

Rapport d'étude

N° 01 | 2014

Évaluation du marché
américain de la petite hydro
dans le cadre des normes
d'approvisionnement en
énergies renouvelables

Valérie St-Yves



Rapport d'étude n° 01 | 2014

ÉVALUATION DU MARCHÉ AMÉRICAIN DE LA PETITE HYDRO DANS LE CADRE DES NORMES D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIES RENOUVELABLES

Valérie St-Yves

D.E.S.S. Gestion et développement durable, HEC Montréal

Sous la supervision de Sylvain M. Audette, professeur invité, Département du marketing, HEC Montréal, membre associé de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie

Avec la collaboration de Loïc Pétilon, Ossberger Canada

Note aux lecteurs : Les rapports d'étude de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie sont des publications aux fins d'information et de discussion. Ils ont été réalisés par des étudiants sous la supervision d'un professeur. Ils ne devraient pas être reproduits sans l'autorisation écrite du (des) auteur(s). Les commentaires et suggestions sont bienvenus, et devraient être adressés à (aux) auteur(s). Pour consulter les rapports d'étude et les cahiers de recherche de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal, visitez le site <http://energie.hec.ca>.

À propos de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie : Créée en 2013, la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal a pour mission d'augmenter les connaissances sur les enjeux liés à l'énergie, dans une perspective de développement durable, d'optimisation et d'adéquation entre les sources d'énergie et les besoins de la société. La création de cette chaire et de ce rapport est rendue possible grâce au soutien d'entreprises partenaires. Pour plus d'information ou pour consulter nos autres publications, visitez le site <http://energie.hec.ca>.

Novembre, 2014

Chaire de gestion du secteur de l'énergie
HEC Montréal
3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) Canada
H3T 2A7

Conception infographique : Émilie Parent et Johanne Whitmore

Copyright©2014 HEC Montréal. Tous droits réservés pour tous pays. Toute traduction et toute reproduction sous quelque forme que ce soit sont interdites. Les textes publiés dans la série des rapports d'étude n'engagent que la responsabilité de(s) auteur(s).

RÉSUMÉ

Dans un contexte de normes d'approvisionnement en énergies renouvelables aux États-Unis, ce rapport analyse le potentiel de marché pour les projets d'installations hydroélectriques de moins de 10 MW (petite hydro), identifie les états qui démontrent un potentiel plus élevé ainsi que les types de projets les plus prometteurs. Les résultats identifient cinq états qui possèdent un potentiel de marché plus élevé soit : Californie, Colorado, Washington, Illinois, Connecticut. L'analyse détaillée révèle que les états de la région du pacifique nord-ouest présentent plus d'opportunités que l'Illinois ou le Connecticut. Les projets à privilégier sont les nouvelles installations hydroélectriques de petite capacité à partir d'infrastructures existantes et la modernisation d'équipements sur des installations déjà en place. Des recommandations sont proposées afin de poursuivre l'étude avec une collecte de données primaires.

Mots clés : Petite hydro, RPS, portefeuilles d'énergies renouvelables, hydroélectricité, énergies renouvelables

SUMMARY

This paper analyzes the potential for hydropower plants with a capacity below 10 MW (small hydro) in the United States, identifies the states with higher opportunities and the most promising types of projects, in the context of the Renewable Portfolio Standard. Results show that five states demonstrate more potential: California, Colorado, Washington, Illinois and Connecticut. A detailed analysis reveals that states within the Pacific Northwest region have more opportunities than the state of Illinois or Connecticut. The projects to prioritize are new small hydropower on existing installations and modernization of equipment on existing power plants. Recommendations are presented in order to pursue the research by collecting primary data.

Keywords: Small hydro, RPS, Renewable Portfolio Standard, Hydropower, Renewable Energy

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES TABLEAUX	vi
LISTE DES FIGURES	vi
ABBREVIATIONS ET ACRONYMES.....	vii
1. Introduction	1
2. Méthodologie	2
3. Limites du rapport	2
4. Le marché américain des énergies renouvelables.....	3
4.1 Les normes d'approvisionnement en énergies renouvelables (RPS).....	4
4.2 Les prévisions du marché des énergies renouvelables	5
5. Le marché américain de l'électricité.....	10
6. Le marché américain de l'hydroélectricité.....	12
6.1 Environnement légal	12
6.2 Environnement économique et politique	14
6.3 Environnement technologique.....	17
6.4 Environnement social et écologique	17
6.5 Opportunités et menaces pour le marché américain des petites centrales hydroélectriques.....	18
7. Environnement concurrentiel des fabricants d'équipements destinés aux petites centrales hydroélectriques.....	22
7.1 Nouveaux entrants	22
7.2 Pouvoirs de négociation du client.....	23
7.3 Produits de substitution	24
7.4 Pouvoirs de négociation des fournisseurs.....	24
8. Grille d'analyse des données secondaires.....	25
9. Résultats.....	28
10. Californie : 3 360 points	30
10.1 Programme RPS	30
10.2 Politiques et incitatifs reliés aux RPS	31
10.3 Probabilité de conformité aux RPS de 2016 à 2020	32
10.4 Prévisions du marché des énergies renouvelables en Californie	32
10.5 Le potentiel de petite hydro à court et moyen terme.....	32
10.6 Analyse des types de projets de petite hydro disponibles	33
10.7 Potentiel de marché en résumé.....	34
10.8 Réseaux de distribution d'électricité	34
11. Colorado : 2 690 points.....	35

11.1	Programme RPS	35
11.2	Politiques et incitatifs reliés aux RPS	36
11.3	Probabilité de conformité aux RPS de 2016 à 2020	37
11.4	Prévisions du marché des énergies renouvelables	37
11.5	Potentiel de petite hydro à court et moyen terme	37
11.6	Analyse des types de projets de petite hydro disponibles	38
11.7	Potentiel de marché en résumé.....	39
11.8	Réseaux de distribution d'électricité	39
12.	Washington : 2 300 points	40
12.1	Programme RPS	40
12.2	Politiques et incitatifs reliés aux RPS	41
12.3	Probabilité de conformité aux RPS de 2016 à 2020	42
12.4	Prévisions du marché des énergies renouvelables	42
12.5	Potentiel de petite hydro à court et moyen terme	42
12.6	Analyse des types de projets de petite hydro disponibles	42
12.7	Potentiel de marché en résumé.....	43
12.8	Réseaux de distribution d'électricité	43
13.	Illinois : 2 230 points	44
13.1	Programme RPS	44
13.2	Politiques et incitatifs reliés aux RPS	45
13.3	Possibilité de conformité aux RPS de 2016 à 2020.....	45
13.4	Prévisions du marché des énergies renouvelables	45
13.5	Potentiel de marché de la petite hydro court et moyen terme	46
13.6	Analyse des types de projets de petite hydro disponibles	46
13.7	Potentiel de marché en résumé.....	46
13.8	Réseaux de distribution d'électricité	46
14.	Connecticut : 2 210 points	47
14.1	Programme RPS	47
14.2	Politiques et incitatifs reliés aux RPS	48
14.3	Probabilité de conformité aux RPS de 2016 à 2020	49
14.4	Prévisions du marché des énergies renouvelables	50
14.5	Potentiel de petite hydro à court et moyen terme	50
14.6	Analyse des types de projets de petite hydro disponibles	50
14.7	Potentiel de marché en résumé.....	51
14.8	Réseaux de distribution d'électricité	51
15.	Recommandations pour établir une stratégie marketing dans les états identifiés.....	52

16. Conclusion	53
ANNEXE A - Cartographie des installations hydroélectriques actuelles aux États-Unis.....	54
ANNEXE B - Cartographie des ressources solaires photovoltaïques aux États-Unis	55
ANNEXE C - Cartographie des ressources éoliennes aux États-Unis	56
ANNEXE D - Grille d'analyse de base.....	57
ANNEXE E - Description des champs de la grille d'analyse de base.....	58
ANNEXE F - Grille d'analyse, valeurs accordées aux données	60
ANNEXE G - Californie : liste des installations hydroélectriques de moins de 30 MW, en 2011	61
ANNEXE H - Colorado : liste des installations hydroélectriques de moins de 30 MW, en 2011	67
ANNEXE I - Washington : liste des installations hydroélectriques de moins de 30 MW, en 2011	68
ANNEXE J - Illinois : liste des installations hydroélectriques de moins de 30 MW, en 2011	Erreur ! Signet non défini. 71
ANNEXE K - Connecticut : liste des installations hydroélectriques de moins de 30 MW, en 2011.....	72
RÉFÉRENCES.....	73

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4.1 - Coût d'électricité normalisé estimé (LCOE) pour ressources de nouvelle génération, 2019.....	8
Tableau 4.2 - Différence entre le coût d'électricité normalisé (LCOE) et le coût évité d'électricité normalisé (LACE), 2019 et 2040	9
Tableau 6.1 - Coûts d'installations typiques et coûts normalisés d'électricité (LCOE) de projets hydro.....	15
Tableau 6.2 - Opportunités et menaces du marché de la petite hydro aux États-Unis	21
Tableau 8.1 - Indicateurs sélectionnés à partir de la grille d'analyse complète.....	26
Tableau 9.1 - Résultats de la grille d'analyse de potentiel de projets de petite hydro.....	298
Tableau 9.2 - Résultats de chaque indicateur pour les états classés les cinq premiers.....	299

LISTE DES FIGURES

Figure 4-1 - Cartographie des Renewable Portfolio Standards.....	5
Figure 4-2. Capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, par type de ressources, tous les secteurs	6
Figure 5-1. Entités régionales	10
Figure 5-2. RTO/ISO.....	10
Figure 5-3. Cartographie des marchés de l'électricité dérèglementés aux États-Unis	11
Figure 6.1- Propriété des installations hydroélectriques.....	16
Figure 6.2 - Types d'installations hydroélectriques	16
Figure 6-3 Cartographie du potentiel hydroélectrique à partir de cours d'eau non exploités aux États-Unis	19
Figure 6-4 Cartographie du potentiel hydroélectrique pour les réservoirs non exploités de plus de 1 MW aux États-Unis	20

ABBREVIATIONS ET ACRONYMES

ACP	<i>Alternative Compliance Payment</i> , traduit par paiement alternatif de conformité
BOR	Bureau of Reclamation
COOP	Coopérative de service public d'électricité
DOE	Department of Energy
DOD	Department of Defense
DR/DG	<i>Distributed Energy Resources/Distributed Generation</i>
EIA	Energy Information Administration
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
IOU	<i>Investor-Owned Utility</i>
kW/kWh	Kilowatts/Kilowatts-heures
LACE	<i>Levelized Avoided Cost of Electricity</i> , traduit par coût évité normalisé d'électricité
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> , traduit par coût normalisé d'électricité
MOU	<i>Memorandum of Understanding</i>
MUNIS	<i>Municipal utilities</i> , traduit par services publics municipaux
MW/MWh	Mégawatts/Mégawatts-heures
GW/GWh	Gigawatts/Gigawatts-heures
NSD	<i>New stream-reach development</i>
NPD	<i>Non-powered dams</i> , traduit par barrages non exploités
ORNL	Oak Ridge National Laboratory
RPS	<i>Renewable Portfolio Standards</i>
REC	<i>Renewable Energy Credits</i> (ou <i>Renewable Energy Certificates</i>)
PTC	<i>Production Tax Credit</i>
PTI	<i>Property Tax Incentive</i>
US	United States

ÉVALUATION DU MARCHÉ AMÉRICAIN DE LA PETITE HYDRO DANS LE CADRE DES NORMES D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIES RENOUVELABLES

1. INTRODUCTION

Le marché américain des énergies renouvelables a connu une forte croissance, surtout depuis les années 2000, et les projections de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables demeurent à la hausse d'ici 2040, en particulier pour l'énergie solaire et éolienne (United States Energy Information Administration, 2014a). Cette croissance s'explique par une volonté de réduire les émissions de gaz à effet de serre du pays, de laquelle découlent des objectifs de favoriser l'expansion des énergies propres notamment en facilitant l'émission des permis requis pour développer ces types de projets (Executive Office of the President, 2013). En parallèle, plusieurs états ont adopté des normes d'approvisionnement d'électricité en énergies renouvelables (Renewable Portfolio Standard ou RPS), dont les cibles augmentent au fil des ans.

Bien que l'utilisation de sources d'énergie éolienne et solaire gagne en popularité, l'hydroélectricité demeure la principale source d'énergies renouvelables des États-Unis jusqu'en 2012 (US EIA, 2014a). Elle représente donc toujours une source importante dans un portefeuille d'énergies renouvelables diversifié. La petite hydro, plus spécifiquement, se qualifie généralement comme une source d'énergie admissible aux RPS. En plus, depuis 2010, des modifications ont été apportées dans la législation américaine fédérale afin de faciliter le processus d'approbation des projets de petite hydro. À cela s'ajoute des études et articles stipulant qu'il existe de nombreuses opportunités de développement pour l'industrie de la petite hydro aux États-Unis (Kao *et al.*, 2014) (Kosnik, 2010) (Wagman, 2013) et à travers le monde (Liu, Masera et Esser, 2013).

Dans ce contexte, l'objectif du présent rapport exploratoire est d'abord d'identifier les états américains ayant un potentiel de réalisation plus élevé pour des centrales hydroélectriques entre 200 kilowatts (kW) et 10 mégawatts (MW) à court et moyen terme (ci-après, « petite hydro »), et de classer les états par ordre de priorité. En second lieu, nous désirons identifier les types de projets les plus viables au sein des états identifiés. Pour y parvenir, une analyse du marché des énergies renouvelables, et plus spécifiquement de l'hydroélectricité, est présentée dans les chapitres 4 à 7. La grille d'analyse est présentée au chapitre 8. Les résultats sont présentés aux chapitres 9 à 14. Ce rapport exploratoire est une première étape d'analyse des données secondaires dans le cadre d'une démarche de compréhension du marché américain de la petite hydro.

2. MÉTHODOLOGIE

La méthodologie utilisée consiste en une segmentation géographique du marché, à l'aide d'une grille d'analyse qui identifie et pondère les indicateurs pertinents quant au potentiel de réalisation de projets hydroélectriques ayant une capacité de 200 kW à 10 MW, que l'on qualifie généralement comme étant des projets de petite hydro^a. La limite de 10 MW a été fixée à partir de l'expérience d'un collaborateur de l'industrie, indiquant que les fabricants de turbines destinés à des petites centrales hydroélectriques sont moins compétitifs pour des installations de 10 MW à 30 MW. Les nouveaux projets de micro centrales (moins de 100 kW), quant à eux, ne sont pas considérés comme étant économiquement avantageux (Kosnik, 2010) et ne feront pas l'objet d'analyses dans le cadre de ce rapport.

Dans le cadre d'une démarche évolutive pour des analyses et modélisations subséquentes, la grille d'analyse de base est réalisée dans le logiciel Excel, et contient des hyperliens pouvant être mis à jour. Elle contient également des précisions sous forme de commentaires. La grille de base regroupe une vingtaine de variables, qui ont été sélectionnées à la suite de l'analyse des données secondaires externes disponibles sur les normes d'approvisionnement en énergies renouvelables (principalement regroupées dans la base de données DsireTM du North Carolina Solar Center) ainsi que les données secondaires provenant d'études sur le potentiel de la petite hydro aux États-Unis, soit :

- Shih-Chieh Kao, Ryan A. McManamay, Kevin M. Stewart, Nicole M. Samu, Boualem Hadjerioua, Scott T. DeNeale, Dilruba Yeasmin, M. Fayzul K. Pasha, Abdoul A. Oubeidillah, et Brennan T. Smith (2014). "*New Stream-reach Development: A Comprehensive Assessment of Hydropower Energy Potential in the United States*", Oak Ridge National Laboratory, 197 p.
- Hadjerioua, Boualem, Yaxing Wei et Shih-Chieh Kao (2012). "*Assessment of Energy Potential at Non-Powered Dams in the United States*", Oak Ridge National Laboratory. 37 p.
- Kosnik, Lea (2010). "*The potential for small scale hydropower development in the US*", Department of Economics, University of Missouri-St.Louis. p. 5512 à 5519

À partir de la grille d'analyse de base, dix indicateurs de potentiel ont été sélectionnés. Les détails à cet égard se retrouvent au chapitre 8. La majorité des données consultées provient de documents disponibles publiquement, sous format électronique.

Une analyse de sensibilité sommaire a été réalisée afin de vérifier l'influence de certains indicateurs et s'assurer de la validité des résultats. La grille peut être réutilisée ultérieurement afin de réaliser des analyses de sensibilité plus approfondies sur tous les indicateurs.

3. LIMITES DU RAPPORT

Étant en contact direct avec les ressources d'eau sur un territoire spécifique, un projet de petite hydro implique beaucoup de contraintes environnementales, sociales et économiques spécifiques au site à développer qui peuvent grandement influencer la viabilité d'un projet et son potentiel réel. Ces facteurs sont pris en considération par l'entremise des indicateurs suivants :

^a Les seuils et terminologies des catégories de centrales hydroélectriques de moins de 30 MW peuvent varier selon le pays et les organisations. Cette étude se base sur les seuils de petite hydro du US Department of Energy qui sont de 100 kW à 30 MW, à moins d'indication contraire.

- potentiel de production « NSD » excluant les aires fédérales protégées, qui inclut des considérations environnementales et sociales;
- admissibilité de la petite hydro, qui est pondérée selon les types de restrictions, souvent déterminés à partir des contraintes environnementales et sociales spécifiques à la région et au type de projet;
- entente hydro de type « MOU » (*memorandum of understanding*), conclue entre l'état et l'entité réglementaire Federal Energy Regulatory Commission (FERC), qui facilite le processus d'émissions de permis (et qui réduit les coûts qui y sont associés), et sous-entend une volonté politique de soutenir la petite hydro;
- potentiel total de projets hydro économiquement viable pour des installations de 1 MW à 30 MW (selon l'étude de Kosnik, 2010, qui évalue les coûts à partir de divers outils).

Le but de ce rapport n'est toutefois pas d'identifier précisément les facteurs contraignants pour des sites spécifiques à l'intérieur d'un état, une étape qui fera partie du processus normal d'évaluation d'un projet hydro. Le présent rapport ne tient pas compte non plus des possibilités de projets de type pompinage-turbinage (*pumped-storage*), une technologie qui est plutôt destinée à des installations de grande capacité.

Le potentiel est évalué en fonction des données secondaires externes disponibles jusqu'en mai 2014. Comme pour toute analyse de marché, plusieurs facteurs peuvent influencer la demande (en énergies renouvelables) tel l'environnement politique, économique, social, technologique, écologique ou législatif (Collins, 2010). Plus spécifiquement pour les projets de petite hydro, les facteurs légaux et politiques suivants sont susceptibles de modifier le potentiel de marché pour les années à venir : des modifications des législations fédérale ou étatiques, des programmes RPS (augmentation ou réduction de la cible, des critères d'admissibilité de l'hydro, etc.), des incitatifs financiers offerts, pour ne nommer qu'eux. De plus, les grandes études récentes disponibles auprès d'entités gouvernementales sur le potentiel de la petite hydro aux États-Unis se concentrent autour des nouveaux projets ou des projets à partir de barrages non exploités. Les données relatives aux installations hydroélectriques existantes, bien que disponibles à travers divers outils, s'avèrent plus complexes à utiliser avec les ressources actuelles disponibles pour identifier avec **précision** le potentiel de modernisation ou d'amélioration de la performance pour des unités de **petite** capacité (en particulier celles de **moins de 1 MW**). La grille d'analyse ne met donc pas beaucoup d'accent sur le potentiel relié aux installations hydroélectriques existantes de plus petite capacité. La cueillette des données auprès des états identifiés, ainsi que des données présentées dans certains des rapports consultés porte à croire qu'il y a un potentiel de modernisation ou d'amélioration auprès de ce type d'installation.

Finalement, le marché visé est un petit créneau au sein d'un grand pays, où le scénario énergétique est varié et complexe, chaque état étant responsable d'établir ses politiques énergétiques en plus d'être soumis à des règles fédérales. Nous avons retenu la méthode de segmentation géographique pour ensuite identifier les types de projets les plus viables dans chaque état concerné. Afin d'établir un premier portrait pour ces marchés, il est fortement recommandé de procéder ultérieurement à une cueillette de données primaires, ce qui permettra de compléter la présente évaluation réalisée à l'aide de données secondaires externes.

4. LE MARCHÉ AMÉRICAIN DES ÉNERGIES RENEUVELABLES

Le marché des énergies renouvelables a connu une forte croissance aux États-Unis durant les dix dernières années, en particulier l'énergie solaire et éolienne. Cela s'explique par une volonté politique de réduire les émissions de gaz à effet de serre du pays, de laquelle découlent des objectifs de favoriser l'expansion des énergies propres notamment en facilitant l'émission des permis requis pour développer ces types de projets (Executive Office of the President, 2013). De plus, les énergies renouvelables ont été favorisées par l'arrivée des RPS qui fixent des cibles d'approvisionnement d'électricité à partir d'énergies renouvelables et par le soutien financier accordé en particulier au solaire et à l'éolien, sous forme de crédits de taxes, subventions et autres. Selon Fulton et Capalino (2012), les RPS ont joué un rôle au niveau de la demande en énergies renouvelables et les incitatifs davantage au niveau de l'offre.

Les RPS sont parfois confondus avec les *Clean Energy Standards* (CES), qui proviennent du *Clean Energy Standard Act of 2012*, une loi fédérale qui exige que les fournisseurs d'électricité au détail s'approvisionnent en énergies « propres » qualifiées. Pour 2015, le pourcentage minimal d'approvisionnement en énergies propres est de 24 % (S.2146 § 610(c), 2012 : 8). Les petits fournisseurs d'électricité en sont exemptés^b. L'hydroélectricité y est considérée comme une énergie propre qualifiée pour (traduction libre, S.2146 § 610(b)(1), 2012 : 2 et 3) :

- (A) une installation mise en service après le 31 décembre 1991;
- (B) une installation mise en service après la date de la mise en vigueur de cette loi [1^{er} mars 2012] et qui utilise[...] :
 - ii) une source d'énergie autre que la biomasse, dont l'intensité des émissions annuelles de carbones est l'équivalent de moins de 0.82 tonne métrique de dioxyde de carbone par mégawatt-heures;
- (C) est le résultat d'améliorations de la performance ou d'augmentations de la capacité qualifiées^c.

En général, les états appliquent la politique des CES par l'entremise des RPS. En plus des RPS, les énergies renouvelables sont favorisées par la mise en place de programme à l'échelle fédérale et étatique visant à réduire la dépendance aux énergies fossiles ainsi que l'émission des GES à travers le pays. Pour les projets de petite hydro, les incitatifs financiers ainsi que les politiques visant à faciliter le processus d'émission de permis sont des facteurs tout aussi déterminants que les RPS, tel qu'il sera expliqué plus loin.

4.1 LES NORMES D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIES RENOUVELABLES (RPS)

Les normes d'approvisionnement en énergies renouvelables, appelées les *Renewable Portfolio Standards* (RPS) ou parfois les *Renewable Electricity Standards* (RES) aux États-Unis, constituent une obligation légale ou un objectif volontaire d'atteindre une cible d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables qualifiées. Elles représentent un cadre législatif qui vient appuyer la volonté politique de soutenir les énergies renouvelables. Les RPS se calculent généralement à partir des ventes d'électricité au détail et sont exprimés en pourcentage (certains états fixent des cibles en mégawatts).

On retrouve des RPS obligatoires dans 29 états, en plus du District de Columbia ainsi que Puerto Rico, et 8 états possèdent des RPS volontaires, soit non légalement contraignants (voir figure 4.1). Les RPS varient d'un état à l'autre, sous plusieurs aspects. La structure des RPS est présentée comme suit par DsireTM, une base de données qui regroupe les incitatifs liés aux énergies renouvelables de chaque état :

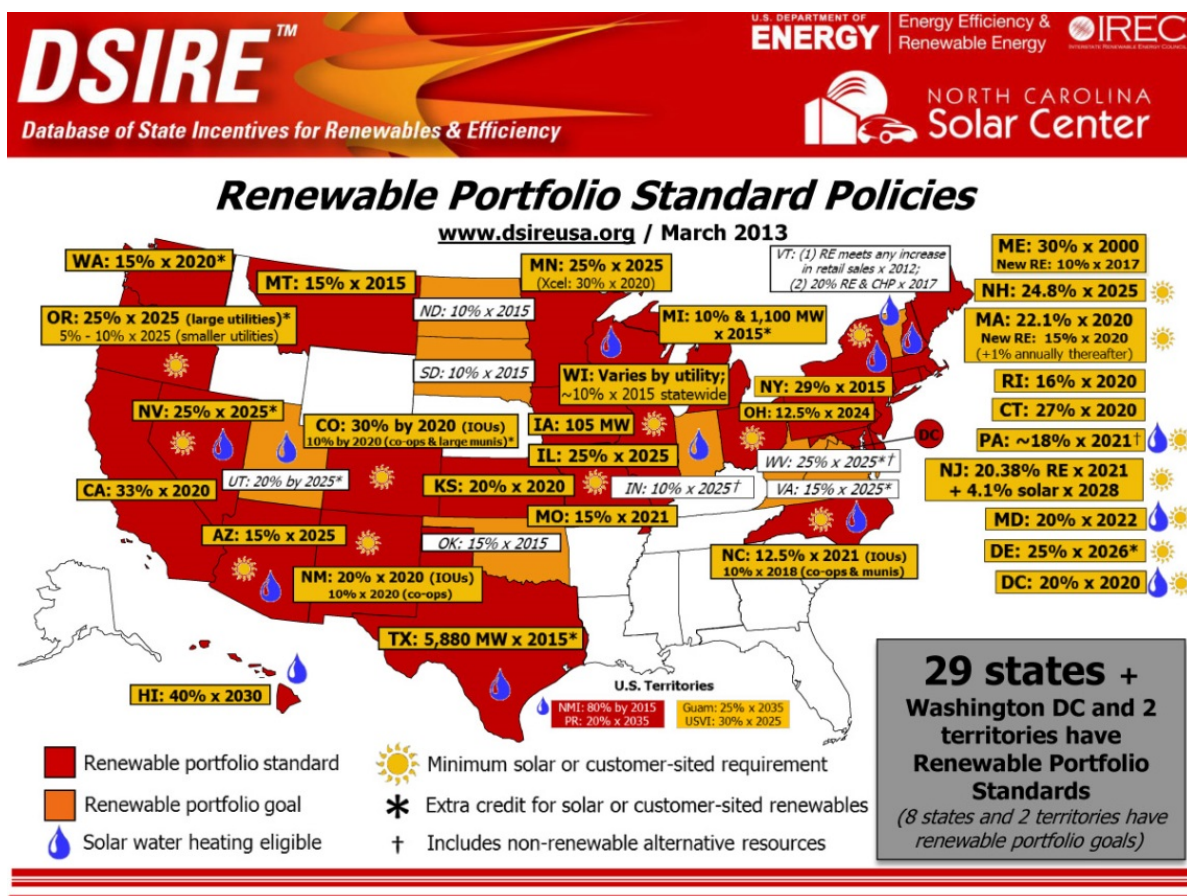
- type d'entité soumise aux RPS (appelé *type*) classées sous primaire, secondaire, tertiaire;
- classe de ressources (appelées *tier*), qui précise les normes selon le type de ressources.

Les modalités des normes RPS seront analysées plus en profondeur pour les états qui démontrent du potentiel selon la grille d'analyse établie.

^b Les fournisseurs d'électricité au détail ayant des ventes de moins de 2 000 000 MWh en 2015. Ce seuil est réduit chaque année, jusqu'à 1 000 000 MWh en 2025.

^c Pour être qualifiée, l'installation hydroélectrique doit avoir été mise en service en date du ou avant le 31 décembre 1991.

Figure 4.1 - Cartographie des Renewable Portfolio Standards



Source : Dsire™, North Carolina State University, 2013-2014, http://www.dsireusa.org/documents/summarymaps/RPS_map.pdf

4.2 LES PRÉVISIONS DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Selon les prévisions du United States Energy Information Administration (US EIA, 2014b), le marché des énergies renouvelables va croître de 52 % de 2012 à 2040; la croissance proviendra majoritairement du solaire et l'éolien, la croissance pour les nouveaux projets hydro conventionnels^d est faible en comparaison avec les autres sources d'énergies renouvelables, en particulier après 2017 (figure 4.2 et données de format Excel s'y référant). Nous pourrions expliquer cette situation par : une volonté politique de diversifier le portefeuille énergétique (le gouvernement américain

^d Selon la définition du EIA, une centrale hydroélectrique conventionnelle sous-entend que « toute la production d'énergie s'effectue à partir d'un cours d'eau naturel régularisé par un système d'entreposage. » (traduction libre, récupéré de <http://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=C>).

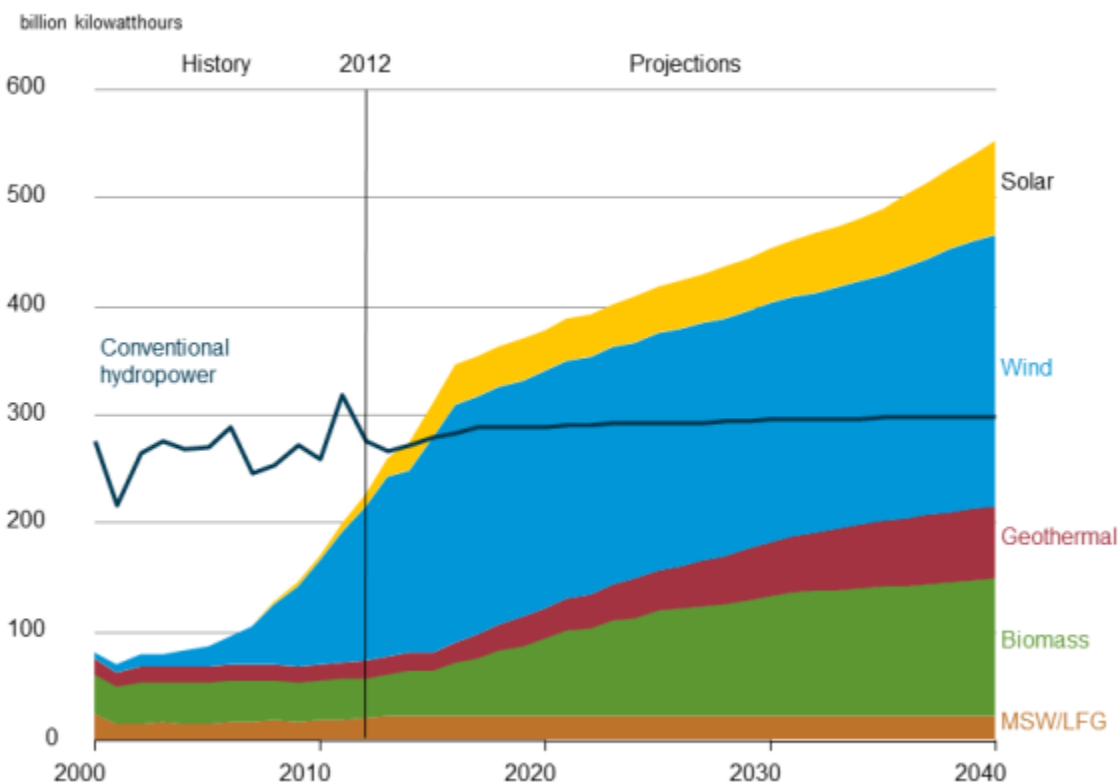
utilise le terme « *all-of-the-above-strategy* », la disponibilité des ressources solaires et éoliennes (voir Annexe B et C) et le fait qu'elles bénéficient à la fois d'une plus grande acceptabilité sociale en comparaison avec l'hydro conventionnelle ainsi que de certains incitatifs auxquels l'hydro n'a pas toujours accès. De plus, le cadre législatif de l'hydroélectricité étant plus mature, la ressource a été, selon certains, pénalisée notamment par un processus d'émission de permis qui peut s'avérer long et complexe (cet aspect est expliqué au chapitre 6).

