d'offres sur ces sites-là.*
Q *Quand vous dites « les règles », vous parlez de la politique?*
R *De la politique...*
Q *C'est ça?*
R *... du Ministère, oui, de septembre quatre-vingt-dix (90).*
Q *Est-ce que vous nous dites que vous estimiez que, malgré la politique, ils auraient dû aller en appel d'offres? C'est ça?*
R ***Bien, ce que je dis, c'est que la politique aurait pu être conçue autrement.***
Q *Ah bon!*
R *Puis il y a aussi peut-être... en tout cas, il y a des interprétations qui ont été faites de cette politique-là aussi par le Ministère. Je veux dire, moi, ce qu'on m'a indiqué, ce que monsieur Gignac m'a indiqué, à une rencontre à laquelle monsieur Dupont participait, c'est que le moindrement qu'il y avait un caillou de nature privée sur un site, là, le site était désigné pour être sans appel d'offres. Ça prenait un arbre ou une parcelle, un mètre carré de terrain puis le processus d'appel d'offres était évité. C'est dans ce sens-là que le Ministère m'a informé.*
Q *Mais votre prétention, c'est que la politique aurait dû être différente. Est-ce que c'est ça votre prétention?*
R *Au minimum, oui. »*
(M. Alain Saladzius, transcription de la séance du 3 décembre 1996, p. 34-36)

Ainsi, même M. Saladzius convient qu'un appel public de propositions n'était pas exigé par la politique quant aux sites hybrides; il déclare plutôt que la politique aurait dû être conçue différemment. Toutefois, comme le soulignait M. l'Homme, pour ce faire, certains amendements législatifs seraient nécessaires.

Il faudrait, dans l'hypothèse où l'on voudrait modifier la politique, distinguer deux situations : les sites hybrides dont une partie est propriété privée, et ceux dont une partie est propriété d'un organisme public.

La Commission accepte les raisons qui ont amené le gouvernement à rejeter la possibilité d'exproprier les propriétaires privés. Le Québec se doit de respecter la propriété privée et l'on a donc

décidé d'octroyer sans appel d'offres la partie publique du site au propriétaire. Il eût été inacceptable de procéder à l'expropriation de biens privés pour les soumettre ensuite à un appel public de propositions.

- **Les sites hybrides appartenant à un organisme public**

Quant aux sites hybrides appartenant en partie à un organisme public, qui inclurait les municipalités, la Commission est d'avis, tel qu'elle l'a mentionné précédemment[89] qu'il y aurait lieu d'amender les lois afin d'exiger la tenue d'appel d'offres. Le public serait plus confiant face à un tel processus. Notons cependant que parmi les 22 sites hybrides sous examen, seulement cinq se retrouveraient dans cette catégorie. Il s'agit des sites de Val-Jalbert, de Saint-Hyacinthe (Ville de Saint-Hyacinthe), de Mont-Laurier (Les Produits Forestiers Bellerive, Ka'N'Enda inc. filiale de REXFOR), de Winneway (Ville de Belleterre) et de Montmagny (Ville de Montmagny). Bien entendu, la politique provinciale n'aurait pu forcer la Couronne fédérale à se soumettre à un appel public de propositions dans les cas de Côte Ste-Catherine et de St-Lambert.

- **Qui étaient les propriétaires des sites hybrides?**

Certaines personnes ont pu croire que les propriétaires de forces hydrauliques, d'ouvrages ou d'immeubles afférents aux sites hybrides ont pu être lésés dans leurs droits en acceptant de vendre à des promoteurs leurs intérêts dans ces sites. Il est intéressant d'examiner qui étaient les propriétaires précédents de la partie privée des sites hybrides pour constater que ces propriétaires ont pu difficilement être l'objet de transactions frauduleuses ou illicites, réalisées à leur insu, quant à la valeur exacte du site. Ainsi les propriétaires précédents qui ont cédé leur site ou leurs droits dans le cas des 22 sites hybrides sont : Ayers limitée, la compagnie d'électricité Shawinigan inc., Les Produits Forestiers Bellerive Ka'N'Enda inc., Daishawa, Ville de Saint-Hyacinthe, SÉPAQ, Couronne fédérale, Ville de Belleterre, M. Yvon Massy, Woodbridge Inoac incorporée, Kruger incorporée, Cascades, Ville de

---

89. Voir Partie VII

Montmagny, Domtar et une communauté autochtone; notons que dans ce dernier cas il s'agit du projet de Hydro-Ilnu inc. au site Île Villeneuve, administré et géré par la communauté autochtone.

Certains de ces propriétaires possédaient des intérêts dans plus d'un site. Il s'agit donc soit d'organismes publics, soit de compagnies soit d'un individu qui clairement connaissaient la valeur de leur propriété avant de les céder à des promoteurs et il est improbable qu'un promoteur ait pu les induire en erreur pour les amener à se départir du site. L'exemple de Mont-Laurier, dont il sera question ultérieurement, est intéressant à cet égard.

L'utilisation du sigle *PUS* (public sans appel de propositions) dans divers documents a pu faire croire à certaines personnes que l'utilisation d'un tel *code* indiquait qu'en réalité il s'agissait de sites entièrement publics et que l'on avait donc contourné la politique pour les octroyer de façon illicite.

De plus, avant d'obtenir la partie publique d'un site hybride, le promoteur se devait de respecter des conditions identiques à celles imposées aux promoteurs dans les cas de sites entièrement publics. Par conséquent, même s'il n'y a pas eu d'appel d'offres comme tel, les critères d'octroi étaient les mêmes que dans les cas de sites publics.

❑ Les sites privés

Il n'est pas inutile de rappeler que les sites privés ne devaient pas faire l'objet d'un appel public de propositions puisque cela aurait signifié que le Québec ne reconnaissait plus le droit à la propriété privée. C'est la raison pour laquelle la majorité des sites, soit 78 % d'entre eux, c'est-à-dire les sites privés et les sites hybrides, ont été développés conformément à la loi sans appel public de propositions et sans qu'il y ait là matière à suspicion.

❑ CONCLUSION

En conclusion, la Commission estime que le gouvernement a respecté la politique d'octroi, en ce qui concerne les sites publics et les sites hybrides. Comme la politique ne s'appliquait pas aux sites privés, il était tout à fait loisible pour les propriétaires soit de

céder leurs intérêts à des promoteurs, soit de devenir eux-mêmes producteurs et de négocier un contrat avec Hydro-Québec. L'on ne peut reprocher à un producteur d'avoir acquis de façon consensuelle un site entièrement privé afin de se lancer dans la production d'électricité.

8.2.2 CORRUPTION ET RISTOURNES SECRÈTES

8.2.2.1 RISTOURNES SECRÈTES

Certaines personnes ont prétendu que l'on devait, à l'époque, verser des avantages pécuniaires ou des pots-de-vin à des personnes politiques ou à des fonctionnaires afin de se voir octroyer des sites de production d'électricité. Cette théorie tire son origine notamment d'une croyance que cette activité commerciale serait tellement avantageuse pour un producteur privé que l'on pouvait être intéressé à verser une ristourne pour obtenir le privilège de s'associer à la production privée d'électricité.

Cette allégation pourrait tirer son origine d'une rencontre intervenue entre M. André Dubois, dont les services ont été retenus, à une certaine époque, par la firme Hydro P-1 inc., et M. André Noël, journaliste au journal La Presse. Le *Rapport anonyme* mentionne d'ailleurs les affirmations d'un individu à l'effet que la *« ristourne moyenne requise pour l'obtention d'une centrale privée est de 100 000 $. »*

Il appert que cet individu aurait été M. André Dubois; cela fut d'ailleurs confirmé par M. Saladzius qui lui-même détenait cette information d'un tiers, vraisemblablement M. Noël. (voir le témoignage de M. Saladzius du 3 décembre 1996, p.62-63) Or, le témoignage de M. Dubois a éclairé la Commission sur cette rencontre et sur les propos qu'il a tenus en présence de M. Noël. Il ne s'agissait pas, selon lui, de ristourne, mais bien plutôt de ce qu'il a appelé *« finder's fee »* ou commission de courtage :

« Q Est-ce que vous auriez pu dire à un journaliste que ça coûtait un certain montant, soit de commissions, soit de pourboires, soit d'autre chose?

R Vous parlez pas de pourboires, là, vous parlez de « finder's fee », de recherchistes qui cherchent des petites centrales hydroélectriques et qui ont des acheteurs. ***Oui, le « finder's fee » est de dix mille dollars du mégawatt (10 000 $/MW).***

Q *Du mégawatt?*
R *Oui. C'est ce qui a été apparemment payé par monsieur Kuczer à Jean Roch et ses deux associés du début.*
Q *Donc il payait dix mille dollars par mégawatt (10 000 $/MW)?*
R *C'est la norme. C'était la norme pour Kuczer puis c'est la norme pour d'autres. Un « finder's fee » qu'ils appellent, pas un pourboire, là, pas...*
[...]
Q *Est-ce que vous avez dit ça aux journalistes avant que la Commission ait été déclenchée, qu'il y a un « finder's fee » de dix mille dollars par mégawatt (10 000$/MW)?*
[...]
R *J'ai déjà été dans le milieu journalistique. Alors c'est possible, oui. Oui.* ***Je pense André Noël que j'ai rencontré. J'ai parlé d'un « finder's fee »*** *que dans le milieu, des hommes d'affaires qu'il se payait un « finder's fee » de dix mille dollars (10 000 $). Mais c'était pour tout le monde ça. Ce n'était pas pour telle centrale ou telle autre, là.*
Q *Mais quand vous dites « tout le monde », qui a part de Kuczer payait des « finder's fee » de dix mille dollars par mégawatt (10 000 $)/MW)?*
R *Tous ceux qui en achetaient. C'était le tarif.*
Q *C'est le tarif. C'est connu, c'est un tarif?*
R *Tout le monde connaît ça. Tout le monde qui est intéressé à ça savait que si tu te donnais la peine de trouver une centrale hydroélectrique, tu pouvais aller te chercher une offre d'achat. Et le dix mille dollars (10 000 $) était payé à la signature de l'offre d'achat du mégawatt, du mégawatt. Il y a plusieurs personnes qui ont fait ça.*
Q *Est-ce que vous êtes capable de nommer des personnes qui ont payé pour...*
R *Bien je vous en ai nommé, là.*
Q *A part de Kuczer?*
R *Non.*
Q *Donc Kuczer, c'est le seul promoteur qui a payé, à votre connaissance personnelle...*
R *A ma connaissance. »*
(M. André Dubois, transcription de la séance du 29 novembre 1996, p. 17-20)

« Q *Ah, vous-mêmes, vous présentiez une offre d'achat?*
R *Oui, on présentait une offre d'achat, on devait, on ne l'a pas fait là mais on l'aurait fait comme ça, on aurait, je ne sais pas si c'est le bon mot, on aurait attaché le vendeur, o.k., pour que l'acheteur éventuel doive passer à travers nous.* ***Alors on aurait fait signer une offre, on aurait obtenu une offre d'achat acceptée et là, on aurait dit : « Bon, écoute, on peut te vendre notre position, c'est tant du mégawatt. »***
Q *En d'autres mots, si je comprends bien, là, vous deveniez, vous, temporairement si vous voulez, une sorte de promoteur, vous achetiez, si je comprends bien...*

R *Oui, théoriquement, oui.*
Q *...vous achetiez le site, lequel, en retour, vous le revendiez à un promoteur?*
R *C'est exact.*
Q *Si vous réussissiez à le vendre à un promoteur, bien là, vous obteniez un « finder's fee » de dix mille dollars (10 000 $) ou...*
R *Du mégawatt. »*

(M. André Dubois, transcription de la séance du 29 novembre 1996, p. 34-36)

« Q *A partir du moment où votre offre d'achat aurait... Et je comprends qu'on parle en théorie parce que ce n'est jamais arrivé, pas dans votre cas.*
R *Malheureusement!*
Q *Bon. Alors si c'était arrivé, vous auriez eu une offre d'achat acceptée?*
R *Oui.*
Q *Une offre de votre part acceptée par le vendeur?*
R *Oui.*
Q ***Et, là, vous auriez vendu pour dix mille dollars du mégawatt (10 000 $/MW) à un promoteur...***
R ***Oui.***
Q ***... votre position?***
R *Oui.*
Q *Donc votre droit d'acheter, en fait votre achat de la petite centrale.*
R *Oui.*
Q *Vous dites qu'on avait convenu que ça serait dix mille dollars (10 000 $)?*
R *Oui.*
Q *Qui « on »?*
R *Mike et moi. On travaillait ensemble. On a fait le tour de la province, je pense, trois fois. On est allé aux États-Unis. On est même allé en Ontario. »*

(M. André Dubois, transcription de la séance du 29 novembre 1996, p. 42-43)

Non seulement cette *ristourne* était-elle plutôt une commission légitime mais encore, il ne s'agissait, dans le cas de M. Dubois, que d'un projet, puisqu'il n'a réalisé aucune transaction de cette nature.

Il est fort possible, sinon probable, que cette façon de procéder, décrite par M. Dubois, soit à l'origine de cette croyance, portée à l'attention de la Commission, qu'il en coûtait une ristourne moyenne de 100 000 $ pour accéder à la production privée d'électricité. L'on atteint cette somme en évaluant la capacité de production moyenne des projets à 10 MW.

❑ **Vraisemblance de ristournes secrètes**

Bien sûr, l'on pourrait prétendre que M. Dubois a préféré nier devant la Commission qu'une ristourne devait être remise, nonobstant ce qu'il aurait pu dire antérieurement.

Il serait alors important de rappeler le témoignage de M. Denis Durand à propos de la rentabilité des petites centrales hydroélectriques. M. Durand, un expert financier, qui, rappelons-le, a analysé plus d'une dizaine de petites centrales hydroélectriques, n'a vu aucun projet dont la rentabilité dépassait 20 % des sommes investies. La preuve démontre d'ailleurs que la rentabilité des petites centrales est en général inférieure à ce taux.

Il serait, dans ces circonstances, difficile de croire qu'un promoteur ait été prêt à payer une ristourne de 100 000 $ pour avoir le droit de devenir propriétaire d'un projet qui lui rapporterait, dans la meilleure des hypothèses, un taux de rendement moyen eu égard aux conditions de construction et d'exploitation d'une petite centrale. Rappelons que la preuve soumise devant la Commission indique qu'au moins un projet, celui de St-Hyacinthe, n'a un taux de rendement que d'environ 8 % alors que la moyenne se situerait entre les extrêmes de 6 % et de 20 %.

Sont au même effet les témoignages de MM. Jacques Néron et Denis Bouchard, deux ingénieurs d'Hydro-Québec qui se sont intéressés à la production privée et qui ont soumis une proposition dans le cadre de l'appel public de propositions du MER. M. Néron a déclaré qu'il s'agissait de projets peu rémunérateurs :

> *« Q Quelle était votre intention à vous, Monsieur Néron, vous présentez un projet, il va y avoir, j'imagine, considérablement de travail si ça vous était octroyé, est-ce que vous, c'était votre intention de quitter Hydro-Québec...*
> *R Non.*
> *Q ...et de travailler à temps plein pour HydrAction?*
> *R Non, parce que, il faut voir ces projets-là,* ***c'est des projets qui, dans les deux cas, qui ne faisaient même pas vivre une personne par année*** *O.K. Il faut voir ça comme, nous c'est un projet qu'on achetait comme un achète un bloc appartements. C'est quelque chose que j'aurais aimé m'occuper, O.K. plus tard, lorsque j'aurais pris ma retraite ou n'importe quoi, je me serais personnellement occupé de ça. »*
> (M. Jacques Néron, transcription de la séance du 26 mars 1996, p. 34-35)

Il a ajouté :

> *« R* ***Donc, ça ne demandait pas un employé à temps plein et puis ça n'aurait pas généré assez de revenus non plus.*** *C'est pour ça que ce genre de centrales-là il n'y a pas d'opérateur, il n'y a rien. C'est normalement exploité par télécommande. »*
> (M. Jacques Néron, transcription de la séance du 26 mars 1996, p. 76-77)

M. Denis Bouchard a été encore plus précis :

> *« Q ... et de construire le barrage en question, le rendre opérationnel, est-ce que c'était votre intention de quitter votre emploi à Hydro-Québec et de travailler à temps plein pour HydrAction ou pour s'occuper du barrage?*
> *R. Non non, j'aurais pas quitté Hydro-Québec, de toutes façons* ***les bénéfices nets de la compagnie, si je me souviens, dans les quinze (15) premières années on avait, ça rapportait entre - de mémoire là - entre vingt (20 000 $) et quatre-vingt mille (80 000 $) je pense par année, donc il n'y avait pas de quoi faire vivre même un opérateur.»***
> (M. Denis Bouchard, transcription de la séance du 26 mars 1996, p. 87-88)

Voilà des données qui contredisent une certaine croyance populaire selon laquelle les projets de production privée d'électricité seraient de véritables mines d'or.

Tous ces témoignages amènent la Commission à conclure qu'il n'y a aucune preuve qu'une ristourne secrète ait été nécessaire et requise pour se voir octroyer des droits hydrauliques ou des sites de production privée d'électricité.

8.2.2.2 WINNEWAY - BELLETERRE : LE TÉMOIGNAGE D'UN INFORMATEUR

La Commission a entendu monsieur X, un informateur de police, qui a déclaré avoir vu MM. André Dubois et Michael Kuczer remettre une enveloppe contenant une somme de 10 000 $ à M. John Parisella, alors conseiller du premier ministre, feu M. Robert Bourassa.

❑ Un informateur de police

Il y a lieu d'abord, d'expliquer qui est monsieur X et comment la Commission a traité ce sujet.

Monsieur X est une personne dont l'existence a été révélée à la Commission par le SPCUM; il s'agit d'un individu qui agit, depuis douze ans, à titre d'informateur pour des agents de la paix canadiens et américains. (voir le témoignage de monsieur X rendu le 4 avril 1996, p.24, 45-48) C'est d'ailleurs pour cette raison que la Commission, dans le respect de la loi, a protégé son identité en utilisant la lettre X pour le désigner.

Vu l'intérêt que la Commission portait aux renseignements que possédait monsieur X, deux de ses enquêteurs l'ont rencontré à Miami, Floride, le 22 novembre 1995 et ce, par l'intermédiaire des U.S. Customs; des procureurs de la Commission ont également rencontré monsieur X à Montréal le 26 février 1996.

La preuve, alors en possession de la Commission, permettait de croire que la rencontre décrite par l'informateur était soit relative à un projet de petite centrale, ce qui était couvert par son mandat, soit relative à la location d'immeubles au gouvernement, ce qui aurait pu faire l'objet d'un examen par la Commission puisque tel n'était pas son mandat. Les versions préalables de monsieur X n'étaient pas explicites à cet égard. Par exemple, il a été interrogé le 8 septembre 1994 par l'inspecteur chef Gilbert Côté et par le sergent-détective André Gaudreault; or, le résumé de la rencontre, préparé par M. Côté le 11 octobre 1994, précisait que :

« L'informateur aurait identifié à 80 % l'individu comme étant John Parisella. La remise aurait été faite ***pour permettre à Peter Kuczer de louer des espaces à bureaux au gouvernement du Québec****. Lors d'une rencontre précédente, Dubois aurait fait une remise pour permettre à Kuczer d'obtenir des contrats d'HYDRO-QUÉBEC pour la vente d'électricité. »*

La Commission désira donc compléter son enquête préalable afin de vérifier les dires de monsieur X et de s'assurer que les événements qu'il relatait étaient couverts par son mandat, avant de le convoquer comme témoin, le cas échéant. Les événements qui ont suivi ont toutefois obligé la Commission à modifier son plan de travail.

En effet, au tout début du mois d'avril 1996, monsieur X a communiqué avec les enquêteurs de la Commission indiquant qu'il ne serait plus disponible à compter du 9 avril 1996 et ce, jusqu'au 27 juin 1996, c'est-à-dire jusqu'à l'échéance du mandat de la

Commission, fixé à l'époque au 30 juin; monsieur X a confirmé ces faits lors de son témoignage, précisant qu'il serait retenu à l'extérieur du Québec à cause d'un travail qu'il aurait à effectuer en Floride. (témoignage du 4 avril 1996, p. 23, 24)

Comme la Commission ne voulait pas perdre le bénéfice du témoignage de monsieur X, d'une part, mais qu'elle devait, d'autre part, préserver son enquête préalable en cours et s'assurer que cette preuve était couverte par son mandat, elle a entendu monsieur X à huis clos le 4 avril 1996, de même que plusieurs autres témoins, toujours à huis clos, les 18 et 27 juin, 7 août et 8 octobre 1996.

Par une décision écrite, rendue le 1er novembre 1996, la Commission a décidé de lever l'ordonnance de huis clos, tout en précisant qu'elle ne se prononçait alors d'aucune façon sur la crédibilité de monsieur X.

Cette décision résume la preuve, d'abord entendue à huis clos et rendue publique par la suite, et il est utile d'y référer quoiqu'un résumé, bien entendu, ne rende que rarement justice à l'ensemble de la preuve entendue. Ainsi s'exprimaient les commissaires dans cette décision :

« LA PREUVE

La preuve entendue réfère essentiellement à la remise d'une enveloppe par monsieur André Dubois à monsieur John Parisella en juillet 1992 et ce, en présence de monsieur Michael Kuczer. Selon ce qu'aurait compris et constaté, en partie, monsieur XXXXX cette enveloppe contenait une somme de 10 000$.

Il y a lieu de résumer son témoignage.

Monsieur XXXXX aurait effectué le trajet vers Québec, où aurait eu lieu la remise, en compagnie de messieurs André Dubois et Michael Kuczer; messieurs Dubois et Kuczer auraient déclaré s'y rendre pour y rencontrer un certain «Paré» ou «Pari», un conseiller du premier ministre Robert Bourassa. Ils auraient également mentionné que l'enveloppe et son contenu seraient remis en échange de la location de locaux au gouvernement du Québec et d'un arrêté en conseil «sur des contrats d'achat de centrales électriques.»

L'échange aurait eu lieu dans le lobby d'un hôtel alors que monsieur XXXXX observait la scène de l'extérieur, de l'autre côté d'une rue étroite. Comme la scène se déroule en soirée, monsieur XXXXX déclare qu'il pouvait très bien voir à l'intérieur. Il voit un homme s'approcher de ses deux compagnons; monsieur Dubois lui remet une enveloppe similaire à celle exhibée au préalable dans le véhicule par monsieur Dubois. Une courte discussion a lieu, puis l'homme quitte les lieux pour revenir quelque temps plus tard et remettre une enveloppe à monsieur Dubois. Une discussion d'environ 10 minutes s'ensuit. Il voit toujours l'homme de côté. Pour comprendre l'attitude de monsieur XXXXX il faut savoir qu'il était alors informateur de police et s'intéressait particulièrement à monsieur Dubois, à la demande des policiers.

À l'automne 1994, lors d'une rencontre avec un policier, monsieur XXXXX mis en présence d'une seule photographie, soit celle de monsieur John Parisella, ex-directeur de cabinet du premier ministre Robert Bourassa, a identifié monsieur Parisella comme étant l'homme ayant participé à l'échange. Monsieur XXXXX était certain de «80 à 95%» qu'il s'agissait du même homme. L'angle de la photographie rendait l'identification plus difficile puisqu'il n'avait vu l'homme que «de côté».

Monsieur XXXXX a positivement identifié monsieur Parisella devant nous à l'aide d'une bande vidéoscopique représentant quelques hommes.

Lors du retour de Québec, monsieur Dubois aurait déclaré que Peter (Kuczer) serait très heureux du résultat et du papier qu'il avait obtenu. Il faut savoir que monsieur Peter Kuczer était alors l'un des propriétaires de la compagnie Pemik, dont les affaires étaient de nature immobilière, et le propriétaire de la compagnie Hydro P-1, promoteur de petites centrales hydroélectriques.

Monsieur Dubois aurait, du véhicule, téléphoné à monsieur Peter Kuczer, lui déclarant en substance qu'il serait heureux du résultat de la démarche et qu'il avait obtenu l'arrêté en conseil.

Messieurs John Parisella, André Dubois, Michael Kuczer et Peter Kuczer ont tous nié ces allégations.

Précisons que monsieur Peter Kuczer a déclaré que c'est Hydro P-1 qui a embauché monsieur André Dubois à titre de consultant et que son unique fonction consistait à accélérer le processus de transfert des baux pour le projet de la petite centrale de Winneway. Il a reçu, pour ce faire, des émoluments de 1000$/semaine durant environ 1 an, au cours de la période de 1992-1993. Monsieur Peter Kuczer a également mentionné

que ni lui ni quelqu'une de ses compagnies n'ont loué d'espaces de bureau au gouvernement du Québec.

Outre les dénégations des témoins précités, le témoignage de monsieur XXXXX a été contredit sous plusieurs aspects par la preuve entendue.

Les témoignages de messieurs André Gaudreau et Gilbert Côté, policiers au SPCUM, ont démontré que la séance d'identification sur photographie a été exécutée par monsieur Gaudreau de façon tout à fait contraire aux règles les plus élémentaires: monsieur Gaudreau n'a présenté au témoin XXXXX qu'une seule photographie en lui demandant s'il s'agissait de la personne qu'il avait vue à Québec plus d'un an plus tôt, personne qu'il n'avait jamais rencontrée auparavant. »[90]

Les commissaires ont par la suite indiqué les motifs justifiant la levée de l'ordonnance de huis clos :

« LA PERTINENCE DE LA PREUVE À L'ÉGARD DE NOTRE MANDAT

Il est vrai que monsieur XXXXX est relativement imprécis quant à la nature exacte de l'objet de l'échange: il pourrait s'agir d'un arrêté en conseil relié à un transfert de bail ou d'un autre document relié à la location d'espaces au gouvernement du Québec. Il ne faut pas oublier, qu'à ce sujet, monsieur XXXXX ne fait que relater les propos d'une autre personne, ce qui peut expliquer l'absence de précision.

Cependant, selon l'ensemble des circonstances, il apparaît que monsieur Dubois, si l'on croit monsieur XXXXX agissait pour le compte de monsieur Peter Kuczer. Or, selon le témoignage de celui-ci, les démarches de monsieur Dubois ne peuvent qu'être reliées au projet de la petite centrale de Winneway puisque les services de monsieur Dubois ont été retenus spécifiquement et uniquement pour régler ce dossier.

Ainsi donc, sans se prononcer pour le moment sur la crédibilité de monsieur XXXXX utilisant par là le test de la preuve «prima facie» reconnu par les tribunaux en matière d'extradition, d'enquête préliminaire et de fardeau de présentation au procès (voir ***U.S.A. c. Shepard*** *(1977) 2R.C.S. 1067 et* ***R. c. Mezzo*** *(1986) (1R.C.S. 802), nous concluons qu'il s'agit d'une preuve qui se situe à l'intérieur du cadre de notre mandat.*

---

90. Décision en annexe au présent rapport.

LE MAINTIEN OU LA LEVÉE DE L'ORDONNANCE DE HUIS CLOS

Y a-t-il lieu, comme le suggère Me Mongeau, de maintenir l'ordonnance de huis clos au motif que la preuve manquerait tellement de crédibilité que sa faible valeur probante ne justifierait aucunement l'atteinte grave à la réputation de monsieur Parisella et de monsieur Bourassa qui s'ensuivrait si elle était rendue publique.

N'oublions pas que monsieur XXXXX a affirmé, sous serment, avoir été témoin de l'échange précédemment décrit. Bien qu'une preuve contradictoire ait été entendue, le témoignage de monsieur XXXXX demeure et ne peut être exclu, à ce stade des procédures, uniquement parce qu'il est contredit par d'autres témoins.

Cette Commission d'enquête cherche à connaître la vérité. Parfois, cette vérité est susceptible d'entacher des réputations, en démontrant que des personnes ont mal agi. Par contre, cette vérité peut aussi permettre de rétablir des réputations, en démontrant qu'une allégation est sans fondement. Des audiences publiques permettent d'atteindre ces deux objectifs.

Nous croyons que le public et le gouvernement sont en droit de savoir ce qu'il en est et sont en droit de savoir comment cette affaire a été traitée. Les commissaires pourront tirer certaines conclusions et expliquer clairement la situation. La balance des inconvénients, dans le cadre de cette Commission d'enquête, penche clairement, selon nous, en faveur de la levée de l'ordonnance de huis clos. »[91]

❑ **Crédibilité du témoignage de l'informateur**

La Commission, dans son analyse de la crédibilité de monsieur X, a relevé les éléments suivants :

— le témoignage de monsieur X est la seule preuve de l'existence de cette rencontre impliquant M. Parisella;

— ce témoignage est vague et imprécis à l'égard du moment et de l'endroit où cette rencontre aurait eu lieu et à l'égard des événements qui se seraient produits avant et après ladite rencontre;

— ce témoignage est contredit par le sergent-détective André Gaudreault quant au nombre de photographies exhibées

91. Décision en annexe au rapport.

au cours de la séance d'identification tenue le 13 septembre 1994, monsieur X déclarant en avoir examiné quatre ou cinq, M. Gaudreault affirmant sans ambages qu'une seule photographie, soit celle de M. Parisella, fut exhibée;

— ce témoignage comporte lui-même plusieurs contradictions importantes, par exemple, à l'égard de l'identification de M. Parisella. Ainsi, au cours de l'interrogatoire réalisé par l'un des procureurs de la Commission, monsieur X a déclaré, relativement à la séance d'identification du 13 septembre 1994 :

« Q Combien de photos monsieur Gaudreau vous a montrées?
R Quatre ou cinq photos je crois. Je pense. Je ne suis pas tout à fait certain combien il y en avait exactement.
Q Et vous avez choisi une photo?
R Oui.
Q ***Est-ce que vous étiez certain de l'identification*** *à ce moment-là?*
R ***Très certain.*** *»*
(Monsieur X, transcription de la séance du 4 avril 1996, p. 32, 33)

Confronté par Me Richard Mongeau, avocat de M. Parisella monsieur X modifia sensiblement son témoignage :

«Q Est-ce que vous avez identifié les quatre ou cinq autres personnes que monsieur Parisella que vous avez identifiées là, est-ce que vous avez identifié les quatre ou cinq autres personnes à monsieur Gaudreau, est-ce que vous les connaissiez ces gens-là?
R Du tout.
Q Il y a juste une personne que vous connaissiez?
R ***Oui, qui ressemblait de très près à ce que j'avais vu à Québec, comme personne.***
Q Est-ce que la photo était une photo de face ou de côté?
R Je pense que c'était juste de côté ou de biais comme ça mais je ne peux pas être sûr.
Q Je parle de la photo...
R Oui.
Q ...que monsieur Gaudreau...
R De la photo, oui.
Q ...vous a montrée, donc une photo de biais ou de côté, c'est ça?
R Plutôt de côté, oui.
Q Plutôt de côté?
R Oui.
Q Là on parle toujours de la photo que monsieur Gaudreau vous a montrée en mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993) ?
R Oui, mais je ne peux pas être sûr à propos, il y avait quelque chose à propos de cette photo-là où j'avais pas la certitude

absolue que c'était la même personne, mais dans le «ligne-up» qu'il y avait, cette personne-là ressortait de plus.

Q *Donc ce que vous me dites dans le fond, c'est que dans les cinq personnes, les quatre cinq personnes qu'il y avait là, c'était la photo qui se rapprochait le plus de la personne que vous avez vue?*

R *«Right».*

Q ***Mais vous n'étiez pas certain que c'était cette personne-là?***

R ***Peut-être pas à cent pour cent (100 %) à ce moment-là.***

Q *Mais tout à l'heure, je vous ai entendu dire que vous étiez certain. A moins que ma note, je vais reprendre ma note là Monsieur XXXXX, moi je veux être certain de ce que vous dites parce que j'ai écrit ici: «J'étais très certain de l'identification.» Ça c'est ma note.*

[...]

Bon, je veux savoir maintenant là est-ce que vous étiez très certain de l'identification, ***est-ce que vous étiez certain de l'identification ou si vous pensiez que c'était lui?***

R ***Admettons que j'en suis plus convaincu aujourd'hui.»***

(Monsieur X, transcription de la séance du 4 avril 1996, p. 52-54)

Ainsi, la certitude d'abord exprimée par monsieur X s'est transformée en un témoignage beaucoup moins catégorique, la valeur de l'identification préalable passant de 95 % à 80 %.
(voir transcription de la séance du 4 avril 1996, p. 57)

Remarquons que les policiers avaient noté que monsieur X était en mesure d'identifier M. Parisella *« à 80 % »* :

— ce témoignage est contredit par le témoignage assermenté de toutes les personnes qui auraient participé à la transaction, soit MM. John Parisella, André Dubois, Michael Kuczer et Peter Kuczer. Rien ne permet de rejeter ces témoignages en rapport avec ces événements;

— ce témoignage est contredit par plusieurs éléments de preuve indépendants. Par exemple, contrairement à l'affirmation de monsieur X, il n'a pas communiqué l'existence de cette transaction à son contrôleur en Floride. (voir le témoignage de monsieur X du 4 avril 1996, p. 68, 69 et le témoignage de M. Laurent Lemieux, enquêteur de la Commission, rendu le 7 août 1996, p. 25, 26) De même, il est contredit quant à un appel téléphonique qui aurait été placé à partir d'un appareil de M André Dubois (voir l'intervention de M[e] Jean Villeneuve, procureur de la Commission, le 8 octobre 1996, p. 32);

— ce témoignage comporte des invraisemblances, telles les heures d'un appel téléphonique fait à partir de Bromont et d'une rencontre préalable dans un restaurant de Drummondville qui rendent impossible la description qu'en a faite monsieur X;

— l'identification sur photographie de M. Parisella par monsieur X n'a aucune valeur probante, vu la procédure employée par le sergent-détective Gaudreault. Les règles sont pourtant claires : une séance d'identification sur photographie se doit de comprendre plusieurs photographies afin que le témoin ne soit pas indûment influencé dans son processus d'identification. Il est inadmissible de n'utiliser qu'une seule photographie, d'autant plus que monsieur X ne connaissait pas bien la personne qu'il devait identifier, ne l'ayant vue, selon lui, qu'une fois et ce, plus de deux années auparavant. Une telle séance d'identification invalidait complètement cette partie du témoignage de monsieur X. Le sergent-détective Gaudreault a d'ailleurs lui-même confirmé ce fait en déclarant qu'il n'avait pas l'intention d'accuser M. Parisella et qu'il ne cherchait qu'à obtenir des informations et non à effectuer une véritable enquête. (séance du 27 juin 1996, p. 196, 197) C'est probablement pour cette raison, et pour ajouter de la crédibilité à son témoignage, que monsieur X, qui, vu son statut, connaît bien les règles de preuve, a préféré dire qu'on lui avait présenté quatre ou cinq photographies;

— les enquêteurs de la section antigang du SPCUM, qui ont eu la responsabilité de l'enquête après l'implication de M. Gaudreault, ont conclu, dès le mois de mars 1995, qu'aucune accusation ne pouvait être portée vu la déficience de la preuve et, qu'en conséquence, l'enquête était terminée (voir témoignage de l'inspecteur-chef Gilbert Côté du 8 octobre 1996, p. 104 et 119);

— il est impossible de croire que monsieur X, un informateur professionnel, qui reçoit des émoluments pour les informations qu'il transmet aux policiers, n'ait informé ceux-ci qu'au mois d'août 1994 de l'existence de cette transaction éminemment explosive qui aurait eu lieu en juillet 1992, soit deux ans plus tôt. La Commission ne peut croire que monsieur X aurait agi de la sorte s'il avait vraiment été témoin de cette rencontre.

❑ CONCLUSION

À la lumière de tous ces éléments, ainsi que de l'ensemble des témoignages entendus et des pièces produites, la Commission conclut qu'il n'existe aucune preuve qu'il y ait eu remise d'une enveloppe contenant une somme d'argent à M. John Parisella.

Ajoutons que, suite à la séance d'identification, supervisée par le sergent-détective Gaudreault, il était évident que monsieur X identifierait M. Parisella devant la Commission.

À titre d'informateur de police aguerri, monsieur X connaît les règles et a certainement réalisé que M. Gaudreault ne les respectait pas le 8 septembre 1994. La Commission est d'avis que monsieur X mentait lorsqu'il a affirmé, sous serment, que M. Gaudreault lui avait exhibé quatre ou cinq photographies. Il ne pouvait témoigner autrement sans affecter irrémédiablement son propre témoignage.

De plus, la Commission a eu accès à tous les rapports de police pertinents et aucun ne permet de conclure qu'il existe une preuve, outre le témoignage non crédible de monsieur X, de corruption ou de remise de pot-de-vin dans le dossier de la production privée d'électricité.

❑ Ce qui pourrait être à l'origine de l'allégation

Selon la Commission, un incident impliquant M. André Dubois pourrait être à l'origine de l'allégation que l'on ait remis une somme de 10 000 $ pour obtenir un décret relié à une petite centrale. Examinons ces événements attentivement.

Le 3 février 1993, le gouvernement prenait un décret qui permettait à la ministre de l'Énergie et des Ressources de signer un acte de modification au bail intervenu entre le Ministère et la Ville de Belleterre. Cette modification cherchait à mettre fin à l'obligation d'obtenir l'autorisation du gouvernement lors d'une cession en garantie auprès d'une institution financière. (P-808)

La banque Barclay's, intéressée dans le financement du projet, refusait de remettre à Hydro P-1 inc. d'importantes sommes tant qu'elle n'aurait pas pris possession de ce décret.

M. André Dubois recevait d'Hydro P-1 inc., à l'époque, à titre d'émolument, une somme d'environ 1 000 $ par semaine. Or, le 12 février 1993, il reçut 1 000 $ et le 16 février, 9 000 $, pour un total de 10 000 $. (P-820)

M. Peter Kuczer a déclaré devant la Commission qu'il s'agissait d'un remboursement d'arrérages et de dépenses qu'Hydro P-1 inc. devait à M Dubois. Toutefois, ce dernier a une version différente : M. Kuczer lui aurait remis 10 000 $ pour se rendre à Québec en toute urgence chercher une copie du décret, qui est pourtant, rappelons-le, un document public. M. Dubois a témoigné ainsi :

« Q *Donc vous êtes allé tout seul à Québec pour chercher cette copie de décret?*
R *C'est exact.*
[...]
Q *Et quel était le problème?*
R *Bien, le problème, c'était que la Barclay Bank ne trouvait pas suffisant qu'on lui dise que le décret était passé. Ils voulaient avoir un papier, ils voulaient avoir le papier pour confirmer qu'il était passé.*
Q *Dois-je comprendre que vous avez dit à Peter que le décret est déjà passé?*
R *Non. Lui, il l'a su.*
[...]
Q ***Donc tout le monde savait que le décret est déjà passé?***
R. *Bien oui!*
Q *Depuis combien de temps?*
R *Je ne sais pas, une journée, deux jours.*
Q *Une journée ou deux jours que tout le monde dans le bureau savait que le décret était passé?*
R *Oui.*
[...]
Q *Et Peter dit : « J'ai un problème. J'ai besoin d'une copie du décret »?*
R *C'est exact. « La Banque ne veut pas débourser l'argent puis les chèques ne passeront pas ».*
Q *Donc Peter dit : « Ça me prend une copie du décret. Le décret est déjà passé. Ça me prend une copie »?*
R *Exact. « Ça me prend la preuve écrite que le décret est passé pour le donner à la Banque pour avoir mon cash puis pour vous payer ».*
Q *D'accord. Et dois-je comprendre que Peter vous a fait une offre de dix mille dollars (10 000 $) pour...*
R *Il était hystérique, Peter.*
Q *Je comprends.*
R ***J'ai dit : « Je vais aller te le chercher, moi, le décret. C'est-tu possible? Comment tu me donnes si je vais te le chercher? ».***

Il dit : « Ten ». J'ai dit : « Ten thousand (10 000 $) ». Il dit : « O.K. ». Je suis parti.

[...]

Q *Est-ce que vous avez fait accroire peut-être, Monsieur Dubois, que ça coûtait quelque chose pour avoir ce décret-là?*

R *Non, Monsieur. »*

(M. André Dubois, transcription de la séance du 29 novembre 1996, p. 62-64)

M. Dubois aurait ainsi expliqué à M. Kuczer ce qu'il entendait faire :

« Q *Et, ça, je veux comprendre. Vous avez vendu quoi pour dix mille (10 000 $)?*

R *Je lui ai fait obtenir une copie officielle que la Banque Barclay était prête à accepter dans des délais très raisonnables.*

Q *Et vous avez fait quoi? Vous avez fait comprendre quoi dans le mot « obtenir »?*

R *« Je vais aller te le chercher ». « I'm going to get it for you ».*

[...]

Q ***Et je veux comprendre qu'est-ce que vous avez vendu à lui pour dix mille dollars (10 000 $), votre voyagement de quatre heures?***

R ***J'ai vendu le service de revenir dans des délais raisonnables avec ce qu'il avait déjà théoriquement mais qu'il n'avait pas sur papier, ce qu'exigeait la Barclay Bank.***

Q *Et est-ce que le service était d'obtenir un document public que tout le monde aurait pu avoir en voyageant à Québec? Est-ce que c'était le service?*

R *Sûrement.*

[...]

Q *Il reste à faire de se déplacer à Québec, demander une copie et la ramener à Montréal?*

R *C'est exact.*

Q ***Et vous avez vendu ça pour dix mille dollars (10 000 $) à monsieur Kuczer?***

R ***Oui, Monsieur.***

[...]

Q ***Et vous n'avez pas fait accroire qu'il faut payer quelqu'un pour l'avoir?***

R ***Non, Monsieur. »***

(M. André Dubois, transcription de la séance du 29 novembre 1996, p. 69-71)

Le témoignage de M. Dubois laisse songeur et est peu convaincant. À l'instar de la Commission, qui ne croit pas cette version, d'autres peuvent aussi ne pas y croire et imaginer divers scénarios. Et même s'il est possible que M. Dubois ait reçu 10 000 $

pour se rendre à Québec y quérir un document public, il est tout aussi probable que des gens aient cru que cette somme, exorbitante dans les circonstances, servirait ou avait servi à d'autres fins. Il ne s'agit bien sûr que d'hypothèses, mais il est certainement possible que les faits aient été dénaturés au point où l'on ait pu croire qu'une somme de 10 000 $ avait été remise à titre de pot-de-vin ou encore qu'une ou des personnes aient pu représenter à M. Kuczer, par exemple, que tel avait été le cas.

8.2.3 RECYCLAGE DE PRODUITS DE LA CRIMINALITÉ (BLANCHIMENT D'ARGENT)

L'on a également allégué que certains promoteurs auraient pu, par l'intermédiaire de leurs petites centrales, blanchi ou lessivé de l'argent provenant de transactions criminelles. L'on a même insinué qu'Hydro-Québec avait été utilisée dans un processus de blanchiment d'argent.

La Commission a examiné cet aspect du dossier. Pour ce faire, elle a dû d'abord interpréter son mandat et a conclu que, vu les termes mêmes du décret constitutif, seules les activités d'un promoteur et/ou de ses actionnaires, administrateurs et employés étaient visées par l'enquête; de plus seules les activités du promoteur ou de ses représentants, dans le cadre de la mise en oeuvre de la politique d'achat, étaient l'objet du mandat. Ce faisant, et par voie de conséquence, les activités d'une compagnie non reliée directement à un promoteur ou encore les activités d'un promoteur tenues dans un contexte autre que celui de la mise en oeuvre de la politique d'achat ne sont pas couvertes et ce, de façon non équivoque, par le mandat.

Ces précisions ont toute leur importance, certains ayant cru, à tort, que cette Commission a été constituée pour faire enquête sur la perpétration d'infractions, notamment, sur le recyclage de produits de la criminalité, aussi appelé blanchiment ou lessivage d'argent. Le texte du mandat précise que celle-ci doit examiner:

*« ...si, **dans la mise en oeuvre de cette politique**, Hydro-Québec, les ministères et organismes publics, les dirigeants ou mandataires de ceux-ci, ainsi que les tiers ont agi dans le respect des lois, des décrets, des règlements et directives, des normes d'éthique et des pratiques de saine gestion... »* (Décret no 753-95, 7 juin 1995)

C'est donc la mise en oeuvre de la politique d'achat qui est l'objet du mandat et la perpétration d'infractions n'est pertinente que si elle se produit à l'occasion de cette mise en oeuvre. Les infractions qui auraient pu être commises, même par un promoteur, ne pouvaient donc faire l'objet de l'enquête que si elles étaient reliées à la politique d'achat et à sa mise en oeuvre; à plus forte raison, peut-on affirmer que les activités illicites d'une personne ou d'une compagnie qui ne seraient pas impliquées dans la production privée d'électricité ne sauraient être prises en considération.

Ainsi, et ce, à titre d'exemple, le financement obtenu dans le but de lancer un projet ou les interventions d'un promoteur auprès des autorités gouvernementales pour l'obtention d'un site sont couverts par le mandat; cependant l'ensemble des activités commerciales d'un promoteur ne peuvent, en soi, être visées par ce mandat.

C'est ainsi que la Commission a interprété son mandat et elle en a fait part publiquement, dès le 5 septembre 1995, dans le cadre d'une déclaration de principes :

« *Ainsi, le passage suivant de l'opinion de l'Honorable juge Lamer, maintenant juge en chef de la Cour suprême du Canada, dans l'arrêt Starr, mérite d'être souligné:*

> *« La Commission d'enquête ne peut être utilisée par une province pour enquêter sur la perpétration all[illegible]e d'infractions criminelles précises par des personn[illegible]ommées. Une telle utilisation de la Commission d'enquête, compte tenu de la possibilité d'obliger ces personnes nommées à témoigner, aurait pour effet de contourner la procédure en matière criminelle qui relève de la compétence exclusive du Parlement. » (p.1397-1398)*

À cet égard, la Commission désire exprimer sa compréhension des règles auxquelles elle est soumise.

Si le but d'une commission d'enquête ne saurait être la détermination de la responsabilité criminelle, une telle commission peut, dans une démarche légitime, à la lumière de son mandat, examiner une activité relevant de la compétence d'une province même si cette activité peut par la suite constituer le fondement d'une accusation criminelle.

Dès lors que le sujet véritable de cette enquête relève clairement de la compétence provinciale et n'a pas pour but de déterminer la responsabilité criminelle, la Commission considère qu'elle pourrait examiner des activités qui seraient, par ailleurs, susceptibles de constituer des infractions criminelles, si elles étaient accessoires au sujet de l'enquête et nécessaires à ses fins. »[92]

8.2.3.1 INVESTISSEMENTS MIRELIS ET DÉVELOPPEMENTS HYDROMÉGA INC.

Afin de déterminer les limites de son mandat, vu l'existence d'allégations à l'égard des firmes Développements Hydroméga inc., Investissements Mirelis et Mirelis S.A., de même qu'à l'égard de certains de leurs dirigeants, la Commission a vérifié les liens qui pouvaient exister entre ces personnes morales ou physiques.

Puisque le promoteur, c'est-à-dire les personnes reliées à la mise en oeuvre de la politique d'achat de 1987, est Développements Hydroméga inc. et les diverses sociétés en commandite Hydroméga de même que leurs employés et leurs dirigeants, la Commission a d'abord vérifié si ce promoteur est relié, de quelque façon que ce soit, aux firmes Mirelis.

L'organigramme réalisé par M. Rock Grégoire, l'un des enquêteurs de la Commission, démontre qu'il n'y a aucun lien corporatif entre Investissements Mirelis et Développements Hydroméga inc.
(M. Rock Grégoire, transcription de la séance du 16 décembre 1996, p.46, 47; pièce P-1253)

Dans ces circonstances, seules les activités de Développements Hydroméga inc. et de ses représentants pouvaient légalement être l'objet d'un examen et de plus, parmi celles-ci, seules les activités reliées à la production privée d'électricité pouvaient l'être.

La Commission, dans cet esprit, a examiné les sources de financement du promoteur quant à la production privée d'électricité, afin de vérifier la possibilité que des produits de la criminalité aient été recyclés par l'entremise du promoteur et ce, par l'utilisation de sources de financement illicites. Or, il appert que la centrale de Mont-Laurier ainsi que les trois centrales de Côte Ste-Catherine

---

92. Déclaration de principes en annexe au présent rapport.

ont été financées par la Caisse de dépôt et de placements, les compagnies d'assurances Standard Life et Mutuelle Life du Canada, alors que dans le cas de Ste-Margue[illegible] I, c'est le Crédit Lyonnais qui a fourni les fonds nécessaires a[illegible] noteur.
(M. Rock Grégoire, transcription de [illegible] nce du 16 décembre 1996, p. 40)

Rien ne permet de croire que Développements Hydroméga inc. ou les diverses sociétés en commandite Hydroméga ou leurs employés ou leurs représentants se soient livrés à quelque recyclage de produits de la criminalité dans le cadre de leurs activités de production privée d'électricité.