En 2012, la capacité de production des panneaux solaires photovoltaïques a augmenté de 83 %, puis de 28 % pour l'éolien (US EIA, 2014b). L'éolien connaît aussi une forte croissance à l'échelle mondiale (REN21, 2014). La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables des États-Unis représentait 12,4 % de la production totale d'électricité en 2012, dont 6,8 % provenant de l'hydro (US Department of Energy, 2012 : 10), la principale source d'énergie renouvelable utilisée pour la production d'électricité aux États-Unis. La production à partir de l'énergie éolienne devrait surpasser l'hydro à partir de 2036 (US EIA, 2014b). Le National Renewable Energy Laboratory (NREL) soutient qu'en 2050 :

la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, selon les technologies [...] offertes aujourd'hui et en [supposant] un réseau d'électricité plus flexible, est apte à fournir 80 % de l'approvisionnement en électricité aux États-Unis, tout en répondant à la demande horaire en électricité et ce, pour toutes les régions [du pays] (traduction libre, NREL 2012 : iii).

Figure 4.2 - Capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, par type de ressources, tous les secteurs

Figure MT-37. Renewable electricity generation by type, all sectors, in the Reference case, 2000-40



Source : US Energy Information Administration (2014), "Annual Energy Outlook 2014, Market Trends : Electricity Demand" http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_electric.cfm (et données numériques précises disponibles sous format Excel)

Sous un angle économique, il est pertinent de s'intéresser aux prévisions de coûts ou de rentabilité future selon différents types d'énergies renouvelables. À cet égard, le EIA utilise deux principaux outils : le coût d'électricité normalisé (traduction libre de « *levelized cost of electricity* » ou LCOE) et le coût évité d'électricité normalisé (traduction libre de « *levelized avoided cost of electricity* » ou LACE). Le LCOE représente le revenu requis pour rentabiliser l'investissement de production d'électricité à partir d'une source d'énergie donnée. Le LCOE inclut les coûts de financement, les coûts fixes, les coûts variables et les coûts reliés à la transmission d'électricité. Le LACE représente le revenu disponible pour la production d'électricité à partir d'une source d'énergie donnée, soit la valeur réelle de l'utilisation d'un MWh de cette source d'énergie en fonction des cycles de production. Le LACE permet d'établir s'il est économiquement avantageux de produire de la capacité supplémentaire à partir d'une source d'énergie donnée. Pour les besoins de ce rapport, résumons ici que l'approche plus connue du LCOE utilise une méthode de revenus requis globaux moyens sur une durée de vie classique alors que le LACE utilise une approche selon les revenus réellement disponibles en fonction des capacités de production variables, soit l'exploitation d'un gisement d'énergie primaire plus ou moins stable en temps réel et ce, sur des marchés plus ou moins déréglementés de la production d'électricité.

Si l'on observe le LCOE estimé par le EIA selon différents types de ressources pour des installations qui seront opérationnelles en 2019 (tableau 4.1), seul l'éolien (à l'intérieur des côtes ou *on-shore*) sera moins coûteux que l'hydro conventionnelle (rappel : l'hydro conventionnelle exclut les systèmes au fil de l'eau). Il faut toutefois tenir compte des variables utilisées dans le calcul (période de recouvrement des coûts de 30 ans, facteur d'utilisation élevé, etc.) et des mises en garde sur les variations possibles (par exemple au niveau régional), sans compter que les coûts d'un projet peuvent être très spécifiques aux caractéristiques d'un site. Ainsi, selon le EIA (2014c), l'utilisation du LACE combiné au LCOE est une méthode plus adéquate pour comparer la compétitivité économique de différentes technologies, en particulier lorsqu'il est question de sources d'énergies intermittentes. Lorsque le LACE est plus élevé que le LCOE pour une technologie à un endroit et un moment précis (par exemple, la production d'électricité à partir d'énergie éolienne dans une région et lors d'une période spécifiques), il est économiquement avantageux de produire de l'énergie supplémentaire à partir de cette technologie. Si l'on observe la variation entre le LACE et du LCOE (tableau 4.2), bien que toutes les sources d'énergies renouvelables (qui ne peuvent pas être acheminées à n'importe quel moment) aient un rendement net négatif, l'éolien (à l'intérieur de côtes) et l'hydro conventionnelle demeurent les technologies plus « rentables » en comparaison avec l'éolien (à l'extérieur des côtes) et le solaire. À plus long terme (2040), l'écart entre le LACE et le LCOE s'amenuise, reflétant « des coûts d'énergies plus élevés et une valeur plus élevée accordée à la production d'énergie supplémentaire » (traduction libre, EIA, 2014c).

La comparaison des coûts d'électricité à partir de différents types d'énergies renouvelables est toutefois complexe : selon le International Renewable Energy Agency (IRENA, 2012), les méthodes de calculs varient et les facteurs considérés également. Dans sa série de cahiers d'analyses des coûts reliés aux énergies renouvelables (IRENA, 2012), l'IRENA recommande de tenir compte de trois principaux éléments : les coûts d'équipements, les coûts totaux du projet (incluant les coûts d'investissements) et le LCOE. Toutes catégories d'énergies confondues, l'énergie qui continuera de progresser et de dominer le marché de l'électricité aux États-Unis selon les prévisions du EIA d'ici 2040 est le gaz naturel, qui représente 73 % de la production supplémentaire d'électricité de 2013 à 2040 (EIA, 2014b). Cette ressource représente une menace pour le marché des énergies renouvelables en raison de son coût peu élevé, mais elle s'avère utile comme source d'énergie fossile transitoire en contribuant à la réduction des polluants lorsqu'elle remplace le charbon, le pétrole ou l'essence (EIA, 2014a).

De façon globale, il est difficile d'établir une prévision du marché des énergies renouvelables au-delà de 2025. La majorité des programmes RPS sera échue, de nombreux changements peuvent survenir au niveau politique (élection d'un nouveau gouvernement, modification des politiques énergétiques), économique (augmentation du prix du gaz naturel par exemple), social (acceptabilité envers certains types de projets), technologique (possibilité de stockage de l'énergie éolienne ou solaire, captage de CO₂), écologique (taxe sur le carbone à grande échelle), et législatif (assouplissement ou durcissement des normes pour le charbon, processus d'émission de permis plus lourd pour certaines technologies). Tous ces facteurs peuvent influencer le marché futur de l'énergie et des ressources renouvelables.

Tableau 4.1 - Coût d'électricité normalisé estimé (LCOE) pour ressources de nouvelle génération, 2019

Table 1. Estimated levelized cost of electricity (LCOE) for new generation resources, 2019

U.S. Average LCOE (2012 \$/MWh) for Plants Entering Service in 2019								
Plant Type	Capacity Factor (%)	Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System LCOE	Subsidy ¹	Total LCOE including Subsidy
Dispatchable Technologies								
Conventional Coal	85	60.0	4.2	30.3	1.2	95.6		
Integrated Coal-Gasification Combined Cycle (IGCC)	85	76.1	6.9	31.7	1.2	115.9		
IGCC with CCS	85	97.8	9.8	38.6	1.2	147.4		
Natural Gas-fired								
Conventional combined Cycle	87	14.3	1.7	49.1	1.2	66.3		
Advanced Combined Cycle	87	15.7	2.0	45.5	1.2	64.4		
Advanced CC with CCS	87	30.3	4.2	55.6	1.2	91.3		
Conventional Combustion Turbine								
Conventional Combustion Turbine	30	40.2	2.8	82.0	3.4	128.4		
Advanced Combustion Turbine	30	27.3	2.7	70.3	3.4	103.8		
Advanced Nuclear	90	71.4	11.8	11.8	1.1	96.1	-10.0	86.1
Geothermal	92	34.2	12.2	0.0	1.4	47.9	-3.4	44.5
Biomass	83	47.4	14.5	39.5	1.2	102.6		
Non-Dispatchable Technologies								
Wind	35	64.1	13.0	0.0	3.2	80.3		
Wind – Offshore	37	175.4	22.8	0.0	5.8	204.1		
Solar PV ²	25	114.5	11.4	0.0	4.1	130.0	-11.5	118.6
Solar Thermal	20	195.0	42.1	0.0	6.0	243.1	-19.5	223.6
Hydroelectric ³	53	72.0	4.1	6.4	2.0	84.5		

¹The subsidy component is based on targeted tax credits such as the production or investment tax credit available for some technologies. It only reflects subsidies available in 2019, which include a permanent 10% investment tax credit for geothermal and solar technologies, and the \$18.0/MWh production tax credit for up to 6 GW of advanced nuclear plants, based on the Energy Policy Acts of 1992 and 2005. EIA models tax credit expiration as in current laws and regulations: new solar thermal and PV plants are eligible to receive a 30% investment tax credit on capital expenditures if placed in service before the end of 2016, and 10% thereafter. New wind, geothermal, biomass, hydroelectric, and landfill gas plants are eligible to receive either: (1) a \$21.5/MWh (\$10.7/MWh for technologies other than wind, geothermal and closed-loop biomass) inflation-adjusted production tax credit over the plant's first ten years of service or (2) a 30% investment tax credit, if they are under construction before the end of 2013.

² Costs are expressed in terms of net AC power available to the grid for the installed capacity.

³ As modeled, hydroelectric is assumed to have seasonal storage so that it can be dispatched within a season, but overall operation is limited by resources available by site and season.

Source: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2014 Early Release, December 2013, DOE/EIA-0383ER(2014).

Source : US Energy Information Administration, "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014", avril 2014, http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/appendix_tbls.pdf

Tableau 4.2 - Différence entre le coût d'électricité normalisé (LCOE) et le coût évité d'électricité normalisé (LACE), 2019 et 2040

Table 4: Difference between levelized avoided costs of electricity (LACE) and levelized costs of electricity (LCOE), 2019 and 2040

Plant Type	Comparison of LACE - LCOE (2012 \$/MWh)			
	Average LCOE	Average LACE	Average Difference	Range of Differences
2019				
Dispatchable Technologies				
Conventional Coal	95.6	62.2	-33.5	-48.9 -25.1
IGCC	115.9	62.2	-53.7	-66.1 -43.9
IGCC with CCS	147.4	62.0	-85.4	-104.7 -74.8
Natural Gas-fired				
Conventional Combined Cycle	66.3	62.9	-3.4	-13.7 0.0
Advanced Combined Cycle	64.4	62.9	-1.5	-11.2 0.8
Advanced CC with CCS	91.3	62.9	-28.4	-34.6 -23.7
Advanced Nuclear	86.1	61.7	-24.4	-33.0 -13.0
Geothermal	44.5	60.9	16.4	15.2 18.1
Biomass	102.6	63.3	-39.3	-57.2 -28.5
Non-Dispatchable Technologies				
Wind	80.3	55.7	-24.5	-37.6 -6.3
Wind – Offshore	204.1	62.3	-141.8	-210.1 -107.1
Solar PV	118.6	73.4	-45.2	-96.5 -21.2
Solar Thermal	223.6	73.3	-150.3	-279.3 -83.4
Hydro	84.5	59.9	-24.6	-54.7 -1.0
2040				
Dispatchable Technologies				
Conventional Coal	87.0	76.4	-10.7	-26.3 -5.3
IGCC	99.7	76.4	-23.3	-34.3 -18.2
IGCC with CCS	121.2	77.0	-44.3	-51.8 -38.8
Natural Gas-fired				
Conventional Combined Cycle	81.2	77.7	-3.5	-7.7 -0.4
Advanced Combined Cycle	77.8	77.7	-0.1	-3.9 2.0
Advanced CC with CCS	103.0	77.7	-25.3	-30.0 -15.5
Advanced Nuclear	83.0	76.1	-6.8	-10.1 -0.2
Geothermal	63.5	78.7	47.0	0.5 75.2
Biomass	97.0	78.0	-19.0	-38.4 -9.4
Non-Dispatchable Technologies				
Wind	73.1	70.8	-2.3	-11.8 13.0
Wind – Offshore	170.3	77.4	-92.9	-150.7 -59.3
Solar PV	101.3	89.4	-11.9	-58.4 10.6
Solar Thermal	188.7	96.5	-92.2	-205.1 -36.0
Hydro	84.6	75.3	-9.3	-27.8 11.0

Source : US Energy Information Administration, "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014", avril 2014, http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

5. LE MARCHÉ AMÉRICAIN DE L'ÉLECTRICITÉ

Le marché américain de la production d'électricité à l'aide d'énergies renouvelables, décrit brièvement au chapitre 4, s'inscrit dans le marché plus global de la production d'électricité. Bien que le présent rapport ne requière pas d'analyse exhaustive du marché américain de l'électricité, quelques éléments méritent d'être expliqués pour assurer une compréhension des acteurs dans un marché peu homogène, où l'on retrouve de grandes variations entre les états. Selon les données du Regulatory Assistance Project (RAP) de 2011, le marché de l'électricité aux États-Unis se compose d'environ 3 000 fournisseurs de service d'électricité (incluant le secteur public, privé et coopératif), plus de 1 000 producteurs d'électricité indépendants, appelés Independent Power Producers (IPP), et des milliers de firmes ou d'entités réglementaires oeuvrant dans le domaine de l'ingénierie, de l'économie, de l'environnement, de l'occupation du territoire. La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) gère la majorité des lois fédérales qui entourent le marché de l'énergie. La structure du marché américain de l'électricité peut grossièrement se diviser en quatre catégories : production, transmission, distribution, commercialisation.

Une bonne partie de l'approvisionnement en électricité est encore sous la responsabilité des services publics, à propriété privée ou publique, de regroupements de services publics, puis d'agences fédérales (telles Bonneville Power Administration) ou de fournisseurs indépendants. Les services publics (incluant la distribution d'électricité), tels que définis par le EIA, sont responsables de fournir le service public d'électricité à la population américaine. Toutefois, selon le RAP (2011), les « fournisseurs indépendants qui ne sont pas [associés directement ou indirectement à] des services publics d'électricité représentent un secteur en croissance ».

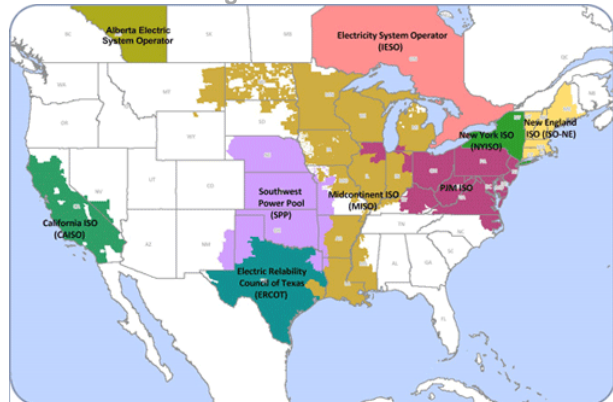
Selon le North American Electric Reliability Corporation (NERC) (2014), le réseau de transmission est réparti entre 3 systèmes d'interconnexions synchronisés (Western Interconnect, Eastern Interconnect, Texas Interconnect), et divisé en 8 entités régionales responsables de la fiabilité du réseau qui sont sous la responsabilité de NERC (figure 5.1). La coordination de l'offre et la demande en électricité (en temps réel) est assumée par les Regional Transmission Organizations (RTO), les Independent System Operators (ISO) ainsi que des régions de contrôle de services publics individuelles (figure 5.2).

Figure 5.1 - Entités régionales



Source : North American Electric Reliability Corporation, *Regional Entities*, 2014, <http://www.nerc.com/AboutNERC/keyplayers/Pages/Regional-Entities.aspx>

Figure 5.2 - RTO/ISO



Source : Federal Energy Regulatory Commission, *Regional Transmission Organizations (RTO)/Independent System Operators (ISO)*, 2014, <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>

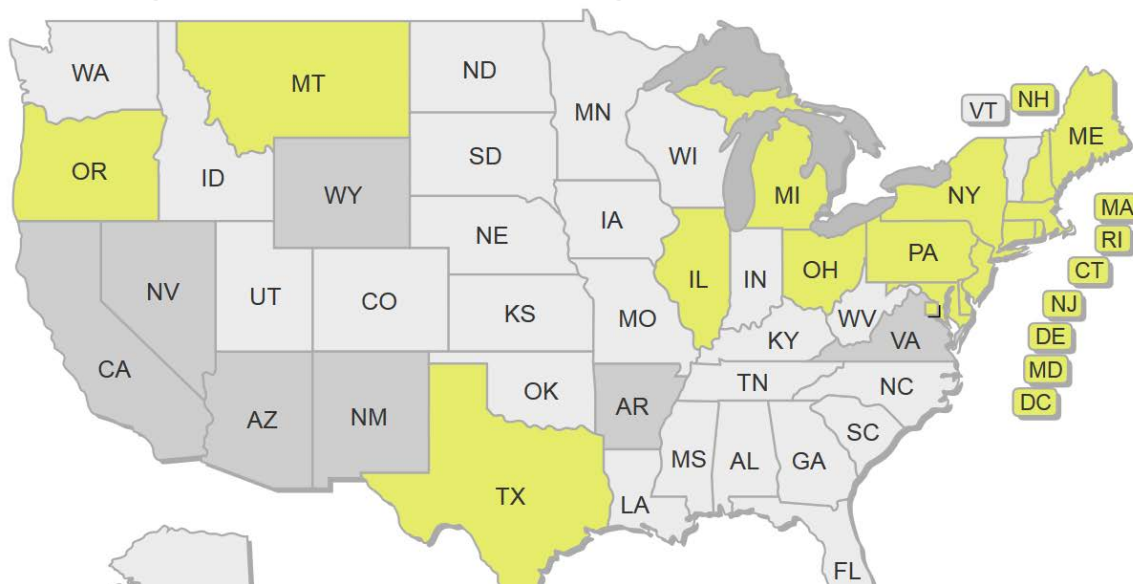
Parmi les entités responsables du service public de distribution d'électricité au consommateur, on retrouve surtout des entreprises privées, appelées les Investor-Owned Utilities (IOUs). Les IOUs desservent environ 75 % de la population américaine (RAP, 2011). Elles sont généralement de grande taille et peuvent détenir un portefeuille d'énergies de sources variées (gaz naturel, électricité, etc.). Dans le secteur public ou semi-public, on retrouve des services publics

municipaux (*municipal utilities* ou *munis*), des districts de services publics municipaux (*public utility districts*), des coopératives électriques (souvent en région rurale, elles peuvent être de propriété privée) et divers types d'entités tels districts d'irrigation, regroupement de communautés autochtones, etc. Ces entités peuvent exercer des activités de production, de transmission ou de distribution d'électricité, ou une combinaison de celles-ci.

Également, on observe, sous l'angle des RPS, une volonté à promouvoir un réseau de distribution plus près du consommateur, auquel on réfère généralement sous les termes *distributed generation* ou *customer-sited generation*. L'idée est de produire l'électricité le plus près possible du site de consommation. Ce modèle d'affaires, qui gagne en popularité (Navigant Consulting, 2014), ne fait pas l'unanimité. Parmi les arguments, on mentionne que le modèle DG peut aider les services publics au niveau de la fiabilité du réseau d'électricité et de la gestion de la demande en période de pointe, mais également entraîner des coûts de gestion du réseau plus élevés (par exemple, la nécessité d'apporter des modifications au réseau), une baisse des revenus pour les services publics et des bénéficiaires qui profitent à priori aux clients propriétaires de ces systèmes (FERC, 2007) (Giambusso, 2014). L'industrie de l'énergie serait innovante dans ce modèle de DG, notamment parce que la technologie actuelle permet de juxtaposer la production à la consommation.

Malgré un ralentissement notable de cette tendance depuis quelques années, certains états ont ouvert leur marché de l'électricité pour fournir de l'électricité. Au moment de rédiger ce rapport, seize états (et le District of Columbia) offraient un marché d'électricité pouvant être qualifié de « déréglementé » (en totalité ou en partie) (Retail Energy Supply Association, 2014) (figure 5.3, identifiés en vert pâle), c'est-à-dire où le consommateur peut en principe choisir son fournisseur d'électricité (qui peut être un détaillant et non un service public), mais dans lequel la facturation est encore souvent assumée, ou facilitée, par l'utilité responsable de la distribution d'électricité. Les marchés déréglementés sont généralement plus compétitifs puisqu'on y retrouve un grand nombre de fournisseurs de tout type dans la chaîne de création de valeur pouvant répondre à différents besoins contractuels. Dans tous les cas, pour fixer certaines composantes des tarifs et conditions aux consommateurs, les états possèdent des organismes responsables de la réglementation qui entoure le service d'électricité, généralement sous la forme de Public Utility Commission (PUC) pour les entités privées. Les munis et coop ont des structures différentes : il est possible que le PUC ait autorité sur ces dernières, mais cela n'est généralement pas le cas (RAP, 2012).

Figure 5.3 - Cartographie des marchés de l'électricité déréglementés aux États-Unis



Source : Electricity Local, 2014, <http://www.electricitylocal.com/resources/deregulation/>

6. LE MARCHÉ AMÉRICAIN DE L'HYDROÉLECTRICITÉ

L'industrie de l'hydroélectricité, en particulier les grands barrages, peut être considérée comme un marché mature : la technologie de base existe depuis plus d'une centaine d'années et peu de grands barrages ont été construits aux États-Unis depuis 1980. Comme précisé précédemment, selon les prévisions du EIA, la production d'énergies renouvelables à partir d'hydroélectricité conventionnelle ne devrait pas connaître une grande croissance durant les prochaines décennies. L'Annexe A présente la cartographie de toutes les installations hydroélectriques aux États-Unis de plus de 1 MW (catégorisées selon leur capacité et leur propriété, tout en identifiant les installations de type pompinage-turbinage).

De 2008 à 2012, les investissements fédéraux relativement aux projets hydro se sont situés surtout au niveau d'amélioration quant à la capacité et l'efficacité des installations existantes et principalement dans la région du pacifique ouest (DOE, 2013). La Caroline du Nord est toutefois l'état ayant reçu le plus d'investissements en hydro de la part du fédéral durant cette période. Dans son plan stratégique de 2014-2018, le DOE confirme sa volonté à soutenir la recherche et le développement de « technologies hydro durables qui continuent de fournir une énergie propre, fiable, [...] à faible coût et qui permettent une flexibilité en matière d'entreposage et de répartition de l'énergie » (traduction libre, DOE, 2014).

Selon une étude du Electric Power Research Institute (2013), l'hydroélectricité joue un rôle important dans sa contribution en matière d'énergie, de capacité et de services auxiliaires au réseau d'électricité, mais le développement de nouveaux projets a été limité en raison de l'instabilité du marché des énergies, du manque d'incitatifs financiers et des coûts élevés de construction et d'obtention de permis.

Pourtant, l'hydroélectricité conventionnelle offre une flexibilité en étant apte à répondre à la demande d'électricité de base, à la demande dans les périodes de pointe, ou les deux. L'une des stratégies étudiées par l'industrie de la petite hydro consiste à travailler de concert avec les développeurs éoliens pour offrir une solution énergétique équilibrée (qui répond aux besoins de base et aux périodes de pointe, tout en étant moins dépendante aux facteurs climatiques) (Oak Ridge National Laboratory *et al.*, 2010).

6.1 ENVIRONNEMENT LÉGAL

Les principales lois qui entourent l'émission des permis pour les installations hydroélectriques aux États-Unis sont (Hydropower Reform Coalition, 2014) :

- *Federal Power Act (FPA)*
- *National Environmental Policy Act (NEPA)*
- *Endangered Species Act (ESA)*
- *Clean Water Act (CWA)*
- *Coastal Zone Management Act (CZMA)*
- *Rivers and Harbors Act*
- *Wild and Scenic Rivers Act (WSRA)*
- *Hydropower Regulatory Efficiency Act of 2013* (une loi très récente)

Plus spécifiquement, le *Bureau of Reclamation Small Conduit Hydropower Development and Rural Jobs Act*, conclu en 2013, facilite le développement de projets hydro à partir de conduits.

Les lois suivantes peuvent également influencer les projets hydroélectriques (liste non exhaustive) :

- *American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (ARRA)*
- *Energy Policy Act of 2005*
- *Electric Consumers Protection Act (ECPA) of 1986*
- *Flood Control Act*

- *Water Resource Planning Act*
- *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 (PURPA)*
- *Public Utility Company Holding Act (PUCHA)*
- *Pacific Northwest Electric Power Planning and Conservation Act*

Aux États-Unis, l'hydro est la seule énergie renouvelable nécessitant l'émission d'un permis du fédéral pour opérer ce qui peut être considéré comme un désavantage. Plusieurs restrictions s'appliquent pour de nouvelles installations, surtout au niveau de la protection des poissons et de la vie aquatique, des rives et de la qualité de l'eau. En vertu du *Federal Power Act*, c'est le FERC qui est responsable des réglementations qui entourent les ressources hydroélectriques qui n'appartiennent pas au fédéral.

Actuellement, il y a trois types d'autorisations qui sont émis par FERC : 1) les exemptions liées aux projets à partir de conduits, 2) les exemptions pour les projets de 10 MW et moins, 3) les licences. Avant 2010, les projets de petite hydro nécessitaient les mêmes approbations que pour les installations de grande capacité. Lors du Small Hydro Summit de 2010, les principaux acteurs de la petite hydro se sont réunis afin d'émettre des recommandations visant à développer le potentiel de la petite hydro d'ici 2030. Parmi les principales barrières au développement, les participants ont établi le processus d'approbation long, complexe et coûteux, ainsi que les frais liés à la conformité aux réglementations pouvant représenter jusqu'à 30 % des coûts du projet (Oak Ridge National Laboratory, the National Hydropower Association et the Hydropower Research Foundation, 2010).

La législation a été modifiée en 2010 afin de faciliter et de raccourcir les délais qui entourent le processus d'émission de permis pour l'installation de centrales hydroélectriques de moins de 5 MW (ou 5 000 kW) (National Institute of Building Science, 2014), considérés comme des « petits projets hydroélectriques ». En 2013, le *Hydropower Regulatory Efficiency Act of 2013* a apporté les changements suivants (FERC, 2014, traduction libre récupérée de <http://www.ferc.gov/industries/hydropower/indus-act/efficiency-act.asp>) :

- (1) exemptions des licences requises en vertu du *Federal Power Act* de certaines installations hydroélectriques à partir de conduits;
- (2) amendements à la section 405 du *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978* afin de définir les « petits projets hydroélectriques » comme ayant une capacité d'opération qui n'excède pas 10 000 kilowatts;
- (3) autoriser la Commission à prolonger le terme des permis préliminaires une fois, pour un maximum de 2 années supplémentaires au-delà des 3 années précédemment autorisées en vertu de la Section 5 du FPA;
- (4) ordonne la Commission d'examiner la faisabilité d'instaurer un processus d'émission de licence de 2 ans pour le développement de projets d'énergie hydro sur des barrages non exploités et des projets de pompinage-turbinage à circuit fermé (*closed-loop*).

Les projets qui peuvent être exemptés des licences requises par FERC sont (FERC, 2014, traduction libre, récupérée de <https://www.ferc.gov/industries/hydropower/gen-info/licensing/exemptions.asp>) :

1. Les petits projets hydroélectriques de 10 MW ou moins, qui seront construits à partir d'un réservoir existant ou les projets qui utilisent une élévation de l'eau « naturelle » ou un projet existant ayant une capacité de 10 MW ou moins visant à accroître la capacité;
2. Les exemptions relatives aux conduits, qui seraient émises pour construire un projet hydroélectrique sur un conduit existant (par exemple, un canal d'irrigation). [Elles] sont autorisées pour une capacité de production de 40 MW ou moins. Le conduit doit avoir été construit principalement pour des fins autres que la production d'énergie.

On dénote ainsi une évolution au niveau politique afin d'être plus souple à l'égard des projets de **petite** hydro depuis 2010. Une licence émise par FERC est généralement valide pour une période de 30 à 50 ans (Stori, 2013).

Quatre états requièrent que l'installation soit certifiée par le Low Impact Hydropower Institute (LIHI) pour être éligible aux RPS (Stori, 2013). Selon le Connecticut Small Power Producers Association (2013), cette certification alourdit à la fois le processus et les coûts associés au projet.

6.2 ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE ET POLITIQUE

En plus d'incitatifs financiers présents dans certains états, l'hydro bénéficiait des incitatifs financiers suivants à l'échelle fédérale en date de 2013 (Dsire™ Database, North Carolina State University, 2013-2014b) :

Incitatif	Détails
<i>Renewable electricity production tax credit (PTC)</i>	1,1 cent/kWh pendant 10 ans (5 ans pour projet à partir de canaux d'irrigation)
<i>High energy cost grand program</i>	20 000 \$ à 3 000 000 \$ Projets situés dans la communauté dont les coûts d'énergie dépassent la moyenne nationale d'au moins 275 %. La dernière période de soumission des demandes a eu lieu en septembre 2013.
<i>Rural Energy for America Program (REAP) - Subventions</i>	Subvention 1 500 \$ à 500 000 \$, pour un maximum de 25 % du coût du projet Programme destiné aux petits producteurs et commerces ruraux. La dernière période de soumission des demandes a eu lieu en mai 2013.
<i>Rural Energy for America Program (REAP) - Prêts</i>	Prêt de 5 000 \$ à 25 000 000 \$, pour un maximum de 75 % du coût du projet (plusieurs modalités s'appliquent) Programme destiné aux petits producteurs et commerces ruraux. Le programme était toujours valide en date de juin 2014.
<i>Tribal Energy Program Grant (US DOE, 2014b)</i>	Subventions pour total de 9 000 000 \$ en 2014. Aucune information disponible pour 2015. Programme destiné à des communautés autochtones pour des projets d'énergies renouvelables.

À l'exception du PTC, on ne peut confirmer quels incitatifs seront offerts en 2015.

Autres incitatifs fédéraux qui sont échus

Les incitatifs suivants ne sont plus offerts, mais il n'est pas impossible qu'ils soient offerts de nouveau dans les années à venir, ce qui pourrait influencer le marché de l'hydroélectricité.

Advanced energy manufacturing tax credit (US DEO, 2013b) : crédit de taxe de 30 % pour des installations d'énergies « propres » dans les usines de fabrication. Il y a eu deux phases avec un grand nombre de projets soumis, incluant des projets hydro à l'échelle locale (distributed, utility-scale).