D'ailleurs, le rapport de M[me] Saint-Cerny et de M. Saladzius n'apporte aucun élément de preuve à cet égard, pas plus que le rapport de la section antigang du SPCUM.

De plus, l'allégation tente non seulement de tisser des liens entre Société Financière Mirelis S.A. de Suisse, Investissements Mirelis du Canada et Développements Hydroméga inc., mais souligne également la possibilité que Mirelis S.A. se soit livrée au blanchiment d'argent en Suisse.

C'est M. Saladzius qui a informé l'inspecteur chef Côté de l'existence de Mirelis S.A. Par ailleurs, M. Saladzius avait puisé son information dans un livre publié aux éditions du Seuil en février 1990 et intitulé *La Suisse lave plus blanc* de M. Jean Ziegler.

Selon M. Côté, un seul autre document était susceptible de contenir de l'information pertinente à cet égard : un rapport, qu'il n'a pas lu, établi par le groupe antidrogue de la *Guardia di finanza*, police financière de Milan, le 25 juillet 1987. Mentionnons également le rapport de la Commission d'enquête parlementaire suisse du 22 novembre 1989.

À ce sujet, et tel qu'il a été mentionné précédemment[93] un juge d'instruction suisse a conclu, le 3 avril 1995, qu'aucune preuve d'activités illégales n'existait à l'endroit de Mirelis S.A. et qu'en conséquence, il renvoyait le dossier a[illegible] Procureur général accompagné d'une *« ordonnance soit-c[illegible] muniqué »*. Le 1er

93. Voir Partie 8.1.

septembre 1995, le procureur général de la République et du Canton de Genève émettait une ordonnance de classement, sous réserve de faits nouveaux, l'enquête établissant l'absence de preuve de commission d'infraction au regard du droit applicable à l'époque. Il faut savoir, en effet, que la Suisse a adopté une loi réprimant le recyclage de produits de la criminalité le 1er août 1990 et, qu'auparavant, les règles étaient différentes.

Par conséquent, non seulement n'y a-t-il pas, selon la Commission, de lien direct entre Mirelis S.A. et Investissements Mirelis, outre la présence d'un administrateur commun, mais encore les autorités judiciaires suisses ont conclu qu'aucune preuve de recyclage d'argent n'existait à l'endroit de Mirelis S.A. et de ses activités au cours des années 1980. Les autorités suisses ont ajouté que même si certains clients de Mirelis S.A. ont pu utiliser leurs comptes auprès de l'institution financière au cours des années 1980 pour effectuer des transactions illicites, rien ne permet de croire que Mirelis S.A. avait connaissance de la nature de ces transactions. De plus, aucune allégation ne laisse entendre que Mirelis S.A. se soit livrée à des activités de cette nature depuis 1990. La Commission a donc considéré qu'il n'y avait pas lieu de poursuivre davantage l'examen de ce volet de l'enquête puisqu'aucun motif sérieux ne l'autorisait à ce faire.

- **CONCLUSIONS**

Pour toutes ces raisons, la Commission conclut qu'il n'existe aucune preuve à l'effet que Développements Hydroméga inc., ses dirigeants et ses employés, se soient livrés, dans le cadre de la politique d'achat, au recyclage de produits de la criminalité.

8.2.3.2 HYDRO P-1 INC.

Le seul cas où une preuve de recyclage de produits de la criminalité existe est celui d'Hydro P-1 inc. dont le principal actionnaire était M. Peter Kuczer. La Commission a entendu notamment le témoignage de M. Timothy Upham, *special agent, U.S. Customs*, et celui de M. Peter Kuczer à propos des activités d'Hydro P-1 inc. quant à l'utilisation d'argent provenant de sources douteuses.

Hydro P-1 inc., maintenant en faillite, possédait deux petites centrales hydroélectriques, soit Winneway et Sainte-Brigitte-des-

Saults. Elle possédait également les droits de deux autres projets qui n'ont pas été l'objet d'ententes finales : Danville et St-Jérôme.

L'actionnaire principal d'Hydro P-1 inc. était M. Peter Kuczer, un citoyen canadien. Ses mésaventures ont débuté au cours de l'été 1993 alors que des agents américains du *U.S. Customs Service* se sont intéressés à ses activités.

Grâce à la collaboration des autorités américaines, la Commission a eu accès aux rapports rédigés par les agents américains, aux bandes audio et vidéoscopiques des interceptions de conversations effectuées à l'insu de M. Kuczer et aux documents produits devant les tribunaux américains à la suite à son arrestation.

❑ **M. Kuczer se rend aux États-Unis**

Les agents américains organisèrent une rencontre, qui eut lieu le 3 novembre 1993, à Fort Lauderdale, Floride, entre M. Kuczer et des agents doubles, ceux-ci se présentant comme des financiers.

Cette rencontre fut l'objet d'un enregistrement audio et vidéo produit lors du témoignage de l'agent spécial Timothy Upham. La Commission a également admis en preuve la transcription des conversations ainsi interceptées. (P-1206, P-1207)

Il ressort de ces conversations et des rencontres tenues ultérieurement que M. Peter Kuczer désirait financer, en tout ou en partie, les projets qui n'étaient pas encore réalisés, Danville et St-Jérôme, à l'aide de l'argent que les agents doubles pourraient éventuellement lui fournir. M. Kuczer a déclaré devant la Commission qu'il ne prêtait pas vraiment attention à ce que lui disaient les agents doubles quoiqu'il comprenait qu'il s'agissait de financiers prêts à investir d'importantes sommes d'argent provenant d'Amérique du Sud.

Il est difficile de croire que M. Kuczer n'ait pas entendu les agents doubles faire valoir que l'argent qu'ils investiraient était d'origine douteuse:

*« Agent double : The last week of every month I go to Colombia. **I go first to Bogota then to Medellin then to Calli.** And I see my clients and they say - we're expecting this*

much, that much - [...] you know, I'm accountable to them.
Peter Kuczer : ***Oh, yeah.***
Agent double : ***If they don't like my accounting I would probably never leave Colombia, okay? (laughter) They don't sue you.***
Peter Kuczer : *I, I...*
Agent double : *If you lose that money they won't sue you, okay.*
Peter Kuczer : *I... (laughs)*
Agent double : ***They'd send, they would send part of me back (laughter) Okay?***
Peter Kuczer : *Part of you.*
Agent double : *Yeah.*
Peter Kuczer : ***I want to tell you something. I do the same thing in Russia.***
Agent double : *Okay.*
Peter Kuczer : *Okay? And the russian guys don't sue. They don't even understand the word or, or the system doesn't exist. »*
(P-1206, p. 53-54)

Les interventions de M. Kuczer démontrent clairement qu'il réalisait la nature des transactions auxquelles il participerait.

Peu après, M. Kuczer manifestait explicitement son accord à transiger d'une manière à tout le moins illicite:

« Agent double : ***Would the people in the bank know it's drug money?*** *Would, would, would...*
Peter Kuczer : ***No, no.***
Agent double : *...would they take it? They wouldn't take it if they knew it.*
Peter Kuczer : ***Uh, we don't want them to know that.*** *»*
(P-1206, p. 59)

Quelques minutes plus tard, l'agent double ajoutait:

« Agent double : *You, you and I are talking like people that do financial transactions talk. My people are very unsophisticated.*
Peter Kuczer : *I know, it's a, they say, give me more.*
Agent double : ***You've got to be a mean son-of-a-bitch to be a, a drug dealer and stay alive.*** *These people are people, these guys have been at this for awhile, some of my clients are now dead. But all they want to know is their money is safe.* ***All they want to, or I, I'm dead, all right?***
Peter Kuczer : ***I know, I know.***
Agent double : *I, I mean, I'm not, let's not kid around about this. That's what it's all about.* ***Now I've been able to***

stay alive and been able to satisfy them and I make a good living.
Peter Kuczer: ***Doing it. »***
(P-1207, p. 13-14)

Toute l'attitude de M. Kuczer confirme ses intentions, telles qu'il les a d'ailleurs manifestées en présence des agents doubles :

« Peter Kuczer : *Well, uh, yes, but I'm just saying to you* ***I don't have a concern with the people that I'm dealing.*** *The only uh, concern that I have is with the quantity of what is...»*
(P-1206, p. 40)

Il était donc prêt à fermer les yeux et à accepter de transiger d'importantes sommes d'argent, fussent-elles d'origine douteuse; ces sommes, qui auraient représenté environ 11 M$, devaient être investies dans les deux projets qu'envisageait alors de réaliser M. Kuczer et ce, de l'aveu même de M. Kuczer au cours de son témoignage. Cette preuve était donc pertinente au mandat de la Commission.

Notons que tous les passages cités précédemment, qui sont tirés des transcriptions produites sont conformes aux enregistrements.

Afin de convaincre davantage ses futurs *clients* de la crédibilité et de la stabilité financière de ses entreprises, démontrant ainsi que les sommes investies le seraient en toute sécurité, M. Kuczer leur remit une liasse de documents décrivant l'entreprise Hydro P-1 inc., ses principaux collaborateurs, ses avoirs et ses projets. Ce document fut transmis à la Commission par M. Upham et fut produit sous la cote P-1200.

Toujours dans le même esprit, M. Kuczer voulut démontrer encore davantage la sécurité qu'il pouvait offrir aux investisseurs et les liens qu'il pouvait avoir avec le pouvoir politique, notamment québécois. M. Kuczer a affirmé devant la Commission que son but était d'épater ses interlocuteurs, de les convaincre d'investir, et qu'il ne s'agissait toutefois que de vantardise.

La Commission a considéré l'ensemble de la preuve, dont les circonstances et les raisons de la rencontre avec les agents doubles; le ton et les termes employés par M. Kuczer indiquent en effet que l'objectif était de convaincre les agents doubles de lui faire confiance. Signalons les passages suivants :

« *Peter Kuczer :* *The Quebec Government announced that they will allow private producers to sell power on the grid. [...]* ***I realized that it's a gold mine.*** »
(P-1206, p. 20)

Les déboires financiers et la faillite éventuelle d'Hydro P-1 inc. paraissent indiquer que tel n'était pas le cas. De plus, la preuve entendue par la Commission démontre le contraire[94] :

« *Peter Kuczer :* *And there's no, no players in the game because it's partially political, to get into the game...* »
(P-1206, p.20)

« *Peter Kuczer :* *It's not a simple thing to do and evaluate the site. It's very costly, time demanding. What I did is I hired a couple of people (UI) that have created that program for hydro Quebec. The guys (UI) with them the list of all the valuable stock.* »
(P-1206, p. 25, tel que corrigé à l'aide de la bande audio)

M. Kuczer se référait alors à M. Jean Roch. Il admit cependant devant la Commission qu'effectivement ce dernier n'avait pas créé le programme et que l'évaluation des sites n'était pas si exigeante. Notons, par ailleurs, le passage suivant :

« *Peter Kuczer :* *You cannot just go and exercise in this sector without having tremendous political contacts.* ***Now the president, okay, with the, the uh, chief executive officer of Hydro-Quebec is a friend of mine****, so you know, we have support.* »
(P-1206, p. 31)

Or, M. Kuczer a témoigné à l'effet qu'il ne connaissait en aucune façon le président d'Hydro-Québec; d'ailleurs, la preuve le confirme.

L'ensemble de la conversation démontre que M. Kuczer désirait, à tout prix, convaincre ses interlocuteurs et que, pour ce faire, il était prêt à bonifier considérablement, à leurs yeux, son image, quitte à mentir lorsque cela lui semblait nécessaire.

Une chose demeure : M. Kuczer voulait investir une dizaine de millions de dollars dans ses deux projets à venir.

---

94. Voir Partie V.

Le 28 février 1994, l'un des agents doubles lui expédia une lettre portant l'entête *« Duke International Ltd/Caribbean Unified A.V.V. »* (P-1211) Les investisseurs envisageaient lui remettre une somme de 11 M$, dont la moitié servirait à l'achat d'obligations qu'Hydro P-1 inc. pourrait utiliser comme garantie collatérale, et l'autre moitié serait retournée aux investisseurs. On lui offrait une commission de 13,5 % pour ses services.

M. Kuczer accepta l'arrangement et confirma la procédure à suivre dans un document manuscrit intitulé *« Franchise scheme »* . (P-1209)

- **M. Kuczer est arrêté aux États-Unis**

Le 10 mai 1994, M. Kuczer était à Miami. Après avoir vérifié, dans une chambre d'hôtel, que le total prévu pour la première transaction était bien exact (1 075 000 $) et l'avoir placé dans une valise, il se rendit avec les agents doubles à la banque afin d'y déposer l'argent. Il fut arrêté à son arrivée dans le stationnement de la banque et les agents doubles gardèrent l'argent en leur possession.

D'abord accusé en rapport avec la loi relative au recyclage d'argent, M. Kuczer prit une entente avec les autorités américaines : les accusations furent retirées et il avoua sa culpabilité en vertu de la *Loi de l'impôt*, une infraction de moindre gravité.

Le témoignage de l'agent spécial, Timothy Upham, responsable de l'opération policière, est clair : M. Kuczer n'a pas blanchi l'argent provenant des agents doubles américains, l'arrestation ayant eu lieu dès la première transaction et avant le dépôt de l'argent.

Par conséquent, la preuve ne permet pas de croire que M. Kuczer et Hydro P-1 inc. se soient prêtés au recyclage d'argent, dans le cadre de la mise en oeuvre de la politique d'achat d'Hydro-Québec.

- **La faillite d'Hydro P-1 inc.**

La Commission a eu accès au dossier de faillite d'Hydro P-1 inc. et a entendu le témoignage du syndic à la faillite, M. Gilles Savard, de la firme Price Waterhouse. Son rapport indique que la cause de la faillite est :

« Coût de construction de la centrale de Sainte-Brigitte-des-Saults beaucoup trop élevé. » (P-1212, p. 3)

Ainsi, les prévisions d'Hydro P-1 inc. étaient trop optimistes et les coûts de réfection du site de Sainte-Brigitte-des-Saults furent beaucoup plus élevés que prévus, ce qui serait probablement à l'origine de la faillite survenue à la fin de 1994. Ceci pourrait également expliquer les démarches réalisées par M. Kuczer pour trouver en Floride, de nouvelles sources de financement.

L'étude du dossier de faillite démontre qu'une somme de 24 700 000 $ fut déposée dans les trois comptes bancaires d'Hydro P-1 inc. entre mars 1992 et décembre 1994. Le syndic à la faillite est d'avis qu'il n'y a rien d'anormal quant aux dépôts vu l'envergure des activités du failli. Par contre, des sommes importantes ont été investies dans Hydro P-1 inc. par la compagnie liée, Entreprises Pemik (plus de 6 M$) et des sommes tout aussi importantes ont été remises à Pemik avant la faillite. Une enquête policière a été instituée à cet égard. Puisqu'il s'agit de transactions qui, en soi, ne sont pas reliées à la mise en oeuvre de la politique d'achat, mais aux autres activités du promoteur, la Commission a décidé de ne pas intervenir davantage dans cette enquête.

Par ailleurs, contrairement à certaines affirmations, une somme d'environ 40 M$ n'a pas transité dans les comptes bancaires d'Hydro P-1 inc. M. Savard a bien expliqué que l'on peut arriver à un total d'un peu plus de 40 M$ en additionnant et les entrées et les sorties de fonds. La somme d'un peu plus de 40 M$ ne représente donc pas les sommes ayant été injectées dans la compagnie, mais bien l'ensemble des transactions commerciales de la compagnie, ce qui est bien différent et plus conforme à l'ampleur d'Hydro P-1 inc. à l'époque.

❑ CONCLUSION

La preuve indique que M. Peter Kuczer était prêt à investir une somme de 11 M$ provenant d'origine douteuse, notamment, du trafic des stupéfiants; la preuve établit que M. Kuczer était à tout le moins prêt à ignorer sciemment la provenance de ces sommes. Toutefois, il a été arrêté aux États-Unis, traduit devant les tribunaux et traité en conformité avec les lois américaines, ce qui mettait fin à cette affaire.

Ajoutons que la politique d'achat ne saurait être mise en cause à ce sujet : toute entreprise, quelle que soit la nature de ses activités, aurait pu être utilisée de la sorte.

De plus, il importe de souligner que rien ne permet de relier Hydro-Québec de quelque façon que ce soit à des transactions de la nature du recyclage de produits de la criminalité, dites blanchiment d'argent.

8.2.4 NOVEMBRE ET DÉCEMBRE 1993 : LA SIGNATURE DE PLUSIEURS CONTRATS PAR HYDRO-QUÉBEC

L'on a allégué que M^me^ Lise Bacon a pu, en novembre et décembre 1993, forcer la main d'Hydro-Québec afin que celle-ci signe, aux dires de certains, une *« cinquantaine de contrats »* et cela, à l'encontre de ses intérêts. L'on a laissé entendre que M^me^ Bacon cherchait à aider et à favoriser les promoteurs privés.

À cet égard, M. Alain Saladzius a déclaré :

> *« Q* *On se situe là, le quinze (15) novembre quatre-vingt-treize (93)?*
> *R* *Oui. Donc, on a annoncé publiquement notre opposition à la signature des contrats. Il y a eu une annonce par Hydro-Québec le dix-neuf (19) novembre, qu'elle tentait de mettre en banque six projets de cogénération. À ce moment-là, il y a eu une réplique de madame Bacon,* ***une lettre dont on a obtenu copie qui intimait fortement ou à mon sens qui obligeait Hydro-Québec à signer les contrats.*** *»*
> (M. Alain Saladzius, transcription de la séance du 3 décembre 1996, p. 17)

M. Saladzius agissait, à l'époque, à titre d'ingénieur, pour le compte de l'Association professionnelle des ingénieurs du gouvernement du Québec.

Suite à une déclaration de M. Guy Chevrette, alors responsable du dossier de l'énergie et siégeant dans l'Opposition, en septembre 1993, et après avoir pris connaissance d'un document sur lequel ce dernier s'était appuyé, M. Saladzius a conclu qu'Hydro-Québec entrait alors dans une période de surplus énergétique.

Il faut rappeler qu'effectivement à compter d'août 1993, les experts d'Hydro-Québec commençaient à envisager un ralentissement dans l'accroissement de la demande.

M. Saladzius conclut donc à l'époque qu'il n'était plus dans l'intérêt d'Hydro-Québec de signer des contrats avec des producteurs privés et dénonça, au cours d'une conférence de presse, la décision de la société d'État de procéder néanmoins à la signature de plusieurs contrats en décembre 1993.

Plusieurs groupements ont participé à cette conférence de presse du 15 novembre 1993 : le Syndicat professionnel des ingénieurs d'Hydro-Québec (SPIHQ), le Syndicat professionnel des scientifiques de l'IREQ (SPSI), l'Association professionnelle des ingénieurs du gouvernement du Québec (APIGQ) et le Mouvement Au Courant. Un communiqué de presse fut émis à cette occasion. (P-1220)

Notons que M. Saladzius a rencontré pour la première fois M^me^ Anne-Marie Saint-Cerny environ deux semaines avant cette conférence de presse; elle travaillait dans le domaine des communications et ses services avaient été retenus par le SPSI.

M. Saladzius est également d'avis qu'Hydro-Québec n'était pas dans **l'obligation** de signer ces divers contrats en décembre 1993 et qu'elle aurait dû s'y refuser vu les surplus qui s'annonçaient. Il tire son opinion des documents émis par Hydro-Québec à l'occasion du lancement de l'APR-91, du libellé des lettres d'intention émises par Hydro-Québec à l'attention des promoteurs, et d'un article de presse référant aux principes d'une lettre d'intention.

Il a par conséquent conclu que l'intervention de M^me^ Bacon, le 19 novembre 1993, forçait Hydro-Québec à procéder à la signature des contrats. M. Saladzius s'exprimait ainsi devant la Commission :

« Q *Mais si on parlait justement de l'intervention de madame Bacon, ce qu'on retrouve je pense, dans le rapport comme étant un ordre de madame Bacon; votre*

compréhension que madame Bacon a ordonné à Hydro-Québec de signer les contrats, s'appuie sur quoi ou s'appuyait sur quoi, Monsieur Saladzius?

R *Bien* ***c'est la lettre que madame Bacon a adressée à monsieur Drouin le dix-neuf (19) novembre quatre-vingt-treize (93)****. C'est un texte de deux pages qui est à l'annexe 31 de notre rapport et madame Bacon évoque, va jusqu'à invoquer des motifs de sécurité d'approvisionnement énergétique pour demander à monsieur Drouin de signer les contrats. On fait allusion, je veux dire, essentiellement au problème d'approvisionnement alors que la situation de surplus était connue de tous.*

Q ***Alors est-ce qu'on doit comprendre, Monsieur Saladzius, que votre compréhension ou votre conclusion, que madame Bacon a ordonné à Hydro-Québec de signer, était fondée sur ce document-là?***

R ***Oui.***

Q *Votre interprétation du document en question?*

R *Oui. »*

(M. Alain Saladzius, transcription de la séance du 3 décembre 1996, p. 49-50)

À la reprise de la séance il ajoutait :

« Q *Monsieur Saladzius, une petite précision :* ***à votre souvenir, le document auquel vous avez fait référence tantôt et qui est la lettre de madame Bacon à monsieur Drouin, est-ce que ça avait trait aux cinquante (50) contrats d'achat d'électricité ou aux contrats de cogénération seulement?***

R ***Ça portait sur la cogénération.*** *Puis peut-être pour préciser ma pensée ou les informations sur la façon d'interpréter cette note-là, c'est qu'au dernier paragraphe madame Bacon indique à monsieur Drouin :*

> *« En terminant, je compte sur votre professionnalisme pour communiquer rapidement avec les promoteurs afin de les informer et de les rassurer en ce qui concerne l'avenir de leur projet. »*

Ça fait que c'est vraiment de ce paragraphe-là qu'on peut comprendre que monsieur Drouin avait peu de choix devant lui. »

(M. Alain Saladzius, transcription de la séance du 3 décembre 1996, p. 50-51)

Il est évident que cette lettre de la ministre ne mentionne que les contrats de cogénération, c'est-à-dire les six contrats de plus de

50 MW alors en négociation, et non aux 50 contrats de diverses filières qui feront l'objet d'une signature en décembre 1993. Il est singulier que M. Saladzius et d'autres personnes aient pu tirer l'inférence que l'intervention de M^me^ Bacon s'appliquait à tous ces contrats.

Il faut également rappeler que cette intervention a donné lieu, de la part de M^me^ Bacon, et plus tard, de la part d'Hydro-Québec, à l'émission de communiqués de presse.

La Commission s'interroge sur la vraisemblance d'une intervention indue de la part d'un ministre qui prend soin de la rendre publique.

La prise de position de M^me^ Bacon s'inscrit dans un contexte très particulier. Le plan de développement d'Hydro-Québec pour l'année 1993, déposé à la fin de 1992, ne fut approuvé par le gouvernement qu'en septembre 1993 donc après que les premiers signes de ralentissement de l'accroissement de la demande se soient manifestés.

La raison de cette approbation tardive est notamment l'ouverture au public des discussions relatives à ce plan de développement.

Ce plan mentionnait l'objectif de 760 MW de production privée, objectif basé sur les prévisions établies au cours de la seconde moitié de l'année 1992. Les données avaient pu changer, mais M^me^ Bacon tenait à ce que l'on respecte la décision toute récente du Conseil des ministres qui approuvait l'objectif de production privée et ce, après que le plan de développement ait été présenté et discuté en Commission parlementaire.

C'est en apprenant qu'Hydro-Québec envisageait la mise en banque ou le report des projets de cogénération que M^me^ Bacon prit position, émit son communiqué de presse et écrivit à Hydro-Québec.

Le texte de cette lettre mérite d'être cité :

« Charlesbourg, le 19 novembre 1993

Monsieur Richard Drouin
Président du Conseil et
chef de la Direction
Hydro-Québec
75, boul. René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec)
H2Z 1A4

Monsieur le Président,

La présente donne suite à la nouvelle parue ce matin dans deux quotidiens, Le Soleil et La Presse, ainsi qu'à la conversation téléphonique que nous avons eue ***au sujet du report par Hydro-Québec des projets de cogénération*** *et ce, pour un temps illimité.*

Je ne vous cache pas mon étonnement face à ce nouveau discours de la société d'État que vous présidez. En effet, lors de la présentation de votre proposition de plan triennal 1993-1996, examinée en Commission parlementaire en mars dernier et adoptée par le gouvernement en septembre, Hydro-Québec réaffirmait sa volonté de privilégier la cogénération comme filière d'appoint à l'hydroélectricité pour un total de 688 HW.

Dans ce contexte, je m'explique mal la position d'Hydro-Québec face aux six projets déjà signés et je m'interroge sur le fait que les négociations avec les promoteurs d'autres projets retenus se soient poursuivies encore cette semaine. Mon mandat, comme ministre de l'Énergie et des Ressources, est de m'assurer que les Québécois et les Québécoises bénéficient de la sécurité des approvisionnements énergétiques, maintenant et dans l'avenir.

Je continue de croire qu'un recours limité à la cogénération, dans la mesure où celle-ci est complémentaire à l'option hydroélectrique, se justifie parce qu'elle permet une plus grande flexibilité en matière de planification du développement et qu'elle se traduit par une amélioration de la position concurrentielle des entreprises acheteuses de vapeur qui bénéficient alors d'un approvisionnement sûr et relativement peu coûteux.

Ces projets sont tous très prometteurs et leur réalisation aura un impact significatif sur l'économie des régions dans lesquelles ils seront mis en oeuvre. Dans la situation économique actuelle, alors que les régions ont besoin des projets de développement, le gouvernement a le devoir de s'assurer que les projets mis en place non seulement répondent aux objectifs de développement régional mais sont aussi conformes à nos besoins, notamment en matière de sécurité énergétique. Or, jusqu'à preuve du contraire, les données que nous possédons nous permettent de concilier tout cela.

Étant donné que les orientations en matière d'achat de production privée ont été approuvées par le gouvernement suite à une commission parlementaire qui a entendu près de 80 mémoires, Hydro-Québec devra justifier devant cette commission tout changement de l'orientation actuelle si elle veut obtenir l'approbation du gouvernement.

En terminant, je compte sur votre professionnalisme pour communiquer rapidement avec les promoteurs afin de les informer et de les rassurer en ce qui concerne l'avenir de leurs projets.

Je vous prie de recevoir, Monsieur le Président, mes salutations distinguées. »

(Signé Lise Bacon)

M^me^ Bacon cherchait donc à pourvoir aux besoins en énergie des québécois et à favoriser le développement économique régional. Il faut se rappeler qu'Hydro-Québec n'avait pas encore pris, à ce moment, une décision définitive quant à la réévaluation de ses besoins et que de très nombreuses instances locales, politiques, économiques et sociales s'étaient prononcées en faveur des divers projets de cogénération.

Le 22 novembre 1993, M. Richard Drouin répondait à M^me^ Bacon. Il soulignait que, contrairement à ce que l'on avait pu laisser entendre, Hydro-Québec n'avait jamais envisagé ne pas signer les

contrats. Au contraire, il était impératif, pour les raisons exprimées précédemment, de signer les contrats de cogénération[95].

Quant aux projets relatifs à d'autres filières énergétiques, M. Drouin a indiqué à la Commission qu'il n'a jamais été question de ne pas les signer, vu l'objectif révisé de 250 MW, et vu les obligations légales d'Hydro-Québec envers les promoteurs. Cette affirmation est confirmée par les témoignages de MM. Francis Dupuis et Denis Gagnon et par l'ensemble de la preuve[96].

L'opinion contraire de M. Saladzius est fondée sur un article de presse. Cet article, dont une copie a été produite sous la cote P-1221, a été rédigé par M[e] Pierre Lajoie, du cabinet Desjardins Ducharme Stein Monast et publié dans la journal La Presse du 4 avril 1995. Il s'agit d'ailleurs de l'une des annexes du *Rapport anonyme*. L'article réfère aux règles relatives aux lettres d'intention. M Saladzius a insisté sur le passage suivant pour conclure qu'Hydro-Québec n'était pas tenue de signer les contrats :

« Elle (lettre d'intention) *représente donc un engagement moral plutôt que légal et ne pourrait pas être utilisée pour forcer les parties à compléter la transaction. »* (notre parenthèse)

Il est cependant injuste pour l'auteur d'isoler cette phrase et de faire fi des passages qui la précèdent immédiatement:

« Traditionnellement, à moins d'exception, la lettre d'intention est rédigée de façon à ne pas lier les signataires. Elle ne représente qu'une démonstration écrite de leur intention de tenter une opération commerciale, sur la base de certains points déjà convenus. ***C'est pourquoi une lettre d'intention devrait, dans tous les cas, comporter une clause comme quoi la lettre a pour objet d'énoncer l'intention des parties de conclure une transaction mais qu'elle ne constitue pas un engagement*** *legal liant les parties. Dans cette optique, la lettre d'intention permet d'établir que les parties envisagent sérieusement mettre en place une transaction sans toutefois être dans l'obligation de la finaliser. »*

---

95. Voir Partie VI.

96. Id.

C'est alors qu'intervient le passage souligné par M. Saladzius, passage qui, replacé dans son contexte, prend un tout autre sens.

Rappelons que les lettres d'intention d'Hydro-Québec ne comportaient pas une clause limitant son engagement, si ce ne sont celles de février 1992, en matière de cogénération, mais qui furent amendées en novembre 1992, tel qu'il a été mentionné antérieurement[97].

Il faut également référer à un autre passage de l'article qui éclaire davantage le lecteur :

*« **Dans le cadre de lettres d'intention ne comportant pas de mention comme quoi elles ne lient pas les parties mais qui stipulaient que les parties signeraient** ou compléteraient ultérieurement une convention comprenant les termes de leurs négociations, **des tribunaux ont conclu que la lettre d'intention constituait un engagement ferme de conclure la transaction.** L'absence de libellé clair quant à l'intention des parties peut donc soulever des difficultés d'interprétation et entraîner, dans certains cas, la création de certaines obligations pour chacune des parties. »*

Cet exercice démontre les dangers de citer hors contexte un passage d'une opinion et confirme la conclusion précédemment exprimée par la Commission.

❑ **CONCLUSION**

La Commission estime que l'intervention de M^me^ Bacon n'a eu aucun impact sur la décision d'Hydro-Québec de signer les divers contrats en décembre 1993.

8.2.5 AUTRES INTERVENTIONS DE NATURE DIVERSE

❑ **M^me^ Lise Bacon**

Il est vrai que M^me^ Bacon a insisté fortement pour que la politique d'achat d'Hydro-Québec soit mise en oeuvre le plus rapidement possible. Elle a également pris position pour que des sites intéressants soient mis à la disposition des promoteurs par

---

97. Voir partie VI.

Hydro-Québec. Elle a même fait des efforts pour que les producteurs puissent obtenir des conditions favorables à une production rentable. (voir à titre d'exemple P-374) La Commission n'a cependant vu, dans cette insistance, aucun geste illégal ou même illicite.

M^me^ Bacon tenait à cette politique qui, selon elle, favoriserait le développement économique régional tout en assurant une plus grande flexibilité dans l'approvisionnement énergétique et elle exigeait donc, de la part de tous les intervenants, qu'ils réalisent le plus rapidement possible leurs obligations pour l'atteinte de ces objectifs.

Il est manifeste que M^me^ Bacon a fait tous les efforts pour que la politique d'achat et la politique d'octroi soient un succès dans le sens où des promoteurs puissent, de façon rentable et économique, aménager des sites dans les régions et produire de l'électricité.

L'objectif de M^me^ Bacon était donc double : favoriser le développement économique régional et assurer plus de flexibilité dans l'approvisionnement énergétique. Son attitude, quoiqu'autoritaire, ne saurait, dans les circonstances, s'apparenter à un comportement illicite.

Il est cependant un domaine où l'empressement et l'insistance de M^me^ Bacon ont pu avoir des impacts particulièrement négatifs : la coordination des divers ministères impliqués dans la politique d'octroi, tel que cela a été démontré précédemment[98].

- **M. Clément Patenaude**

L'intervention de M. Patenaude dans le projet de Winneway peut, a priori, surprendre. Rappelons que M. Patenaude était, à l'époque, conseiller spécial du premier ministre. La Ville de Belleterre, par l'intermédiaire de sa mairesse, M^me^ Carmelle Nantel, et de ses maires antérieurs, avait tenté de régulariser ce dossier depuis plusieurs mois et même depuis plusieurs années. Toutefois, rien n'y faisait.

---

98. Voir partie VII.

Il peut paraître étrange que les démarches de la mairesse, démarches officielles de la part de la Ville de Belleterre, n'aient pas porté fruit alors que l'intervention de M. André Dubois, *lobbyiste*, auprès de M. Patenaude, ait permis de faire progresser le dossier rapidement.

Il faut cependant remarquer que la rencontre entre M. Dubois et M. Patenaude s'est tenue en présence de plusieurs personnes, dont les responsables de la Ville de Belleterre et le promoteur. Rien ne s'est donc fait en catimini, et même si la démarche peut surprendre, elle apparaît légitime aux yeux de la Commission. Le problème se situe beaucoup plus au niveau de l'image alors que l'on règle au bureau du premier ministre un dossier particulier que les autorités ministérielles n'avaient pas su régler en dépit de nombreuses interventions.

C'est plutôt à ce niveau que le problème du projet de Winneway se situe et non pas au niveau de l'intervention directe de M. Patenaude. M. Dubois a représenté à M. Patenaude que des vies humaines étaient en jeu, ce qui a d'ailleurs amené des employés du Ministère à se rendre dès le lendemain sur les lieux pour vérifier l'état des ouvrages à bord d'un hélicoptère. Il est bien entendu que si des vies étaient en jeu, une intervention rapide devait se faire et c'est dans ce contexte qu'on peut comprendre et l'intervention de M. Patenaude et l'intervention de la sous-ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, M^me^ Nicole Malo.

Rien dans la preuve n'indique une intervention illégitime de la part de M. Patenaude. Il était, à titre de conseiller spécial du premier ministre, apte à accélérer le règlement de problèmes particuliers et c'est à ce titre qu'il l'a fait. Cependant, une intervention ponctuelle plus adéquate du MER aurait mis fin à l'imbroglio sans nécessiter l'intervention de M. Patenaude et sans susciter la suspicion.

- **M. Gaston Blackburn**

L'on a pu laisser entendre que M. Gaston Blackburn, alors ministre responsable de la SÉPAQ, aurait voulu permettre à celle-ci, par une décision du Conseil des ministres, de ne pas se prêter à une procédure d'appel d'offres public pour céder la centrale de Val-Jalbert à un promoteur intéressé. Des gens ont pu croire que

M. Blackburn serait intervenu de façon inappropriée, afin de permettre à la SÉPAQ d'agir de la sorte. Rien dans la preuve ne permet de conclure en ce sens.

M. Julien Duchesne, ex-employé de M. Pierre Lajoie, du Groupe LMB, intéressé au projet, a même déclaré devant la Commission que son employeur a fait parvenir à M. Blackburn un tableau et que celui-ci le lui a retourné aussi rapidement. Ceci a d'ailleurs amené le témoin et son entourage à conclure que *« M. Blackburn n'est pas achetable »*.

Le problème encore une fois du projet de Val-Jalbert se situe au niveau de l'apparence, puisqu'un organisme public, la SÉPAQ, a contracté directement avec un promoteur sans passer par un appel d'offres public. On a pu en conclure, puisque le promoteur était représenté par des gens associés au monde politique, notamment MM. Pierre Lajoie et Fernand Lalonde, que ceux-ci auraient pu utiliser leurs liens pour obtenir le contrat. Cependant, rien ne permet de conclure de la sorte. L'offre du promoteur était sérieuse et a été acceptée de bonne foi par la SÉPAQ qui y voyait une transaction financière avantageuse.

8.2.6 RÉFECTION D'OUVRAGES PAR HYDRO-QUÉBEC AVANT DE LES CÉDER AUX PROMOTEURS

Le *Rapport anonyme* ainsi que la *Note au sujet d'Hydro-Québec* mentionnent certains cas de réfection d'ouvrages par Hydro-Québec immédiatement avant qu'ils ne soient cédés à des promoteurs. On a allégué que ces promoteurs ont pu être favorisés par ces travaux effectués par la société d'État qui leur aurait remis des ouvrages en parfait état. Or, tel n'est pas la conclusion de la Commission qui a examiné les trois principaux cas ayant fait l'objet de réfection par Hydro-Québec : St-Raphaël-de-Bellechasse, Marches Naturelles et Rawdon.

8.2.6.1 ST-RAPHAËL-DE-BELLECHASSE

Cette petite centrale et son barrage, construits en 1921 et désaffectés en 1982, étaient, en 1988, dans un état lamentable, constituaient un danger réel pour la population et nécessitaient d'urgents travaux de réfection, selon le témoignage de M. Antonin Zaruba,

ingénieur d'Hydro-Québec affecté à la sécurité des barrages. Les travaux furent réalisés par Hydro-Québec en 1988-1989 au coût de 3,5 M$.

Les documents produits sous la cote P-737 démontrent bien l'état préalable des ouvrages et la nature des travaux. Notons que ceux-ci ne visaient aucunement à rendre la centrale opérationnelle puisqu'on n'envisageait pas, à l'époque, sa remise en service. Toujours selon M. Zaruba, comme les travaux ne cherchaient qu'à rendre l'ouvrage sécuritaire, l'on a défait et obturé la prise d'eau, ce qui a entraîné, plus tard, des dépenses supplémentaires pour le promoteur.

Ajoutons que, suite aux réfections, l'ouvrage n'a pas été cédé directement au promoteur par Hydro-Québec. Il fut rétrocédé au gouvernement et placé sur la liste de disponibilité des sites offerts par appel public de propositions le 14 décembre 1990. (P-377) En effet, Hydro-Québec préférait le céder plutôt que de devoir continuer à en assumer les coûts d'entretien.

Le projet de la société d'énergie St-Raphaël inc. a été retenu le 4 décembre 1991; le promoteur y a installé une petite centrale de 4 MW aux coûts d'immobilisation de 5 554 000 $, selon ses vérificateurs, la firme Mallette Maheu, comptables agréés. (P-747)

Tout indique que ce dossier a été traité équitablement et rien ne permet de croire que le promoteur ait été favorisé par les travaux de réfection réalisés par Hydro-Québec.

8.2.6.2 MARCHES NATURELLES

L'exploitation de cette centrale a cessé en 1965. Afin d'assurer la sécurité du public, Hydro-Québec y a réalisé, en 1990, des travaux de l'ordre de 185 000 $. M. Zaruba a expliqué que l'on prévoyait, pour la même raison, réaliser des travaux de l'ordre de 460 000 $ en 1991, travaux que l'on n'a pas exécutés parce qu'Hydro-Québec a alors décidé de céder le site au gouvernement dans le cadre de la politique d'octroi. L'ouvrage fut donc inclus dans la liste du 11 juin 1992 (P-382) et fut octroyé à Forces motrices Montmorency inc., le 1er février 1993.

Les documents produits devant la Commission démontrent encore une fois la nécessité de réaliser les travaux de réfection. (P-738)

8.2.6.3 RAWDON

M. André Pedneault, chef de section à la sécurité des barrages pour Hydro-Québec, a expliqué à la Commission que les travaux de réfection étaient requis pour rendre les lieux sécuritaires et ce, sous la pression de la population locale. On avait cessé l'exploitation de cette centrale en 1984.

Les seuls travaux effectués par Hydro-Québec l'ont été à l'égard de l'évacuateur de crues, la centrale n'étant pas touchée par ces travaux de l'ordre de 7 M$. (P-736) M. Pedneault a précisé que ces travaux ne facilitaient en rien l'aménagement futur d'une centrale et que telle n'était d'ailleurs pas l'intention d'Hydro-Québec lorsqu'elle a réalisé les travaux en 1985-1986.

❑ CONCLUSION

La Commission note que tous les travaux de réfection à l'égard des trois centrales ont été réalisés par Hydro-Québec avant que l'on ait pris la décision de les céder au gouvernement et avant même l'existence de la politique d'octroi gouvernementale, approuvée le 12 septembre 1990. Il ne peut donc être question de vouloir favoriser un promoteur, d'autant plus que ces trois sites furent l'objet d'appels publics de propositions et n'ont aucunement été cédés aux promoteurs par Hydro-Québec.

8.2.7 CONFLITS D'INTÉRÊTS

La Commission a examiné la question des conflits d'intérêts et du respect des règles d'éthique sous trois volets :

— la période 1984 à 1988 et la participation d'employés d'Hydro-Québec à la constitution et aux activités de la firme Développements Hydroméga inc.;

— la période 1989 à 1993 et l'implication de certains employés d'Hydro-Québec dans la production privée;

— les membres du conseil d'administration d'Hydro-Québec.

8.2.7.1 1984 À 1988 : PARTICIPATION D'EMPLOYÉS D'HYDRO-QUÉBEC À LA CONSTITUTION ET AUX ACTIVITÉS DE LA FIRME DÉVELOPPEMENTS HYDROMÉGA INC.

Tel qu'il a été mentionné précédemment [99], Hydro-Québec a mis sur pied, en 1983, un premier groupe de travail dans le but de formuler une politique sur la construction et l'exploitation de petites centrales hydroélectriques par des tiers au Québec.

Formé de M. Paul Amyot, président directeur général de la Société d'énergie de la Baie James, M. Jean Roch, de la vice-présidence Gestion du réseau et des équipements d'Hydro-Québec et Me Pierrette Sinclair, du contentieux d'Hydro-Québec, ce premier groupe de travail remit son rapport en juillet 1984. (P-105) Il concluait que la production privée d'électricité, par l'intermédiaire de petites centrales, pouvait être avantageuse pour Hydro-Québec et qu'une analyse plus détaillée des conditions d'implantation d'un tel programme devrait être réalisée.

Un second groupe de travail fut donc constitué, comprenant, outre M. Roch et Me Sinclair, MM. J. Albert Labbé, responsable, Gaston R. Bolduc, Gilles Grou et Jacques St-Laurent.

Son premier rapport fut complété en mai 1985; il proposait notamment la procédure à suivre pour l'établissement de projets de production privée, les conditions de raccordement au réseau d'Hydro-Québec, de même qu'une liste de petites centrales désaffectées.

En septembre 1985, un autre groupe de travail, auquel ne participait pas M. Jean Roch, soumit une proposition sur le prix d'achat de l'électricité fournie par les producteurs privés, proposition qui fut intégrée au rapport du second groupe de travail.

Pendant ce temps, en 1984, quatre employés d'Hydro-Québec, soit MM. Jean Roch, John Couture, Jacky Cerceau et Gilles Bellemare, signaient une entente avec la firme Mirlaw Investments; les parties déclaraient vouloir procéder à des analyses de sites et d'ouvrages disponibles pour la production d'hydroélectricité. (P-254a) Bien que, ne recevant aucun salaire de l'entreprise conjointe, les quatre

---

99. Voir Partie II.

employés comptabiliseraient le temps consacré aux activités de l'entreprise et pourraient éventuellement être rémunérés par une compagnie à être formée ultérieurement. (P-254b) Pour cette période, seules les dépenses étaient remboursées.

Notons que cette dernière entente prévoyait que la compagnie verrait à protéger l'anonymat des quatre individus, tant que ceux-ci n'en seraient pas des employés à temps plein. Cette compagnie se concrétisa sous le nom de Développements Hydroméga inc. et ce, le 30 juin 1987. (P-277)

- **M. Gilles Bellemare**

M. Gilles Bellemare a expliqué devant la Commission qu'il a d'abord accepté de s'associer au groupe pour se lancer dans la production privée hors Québec. Il s'est d'ailleurs rendu à Toronto pour dresser un inventaire de sites disponibles en Ontario. L'on s'est ensuite intéressé à des sites québécois et il a réalisé en 1985, à la demande de M. Cerceau et avec sa collaboration, une étude de faisabilité à l'égard du site situé aux écluses de Côte Ste-Catherine. (P-50)

M. Bellemare n'a pas fait part de ses activités à ses supérieurs parce que ce travail était réalisé en dehors de ses heures de travail habituelles.

Suite à l'étude du site de Côte Ste-Catherine qui démontrait que le projet pourrait être rentable, M. Bellemare envisageait de se retirer de l'entreprise conjointe sans en informer clairement ses associés, parce qu'il se sentait dans une position inconfortable vis-à-vis son employeur, vu la possibilité de devoir négocier avec Hydro-Québec. Il a manifesté sa décision en ne participant plus aux activités du groupe; en conséquence, en juillet 1988, il a reçu une mise en demeure de MM. Roch et Cerceau lui demandant de quitter son emploi auprès d'Hydro-Québec, vu le conflit d'intérêts direct que cela représentait, et de se consacrer aux activités de Développements Hydroméga inc. (P-242) Il a déclaré devant la Commission qu'il ne savait pas si ses associés négociaient effectivement avec Hydro-Québec à cette époque.

M. Bellemare entreprit des discussions avec MM. Roch et Cerceau au cours desquelles il fut question de compensations financières à son égard. M. Roch était favorable à l'idée de lui verser une somme de 40 000 $, alors que M. Cerceau était d'avis qu'aucune somme ne devait lui être remise. Pendant ce temps, M. Bellemare avait décidé de demeurer à Hydro-Québec. M. Roch communiqua avec lui par la suite et lui offrit la somme de 40 000 $ pour abandonner ses intérêts dans la compagnie. Il accepta et une entente est intervenue (P-243) à la fin de l'année 1988. (P-266, P-269 et P-270)

Ce n'est qu'en novembre 1995 qu'une vérification interne permit à Hydro-Québec d'apprendre l'implication de M. Bellemare; le 12 janvier 1996, une lettre émise par Hydro-Québec l'informait qu'elle considérait qu'il avait dérogé aux Règles d'éthique de la société d'État, ce qui mettait fin à l'affaire. (P-244) Notons que ces Règles d'éthique ont été adoptées le 8 février 1988 (P-241) et distribuées au personnel d'Hydro-Québec le 26 octobre 1988. Auparavant, seules les règles d'éthique généralement reconnues s'appliquaient à l'entreprise.

Quant à la somme compensatrice de 40 000 $, M. Bellemare a affirmé devant la Commission qu'il ne l'a aucunement sollicitée :

« Q Est-ce que vous avez, parce que vous avez fait état tantôt d'une compensation, ça s'est soldé par une compensation, est-ce que vous avez formulé des demandes à cet égard-là, recherché à obtenir cette compensation-là, initier des négociations à ce sujet-là? Au sujet de la compensation de quarante mille (40 000 $)? Est-ce que vous avez, vous, sollicité cette compensation, la requérir ou initier des négociations?

R Lors de la rencontre avec messieurs Roch, Cerceau et Couture, comme j'ai dit hier, il y avait une discussion à savoir, monsieur Roch parlait d'un montant de quarante mille dollars (40 000 $) alors que monsieur Cerceau était plus sur une compensation qui était nulle.

Q Est-ce que c'est vous qui l'avez sollicité au départ ce montant-là?

R La compensation?

Q Oui?