Clean Renewable Energy Bonds (CREB) : offerts au secteur public afin de financer des projets d'énergies renouvelables, les CREB sont échus depuis 2010 et ne sont plus offerts à l'heure actuelle.

Business Investment Tax Credit (ITC) (Dsire™ Database, North Carolina State University, 2013-2014b) : crédit de taxe de 10 % des dépenses pour des microturbines (projets de moins de 2 MW, turbines utilisées uniquement à des fins de production d'électricité, avec un facteur d'utilisation de 26 % ou plus). Les projets devaient commencer avant le 31 décembre 2013. Le crédit était limité à 200 \$ par kW de capacité. Le ITC ne pouvait être combiné au PTC, on devait choisir entre les deux incitatifs.

Autres programmes ou politiques du marché des énergies renouvelables

Green Power Partnership

En lien avec le *Climate Action Plan*, qui fixe un objectif de réduction de gaz à effet de serre de 17 % sous les niveaux de 2020, le US Environmental Protection Agency (EPA) a créé le *Green Power Partnership* (EPA, 2013), un programme volontaire qui fixe un objectif minimal d'approvisionnements en énergies renouvelables pour ses membres partenaires en fonction de leur consommation d'électricité. Les pourcentages varient de 3 % à 100 %. Le programme regroupe des membres de plusieurs secteurs : commercial, gouvernemental, universitaire, etc. Parmi ceux qui s'approvisionnent le plus en énergies renouvelables incluant de la petite hydro, on retrouve : Intel, Apple, US Department of Energy (DOE), Best Buy, Safeway, REI (EPA, 2014).

Normes d'interconnexion pour les petits producteurs

Ce sont des normes d'interconnexion destinées spécifiquement aux systèmes de production décentralisée (*distributed generation*) de 20 MW ou moins, pour les projets sous l'autorité du FERC.

Facturation nette (*net metering*)

La facturation nette est offerte dans 43 états (Dsire™ Database, North Carolina State University, 2013-2014c). Dans la majorité des cas, c'est une politique nationale et les entités ont l'obligation de l'offrir selon différentes modalités. Elle s'adresse surtout aux clients qui produisent eux-mêmes leur électricité à partir d'installations situées à même l'emplacement du client. Cette politique peut être avantageuse pour les projets de petite hydro, en particulier lorsque la limite de capacité est plus élevée et que la production d'électricité générée en surplus peut être remboursée à un tarif intéressant.

Coûts des petites centrales hydroélectriques

Nous présentons ici le tableau de coûts de International Renewable Energy Agency (IRENA, 2012) qui estime le coût de production d'énergie hydroélectrique du point de vue d'un investisseur privé. Il tient compte des différentes études réalisées dans les dernières années sur les coûts des projets hydroélectriques à travers le monde ainsi que du coût normalisé de l'électricité (tableau 6.1).

Tableau 6.1 - Coûts d'installations typiques et coûts normalisés d'électricité (LCOE) de projets hydro

	Coûts d'installation (USD/kWh)	Frais d'exploitation et d'entretien (%/année)	Facteur d'utilisation (%)	Coût normalisé d'électricité* (2010 USD/kWh)
Grande hydro (100 MW et plus)	1 050 – 7 650	2 – 2.5	25 à 90	0.02 – 0.19
Petite hydro (1 MW – 20 MW)	1 300 – 8 000	1 – 4	20 à 95	0.02 – 0.27
Remise à neuf/Amélioration	500 – 1 000	1 - 6		0.01 – 0.05

*Coût normalisé d'électricité basé sur un coût du capital de 10 %

Source : Tableau traduit du INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2012), "*Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*", vol. 1, numéro 3 de 5, production hydro, juin.

Les coûts d'infrastructures des projets de petite hydro représentent une part élevée des coûts, typiquement 60 % selon une analyse à partir de l'outil *RETScreen* du Ministère des Ressources naturelles du Canada (2001-2004), et varient selon plusieurs facteurs spécifiques au site à développer. Selon IRENA (2012), les installations ayant une plus grande élévation et une capacité accrue tendent à avoir des coûts d'investissements par kWh moins élevés. Toujours selon cet organisme, au-delà d'une élévation de 25 mètres, les économies d'échelles sont modestes. Les coûts d'entretien d'une centrale varient selon plusieurs éléments tels le type et le nombre de turbines installés, l'âge de l'équipement. La durée de vie d'une centrale est élevée : de 25 à près de 50 ans, parfois davantage. Il faut prévoir un minimum de 2 à 5 ans de temps de développement avant que la centrale soit mise en chantier et qu'elle soit opérationnelle (beaucoup plus pour les grandes centrales), notamment en raison du processus d'émission de permis.

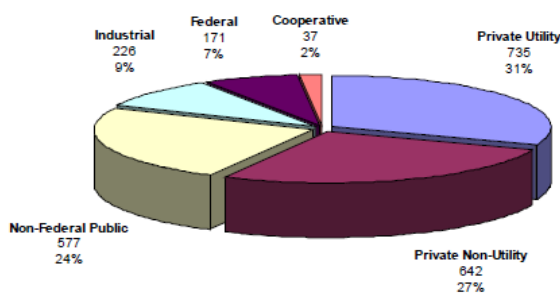
Propriété des installations hydroélectriques

Les informations détaillées les plus récentes et disponibles aux fins de ce rapport proviennent d'une étude réalisée par le Idaho National Laboratory (INL) de 2006. Selon le INL, FERC regroupe les installations hydroélectriques sous les catégories (appelées *classes*) suivantes :

- Entités municipales et autres entités publiques non fédérales
- Utilités privées
- Entités privées de type non-utilité (par exemple des courtiers, des détaillants qui ne sont pas responsable du service public d'électricité)
- Industries
- Entités fédérales
- Coopératives

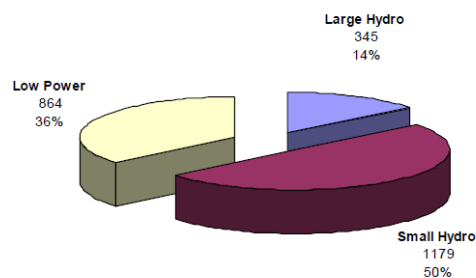
Selon cette classification, le propriétaire d'une centrale peut se retrouver dans une ou plusieurs catégories, par exemple une entité privée de type non-utilité (qui n'est pas un service public) ainsi qu'une industrie. À partir du nombre total d'installations hydroélectriques, le INL a identifié que près de 70% des installations hydroélectriques appartiennent à des entités privées, dont 31 % des utilités (ou service public) et 27 % des « non-utilités » (figure 7.1). Par contre, toujours selon cette étude, le secteur public détient 73% de la capacité de production, dont 51% provient d'entités fédérales, qui possèdent souvent de grandes installations hydro (Hall et Reeves, 2006). Les installations de **petite hydro** (1 MW à 30 MW) et celles de **micro hydro** (moins de 1 MW) représentent la majeure partie des installations hydroélectriques aux États-Unis (figure 7.2). La propriété des installations de petite hydro spécifiquement peut grandement varier d'un état à l'autre; à l'échelle nationale, la majorité des installations de petite hydro appartiennent à des utilités privées et des entités publiques non fédérales. Les installations de micro hydro appartiennent majoritairement à des entités privées de type non-utilité puis à des entités publiques non fédérales. En résumé, 60 % des propriétaires d'installations hydroélectriques sont des entités privées non responsables du service public d'électricité, mais elles représentent seulement 4 % de la production hydroélectrique du pays.

Figure 6.1- Propriété des installations hydroélectriques



Total Number of Plants: 2,388

Figure 6.2 - Types d'installations hydroélectriques



Total Number of Plants 2,388

Source : Douglas G. Hall, Kelly S. Reeves (2006). "A Study of United States Hydroelectric Plant Ownership", <http://www1.eere.energy.gov/water/pdfs/doewater-11519.pdf>

6.3 ENVIRONNEMENT TECHNOLOGIQUE

Les petites installations hydroélectriques possèdent une capacité de moins de 30 MW et sont généralement classifiées comme suit (en vertu des définitions du EIA) :

- installation conventionnelle (avec retenue d'eau permettant un stockage)
- installation au fil de l'eau (avec peu ou pas de retenue d'eau)

Des technologies plus nouvelles sont apparues au fil des ans telles l'hydroélectricité à partir de conduits d'eau (conduit hydro), l'énergie marémotrice (hydrokinetic), le pompinage -turbinage (pumped-storage) mais les analyses du EIA se réfèrent généralement à l'hydro conventionnelle, soit les systèmes avec réservoir, qui représentent la majorité de la capacité de production d'hydroélectricité aux États-Unis. La présente étude, qui se concentre sur la petite hydro, inclut les technologies conventionnelles, ainsi que les installations au fil de l'eau et à partir de conduits.

Les installations hydroélectriques de type conventionnel sont économiquement avantageuses pour répondre à la demande d'électricité de base. Les systèmes au fil de l'eau sont plus dépendants des conditions hydrologiques pour assurer un débit suffisant puisqu'ils ne possèdent pas (ou peu) de retenue d'eau. Les systèmes au fil de l'eau possèdent l'avantage de générer de l'électricité à partir d'un débit et d'une hauteur de chute moins élevés que pour les installations de grande hydro et sont plus flexibles en ce sens. De plus, il existe maintenant des turbines avec une conception qui permet de minimiser les risques de blessures lors du passage des poissons à même les turbines, une technologie développée en réponse aux enjeux environnementaux (voir sociaux).

Les principaux bénéfices de la petite hydro se situent au niveau des impacts environnementaux qui peuvent être moindre que ceux des grandes centrales (en particulier les systèmes au fil de l'eau, les projets à partir d'infrastructures déjà en place), la possibilité de fournir de l'électricité plus près du client (par exemple des communautés rurales ou des industries ayant de grands besoins énergétiques) et ce, à un tarif présentement moins élevé que l'énergie solaire, un facteur d'utilisation qui peut être élevé, ainsi qu'une fiabilité à long terme (longue durée de vie des équipements, technologie accessible et connue).

6.4 ENVIRONNEMENT SOCIAL ET ÉCOLOGIQUE

Plusieurs recherches ont été publiées quant à l'évaluation des impacts environnementaux des projets de petite hydro, selon des méthodologies et des contextes divers, et donc des résultats différents. Les impacts environnementaux d'un projet de petite hydro se situent surtout au niveau d'un déséquilibre des espèces aquatiques (plantes et poissons) et de la sédimentation pouvant résulter de la modification du trajet ou du débit du cours d'eau concerné. Les principales émissions de gaz à effets de serre (GES) générées par les systèmes à partir d'eau douce sont les émissions de carbone (CO₂) et de méthane (CH₄) (IPCC, 2011). Selon un rapport du Intergovernmental Panel on Climate Change (Kumar *et al.*, 2011), les petites installations hydro au fil de l'eau ont l'avantage d'émettre moins de CO₂ que les installations avec réservoir.

Les principaux enjeux sociaux se retrouvent dans les projets hydro conventionnels, qui nécessitent la construction de barrages et l'aménagement de réservoirs et requièrent de relocaliser des populations vivant sur les terres qui doivent être utilisées pour les fins du projet. Ces communautés peuvent également être affectées par le déséquilibre de zones qui abritent des espèces animales et végétales résultant du développement du projet hydro. De façon générale, les projets de petite hydro sont plus acceptés socialement (en particulier les systèmes au fil de l'eau) parce que les impacts environnementaux peuvent être moins importants que pour les grandes installations. Les projets à partir d'infrastructures ou de centrales existantes sont généralement considérés comme ayant moins d'impact environnemental et social que les nouveaux projets à partir de cours d'eau non-exploités.

6.5 OPPORTUNITÉS ET MENACES POUR LE MARCHÉ AMÉRICAIN DES PETITES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

Le potentiel de marché pour des projets de petites centrales hydroélectriques peut provenir de différentes sources :

- Cours d'eau non-exploités : sites « vierges » qui ne disposent d'aucune infrastructure. C'est l'option généralement la plus coûteuse (lorsqu'il y a construction de barrage, de routes, de lignes de transmission) et qui peut être plus complexe au niveau environnemental et social (obtention des permis, acceptabilité du projet).
- Réservoirs d'eau non-exploités : réservoirs ou installations avec retenues d'eau qui ne disposent pas d'installation hydroélectrique. Cette option s'avère intéressante à priori puisque certaines infrastructures (barrage, route) sont déjà en place, mais des coûts tels ceux reliés aux infrastructures des lignes de transmission peuvent être élevés.
- Installations hydroélectriques existantes : toutes les infrastructures sont déjà en place, c'est une option qui peut être plus rentable et engendrer des économies pour le client en améliorant la performance. Les possibilités peuvent être une modernisation des équipements en place ou une remise à neuf; divers scénarios sont considérés pour déterminer l'option la plus avantageuse pour le client.
- Conduits d'eau existants : infrastructures telles des canaux ou pipelines qui acheminent l'eau pour des fins de traitement de l'eau, de distribution d'eau potable ou d'irrigation. Ce type de projet peut être intéressant, mais plusieurs facteurs doivent être considérés.

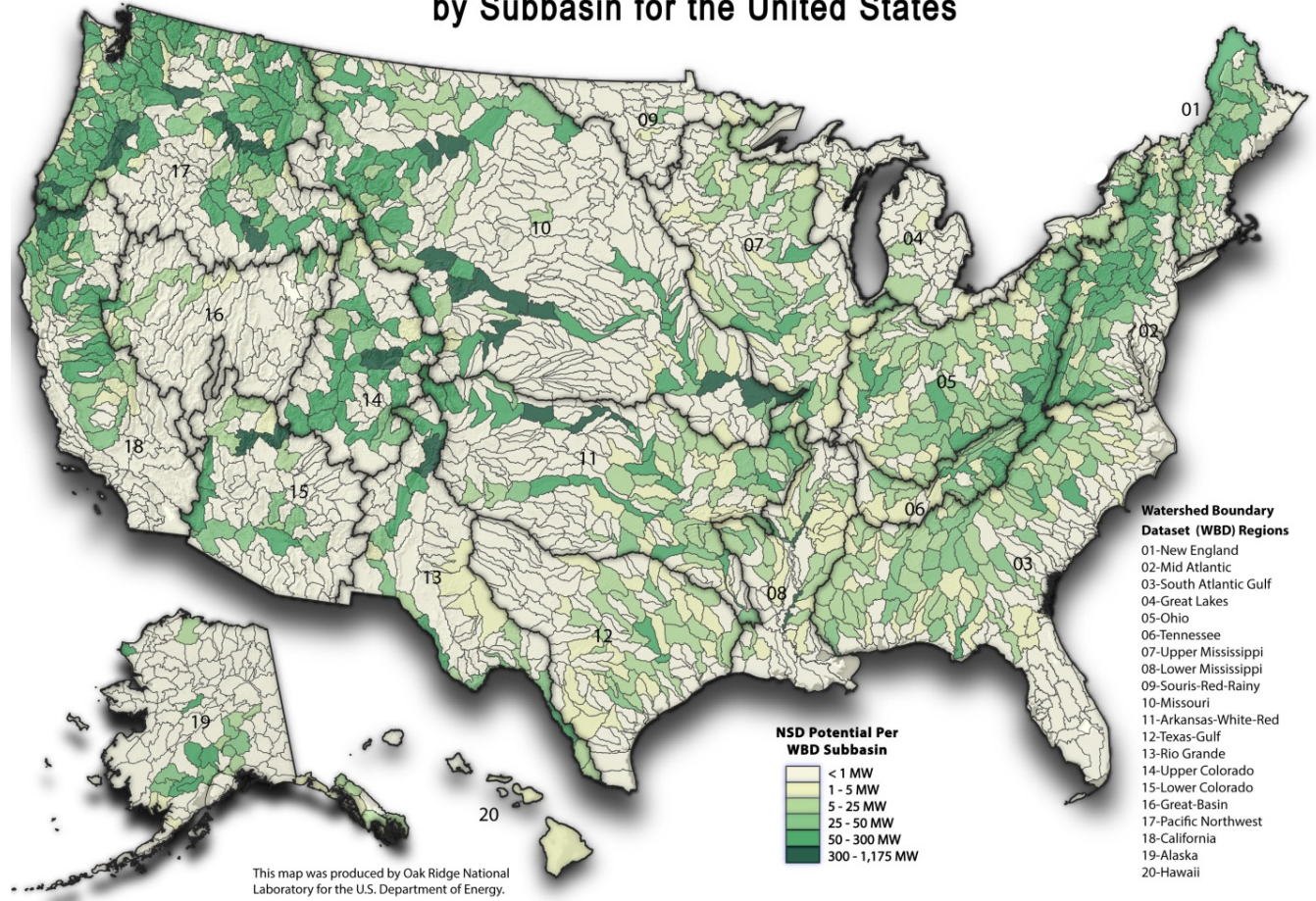
À travers le Wind and Water Program, le US DOE a mandaté le Oak Ridge National Laboratory (ORNL) afin de réaliser différentes études dans les dernières années pour identifier le potentiel hydroélectrique à travers les États-Unis, dont :

- *"New Stream-reach Development: A Comprehensive Assessment of Hydropower Energy Potential in the United States (2012)"* : identification du potentiel de production d'hydroélectricité auprès des sites non exploités. Voir figure 7.3.
- *"Hydropower Advancement Project (HAP)"* : identification des possibilités de mise à niveau et d'amélioration de la performance auprès de 50 installations hydroélectriques existantes. Le rapport complet n'est pas disponible et aucune date future de publication n'est communiquée à ce jour.
- *"Assessment of Energy Potential at Non-Powered Dams in the United States (2012)"* : identification du potentiel de production d'hydroélectricité à partir de barrages non exploités de plus de 1 MW. Voir figure 7.4.

Plusieurs autres études sur le potentiel hydroélectrique ont également été analysées aux fins de ce rapport. Un résumé des opportunités et menaces pour le marché de la petite hydro est présenté au tableau 6.2.

Figure 6.3 - Cartographie du potentiel hydroélectrique à partir de cours d'eau non exploités aux États-Unis

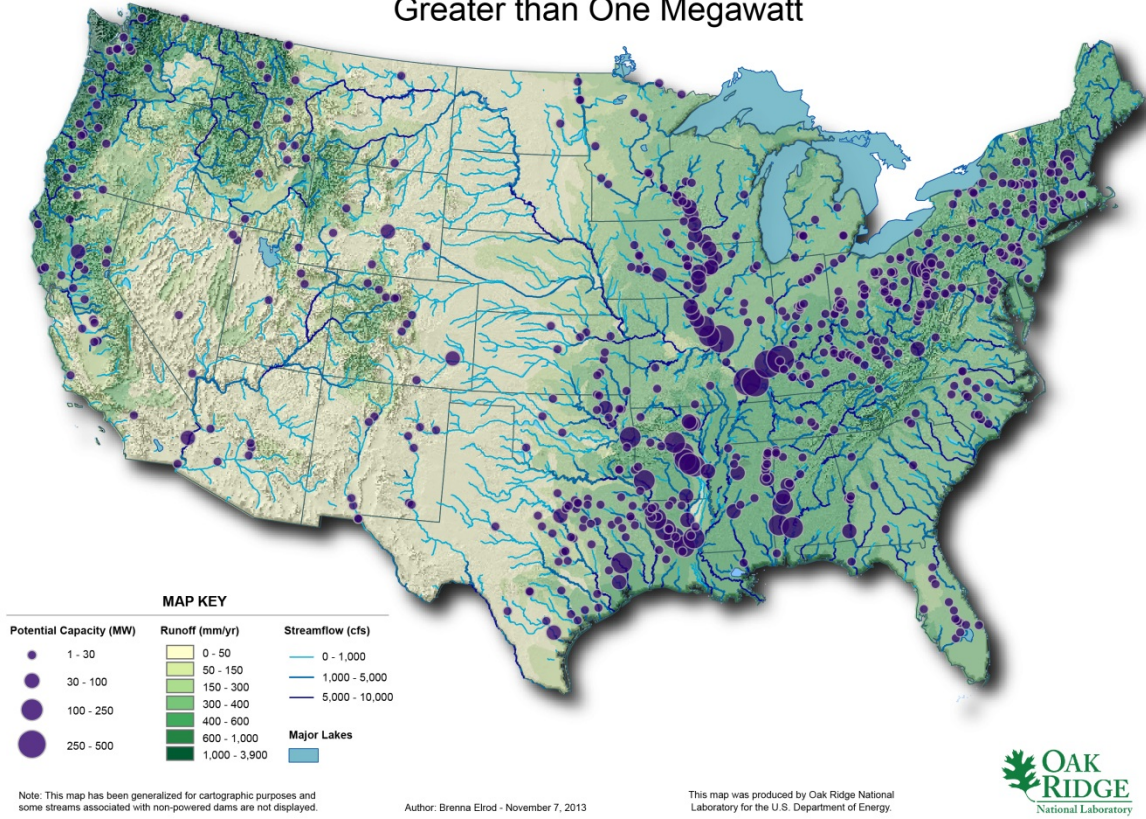
New Stream-reach Development (NSD) Potential by Subbasin for the United States



Source : Oak Ridge National Laboratory, 2014, <http://nhaap.ornl.gov/nsd>

Figure 6.4 - Cartographie du potentiel hydroélectrique pour les réservoirs non exploités de plus de 1 MW aux États-Unis

U.S. Non-powered Dams with Potential Capacity Greater than One Megawatt



Source : Oak Ridge National Laboratory, 2013, <http://nhaap.ornl.gov/content/non-powered-dam-potential>

Tableau 6.2 - Opportunités et menaces du marché de la petite hydro aux États-Unis

Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> • Potentiel technique de développement à partir de cours d'eau non-exploités élevé • Potentiel technique de développement à partir de barrages existants non exploités élevé • Plusieurs installations hydroélectriques vieillissantes pouvant bénéficier de modernisation • Processus d'émission de permis simplifié pour les projets de moins de 10 MW; possibilités d'exemptions pour certains types de projets • Généralement admissible aux RPS • Capacité à répondre à la demande d'électricité de base • Généralement plus compétitive que le solaire • Technologie connue, bien développée • Possibilité de projets à faibles impacts environnementaux • Fait partie d'une solution énergétique intégrée (varier les ressources renouvelables utilisées pour mieux répondre aux besoins) • Des restrictions accrues d'émissions de CO₂ pourraient accroître la demande en énergies, renouvelables incluant la petite hydro 	<ul style="list-style-type: none"> • Prévisions de croissance faible pour l'hydro conventionnelle • Peu d'incitatifs financiers (fédéral, national) en comparaison avec l'énergie solaire ou éolienne • Incertitude de disponibilité de la ressource reliée au réchauffement climatique • Éolien offert à tarif aussi compétitif que l'hydro et flexible au niveau du nombre d'unités installées • Gaz naturel offert à bas prix • Parfois des critères d'admissibilité de l'hydro aux RPS très restrictifs • La seule énergie renouvelable qui nécessite l'émission d'un permis • Beaucoup de compétitivité au niveau des prix, surtout dans les marchés dérèglementés • Tarif d'électricité très bas dans certains états • Coûts d'infrastructures pouvant être élevés en comparaison avec d'autres technologies d'énergies renouvelables

L'industrie de la petite hydro semble posséder un futur plus optimiste que la grande hydro qui est souvent non admissible aux RPS en raison de la technologie considérée mature, et du fait qu'elle soit déjà fortement développée aux États-Unis. Plusieurs états, surtout dans la région du Pacifique nord-ouest et du nord-est, ont récemment réévalué les critères d'admissibilité de l'hydro aux RPS, jugés parfois trop contraignants. Le US Department of Defense (DOD) prétend également vouloir accroître la part de production hydroélectrique aux États-Unis durant les prochaines décennies (Harris, 2014). Selon le DOE, le potentiel hydro se situe surtout au niveau de la génération d'électricité à partir de barrages existants non exploités. Le National Hydropower Association souligne, en plus, le potentiel en matière d'amélioration d'installations existantes, telle la modernisation des turbines, et l'installation de turbines sur des barrages existants. L'hydroélectricité qui peut être stockée par pompinage-turbinage est également un segment ayant du potentiel selon le Idaho National Laboratory (surtout pour les états du nord-est) (Hall et Lee, 2014), mais ce type de projet n'est pas analysé dans ce rapport.

La volonté de promouvoir la production d'électricité à l'échelle plus locale (*distributed generation*) que l'on retrouve dans plusieurs états peut constituer une menace pour la petite hydro, car les systèmes solaires ou même éoliens sont plus aptes à y répondre que l'hydro, qui nécessite l'accès à un cours d'eau (ou un conduit d'eau) ayant un débit suffisant.

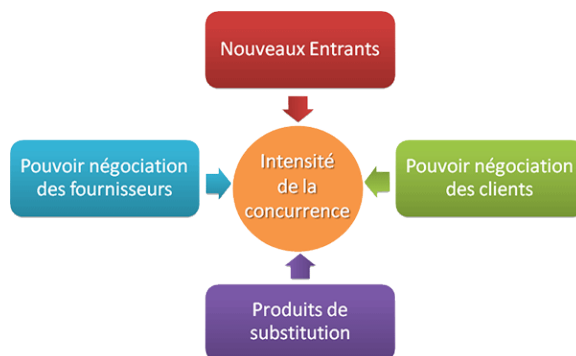
Règle générale, les centrales hydroélectriques de petite capacité sont admissibles aux RPS : 23 états acceptent les nouveaux projets de petite hydro, 5 états acceptent les projets qui ne requièrent pas de nouveaux barrages (Stori, 2013). La limite de capacité relativement à l'admissibilité de l'hydro fixée dans les RPS peut jouer à la fois en faveur et en défaveur des projets de petite hydro : si l'état permet l'admissibilité de la grande hydro (plus de 30 MW) aux RPS, cela défavorise les projets de petite capacité qui compétitionnent plus difficilement avec la grande hydro au niveau du tarif. Une limite de capacité de 5 MW sera toutefois plus intéressante qu'une limite de 3 MW, puisque le projet risque d'être plus rentable à 5 MW (en raison de la relation coûts d'investissements/capacité qui a été identifiée à la section 7.1). Les coûts de développement étant très spécifiques au site à développer, il est toutefois difficile d'établir la viabilité économique d'un projet de petite hydro en fonction de la limite de capacité d'admissibilité de l'hydro fixée dans les RPS. Les nouveaux projets représentent également des défis en matière d'acceptabilité sociale, plusieurs organismes considèrent que l'on doit prioriser les améliorations à partir de sites existants afin de minimiser les impacts environnementaux et sociaux. De façon globale, il est plus avantageux pour un développeur hydro de cibler des projets

réalisés à partir d'infrastructures existantes ou des projets d'amélioration ou de mise à niveau sur des sites hydroélectriques existants (opérationnels ou non).

À l'échelle mondiale, le marché de la petite hydro aux États-Unis n'offre pas un potentiel aussi élevé que la Chine ou le Brésil (Liu, Masera et Esser, 2013). Selon le rapport de 2013 du United Nations Industrial Development Organization and International Center on Small Hydro Power, 65 % du potentiel de l'énergie hydro se retrouve en Asie, 13 % en Europe, 13 % dans les Amériques. Selon le *Renewable 2014 Global Report*, une tendance se dresse quant au développement de projets multiturbines au fil de l'eau, ce qui pourrait influencer le marché de l'hydro aux États-Unis.

7. ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL DES FABRICANTS D'ÉQUIPEMENTS DESTINÉS AUX PETITES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

L'analyse de l'environnement concurrentiel de la petite hydro peut s'effectuer à travers la matrice de Porter suivante :



Source : Succès Marketing, <http://www.succes-marketing.com/management/analyse-marche/5-forces-porter>

7.1 NOUVEAUX ENTRANTS

Les marchés où l'électricité est dérèglementée (par exemple, le Connecticut) offrent moins de barrières à l'entrée et la compétition risque d'y être plus féroce, ce qui influence la rentabilité des projets de petites centrales hydro à la baisse, mais peut représenter un avantage pour les projets plus performants. Dans les marchés réglementés, l'électricité peut être soumise à une pression moins forte sur le prix, mais certains états comme Washington ont un tarif d'électricité très bas en raison notamment de l'hydroélectricité fortement développée et accessible.

L'accès aux réseaux de distribution des fabricants d'équipements hydro est plus difficile dans les états où une entreprise possède une faible notoriété. De plus, les contrats pour les projets hydro peuvent être octroyés par différentes entités, de tailles diverses : les petites coopératives sont parfois des clients des IOU, qui, à leur tour, sont généralement des entreprises de grande taille. Dans ce cas, il peut être plus difficile de pénétrer le marché pour un fabricant peu connu sachant que les grands IOU préfèrent possiblement traiter avec des partenaires reconnus et d'envergure. L'accès aux réseaux peut également s'effectuer par l'entremise des firmes d'ingénierie qui travaillent avec les IOU ou des courtiers en électricité. En résumé, plus le marché est diversifié au niveau de types d'entités, plus il sera complexe pour un nouvel arrivant.

La différenciation des produits destinés à de petites centrales hydroélectriques (turbines) est difficile à établir sans une recherche plus approfondie des éléments techniques du produit et sans une analyse détaillée de la concurrence. Le

choix de la turbine dépend de plusieurs facteurs, en particulier de la charge hydraulique. Les modèles Francis, Kaplan et Pelton sont des modèles de turbines fréquemment utilisés, mais les manufacturiers possèdent parfois leurs propres modèles. Lors du Summit Meeting on Hydropower de 2010, le National Hydropower Association a identifié, parmi les barrières au développement des projets de petite hydro, l'absence de conceptions spécifiquement destinés aux turbines de type « *drop-in* » (le terme *drop-in* n'a pu toutefois être précisé auprès de notre consultant en petite hydro). Un fabricant qui se distingue en ce sens pourrait donc se positionner de façon avantageuse.

7.2 POUVOIRS DE NÉGOCIATION DU CLIENT

Les clients du marché des fabricants d'équipements hydroélectriques aux États-Unis peuvent provenir de plusieurs segments : producteurs d'électricité, distributeurs d'électricité, firmes d'ingénierie, courtiers, etc.

Tel qu'identifié au chapitre 5, les entités responsables du service de distribution de l'électricité aux États-Unis sont :

- IOU : fournissent le service public d'électricité à 75 % de la population
- Services publics municipaux
- Districts de services publics
- Coopératives
- Autres : districts d'irrigation, communautés autochtones américaines, associations, etc.

Les contrats peuvent également provenir des firmes d'ingénierie, qui travaillent avec les entités ci-haut, ou d'entités qui n'offrent pas le service public d'électricité (des détaillants, par exemple).

Le pouvoir de négociation des clients dépend de plusieurs facteurs. Pour un service public, si l'électricité est réglementée et que l'état a fixé des RPS obligatoires, le pouvoir de négociation de l'entité peut être plus restreint. Par exemple, pour un service public qui distribue l'électricité dans un marché assez local, son pouvoir de négociation dans un projet de petite hydro peut varier selon ces facteurs (non exhaustifs) :

- cible RPS spécifique à un type de ressource (ex : solaire);
- processus d'émission de projet tel appel d'offres à tarif fixe sous forme de *Power Purchase Agreement* (PPA);
- type d'entité, taille (envergure), chaîne de valeur (par exemple, un IOU intégré verticalement qui possède des installations hydroélectriques en plus de fournir le service de distribution d'électricité);
- tarif d'électricité en vigueur;
- marché ouvert ou non (par exemple, permet-on l'échange de crédits REC à travers la région?).