R Non. »

(M. Gilles Bellemare, transcription de la séance du 20 mars 1996, p. 29-30)

Il a ajouté:

« Q *Mais vous n'avez rien demandé, vous n'avez fait qu'accepter?*
R. ***Je n'ai fait qu'accepter.***
Q *Vous n'avez mentionné aucun montant étant une valeur raisonnable pour les efforts que vous aviez consentis?*
R *Non parce que dans la rencontre qu'il y a eue en quatre-vingt-huit (88), été quatre-vingt-huit (88), été quatre-vingt-huit (88), la discussion pour faire le point, moi j'ai dit que je voulais rester à l'Hydro et monsieur Roch a commencé à mentionner un montant pour me désengager et il y a eu la discussion avec monsieur Cerceau.*
Q *Alors monsieur Roch vous offre quarante mille dollars (40 000 $) ou mentionne la possibilité que l'on vous remette quarante mille dollars (40 000 $), monsieur Cerceau n'est pas d'accord, vous ne faites part d'aucune demande?*
R *Non, je quitte la réunion.*
Q *Et ultimement, vous recevez la somme mentionnée ou équivalente?*
R *Monsieur Roch me recontacte pour me confirmer qu'il est prêt à m'offrir cette somme-là.*
Q *Et vous étiez d'accord?*
R *Et j'étais d'accord, oui. »*
(M. Gilles Bellemare, transcription de la séance du 20 mar 1996, p. 41-42)

Quant aux raisons qui justifiaient une telle compensation, M. Bellemare a précisé :

« Q *Mais c'était une compensation pour quoi au juste, pour vous rémunérer de quelque chose ou quoi?*
R *J'imagine que le montant, le montant n'était pas arrêté, on parlait entre zéro et quarante,* ***quarante mille (40 000 $), j'imagine que ça devait être pour les travaux, les travaux passés.*** *»*
(M. Gilles Bellemare, transcription de la séance du 20 mars 1996, p. 33)

De même que :

« Q *Donc les quarante mille dollars (40 000 $) représentent un paiement pour les services que vous avez rendus à l'égard de la recherche de sites, de listes de sites, à l'égard de visites de certains sites en Ontario et à l'égard du projet Côte Sainte-Catherine. Est-ce que je résume bien la situation?*
R *Je n'ai pas eu d'explication monsieur Roch sur, de la façon dont vous me le dites, pour dire qu'ils ont fait... que lui a fait une certaine comptabilité qui montait à un chiffre exact avec un tarif horaire ou quoi que ce soit. Ce que monsieur Roch a offert, c'est un montant, sans en donner une substance très*

détaillée, c'était plus de dire : tu te désengages et on te remet ce montant-là.»
(M. Gilles Bellemare, transcription de la séance du 20 mars 1996, p. 42-43)

M. Bellemare a eu beaucoup de difficulté à expliquer comment on a pu en arriver à déterminer la somme de 40 000 $:

« Q Pouvez-vous nous donner une idée, Monsieur Bellemare, du nombre d'heures que vous avez consacrées à l'étude de rentabilité?
R C'est très difficile. Ce que je me souviens, c'est d'avoir rencontré monsieur Cerceau le samedi matin à sa résidence pour travailler sur le projet.
Q Avez-vous dit « un» samedi matin?
R Non.
Q «Des» samedis matin?
R Des samedis matin, mais c'est très difficile pour moi de mettre un nombre d'heures.
Q Quand vous avez reçu la somme de trente-neuf mille sept cent cinquante dollars (39 750 $), est-ce que vous avez, dans votre... est-ce que vous avez tenté d'évaluer ce que l'on vous remettait en terme monétaire, par rapport aux services que vous aviez rendus?
R Non, mon désir était de me désengager.
Q A aucun moment vous ne vous êtes dit : tiens, je vais voir ce que ça peut représenter en terme horaire, par exemple?
R Non, parce que je n'ai pas fait de comptabilité de mon temps.
Q Mais sans avoir tenu de comptabilité, ***vous n'avez pas eu la curiosité de vérifier ce que ça pourrait représenter la somme de quarante mille dollars (40 000 $)...***
R ***Du tout.***
Q ... approximativement?
R Du tout parce que je n'ai pas fait une comptabilité des montants. »
(M. Gilles Bellemare, transcription de la séance du 20 mars 1996, p. 46-47)

Il a, en ces termes, expliqué les raisons de protéger l'anonymat des quatre employés :

Q L'importance ou le principe que l'anonymat des promoteurs, pas des promoteurs mais des, ce qu'on appelait des «operators» de messieurs Couture, Roch, Cerceau et vous-même, que l'anonymat devrait être protégé?
R Ce qui avait été discuté c'est d'une part là d'avoir le financement et pouvoir amener des projets et aussi lorsqu'on va, comme en exemple en Ontario, pour des projets où la réglementation le permettait, ***c'est de pas être identifié à Hydro-Québec parce que c'était pas Hydro-Québec qui s'en***

allait là, c'était sur notre temps personnel. *C'est dans cet esprit-là que je l'ai compris.*

Q ***Vous parlez lorsque vous étiez en Ontario, vous ne vouliez pas être identifiés à Hydro-Québec?***

R ***Exact.***

Q *Pour quelle raison?*

R *Parce que c'est pas Hydro-Québec qui faisait le projet, qui faisait les démarches.*

Q ***Mais est-ce qu'il y avait quelque indication que ce serait Hydro-Québec qui pouvait faire les démarches?***

R ***Non.***

Q *Alors pourquoi mentionner qu'il fallait garder l'anonymat des quatre «operators»?*

R *C'est pas de garder l'anonymat, c'est tout simplement de ne pas en parler.*

Q *De ne pas en parler? Je ne vous suis pas là. Voulez-vous me répéter ça là vous dites qu'il avait été convenu de quoi?*

R *Pas convenu, c'est ce qu'était la compréhension que j'avais, c'est lorsque nous faisions des démarches pour l'inventaire de site, c'est que nous voulions pas être identifiés comme des employés d'Hydro-Québec, nous voulions être identifiés comme des gens qui veulent partir un projet de petite centrale avec un financier, et la clause qui est là, c'est l'interprétation que j'en fais.*

Q *Alors selon vous, on pouvait révéler votre nom mais il ne fallait pas dire que vous étiez des employés d'Hydro-Québec, est-ce que c'est votre compréhension?*

R *C'est ma compréhension.»*

(M. Gilles Bellemare, transcription de la séance du 22 mars 1996, p. 98-101)

La Commission ne peut accepter sans réserve les explications de M. Bellemare à propos des motifs et des circonstances ayant entouré la remise de la somme de 40 000 $ ainsi que des raisons pour lesquelles on désirait protéger l'anonymat des quatre associés.

La Commission fera part, un peu plus loin dans ce rapport, de ses conclusions à ce sujet. Notons également que le nom de M. Bellemare reviendra lorsque ce rapport traitera de la période couvrant les années 1989 à 1993.

❑ M. JEAN ROCH

Durant ces années, M. Jean Roch exerçait ses fonctions à la fois auprès d'Hydro-Québec et auprès de l'entreprise conjointe.

Ainsi, dans le cadre de l'élaboration du rapport déposé en juillet 1984, (P-105) M. Roch rencontrait, le 14 juin 1984, les autorités du MER afin de dresser l'inventaire des petites centrales désaffectées. (P-96) Comme une telle liste n'existait pas, il fallait obtenir la documentation nécessaire afin de la constituer.

De même, alors qu'il participait à la rédaction du second rapport, M. Roch signait l'entente précédemment décrite avec MM. Cerceau, Couture et Bellemare ainsi qu'avec Les Placements Mirlaw ltée, représentée par M. Alfred K. Lawee. Même si M. Roch n'a pas rédigé l'ensemble des deux rapports et n'a pas non plus participé à la rédaction du chapitre relatif à la tarification, il n'en reste pas moins qu'il se trouvait à un carrefour stratégique : il connaissait ou pouvait pressentir les intentions d'Hydro-Québec concernant les petites centrales de même que son intention d'acheter de l'électricité produite par des tiers; il connaissait ou était à même de connaître l'intérêt du MER pour la production privée d'électricité; enfin il avait accès à des informations qui, sans être nécessairement toutes confidentielles, lui étaient plus facilement accessibles, vu son statut.

M. Roch ou ses associés ont ainsi pu agir à titre de consultants et de conseillers pour M. Alfred K. Lawee qui, au nom de Les Placements Mirlaw ltée, négociait avec le MER et Hydro-Québec les conditions afférentes à la mise en oeuvre de projets de production privée d'électricité. Ainsi, M. Lawee communiquait par écrit avec le MER, sur les conseils de M. Roch ou de ses associés, les 7 décembre 1984, 22 mars 1985, 12 juin 1985, négociant alors le tarif à être payé bien avant le dépôt du rapport final du deuxième groupe de travail, 27 juin 1985, référant à une conversation téléphonique entre le représentant du MER et M. Jacky Cerceau, 19 mars 1986, identifiant une liste de dix sites l'intéressant particulièrement, 20 mars 1986, 1er mars 1986, référant au rapport du groupe de travail auquel M. Roch avait participé, 15 mai 1986, 3 septembre 1986, 1er avril 1987, sensibilisant Hydro-Québec, l'employeur de MM. Roch, Cerceau et Couture, à l'urgence d'établir une tarification appropriée, et 18 juin 1987.

❑ **CONSTAT**

La Commission considère que, par le fait même, la compagnie Les Placements Mirlaw ltée a été favorisée et a pu bénéficier, contrairement à ses concurrents, d'informations importantes et difficilement accessibles aux autres promoteurs.

Soulignons, à l'égard des rapports soumis par les groupes de travail auxquels M. Roch a participé, le témoignage de Me Jean Bernier, alors secrétaire général d'Hydro-Québec :

« Q ***Mais ça ne signifie pas que le document était public dans le sens où les gens du public pouvaient y avoir accès?***

R ***Exact.***

Q *Alors c'est dans ce sens que je dois comprendre votre réponse que le document n'est pas confidentiel?*

R *Exactement.*

[...]

Q *Et je ne veux pas référer à une situation hypothétique, mais si nous nous reportons en mil neuf cent quatre-vingt-cinq (1985)...*

R *Oui.*

Q *... dans les, disons dans les semaines qui suivent le dépôt de P-106, c'est-à-dire dans les semaines qui suivent le trente (30) septembre mil neuf cent quatre-vingt-cinq (1985), le temps n'a pas encore fait son oeuvre, les décisions ne sont pas encore prises, nous sommes face à un document de travail...*

R *C'est ça.*

Q *... d'analyse, j'imagine que le document n'était pas accessible au public. Corrigez-moi si je suis dans l'erreur.*

R *Vous avez raison, c'est pas un document accessible au public comme le sont d'autres documents dont plusieurs sont édités pour des fins publiques ou qui, pour toutes sortes de bonnes raisons, sont remis aux gens et qui viennent soit, qui viennent au siège social ou encore qui sont déposés dans les rayons de la bibliothèque où le public a accès à de nombreux rapports de l'Hydro, je ne crois pas que c'était le cas de ce dossier-là à ce moment-là.*

Q ***Ce document P-106, de même que P-105, en fait ces documents, ont-ils été, à un certain moment, l'objet d'une diffusion publique ou à tout le moins ont-ils fait l'objet d'informations émises par Hydro-Québec quant à leur existence, à votre connaissance?***

R ***Non non, absolument pas, absolument pas. »***

(Me Jean Bernier, transcription de la séance du 25 janvier 1996, p. 144-146)

Autrement dit, les deux rapports, que connaissait bien M. Roch, n'avaient pas été, à l'époque, diffusés publiquement.

Or, l'utilisation d'informations, avant qu'elles ne soient publiques, est contraire aux règles d'éthique. C'est d'ailleurs ce que reconnaissait Hydro-Québec lorsque, en 1988, elle a adopté les Règles d'éthique s'appliquant à ses employés :

« Les activités suivantes sont contraires aux principes généraux d'éthique décrits au préalable :

[...]

— *se servir [...] de toute information obtenue dans l'exercice d'une fonction à Hydro-Québec avant que ces informations soient devenus publiques.*

[...]

— *Divulguer, à des fins autres que celles du travail, tout renseignement appartenant ou confié à Hydro-Québec et obtenu à l'occasion de l'exercice d'une fonction dans l'entreprise. » (P-241)*

Selon la Commission, il n'est pas nécessaire qu'une information soit confidentielle pour que sa divulgation ou son utilisation soit contraire à l'éthique, particulièrement dans le contexte d'une société d'État. Certaines compagnies en ont même fait une règle :

« Certaines entreprises vont jusqu'à considérer toute information d'usage interne, tels les circulaires et les manuels, comme devant recevoir une distribution restreinte, car, même si cette information n'est pas confidentielle, elle peut avoir une importance stratégique de telle sorte que sa divulgation non autorisée à des tiers risque de porter atteinte à l'intégrité et à la réputation de la compagnie et de diminuer sa compétitivité. »[100]

❑ **La fin de l'anonymat**

À compter du 6 juillet 1987, M. Roch est sorti de l'anonymat : il écrit au MER, les 6 juillet et 10 août 1987 à titre de président de Développements Hydroméga inc. (P-90, P-91)

---

100. L'éthique de l'entreprise, Michel Dion, en collaboration, Ed. Fides, 1994, p. 54

Or, M. Roch était toujours à l'emploi d'Hydro-Québec durant ces années où il a conseillé M. Lawee et les mois où il a agi à titre de président de Développements Hydroméga inc. Enfin, bien qu'en congé sans solde du 30 août 1987 au 13 novembre 1987, (P-280 à P-286) ce n'est que le 4 décembre 1987 que M. Roch mettra un terme à son lien d'emploi avec Hydro-Québec.

La Commission est d'avis que M. Roch était clairement dans une situation de conflit d'intérêts ou à tout le moins d'apparence de conflit d'intérêts durant toute cette période : en effet, les décisions qu'il devait prendre ou les conseils qu'il pouvait prodiguer étaient susceptibles d'être influencés par les intérêts contradictoires auxquels il devait faire face.

La Commission s'interroge également sur le traitement de ce dossier par Hydro-Québec.

En 1986 et 1987, M. Jean-Claude Richard, alors vice-président d'Hydro-Québec, négociait avec Les Placements Mirlaw. En 1987, probablement à l'automne, il apprit qu'un ou des employés d'Hydro-Québec conseillaient M. Lawee; ce voyant, il a cessé toute négociation avec Les Placements Mirlaw ltée tant qu'il n'a pas été convaincu que toute possibilité de conflit d'intérêts avait été écartée. Il en a avisé ses supérieurs de même que, possiblement, ceux des employés concernés. Il se souvient que, parmi ceux-ci, l'on retrouvait le nom de M. Jean Roch.

M. Roger Larivière était le supérieur de M. Roch. Il a appris, suite à un appel téléphonique logé par M. Richard à l'automne 1987, la participation de M. Roch dans un projet de production privée. Il avait, le 30 juin 1987, autorisé un congé sans solde à M. Roch qui couvrirait la période allant du 3 août au 2 octobre 1987, à la condition que M. Roch règle au préalable quatre dossiers qui étaient toujours en attente (P-281) et ce, même s'il pouvait être en vacances annuelles à ce moment-là. M. Roch était donc, durant le mois de juillet 1987, toujours à l'emploi d'Hydro-Québec, possiblement en vacances, mais toujours en lien d'emploi avec la société d'État. L'on sait que le congé sans solde sera ensuite prolongé jusqu'au mois de novembre et que M. Roch remettra sa démission, prenant effet le 4 décembre 1987. Jamais M. Roch ne fit part officiellement à Hydro-Québec de son intérêt dans Développements Hydroméga inc.

Il est curieux que l'autorisation de prolonger le congé sans solde, du 5 octobre au 13 novembre 1987, n'ait été signée que le 9 novembre 1987 par M. Larivière et réfère à l'intention qu'avait M. Roch de démissionner après le 13 novembre 1987. (P-285) Est-ce dire qu'entre la demande de prolongation datée du 30 septembre et l'autorisation datée du 9 novembre, des négociations ont été entreprises à cause des activités de M. Roch? Un élément de réponse se retrouve dans le projet de lettre inclus dans les dossiers d'Hydro-Québec, projet qui n'a toutefois pas été signé par M. Larivière ou transmis à M. Roch :

« En conséquence, au lieu de vous accorder une prolongation de congé sans solde, je crois qu'il serait mieux que vous nous indiquiez le plus tôt possible votre désir quant à votre retraite anticipée.» (P-284)

Il semble bien qu'Hydro-Québec désirait que M. Roch prenne une retraite anticipée; cependant, les documents internes n'indiquent pas les raisons d'un tel souhait. En fait, aucun document, au dossier de M. Roch, ne réfère à sa participation aux activités de Développements Hydroméga inc., contrairement au dossier de M. John Couture, dont ce rapport traitera ultérieurement.

Or, selon M. Richard, le cas de M. Roch devait être réglé avant qu'il ne reprenne la négociation avec Développements Hydroméga inc. La Commission croit donc qu'Hydro-Québec a été informée de sa participation aux activités du promoteur, mais qu'elle n'y a pas référé dans la correspondance pertinente. Outre le fait qu'une information importante n'ait pas été consignée au dossier, ceci démontre que le cas de M. Roch a été traité différemment de celui de M. Couture, alors que les situations étaient analogues.

Ajoutons que M. Roch a informé la Commission de la participation de M. Albert Poiré, également à l'emploi d'Hydro-Québec, aux activités du groupe. Sa participation aurait cependant été moindre, se limitant essentiellement à sa collaboration à une étude de rentabilité quant au projet des Chutes Bell, pour laquelle il aurait reçu une somme d'environ 1 000 $.

M. Roch a également affirmé que M. Bellemare a demandé une compensation de l'ordre de 40 000 $ lorsqu'il s'est dissocié du groupe, somme qui lui a finalement été consentie à l'issue de négociations entre M. Bellemare et M. Maurice Roch, oncle de

M. Jean Roch, représentant le groupe aux fins de cette négociation. M. Maurice Roch a même déclaré devant la Commission que M. Bellemare exigeait, au début, une somme de 70 000 $.

M. Jean Roch a déclaré qu'avant de remettre sa démission à Hydro-Québec, dans le but de ne *pas embarrasser* M. Jean-Claude Richard, qu'il connaissait bien, il a demandé à son oncle de négocier avec M. Richard au nom de Développeme Hydroméga inc.; c'est d'ailleurs M. Maurice Roch qui a appris à M. Richard que son neveu faisait partie du groupe associé au promoteur. Par contre, après sa démission, M. Jean Roch n'a pas hésité à négocier directement avec M. Richard, démontrant par là qu'il désirait cacher ses activités à son employeur durant l'été et l'automne 1987.

Enfin, lors de son passage devant la Commission, M. Maurice Roch a déclaré avoir établi lui-même la liste des sites à laquelle réfère la lettre, pièce P-52, en se rendant à la bibliothèque d'Hydro-Québec; il a affirmé n'avoir aucunement consulté ni reçu d'aide des membres du groupe pour ce faire. Cependant, comme, de son propre aveu, il ne connaissait rien à l'électricité, il a dû consulter un hydrologiste, peut-être, dit-il, M. Serge Proulx.

Ce témoignage de M. Maurice Roch est incohérent et la Commission n'y prête aucunement foi. Il est invraisemblable que M. Maurice Roch n'ait pas consulté, dans le cadre de ses recherches, les quatre employés d'Hydro-Québec, dont son propre neveu, avec lesquels il travaillait et qui étaient en position de l'aider.

- **M. John Couture**

Selon M. John Couture, la somme de 40 000 $ remise à M. Bellemare représentait la valeur du travail qu'il avait accompli pour le groupe.

Il a également confirmé la participation de M. Albert Poiré, qui deviendra, en 1988, son supérieur à Hydro-Québec, à l'étude de rentabilité du projet des Chutes Bell.

Le 31 mai 1988, M. Couture adressait une lettre à son supérieur, M. Poiré, lui demandant d'autoriser son congé sans solde et ce, à compter du mois de juillet 1988. (P-250) M. Poiré lui accorda ce congé du 4 juillet au 30 septembre 1988, tout en ajoutant :

« Au 30 septembre 1988, nous comptons que tu nous feras part de ta décision de poursuivre ou non ta carrière à Hydro-Québec. » (P-251)

Or, M. Poiré savait, depuis plusieurs mois, que M. Couture était intéressé à la production privée, ayant lui-même participé aux activités de groupe en 1987. Jamais il n'en fit part à ses propres supérieurs. Comble d'incongruité, le 19 juillet 1988, M. Poiré adressait cette lettre à M. Couture :

« Suite à l'information officielle obtenue à l'effet que vous oeuvrez pour l'entreprise Développements Hydroméga inc., nous sommes dans l'obligation de mettre fin à votre congé sans solde au 31 juillet 1988, ceci dans le but de prévenir toute situation potentielle ou réelle de conflit d'intérêts dans le cadre de vos activités au sein d'Hydroméga. » (P-252)

Pourquoi M. Poiré réfère-t-il à l'information *officielle*? Est-ce parce que lui-même détenait l'information *officieuse* depuis longtemps? À tout événement, la situation est incongrue, M. Poiré ayant lui-même participé aux activités du groupe.

Enfin, la Commission rappelle que le dossier interne à Hydro-Québec de M. Couture, mentionne explicitement ses activités auprès de Développements Hydroméga inc., ce qui n'est pas le cas pour M. Roch ni d'ailleurs pour M. Jacky Cerceau.

- **M. Albert Poiré**

M. Albert Poiré a déclaré à la Commission qu'il a participé aux analyses des sites Chutes Bell et Chambly et qu'il a coupé ses liens avec le groupe en février 1988, ayant obtenu une promotion à Hydro-Québec; il n'aurait reçu du groupe qu'une somme de 700 $ ou 800 $.

Ce n'est qu'en 1995 qu'il a informé ses supérieurs de ses activités; il reçut, à cet égard, la lettre du 15 janvier 1996, (P-249) l'avisant qu'il avait dérogé aux Règles d'éthique d'Hydro-Québec.

Quoiqu'il connaissait les activités de M. Couture depuis 1987, M. Poiré a affirmé devant la Commission qu'à compter de février 1988, alors qu'il était devenu le supérieur de M. Couture, il croyait que celui-ci avait délaissé le groupe puisqu'il était toujours à l'emploi d'Hydro-Québec et que MM. Roch et Cerceau avaient quitté la société d'État.

Selon M. Poiré, c'est M. Jean-Claude Richard qui l'aurait avisé en 1988 de la participation de M. Couture aux activités de Développements Hydroméga inc.; M. Poiré en informa son supérieur, M. Jean-Claude Rodrigue, mais ne l'avisa, par la même occasion, ni de ses propres activités passées ni de la connaissance qu'il avait des activités antérieures de M. Couture.

M. Poiré a conclu que M. Couture, toujours employé d'Hydro-Québec bien qu'en congé sans solde, était en conflit d'intérêts; la Commission comprend difficilement, dans ces circonstances, l'affirmation de M. Poiré à l'effet qu'il n'était pas lui-même, en 1987, en conflit d'intérêts.

Il est vrai qu'Hydro-Québec permettait à ses employés d'avoir d'autres emplois en dehors des heures ouvrables. Cependant ce travail ne devait pas placer l'employé dans une situation de conflit d'intérêts. (Règlements généraux à l'usage des cadres, article 9.1.6, P-247b) Or, le travail effectué par M Poiré le plaçait, selon la Commission, dans une situation de conflit d'intérêts.

- **M. Jacky Cerceau**

Selon M. Jacky Cerceau, c'est M. Jean Roch qui l'a intéressé, en 1984, à un projet de production privée d'électricité; l'on visait alors le marché de l'Ontario.

M. Roch ne lui aurait pas fait part, durant les années 1984, 1985, qu'Hydro-Québec pensait au développement d'une politique d'achat. Ceci aurait toutefois été de peu d'intérêt puisque le groupe n'entendait pas, à l'origine, faire affaire au Québec. La Commission considère qu'il est peu vraisemblable que M. Roch n'ait pas informé M. Cerceau de l'évolution du dossier de la production privée, d'autant plus que l'étude de rentabilité du projet de Côte Ste-Catherine a été complétée le 1er août 1985. (P-50)

Le 18 février 1985, M. Cerceau, accompagné de MM. Bellemare et Couture, rencontra des représentants du MER. L'on manifesta alors un intérêt pour le développement des sites de Côte Ste-Catherine et de St-Lambert. Selon le compte rendu de la rencontre, (P-65) ces personnes étaient en négociation *« avec la voie maritime du Saint-Laurent pour leur vendre une bonne partie de l'énergie générée. Le surplus serait venu à tout acheteur intéressé ou à Hydro-Québec moyennant un prix intéressant. »*

Ainsi donc, dès le début, les membres du groupe envisageaient faire affaire avec Hydro-Québec.

Il est saugrenu, surtout lorsque l'on connaît le statut des membres du groupe et la présence, en son sein, de M. Jean Roch, de lire le passage suivant du même compte rendu :

« Le MER leur a indiqué qu'un programme d'achat par Hydro-Québec d'électricité produite par des tiers était à l'étude. »

Confronté à ce dernier passage, M. Cerceau a admis, devant la Commission, ne pas avoir été surpris, étant déjà au fait de ce programme d'achat; il contredisait, par cet aveu, son affirmation précédente à l'effet qu'il ne le savait pas et ce, même en 1985.

C'est le 22 décembre 1987 que M. Cerceau a rédigé une lettre faisant part de sa décision de démissionner à compter du 22 janvier 1988. (P-291)

M. Cerceau a affirmé devant la Commission que l'information requise pour élaborer des projets de petites centrales est publique et accessible à tous, à la bibliothèque d'Hydro-Québec. La Commission accepte cette affirmation quoique les rapports des deux groupes de travail ne le furent que plus tard. Il n'en reste pas moins qu'il était beaucoup plus simple pour des employés d'Hydro-Québec d'avoir accès à cette documentation et même d'en connaître l'existence et le caractère accessible que pour l'ensemble de la population. Encore une fois, un conflit d'intérêts peut exister même si l'information transmise n'est pas de nature confidentielle ou a été rendue publique par la suite.

❑ **Conclusion partielle**

La Commission est d'avis que MM. Jean Roch, Jacky Cerceau, John Couture, Gilles Bellemare et Albert Poiré se sont placés, à un moment ou à un autre, dans une situation de conflit d'intérêts ou d'apparence de conflit d'intérêts, vu la possibilité marquée que leur projet n'entre en conflit avec leur travail à Hydro-Québec ou encore que les connaissances acquises au cours de leur emploi n'y soient utilisées, alors qu'ils étaient toujours employés d'Hydro-Québec; cela équivalait à favoriser une entreprise au détriment de ses concurrents, entreprise qui devait éventuellement faire affaire avec leur employeur.

La Commission conclut que M. Gilles Bellemare a réclamé la somme de 40 000 $ consentie par le groupe et que cette somme ne pouvait que représenter la valeur estimée des travaux qu'il avait réalisés pour le compte de l'entreprise commune; il a donc bénéficié personnellement de son implication. Elle conclut également que le groupe a prévu, à l'intérieur de l'entente précitée, préserver l'anonymat de ses membres, parce que ceux-ci avaient pleine conscience de la situation conflictuelle dans laquelle ils se plaçaient.

Enfin, la Commission s'interroge sur les raisons qui justifiaient les différences de traitement accordé à MM. Jean Roch et John Couture alors que la situation paraissait similaire. La Commission y voit la manifestation d'un état d'esprit tel qu'à Hydro-Québec l'on ne réalisait pas toujours l'importance d'éviter tout conflit d'intérêts ou toute apparence de conflit d'intérêts et de le gérer efficacement. Les conflits d'intérêts sont une cause directe de perte de confiance de la population à l'égard d'entreprises publiques.

8.2.7.2 LA PÉRIODE DE 1989 À 1993 ET L'IMPLICATION DE CERTAINS EMPLOYÉS D'HYDRO-QUÉBEC DANS LA PRODUCTION PRIVÉE

Au cours des années 1989 à 1993, une dizaine d'employés d'Hydro-Québec se sont intéressés, à titre personnel, à la production privée d'électricité.

Outre les circonstances particulières de chaque cas et les raisons ayant motivé chacun de ces employés à agir de la sorte, la Commission s'est intéressée principalement à la façon avec laquelle Hydro-Québec a abordé ces questions.

❑ **MM. François Roberge et René Roy**

M. François Roberge s'est vu consentir, par Hydro-Québec, un congé sans solde partiel de 1984 à 1992. C'est donc dire que M. Roberge travaillait de façon sporadique pour Hydro-Québec et complétait un doctorat en statistiques hydrologiques à l'INRS-EAU.

Il y a rencontré M. René Roy, un autre employé d'Hydro-Québec, qui poursuivait ses études au doctorat le soir et les week-ends. Ils formèrent, en 1987, l'entreprise Rhô afin de réaliser des analyses hydrologiques. En 1988, M. Jean Roch a communiqué avec M. Roberge afin de lui confier certains travaux visant des analyses de débit de rivières. La facture devait être expédiée à Développements Hydroméga inc. Par la suite, d'autres promoteurs communiquèrent avec la firme : MM. Lefrançois et Letellier, Boralex, Innocan, Innergex, Hydraska, Hydro P-1, etc. L'on fit des études à l'égard d'une trentaine de sites.

M. Roberge mit fin aux activités de son entreprise à la fin de ses études en 1992, lorsqu'il réalisa, à son retour à un travail à temps plein, que plusieurs promoteurs faisant affaire avec Hydro-Québec avaient requis ses services dans le passé. M. Roberge n'informa toutefois ses supérieurs de l'existence de sa firme qu'en 1992, au moment où les activités cessèrent; il leur expliqua la situation et les motifs qui l'incitaient à cesser ses activités. Quant à M. Roy, il n'en a jamais informé ses supérieurs.

MM. Roberge et Roy ont déclaré devant la Commission qu'ils ne réalisaient pas, au moment où ils effectuaient les analyses, qu'il s'agissait de promoteurs faisant affaire ou devant éventuellement faire affaire avec Hydro-Québec.

Aucun des deux employés ne se sentait en conflit d'intérêts, leurs activités à Hydro-Québec n'ayant rien à voir avec la production privée au moment où ils ont réalisé ces analyses.

Même si le supérieur de M. Roberge a été informé en 1992, ce n'est qu'en février et mars 1996 qu'Hydro-Québec a jugé nécessaire d'analyser la situation, et a conclu qu'aucune mesure disciplinaire ne devait être prise. (P-246, 248)

❑ **M. Patrick Christophe**

Le 16 octobre 1992, M. Patrick Christophe formait une entreprise avec six autres individus dans le but de présenter une proposition au MER afin d'obtenir l'octroi d'un site public, à savoir Chutes Burroughs. (P-258)

Une proposition a été soumise, mais le groupe n'a pas obtenu le site convoité. M. Christophe croit avoir parlé de son projet à son patron de l'époque, M. Jean-Guy Couture; il n'a pris connaissance du code d'éthique applicable aux employés d'Hydro-Québec qu'en décembre 1995, lorsque l'affaire a refait surface à Hydro-Québec. Il ajoute que les employés qui travaillent sous sa supervision ne connaissaient pas non plus l'existence de ce code en 1995.

Hydro-Québec a informé M. Christophe, le 16 janvier 1996, qu'il a, par ses activités, dérogé aux Règles d'éthique, (P-259) l'avisant par ailleurs, le 27 février 1996, qu'aucune mesure disciplinaire ne serait prise à son endroit. (P-260)

M. Christophe ne se sentait aucunement en conflit d'intérêts lorsque la proposition a été soumise; le document transmis au MER indiquait même qu'il était un employé d'Hydro-Québec. (P-264)

Si le groupe s'était vu octroyer le site, il aurait pris des dispositions afin de ne pas se trouver en conflit d'intérêts.

❑ **MM. Jacques Néron, Marcel Pilote, Denis Bouchard, Denis Paul, Antoine Massad et Michel Nadon**

En 1992, une proposition fut soumise au MER par Hydraction enr. pour l'octroi, également, du site Chutes Burroughs. (P-262) Les documents soumis à cette occasion indiquaient la participation de MM. Jacques Néron, Marcel Pilote, Denis Bouchard, Denis Paul, Antoine Massad, Michel Nadon et de deux autres individus.

Les *curriculum vitae*, joints en annexe à la proposition, indiquaient que les six premiers membres du groupe étaient des employés d'Hydro-Québec.

Selon les témoins, seulement quatre employés d'Hydro-Québec étaient véritablement intéressés à participer au projet, les noms de MM. Massad et Nadon apparaissant uniquement à titre de consultants externes, afin d'ajouter de la crédibilité au groupe. Malgré tout, leur proposition ne fut pas retenue.

MM. Pilote, Néron, Bouchard et Paul ne se croyaient pas en conflit d'intérêts vu, notamment, le texte même des Règles d'éthique d'Hydr-Québec et de leurs règles d'application :

« Hydro-Québec considère que les activités suivantes sont contraires aux principes généraux d'éthique décrits ci-dessus et doivent être évitées :

1) Posséder, directement ou indirectement, des intérêts dans une entreprise ou une organisation quelconque offrant des services ou des biens à Hydro-Québec ou bénéficiant d'un contrat particulier d'achat d'électricité avec Hydro-Québec sauf lorsque ces intérêts peuvent être acquis sans réserve par le public en général. » (P-238)

Selon la Commission, il est manifeste que cette dernière réserve réfère particulièrement à l'achat, par exemple, d'actions émises par une compagnie publique faisant affaire avec Hydro-Québec. MM. Pilote et Néron ont affirmé devant la Commission qu'ils pouvaient agir comme ils l'ont fait, puisque la politique d'octroi était un programme public, que le tarif préétabli était le même pour tous et que des intérêts dans la production privée pouvaient donc être acquis sans réserve par le public en général.

Bien que la Commission soit en désaccord avec cette interprétation, il est possible que ces employés d'Hydro-Québec aient ainsi interprété cette règle d'application, telle qu'elle existait à l'époque. Depuis, Hydro-Québec a réévalué la question et a émis, le 18 décembre 1995, un document intitulé *Code de conduite* qui précise davantage la position de l'entreprise :

« Un conflit d'intérêts existe lorsque nous sommes placés dans une situation où nous risquons de favoriser nos intérêts personnels ou ceux d'un tiers au lieu de ceux d'Hydro-Québec.

Par exemple, un employé qui détient des intérêts dans une entreprise (société ou personne) offrant des services ou des biens à Hydro-Québec

est reconnu par Hydro-Québec comme étant en conflit d'intérêts, sauf si les intérêts peuvent être acquis sans réserve par le public en général (des actions cotées en bourse, par exemple). Le cas échéant, l'employé doit informer son supérieur hiérarchique de la situation. » (P-265)

Ce texte est beaucoup plus clair que la formulation antérieure et permettra aux employés de se former une opinion éclairée et beaucoup plus juste, d'autant plus que le document mentionne également que l'apparence de conflit d'intérêts peut être tout aussi néfaste, dans certains cas, qu'un véritable conflit d'intérêts.

MM. Néron et Pilote ont également participé à une proposition soumise par Hydraction enr. le 15 octobre 1993, quant au site Pentecôte. (P-263) Ce nouveau projet ne fut pas davantage retenu.

M. Pilote a déclaré qu'il a effectué quelques travaux dans la préparation de la proposition du site Pentecôte à son bureau d'Hydro-Québec, précisant qu'il a utilisé l'ordinateur fourni par son employeur en dehors de ses heures de travail. Lorsque M. Serge Mollicone, son supérieur, a été informé de la situation, c'est-à-dire au mois d'août 1993, il lui a intimé l'ordre de cesser d'utiliser cet ordinateur, précisant que ce projet créait une situation de conflit d'intérêts, interprétation que contestaient MM. Néron et Pilote. Celui-ci a cessé cependant d'utiliser l'ordinateur d'Hydro-Québec.

M. Antoine Massad, quant à lui, a accepté de remettre son *curriculum vitae* à M. Néron uniquement pour aider son confrère à bonifier sa proposition relative à Chutes Burroughs; il n'avait aucunement l'intention d'y participer d'une quelconque façon. Il n'a pas informé ses supérieurs de la situation puisqu'il ne s'agissait que d'un détail.

M. Michel Nadon a agi de la même façon et pour les mêmes raisons à la demande de son supérieur, M. Massad.

MM. Massad et Nadon ont affirmé devant la Commission qu'il n'ont pas réalisé que, par leurs agissements, ils induisaient en erreur le MER quant à leur collaboration au projet.

M. Serge Mollicone, qui était le supérieur de MM. Néron, Pilote et Bouchard, dit avoir entendu parler, pour la première fois, de l'in-

térêt de M. Néron pour un projet de production privée à la fin de 1992 ou au début de 1993. Il était d'avis qu'il y avait conflit d'intérêts et lui a demandé de cesser cette activité. Il n'en a pas parlé avec son propre supérieur, M. Jean-Robert Valotaire, puisque le message était clair et qu'il était convaincu que M. Néron accepterait sa décision.

C'est uniquement le 25 ou le 26 août 1993 qu'il a appris que tel n'était pas le cas, en constatant que M. Pilote utilisait l'ordinateur de son bureau pour préparer une proposition en compagnie de M. Néron.

M. Mollicone en informa M. Valotaire; ensemble, ils consultèrent les Règles d'éthique et conclurent rapidement qu'il s'agissait d'un cas flagrant de conflit d'intérêts.

Ce n'est qu'à l'automne 1995 que M. Mollicone a appris la participation de M. Bouchard.

M. Mollicone a informé les employés de ses conclusions et leur a indiqué qu'ils étaient en conflit d'intérêts; MM. Néron et Pilote ont référé aux Règles d'éthique pour maintenir que tel n'était pas le cas. Cependant, M. Mollicone a cru comprendre que MM. Néron et Pilote cesseraient leurs activités, de sorte qu'aucun écrit n'a été transmis aux employés résumant la conversation.

C'est uniquement à l'automne 1995 que M. Mollicone a su que le projet n'avait pas été interrompu. Afin de clarifier la situation, une rencontre eut lieu, réunissant MM. Néron, Pilote, Mollicone et Valotaire ainsi que le supérieur de ce dernier, M. Gilles Bellemare, dont il a été question précédemment dans ce rapport.

Une lettre, émise par Hydro-Québec en janvier 1996, informait MM. Néron, Pilote, Bouchard et Paul qu'ils avaient contrevenu, par leurs activités, aux Règles d'éthique d'Hydro-Québec. (P-262, P-271, P-272 et P-275) Par contre, aucune sanction disciplinaire ne fut prise à leur endroit.

La Commission considère qu'Hydro-Québec n'a pas traité adéquatement cette affaire. Dès que M. Mollicone a constaté l'existence d'un conflit d'intérêts à la fin de 1992 ou au début 1993, il aurait dû en informer par écrit les employés concernés afin de s'as-

surer qu'ils cesseraient leurs activités. Il aurait fallu agir de même en août 1993, d'autant plus que, manifestement, l'on n'avait pas tenu compte de l'avis antérieur de M. Mollicone : l'on aurait ainsi évité l'imbroglio qui s'est manifesté devant la Commission, MM. Pilote et Néron étant sous l'impression qu'ils pouvaient continuer alors que M. Mollicone croyait qu'ils mettraient fin à leurs activités.

Il n'est pas admissible qu'une analyse complète n'ait eu lieu qu'à l'automne 1995 et que des écrits n'aient été émis qu'en 1996; Hydro-Québec devra réviser ses procédures à cet égard, procédures qui semblent démontrer une certaine indifférence face au respect des Règles d'éthique.

❑ **La rencontre du 15 février 1993**

Cette indifférence s'est également manifestée, dans un tout autre contexte, à partir du 15 février 1993. À cette date eut lieu une rencontre impliquant des représentants du MER, dont M. Ronald Gignac, et d'Hydro-Québec, dont M. Paul M. Lavoie

Le compte rendu de la réunion mentionne que :

« Monsieur Gignac indique que dans certaines propositions reçues en 1992, certains promoteurs identifiés étaient des employés d'Hydro-Québec. Monsieur Gignac doit nous fournir les noms des personnes et Hydro-Québec verra à la question de déontologie. » (P-293)

C'est M. Roger Larivière, autrefois à l'emploi d'Hydro-Québec, et agissant alors à titre de personne prêtée par Hydro-Québec au comité de sélection des propositions publiques, qui a attiré l'attention de M. Gignac sur ce fait.

M. Gignac a informé son supérieur, M. Pierre Dupont, mais a déclaré devant la Commission qu'il ne se souvenait pas qu'il devait transmettre les noms desdits employés à Hydro-Québec.

M. Paul M. Lavoie, quant à lui, a déclaré qu'il n'a su les noms des employés impliqués qu'à la fin de 1995, puisque M. Gignac n'a jamais transmis ces noms à Hydro-Québec tel que cela avait été convenu le 15 février 1993. Il considérait qu'il n'avait pas

à suivre cette affaire ni à relancer M. Gignac puisque les mesures disciplinaires relevaient de la responsabilité des supérieurs de ces employés. Or, M. Lavoie n'était pas un cadre et son propre supérieur, M. Francis Dupuis, assistait à la réunion. On ne donna aucune suite à cette rencontre. Eut-on agi autrement, il est probable que la proposition relative au site Pentecôte n'aurait pas été soumise par des employés d'Hydro-Québec et l'on aurait évité un autre accroc aux Règles d'éthique.

8.2.7.3 LES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'HYDRO-QUÉBEC

Deux membres du conseil d'administration d'Hydro-Québec étaient liés à des compagnies intéressées à la production privée d'électricité. Il s'agit de M. Charles-Albert Poissant, alors président du conseil d'administration et chef de la Direction de la compagnie Donohue, et de M. Pierre Desjardins, alors chef de Direction de la compagnie Domtar.

- **M. Pierre Desjardins**

M. Pierre Desjardins fut nommé au conseil d'administration d'Hydro-Québec le 8 décembre 1993 en remplacement de M. Charles-Albert Poissant; il a quitté ce poste le 7 décembre 1995. Le 8 février 1994, il a fait au président d'Hydro-Québec, conformément à l'article 19 de la Loi d'Hydro-Québec, une déclaration écrite d'intérêts.

Afin d'éviter tout conflit d'intérêts et toute apparence de conflit d'intérêts, M. Desjardins a refusé de siéger au conseil d'administration d'Hydro-Québec tant que ne fut pas réglé le dossier Windsor Cogeneration inc. auquel était intéressée la compagnie Domtar. Comme Hydro-Québec a avisé le promoteur le 3 mai 1994 qu'elle appliquait la clause de retrait, c'est uniquement à compter de cette date qu'il a accepté de siéger au conseil d'Hydro-Québec, le dossier étant réglé au niveau de la société d'État. Il a déclaré devant la Commission qu'il n'a aucunement eu connaissance des discussions qui ont eu lieu au conseil d'administration d'Hydro-Québec relativement au projet de Windsor Cogeneration. M. Desjardins a ajouté qu'il n'a pas participé aux discussions ou aux négociations qui ont mené à

la signature d'une lettre d'intention, le 22 juin 1994, quant au projet de valorisation de biomasse forestière de Domtar puisque ces lettres d'intention n'étaient pas soumises au conseil d'administration d'Hydro-Québec. Il a par contre rencontré, à ce sujet, des représentants d'Hydro-Québec, afin de s'assurer que le projet serait retenu.

M. Richard Drouin a déclaré à la Commission que, quoique l'acceptation de ce projet était dans l'ordre des choses, puisqu'il s'agissait de la portion biomasse du projet résilié de cogénération, M.HPierre Desjardins a demandé de le rencontrer, ce qu'a accepté M. Drouin. Lors de cette rencontre de courte durée (environ cinq minutes), à laquelle assistait également M. Francis Dupuis, directeur de la production privée à Hydro-Québec, on a discuté de ce projet. M. Drouin a déclaré qu'il ne voyait aucun inconvénient à rencontrer M. Desjardins, puisque celui-ci ne le rencontrait pas à titre de membre du conseil d'administration et qu'il était d'ores et déjà acquis que le projet serait approuvé puisqu'il répondait à tous les critères d'acceptation. Il s'agissait donc, selon M. Drouin, d'une simple réunion d'information plutôt que d'une séance de négociation.

Quoiqu'il n'y ait aucune preuve que cette rencontre ait influencé la décision d'Hydro-Québec, la Commission croit qu'il est nécessaire, pour éviter tout malentendu et dans un souci de transparence, que le président d'Hydro-Québec évite de rencontrer des membres du conseil d'administration à propos de projets impliquant leurs compagnies respectives, et que les administrateurs d'Hydro-Québec évitent de rencontrer les employés de la société d'État à ce sujet. Il est manifeste que de telles rencontres pourraient ternir l'image d'Hydro-Québec et donner naissance à des rumeurs bien malheureuses. Il serait sûrement préférable que les compagnies intéressées ne soient pas représentées par des membres du conseil d'administration d'Hydro-Québec lors de négociations avec cette dernière.

Si les administrateurs ne peuvent participer aux discussions ou aux délibérations du conseil d'administration portant sur les projets de leurs entreprises, ils ne devraient pas plus en discuter avec des représentants d'Hydro-Québec puisque leur influence pourrait s'exercer encore davantage sur ces employés.

Il convient à ce propos de citer un passage extrait d'une publication intitulée *Éthique, probité et intégrité des administrateurs publics*[101] :

« Notre réflexion prend appui sur le postulat que l'administration publique n'est pas une administration comme les autres.

Le contrat social impose un lien de confiance particulier entre l'État et les citoyens. » (p. 23)

Il est donc approprié d'être plus exigeant à l'égard des administrateurs d'une société d'État.

Notons enfin que la preuve démontre que les membres du conseil d'administration intéressés à des projets de production privée n'ont pas participé, tel que la loi l'exige, aux discussions et aux délibérations du conseil au sujet de ces projets.

- **M. Charles-Albert Poissant**

M. Charles-Albert Poissant a été nommé au conseil d'administration d'Hydro-Québec le 24 septembre 1987 et a quitté le 8 décembre 1993.

Il a fait une première déclaration d'intérêts uniquement le 2 novembre 1993; ce faisant, il ne respectait pas, et Hydro-Québec n'avait pas vu à faire respecter, le second alinéa de l'article 19 de la *Loi d'Hydro-Québec*, en vigueur depuis le 13 juin 1978 :

« Tout autre membre du conseil d'administration ayant un intérêt dans une entreprise doit, sous peine de déchéance de sa charge, le révéler par écrit au président du conseil et s'abstenir de participer à toute décision portant sur l'entreprise dans laquelle il a un intérêt. »

Les deux projets de cogénération intéressant la compagnie Donohue (Clermont et St-Félicien) ont été acceptés par Hydro-Québec, dans le cadre de l'APR-91, le 7 janvier 1992 et le 6 octobre 1993. Les contrats n'ont cependant été signés que les 13 et 15 décembre 1993, soit après le départ de M. Poissant d'Hydro-Québec. Ils n'ont pas été soumis au conseil d'administration de la société d'État puisque les règles n'exigeaient pas l'approbation du conseil pour leur signature.

---

101. Gouvernement du Québec, Ministère de la justice, Rapport du groupe de travail, 26 mars 1995.

La Commission considère que rien ne permet de croire que M. Poissant soit intervenu d'une quelconque façon en rapport avec les projets de production privée d'électricité de Donohue.

Par contre, une lettre produite sous la cote P-513, signée par M. Poissant et adressée à M. Richard Drouin, président d'Hydro-Québec, et datée du 9 octobre 1992, semble indiquer que M. Poissant, quoique membre du conseil d'administration d'Hydro-Québec, n'a pas hésité à se plaindre directement au président de la position prise par Hydro-Québec dans ses négociations avec Donohue à propos d'un contrat d'énergie interruptible. M. Poissant demandait d'ailleurs à M. Drouin et à Hydro-Québec de réviser leur position à cet égard.

Un tel comportement est de nature à inquiéter la Commission qui y voit une intervention malhabile et inopportune qui aurait dû être dénoncée par le président d'Hydro-Québec.

- **Le respect de l'article 19 de la Loi d'Hydro-Québec**

La Commission note également que l'on n'a pas respecté, à plusieurs occasions et à l'égard de plusieurs administrateurs, l'article 19 de la Loi d'Hydro-Québec en n'exigeant que tardivement le dépôt des déclarations d'intérêts. (P-1062, P-1063) Ainsi, un certain nombre d'administrateurs n'ont fourni une telle déclaration d'intérêts que plusieurs mois ou même, dans certains cas, que quelques années après leur nomination.

M. Richard Drouin a mentionné à la Commission qu'il a demandé à la secrétaire d'Hydro-Québec, en 1993, de voir à la confection d'un code d'éthique pour les administrateurs de la société d'État. Par la suite, soit le 21 octobre 1993, la secrétaire a écrit à tous les membres du conseil leur demandant de produire une déclaration d'intérêts à jour. (P-1127) Le code d'éthique fut approuvé le 29 juin 1994. (P-239) L'article 18 du document précise que l'administrateur doit remettre au président une déclaration d'intérêts dans les 60 jours sui a nomination et le 31 janvier de chaque année subséquente. Il aura lieu de s'assurer que cette exigence soit respectée à la lettre.

La Commission recommande qu'Hydro-Québec :

- **adopte une règle prohibant toute communication entre l'un de ses administrateurs, d'une part, et ses employés ou dirigeants, d'autre part, en rapport avec un projet impliquant cet administrateur ou l'une des compagnies auxquelles il est lié;**

- **s'assure que l'on respecte rigoureusement les exigences de l'article 19 de sa loi et de l'article 18 du code d'éthique de ses administrateurs, de même que la lettre et l'esprit de la loi en rapport avec l'obligation des administrateurs de divulguer leurs intérêts;**

- **révise sa procédure visant à identifier et dénoncer toute situation, même potentielle, de conflit d'intérêts ou d'apparence de conflit d'intérêts chez ses employés;**

- **s'assure que l'on respecte, à la fois, la lettre et l'esprit du code de conduite de ses employés et voie à ce que l'on attire régulièrement leur attention sur ces exigences et sur l'importance de les respecter;**

- **traite rapidement chaque cas de conflit d'intérêts ou d'apparence de conflit d'intérêts et adopte une procédure à cet égard, procédure prévoyant notamment la consignation par écrit d'une telle situation et l'envoi d'un avis écrit à l'administrateur ou à l'employé concerné.**

8.2.8 MONT-LAURIER ET LA VENTE D'UNE CENTRALE PAR UNE SOCIÉTÉ PUBLIQUE

Les Produits Forestiers Bellerive Ka'N'Enda inc., filiale de REXFOR, une société d'État, était propriétaire de la petite centrale hydroélectrique de Mont-Laurier.