En Californie par exemple, les appels d'offres sont octroyés par un mécanisme d'encan inversé (*Reverse-Auction-Mechanism* ou RAM) et le contrat est octroyé au plus bas soumissionnaire, il n'y a donc pas de négociation du côté client quant au tarif. La règle du plus bas soumissionnaire est également présente dans d'autres états. C'est la même dynamique pour un contrat à long terme à tarif fixe. De plus, pour ce type de contrat, un IOU pourrait privilégier un fournisseur connu afin de minimiser les risques. Les contrats qui proviennent de firmes d'ingénierie ou d'entités qui ne sont pas responsable du service public d'électricité ont possiblement moins de contraintes (par exemple, elles ne sont pas soumises aux RPS), mais peuvent également être soumis aux mêmes forces (une firme qui obtient un contrat d'un IOU par exemple). À cela s'ajoute le fait qu'une installation hydroélectrique possède une longue durée de vie et des coûts d'infrastructures élevés. Tout élément qui ajoute un niveau de risque peut influencer le prix à l'avantage du client qui voudra possiblement conserver une marge de sécurité financière pour parer à un problème en cours de contrat.

7.3 PRODUITS DE SUBSTITUTION

Les produits de substitution aux petites centrales hydroélectriques sont les autres sources d'énergies renouvelables, en particulier les installations éoliennes et solaires qui bénéficient de grands incitatifs financiers à l'échelle fédérale et nationale. Les installations éoliennes (sur terre ou *on-shore*) sont le produit de substitution le plus menaçant pour plusieurs raisons : elles peuvent être tout aussi compétitives que la petite hydro au niveau des prix, ne requièrent pas de processus d'approbation ardu comme l'hydro, sont considérées comme ayant un faible impact environnemental, offrent une flexibilité au niveau du nombre d'unités que l'on désire installer. Les produits de substitution vont tout de même varier d'un état à l'autre selon plusieurs facteurs : la disponibilité des ressources en énergie, le mix énergétique de l'état, les politiques en vigueur, les objectifs RPS, et ainsi de suite. Tel qu'il a été expliqué déjà, une stratégie à considérer pour la petite hydro peut être de collaborer avec des développeurs de projets éoliens pour offrir une solution énergétique plus complète.

7.4 POUVOIRS DE NÉGOCIATION DES FOURNISSEURS

Selon les données obtenues par un acteur de l'industrie, les petits fabricants sont compétitifs dans le segment des centrales hydroélectriques de 10 MW ou moins. Les grands fabricants sont plus compétitifs dans le marché de la grande hydro (plus de 30 MW).

Le pouvoir de négociation des fournisseurs de petite hydro dépend notamment :

- du degré d'intégration verticale (production, transmission, distribution d'électricité);
- de la taille de l'entreprise, de son expertise, de la qualité de ses produits et de sa présence sur le marché;
- de l'aspect réglementaire (électricité réglementée ou non);
- de la disponibilité des diverses sources d'énergies renouvelables (en particulier le solaire, l'éolien, la géothermie, la biomasse, l'hydro).

Le marché de l'électricité aux États-Unis regroupe différents types de fournisseurs :

- Federal Power Marketing Agencies
- Producteurs en gros, agents marketing (*marketers*), courtiers
- Producteurs indépendants (IPP), ou producteurs qui ne sont pas des services publics
- Services publics détenus par les consommateurs
- Détaillants qui ne sont pas des utilités (dans les marchés dérèglementés)

Parmi eux, tous peuvent être producteurs d'hydroélectricité, mais sans nécessairement être responsables de tous les volets d'un projet de petite centrale hydroélectrique. Les fabricants d'équipements hydro peuvent obtenir des contrats d'une firme d'ingénieur ayant obtenu un contrat d'une entité privée ou publique, ou directement de tout type d'entité décrit ci-haut. Plusieurs scénarios sont possibles, le pouvoir de négociation va varier selon le type et l'envergure du contrat. Par exemple, les entreprises qui offrent le service de réparation ou d'entretien d'équipements hydro peuvent détenir un pouvoir important selon l'urgence de la situation : une unité en panne (en raison d'un bris ou autre) peut représenter des enjeux importants (coûts, sécurité, etc.); dans ces cas, il est possible que le client souhaite tout mettre en œuvre pour régler la situation rapidement.

8. GRILLE D'ANALYSE DES DONNÉES SECONDAIRES

Les principaux facteurs qui sont considérés lors d'un développement de projet de petite centrale hydroélectrique sont les suivants :

- potentiel de génération d'électricité relié principalement à la hauteur de chutes (élévation) et au débit d'eau;
- viabilité économique du projet selon la capacité potentielle projetée (reliée au potentiel de génération), les incitatifs financiers auxquels le projet peut avoir droit, les infrastructures en place (barrage ou non, réseau de transmission à proximité, etc.), le tarif d'électricité, etc.;
- complexité reliée au site, aux modalités du contrat, à l'obtention des permis requis (contraintes administratives, légales, sociales, environnementales);
- vision politique favorable ou non aux énergies renouvelables et plus particulièrement au développement de projet de petite hydro (en particulier dans l'optique d'une stratégie à long terme).

Une grille d'analyse complète a été construite à partir des données secondaires disponibles et se retrouve à l'Annexe D. La description détaillée des éléments d'analyse est présentée à l'Annexe E.

À partir de la grille d'analyse complète, nous avons retenu des indicateurs de potentiel qui tiennent compte des facteurs ci-dessus, soit des indicateurs reliés à la volonté politique de pousser les énergies renouvelables, en particulier l'hydro, puis des indicateurs reliés au potentiel technique et à la viabilité économique, notamment les incitatifs financiers. Les indicateurs ont ensuite été pondérés de façon à refléter l'amplitude de leur contribution aux résultats. Les indicateurs sélectionnés sont présentés et justifiés au tableau 8.1. La grille des valeurs attribuées aux indicateurs se retrouve à l'Annexe F.

Tableau 8.1 - Indicateurs sélectionnés à partir de la grille d'analyse complète

Indicateur	Pondération	Justification
Entente petite hydro	100 points	Les coûts reliés à l'obtention d'un permis de développement d'un projet de petite hydro auprès du FERC peuvent aller jusqu'à 30 % des coûts totaux du projet et la complexité reliée au processus d'approbation est un frein au développement hydro. L'entente hydro (hydro MOU) facilite notamment le processus d'obtention d'un permis auprès de FERC, peut alléger les coûts de développement et démontre une volonté politique de soutenir les projets de petite hydro.
Cible RPS Hydro	90 points	La cible RPS hydro indique clairement une volonté de développer des projets hydroélectriques au sein de l'état et ce type de modalité est rare, la plupart des états qui fixent une cible pour une ressource spécifique le font pour l'énergie solaire ou éolienne.
Petite hydro admissible	80 points	L'admissibilité de l'hydro aux RPS est essentielle pour avoir la possibilité d'accéder aux incitatifs et cet indicateur tient également compte des facteurs restrictifs (admissibilité plus ou moins sévère à l'égard des projets hydro).
RPS	70 points	Les états qui ont fixé des cibles RPS, en particulier lorsqu'elles sont légalement contraignantes, démontrent une volonté à pousser les projets d'énergies renouvelables et les RPS jouent un rôle quant à la demande provenant des entités soumises au programme.
Potentiel capacité « NPD » (MW)	60 points	Les projets hydroélectriques à partir de barrages existants non exploités peuvent être économiquement plus intéressants que les sites vierges non exploités puisqu'une partie des coûts et des impacts reliés au projet ont déjà été imputés.
Tarif moyen d'électricité au détail, 2012 (c/kWh)	50 points	Le tarif d'électricité a beaucoup d'impact sur la viabilité économique d'un projet hydro et sous-entend d'autres facteurs influents telles les ressources énergétiques de l'État et l'intensité de la demande en électricité. Un tarif très bas nuit généralement au développement de projets d'énergie renouvelable (tous types d'énergies confondues), mais peut jouer en faveur de l'hydro lorsque ce type d'énergie est la seule source d'énergie renouvelable pouvant être suffisamment compétitive.
Feed-in ou de type feed-in	40 points	Les incitatifs de type feed-in tels les contrats à long terme (PPA) offrent une sécurité financière pour de nombreuses années et peuvent faire en sorte qu'un projet hydro soit plus viable économiquement.
Facturation nette	30 points	La facturation nette est un incitatif pour l'utilisateur final qui peut influencer la décision d'achat d'une petite centrale hydroélectrique (pour une industrie, par exemple).
Potentiel total projet hydro économiquement viable (installation 1 MW - 30 MW)	20 points	Identifie les états qui possèdent plus de projets de petite hydro qui sont économiquement viables en fonction de critères restrictifs identifiés lors d'études du DOE, et de l'outil RETScreen International développé par le Ministère des Ressources naturelles du Canada. Puisque la grille possède déjà plusieurs indicateurs reliés à la viabilité économique d'un projet, nous y avons accordé seulement 20 points.

Potentiel de production « NSD » excluant les aires fédérales protégées (MWh/année)	10 points	Identifie les états qui possèdent des sites potentiels non exploités de développement de projets de petite hydro, tout en tenant compte des facteurs restrictifs habituellement considérés dans les projets hydro. Puisque les projets à partir de sites vierges sont normalement les plus coûteux, cet indicateur possède peu de poids.
--	-----------	--

Notes sur les indicateurs :

- Nous avons considéré n'inclure que l'admissibilité de l'hydro aux RPS puisqu'elle sous-entend une cible RPS, toutefois, ce choix ne permettait pas de différencier les états ayant des RPS obligatoires ou volontaires.
- Les crédits de taxes divers offerts dans les états, bien qu'ils contribuent au développement de projets d'énergies renouvelables et influencent l'offre en énergie renouvelable, n'ont pas été inclus dans la grille d'analyse, car ils sont très hétérogènes. Ils sont tout de même considérés lors de l'analyse approfondie des états identifiés comme ayant un potentiel de réalisation de projets hydro plus élevé.

9. RÉSULTATS

Les résultats de la grille d'analyse démontrent que les cinq états suivants possèdent le potentiel de marché le plus élevé pour le marché de la petite hydro, par ordre d'importance : **Californie, Colorado, Washington, Illinois, Connecticut (tableau 9.1)**. L'Illinois sera toutefois un état ayant moins de potentiel que prévu suite à une analyse plus approfondie. De plus, il faut noter que plusieurs états de la région du nord-est ont des résultats élevés (Maine, Rhode Island, New Hampshire, New York, Massachusetts). Bien que la présente étude se concentre sur les états classés dans les cinq premières positions, il est recommandé de procéder à une étude ultérieure quant au potentiel pour des projets hydro situés dans ces états de la région nord-est.

Tableau 9.1 – Résultats de la grille d'analyse de potentiel de projets de petite hydro

État	Abbr.	Résultats totaux	État	Abbr.	Résultats totaux
Alabama	AL	610	New Mexico	NM	1,710
Alaska	AK	220	New York	NY	1,920
Arizona	AZ	1,070	North Carolina	NC	1,750
Arkansas	AR	860	North Dakota	ND	860
Californie	CA	3,360	Ohio	OH	2,070
Colorado	CO	2,690	Oklahoma	OK	1,020
Connecticut	CT	2,210	Oregon	OR	2,090
Delaware	DE	1,730	Pennsylvania	PA	1,850
Dist. of Columbia (fédéral)	DC	1,690	Rhode Island	RI	2,090
Georgia	GA	90	South Carolina	SC	90
Hawaii	HI	2,090	South Dakota	SD	870
Idaho	ID	330	Tennessee	TN	90
Illinois	IL	2,230	Texas	TX	1,580
Indiana	IN	1,630	Utah	UT	1,150
Iowa	IA	1,830	Vermont	VT	1,660
Kansas	KS	1,730	Virginia	VA	1,170
Kentucky	KY	610	Washington	WA	2,300
Louisiana	LA	820	West Virginia	WV	1,730
Maine	ME	2,140	Wisconsin	WI	1,490
Maryland	MD	1,760	Wyoming	WY	110
Massachusetts	MA	1,860			
Michigan	MI	1,470			
Minnesota	MN	1,420			
Mississippi	MS	90			
Missouri	MO	1,580			
Montana	MT	1,790			
Nebraska	NE	90			
Nevada	NV	1,900			
New Hampshire	NH	2,030			
New Jersey	NJ	1,560			

Légende :

En vert : potentiel élevé

En jaune : potentiel moyen

Le tableau 9.2 précise les résultats obtenus pour chaque indicateur, pour les cinq états qui démontrent le potentiel le plus élevé. Les chapitres 10 à 15 présentent une analyse approfondie du potentiel de marché pour chaque état.

Tableau 9.2 - Résultats de chaque indicateur pour les états classés les cinq premiers

État	Abbr.	Résultats tarif	Résultats potentiel NSD	Résultats petite hydro écon. viable	Résultats potentiel NPD	Résultats entente petite hydro	Résultats RPS	Résultats cible RPS hydro	Résultats petite hydro admissible	Résultats feed-in 200 kW - 1 MW	Résultats fact. nette 200 kW - 1 MW	Résultats totaux
California	CA	150	90	180	60	900	630	0	720	360	270	3,360
Colorado	CO	0	90	20	60	900	630	0	720	0	270	2,690
Washington	WA	0	90	180	60	900	630	0	80	360	0	2,300
Illinois	IL	0	10	60	540	0	630	0	720	0	270	2,230
Connecticut	CT	150	0	20	60	0	630	0	720	360	270	2,210

10. CALIFORNIE : 3 360 POINTS

La Californie est l'état qui possède le plus grand potentiel de marché selon la grille d'analyse. Cela s'explique principalement par : l'entente relative à la petite hydro, l'admissibilité de l'hydro aux RPS (critères complexes, mais considérés comme étant peu contraignants pour le marché visé), le tarif assez élevé (13.50 cents/kWh^e, soit un tarif plus élevé que la majorité des états américains), puis le programme *feed-in* et la politique de facturation nette intéressants. L'état possède la plus grande population, mais l'un des plus bas taux de consommation d'énergie par habitant dû, en partie, à ses programmes d'efficacité énergétique et son climat doux (EIA, 2014, *California State Energy Profile*). La Californie est également parmi les 2 états où la demande d'énergie provenant du DOD est la plus élevée (Andrews, 2012).

Bien qu'elle dispose de nombreuses installations hydroélectriques, la Californie figure au 4^e rang quant à la production d'hydroélectricité conventionnelle aux États-Unis et au 1^{er} rang pour la géothermie, le solaire et la biomasse. Auparavant, par exemple de 1983 à 2011, l'approvisionnement en énergies renouvelables provenait surtout des installations de petite hydro (California Energy Commission, Renewable Energy Tracking Progress 2014). Le nombre important de nouveaux développements éoliens, solaires et géothermiques dans les dernières années expliquent ce changement.

L'état possède de nombreuses ressources renouvelables, toutes catégories confondues. Sa production d'électricité provient majoritairement du gaz naturel. Malgré un faible taux de consommation d'électricité par habitant, la Californie est le 2^e état qui émet le plus de dioxyde de carbone (EIA, 2014, *State-Level Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2000-2011*). Cela, combiné à une vision politique libérale, explique en partie la volonté de l'état à pousser la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et à investir plus que tout autre état dans ces types d'énergies.

10.1 PROGRAMME RPS

Le programme RPS a débuté en 2002 pour la Californie. L'état possède présentement l'un des objectifs les plus ambitieux d'obligations relatives aux énergies renouvelables, soit une cible de 33 % d'ici 2020. La période 2017 à 2020 constitue la plus grande hausse d'objectifs RPS, soit une augmentation de 6 % en 3 ans. La cible RPS élevée, combinée à des ventes d'électricité au détail élevées, fait de la Californie l'état qui devra recouvrir au plus grand nombre de GW d'énergies renouvelables d'ici 2030 afin d'atteindre sa cible (Fulton et al., 2012). La Californie ne précise pas de cible pour le solaire contrairement à d'autres états. Toutefois, la California Public Utilities Commission (CPUC) a adopté en 2013 un règlement qui oblige les 3 grands IOU à se procurer une certaine quantité d'énergie à partir de système d'entreposage d'électricité. Dans le cas de l'hydroélectricité, seul le pompinage-turbinage serait admissible comme système d'entreposage, mais ce type de projet ne fait pas partie de ceux visés par cette étude. Certaines technologies à partir d'énergie solaire ou éolienne peuvent permettre l'entreposage d'électricité, mais ces options peuvent s'avérer coûteuses (EIA, 2012).

Les utilités soumises aux RPS en Californie sont les suivantes et possèdent les mêmes cibles :

- IOU
- *Electric Service providers*
- Services publics municipaux (elles n'étaient pas incluses dans l'objectif de 2010, mais le sont dans celui de 2020)
- *Community Choice Agregators*

^e Pour tous les états, le tarif d'électricité utilité est le tarif moyen au détail de 2012.

Les projets hydroélectriques admissibles aux RPS de la Californie en date du 1^{er} mai 2014 sont :

- 1) installations hydroélectriques de 30 MW ou moins;
- 2) installations de conduit hydro de 30 WM ou moins;
- 3) unités de production d'hydroélectricité existantes de 40 MW ou moins, qui font partie d'un système de service d'eau ou d'acheminement d'eau;
- 4) production supplémentaire à partir d'amélioration énergétique sur des installations hydroélectriques indépendamment de la capacité de production.

Dans son programme RPS, l'échange de *Renewable Energy Credits* (REC) est assez limité et favorise le développement de projet à même l'état, en particulier pour les années à venir, où le pourcentage d'échange de REC intangibles (*unbundled*) autorisé va diminuer (de 15 % en 2014, il passera à 10 % en 2017). Considérant que la Californie importe chaque année des énergies renouvelables du réseau *Northwest* et *Southwest*, on peut donc prévoir une demande intérieure accrue quant aux énergies renouvelables d'ici 2030. Si la cible RPS n'est pas rencontrée, les entités font face à une amende de 50 \$/MWh imposée par la CPUC. En 2011, le coût moyen de conformité aux RPS pour les 3 principaux IOU de la Californie variait de 5.1 cents/kWh à 8.5 cents/kWh (Heeter *et al.* 2014). Quant à la valeur des REC, c'est une donnée qui est rarement divulguée et qui varie grandement selon plusieurs facteurs (RPS obligatoire ou volontaire, type de ressource renouvelable, volume d'achat de REC, etc.). Les REC tangibles de la classe I avaient, en date du 12 juillet 2012, une valeur moyenne de 37.50 \$/MWh (Andrews, 2012 : 12).

10.2 POLITIQUES ET INCITATIFS RELIÉS AUX RPS

Reverse-Auction Mechanism (RAM)

Le RAM est un mécanisme de marché développé pour les IOU pour les projets de 3 MW à 20 MW visant à favoriser la compétition entre les développeurs d'énergies renouvelables et encourager les ressources qui se connectent au réseau de distribution local (*system-side* DG). De 2011 à 2014, cinq RAM seront publiés par les IOU (Hester, 2013a). Afin d'éviter les excès, par exemple des soumissions de prix trop bas selon lesquels le projet ne pourrait pas se réaliser, la CPUC a fixé des exigences précises pour les soumissionnaires. À ce jour, les projets soumis aux RAM ont principalement été des projets de solaire photovoltaïque (CPUC, 2014, selon les rapports publiés par les 3 IOUs).

Location Constrained Resource Interconnection Facility

Ce programme permet aux trois grands IOU de la Californie de construire de nouvelles lignes de transmission tout en récupérant les coûts auprès des utilisateurs sous un modèle semblable à la récupération des coûts reliés aux investissements dans le maintien des lignes de transmission déjà en place. Ce programme vise les ressources qui sont situées loin des centres de charges et non connectées aux lignes de transmission, souvent les énergies solaires et éoliennes. Cela pourrait également s'appliquer aux projets de petite hydro situés hors des grands centres urbains.

Feed-in tariff

L'incitatif *feed-in* en Californie consiste en un contrat de 10, 15 ou 20 ans selon un tarif Re-MAT (*Renewable Market Adjusting Tariff*) et les systèmes de moins de 3 MW sont admissibles. L'hydro est admissible pour les périodes hors pointe. Le tarif de départ pour le *feed-in* offert par les IOU en 2014 est de 89,23\$/MWh. Selon la base de données de la CPUC de mai 2014, deux projets de petite hydro ont bénéficié du *feed-in* sous un *Power Purchase Agreement* (PPA) de 20 ans octroyé par PG&E, soit le Big Creek Water Works (2010) et Norman Ross (Three Forks, 2011).

Facturation nette

Les installations de moins de 1 MW (ou moins de 5 MW pour certaines installations autorisées selon le code 2830 de la CPUC, principalement des entités universitaires ou gouvernementales) sont admissibles à la facturation nette. L'énergie non utilisée peut être créditée au tarif au détail à l'infini, ou le client peut opter pour un crédit monétaire équivalent au tarif moyen annuel du marché (*average spot market price*) pour la période située entre 7 h et

17 h de l'année où le surplus a été généré. Si le client opte pour le paiement, les REC deviennent la propriété de l'utilité. D'autres modalités relatives aux capacités totales agrégées par IOU s'appliquent, le programme est très détaillé. Au départ, seules les installations solaires, éoliennes et hybrides (combinaison d'énergie solaire/éolienne) étaient admissibles. Les autres types de ressources furent admissibles à partir de 2009. La Californie permet également la facturation nette virtuelle (*virtual net metering*) et la facturation agrégée (*metering aggregation*) sous certaines conditions.

Autres incitatifs

La Californie offre de nombreux incitatifs financiers surtout pour l'énergie solaire, pour lesquels l'hydro n'est pas admissible.

10.3 PROBABILITÉ DE CONFORMITÉ AUX RPS DE 2016 À 2020

Selon les prévisions du rapport de 2013 de la CPUC (4e trimestre), la Californie prévoit s'acquitter de ses obligations RPS de 2016, en partie grâce à un ajout considérable de projets solaires et éoliens en 2013, soit l'année qui a connu la plus grande croissance annuelle en énergies renouvelables depuis 2003. Quant à la cible de 2020 (33 %), les grands IOU de la Californie ont déjà signé un nombre suffisant d'ententes pour atteindre cet objectif (Leon, 2013), mais si l'on exclut les projets dont les contrats seront périmés, la prévision est moins optimiste.

10.4 PRÉVISIONS DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN CALIFORNIE

La Californie est l'état qui connaîtra la plus grande croissance au niveau des énergies renouvelables non hydro d'ici 2040. Cela s'explique par sa cible RPS ambitieuse, la richesse des ressources solaires, éoliennes et géothermiques (l'état possède 80 % des ressources géothermiques du pays et constitue le plus grand marché pour les panneaux solaires photovoltaïques), puis son tarif d'électricité plutôt élevé. La California Energy Commission (CEC) a publié des prévisions en 2009 pour la période 2010 à 2020. Selon ce document, la production d'électricité provenant de la petite hydro et de la géothermie connaîtra une baisse à partir de 2016, le solaire et l'éolien seront en hausse de 2016 à 2017, pour diminuer par la suite. La hausse de la demande d'électricité proviendra principalement du secteur résidentiel et commercial. Les entités qui connaîtront une hausse de demande d'électricité de plus de 2 % sont :

- City of Redding (client de PG&E)
- Anza Electric Cooperative
- Moreno Valley Utilities
- Metropolitan Water District
- Imperial Irrigation District

10.5 LE POTENTIEL DE PETITE HYDRO À COURT ET MOYEN TERME

Si l'on se base sur les prévisions identifiées précédemment, le potentiel de marché pour les **nouveaux** projets de petite hydro en Californie sera limité tant à court qu'à moyen terme. Toutefois, puisque l'état a conclu une entente pour favoriser la petite hydro, que la région possède un potentiel de petite hydro favorable en matière technique et économique (Oak Ridge National Laboratory, 2012; Kosnik, 2010), qu'elle détient de nombreuses installations hydroélectriques de petite capacité et que l'hydroélectricité demeure une énergie compétitive face au solaire, il importe de regarder de plus près les possibilités dans cet état.

10.6 ANALYSE DES TYPES DE PROJETS DE PETITE HYDRO DISPONIBLES

Selon une étude réalisée en 2006, les projets hydro à partir de canaux de fabrication humaine (par exemple canaux d'irrigation et aqueducs) étaient les projets hydro admissibles aux RPS ayant le plus de potentiel (Navigant Consulting, 2006). Ces canaux font généralement partie d'un réseau de distribution de l'eau potable (détenus par les agences de gestion de l'eau ou *water districts*) ou d'un réseau de canaux d'irrigation des terres agricoles (détenus par les districts d'irrigation ou *irrigation districts*). Ils font partie des projets qui sont exemptés d'une certaine partie des exigences pour l'obtention d'une licence de la FERC, ce qui facilite le processus d'obtention d'un permis. Toujours selon cette étude, il faut alors surmonter les défis reliés aux coûts élevés de capital et la complexité reliée à la vente de l'électricité en gros sur le marché (lorsque l'électricité ne peut être utilisée sur le site) pour ces types de clients dont les priorités sont tout autre. Depuis la parution de l'étude en 2006, des incitatifs financiers sont maintenant disponibles (au niveau fédéral et national) ce qui pourrait alléger les coûts et rendre ce type de projet plus viable.

D'ailleurs, certains *water districts* de la Californie, situés en région montagneuse, explorent présentement des options pour développer des projets de petite hydro leur permettant de générer des revenus supplémentaires et de maintenir les tarifs des services d'eau compétitifs (Mountain Democrat, 2014). Ce segment est intéressant et doit être exploré davantage. Puisqu'il existe un nombre considérable d'entités responsables de la gestion de l'eau en Californie, on ne peut établir dans cette étude une liste exhaustive des clients potentiels. Une recherche plus approfondie pourrait être réalisée ultérieurement, sur le terrain, auprès des associations ou regroupements d'entités de gestion de l'eau.

En 2011, le *Bureau of Reclamation*, responsable de la gestion de l'eau dans les états de l'Ouest américain, a identifié auprès de ses sites quelques réservoirs non exploités ayant un potentiel intéressant (et économiquement viable) pour des centrales de petite hydro, dont le Prosser Creek Dam, le Boca Dam, le Casitas Dam, et le Putah Diversion Dam (BOR, 2011). Il faut noter que les projets sur des sites du BOR ne requièrent pas nécessairement de licence de FERC. Certains prennent plutôt la forme d'un *Lease of Power Privileged Agreement* – un contrat de type location – pour 40 ans, selon lequel une entité non fédérale obtient le droit de développer un projet de génération d'électricité à partir d'un site qui appartient au BOR.

Selon les données disponibles sur le site de FERC, North Star Hydro Service (CA) a obtenu en 2012 les prépermis pour des projets de petite hydro sur les sites du Prosser Creek Dam et du Boca Dam. Le Casitas Dam et le Putah Diversion Dam ne semblent pas avoir été développés. Puis, selon une vaste étude réalisée par le ORNL en 2012, la Californie possède un potentiel de 195 MW pour les réservoirs non exploités, ce qui est considéré comme faible en comparaison avec les autres états. Beaucoup de barrages ont été construits dans les années 1950 à 1970, et ils sont majoritairement utilisés pour des fins d'irrigation (US Army Corps of Engineers, 2013).

Une autre avenue à explorer consiste à identifier les installations de petite hydro existante dont l'équipement est âgé, pour proposer des turbines plus efficaces (modernisation). Les petites centrales hydroélectriques de la Californie sont gérées par des utilités, principalement Southern California Edison, Pacific Gas and Electric Company et Sacramento Municipal Utility District (CEC, 2014, *Hydroelectric Power in California*). Plusieurs de ces centrales furent construites dans les années 1970 (Smith, 2011). Selon les données du EIA de 2011, il y a 109 installations hydroélectriques de moins de 10 MW dont l'année initiale d'opération se situe entre les années 1970 et 1990 (voir table G.1, Annexe G). Comme indiqué dans la description des projets hydro admissibles, un projet qui se solde par une amélioration de la performance énergétique (moderniser l'équipement par exemple) peut être admissible aux RPS selon les conditions précisées par la loi (CEC, 2012). Si l'on considère que la durée de vie moyenne d'une turbine hydro est d'environ 25 ans, certaines de ces installations ont soit déjà remplacé l'équipement ou devront le faire dans les prochaines années. Cela représente des opportunités à analyser davantage ultérieurement.

En ce qui concerne les anciennes installations hydroélectriques dorénavant inactives en Californie, il n'est pas prévu de les remettre en opération (CEC, s.d., *Energy Almanac, Inactive plants*). Ce segment n'offre donc pas de potentiel pour l'instant. Les barrages non exploités ne sont pas non plus une avenue à explorer davantage à ce point, puisque le potentiel identifié est plutôt faible (Hadjerioua, Wei et Kao, 2012).

10.7 POTENTIEL DE MARCHÉ EN RÉSUMÉ

En résumé, la Californie offre un potentiel intéressant à court terme surtout quant à la modernisation d'équipements d'installations hydroélectriques existantes et, à court et moyen terme, au niveau des *water ou irrigation districts* pour de nouveaux projets. Malgré le fait que la Californie soit identifiée comme un état ayant un grand potentiel pour de nouveaux projets de petite hydro selon le DOE, et que l'état soutienne cette industrie notamment par une entente hydro et l'admissibilité aux RPS, les prévisions globales d'ici 2020 pour ce marché sont plutôt à la baisse. C'est tout de même un état à surveiller en raison de l'ampleur du marché et de sa vision favorable à l'hydro et aux énergies renouvelables en général.

10.8 RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Le service d'électricité de la Californie est assumé par 75 fournisseurs répartis comme suit :

Type d'utilité	Quantité
Investor-Owned Utilities (IOU)	6
Publicly Owned Utilities (POU)	48
Coopératives électriques rurales	4
Native American Utilities	3
Electricity Service Providers	14

Source : California Energy Commission, 2008-2014, <http://energyalmanac.ca.gov/electricity/overview.html>

Selon les données de 2007 du CEC, les 5 plus grandes utilités et leurs consommations sont :

Utilité (service public d'électricité)	Consommation (MWh)
Southern California Edison Company (SCE)	88 208 000
Pacific Gas and Electric Company (PG&E)	85 057 000
Los Angeles Department of Water and Power (LADWP)	24 317 000
San Diego Gas & Electric (SDG&E)	20 300 000
Sacramento Municipal Utility District (SMUD)	10 917 000

Source : California Energy Commission, 2008-2014, <http://energyalmanac.ca.gov/electricity/overview.html>

11. COLORADO : 2 690 POINTS

Le Colorado arrive en 2^e place quant au potentiel de marché pour un fabricant de turbines destinées aux petites centrales hydroélectriques. Cela s'explique principalement par : l'entente relative à la petite hydro, l'admissibilité de l'hydro aux RPS (critères moins complexes qu'en Californie), et la politique de facturation nette. Le marché de l'électricité y est réglementé tout comme en Californie.

Le Colorado possède de nombreuses ressources fossiles. La production de pétrole brut et de gaz naturel a connu une forte croissance depuis 2007, ce qui explique le bas tarif d'électricité au Colorado. En 2013, 64 % de l'électricité provenait du charbon, 17 % des énergies renouvelables (EIA, 2014, Colorado Profile Overview), dont 13,8 % de l'éolien (Colorado Government, 2014). En 2012, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables provenait également surtout de l'éolien (2 301 MW, soit environ 70 % du mix énergétique des énergies renouvelables), suivi de l'hydroélectricité (650 MW, soit près de 20 %) (Hunter, 2013a). En 2012, l'énergie solaire a connu une augmentation de 52 %.

11.1 PROGRAMME RPS

Le programme RPS a débuté en 2004 pour le Colorado. Tout comme la Californie, sa cible RPS est élevée, soit 30 % d'énergies renouvelables d'ici 2020 (groupe primaire). Le programme définit trois « groupes » (primaire, secondaire, tertiaire) avec des cibles différentes :

- Groupe primaire : IOU, cible de 30 % d'ici 2020
- Groupe secondaire : entités municipales de plus de 40 000 clients et coopératives qui desservent moins de 100 000 « compteurs » d'électricité, cible de 10 % d'ici 2020
- Groupe tertiaire : coopératives qui servent plus de 100 000 « compteurs » d'électricité, cible de 20% d'ici 2020

Les IOU ont une exigence de 3 % de *distributed generation* (DG), dont la moitié doit provenir de *retail distributed generation*. De façon générale, on peut définir le DG comme une installation de petite taille, développée près de l'utilisateur. La loi du Colorado a créé deux catégories de DG : *retail DG* et *wholesale DG*. *Retail DG* est une ressource située chez l'utilisateur (un panneau solaire sur un toit résidentiel par exemple), alors que le *wholesale DG* est toute ressource renouvelable qui génère une capacité de moins de 30 MW et qui n'est pas sous la catégorie *retail DG* :

The legislation creates the categories of 'Retail Distributed Generation' and 'Wholesale Distributed Generation'. Retail DG is by definition customer-sited (behind the meter) and also subject to an annual onsite energy consumption net metering cap of 120 percent (a standard previously put in statute with SB09-51). Wholesale, or non-customer sited, DG is defined as any renewable electric resource less than 30MW in nameplate capacity that is not Retail DG.
(Colorado Governor's Energy Office, HB1010012010 : 10)

L'obligation relative au DG favorise donc les plus petits projets, ce qui peut être intéressant pour les fabricants d'équipements de petite hydro. Les coopératives ont également un objectif DG.

Les utilités soumises aux RPS au Colorado sont les suivantes :

- IOU
- Services publics municipaux
- Coopératives électriques

Les projets hydroélectriques admissibles aux RPS du Colorado en date du 1^{er} mai 2014 sont :

- 1) installations hydroélectriques de 30 MW ou moins qui existent depuis le 1^{er} janvier 2005;
- 2) nouvelles installations hydroélectriques de 10 MW ou moins.

Aucune pénalité n'est donnée si la cible RPS n'est pas rencontrée. L'état ne fixe aucune restriction quant à l'échange de REC, les REC peuvent donc être achetés ou vendus n'importe où dans le pays. Le programme propose quatre

incitatifs de type multiplicateur de crédits REC (ne pouvant être combinés), mais seuls les deux suivants sont pertinents pour le marché visé :

- 125% pour chaque kWh d'électricité produite dans l'état, autre que DG
- 150% pour un projet de moins de 30 MW situés dans la communauté

11.2 POLITIQUES ET INCITATIFS RELIÉS AUX RPS

Feed-in tariff

Les seuls programmes de *feed-in tariff* offerts au Colorado sont ceux de Black Hills et Xcel Energy et s'appliquent uniquement aux installations solaires. Le programme de Black Hills offre le tarif le plus élevé, soit 0.16 \$/kWh pour un système solaire de 10 kW à 100 kW (contrat de 10 ans) (Dsire™ Database, NC State University, 2013-2014d).

Facturation nette

Les clients des IOU peuvent profiter de la facturation nette pour un maximum de 120 % de leur consommation moyenne annuelle d'électricité. Toute électricité en surplus peut être créditée (sous forme de kWh) à la prochaine facture. Tout surplus à la fin de l'année sera remboursé par l'utilité au tarif horaire moyen différentiel de la période de 12 mois précédente et le client cède alors ses REC à l'utilité pour une période de 20 ans. Le client peut également décider, une seule fois, de conserver ses crédits indéfiniment.

Les clients des services publics municipaux et des coops peuvent, quant à eux, être crédités chaque mois au tarif au détail pour tout surplus généré par un système de 25 kW ou moins pour un client non résidentiel et de 10 kW ou moins pour un client résidentiel. Ces entités ont le droit d'augmenter la capacité limite admissible. Par exemple, Holy Cross Energy (une coopérative) autorise les systèmes de 50 kW ou moins (500 kW pour le solaire). Tout surplus à la fin de la période doit être remboursé par l'utilité et le tarif est à la discrétion de l'utilité. Puisqu'il a été établi avec un acteur de l'industrie que la facturation nette était intéressante lorsque la capacité limite est au-delà de 200 kW, seule la politique offerte aux IOUs du Colorado est avantageuse.

Allègement de taxes

Les systèmes de 2 MW ou moins, installés avant le 1^{er} janvier 2010, sont évalués localement pour déterminer le niveau de taxes foncières. Les systèmes de 2 MW et plus sont évalués par l'état en tant qu'installations d'énergies renouvelables. Dans les deux cas, on peut conclure qu'une installation admissible pourra bénéficier d'un allègement de taxes évalué cas par cas. Les composantes de systèmes d'énergies renouvelables qualifiés sont exemptes de la taxe de vente et d'utilisation (*sales and use tax*) nationale jusqu'en 2017. La définition relative aux énergies renouvelables qualifiées n'exclut pas expressément l'hydro mais des recherches plus précises auprès de l'agence du revenu du Colorado devront être effectuées pour vérifier l'éligibilité d'équipements hydro à l'exemption de taxe.

Holy Cross Energy - *WE CARE Renewable Energy Generation Rebate Program*

Holy Cross Energy est une coopérative électrique qui ne produit pas d'électricité. Elle s'approvisionne auprès de plusieurs fournisseurs, dont Xcel Energy, Western Area Power Administration et Black Hills. Elle achète son énergie renouvelable auprès de plusieurs petites entités de la région.

Le programme WE CARE offre un paiement de 1,50 \$/watt DC^f, dont 1,00 \$ est offert sous forme de rabais, et 0,50 \$ sous forme de paiement pour l'achat des REC. Les paiements ne peuvent excéder la moitié des coûts d'installations et le rabais maximal offert par installation est de 9 000 \$ (système de plus de 6 kW). Le système ne doit pas produire plus de 120 % de la demande mensuelle en électricité. Holy Cross Energy demeure propriétaire des REC pendant 10 ans.

Selon les informations disponibles à ce jour, Holy Cross Energy s'approvisionnait auprès des petites centrales hydro suivantes :

- Fanny Hill (125 kW)
- Mountain Chalet (20 kW)
- Ruedi water P&L (25 kW)
- Shoshone Plant (25 MW) (à travers un contrat avec Xcel Energy)

11.3 PROBABILITÉ DE CONFORMITÉ AUX RPS DE 2016 À 2020

La PUC du Colorado ne produit pas de rapport détaillé comme la Californie quant aux prévisions d'atteinte de ses cibles RPS. Selon les rapports de conformité de 2013 des deux principales IOU du Colorado – Black Hills et Xcel Energy (PsCo) – les cibles ont été atteintes principalement grâce à l'acquisition d'énergie provenant de l'éolien, puis dans une moindre mesure de l'énergie solaire. Xcel Energy par exemple a conclu deux PPA pour des projets éoliens à un tarif de 23,50 \$/MWh qui augmentera jusqu'à concurrence de 35 \$/MWh (coût actualisé, 25 ans) (Stanfield, 2013, cité par Heeter et al., 2014 : 81), un tarif que Xcel Energy considère comme étant compétitif. Xcel Energy considère être en excellente position pour faire face à ses obligations RPS futures (Public Service Company of Colorado : 16, 2013). Selon un rapport publié par le National Renewable Energy Laboratory et le Lawrence Berkeley National Laboratory Xcel Energy et Black Hills Energy n'ont eu « aucune difficulté à rencontrer leur cible » (Heeter *et al.*, 2014 : 81, traduction libre).

11.4 PRÉVISIONS DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Comme identifié précédemment, l'énergie éolienne connaît une forte croissance au Colorado depuis quelques années, suivi de l'énergie solaire. L'état bénéficie davantage de ressources éoliennes que solaires, et l'énergie éolienne est moins coûteuse à développer que le solaire. Les ressources hydriques y sont également nombreuses. Le Colorado possède un *Climate Action Plan* qui exige une réduction des gaz à effet de serre (GES) de 20 % d'ici 2020, puis de 80 % d'ici 2050. Les utilités sont soumises à cet objectif, en plus de l'objectif RPS, soit deux objectifs qui favorisent l'approvisionnement d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Bien que le Colorado ne soit pas un grand émetteur de GES en comparaison avec les autres états, en particulier la Californie (EPA, 2014b), il est avantagé par la disponibilité des ressources renouvelables. La cible RPS augmentera de 8 % de 2014 à 2015.

11.5 POTENTIEL DE PETITE HYDRO À COURT ET MOYEN TERME

Le Colorado est un état qui fait partie de ceux ayant le plus de potentiel pour le développement de nouveaux projets hydro à partir de cours d'eau non exploités (Oak Ridge National Laboratory, 2012) ainsi que selon le rapport du BOR au niveau des sites existants sans production d'hydroélectricité (BOR, 2011). L'état a également introduit une loi en mai 2014, le *Bill HB14-1030*, qui facilite le développement des projets de petite hydro (Colorado Small Hydro Association, 2014). Toutefois, le tarif d'électricité est moins avantageux qu'en Californie et les projets éoliens

^f Le programme offre un tarif en watt DC – *direct current* – qui réfère généralement à des systèmes qui utilisent des piles à combustibles, souvent à partir d'installations solaires. Toutefois, l'hydro est admissible à ce programme.

développés à prix compétitif font en sorte que tout nouveau projet hydro sera soumis à une forte pression sur les prix. Il est donc recommandé, pour ce marché, de viser les sites ayant déjà certaines infrastructures en place.

11.6 ANALYSE DES TYPES DE PROJETS DE PETITE HYDRO DISPONIBLES

Selon le Colorado State Energy, le potentiel futur pour les projets hydroélectriques se situe au niveau de l'amélioration de l'efficacité des turbines existantes ainsi que de nouvelles installations de basses chutes à partir d'installations agricoles (Colorado Government, 2014 : 13). Une étude réalisée pour le Colorado Department of Agriculture en décembre 2013 a révélé que les projets de développement hydro sur les infrastructures agricoles les plus économiquement viables sont les petits projets sur les pipelines d'irrigation pressurisés (*pressurized irrigation pipelines*), en particulier les systèmes d'irrigation à pivot central, pour une capacité totale estimée à 30 MW (Apple Gate Group Inc. et Telluride Energy, 2013). Le Colorado Small Hydro Association, en collaboration avec le département d'agriculture, American Rivers et le Colorado Conservation Board, tiendra des tables de travail à la fin du mois de mai 2014 pour discuter des opportunités de projets de petite hydro sur les infrastructures agricoles.

Le BOR a identifié en 2011 plusieurs sites existants sur lesquels des projets de petite hydro étaient intéressants (BOR, 2011). Basé sur un ratio bénéfices-coûts de plus de 0.75, selon des données considérées comme étant moyennement ou très fiables, le BOR a identifié les sites suivants (classés du ratio le plus élevé au plus faible) :

- Pueblo Dam (13 MW)*
- Grand Valley Diversion Dam (1.9 MW)*
- Gunnison Tunnel (3.8 MW)
- South Canal, Sta. 181+10, "Site #4" (3 MW)
- Ridgway Dam (3.37 MW)*
- South Canal, Sta 19+ 10 "Site #1" (2.47 MW)*
- Gunnison Diversion Dam (1.43 MW)
- South Canal, Sta. 106+65, "Site #3" (2.22 MW)*
- Twin Lakes Dam (USBR) (0.98 MW)
- Granby Dam (0.48 MW)*
- Taylor Park Dam (2.54 MW)
- South Canal, Sta. 472+00, "Site #5" (1.35 MW)
- East Portal Diversion Dam (0.28 MW)
- Riffle Gap Dam (0.34 MW)
- South Canal Tunnels (0.88 MW)

*Selon les données disponibles sur le site de BOR à ce jour, ces six sites ont déjà conclu des LOPP relativement au développement de projets de petite hydro (BOR, 2014).

Cette analyse du BOR a été suivie d'une seconde étude, réalisée en collaboration avec le Idaho National Laboratory (INL) et publiée en mars 2012, portant sur le potentiel hydro à partir des conduits qui appartiennent au BOR. Selon le BOR, la technologie actuelle au niveau des turbines de basses chutes permet de développer des projets de petite hydro sur des sites pour lesquels ces projets n'étaient pas économiquement viables avec les anciennes technologies (BOR, 2012, cité par Platts McGraw Hill Financial, 2014). Les résultats indiquent que le Colorado est l'état ayant le potentiel le plus élevé pour des projets hydro à partir des conduits existants du BOR (BOR, 2012). Les neuf sites ayant le plus de potentiel de génération sont les suivants (du plus grand potentiel au plus petit) :

- Shavano Falls (5.2 MW)*
- South Canal Drop 4 (4.2 MW)
- Salt Creek Drop 2
- South Canal Drop 6
- Pipe Chute at 1058+00
- South Creek Drop 1
- Groove Creek Drop 2
- South Terminus
- Groove Creek Drop 1

*Seul le site de Shavano Falls apparaît dans la liste des ententes LOPP déjà conclues avec le BOR (BOR, 2014).

Des recherches ultérieures devront être effectuées pour vérifier si le site South Canal Drop 4 est le même que celui identifié dans l'étude du BOR de mars 2011 précédemment mentionnée.

Le BOR a également effectué une étude pour identifier les possibilités d'augmentation de capacité auprès de leurs installations hydro existantes (BOR, 2010). Parmi les dix sites qui présentent le ratio bénéfice-coût le plus élevé, on retrouve les deux sites suivants situés dans l'état du Colorado :

- Black Canyon : capacité actuelle de 10 MW, possibilité d'augmentation de 5 MW
- Crystal dam : capacité actuelle de 31.5 MW, possibilité d'augmentation de 9.5 MW

Les possibilités au niveau des barrages non exploités de plus de 1 MW sont plutôt faibles au Colorado, en comparaison avec les autres états (Hadjerioua, Wei et Kao, 2012). Beaucoup de barrages ont été construits entre 1950 et 1980, et ils sont utilisés a priori pour des fins d'irrigation (US Army Corps of Engineers, 2013b).

En ce qui concerne le remplacement d'équipement sur des installations hydro existantes vieillissantes, il y a 11 centrales hydroélectriques de moins de 30 MW qui furent construites entre 1970 et 1990 (annexe H, table H.1), un nombre considérablement plus bas qu'en Californie. La propriété de ces sites est indiquée dans le tableau H.1. Il est intéressant de noter qu'Aspen Municipal Electric System est l'entité qui s'approvisionne le plus en énergie hydro parmi les différentes utilités électriques du Colorado. Le dernier projet hydro développé par la ville de Aspen a été le projet de Castle Creek (prépermis émis par FERC en 2012, expire en 2015). La ville détient 2 centrales hydro (Maroon Creek construit en 1980, Ruedi Power plant construit en 1984) ainsi qu'une entente de type PPA avec BOR pour le site hydro Ridgway. Le BOR possède, quant à lui, 12 centrales de moins de 30 MW, en plus de nombreux barrages sans production d'électricité (BOR, 2007). Il n'y a pas de potentiel au niveau de la remise en service d'une centrale, car elles sont toutes opérationnelles.

11.7 POTENTIEL DE MARCHÉ EN RÉSUMÉ

Globalement, le Colorado offre du potentiel surtout pour des projets de petite hydro à partir des infrastructures agricoles, des conduits et des sites non exploités du BOR. Le tarif moyen au détail (9,39 cents/kWh) est moins intéressant que celui de la Californie surtout en raison du prix du gaz naturel très bas toutefois, le Colorado possède moins de ressources solaires et plus de ressources hydriques. Les incitatifs financiers, tant à l'échelle étatique que fédérale, auront un rôle déterminant sur la compétitivité des projets de petite hydro relativement aux projets éoliens dans cet état.

11.8 RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Le service d'électricité du Colorado est assuré par 47 fournisseurs, soit :

Type d'utilité	Quantité
Investor-Owned Utilities (IOU)	2
Consumer-owned utilities (inclut les coopératives)	26
Services publics municipaux	29

Source : Department of Regulatory Agencies, State of Colorado, 2005, <http://www.dora.state.co.us/puc/energy/ColoradoElectricPowerUtilities.pdf>

Les 2 IOU du Colorado fournissent plus de 60 % du marché de l'électricité et voici leurs ventes en 2012 :

Utilité	Ventes (MWh)
Xcel Energy (qui opère sous le nom de Public Service of Colorado, PSCo)	36 560 276
Black Hills Energy	1 745 915

Source : Colorado Governor's Energy Office (2010), « Colorado Utilities Report », <http://www.colorado.gov/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheadname1=Content-Disposition&blobheadname2=Content-Type&blobheadvalue1=inline%3B+filename%3D%222010+Utility+Report.pdf%22&blobheadvalue2=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1251760307078&ssbinary=true>

12. WASHINGTON : 2 300 POINTS

Washington arrive au 3^e rang des états intéressants selon la grille d'analyse. Cela s'explique principalement par : l'entente relative à la petite hydro, l'admissibilité de l'hydro aux RPS (toutefois limitée) et le programme de *feed-in* intéressant.

L'état de Washington est le plus grand producteur d'hydroélectricité des États-Unis, qui représente 74,9 % de son portefeuille énergétique en 2014 (EIA, 2014, Washington Profile Overview) et possède le plus bas tarif moyen d'électricité au détail du pays (6,94 cents/kWh). Les ressources hydro étant beaucoup plus accessibles que le solaire ou l'éolien, l'hydroélectricité représentait en 2012 près de 87 % de l'approvisionnement en énergies renouvelables, les installations éoliennes près de 12 % suivies de la biomasse à 1,7 %⁹ (Hunter, 2013a).

12.1 PROGRAMME RPS

Le programme RPS a débuté en 2006 sous l'appellation du *Energy Independence Act* avec un objectif de 15 % d'approvisionnement en énergies renouvelables d'ici 2020. Puisque l'hydroélectricité conventionnelle occupe déjà une grande part du portefeuille énergétique, les critères d'admissibilité de l'hydro aux RPS sont très restrictifs (voir plus bas). Depuis 2010, les utilités doivent également établir des cibles de « conservation des ressources énergétiques » afin de garantir l'approvisionnement en « énergies fiables, rentables et réalisables » (Washington State Legislature, RCW 19.285.040, s.d.) et les soumettre au Washington Utilities and Transportation Commission. La définition de « conservation » consiste en « toute réduction de consommation d'énergie qui provient d'amélioration énergétique au niveau de l'utilisation, de la production ou de la distribution » (traduction libre, Washington Utilities Transportation Commission, 2011).

Les utilités soumises aux RPS de Washington sont les utilités suivantes qui ont plus de 25 000 clients :

- IOU
- Utilités municipales
- Coopératives électriques rurales

Note : l'état possède une grande quantité d'utilités ayant moins de 25 000 clients et qui ne sont donc pas soumises aux obligations du *Energy Independence Act* (Washington State Department of Commerce, 2012).

Le même objectif (15 %) est applicable pour toutes les utilités et il n'y a pas de cible spécifique à un type de ressource.

Les projets hydroélectriques admissibles aux RPS en date du 1^{er} mai 2014 sont (traduction libre, *Energy Independence Act*, Paragraphe 19.285.030 *Definitions*) :

- 1) « électricité qui n'est pas générée à partir eau douce et en service après le 31 mars 1999, tout en étant : (i) situé dans le Pacific Northwest; OU (ii) l'électricité est livrée dans l'État de Washington en temps réel, sans profil de charge, entreposage ou service d'intégration;
- 2) « électricité supplémentaire produite à partir d'améliorations complétées après le 31 mars 1999 à des projets hydro d'une utilité qualifiée et située dans le Pacific Northwest; la production supplémentaire ne doit pas se traduire par un système de retenue ou de diversion d'eau » ;
- 3) « projet de production d'hydroélectricité complété après le 31 mars 1999, dont l'installation s'effectue à partir des canaux et tuyaux d'irrigation, de conduits d'eau utilisés pour services municipaux d'acheminement d'eau ou de

⁹ Basé sur le nombre total de MW identifié dans le rapport du *American Council Of Renewable Energy* (Western Region) de 2013, en excluant les énergies calculées en mGy (éthanol, biodiesel).

conduits d'eaux usées, situé dans l'état de Washington et qui n'utilise pas de système de retenue ou de diversion de l'eau. »

Un nouveau projet de petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau ne serait donc pas admissible aux RPS, mais un projet à partir de conduit d'eau se qualifie.

Si la cible RPS n'est pas rencontrée, l'utilité s'expose à une amende de 50 \$/kWh dont le taux est ajusté annuellement selon l'inflation. Comme c'est fréquemment le cas, les pénalités recueillies servent à financer des projets d'énergies renouvelables. Le commerce des REC est permis dans la région seulement. Quant aux multiplicateurs de crédits REC, il y en a 2 et l'hydro qualifiée y est admissible :

- 120 % pour une ressource renouvelable qualifiée en activité après le 31 décembre 2005, où le développeur a recours à un programme approuvé d'apprenti durant la construction de l'installation;
- 200 % pour toute énergie renouvelable qualifiée ou REC associés à des installations de *distributed resources* d'une capacité de moins de 5 MW.

12.2 POLITIQUES ET INCITATIFS RELIÉS AUX RPS

Feed-in tariff

Orcas Power and Light Cooperative (OPALCO) offre un contrat de 10 ans à un taux variable (voir tableau ci-dessous) pour tout système de moins de 200 kW pour des clients résidentiels et commerciaux dont la micro hydro est admissible. Le programme a débuté en 2011, le taux offert pour les projets qui seront connectés au courant de l'année 2014-2015 (1 juillet 2014 au 30 juin 2015) est de 11 cents/kWh. Pour les années subséquentes, le taux sera réduit de 3 cents/kWh par an (OPALCO, *Member Owned Renewable Energy Committee*, 2013). Ce tarif est intéressant considérant le prix moyen d'électricité au détail de 6.94 cents/kWh. Il existe d'autres programmes de type *feed-in* mais soit la petite hydro n'est pas admissible, soit la capacité limite est trop faible pour être intéressante (25 kW).

Facturation nette

La facturation nette est offerte par toutes les utilités de Washington pour les installations de 100 kW et moins. Nous considérons donc que le programme n'est pas intéressant pour le marché visé puisque la limite inférieure retenue est de 200 kW.

Green Power program

De 2002 à 2012, Washington exigeait que chaque utilité (qui dessert plus de 25 000 clients) offre la possibilité à ses clients l'option d'acheter volontairement de l'électricité provenant d'énergies alternatives qualifiées. L'hydro y était admissible selon des critères moins restrictifs que pour les RPS par exemple, l'hydro au fil de l'eau était acceptée à condition que l'installation n'obstrue pas le passage de certains types de poissons (*Washington State Legislature*, RCW 19.29A.090, 2014). Le programme a pris fin en 2012 et n'a pas été renouvelé (Washington Department of Commerce, s.d.).

Allègement de taxes

Différents incitatifs de type allègement de taxes sont offerts, mais l'hydro n'y a pas droit. Ces incitatifs concernent surtout les petites installations d'énergie solaire.

12.3 PROBABILITÉ DE CONFORMITÉ AUX RPS DE 2016 À 2020

Les utilités ont toutes atteint ou dépassé leur cible RPS en 2012, mais la cible n'était alors que de 3 % (Washington Department of Commerce, 2012a). Elle passera à 9 % en 2016. Le Gray Harbor PUD est l'utilité qui s'approvisionnait le plus en énergies renouvelables, soit 19 % en 2012. La majorité des approvisionnements en énergies renouvelables provenait d'énergie éolienne, suivie de l'hydro qualifiée^h. Selon le Washington Department of Commerce (2012b), il existe une incertitude quant aux approvisionnements d'électricité des dix prochaines années pour Puget Sound and Electric (PSE), la plus grande IOU de l'état qui fournissait alors 26% de l'approvisionnement en électricité. PSE dit vouloir s'approvisionner en fonction des opportunités du marché et de la compétitivité des prix, ce qui apporte un certain niveau d'incertitude, sans toutefois indiquer une difficulté à rencontrer la cible RPS. En raison de ses nombreuses ressources hydroélectriques et ses habituels surplus, cet état semble en bonne position pour rencontrer sa cible RPS.

12.4 PRÉVISIONS DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les utilités prévoient un surplus de ressources en électricité (toutes catégories confondues) de 2011 à 2022 bien que moins élevé que prévu (Washington Department of Commerce, 2012a), notamment en raison de contrats venant à échéance à plus long terme. En matière d'énergies renouvelables, l'approvisionnement en ressources hydro (qualifiées d'énergies renouvelables) devrait diminuer dans un horizon de 10 ans (Washington Department of Commerce, 2012b), alors que projets d'amélioration et de conservation d'énergie (un segment défini dans les obligations des utilités) connaîtront une croissance.

12.5 POTENTIEL DE PETITE HYDRO À COURT ET MOYEN TERME

À priori, l'état de Washington n'offre pas de potentiel intéressant à court terme pour de nouveaux projets de petites centrales hydroélectriques en raison des critères contraignants des RPS, des prévisions du PUC et du marché hydroélectrique déjà très développé. Par contre, le fait que le gaz naturel soit très peu utilisé comme source d'énergie pour produire l'électricité constitue un avantage, car son bas prix actuel peut nuire au marché des énergies renouvelables. De plus, Washington possède le plus grand potentiel technique parmi les états américains pour développer des projets de petites centrales hydro (Kao *et al.*, 2014 : 23), et ce, tout en étant économiquement viable (Kosnik, 2012). Cet état pourrait donc représenter du potentiel pour le marché à plus long terme, en particulier si des modifications sont apportées au niveau de l'admissibilité des nouveaux projets de petite hydro aux RPS.

Nous analyserons donc le potentiel de marché quant à l'amélioration ou le remplacement de turbines existantes et les nouveaux projets de petite hydro à partir d'infrastructure d'eau utilisée aux fins d'irrigation ou de traitement de l'eau, qui sont tous admissibles aux RPS.

12.6 ANALYSE DES TYPES DE PROJETS DE PETITE HYDRO DISPONIBLES

En ce qui concerne le remplacement d'équipement sur des installations hydro existantes vieillissantes, il y a 31 centrales hydroélectriques de moins de 30 MW construites entre les années 1970 et 1990, dont 7 sont hors service et 4 en attente (solutions d'urgence) (annexe I, table I.1).

^h Données excluant l'approvisionnement de PSE qui ne précise pas le type de ressource dans le rapport du Washington Department of Commerce.

Quant aux possibilités pour les conduits qui appartiennent au BOR, seuls deux sites ont été identifiés dans cet état (BOR, 2012). Le BOR a toutefois déterminé en 2011 six sites existants sur lesquels des projets de petite hydro étaient intéressants. Bien que ces projets ne soient pas admissibles aux RPS, nous en dressons la liste dans l'éventualité où les projets puissent être intéressants à plus long terme. Basé sur un ratio bénéfices-coûts de plus de 0.75, selon des données considérées comme étant moyennement ou très fiables, le BOR a identifié les sites suivants (classés du ratio le plus élevé au plus faible) (BOR, 2011) :

- Sunnyside Dam (1.362 MW)
- Scootney Wasteway (2.276 MW)
- Cle Elum Dam (7.249 MW)
- Keechelus Dam (2.394 MW)
- Kachess Dam (1.227 MW)

Selon les données disponibles sur le site de BOR à ce jour, aucune entente de type LOPP n'a été conclue entre le BOR et un développeur hydro pour ces sites (BOR, 2014). FERC aurait toutefois déjà reçu des demandes de permis pour les sites de Cle Elum Dam, Keechelus Dam et Kachess Dam (McCalman, 2013).

Tout comme pour la Californie et le Colorado, les possibilités au niveau des barrages non exploités de plus de 1 MW sont plutôt faibles (Hadjerioua, Wei et Kao, 2012). La majorité des barrages ont été construits depuis les années 1950 et sont utilisés surtout pour des fins d'irrigation, récréatives et de contrôle des inondations (US Army Corps of Engineers, 2013c).

Finalement, Snohomish County PUD, qui fait partie des entités ayant les ventes d'électricité les plus élevées, dit étudier présentement plusieurs sites afin de vérifier le potentiel pour développer de petites centrales hydroélectriques dans les cinq à dix prochaines années.

12.7 POTENTIEL DE MARCHÉ EN RÉSUMÉ

L'état de Washington offre un scénario ambivalent : plusieurs opportunités sont présentes pour de nouveaux développements de petite hydro (au niveau technique), mais ne sont pas soutenues par des incitatifs financiers ni éligibles aux RPS. Il y a un nombre intéressant de centrales existantes de petite taille que l'on pourrait moderniser et le potentiel pour des conduits du BOR ou des barrages non exploités est faible. Une analyse de sensibilité fut effectuée afin de vérifier le résultat si l'on accorde une pondération de zéro (0) à l'indicateur de l'admissibilité de l'hydro aux RPS. Les résultats positionnent tout de même Washington comme un état intéressant. Il est donc recommandé de concentrer les efforts sur la modernisation des installations et d'opter pour une stratégie à plus long terme en ce qui concerne les nouveaux projets.

12.8 RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Le service d'électricité de Washington est assumé par 59 fournisseurs, soit :

Type d'utilité	Quantité
Investor-Owned Utilities (IOU)	3
Coopératives électriques rurales	15
Services publics municipaux	41

Source :Washington State Department of Labor & Industries (s.d.).

<http://www.lni.wa.gov/TradesLicensing/Electrical/Install/Puds/default.asp>

Le Washington Utilities and Transportation Commission fournit un portrait détaillé des ventes uniquement pour les entités soumises aux RPS. Parmi ces dernières, les entités suivantes représentent celles ayant les ventes les plus élevées en 2012 :

Utilité	Ventes (MWh)
Puget Sound Energy	21 198 607

Seattle City Light	10 056 873
Snohomish County PUD	6 801 463
Avista Corporation	5 534 889
Tacoma Power	4 778 049
Clark County PUD	4 573 173

Source : Washington Department of Commerce (2013), <http://www.commerce.wa.gov/Documents/2013-biennial-energy-report.pdf>

13. ILLINOIS : 2 230 POINTS

L'Illinois se positionne en 4^e place des états intéressants selon la grille d'analyse. Cela s'explique principalement par : un potentiel élevé de développement sur des barrages non exploités, l'admissibilité de l'hydro aux RPS (critères peu restrictifs) et la politique de facturation nette favorable.

Le scénario énergétique de l'Illinois diffère largement de la Californie, du Colorado ou de Washington. C'est l'état américain qui produit le plus d'électricité à partir d'énergie nucléaire et possède la 4^e plus grande capacité de procédé de raffinage de pétrole brut. L'état abrite également beaucoup de pipelines qui acheminent le gaz naturel à travers le pays. L'électricité provient du nucléaire à priori, suivi du charbon. Quant aux énergies renouvelables, la production provient surtout de l'éolien (près de 94 %ⁱ), puis du solaire et de l'hydroélectricité à environ 1 % chacun (Hunter, 2013b). Parmi les états du Midwest américain, l'Illinois arrive en seconde position au niveau de la capacité provenant des installations d'énergies renouvelables.

13.1 PROGRAMME RPS

Le programme RPS a débuté en 2007 dans l'Illinois. L'objectif est de 25 % d'ici 2025 (cible primaire). Les modalités sont assez complexes, nous en présenterons l'essentiel soit : la cible des groupes primaire et secondaire, ainsi que les cibles spécifiques à l'énergie solaire et éolienne.

Groupe primaire : IOU de 100 000 clients et plus* (avec d'autres modalités)

- Minimum de 75 % d'approvisionnement à partir d'énergie éolienne
- Minimum 6 % d'approvisionnement à partir de solaire photovoltaïque
- Minimum 1 % de distributed generation**

* Les seules IOU qui se qualifient sont Commonwealth Edison (ComEd) et the Ameren Corporation companies (AmerenCILCO, AmerenIPL, et AmerenCIPCO).

**Le distributed generation de l'Illinois s'applique à des installations de 2 MW ou moins et l'hydro y est admissible.

Groupe secondaire : Alternative Retail Electric Suppliers (ARES)

- Minimum de 60 % d'approvisionnement à partir d'énergie éolienne
- Minimum 6 % d'approvisionnement à partir de solaire photovoltaïque

ⁱ Basé sur le nombre total de MW identifié dans le rapport du *American Council Of Renewable Energy* (Midwestern Region) de 2013, en excluant les énergies calculées en mGy (éthanol, biodiesel)

Il est important de noter que les ARES doivent s'acquitter de leurs obligations RPS à 50 % par le paiement alternatif de conformité (ACP) et peuvent même opter pour l'ACP à 100 % (Illinois Power Agency, 2013).

Les utilités soumises aux RPS sont les suivantes :

- IOU
- Alternative retail electric suppliers (ARES)

Les projets hydroélectriques admissibles aux RPS en date du 1^{er} mai 2014 sont (traduction libre, *Illinois Power Agency Act § 20 ILCS 3855/1-75, 2007*, cité dans *Illinois General Assembly, s.d.*) :

- « tous les types de projets qui ne requièrent pas de nouveaux barrages ou un agrandissement important d'un barrage actuel. »

Toutes les ressources doivent également être qualifiées de rentables : l'état détermine la rentabilité à partir de différents indicateurs, telle la valeur marchande dans la région pour l'énergie renouvelable concernée et la loi permet d'établir des limites quant au montant versé pour l'achat d'énergies renouvelables si cela requiert une certaine augmentation du tarif d'électricité au détail.

Si la cible RPS n'est pas rencontrée, l'utilité peut opter pour le paiement alternatif de conformité (ACP) qui est géré par une agence administrative de l'état. En 2014, le ACP pour Ameren était de 1.80 \$/MWh (Illinois Commerce Commission, 2014). L'échange de REC est permis, avec une priorité accordée aux échanges à même l'État, mais si l'on ne peut se conformer à l'exigence d'un approvisionnement « rentable », il est possible d'acheter des REC auprès des états avoisinants. Il n'y a pas de multiplicateur de crédits REC.

13.2 POLITIQUES ET INCITATIFS RELIÉS AUX RPS

Feed-in tariff

L'état n'offre aucun incitatif de type feed-in.

Facturation nette

La facturation nette est offerte pour tous les systèmes de moins de 2 MW (l'ancienne limite était de 40 kW). Les modalités varient selon que le client est considéré comme un client « compétitif » ou « non compétitif », c'est-à-dire un client dont la facturation est établie à l'heure ou non. Les clients qui ne sont pas facturés à l'heure peuvent être crédités pour tout surplus lors de la prochaine facturation, au tarif au détail. Les clients facturés à l'heure sont crédités au tarif horaire.

L'état n'offre pas d'autres incitatifs ou programmes reliés aux énergies renouvelables.

13.3 POSSIBILITÉ DE CONFORMITÉ AUX RPS DE 2016 À 2020

En raison des modalités fixées dans la loi (notamment la limite quant aux coûts associés à l'approvisionnement en énergies renouvelables), les entités soumises aux RPS ont généralement recours au paiement de conformité pour rencontrer leur cible et l'approvisionnement s'effectue à travers un administrateur nommé par l'IPA. Selon le plan d'approvisionnement de l'IPA de juillet 2014, les entités vont soit rencontrer leur cible ou ne pas la rencontrer en raison de contraintes budgétaires. Bien que l'approvisionnement à même l'état ou dans les états avoisinants soit privilégié, l'IPA peut également opter pour l'achat auprès d'un autre état. La grande flexibilité à l'égard de l'approvisionnement en énergies renouvelables, en plus des ressources éoliennes développées, permet de conclure que l'état fera face à ses obligations.

13.4 PRÉVISIONS DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

L'Illinois possède de vastes ressources éoliennes et de biomasse et l'éolien domine largement la part de production en énergies renouvelables. Un projet de construction d'une ligne de transmission de plus de 600 km devait débuter en

2014. Comme mentionné précédemment, l'IPA a également mis en place un système qui permet de rentabiliser au maximum l'approvisionnement en énergies renouvelables.

13.5 POTENTIEL DE MARCHÉ DE LA PETITE HYDRO COURT ET MOYEN TERME

En raison du tarif d'électricité bas, du mix énergétique, du nombre limité d'incitatifs, mais surtout des cibles élevées d'approvisionnements en énergie solaire et éolienne, l'état d'Illinois ne présente pas autant de potentiel que ce que les résultats de la grille dévoilent. Puisque l'indicateur RPS ne tenait pas compte des cibles reliées aux types d'énergies, et que l'Illinois est le seul état ayant une cible si élevée pour le solaire et l'éolien, il apparaît comme un cas isolé qui ressort, à priori, comme ayant du potentiel alors qu'il n'en possède pas suffisamment pour que l'on y consacre des efforts à court terme. Le potentiel pour l'Illinois se trouve surtout au niveau des barrages non exploités. Il est donc recommandé d'identifier ultérieurement les barrages de 10 MW ou moins qui ne disposent pas d'installations hydroélectriques et peuvent représenter des opportunités dans un horizon à moyen terme.

13.6 ANALYSE DES TYPES DE PROJETS DE PETITE HYDRO DISPONIBLES

Le potentiel pour l'Illinois est plutôt faible globalement; il se retrouve a priori au niveau des barrages non exploités de plus de 1 MW. Ces barrages appartiennent majoritairement aux US Army Corps of Engineers (Kao *et al.*, 2012). À cet égard, l'Illinois possède une grande quantité de barrage en comparaison avec l'état de Washington, par exemple (1 592 pour l'Illinois, 798 pour Washington selon les données du National Inventory of Dams). La plupart des barrages ont été construits entre 1950 et 1980, et sont utilisés principalement à des fins récréatives (US Army Corps of Engineers, 2013d). Puisque les projets hydro sur réservoirs existants sont admissibles aux RPS, ce segment pourrait être intéressant. Toutefois, en raison du bas tarif d'électricité et de la compétitivité de l'éolien, il est possible que les projets hydro sur réservoirs existants plus avantageux économiquement soient ceux de plus grande capacité.

Si l'on regarde la liste des installations hydroélectriques de moins de 30 MW (tableau J.1, annexe J), on peut y voir que l'état possède peu d'installations et qu'elles sont majoritairement de très petite capacité (1 MW ou moins). Il n'y a que 4 installations construites entre 1980 et 1990, et aucune n'a été construite entre 1942 et 1985. Le potentiel de modernisation sur des équipements existants semble donc plutôt faible.

13.7 POTENTIEL DE MARCHÉ EN RÉSUMÉ

L'Illinois offre un scénario fort différent des états préalablement analysés en raison de son mix énergétique provenant surtout de l'énergie nucléaire et fossile, et d'une cible aussi élevée quant à l'approvisionnement d'électricité à partir d'énergie éolienne devant les autres types d'énergies renouvelables. Le bas tarif d'électricité, combiné à un marché dérèglementé, ajoute une forte pression sur le marché des énergies renouvelables dans cet état. Pour ces raisons, et parce que seuls les barrages non exploités offrent du potentiel, ce n'est pas un état à prioriser.

13.8 RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Le service d'électricité de l'Illinois est assuré par un nombre élevé de fournisseurs en raison de la structure « ouverte » du marché. La complexité du réseau ne nous permet pas d'identifier avec précision, aux fins de ce rapport, les types d'entités. Seules les données approximatives suivantes ont été recueillies :

Type d'utilité	Quantité
Services publics d'électricité certifiés (incluant au moins 2 IOU)	5
Coopératives électriques	31
ARES	87*

*De ce chiffre, deux entités semblent avoir été retirées de la liste des ARES certifiés. De plus, certaines entités semblent comptabilisées comme des IOU auprès du EIA, mais comme des ARES auprès de l'Illinois Commerce Commission.

Source : Illinois Commerce Commission (s.d.), "Certified Utilities in Illinois ». <http://www.icc.illinois.gov/utility/Certified.aspx?type=6>

Selon les données du EIA (2012), voici les cinq détaillants d'électricité de l'Illinois qui avaient les ventes les plus élevées:

Type d'utilité	Ventes 2012 (MWh)
Commonwealth Edison Co	31 650 966
Constellation NewEnergy, Inc	23 069 067
Ameren Illinois Company	14 319 873
Ameren Energy Marketing	9 127 587
MidAmerican Energy Co	9 637 304

Source : United States Energy Information Administration (2012), "Annual Electric Power Industry Report, Table 3. Top Five Retailers of Electricity, with End Use Sectors, 2012 ». <http://www.eia.gov/electricity/state/illinois/index.cfm>

14. CONNECTICUT : 2 210 POINTS

Le Connecticut se positionne en 5^e place des états intéressants selon la grille d'analyse. Cela s'explique principalement par : un tarif d'électricité plutôt élevé (15.50 cents/kWh en 2012) des critères d'admissibilité de l'hydro avantageux, l'incitatif *feed-in* et la politique de facturation nette intéressants.

Près de la moitié de la production d'électricité du Connecticut provient de l'énergie nucléaire, suivi du gaz naturel, avec seulement 3 % d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables en 2013 (EIA, 2014). Avec un objectif de 27 % d'approvisionnement en énergies renouvelables d'ici 2020, il est clair que les entités soumises aux RPS devront faire des efforts importants à cet égard. La production d'énergie renouvelable provient majoritairement de la biomasse puis de l'hydro (environ 26 % de la production) (Hunter, 2014). Le marché de l'électricité est dérèglementé.

Le Connecticut est un importateur net d'électricité, mais souhaite devenir un exportateur d'ici 2020, notamment par l'ajout de capacité de combustion de cycle combiné de gaz naturel (*natural gas combined-cycle capacity*) à partir d'installations existantes et l'accomplissement du projet de transmission New England East-West Solution.

14.1 PROGRAMME RPS

Le programme RPS a débuté tôt, en 1998, puis a été révisé de nombreuses fois. L'objectif est d'atteindre 27 % d'approvisionnement d'électricité en énergies renouvelables d'ici 2020. L'objectif est sous-divisé en trois catégories (appelées « classe ») :

Classe I : 20 % d'ici 2020

- Inclut : énergie solaire énergie éolienne, piles à combustible, géothermie, enfouissement de méthane, biogaz, énergie thermique des mers, vagues ou marées, technologies de conversion d'énergies renouvelables à faibles émissions, installations hydroélectriques au fil de l'eau de moins de 30 MW qualifiées, installations de biomasse qualifiées.

Classe II : 3 % d'ici 2010

- Inclut : installations de transformation de déchets en énergie, certaines installations de biomasse et certaines anciennes centrales au fil de l'eau.

Classe III : 4 % d'ici 2010

- Inclut : cogénération, efficacité énergétique, chaleur résiduelle

Les utilités soumises aux RPS sont les suivantes :

- IOU (*electric distribution company wholesale supplier*)
- Services publics municipaux
- Fournisseurs au détail (*electric supplier*)

Les services publics municipaux doivent déterminer leur propre cible RPS, seuls les IOU et les fournisseurs au détail ont l'obligation de rencontrer la cible de 27 %.

Les projets hydroélectriques admissibles aux RPS en date du 1^{er} mai 2014 sont (traduction libre, Connecticut Department of Energy and Environmental Protection, Public Utilities Regulatory Authority, 2014) :

- 1) Une installation hydroélectrique au fil de l'eau de moins de 30 MW, en service après le 1^{er} juillet 2003. Tout projet dont la demande de certification est effectuée après le 1^{er} janvier 2013 ne doit pas requérir de nouveau barrage ou faire partie d'un barrage identifié par le commissaire comme un barrage devant être retiré et doit respecter les exigences fédérales et nationales incluant les normes de qualité de l'eau et de passage des poissons (éligibilité pour la Classe I).
- 2) Une installation hydroélectrique au fil de l'eau de 5 MW ou moins, qui ne requiert pas de modification importante au débit du cours d'eau et exerçait ses activités avant le 1^{er} juillet 2003 (admissible pour la Classe II). Si l'installation de 5 MW ou moins est convertie en installation au fil de l'eau, elle devient admissible à la Classe I (Sustainable Energy Advantage, 2013 : 27).

Le Connecticut n'exige pas que l'installation soit certifiée auprès du LIHI (Hunter, 2014).

Il est important de souligner que des modifications ont été apportées en 2013 quant à l'admissibilité de la petite hydro, dont la capacité est passée 5 MW à 30 MW, ainsi que l'autorisation d'inclure la grande hydro sous certaines conditions, lorsque l'entité ne peut rencontrer la cible RPS de classe I (*An Act Concerning Connecticut's Clean Energy Goals*, 2013). Ces changements résultent d'une volonté d'être en mesure de rencontrer la cible RPS en évitant une facture trop élevée pour le consommateur, dans un état où le tarif est déjà plutôt élevé (Artz, 2013). Le Connecticut Small Power Producers Association (2013) a toutefois démontré son mécontentement quant à ce changement qui, selon les producteurs, favorise l'approvisionnement à l'extérieur de l'état, stipulant que le Connecticut ne possède pas le potentiel technique pour développer des projets hydro de plus de 5 MW.

Si la cible RPS n'est pas rencontrée, l'utilité peut opter pour le paiement alternatif de conformité (ACP) de 55 \$/MWh. À partir de 2013, les fonds recueillis serviront à financer les programmes LREC et ZREC (expliqués plus loin) et rembourser une partie des coûts d'énergies renouvelables assumés par les contribuables. Le commerce des REC est permis dans la région ISO-New England. Le Connecticut Public Utilities Regulatory Authority (PURA) se réserve également le droit d'autoriser le commerce de REC auprès des états de New York, de Pennsylvanie, du New Jersey, du Maryland et du Delaware s'il considère que le programme RPS qui s'y trouve est comparable à celui du Connecticut.

L'état n'offre pas de multiplicateur REC. C'est l'un des rares états où la valeur du REC sur le marché a pu être identifiée : au 12 juillet 2012, les REC du Connecticut, pour la Classe I, avaient une valeur moyenne de 45 \$/MWh (Andrews, 2012 : 11).

14.2 POLITIQUES ET INCITATIFS RELIÉS AUX RPS

Feed-in tariff

En vertu du Public Act 11-80 de 2011, deux programmes de feed-in tariff sont offerts par les deux IOU du Connecticut, soit Connecticut Light & Power (CL&P) et United Illuminating (UI). Les installations de petite hydro sont admissibles aux programmes suivants (tarifs en date du 31 janvier 2013) :

- ZREC* tariff, installations de 100 kw ou moins : contrat de 15 ans, 164.22 \$/ZREC.
- ZREC* tariff, installations de 100 kw – 1 MW : contrat de 15 ans, 325.50 \$/ZREC

- LREC** tariff, installations de moins 2 MW : contrat de 15 ans, 200 \$/LREC

*ZREC : *zero emission renewable energy credits*, Classe I éligible

**LREC : *low emission renewable energy credits*, Classe II admissible

Pour le programme ZREC, les investissements doivent être de 32 millions de dollars en 2014, suite à quoi le PURA va réévaluer la situation. Le prix d'un ZREC ne pouvait excéder 200 \$ la première année (en 2011), pour ensuite être réduit chaque année de 3 à 7 %.

Pour le programme LREC, les investissements doivent être de 8 millions de dollars en 2014, suite à quoi le PURA va réévaluer la situation. Le prix d'un ZREC ne pouvait excéder 350 \$ la première année (en 2011), pour ensuite être réduit chaque année de 3 à 7 %.

Les appels d'offres pour 2014 ont eu lieu en mai 2014 et les résultats seront dévoilés à la mi-juillet 2014.

Selon le DEEP (2014b), les contrats à long terme ZREC et LREC feront partie de la stratégie visant d'une part, à s'approvisionner en énergies renouvelables au sein de l'état, d'autre part, de rencontrer les objectifs quant aux réductions des émissions de GES. Il semble donc que ces contrats continueront d'être offerts dans les années à venir.

Facturation nette

La facturation nette conventionnelle est offerte par le IOU pour toutes les installations de 2 MW ou moins de la Classe I; la facturation nette virtuelle est offerte pour celles de 3 MW ou moins. Les surplus d'électricité sont offerts sous forme de crédits qui peuvent s'accumuler durant un an, puis remboursés à la fin de l'année au coût évité du tarif en gros. Le client demeure propriétaire des REC. La facturation nette agrégée est permise pour les clients municipaux, gouvernementaux et agricoles. La politique de facturation nette du Connecticut est assez avantageuse en comparaison avec d'autres états, en raison de la limite assez élevée et de l'admissibilité de l'hydro assez flexible.

Allègement de taxes

L'état offre une exemption de taxes de 100 % sur les systèmes installés après le 1^{er} octobre 2007, incluant les installations hydroélectriques de Classe II, qui desservent des fermes, des maisons unifamiliales ou des bâtiments multifamiliaux de 4 unités ou moins. À compter d'octobre 2014, les installations industrielles ou commerciales sont également admissibles, la capacité ne peut toutefois pas excéder les besoins énergétiques du site où se trouve l'installation.

Les installations d'énergie renouvelable et les installations situées chez le consommateur (*customer-sided facilities*) sont également exemptées de la taxe de vente de 2.50 \$/MWh à laquelle les producteurs d'électricité qui sont connectés au réseau de distribution en gros (*bulk power grid*) sont normalement soumis. Cette exemption est offerte jusqu'au 30 septembre 2013, nous n'avons pu déterminer si elle est encore disponible en 2014.

Green Power Purchase Plan

Ce programme s'adresse aux institutions gouvernementales de l'état et aux universités, et requiert un approvisionnement en énergies renouvelables de Classe I de 20 % en 2010, 50 % en 2020, 100 % en 2050. Il inclut également des modalités quant à l'économie d'énergie.

14.3 PROBABILITÉ DE CONFORMITÉ AUX RPS DE 2016 À 2020

Selon le rapport du Connecticut Department of Energy and Environmental Protection de 2014 (DEEP, 2014d) seulement 16 des 36 entités soumises aux RPS ont rencontré leur cible en 2011, et les entités ont eu plus de difficultés à atteindre la cible de la classe I que les autres classes. Beaucoup ont dû recourir à l'option de paiement alternatif de conformité (ACP). La majorité des approvisionnements en énergies renouvelables de classe I de 2011 provenait d'installations de biomasse du New Hampshire, du Maine et du Vermont. Pour la Classe II, l'approvisionnement

provenait à priori de l'état, puis du Vermont et du Maine à partir d'installations de conversion de déchets en énergie, de biomasse et d'hydro. Il faut noter que l'hydro (admissible) a connu une légère hausse de 2009 à 2011.

Comme mentionné, en raison de la cible RPS élevée et de la difficulté de conformité des entités, il sera difficile pour le Connecticut de rencontrer sa cible à partir de projets réalisés à même l'état. DEEP a envisagé la possibilité d'augmenter la cible de la classe I tout en permettant l'admissibilité de la grande hydro mais cette option est, pour l'instant, mise de côté. L'état considère également l'approvisionnement en hydroélectricité importée du Canada (DEEP, 2014e).

14.4 PRÉVISIONS DU MARCHÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le Connecticut possède des objectifs RPS ambitieux, mais peu de ressources solaires et éoliennes. Les ressources hydro sont plus nombreuses, mais surtout pour des projets de moins de 5 MW. Les modifications apportées aux RPS en 2014, suite au rapport du DEEP de 2013, ont notamment pour objectif de promouvoir les projets d'énergies renouvelables compétitifs à même l'état, de réduire la part d'approvisionnement en biomasse, d'apporter plus de soutien financier (par l'entremise des ententes à long terme) et d'accorder plus de soutien à l'hydro (par l'entremise de la modification de l'admissibilité de l'hydro qui est passée de 5 MW à 30 MW). Au niveau des projets éoliens qui, selon le *National Wind Watch*, étaient limités par la difficulté de l'état à statuer sur la réglementation (2014), le moratoire de 3 ans prévu à cet égard a été suspendu en avril 2014. En résumé, il est difficile de prévoir le scénario énergétique pour cet état dans les années à venir et surtout, de déterminer si l'approvisionnement se fera à même l'état ou non.

14.5 POTENTIEL DE PETITE HYDRO À COURT ET MOYEN TERME

Le Connecticut semble démontrer du potentiel à court et moyen terme, en raison de la nécessité d'augmenter sensiblement les approvisionnements en énergies renouvelables dans les prochaines années, de la récente modification à la loi pour augmenter la capacité hydro admissible aux RPS (notamment parce que la cible était difficile à atteindre pour les installations de classe I), et des contrats à long terme offerts par les IOU. La région n'est pas particulièrement propice aux installations solaires et éoliennes, et il est prévu de réduire les REC associés à la biomasse (DEEP, 2014a), tous des éléments qui peuvent jouer en faveur de l'approvisionnement en hydroélectricité. Il n'en demeure pas moins que c'est un petit état et le potentiel technique de développement de projets hydro à partir de cours d'eau non exploités est beaucoup plus faible que pour la Californie ou le Colorado, en particulier pour les installations de 5 MW et plus. Finalement, le Connecticut a toujours l'option de s'approvisionner en hydroélectricité dans sa région (marché nord-ouest), qui est assez fertile en petites centrales hydro (Navigant Consulting, 2009).

14.6 ANALYSE DES TYPES DE PROJETS DE PETITE HYDRO DISPONIBLES

Le *Connecticut Clean Energy Fund* a publié un rapport en 2007 quant aux opportunités de développement de petite hydro. Selon les résultats, le plus grand potentiel se situait au niveau de la conversion d'installations existantes en systèmes au fil de l'eau, suivi de la remise en activité à partir de barrages existants ayant déjà une licence de FERC (Barnett, 2007). La liste des installations hydroélectriques en service est disponible à l'Annexe K (tableau K.1). Selon ces données, l'état possède 25 installations de petite hydro qui opèrent, pour la majorité, depuis les années 1980 ou 1990. Le potentiel pour remplacer ou améliorer les turbines existantes est donc à plus long terme. Quant à la conversion des installations, une analyse ultérieure de chaque site devra être effectuée afin d'identifier les possibilités et vérifier si des permis ont déjà été soumis ou émis à cet égard.

Puisque ce rapport a été réalisé avant que la législation soit plus permissive à l'égard des installations hydroélectriques admissibles aux RPS et que les installations de capacité plus élevée (de 5 MW à 30 MW) sont plus rentables, il est possible que l'état offre plus de potentiel hydro qu'en 2007.

À l'échelle locale, la ville de Manchester a approuvé en janvier 2014 un appel d'offres permettant à New England Hydropower de réaliser une étude de faisabilité pour le projet *Archimedes Screw hydropower project* au Union Pond Dam. La ville de Canton a, quant à elle, démontré la volonté de redévelopper deux petites centrales hydroélectriques dont les permis étaient échus.

Le potentiel au niveau des barrages non exploités est faible selon le ORNL et seul le rapport de 2007 du *Connecticut Clean Energy Fund* fournit des informations sur les possibilités hydroélectriques toutes catégories confondues (c'est-à-dire pour tous types de projets). La grande majorité des barrages au Connecticut ont été construits avant les années 1960 et sont utilisés pour des fins récréatives, puis pour l'approvisionnement en eau (US Army Corps of Engineers, s.d.).

14.7 POTENTIEL DE MARCHÉ EN RÉSUMÉ

Bien que le Connecticut possède une cible RPS élevée et que les ressources éoliennes et solaires soient faibles, le potentiel technique pour développer des projets à partir de cours d'eau non-exploités est faible, tout comme le potentiel à partir de barrages existants. Le nombre d'installations hydroélectriques existantes qui pourraient bénéficier d'amélioration est plutôt faible également, dans un horizon court terme. L'état offre des incitatifs intéressants et le tarif d'électricité au détail est assez élevé, mais considérant la taille du marché, ce n'est pas un état qui offre beaucoup de potentiel de façon globale. La modification de l'admissibilité aux projets hydro (qui autorise une plus grande capacité) nous laisse croire que l'état pourrait plutôt recourir à l'approvisionnement hydro auprès des états avoisinants qui disposent de plus grands barrages pour rencontrer ses objectifs d'énergies renouvelables.

14.8 RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Le service de distribution d'électricité du Connecticut est complexe et regroupe plusieurs types d'entités. On y retrouve des IOU, des entités municipales, des fournisseurs au détail et des courtiers qui achètent pour un groupe de clients (*aggregators*). Selon le site du PURA, il y a 60 fournisseurs d'électricité et 65 courtiers dont plusieurs ne sont pas des fournisseurs approuvés par PURA. Il existe également 13 courtiers municipaux enregistrés (municipal aggregators). Sur ces chiffres, nous avons pu établir qu'il y a :

- 2 IOU : Connecticut Light & Power (CL&P) et United Illuminating (UI)
- 5 utilités municipales de distribution d'électricité (qui fixent elles-mêmes leurs objectifs RPS et ne soumettent pas de rapport au PURA)
- 33 fournisseurs au détail soumis aux RPS (DEEP, 2014d)

Comme c'est souvent le cas, le marché de l'électricité au détail est dominé par les IOU qui représentent 50 % des ventes totales d'électricité, soit les 5 plus grands fournisseurs suivants selon les rapports de conformité de 2011 (DEEP, 2014d) et les données du EAI de 2012 :

Utilité	Ventes 2012 (MWh)
Connecticut Light & Power Co	7 162 779
Constellation NewEnergy, Inc	3 293 234
TransCanada Power Marketing, Ltd.	1 510 222
United Illuminating Co	1 418 130
HESS CORPORATION	1 285 368

Source : United States Energy Information Administration (2012), " Top Five Retailers of Electricity, with End Use Sectors, 2012 » <http://www.eia.gov/electricity/state/connecticut/>

15. RECOMMANDATIONS POUR ÉTABLIR UNE STRATÉGIE MARKETING DANS LES ÉTATS IDENTIFIÉS

L'analyse approfondie des données secondaires disponibles a permis de construire une grille d'analyse afin de segmenter le marché géographiquement pour cibler les états plus prometteurs et identifier les types de projets les plus viables dans chaque état concerné. Si l'on désire établir une stratégie marketing appropriée dans ces marchés pour un fabricant d'équipements destinés à des petites centrales hydroélectriques (ci-après, « l'entreprise »), il est recommandé de procéder ultérieurement à une cueillette de données primaires.

Une analyse de données primaires permettrait d'atteindre les objectifs suivants :

- valider l'approche de la segmentation géographique utilisée pour déterminer le potentiel de marché de la petite hydro aux États-Unis;
- identifier les besoins et attentes des clients quant aux aspects suivants : produits et services, prix, réseaux de distribution;
- recueillir des recommandations sur l'offre commerciale.

L'analyse de données primaires pourrait prendre la forme d'une étude qualitative telle des groupes de discussions auprès d'une sélection d'entités à partir des listes de réseaux de distribution d'électricité, ainsi qu'auprès des principales firmes d'ingénieurs et des intervenants du marché en gros (*wholesale*).

Ces informations permettront par la suite d'établir une stratégie marketing, de positionner l'entreprise et d'établir un plan de communication intégrée.

16. CONCLUSION

Les résultats de cette analyse démontrent que plusieurs des états qui ont du potentiel pour le marché des petites centrales hydroélectriques sont situés dans la région du **pacifique nord-ouest** : **Californie, Colorado, Washington** et, dans une moindre mesure, Maine, Hawaï, Oregon. Ces résultats s'expliquent par plusieurs études, que ce soit du DOE, du BOR ou de firmes indépendantes, qui identifient la région pacifique nord-ouest, en particulier Washington et Oregon, comme ayant un potentiel technique élevé pour des projets hydroélectriques de petite capacité en raison de la richesse des ressources hydrologiques. La plupart de ces états possèdent également beaucoup d'installations existantes (en particulier la Californie et Washington), et donc un potentiel plus élevé de remplacement de turbines (pour les projets réalisés avant les années 1990), en plus de faire partie des états qui ont signé des ententes relatives à l'hydro (hydro MOU) et d'avoir des exigences RPS élevées. Entre 2008 et 2012, le *Water Program Funding* a investi 24 757 520 \$ millions de dollars pour les projets hydroélectriques dans la région ouest (pacifique et montagnes), soit le montant le plus élevé parmi toutes les régions des États-Unis (US DOE, 2013a).

Les états de l'Illinois et du Connecticut, bien qu'ils aient démontré du potentiel à partir de la grille d'analyse développée, offrent un scénario avantageux pour les énergies renouvelables en général, mais pas particulièrement pour les projets de petite hydro à même l'état dans un horizon court terme. Cela laisse croire que la grille d'analyse accorde possiblement trop de poids aux indicateurs reliés aux RPS, et pas assez aux indicateurs du potentiel hydro à partir de sites non développés, bien que ce type de projet s'avère habituellement plus coûteux (coûts d'infrastructures). Le manque de données homogènes quant aux installations hydroélectriques existantes de petite capacité qui peuvent offrir un potentiel de modernisation pourrait également expliquer les résultats obtenus, puisque la grille d'analyse ne tient pas compte de ce facteur. Le potentiel quant aux projets de petite hydro à partir d'installations existantes pourrait être analysé plus en profondeur lors d'une recherche ultérieure ainsi que par l'entremise d'une analyse de données primaires auprès de certaines entités dans les états identifiés dans ce rapport.

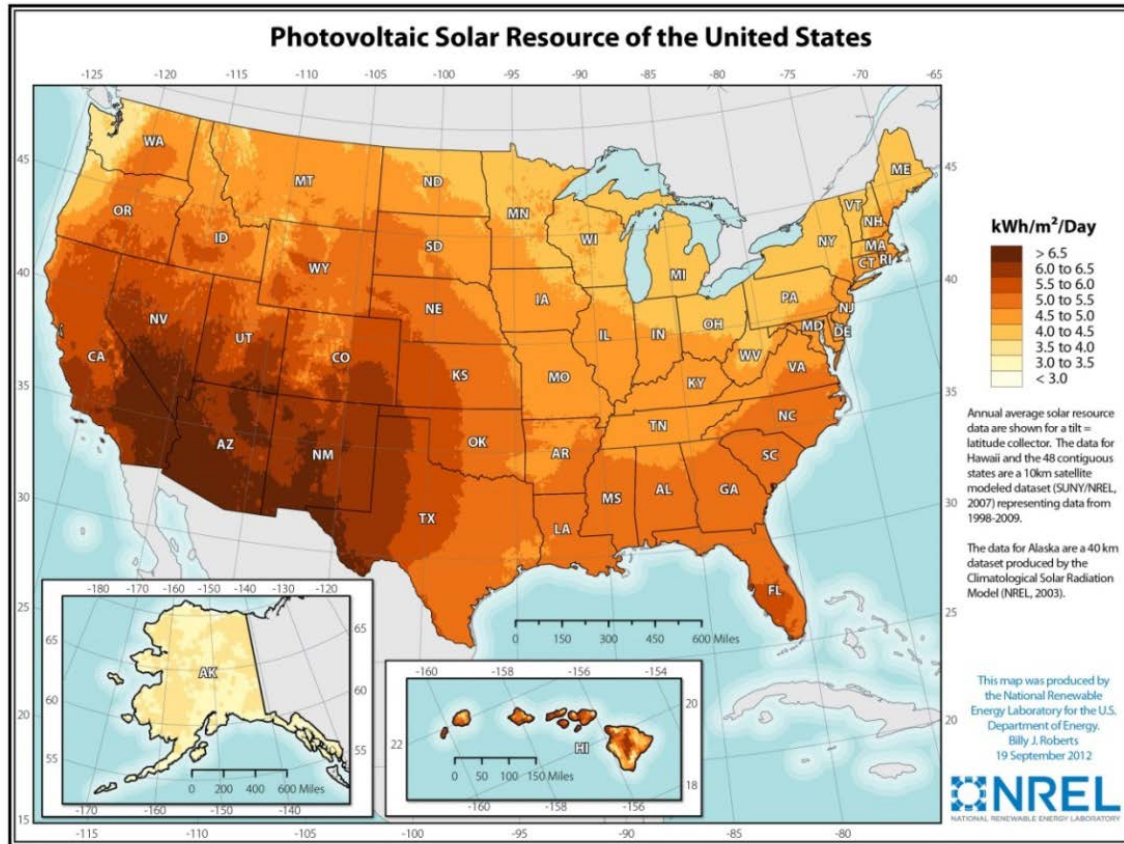
Les résultats de la grille démontrent également que la région du **nord-est** offre un potentiel pour les états du Maine, du New Hampshire et de New York. Le tarif d'électricité de la région de la Nouvelle-Angleterre est assez élevé, ce qui est avantageux pour développer des projets hydroélectriques. L'état du Maine et l'état du Massachusetts sont plus permissifs quant à l'admissibilité de l'hydro aux RPS que New York ou New Hampshire. Le Massachusetts a d'ailleurs modifié, en 2012, l'admissibilité de l'hydro aux RPS qui est passée de 5 MW à 30 MW. De plus, les états du nord-est regroupent une grande quantité d'installations conventionnelles de petite hydro (Annexe A), en particulier New York (Navigant Consulting, 2009 : 33), qui peuvent représenter des opportunités intéressantes au niveau de remplacement d'équipements. Des recherches ultérieures sont recommandées afin d'analyser le potentiel de marché plus en détail pour la région du nord-est.

ANNEXE A - CARTOGRAPHIE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES ACTUELLES AUX ÉTATS-UNIS, TOUTES CAPACITÉS



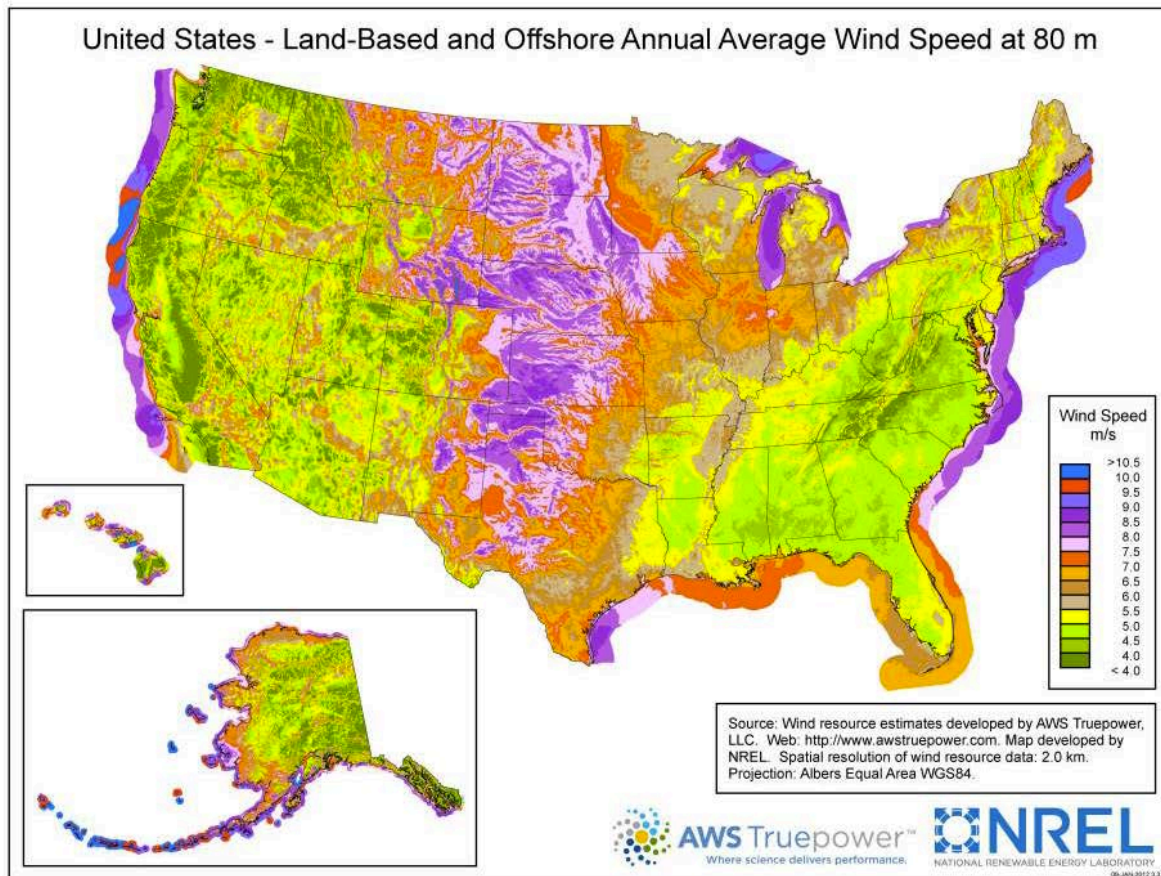
Source : Oak Ridge National Laboratory, 2014
http://energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f9/national_hydropower_map.pdf

ANNEXE B - CARTOGRAPHIE DES RESSOURCES SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES AUX ÉTATS-UNIS



Source : National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2012). Récupéré le 25 mai 2014 de http://www.nrel.gov/gis/images/eere_pv/national_photovoltaic_2012-01.jpg

ANNEXE C - CARTOGRAPHIE DES RESSOURCES ÉOLIENNES AUX ÉTATS-UNIS



Source : National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2012), estimation des ressources réalisée par AWS Truepower, LLC et carte réalisée par le NREL, Récupéré le 23 mai 2014 de http://apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/pdfs/wind_maps/us_windmap_80meters.pdf

ANNEXE E - DESCRIPTION DES CHAMPS DE LA GRILLE D'ANALYSE DE BASE

Potentiel de production NSD excluant aires fédérales protégées : potentiel de production d'électricité à partir de petits cours d'eau non exploités, en excluant les petites rivières qui sont près des parcs nationaux, des rivières sauvages et touristiques, et des aires naturelles protégées.

Potentiel total projet hydro économiquement viable (installation 1 MW – 30 MW) : potentiel de projets de petite hydro qui sont économiquement viables en fonction de critères restrictifs. Les données quantitatives précises n'étant pas accessibles, elles ont été converties en données qualitatives à partir de la figure d'origine (voir Kosnik : 2010, table 3, p. 5516).

Potentiel capacité NPD : potentiel de production d'électricité à partir de barrages de retenue d'eau qui ne sont pas utilisés pour la production d'énergie.

Entente petite hydro : entente sous forme de memorandum of understanding (MOU) spécifique à l'hydro qui vise à favoriser le développement des projets de petite hydro, notamment par la simplification des procédures d'autorisation.

Renewable Portfolio Standards (RPS) : obligation légale ou objectif volontaire d'atteindre une cible de pourcentage d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables qualifiées. Les RPS sont généralement établis à partir des ventes d'électricité au détail.

Cible RPS (% ou MW) : pourcentage ou quantité d'approvisionnement d'électricité à partir d'énergies renouvelables qualifiées.

Échéance RPS : date à laquelle le programme RPS prend fin et où la cible RPS doit être atteinte. Les états fixent généralement des cibles d'approvisionnements intermédiaires (par exemple, 8 % en 2012, 12 % en 2017).

Min DR/DG : pourcentage minimal de la cible RPS qui doit venir de projets à petite échelle (généralement de 3 kW à 50 MW), situé près de l'utilisateur.

Cible RPS Hydro : objectif d'approvisionnement d'électricité à partir d'énergie hydro.

Toute hydro admissible : indique que la grande hydro est admissible aux RPS selon les modalités fixées par l'état.

Petite hydro admissible : indique que la petite hydro est admissible aux RPS selon les modalités fixées par l'état.

IOU/Retail/Munis/Coop/Autre : indique les entités qui sont soumises aux RPS de l'état. Dans certains états, seules les IOU sont légalement tenues de rencontrer la cible RPS, les autres entités (par exemple les munis) peuvent fixer elles-mêmes leur cible, de façon volontaire. Les entités légalement soumises aux RPS doivent divulguer un rapport de conformité.

Pénalité ou ACP : pénalité financière ou paiement de conformité à verser si l'entité soumise aux RPS ne rencontre pas sa cible. Certaines pénalités s'appliquent seulement à un type de ressource spécifique (appelé "tier"). On peut éviter la pénalité en se procurant des REC, selon les modalités fixées par l'état.

Renewable Energy Credits (REC) : certificat ou crédits émis, à raison de 1 crédit pour 1 MW d'électricité (sauf exception) produite à partir d'une énergie renouvelable qualifiée. Les crédits peuvent être vendus, achetés, parfois conservés (pour réutilisation future), selon les modalités fixées par l'État. On parle de REC « *bundled* »

lorsque l'énergie produite est vendue avec le REC, puis de REC « *unbundled* » lorsque le REC est vendu de façon intangible, sans l'énergie produite. En achetant un REC intangible, on achète donc un certificat qui confirme qu'on s'approvisionne à partir d'énergie renouvelable qualifiée. Les REC sont généralement comptabilisés par un système de traçabilité afin d'éviter un double comptage ou la revente d'un REC.

Commerce de REC et préalables : indique si l'état permet le commerce de REC et si oui, quelles sont les modalités (transactions autorisées seulement dans l'état, à même la région RTO/ISO, auprès de certains états seulement, etc.)

Multiplicateur REC : facteur de multiplication de crédits REC offerts pour favoriser certains types d'énergies, par exemple le solaire. Si l'hydro y est théoriquement admissible, on accorde la valeur « oui ».

Corporate ou Production Tax Credit : crédits de taxe pour l'électricité produite à partir de certains types de ressources renouvelables.

Feed-in ou de type feed-in : incitatif offert par les services publics d'électricité visant à favoriser les projets d'énergie renouvelable performants, ou compétitifs, habituellement sous la forme de contrat à long terme (par exemple 10 ou 15 ans) avec un tarif déterminé (qui peut être fixe ou variable).

Property Tax Incentive : allègement de taxes foncières.

Net metering (facturation nette) : politique qui permet au consommateur qui possède une installation d'énergie renouvelable d'être crédité pour la quantité nette d'énergie, soit la différence entre la quantité d'énergie qu'il a produite et celle qu'il a consommée.

ANNEXE F - GRILLE D'ANALYSE, VALEURS ACCORDÉES AUX DONNÉES

POTENTIEL NSD EXCLUANT AIRES FRAGILES

0 = 999 999 MWh et moins
1 = 1 000 000 MWh à 4 999 999 MWh
3 = 5 000 000 MWh à 14 999 999 MWh
9 = 15 000 000 MWh et plus

POTENTIEL NOUVELLE PETITE HYDRO ÉCONOMIQUEMENT VIABLE

0 = 0 MW
1 = 1 - 99 MW
3 = 100 - 299 MW
9 = 300 MW et plus

NET METERING (critère : hydro 200 kw – 1 MW admissible)

0 = non
9 = oui

FEED-IN ou de type feed-in (critère : hydro 200 kw – 1 MW admissible)

0 = non
9 = oui

TARIF D'ÉLECTRICITÉ AU DÉTAIL

0 = 10 cents/kWh et moins
1 = 10.01 cents/kWh et 12.99 cents/kWh
3 = 13.00 cents/kWh et 17.99 cents/kWh
9 = 18.00 cents/kWh et plus

POTENTIEL NPD (NON-POWERED DAMS)

0 = 0
1 = moins de 299 MW
3 = 300 MW – 799 MW
9 = 800 MW et plus

RPS

0 = non
1 = volontaire
9 = obligatoire

PETITE HYDRO ADMISSIBLE AUX RPS

0 = non admissible
1 = admissible, mais soit seulement amélioration ou avec plusieurs critères jugés restrictifs
9 = admissible avec peu ou pas de critères restrictifs

CIBLE RPS HYDRO

0 = non
9 = oui

ENTENTE PETITE HYDRO

0 = pas d'entente
9 = entente (MOU)

ANNEXE G – CALIFORNIE : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

State	County	Entity	Plant Name	Status	Nameplate Capacity (MW)	Initial Year of Operation
CA	Trinity	Big Creek Water Works Ltd	Big Creek Water Works	OP	5	1987
CA	Los Angeles	California Department of Water Resource	Alamo	OP	19.6	1986
CA	Butte	California Department of Water Resource	Thermalito Diverson Dam	OP	3.4	1987
CA	San Bernardino	California Department of Water Resource	Mojave Siphon	OP	10.9	1996
CA	San Bernardino	California Department of Water Resource	Mojave Siphon	OP	10.9	1996
CA	San Bernardino	California Department of Water Resource	Mojave Siphon	OP	10.9	1996
CA	LOS ANGELES	Calleguas Mun Water District	East Portal Generator	OP	1.2	1987
CA	VENTURA	Calleguas Mun Water District	Springville Hydroelectric	OP	1	1994
CA	Shasta	CHI-West Inc	Bear Creek	OP	3.2	1990
CA	Tuolumne	City & County of San Francisco	Moccasin Low Head Hydro Project	OP	2.9	1987
CA	San Diego	City of Escondido	Bear Valley	OP	0.7	1986
CA	San Diego	City of Escondido	Bear Valley	OP	0.7	1986
CA	Los Angeles	City of Pasadena - (CA)	Azusa	OP	3	1949
CA	SHASTA	City of Redding	Whiskeytown	OP	3.5	1986
CA	Glenn	City of Santa Clara - (CA)	Stony Gorge	OP	2.5	1986
CA	Glenn	City of Santa Clara - (CA)	Stony Gorge	OP	2.5	1986
CA	Tehama	City of Santa Clara - (CA)	Black Butte	OP	6.1	1988
CA	Plumas	City of Santa Clara - (CA)	Grizzly	OP	22	1993
CA	MENDOCINO	City of Ukiah	Lake Mendocino	OP	1	1987
CA	MENDOCINO	City of Ukiah	Lake Mendocino	OP	2.5	1987
CA	Riverside	Desert Water Agency	Whitewater Hydro Plant	SB	1.3	1986
CA	Calaveras	East Bay Municipal Util Dist	Pardee	OP	7.5	1930
CA	Calaveras	East Bay Municipal Util Dist	Pardee	OP	7.5	1930
CA	San Joaquin	East Bay Municipal Util Dist	Camanche	OP	3.6	1983
CA	San Joaquin	East Bay Municipal Util Dist	Camanche	OP	3.6	1983
CA	San Joaquin	East Bay Municipal Util Dist	Camanche	OP	3.6	1983
CA	Calaveras	East Bay Municipal Util Dist	Pardee	OP	8.6	1983
CA	EL DORADO	El Dorado Irrigation District	El Dorado	OP	10	1924
CA	EL DORADO	El Dorado Irrigation District	El Dorado	OP	10	1924
CA	EL Dorado	Enel North America, Inc.	Rock Creek LP	OP	1.5	1986
CA	EL Dorado	Enel North America, Inc.	Rock Creek LP	OP	1.5	1986
CA	Shasta	Enel North America, Inc.	Montgomery Creek Hydro	OP	2.6	1987
CA	Fresno	Friant Power Authority	Friant Hydro Facility	OP	2.4	1985
CA	Fresno	Friant Power Authority	Friant Hydro Facility	OP	9.8	1985
CA	Fresno	Friant Power Authority	Friant Hydro Facility	OP	18.4	1986
CA	Trinity	Grizzly Mountain Ranch	Three Forks Water Power Project	OP	1.3	1984
CA	Trinity	Humboldt Bay Mun Water Dist	Gosselin Hydro Plant	OP	1	1983
CA	Trinity	Humboldt Bay Mun Water Dist	Gosselin Hydro Plant	OP	1	1983
CA	Butte	HYPOWER INC	Forks of Butte Hydro Project	OP	14.5	1992
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 3	OP	4.8	1941
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 4	OP	9.6	1941
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 4	OP	10	1950
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 2	OP	5	1953
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 2	OP	5	1953
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Pilot Knob	OP	16.5	1957
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Pilot Knob	OP	16.5	1957
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 3	OP	5	1966
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 5	OP	2	1982
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 5	OP	2	1982
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 1	OP	1.9	1984
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 1	OP	1.9	1984
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 1	OP	1.9	1984
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	Drop 1	OP	1.9	1984
CA	Imperial	Imperial Irrigation District	East Highline	OP	2.4	1984
CA	Kern	Isabella Partners	Isabella Hydro Project	OP	5.9	1990
CA	Kern	Isabella Partners	Isabella Hydro Project	OP	5.9	1990
CA	Tulare	Kaweah River Power Authority	Terminus Hydroelectric Project	OP	20.1	1990
CA	Los Angeles	Los Angeles County-San Gabriel	San Gabriel Hydro Project	OP	1.1	1987
CA	Los Angeles	Los Angeles County-San Gabriel	San Gabriel Hydro Project	OP	3.9	1987

ANNEXE G – CALIFORNIE : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

(suite)

CA	Inyo	Los Angeles Department of Water & Power	Cottonwood	OP	1.2	1908
CA	Inyo	Los Angeles Department of Water & Power	Cottonwood	OP	1.2	1909
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	San Francisquito 1	OP	9.3	1917
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	San Francisquito 2	OS	14	1920
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	San Francisquito 2	OP	14	1920
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	Franklin	OP	2	1921
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	San Fernando	OP	2.8	1922
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	San Fernando	OP	2.8	1922
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	San Francisquito 1	OP	10	1923
CA	Inyo	Los Angeles Department of Water & Power	Big Pine	OP	3.2	1925
CA	Inyo	Los Angeles Department of Water & Power	Haiwee	OP	2.8	1927
CA	Inyo	Los Angeles Department of Water & Power	Haiwee	OP	2.8	1927
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	San Francisquito 2	OP	14	1932
CA	Inyo	Los Angeles Department of Water & Power	Pleasant Valley	OP	3.2	1958
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	Foothill	OP	11	1971
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	San Francisquito 1	OP	25	1983
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	San Francisquito 1	OP	25	1987
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	North Hollywood	OP	0.2	1993
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	North Hollywood	OP	0.5	1993
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	North Hollywood	OP	0.5	1993
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	North Hollywood	OP	1.2	1993
CA	Los Angeles	Los Angeles Department of Water & Power	North Hollywood	OP	1.2	1993
CA	TULARE	Lower Tule River Irrgtn Dist	Tulare Success Power Project	SB	1.4	1989
CA	MADERA	Madera-Chowchilla Power Auth	Site 980 65	OP	2.1	1985
CA	LASSEN	Malacha Hydro Ltd Partnership	Muck Valley Hydroelectric	OP	29.9	1988
CA	Shasta	Mega Renewables	Hatchet Creek Project	OP	6.8	1986
CA	Shasta	Mega Renewables	Bidwell Ditch Project	OP	1.8	1987
CA	Mariposa	Merced Irrigation District	McSwain	OP	9	1967
CA	Merced	Merced Irrigation District	Parker	OP	2.7	1982
CA	Los Angeles	Metropolitan Water District of S CA	Greg Avenue	SB	1	1979
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Lake Mathews	OP	4.9	1980
CA	Los Angeles	Metropolitan Water District of S CA	Foothill Feeder	OP	4.5	1981
CA	Los Angeles	Metropolitan Water District of S CA	Foothill Feeder	OP	4.5	1981
CA	Orange	Metropolitan Water District of S CA	Yorba Linda	OP	5.1	1981
CA	Los Angeles	Metropolitan Water District of S CA	San Dimas	OP	9.9	1981
CA	Los Angeles	Metropolitan Water District of S CA	Sepulveda Canyon	OP	8.5	1982
CA	Los Angeles	Metropolitan Water District of S CA	Venice	OP	10.1	1982
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Temescal	OP	2.9	1983
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Corona	OP	2.9	1983
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Perris	OP	7.9	1983
CA	LOS ANGELES	Metropolitan Water District of S CA	Rio Hondo	OP	1.9	1984
CA	Orange	Metropolitan Water District of S CA	Coyote Creek	OP	3.1	1984
CA	Orange	Metropolitan Water District of S CA	Valley View	OP	4.1	1985
CA	San Diego	Metropolitan Water District of S CA	Red Mountain	OP	5.9	1985
CA	San Bernardino	Metropolitan Water District of S CA	Etiwanda	OP	23.9	1994
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Diamond Valley Lake	OP	3.3	2001
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Diamond Valley Lake	OP	3.3	2001
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Diamond Valley Lake	OP	3.3	2001
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Diamond Valley Lake	OP	3.3	2001
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Diamond Valley Lake	OP	3.3	2001
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Diamond Valley Lake	OP	3.3	2001
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Diamond Valley Lake	OP	3.3	2001
CA	Riverside	Metropolitan Water District of S CA	Diamond Valley Lake	OP	3.3	2001
CA	Calaveras	Modesto Irrigation District	New Hogan Power Plant	OP	0.9	1989
CA	Calaveras	Modesto Irrigation District	New Hogan Power Plant	OP	1.9	1989

ANNEXE G – CALIFORNIE : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

(suite)

CA	Monterey	Monterey Cnty Water Res Agency	Nacimiento Hydro Project	OP	0.3	1987
CA	Monterey	Monterey Cnty Water Res Agency	Nacimiento Hydro Project	OP	3.9	1987
CA	Shasta	Nelson Creek Power Inc	Nelson Creek	OP	1.2	1989
CA	Nevada	Nevada Irrigation District	Dutch Flat 2	OP	27.3	1965
CA	PLACER	Nevada Irrigation District	Rollins	OP	12.1	1980
CA	Nevada	Nevada Irrigation District	Combie South	OP	0.5	1984
CA	Nevada	Nevada Irrigation District	Combie South	OP	0.5	1984
CA	Nevada	Nevada Irrigation District	Combie South	OP	0.5	1984
CA	Nevada	Nevada Irrigation District	Scott Flat	OP	1	1985
CA	PLACER	Nevada Irrigation District	Bowman	OP	3.6	1986
CA	SISKIYOU	Northbrook Energy LLC	Box Canyon	OP	2.5	1986
CA	SISKIYOU	Northbrook Energy LLC	Box Canyon	OP	2.5	1986
CA	Sierra	Northbrook Hydro LLC	Haypress	SB	5	1988
CA	Sierra	Northbrook Hydro LLC	Haypress	SB	5	1989
CA	Tuolumne	Northern California Power Agny	Spicer Meadow Project	SB	0.5	1989
CA	Tuolumne	Northern California Power Agny	Spicer Meadow Project	OP	2.7	1989
CA	Tuolumne	Northern California Power Agny	Spicer Meadow Project	OP	2.7	1989
CA	Tuolumne	Oakdale&South San Joaquin Irrigation D.	Beardsley	OP	10	1957
CA	Tuolumne	Oakdale&South San Joaquin Irrigation D.	Tulloch	OP	8.5	1958
CA	Tuolumne	Oakdale&South San Joaquin Irrigation D.	Tulloch	OP	8.5	1958
CA	Kern	Olcese Water District	Rio Bravo Hydro Project	SB	7	1989
CA	Kern	Olcese Water District	Rio Bravo Hydro Project	OP	7	1989
CA	Butte	Pacific Gas & Electric Co	Centerville	OS	0.9	1900
CA	Butte	Pacific Gas & Electric Co	Centerville	OS	5.5	1900
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Alta Powerhouse	OP	1	1902
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Alta Powerhouse	OS	1	1902
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Kilarc	OP	1.5	1904
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Kilarc	OP	1.5	1904
CA	Butte	Pacific Gas & Electric Co	Lime Saddle	OP	1	1906
CA	Butte	Pacific Gas & Electric Co	Lime Saddle	OP	1	1906
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Cow Creek	OP	0.7	1907
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Cow Creek	OP	0.7	1907
CA	Butte	Pacific Gas & Electric Co	Coal Canyon	OS	1	1907
CA	Nevada	Pacific Gas & Electric Co	Deer Creek	OP	5.5	1908
CA	Mendocino	Pacific Gas & Electric Co	Potter Valley	OP	2	1910
CA	Madera	Pacific Gas & Electric Co	A G Wishon	OP	3.2	1910
CA	Madera	Pacific Gas & Electric Co	A G Wishon	OP	3.2	1910
CA	Madera	Pacific Gas & Electric Co	A G Wishon	OP	3.2	1910
CA	Madera	Pacific Gas & Electric Co	A G Wishon	OP	3.2	1910
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Drum 1	OP	12	1913
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Drum 1	OP	12	1913
CA	Tulare	Pacific Gas & Electric Co	Tule River	OP	4.2	1914
CA	Tulare	Pacific Gas & Electric Co	Tule River	OP	4.2	1914
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Halsey	OP	13.6	1916
CA	Madera	Pacific Gas & Electric Co	San Joaquin 2	OP	2.8	1917
CA	Mendocino	Pacific Gas & Electric Co	Potter Valley	OP	3	1917
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Wise	OP	13.6	1917
CA	Fresno	Pacific Gas & Electric Co	Kerckhoff	OP	11.3	1920
CA	Fresno	Pacific Gas & Electric Co	Kerckhoff	OS	11.3	1920
CA	Fresno	Pacific Gas & Electric Co	Kerckhoff	OA	11.3	1920
CA	Plumas	Pacific Gas & Electric Co	Hamilton Branch	OP	2.6	1921
CA	Plumas	Pacific Gas & Electric Co	Hamilton Branch	OP	2.7	1921
CA	Tuolumne	Pacific Gas & Electric Co	Spring Gap	OP	6	1921
CA	Kern	Pacific Gas & Electric Co	Kern Canyon	OP	9.5	1921
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Hat Creek 1	OP	10	1921
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Hat Creek 2	OP	10	1921
CA	Plumas	Pacific Gas & Electric Co	Caribou 1	OP	23.8	1921
CA	Plumas	Pacific Gas & Electric Co	Caribou 1	OP	25	1921

ANNEXE G – CALIFORNIE : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

(suite)

CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Drum 1	OP	12	1922
CA	Madera	Pacific Gas & Electric Co	San Joaquin 3	OP	4	1923
CA	Plumas	Pacific Gas & Electric Co	Caribou 1	OP	25	1924
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Pit 3	OP	26.7	1925
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Pit 3	OP	26.7	1925
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Pit 3	OP	26.7	1925
CA	Nevada	Pacific Gas & Electric Co	Spaulding 2	OP	3.7	1928
CA	Nevada	Pacific Gas & Electric Co	Spaulding 1	OP	7	1928
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Drum 1	OP	13.2	1928
CA	Nevada	Pacific Gas & Electric Co	Spaulding 3	OP	6.6	1929
CA	Merced	Pacific Gas & Electric Co	Merced Falls	OP	3.4	1930
CA	Amador	Pacific Gas & Electric Co	Salt Springs	OP	12.3	1931
CA	Amador	Pacific Gas & Electric Co	Tiger Creek	OP	25.5	1931
CA	Amador	Pacific Gas & Electric Co	Tiger Creek	OP	26.7	1931
CA	Mendocino	Pacific Gas & Electric Co	Potter Valley	OP	4.4	1939
CA	Tuolumne	Pacific Gas & Electric Co	Phoenix	OP	1.6	1940
CA	Nevada	Pacific Gas & Electric Co	Narrows	OP	10.2	1942
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Dutch Flat	OP	22	1943
CA	Amador	Pacific Gas & Electric Co	West Point	OP	13.6	1948
CA	Amador	Pacific Gas & Electric Co	Salt Springs	OP	29.7	1953
CA	Butte	Pacific Gas & Electric Co	De Sabla	OP	18.4	1963
CA	El Dorado	Pacific Gas & Electric Co	Chili Bar	OP	7	1965
CA	Tehama	Pacific Gas & Electric Co	South	OP	6.7	1979
CA	Tehama	Pacific Gas & Electric Co	Inskip	OP	7.6	1979
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Coleman	OP	12.1	1979
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Volta 1	OP	8.5	1980
CA	Shasta	Pacific Gas & Electric Co	Volta 2	OP	1	1981
CA	Plumas	Pacific Gas & Electric Co	Oak Flat	OP	1.4	1985
CA	Butte	Pacific Gas & Electric Co	Toadtown	OP	1.8	1986
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Wise	OP	2.8	1986
CA	Placer	Pacific Gas & Electric Co	Newcastle	OP	12.7	1986
CA	Siskiyou	PacifiCorp	Fall Creek	OP	0.5	1903
CA	Siskiyou	PacifiCorp	Fall Creek	OP	0.4	1907
CA	Siskiyou	PacifiCorp	Fall Creek	OP	1.2	1910
CA	Siskiyou	PacifiCorp	Copco 1	OP	10	1918
CA	Siskiyou	PacifiCorp	Copco 1	OP	10	1918
CA	Siskiyou	PacifiCorp	Copco 2	OP	13.5	1925
CA	Siskiyou	PacifiCorp	Copco 2	OP	13.5	1925
CA	Siskiyou	PacifiCorp	Iron Gate	OP	18	1962
CA	Placer	Placer County Water Agency	Oxbow	OP	6.1	1966
CA	Placer	Placer County Water Agency	French Meadows	OP	15.3	1966
CA	El Dorado	Sacramento Municipal Util Dist	Robbs Peak	OP	25.5	1965
CA	Placer	Sacramento Municipal Util Dist	Camp Far West	OP	7.2	1985
CA	El Dorado	Sacramento Municipal Util Dist	Jones Fork	OP	10	1985
CA	San Diego	San Diego City of	Gas Utilization Facility	OP	1.5	2002
CA	San Diego	San Diego County Water Auth	Alvarado Hydro Facility	OS	2.1	1985
CA	San Diego	San Diego County Water Auth	Rancho Penasquitos	OP	4.6	2007
CA	Los Angeles	San Gabriel Valley Mun Wtr Dt	San Dimas Wash Generating Station	SB	1	1986
CA	San Diego	Santa Fe Irrigation District	R E Badger Filtration Plant	OP	1.4	1987
CA	Shasta	Shasta Hydroelectric Inc	Roaring Creek Water Power	OP	2	1986
CA	Shasta	Slate Creek Hydro Assoc LP	Slate Creek	OP	4.2	1990
CA	Shasta	Snow Mountain Hydro LLC	Lost Creek I	OP	1.1	1989
CA	TEHAMA	Snow Mountain Hydro LLC	Ponderosa Bailey Creek	OP	1.1	1990
CA	Shasta	Snow Mountain Hydro LLC	Burney Creek	OP	3	1990
CA	Shasta	Snow Mountain Hydro LLC	Cove Hydroelectric	OP	5	1990
CA	Solano	Solano Irrigation District	Monticello	OP	1.5	1983
CA	Solano	Solano Irrigation District	Monticello	OP	5	1983
CA	Solano	Solano Irrigation District	Monticello	OP	5	1983
CA	Sonoma	Sonoma County Water Agency	Warm Springs Hydro Project	OP	2.7	1988
CA	Butte	South Feather Water and Power Agency	Kelly Ridge	OP	10	1963
CA	Butte	South Feather Water and Power Agency	Sly Creek	OP	12.1	1983

ANNEXE G – CALIFORNIE : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

(suite)

CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Santa Ana 1	OP	0.8	1899
CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Santa Ana 1	OP	0.8	1899
CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Santa Ana 1	OP	0.8	1899
CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Santa Ana 1	OP	0.8	1899
CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Mill Creek 3	OP	1	1903
CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Mill Creek 3	OP	1	1904
CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Mill Creek 3	OP	1	1904
CA	Kern	Southern California Edison Co	Borel	OP	3	1904
CA	Kern	Southern California Edison Co	Borel	OP	3	1904
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 4	OP	1	1905
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 4	OP	1	1905
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 4	OP	1.9	1906
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 4	OP	1.9	1907
CA	KERN	Southern California Edison Co	Kern River 1	OP	6.5	1907
CA	KERN	Southern California Edison Co	Kern River 1	OP	6.5	1907
CA	KERN	Southern California Edison Co	Kern River 1	OP	6.5	1907
CA	KERN	Southern California Edison Co	Kern River 1	OP	6.5	1907
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 2	OP	2.5	1908
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 2	OP	2.5	1908
CA	Tulare	Southern California Edison Co	Tule River	OP	1.2	1909
CA	Tulare	Southern California Edison Co	Tule River	OP	1.2	1909
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 4	OP	1.9	1909
CA	Mono	Southern California Edison Co	Lundy	OP	1.5	1911
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 2	OP	2.3	1911
CA	Mono	Southern California Edison Co	Lundy	OP	1.5	1912
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 6	OP	1.6	1913
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 3	OP	2.3	1913
CA	Tulare	Southern California Edison Co	Kaweah 3	OP	2.4	1913
CA	Tulare	Southern California Edison Co	Kaweah 3	OP	2.4	1913
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 3	OP	2.7	1913
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 3	OP	2.7	1913
CA	Fresno	Southern California Edison Co	Big Creek 1	OP	15.7	1913
CA	Fresno	Southern California Edison Co	Big Creek 2	OP	15.7	1913
CA	Fresno	Southern California Edison Co	Big Creek 1	OP	19.8	1913
CA	Fresno	Southern California Edison Co	Big Creek 2	OP	15.7	1914
CA	Mono	Southern California Edison Co	Rush Creek	OP	5.8	1916
CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Fontana	OP	1.4	1917
CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Fontana	OP	1.4	1917
CA	Mono	Southern California Edison Co	Rush Creek	OP	7.2	1917
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 5	OP	2.5	1919
CA	Fresno	Southern California Edison Co	Big Creek 2	OP	17.5	1921
CA	Kern	Southern California Edison Co	Kern River 3	OP	19.6	1921
CA	Kern	Southern California Edison Co	Kern River 3	OP	20.5	1921
CA	Fresno	Southern California Edison Co	Big Creek 8	OP	30	1921
CA	Riverside	Southern California Edison Co	San Geronio 1	OS	1.5	1923
CA	Fresno	Southern California Edison Co	Big Creek 1	OP	21.6	1923
CA	Mono	Southern California Edison Co	Poole	OP	11.2	1924
CA	Fresno	Southern California Edison Co	Big Creek 2	OP	17.5	1925
CA	Tulare	Southern California Edison Co	Kaweah 2	OP	1.8	1929
CA	Tulare	Southern California Edison Co	Kaweah 1	OP	2.2	1929
CA	Kern	Southern California Edison Co	Borel	OP	6	1932
CA	Inyo	Southern California Edison Co	Bishop Creek 5	OP	2	1943
CA	Fresno	Southern California Edison Co	Portal	OP	10.8	1956
CA	San Bernardino	Southern California Edison Co	Santa Ana 3	OP	3.1	1999
CA	Mendocino	STS Hydropower Ltd	Kanaka	OP	1.1	1988
CA	Mendocino	STS Hydropower Ltd	Kekawaka Power House	OP	4.9	1989
CA	Shasta	Synergics Inc	Olsen	OP	5	1990
CA	Tuolumne	Tri-Dam Power Authority	Sand Bar Power Plant	OP	16.2	1986

ANNEXE G – CALIFORNIE : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

(suite)

CA	Stanislaus	Turlock Irrigation District	La Grange	OP	1.2	1924
CA	Stanislaus	Turlock Irrigation District	La Grange	OP	3.3	1924
CA	Stanislaus	Turlock Irrigation District	Hickman	OP	0.5	1979
CA	Stanislaus	Turlock Irrigation District	Hickman	OP	0.5	1979
CA	Stanislaus	Turlock Irrigation District	Turlock Lake	OP	1.1	1980
CA	Stanislaus	Turlock Irrigation District	Turlock Lake	OP	1.1	1980
CA	Stanislaus	Turlock Irrigation District	Turlock Lake	OP	1.1	1980
CA	San Joaquin	Turlock Irrigation District	Woodward Power Plant	SB	2.8	1982
CA	Tuolumne	Turlock Irrigation District	Upper Dawson	OP	4.4	1983
CA	San Joaquin	Turlock Irrigation District	Frankenheimer Power Plant	OP	5.3	1983
CA	San Bernardino	U S Bureau of Reclamation	Parker Dam	OP	30	1942
CA	San Bernardino	U S Bureau of Reclamation	Parker Dam	OP	30	1942
CA	San Bernardino	U S Bureau of Reclamation	Parker Dam	OP	30	1943
CA	San Bernardino	U S Bureau of Reclamation	Parker Dam	OP	30	1943
CA	Shasta	U S Bureau of Reclamation	Shasta	OP	2	1944
CA	Shasta	U S Bureau of Reclamation	Shasta	OP	2	1944
CA	Sacramento	U S Bureau of Reclamation	Nimbus	OP	6.7	1955
CA	Sacramento	U S Bureau of Reclamation	Nimbus	OP	6.7	1955
CA	Sierra	U S Bureau of Reclamation	Stampede	OP	0.6	1988
CA	Sierra	U S Bureau of Reclamation	Stampede	OP	3	1988
CA	Ventura	United Water Conservation Dist	Santa Felicia Dam	OS	0.2	1987
CA	Ventura	United Water Conservation Dist	Santa Felicia Dam	OS	1.1	1987
CA	Calaveras	Utica Power Authority	Angels	OP	1.4	1940
CA	Calaveras	Utica Power Authority	Murphys	OP	4.5	1954
CA	Lake	Yolo County Flood Control WCD	Indian Valley Dam Hydro Project	OP	0.9	1983
CA	Lake	Yolo County Flood Control WCD	Indian Valley Dam Hydro Project	SB	1.4	1983
CA	Lake	Yolo County Flood Control WCD	Indian Valley Dam Hydro Project	SB	1.4	1983
CA	Lake	Yolo County Flood Control WCD	Clear Lake Hydro Project	OS	2.5	1985
CA	Yuba	Yuba County Water Agency	Deadwood Creek	OP	2	1993
CA	IMPERIAL	Yuma County Water User's Association	Siphon Drop Power Plant	OP	2.2	1987
CA	IMPERIAL	Yuma County Water User's Association	Siphon Drop Power Plant	OP	2.2	1987

Operable Generating Units in the United States by State and Energy Source, 2011

Note: Descriptions of field names and codes can be obtained from the record layout in the Form EIA-860 source data file at www.eia.gov/cneaf/electricity/page/eia860.html.

Source: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report."

Source : tableau réalisé à partir des données du US Energy Information Administration (2013), Form EIA-860, <http://www.eia.gov/electricity/data/eia860/index.html>

ANNEXE H – COLORADO : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

State	County	Entity	Plant Name	Status	Nameplate Capacity (MW)	Initial Year of Operation
CO	Boulder	Boulder City of	Boulder Canyon Hydro	OP	10	1911
CO	Boulder	Boulder City of	Boulder City Betasso Hydroelectric Plant	OP	3	1987
CO	Boulder	Boulder City of	Boulder City Silver Lake Hydro	OP	3.3	2000
CO	Boulder	Boulder City of	Boulder City Lakewood Hydro	OP	3.5	2004
CO	Pitkin	City of Aspen- (CO)	Ruedi	OP	5	1985
CO	El Paso	City of Colorado Springs - (CO)	Ruxton Park	OP	1.2	1925
CO	El Paso	City of Colorado Springs - (CO)	Manitou Springs	OP	2.5	1927
CO	El Paso	City of Colorado Springs - (CO)	Manitou Springs	OP	2.5	1939
CO	El Paso	City of Colorado Springs - (CO)	Tesla	OP	27.6	1997
CO	El Paso	City of Colorado Springs - (CO)	Manitou Springs	OP	1	2006
CO	Grand	Denver City & County of	Williams Fork Hydro Plant	OP	3	1959
CO	DOUGLAS	Denver City & County of	Strontia Springs Hydro Plant	OP	1	1986
CO	Summit	Denver City & County of	Dillon Hydro Plant	OP	1.8	1987
CO	Park	Denver City & County of	North Fork Hydro Plant	OP	5.5	1988
CO	Jefferson	Denver City & County of	Hillcrest Pump Station	OP	2	1993
CO	Jefferson	Denver City & County of	Gross Hydro Plant	OP	7.8	2007
CO	Denver	Denver City & County-Foothills	Foothills Hydro Plant	OP	3.1	1985
CO	Mesa	Orchard Mesa Irrigation District	Grand Valley Project Power Plant	OP	1.5	1932
CO	Mesa	Orchard Mesa Irrigation District	Grand Valley Project Power Plant	OP	1.5	1932
CO	La Plata	Ptarmigan Res & Engy Inc	Vallecito Hydroelectric	OP	0.8	1989
CO	La Plata	Ptarmigan Res & Engy Inc	Vallecito Hydroelectric	OP	2.5	1989
CO	La Plata	Ptarmigan Res & Engy Inc	Vallecito Hydroelectric	OP	2.5	1989
CO	La Plata	Public Service Co of Colorado	Tacoma	OP	2.3	1905
CO	Clear Creek	Public Service Co of Colorado	Georgetown	OP	0.6	1906
CO	La Plata	Public Service Co of Colorado	Tacoma	OP	2.3	1906
CO	San Miguel	Public Service Co of Colorado	Ames Hydro	OP	3.6	1906
CO	Clear Creek	Public Service Co of Colorado	Georgetown	OP	0.6	1908
CO	Chaffee	Public Service Co of Colorado	Salida	OP	0.6	1908
CO	Garfield	Public Service Co of Colorado	Shoshone	OP	7.2	1909
CO	Garfield	Public Service Co of Colorado	Shoshone	OP	7.2	1909
CO	Chaffee	Public Service Co of Colorado	Salida	OP	0.8	1929
CO	MESA	Redlands Water & Power Company	Redlands Water & Power	OP	1.4	1931
CO	Rio Blanco	Rio Blanco Water Conserv Dist	Taylor Draw Hydroelectric Facility	OP	2.3	1993
CO	Lake	STS Hydropower Ltd	Sugarloaf Hydro Plant	OP	2.5	1985
CO	Summit	U S Bureau of Reclamation	Green Mountain	OP	13	1943
CO	Summit	U S Bureau of Reclamation	Green Mountain	OP	13	1943
CO	Larimer	U S Bureau of Reclamation	Estes	OP	15	1950
CO	Larimer	U S Bureau of Reclamation	Estes	OP	15	1950
CO	Larimer	U S Bureau of Reclamation	Estes	OP	15	1950
CO	Larimer	U S Bureau of Reclamation	Marys Lake	OP	8.1	1951
CO	Larimer	U S Bureau of Reclamation	Big Thompson	OP	4.5	1959
CO	Mesa	U S Bureau of Reclamation	Lower Molina	OP	4.8	1962
CO	Mesa	U S Bureau of Reclamation	Upper Molina	OP	8.6	1962
CO	Montrose	U S Bureau of Reclamation	Crystal	OP	28	1978
CO	Montezuma	U S Bureau of Reclamation	McPhee	OP	1.2	1992
CO	Montezuma	U S Bureau of Reclamation	Towaoc	OP	11.4	1993

Source: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report."

Operable Generating Units in the United States by State and Energy Source, 2011

Note: Descriptions of field names and codes can be obtained from the record layout in the Form EIA-860 source data file at www.eia.gov/cneaf/electricity/page/eia860.html.

Source : tableau réalisé à partir des données du US Energy Information Administration (2013), Form EIA-860, <http://www.eia.gov/electricity/data/eia860/index.html>

ANNEXE I – WASHINGTON : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

State	County	Entity	Plant Name	Status	Nameplate Capacity (MW)	Initial Year of Operation
WA	Spokane	Avista Corp	Nine Mile	OP	3.1	1908
WA	Spokane	Avista Corp	Nine Mile	OS	3.3	1910
WA	Lincoln	Avista Corp	Little Falls	OP	8	1910
WA	Lincoln	Avista Corp	Little Falls	OP	8	1910
WA	Lincoln	Avista Corp	Little Falls	OP	8	1910
WA	Lincoln	Avista Corp	Little Falls	OP	8	1911
WA	Lincoln	Avista Corp	Long Lake	OP	17.5	1915
WA	Lincoln	Avista Corp	Long Lake	OP	17.5	1915
WA	Lincoln	Avista Corp	Long Lake	OP	17.5	1919
WA	Spokane	Avista Corp	Upper Falls	OP	10	1922
WA	Lincoln	Avista Corp	Long Lake	OP	17.5	1924
WA	Spokane	Avista Corp	Monroe Street	OP	14.8	1992
WA	Spokane	Avista Corp	Nine Mile	OP	10	1994
WA	Spokane	Avista Corp	Nine Mile	OP	10	1994
WA	King	Black Creek Hydro Inc	Black Creek	OP	3.7	1994
WA	KING	CHI West Inc	Weeks Falls	OP	4.3	1990
WA	Yakima	City of Burbank Water and Power	Tieton Dam Hydro Electric Project	OP	6.9	2006
WA	Yakima	City of Burbank Water and Power	Tieton Dam Hydro Electric Project	OP	6.9	2006
WA	Thurston	City of Centralia - (WA)	Yelm	OP	3	1930
WA	Thurston	City of Centralia - (WA)	Yelm	OP	3	1930
WA	Thurston	City of Centralia - (WA)	Yelm	OP	6	1955
WA	King	City of Seattle - (WA)	Cedar Falls	OP	10	1921
WA	King	City of Seattle - (WA)	Cedar Falls	OP	10	1929
WA	Whatcom	City of Seattle - (WA)	Diablo	OP	1.2	1936
WA	Whatcom	City of Seattle - (WA)	Diablo	OP	1.2	1936
WA	Whatcom	City of Seattle - (WA)	Newhalem	OP	2.3	1970
WA	King	City of Seattle - (WA)	South Fork Tolt	OP	16.8	1995
WA	Pierce	City of Tacoma - (WA)	LaGrande	OP	6	1912
WA	Pierce	City of Tacoma - (WA)	LaGrande	OP	6	1912
WA	Pierce	City of Tacoma - (WA)	LaGrande	OP	6	1912
WA	Pierce	City of Tacoma - (WA)	LaGrande	OP	6	1912
WA	Mason	City of Tacoma - (WA)	Cushman 1	OP	21.6	1926
WA	Mason	City of Tacoma - (WA)	Cushman 1	OP	21.6	1926
WA	Mason	City of Tacoma - (WA)	Cushman 2	OP	27	1930
WA	Mason	City of Tacoma - (WA)	Cushman 2	OP	27	1931
WA	Pierce	City of Tacoma - (WA)	Alder	OP	25	1945
WA	Pierce	City of Tacoma - (WA)	Alder	OP	25	1947
WA	Mason	City of Tacoma - (WA)	Cushman 2	OP	27	1952
WA	Grays Harbor	City of Tacoma - (WA)	Wynoochee	OP	12.8	1994
WA	Whatcom	Convanta Hydro Ops West Inc	Koma Kulshan Associates	OP	12	1990
WA	Lewis	Energy Northwest	Packwood	OP	27.5	1964
WA	Adams	Grand Coulee Project Hydroelectric Auth	Russell D Smith	OP	6.1	1982
WA	Franklin	Grand Coulee Project Hydroelectric Auth	Eltopia Branch Canal 4.6	OP	2.2	1983
WA	Franklin	Grand Coulee Project Hydroelectric Auth	Potholes East Canal 66.0	OP	2.3	1985
WA	Grant	Grand Coulee Project Hydroelectric Auth	Main Canal Headworks	OP	26.8	1987
WA	Stevens	Hydro Technology Systems Inc	Meyers Falls	OP	0.3	1915
WA	Stevens	Hydro Technology Systems Inc	Meyers Falls	OP	0.9	1915
WA	Benton	Northern Wasco County PUD	McNary Dam Fish Attraction Project	OP	10	1997
WA	Cowlitz	PacifiCorp	Merwin	OP	1	1931
WA	Jefferson	Port Townsend Paper Co	Port Townsend Paper	OP	0.4	1982

ANNEXE I – WASHINGTON : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

(suite)

WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Chelan	OP	29.6	1927
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Chelan	OP	29.6	1928
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	1.2	1931
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	20.7	1931
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	20.7	1931
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	15	1932
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	20.7	1932
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	22.5	1952
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	22.5	1952
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	22.5	1952
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	22.5	1953
WA	Chelan	PUD No 1 of Chelan County	Rock Island	OP	22.5	1953
WA	Pend Oreille	PUD No 1 of Pend Oreille Cnty	Box Canyon	OP	15	1955
WA	Pend Oreille	PUD No 1 of Pend Oreille Cnty	Box Canyon	OP	15	1955
WA	Pend Oreille	PUD No 1 of Pend Oreille Cnty	Box Canyon	OP	15	1955
WA	Pend Oreille	PUD No 1 of Pend Oreille Cnty	Box Canyon	OP	15	1955
WA	Grant	PUD No 2 of Grant County	Quincy Chute	OP	9.4	1985
WA	Grant	PUD No 2 of Grant County	PEC Headworks	OP	6.6	1990
WA	King	Puget Sound Energy Inc	Snoqualmie	OS	1.5	1898
WA	King	Puget Sound Energy Inc	Snoqualmie	OS	1.5	1898
WA	King	Puget Sound Energy Inc	Snoqualmie	OS	1.5	1898
WA	King	Puget Sound Energy Inc	Snoqualmie	OS	1.8	1898
WA	Pierce	Puget Sound Energy Inc	Electron	OP	5.1	1904
WA	Pierce	Puget Sound Energy Inc	Electron	OP	5.1	1904
WA	Pierce	Puget Sound Energy Inc	Electron	OP	5.1	1904
WA	King	Puget Sound Energy Inc	Snoqualmie	OS	5.6	1905
WA	King	Puget Sound Energy Inc	Snoqualmie 2	OS	9.8	1910
WA	Pierce	Puget Sound Energy Inc	Electron	OP	7.5	1929
WA	King	Puget Sound Energy Inc	Snoqualmie 2	OS	24.3	1957
WA	Jefferson	Rocky Brook Electric Inc	Rocky Brook Hydroelectric	SB	1.6	1985
WA	Stevens	Sheep Creek Hydro Inc	Sheep Creek Hydro	SB	0.3	1986
WA	Stevens	Sheep Creek Hydro Inc	Sheep Creek Hydro	OP	1.3	1986
WA	Snohomish	Snohomish County PUD No 1	H M Jackson	OP	8.4	1984
WA	Snohomish	Snohomish County PUD No 1	H M Jackson	OP	8.4	1984
WA	Snohomish	Snohomish County PUD No 1	Youngs Creek Hydroelectric Project	OP	7.5	2011
WA	Spokane	Spokane City of	Upriver Dam Hydro Plant	SB	2	1936
WA	Spokane	Spokane City of	Upriver Dam Hydro Plant	SB	2	1936
WA	Spokane	Spokane City of	Upriver Dam Hydro Plant	SB	2	1936
WA	Spokane	Spokane City of	Upriver Dam Hydro Plant	SB	5.8	1984
WA	Spokane	Spokane City of	Upriver Dam Hydro Plant	SB	5.8	1984
WA	Thurston	TransAlta Centralia Gen LLC	Skookumchuck	OP	1	1990
WA	King	Twin Falls Hydro Associates LP	Twin Falls Hydro	OP	12	1989
WA	King	Twin Falls Hydro Associates LP	Twin Falls Hydro	OP	12	1989

ANNEXE I – WASHINGTON : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

(suite)

WA	Clallam	U S Bureau of Reclamation	Elwha Hydroelectric Project	SB	3	1914
WA	Clallam	U S Bureau of Reclamation	Elwha Hydroelectric Project	SB	3	1914
WA	Clallam	U S Bureau of Reclamation	Elwha Hydroelectric Project	SB	3.3	1922
WA	Clallam	U S Bureau of Reclamation	Elwha Hydroelectric Project	SB	3.3	1922
WA	Clallam	U S Bureau of Reclamation	Glides Hydroelectric Project	SB	16.3	1927
WA	Grant	U S Bureau of Reclamation	Grand Coulee	OP	10	1941
WA	Grant	U S Bureau of Reclamation	Grand Coulee	OP	10	1941
WA	Grant	U S Bureau of Reclamation	Grand Coulee	OP	10	1951
WA	Benton	U S Bureau of Reclamation	Chandler	OP	6	1956
WA	Benton	U S Bureau of Reclamation	Chandler	OP	6	1956
WA	Yakima	U S Bureau of Reclamation	Roza	OP	12.9	1958
WA	WALLA WALLA	Walla Walla City of	Twin Reservoirs	OP	2.2	1988
WA	Mason	William G. Reed Jr	Lilliwaup Falls Generating	OS	0.2	1986
WA	Mason	William G. Reed Jr	Lilliwaup Falls Generating	OS	0.2	1986
WA	Mason	William G. Reed Jr	Lilliwaup Falls Generating	OS	0.2	1986
WA	Mason	William G. Reed Jr	Lilliwaup Falls Generating	OS	0.2	1986
WA	Mason	William G. Reed Jr	Lilliwaup Falls Generating	OS	0.2	1986
WA	Mason	William G. Reed Jr	Lilliwaup Falls Generating	OS	0.2	1986
WA	Mason	William G. Reed Jr	Lilliwaup Falls Generating	OS	0.2	1986
WA	Yakima	Yakama Power	Drop 3	OP	0.8	1932
WA	Yakima	Yakama Power	Drop 3	OP	0.8	1932
WA	Yakima	Yakama Power	Drop 2	OP	2.5	1942
WA	YAKIMA	Yakima-Tieton Irrigation Dist	Orchard Avenue 1	OP	0.8	1987
WA	YAKIMA	Yakima-Tieton Irrigation Dist	Orchard Avenue 1	OP	0.8	1987
WA	Yakima	Yakima-Tieton Irrigation Dist	Cowiche	OP	1.7	1987

Operable Generating Units in the United States by State and Energy Source, 2011

Note: Descriptions of field names and codes can be obtained from the record layout in the Form EIA-860 source data file at www.eia.gov/cneaf/electricity/page/eia860.html.

Source: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report."

Source : tableau réalisé à partir des données du US Energy Information Administration (2013), Form EIA-860, <http://www.eia.gov/electricity/data/eia860/index.html>

ANNEXE J – ILLINOIS : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

State	County	Entity	Plant Name	Status	Nameplate Capacity (MW)	Initial Year of Operation
IL	Lee	STS Hydropower Ltd	Dixon Hydroelectric Dam	OP	0.6	1925
IL	Lee	STS Hydropower Ltd	Dixon Hydroelectric Dam	OP	0.6	1925
IL	Lee	STS Hydropower Ltd	Dixon Hydroelectric Dam	OP	0.6	1925
IL	Lee	STS Hydropower Ltd	Dixon Hydroelectric Dam	OP	0.6	1925
IL	Lee	STS Hydropower Ltd	Dixon Hydroelectric Dam	OP	0.6	1925
IL	La Salle	Midwest Hydro Inc	Dayton Hydro	OP	1.6	1925
IL	La Salle	Midwest Hydro Inc	Dayton Hydro	OP	1	1925
IL	La Salle	Midwest Hydro Inc	Dayton Hydro	OP	1	1925
IL	Winnebago	Midwest Hydro Inc	Rockton	OP	0.6	1929
IL	Winnebago	Midwest Hydro Inc	Rockton	OP	0.5	1929
IL	Rock Island	MidAmerican Energy Co	Moline	OP	0.9	1942
IL	Rock Island	MidAmerican Energy Co	Moline	OP	0.9	1942
IL	Rock Island	MidAmerican Energy Co	Moline	OP	0.9	1942
IL	Rock Island	MidAmerican Energy Co	Moline	OP	0.9	1942
IL	ROCK ISLAND	City of Rock Island	Sears Hydroelectric Plant	OP	0.4	1985
IL	ROCK ISLAND	City of Rock Island	Sears Hydroelectric Plant	OP	0.4	1986
IL	Whiteside	City of Rock Falls - (IL)	Upper Sterling	OP	1.1	1988
IL	Whiteside	City of Rock Falls - (IL)	Upper Sterling	OP	1.1	1988
IL	KANKAKEE	Kankakee City of	Kankakee Hydro Facility	OP	0.4	1991
IL	KANKAKEE	Kankakee City of	Kankakee Hydro Facility	OP	0.4	1991
IL	KANKAKEE	Kankakee City of	Kankakee Hydro Facility	OP	0.4	1991
IL	La Salle	City of Peru - (IL)	Peru	OP	1.9	1996
IL	La Salle	City of Peru - (IL)	Peru	OP	1.9	1996
IL	La Salle	City of Peru - (IL)	Peru	OP	1.9	1996
IL	La Salle	City of Peru - (IL)	Peru	OP	1.9	1996
IL	Will	Metro Wtr Recl Dist Grtr Chi	Lockport Powerhouse	OP	8	1999
IL	Will	Metro Wtr Recl Dist Grtr Chi	Lockport Powerhouse	OP	8	2001
IL	ROCK ISLAND	City of Rock Island	Sears Hydroelectric Plant	OP	0.3	2010
IL	ROCK ISLAND	City of Rock Island	Sears Hydroelectric Plant	OP	0.3	2010

Operable Generating Units in the United States by State and Energy Source, 2011

Note: Descriptions of field names and codes can be obtained from the record layout in the Form EIA-860 source data file at www.eia.gov/cneaf/electricity/page/eia860.html.

Source: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report."

Source : tableau réalisé à partir des données du US Energy Information Administration (2013), Form EIA-860, <http://www.eia.gov/electricity/data/eia860/index.html>

ANNEXE K – CONNECTICUT : LISTE DES INSTALLATIONS HYDROÉLECTRIQUES DE 30 MW OU MOINS, EN 2011

State	County	Entity	Plant Name	Status	Nameplate Capacity (MW)	Initial Year of Operation
CT	New London	City of Norwich - (CT)	Tenth Street	OP	1.4	1967
CT	HARTFORD	Farmington River Power Company	Rainbow	OP	4	1925
CT	HARTFORD	Farmington River Power Company	Rainbow	OP	4	1925
CT	Litchfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Bulls Bridge	OP	1.2	1903
CT	Litchfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Bulls Bridge	OP	1.2	1903
CT	Litchfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Bulls Bridge	OP	1.2	1903
CT	Litchfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Bulls Bridge	OP	1.2	1903
CT	Litchfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Bulls Bridge	OP	1.2	1903
CT	Litchfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Bulls Bridge	OP	1.2	1903
CT	New London	FirstLight Power Resources Services LLC	Taftville	OP	0.3	1906
CT	New London	FirstLight Power Resources Services LLC	Taftville	OP	0.3	1906
CT	Litchfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Falls Village	OP	3	1914
CT	Litchfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Falls Village	OP	3	1914
CT	Litchfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Falls Village	OP	3	1914
CT	Fairfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Stevenson	OP	7.5	1919
CT	Fairfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Stevenson	OP	7.5	1919
CT	Fairfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Stevenson	OP	7.5	1919
CT	New London	FirstLight Power Resources Services LLC	Tunnel	OP	1	1919
CT	New London	FirstLight Power Resources Services LLC	Taftville	OP	0.4	1926
CT	Fairfield	FirstLight Power Resources Services LLC	Stevenson	OP	8	1936
CT	Windham	FirstLight Power Resources Services LLC	Scotland Dam	OP	2	1937
CT	New London	FirstLight Power Resources Services LLC	Taftville	OP	0.3	1949
CT	New London	FirstLight Power Resources Services LLC	Taftville	OP	0.3	1949
CT	New London	FirstLight Power Resources Services LLC	Tunnel	OP	1	1949
CT	New Haven	FirstLight Power Resources Services LLC	Shepaug	OP	37.2	1955
CT	New Haven	Kinneytown Hydro Co Inc	Kinneytown New Old	OP	0.8	1986
CT	New Haven	Kinneytown Hydro Co Inc	Kinneytown New Old	OP	1.5	1995
CT	Fairfield	McCallum Enterprises I LP	Derby Hydro	OP	4	1989
CT	Fairfield	McCallum Enterprises I LP	Derby Hydro	OP	4	1989
CT	Fairfield	McCallum