Vu l'état vétuste des aménagements et les pertes que la compagnie encourait à l'égard de la production d'électricité, l'on décida de se départir de la centrale et l'on mit fin à son exploitation en 1987.

Il devenait urgent pour la compagnie de céder la centrale vu, notamment, les dangers imminents que la crue d'automne et la gelée d'hiver représentaient pour les ouvrages.

Selon M. Vianney Landreville, directeur général de la Ville de Mont-Laurier, la Ville examinait, à l'époque, la possibilité d'acheter la centrale pour y aménager une bibliothèque et une salle communautaire.

Le 6 juillet 1987, le conseil municipal confirmait son intention d'acquérir les immeubles pour la valeur symbolique de 1 $. Constatant l'intérêt de la Ville, la compagnie suspendit ses démarches en vue de trouver un acquéreur ou de débuter la démolition . (P-1252) Bellerive Ka'N'Enda précisait toutefois que des décisions devraient être prises avant la fin de l'été à ce sujet.

Le 4 août 1987, Développements Hydroméga inc. soumettait à REXFOR une offre d'acquisition de la centrale pour la somme de 250 000 $. (P-1251) Le 2 septembre, Bellerive Ka'N'Enda informait la Ville de son intérêt pour cette offre, bien supérieure au montant nominal offert par la Ville; d'ailleurs, une entente fut signée avec Développements Hydroméga inc. le 8 septembre 1987.

Comme le mentionnait M. Vianney Landreville, dans une déclaration assermentée, la Ville de Mont-Laurier était satisfaite du règlement de ce dossier puisque la centrale revivrait et que cela permettrait de conserver intacts cette partie historique de la ville de même que le pont qui avait été construit à même le barrage :

« La Ville de Mont-Laurier ne s'est pas objectée à la vente. On nous a donné l'assurance que la production électrique revivrait à cet endroit créant à nouveau quelques emplois. Elle permettait également de conserver intacte une partie historique de Mont-Laurier, élément qui satisfaisait l'ensemble du conseil. »(P-1252)

La vente fut complétée le 20 novembre 1987. (P-1254) La Ville demanda à Bellerive Ka'N'Enda une contribution pour l'acquisition d'ameublement pour le nouvel immeuble devant abriter le centre culturel. La compagnie remit la somme de 5 300 $ et tous étaient satisfaits des résultats de ces négociations : la

centrale allait survivre, Bellerive Ka'N'Enda toucherait 250 000 $ pour des équipements dont elle cherchait à se défaire, plutôt que le montant de 1 $ offert par la Ville, et cette dernière recevait une somme de 5 300 $ en remboursement des frais qu'elle avait engagés.

Comme la centrale se trouvait dans un état lamentable, d'importants travaux de réfection devaient y être entrepris rapidement.

Le 23 décembre 1987, Développements Hydroméga inc. cédait la centrale à Glenview Corporation, une compagnie liée, pour une somme de 2 750 000 $. (P-1255) Le lendemain, 24 décembre 1987, Glenview Corporation cédait l'ouvrage à la société en commandite Hydroméga No 1 pour le même montant. (P-1256)

Il faut savoir que le prix de vente de 2 750 000 $ ne représentait pas que la valeur des immeubles : en effet, en contrepartie de cette somme, non seulement Hydroméga cédait la centrale, mais encore elle s'engageait à réaliser les importants travaux de réfection, tel que le précisait M. Philip Lawee, secrétaire trésorier de la firme Hydroméga :

> « R *C'était Hydroméga qui a eu l'obligation de mettre la centrale en opération, d'avoir tous les permis et approbations nécessaires.* »
> (M. Philip Lawee, transcription de la séance du 16 décembre 1996, p. 68)

La société en commandite était le véhicule financier le plus approprié pour réaliser de tels investissements.

Il serait donc inexact de prétendre que Développements Hydroméga inc. a réalisé, en quelques jours, un profit de 2 500 000 $.

La différence entre les deux prix de vente s'explique tout simplement par l'engagement d'Hydroméga de réaliser des travaux de réfection de l'ordre de 2 500 000 $. Ainsi, Glenview Corporation acquérait non seulement les immeubles d'une valeur de 250 000 $, mais également l'engagement d'Hydroméga de réaliser des travaux de l'ordre de 2 500 000 $.

D'ailleurs, Développements Hydroméga inc. a effectivement réalisé des travaux majeurs de réfection; les photographies produites sous la cote P-1271 démontrent bien l'ampleur de ces travaux.

M. Philip Lawee a confirmé devant la Commission que des travaux d'une valeur de plus de 2 500 000 $ ont été réalisés. De plus, le certificat émis par la firme comptable Coopers & Lybrand, Laliberté, Lanctôt, produit sous la cote P-1270, le confirme :

« Nous avons également vérifié les coûts encourus par la société (en commandite Hydroméga No 1) pour la remise en état de sa centrale hydro-électrique qui s'élèvent à un montant supérieur à 2,5 M $ au 31 décembre 1990. »

La Commission est satisfaite que Les Produits Forestiers Bellerive Ka'N'Enda inc., filiale de REXFOR, société d'État, ait transigé en toute légalité et en toute légitimité avec Développements Hydroméga inc. : la compagnie a obtenu beaucoup plus que ce qu'offrait la Ville de Mont-Laurier et celle-ci était pleinement satisfaite du résultat de ces négociations.

Quant à Développements Hydroméga inc., elle a obtenu la somme de 2 750 000 $ après avoir revendu la centrale, d'une valeur de 250 000 $, et après que des travaux de réfection de plus de 2 500 000 $ y aient été réalisés. Ce qui, *a priori*, pouvait sembler être un profit exorbitant réalisé au détriment d'une société d'État s'est donc avéré être une transaction commerciale tout à fait légitime et honnête.

8.2.9 RSP I, II, et III

L'on a, à l'occasion, mentionné que certains promoteurs pouvaient *scinder* leurs projets, réduisant ainsi artificiellement leur capacité à moins de 10 MW, pour être en mesure d'éviter les dispositions de l'article 31.1 de la *L.Q.E.* La Commission a examiné les projets qui auraient pu entrer dans cette catégorie. L'exemple de RSP I, II et III permet de démontrer que tel n'était pas le cas.

Le 21 septembre 1992, Ecohydro inc. soumettait à Hydro-Québec divers projets de centrales à être établis sur la rivière Sault-aux-Cochons. (P-992)

Quoique cette première lettre référait à quatre chutes aménageables, les ententes conclues avec Hydro-Québec se sont limitées à trois projets établis sur deux sites :

- l'achat, par le promoteur, d'une centrale existante à la chute n° 1; (projet RSP I)

- l'ajout d'une centrale additionnelle à la chute n° 1; (projet RSP III)

- la construction d'une centrale à la chute n° 4. (projet RSP II)

Notons que les chutes no 1 et no 4 sont situées à environ 10 km l'une de l'autre.

La partie privée de ces sites appartenait à la compagnie Daishowa et Hydro-Québec acceptait les projets RSP I et III le 29 septembre 1992. (P-993)

Ecohydro n'a pas réussi par la suite à conclure son entente avec Daishowa inc. Cascades Energie inc. se montra intéressée aux projets et finalisa une entente avec Daishowa inc. le 27 novembre 1992, se substituant ainsi au promoteur initial. Hydro-Québec accepta ces projets le 2 décembre 1992. (P-997)

Hydro-Québec signa initialement, en 1993, trois contrats avec le promoteur, pour ensuite réunir les trois projets sous le même contrat, signé le 4 août 1994, parce que les trois centrales étaient reliées au réseau d'Hydro-Québec par un raccordement unique.

La centrale RSP I avait une puissance nominale de 1,2 MW, alors que RSP II avait une puissance nominale de 6,5 MW et RSP III 1,8 MW.

Le contrat réunissant les trois centrales mentionne des puissances nominales totalisant 9,5 MW et une puissance contractuelle de 8,4 MW. Cependant l'article 10 du contrat mentionne que la puissance maximale que le producteur peut livrer à un moment précis au point de raccordement est de 15 MW.

L'on pouvait donc croire que l'on avait antérieurement scindé un projet d'une capacité de 15 MW pour éviter d'être soumis à l'article 31.1 et ss. de la *L.Q.E.*

Il n'en est cependant rien. La réunion des trois projets en un seul contrat visait clairement à simplifier la gestion de ces contrats.

La loi et le règlement applicables évoquent la notion de centrale et non de complexe hydroélectrique.

Selon la définition de centrale ou de projet, à laquelle les employés du MENVIQ ont référé et qu'endosse la Commission, il est manifeste que RSP I, II et IlI ne sauraient aucunement être considérés comme un seul et unique projet. En effet, RSP II est situé à environ 10 km des deux autres et est donc viable, sans égard aux deux autres, ce qui constitue le test acceptable pour déterminer s'il s'agit d'une ou de deux centrales.

RSP II devant être considéré comme un projet en lui-même et comme une centrale ayant son existence propre, l'on ne saurait affirmer qu'il n'est que la partie scindée d'une plus grande centrale.

Partie IX

CONCLUSIONS

La politique d'achat d'électricité auprès de producteurs privés fut l'objet de critiques et de graves allégations touchant autant les personnes que les institutions publiques qui ont contribué à sa réalisation. Certains ont même répandu l'idée qu'elle avait essentiellement constitué l'outil privilégié de certains dirigeants du gouvernement et d'Hydro-Québec pour pratiquer le favoritisme politique et le gaspillage de deniers publics. Il importe, au terme de 13 mois de présentation d'une preuve étoffée, de rétablir les faits.

9.1 LA PRODUCTION PRIVÉE D'ÉLECTRICITÉ : DOUZE ANS DE RÉFLEXION

❑ Deux réflexions parallèles

La politique d'achat d'électricité auprès de producteurs privés est un programme qui a mis près de douze années à devenir réalité. Issu de la politique énergétique gouvernementale de 1978, il prend ses racines dans la volonté du gouvernement d'assurer l'autonomie énergétique du Québec en maximisant l'utilisation de ses ressources hydrauliques. L'on craint en effet, à cette époque, que l'année 1995 signale une pénurie de ressources énergétiques.

Dès 1978, le gouvernement tente de convaincre Hydro-Québec d'intégrer l'aménagement ou l'exploitation de petites centrales dans son plan d'équipement, mais la société d'État se limite alors à effectuer quelques études sommaires.

Paradoxalement, c'est dans un contexte de surplus énergétique, au cours des années 1981-1982, qu'Hydro-Québec dirige sa réflexion sur ce dossier malgré sa perception de l'importance très marginale qu'il peut représenter : la société d'Etat est alors davantage préoccupée à gérer ses surplus. Consciente toutefois des visées persistantes de son actionnaire unique, Hydro-Québec prend les devants. De 1983 à 1985, elle étudie la problématique de petites centrales et présente sa vision d'un éventuel programme d'achat. Elle prévoit le coordonner et l'appliquer de concert avec le gouvernement, puisque ce dernier s'est érigé en maître d'oeuvre d'un tel programme.

C'est d'ailleurs le MER qui, le premier, dès 1980, évoque l'ouverture de ce secteur d'activité à l'entreprise privée; il entend toutefois limiter son programme aux petites centrales de 25 MW et moins et s'intéresse essentiellement aux sites désaffectés.

❑ L'objectif gouvernemental : des retombées économiques régionales

De fait, une telle implication des intérêts privés rejoint les véritables objectifs gouvernementaux du programme d'exploitation de petites centrales : favoriser l'économie régionale et catalyser un essor technologique dans ce domaine précis qu'est l'ingénierie hydraulique québécoise. La politique énergétique de 1988 véhiculera d'ailleurs ce même message.

❑ Hydro-Québec se rallie

Comblée par ses projets de grande envergure, la société d'État ne voit *a priori* aucun intérêt à s'interroger sur le devenir ou le potentiel de ces petites rivières et de ces petites centrales sur lesquelles elle détient par ailleurs des droits. Invitée à le faire, elle découvre alors deux raisons pour s'en départir : en premier lieu, elle conclut que ses méthodes de gestion et sa culture d'entreprise sont mésadaptées à une approche, dite *micro,* d'exploitation. En second lieu, la majorité des sites de moins de 25 MW désaffectés lui occasionnent des coûts d'entretien d'autant plus onéreux qu'elle n'envisage pas leur réaffectation.

- **Deux programmes distincts pour une politique coordonnée par Hydro-Québec et le MER**

Hydro-Québec fait un premier pas officiel en février 1987 en adoptant une politique d'achat sans toutefois qu'un objectif chiffré d'achat n'y soit attaché ou qu'une procédure de soumission des projets n'y soit prévue. La société d'État vit toujours, à cette époque, une période de surplus d'énergie. La politique d'achat ne s'intéresse, par ailleurs, qu'aux petites centrales hydrauliques d'une capacité de production égale ou inférieure à 25 MW alors qu'aucune limite de puissance n'est établie en ce qui a trait aux autres types d'installation. Ce n'est qu'en 1991 que la société d'État présente sa stratégie d'achat dite «*APR-91*» (Appel de propositions restreint), en vertu de laquelle elle prévoit acheter 760 MW d'électricité auprès de producteurs privés. Clos en 1993, cet appel de propositions restreint ne totalisera que 340 MW d'achats.

Le gouvernement, quant à lui, adopte un programme d'octroi de sites hydrauliques du domaine public en septembre 1990. Seuls les sites publics, et non les sites hybrides, feront l'objet d'un appel public de propositions. Un comité de sélection chargé d'examiner les projets recommande son choix au ministre qui, en l'espèce, l'a toujours entériné. Le MENVIQ terminait le processus d'octroi définitif des droits en accordant le certificat d'autorisation. Aucun site de propriété entièrement privée n'est assujetti au programme.

Les sites hydrauliques offrent un potentiel de production insuffisant pour satisfaire l'objectif d'Hydro-Québec. La société d'État se tourne donc vers d'autres sources d'énergie, plus particulièrement la cogénération. De fait, celle-ci occupera 80 % de l'objectif total de production privée.

- **CONSTAT**

La Commission n'est pas convaincue du bien-fondé des raisons avancées de part et d'autre, à l'époque, pour justifier la pertinence du programme d'achat de production privée. À son avis, Hydro-Québec n'a ni démontré le caractère rédhibitoire de sa structure administrative à l'égard de l'exploitation de petites centrales ni analysé avec suffisamment d'acuité

l'opportunité économique de réaménager elle-même les sites désaffectés. De son côté, le MER, après avoir envisagé le programme de petites centrales comme étant créateur d'emplois, n'a pas estimé souhaitable d'en vérifier les véritables résultats, autrement que par la simple équation du coût d'un MW. Or, selon la preuve entendue, les petites centrales, qui génèrent des emplois au moment de leur construction, ne créent que fort peu d'emplois permanents.

9.2 LA JUSTIFICATION ÉNERGÉTIQUE : UN BESOIN ANTICIPÉ DE FAÇON RAISONNABLE

❑ Un processus de planification probe et cohérent.

Envisageant, au début des années 1990, une hausse de la demande et prévoyant un retard de mise en service de certains de ses équipements de production, Hydro-Québec identifie la production privée parmi les solutions pour faire face au manque énergétique qu'elle anticipe. La prévision du besoin et la détermination de l'objectif de production privée sont le résultat, selon la Commission, d'un processus de planification conforme aux règles de l'art qui n'a pas dérogé, en l'espèce, aux méthodes usuelles de la société d'État.

Toutefois, ce besoin reflète l'impact de certaines politiques commerciales de la société d'État, dont les contrats d'exportations. Il ne faut cependant pas y voir un détournement du processus de planification à des fins autres que strictement énergétiques. D'une façon générale, la société d'État a su ajuster sa planification nonobstant la précarité de la situation.

❑ La production privée : une flexibilité relative

Il apparaît à la Commission que la production privée n'aurait été un choix raisonnable et approprié que dans la mesure où elle aurait satisfait, en raison de ses courts délais de réalisation, le besoin qui s'avérait pressant. Or, la durée des contrats d'achat, se situant en général entre 15 et 25 ans, est un inconvénient majeur à cet égard. Dans ces conditions, la flexibilité de ce moyen de production s'en trouve grandement affectée.

❑ **CONSTAT**

La Commission considère qu'Hydro-Québec a fait la preuve de sa compétence en matière de planification. Malgré des situations difficiles et complexes à gérer, particulièrement en regard des composantes aléatoires de sa planification, elle est demeurée soucieuse d'assurer à la population un service fiable et de qualité. Considérant l'ensemble des circonstances et notamment ses devoirs envers le gouvernement, le choix d'avoir eu recours à la production privée ne saurait lui être reproché. La relance de cette politique d'achat est toutefois sujette à une réévaluation non seulement de ses modalités contractuelles mais également de l'analyse économique de la situation énergétique actuelle et future.

9.3 L'OPPORTUNITÉ ÉCONOMIQUE : UNE APPROCHE À RÉVISER

L'on a pu craindre que l'attribution d'une certaine production d'électricité au secteur privé se soit faite dans le seul but de favoriser ces acteurs économiques sans autres considérations pour Hydro-Québec. La Commission conclut qu'il n'en fut rien.

❑ **La neutralité tarifaire : un objectif louable mais utopique**

Cherchant une méthode d'évaluation pour déterminer le prix qu'elle aurait à payer pour obtenir de l'électricité produite par des producteurs privés, Hydro-Québec adopte le principe dit des coûts évités. Ce principe implique qu'elle ne paie ni plus ni moins que ce qu'il lui en coûterait pour produire elle-même cette électricité. Ce choix présenterait les avantages suivants : d'une part, il respecte une méthode usitée au sein de la société d'État et d'autre part, en théorie, il évite toute forme de subvention aux promoteurs et il assure que le tarif payé aux producteurs privés n'affecte aucunement la santé financière d'Hydro-Québec puisqu'il respecte le principe de la neutralité tarifaire.

Or la preuve a révélé que l'exercice de déterminer, à l'avance, le coût évité n'a aucunement permis d'atteindre l'objectif ultime recherché, c'est-à-dire celui de la neutralité tarifaire. Il est en effet impossible de maîtriser tous les éléments structurants du tarif, qu'ils soient

énergétiques, financiers ou économiques. D'une situation de surplus à un contexte de pénurie, le coût évité est une cible trop mouvante pour représenter une réalité au-delà d'un certain délai.

- **La neutralité tarifaire : une illusion entretenue par Hydro-Québec**

Dès le lancement de l'APR, la grille tarifaire utilisée ne reflétait pas les coûts évités. Par la suite, Hydro-Québec n'a pas su corriger son approche lorsqu'il lui est apparu clairement que le contexte énergétique et économique ne lui permettait pas davantage d'appliquer ses coûts évités dans toute leur rigueur. Laissant croire officiellement qu'ils demeuraient en vigueur, elle a, ce faisant, à compter de l'automne 1992, appliqué un tarif supérieur à ce qui lui en aurait coûté si elle avait elle-même produit cette électricité au moyen du seul équipement qu'elle prétendait éviter, soit Grande-Baleine. Par contre, ce tarif était inférieur au coût de la seule option réalisable qui s'offrait à elle, soit une centrale thermique. Hydro-Québec a finalement payé un prix s'apparentant à celui du marché sans jamais le reconnaître publiquement.

La Commission estime qu'il faut réviser certaines modalités tarifaires dont entre autres, la politique d'indexation et reconsidérer l'inclusion ou l'exclusion de certaines des composantes de la grille tarifaire, tel le coût de transport qui constitue une forme de subvention.

- **Profits des producteurs : un mythe démythifié**

Par ailleurs, la preuve démontre clairement qu'il n'existe aucune corrélation entre ces constatations et d'hypothétiques profits exorbitants qui auraient été réalisés par les producteurs. Les taux de rendement identifiés par la Commission sont tout à fait raisonnables et comparables à ceux réalisés par d'autres entreprises exposées à des risques semblables.

- **La production privée et les surplus d'énergie : une perte pour Hydro-Québec**

Vu les changements provoqués par la conjoncture économique, [illegible]angements imprévisibles à l'époque, la production privée a participé à l'émergence progressive de surplus énergétiques. Comme Hydro-Québec vend ces surplus à un prix inférieur au tarif

payé aux producteurs privés, il en résulte qu'elle subit des pertes financières.

❑ **CONSTAT**

Quant à l'opportunité économique de la politique d'achat, la Commission estime qu'elle a surtout révélé un manque de transparence dans la gestion de la société d'État et non un comportement malhonnête de sa part. L'objectif de neutralité tarifaire qu'Hydro-Québec s'était donné pour acheter l'électricité auprès des producteurs privés n'a jamais été réalisé et il est peu probable qu'il en sera d'ailleurs autrement. Il y a lieu de réviser cette approche et d'admettre que des considérations commerciales viendront nécessairement influer la détermination de son tarif d'achat. La transparence dans l'administration de la société d'État requiert qu'elle se soumette à un processus d'appel d'offres public.

9.4 DES ERREURS DANS L'ÉLABORATION ET LA MISE EN OEUVRE DE LA POLITIQUE

❑ **Erreurs conceptuelles**

Le programme gouvernemental d'octroi présente des lacunes conceptuelles importantes. Ainsi par exemple, la définition des sites publics et hybrides a engendré une confusion et une incompréhension pernicieuse. Les critères retenus lors de l'analyse des sites et des propositions sont apparus insuffisants et parfois inadéquats. Certains concepts tels que le prix de cession des sites, le débit réservé, l'étendue de l'implication d'autres ministères et la place accordée aux consultations publiques méritent d'être révisés.

La Commission souligne également une carence notable en ce qui a trait au processus de contrôle et de validation des objectifs poursuivis par le programme, notamment en ce qui concerne les retombées économiques et les impacts environnementaux. Il est pour le moins paradoxal qu'un programme se focalisant sur le développement régional et les retombées économiques, ne prévoit aucune grille d'analyse suffisamment fine et détaillée pour non seulement s'assurer d'une certaine solidité financière du promoteur mais également vérifier dans quelle mesure les espérances et les prévisions s'avèrent justifiées.

La mise en oeuvre du programme gouvernemental a également mis en relief un problème d'attitude de la part du MER. Craignant le désintérêt des promoteurs envers son programme, le Ministère en a parfois précipité l'échéancier aux dépens des intérêts d'Hydro-Québec et du public. Il a également démontré une réticence à respecter le rôle de ses partenaires, soit Hydro-Québec, le MENVIQ et le MLCP.

- **Environnement : de graves lacunes**

L'examen des projets réalisés a mis en lumière un manque flagrant, et malheureusement toujours actuel, d'outils d'analyses et de connaissances générales au sein du MENVIQ et de son successeur, le MEF, pour assumer ses responsabilités. La Commission a constaté la propension du Ministère à s'en remettre aux études et évaluations des promoteurs, notamment en ce qui concerne l'assujettissement du projet aux normes environnementales édictées par le gouvernement.

Le MEF doit, avec la participation du MRN, réaliser une revue complète de l'ensemble des impacts environnementaux propres aux petites centrales, rehausser ses exigences de mesure du débit réservé ainsi que renforcer les procédures de contrôle et de suivi des conditions inscrites aux certificats d'autorisation.

Plus globalement, la Commission estime qu'il serait utile que le gouvernement s'interroge sur l'opportunité de poursuivre un programme dont les retombées économiques se limitent à la courte période de construction mais dont un nombre grandissant de citoyens pourraient, à long terme, continuer à subir les effets pervers.

- **Image, rigueur et transparence au coeur de la gestion de la politique d'achat par Hydro-Québec**

Le souci, par ailleurs légitime, qu'Hydro-Québec puisse avoir de son image et de sa respectabilité commerciale a, à l'occasion, primé son devoir de transparence envers le gouvernement, principalement en ce qui concerne l'application du concept de coûts évités.

La Commission a noté que la société d'État a manqué de rigueur dans l'établissement de l'objectif d'achat de production privée à la fin de l'année 1993 et au début de l'année 1994 de même que dans la gestion d'un bloc additionnel de 200 MW. Elle a également, à l'occasion, démontré une approche trop tolérante à l'égard de situations mettant en jeu des normes d'éthique.

Ajoutons qu'en raison de la procédure élaborée par Hydro-Québec dans le cadre de ses négociations avec les producteurs privés, la société d'État était tenue, en novembre et en décembre 1993, de signer des contrats alors que ses besoins pouvaient ne plus le justifier. La Commission estime que cette procédure contractuelle était inappropriée pour lui assurer la flexibilité recherchée, c'est-à-dire pour lui permettre de se libérer de ses engagements en temps utile. De plus, Hydro-Québec n'a pas, dans le traitement de réclamations de certains promoteurs, fait preuve d'une rigueur suffisante.

❑ **CONSTAT**

Nonobstant certains comportements regrettables, la preuve n'a révélé aucune malversation ou malhonnêteté systématisée que ce soit lors de l'élaboration ou lors de la mise en oeuvre de la politique d'achat.

Ajoutons que si le programme avait été un outil de favoritisme politique ou de corruption de fonctionnaires, il eut supposé et nécessité l'implication ainsi que la connivence d'un grand nombre d'entre eux, de niveaux hiérarchiques variés, et de représentants de plusieurs organismes publics, outre le Conseil des ministres, qui, dans un même élan, se seraient concertés pour se dévoyer mutuellement et détourner le programme de son objectif originel et officiel. Vu la preuve entendue, les allégations de complot doivent être clairement et définitivement écartées.

La Commission conclut :

> La production privée était justifiée par un besoin énergétique anticipé mais elle a entraîné des pertes financières imprévues directement reliées à l'évolution du contexte énergétique et économique. Hydro-Québec continue et continuera à les supporter tant que la situation énergétique présentera des surplus. Si la production privée a pu être une solution à une problématique ponctuelle, solution qui, par ailleurs, s'est révélée moins satisfaisante que prévue, il y a lieu de douter de son opportunité sociale actuelle notamment à l'égard de ses impacts environnementaux. À tout le moins son maintien nécessite-t-il que l'on prenne le temps de réévaluer en profondeur ses objectifs et ses conditions d'application.

Partie X

RECOMMANDATIONS

La Commission a regroupé, dans cette partie, toutes les recommandations qu'elle a déduites de l'analyse de la preuve. Afin de permettre au lecteur de les situer dans leur contexte, l'on a assorti chacune d'elles d'un numéro qui correspond à la partie du rapport dont elle a été extraite.

LA COMMISSION RECOMMANDE:

QUE LE GOUVERNEMENT :

1. revoie la répartition de la taxe dite *foncière municipale* perçue par le ministère du Revenu afin qu'elle soit redistribuée aux municipalités qui supportent des petites centrales sur leur territoire, sur une base plus équitable pour tenir compte des inconvénients qui peuvent être reliés à la présence et à l'exploitation de ces ouvrages. (5.3.2)

2. établisse des conditions d'exploitation, conformément à celles généralement imposées par le MEF, pour chacune des petites centrales n'ayant pas fait l'objet d'un certificat d'autorisation et demande à Hydro-Québec de réviser, s'il y a lieu, les conditions d'achat d'électricité auprès des producteurs touchés par de nouvelles conditions d'exploitation afin que leurs revenus n'en soient pas indûment affectés. (7.1.2)

3. prévoie, dans les décrets qu'il émet, la possibilité de réviser l'importance du débit réservé s'il s'avère insuffisant pour protéger adéquatement la faune ou pour assurer le respect de la beauté naturelle des lieux. (7.1.5)

4. conjointement avec la Ville de Belleterre, la Première Nation de Longue Pointe (Winneway) et la Banque Barclay's, fasse tous les efforts requis pour régler la situation de la petite centrale de Belleterre de façon satisfaisante pour tous et envisage, à cette fin, toutes les avenues juridiques possibles; (7.1.8)

5. permette aux municipalités de produire de l'électricité dans le cadre du programme des petites centrales, à des fins de livraison à leurs citoyens et aux entreprises établies sur leur territoire, et propose des amendements aux lois pour ce faire; (7.1.8)

6. exige l'approbation des plans et devis des divers ouvrages avant que leur construction ne débute; (7.1.8)

7. exige et s'assure que les autorités municipales procèdent par appel d'offres public avant d'autoriser quelque concession de droits ou d'immeubles. (7.1.8)

8. amende la politique d'octroi et, si nécessaire, entreprenne des démarches pour que les lois particulières soient amendées, afin que les sites hybrides, dont la partie *privée* est la propriété d'un organisme public ou d'une société d'État, soient obligatoirement l'objet d'un appel d'offres public; (7.1.9)

9. prenne position et affirme qu'il n'autorisera pas les organismes publics et les sociétés d'État, propriétaires d'un site ou d'une partie d'un site, à céder leurs droits sans appel d'offres public. (7.1.9)

10. propose un amendement à l'article 31.1 *L.Q.E.* afin de définir, à la lumière de l'esprit de la loi, le mot *frivole* qui justifie le rejet d'une demande d'audiences publiques; (7.1.14)

11. confie au MEF le mandat de tenir des audiences génériques sur les impacts environnementaux du procédé de cogénération avant que des certificats d'autorisation ne soient émis en rapport avec des projets y faisant appel. (7.1.14)

12. s'engage à rendre publics les motifs justifiant toute décision allant à l'encontre d'un rapport d'une Commission du BAPE. (7.1.15)

13. clarifie le texte du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* en précisant si les seules demandes visées par l'article 31.1 *L.Q.E.* sont celles faisant passer la puissance d'une petite centrale à plus de 10 MW ou si toute augmentation de puissance d'une centrale qui est déjà d'une puissance supérieure à 10 MW est visée par l'article 31.1. (7.1.16)

14. amende le règlement sur les habitats fauniques afin que les dispositions des articles 128.1 et ss. de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* s'appliquent aux sites du domaine privé. (7.2.2.3)

QU'HYDRO-QUÉBEC :

15. entreprenne une étude complète visant à évaluer son intérêt financier à aménager et continuer à exploiter des petites centrales hydroélectriques; (2.4.1.2)

16. étudie la possibilité d'aménager et d'exploiter des petites centrales hydroélectriques en négociant, si nécessaire, avec ses employés, des modifications au contrat de travail. (2.4.1.2)

17. mette fin à sa politique l'autorisant à engager des équipements sur la base de contrats d'exportation signés, mais non confirmés ou non encore autorisés par les instances gouvernementales de l'acheteur; (4.3.2.2)

18. ou prévoie des pénalités aptes à compenser les pertes causées, suite à l'engagement d'équipements, par la décision de l'acheteur de résilier le contrat ou par son incapacité à obtenir les autorisations gouvernementales requises. (4.3.2.2)

19. mette fin à l'utilisation des coûts évités pour fixer le tarif dans le cadre d'une politique d'achat d'électricité produite par des producteurs privés; (5.2.1)

20. achète l'électricité produite par des producteurs privés aux meilleures conditions en instituant une procédure d'appel d'offres public faisant place à la concurrence, notamment, quant au prix, en prenant soin que le prix maximal n'excède pas les coûts évités lorsqu'il est possible de les calculer selon une méthode fiable. (5.2.1)

21. conçoive sa procédure d'appel d'offres de façon à tenir compte des inégalités dans les coûts unitaires de production selon le potentiel de puissance des projets et selon la ressource utilisée; (5.2.1)

22. prévoie, le cas échéant, des modalités particulières visant à privilégier certains types de projets en fonction, notamment, du développement régional et de la protection de l'environnement. (5.2.1)

23. précise davantage ce qu'elle entend par l'expression *coûts évités* et informe, en toute transparence, le gouvernement et le public que le tarif offert aux producteurs privés durant la

période de 1991 à 1993 ne reflétait pas ses coûts évités et ne constituait donc pas une tarification neutre à long terme, contrairement à son discours officiel et à sa politique d'achat. (5.2.2)

24. dans l'hypothèse où elle conserverait une politique tarifaire basée sur les coûts évités, révise son approche dans l'établissement de la grille tarifaire de façon à ce qu'elle ne paie pas aux producteurs privés l'équivalent des coûts de transport de l'électricité en plus de les assumer elle-même. (5.2.3.1)

25. vérifie, *a posteriori*, les impacts véritables en terme de développement économique régional et de création d'emplois, à partir de petites centrales retenues sur une base d'échantillonnage et ne se limite pas à des analyses purement prévisionnelles et hypothétiques; (5.3.1.5)

26. rende compte publiquement des résultats de cette vérification en rapport avec les objectifs qu'elle s'était fixés. (5.3.1.5)

27. prévoie, dès l'émission d'une lettre d'intention, la possibilité de se retirer d'un projet si les circonstances le justifient, sans avoir à signer, au préalable, le contrat d'achat d'électricité. (6.2.1.2)

28. abandonne la pratique d'offrir une augmentation annuelle minimale de ses tarifs d'achat; (6.2.2.3)

29. conçoive son processus d'appel d'offres de façon à prévoir une hausse annuelle de ses tarifs d'achat inférieure à l'Indice des prix à la consommation. (6.2.2.3)

30. s'assure qu'un compte rendu complet et conforme des réunions des divers comités et assemblées, décisionnels ou non, soit systématiquement rédigé et qu'un membre du comité ou de l'assemblée soit spécifiquement assigné à cette tâche; (6.4.1)

31. veille à ce que le président de chacun de ces comités ou de chacune de ces assemblées ait la responsabilité de voir au respect de cette règle. (6.4.1)

32. prévoie, à l'intérieur de la lettre d'intention, une clause de retrait pouvant être exercé unilatéralement par Hydro-Québec, clause spécifiant, si la société d'État désire rembourser le promoteur de certains frais encourus, qu'il doive contrer, pour avoir droit à ce remboursement, qu'il s'agit dépenses nécessaires et raisonnables, c'est-à-dire indispensables et modérées; (6.4.5.2)

33. prévoie que les dépenses ne soient remboursées que si le promoteur a soumis à Hydro-Québec les pièces justificatives à l'appui de tous les montants réclamés; (6.4.5.2)

34. effectue, le cas échéant, une vérification rigoureuse des réclamations, vérification dont la nature et l'étendue seraient conformes à son objet. (6.4.5.2)

35. en collaboration avec le MRN et le MEF, examine les impacts environnementaux que peut engendrer la grille tarifaire de puissance et d'énergie, de même que toute grille tarifaire favorisant un facteur d'utilisation élevé en hiver de la part de petites centrales hydroélectriques, et revoie, si nécessaire, la structure d'une telle grille tarifaire pour en éliminer les effets néfastes. (7.1.5)

36. vérifie et évalue, avant de signer un contrat, la compétence du promoteur et de ses consultants; (7.1.7)

37. vérifie et évalue les garanties financières du promoteur lui permettant de développer et d'exploiter sa centrale dans le respect des lois, des règlements et du droit du public à la sécurité de sa personne et de ses biens; (7.1.7)

38. vérifie l'exploitation des petites centrales et refuse de prendre livraison de l'électricité lorsque la sécurité du public ou de ses biens est en cause. (7.1.7)

39. exige d'être informée, avant de signer un contrat d'achat d'électricité, de l'identité du promoteur et de ses propriétaires ou actionnaires, à moins qu'il ne s'agisse d'une compagnie publique, auquel cas l'identité des principaux actionnaires pourrait suffire. (7.1.9)

40. informe le gouvernement dès qu'une petite centrale, qui n'a pas été soumise à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, produit de l'électricité à une puissance supérieure à 10 MW; (7.1.10)

41. soit particulièrement vigilante à l'égard des petites centrales dont la puissance paraît se rapprocher de la limite de 10 MW. (7.1.10)

42. ne s'engage pas, à l'égard d'un projet ou auprès d'un promoteur, tant que ce dernier ne démontre pas qu'il détient les droits requis ou qu'il est en possession d'un engagement formel du propriétaire des droits. (7.1.11)

43. s'assure qu'un compte rendu soit rédigé ou que des notes soient consignées à l'égard de toute rencontre ou discussion tenue dans le cadre de négociations entre Hydro-Québec et un promoteur. (7.1.13)

44. ne signe aucun contrat d'achat d'électricité tant que le promoteur n'a pas obtenu les autorisations requises; (7.1.18)

45. informe les populations locales de la signature de toute lettre d'intention susceptible d'entraîner la construction d'une petite centrale sur leur territoire. (7.1.18)

46. ne cède aucun site au MRN ou à l'entreprise privée sans avoir, au préalable, effectué une évaluation de ce afin de s'assurer qu'elle a un intérêt économique à le faire 1.3)

4. adopte une règle prohibant toute communication entre l'un de ses administrateurs, d'une part, et ses employés ou dirigeants, d'autre part, en rapport avec un projet impliquant cet administrateur ou l'une des compagnies auxquelles il est lié; (8.2.7.3)

48. s'assure que l'on respecte rigoureusement les exigences de l'article 19 de sa loi et de l'article 18 du code d'éthique de ses administrateurs, de même que la lettre et l'esprit de la loi en rapport avec l'obligation des administrateurs de divulguer leurs intérêts; (8.2.7.3)

49. révise sa procédure visant à identifier et dénoncer toute situation, même potentielle, de conflit d'intérêts ou d'apparence de conflit d'intérêts chez ses employés; (8.2.7.3)

50. s'assure que l'on respecte, à la fois, la lettre et l'esprit du code de conduite de ses employés et voie à ce que l'on attire régulièrement leur attention sur ces exigences et sur l'importance de les respecter; (8.2.7.3)

51. traite rapidement chaque cas de conflit d'intérêts ou d'apparence de conflit d'intérêts et adopte une procédure à cet égard, procédure prévoyant notamment la désignation par écrit d'une telle situation et l'envoi d'un avis écrit à l'administrateur ou à l'employé concerné. (8.2.7.3)

QUE LE MRN :

52. vérifie, *a posteriori*, les impacts véritables en terme de développement économique régional et de création d'emplois, à partir de petites centrales retenues sur une base d'échantillonnage et ne se limite pas à des analyses purement prévisionnelles et hypothétiques; (5.3.1.5)

53. rende compte publiquement des résultats de cette vérification en rapport avec les objectifs qu'il s'était fixés. (5.3.1.5)

54. s'il ne modifie pas son approche pour établir la valeur des ouvrages et des équipements en place, assure un suivi adéquat des sommes investies par les promoteurs en exigeant que ceux-ci produisent une attestation formelle de leurs vérificateurs externes établissant l'ampleur des investissements réalisés. (5.3.2)

55. évalue l'état des ouvrages et des équipements en place avant de les céder à des producteurs privés; (5.3.2)

56. établisse un pourcentage variable des revenus anticipés, conformément à un barème qui tiendrait compte de l'état des ouvrages et des équipements, afin de déterminer le prix exigé pour leur cession; (5.3.2)

57. évalue ou réévalue les taux ou les pourcentages acceptables. (5.3.2)

58. reconnaisse que l'entente intervenue entre le MER et le MENVIQ soit l'objet d'une interprétation large et libérale qui accepte le rôle, la spécificité et la compétence pleine et entière du MEF; (7.1.1)

59. reconnaisse que le MEF n'ait pas à supporter le fardeau de la preuve dès lors qu'il exprime l'avis qu'il existe, à l'égard de l'exploitation d'une petite centrale, une probabilité d'impacts environnementaux. (7.1.1)

60. favorise clairement les communautés locales dans l'attribution de projets de petites centrales, surtout ceux qui permettront la participation de leur population; (7.1.8)

61. vérifie, au préalable, dans le cadre du programme des petites centrales, en collaboration avec Hydro-Québec, la compétence du promoteur et de ses consultants; (7.1.8)

62. vérifie, au préalable, dans le cadre du programme des petites centrales, en collaboration avec Hydro-Québec, la capacité financière du promoteur de développer et d'exploiter sa centrale dans le respect des lois, des règlements et du droit du public à la sécurité de sa personne et de ses biens; (7.1.8)

63. adopte une procédure de contrôle et de vérification, *a priori*, des consignes d'exploitation et des programmes de formation du promoteur et, *a posteriori*, du respect des consignes et des conditions d'exploitation; (7.1.8)

64. informe, dans le cadre d'un processus formel, les communautés locales (MRC, municipalités, villes, communautés autochtones, etc.) de l'existence de tout projet susceptible d'être implanté sur leur territoire. (7.1.8)

65. ne s'engage pas à céder les droits hydrauliques relatifs à un site tant que le promoteur n'a pas démontré qu'il a obtenu le consentement des personnes détenant des droits sur le site ou susceptibles d'être affectées par l'exploitation des ouvrages. (7.1.12)

66. respecte le mandat premier d'Hydro-Québec qui est et doit demeurer avant tout l'approvisionnement du Québec en électricité. (7.1.17)

67. reconnaisse le rôle prioritaire d'Hydro-Québec dans le domaine du développement hydroélectrique en lui accordant la responsabilité d'identifier et d'évaluer les sites qu'elle entend céder au Ministère et en réaffirmant son droit de préférence et de préemption à l'égard des sites hydrauliques. (7.2.1.2)

68. s'assure que le comité de sélection comprenne des représentants du MEF, analyse les impacts environnementaux d'un projet et puisse le rejeter, au cours de cette étape, lorsqu'il est prévisible que ces impacts ne puissent être l'objet de mesures d'atténuation acceptables; (7.2.2.1)

69. examine, en collaboration avec le MEF, dans le cadre d'audiences génériques publiques, les impacts positifs et négatifs de l'implantation, dans les régions, de petites centrales hydroélectriques afin de s'assurer que le coût social qu'elles engendrent soit justifié par les avantages qu'elles procurent et ce, avant la mise en vigueur d'un programme de petites centrales. (7.2.2.1)

70. exclue du programme de petites centrales les sites vierges à moins que des études précises et détaillées, ayant fait l'objet d'audiences publiques, ne justifient l'installation d'aménagements nouveaux selon les points de vue économique, social et environnemental. (7.2.2.1)

71. fasse en sorte que tout projet de petite centrale soit l'objet d'une annonce publique, avant que des étapes déterminantes pour l'avenir du projet ne soient franchies; (7.2.3)

72. favorise la participation de la population tant à l'étape de la mise en disponibilité du site qu'à l'étape du choix de projet. (7.2.3)

QUE LE MEF :

73. développe dès que possible, en collaboration avec les producteurs privés, des outils permettant de mesurer sans ambiguïté le débit d'eau passant au-dessus de la crête d'un barrage; (7.1.3)

74. prévoie, dans les certificats d'autorisation, la possibilité de réviser l'exigence de débit réservé s'il s'avère insuffisant pour protéger adéquatement la faune ou pour assurer le respect de l'apparence des lieux ou la participation aux activités aquatiques décrites au certificat. (7.1.3)

75. revoie à la hausse, pour des raisons de protection faunique, comme le permettent les certificats d'autorisation, l'exigence de débit réservé à la petite centrale T.D. Bouchard à St-Hyacinthe; (7.1.4)

76. assure un suivi rigoureux du respect des conditions et des spécifications prévues dans les certificats d'autorisation et liées à l'exploitation d'une petite centrale; (7.1.4)

77. revoie ses règles encadrant les décisions des fonctionnaires quant à l'assujettissement d'un projet à l'article 31.1 de la *L.Q.E.* et à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement et fasse reconnaître l'importance du respect intégral de la loi. (7.1.4)

78. précise davantage, en rapport avec la petite centrale de Coulonge, ce qu'il entend par l'expression *crête déversante* et surtout indique au promoteur et aux citoyens l'endroit exact où la jauge devrait être placée. (7.1.5)

79. utilise, à l'égard de tous les certificats d'autorisation, une méthode de rédaction similaire qui fasse appel à une formulation éprouvée et qui permette au Ministère de s'assurer que ses volontés soient clairement exprimées et respectées. (7.1.6)

80. prévoie, dans l'hypothèse où il émettrait un certificat d'autorisation dont certaines conditions pourraient être modifiées ultérieurement, que le certificat puisse imposer, suite à une telle modification, non seulement d'autres conditions mais également des conditions qui pourraient s'avérer plus contraignantes pour le promoteur. (7.1.6)

81. inclue, dans le certificat d'autorisation, les conditions ou les principales conditions imposées au producteur ou, lorsque cela ne peut être fait, annexe au certificat, pour le bénéfice des citoyens, un sommaire significatif des conditions imposées au producteur. (7.1.6)

82. établisse, en collaboration avec l'APPHQ, des normes quant à la formation du personnel opérant de petites centrales hydroélectriques; (7.1.7)

83. vérifie et évalue, avant d'émettre un certificat d'autorisation, le cours de formation que le promoteur dispense ou dispensera à ses employés; (7.1.7)

84. s'assure qu'une formation adéquate est ou a été dispensée aux employés du promoteur; (7.1.7)

85. exige du promoteur une garantie financière ou contrat d'assurance permettant au public d'être mmagé adéquatement, le cas échéant; (7.1.7)

86. prête assistance aux municipalités qui subissent des dommages causés par l'exploitation d'une petite centrale. (7.1.7)

87. s'assure, avant de délivrer un certificat d'autorisation, que le promoteur soit en possession de consignes d'exploitation acceptables et d'un manuel de formation convenable; (7.1.8)

88. s'assure que le promoteur vérifie, périodiquement, l'état de ses ouvrages et les connaissances de son personnel et qu'il apporte les correctifs qui s'imposent afi de combler les lacunes identifiées. (7.1.8)

89. effectue une analyse plus poussée afin de déterminer la capacité de production de la centrale de Buckingham; (7.1.10)

90. procède conformément à la loi, s'il s'agit d'une centrale d'une puissance supérieure à 10 MW; (7.1.10)

91. s'assure, avant d'émettre un certificat d'autorisation, lorsque plusieurs producteurs exploitent les forces hydrauliques d'une même rivière, que ceux-ci ont conclu une entente de concertation quant à la coordination de leurs activités de production; (7.1.10)

92. retienne l'émission du certificat d'autorisation lorsque le promoteur désire, avant l'émission du certificat, effectuer un changement important à son proje ıant qu'une évaluation des conséquences d'un tel changement n'est pas complétée; (7.1.10)

93. exige systématiquement l'installation de jauges ou de repères pour permettre une vérification précise et rapide du respect des exigences de niveau d'eau; (7.1.10)

94. s'assure que le promoteur soit en mesure de l'informer de façon satisfaisante, conformément aux exigences du certificat d'autorisation; (7.1.10)

95. prenne immédiatement les dispositions adéquates dès qu'il constate que le promoteur est incapable de livrer ces informations. (7.1.10)

96. exclue du programme de petites centrales les sites vierges à moins que des études précises et détaillées, ayant fait l'objet d'audiences publiques, ne justifient l'installation d'aménagements nouveaux selon les points de vue économique, social et environnemental. (7.2.2.1)

97. complète l'étude en cours sur le débit réservé et adopte une politique de débit réservé et de débit minimal avant d'émettre un certificat d'autorisation en rapport avec une petite centrale hydroélectrique ou, à tout le moins, qu'il prévoie, dans le cadre du certificat d'autorisation, la possibilité de réévaluer ultérieurement l'exigence de débit réservé et de débit minimal au moment où l'étude sera complétée et où la politique sera adoptée. (7.2.2.2)

98. considère, dans le cadre de l'évaluation de tout projet de petites centrales hydroélectriques, un avis faunique émis par le secteur Faune du Ministère. (7.2.2.3)

99. rende public, avant d'émettre un certificat d'autorisation, les parties des analyses environnementales et des avis fauniques qui réfèrent à la protection de l'environnement et des habitats fauniques; (7.2.3)

100. favorise la participation de la population, par des séances de consultation publiques, et tienne compte de son avis avant d'émettre un certificat d'autorisation. (7.2.3)

101. fasse un inventaire de toutes les petites centrales afin de s'assurer que chacune soit l'objet d'un programme de contrôle systématique assurant le respect des exigences prévues aux certificats d'autorisation; (7.2.4)

102. s'assure que les directions régionales disposent de budgets et d'effectifs suffisants pour s'acquitter adéquatement de leur mandat. (7.2.4)

QUE L'APPHQ :

103. incite tous ses membres à exploiter leurs petites centrales conformément aux conditions généralement imposées par le MEF, nonobstant le fait que l'exploitation du site puisse n'être soumise à aucun certificat d'autorisation. (7.1.2)

Conception: Laberge Communications Stratégiques Inc.

Bibliothèque de l'Assemblée nationale
QL A 329 849

Commission d'enquête sur la politique d'achat par
Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés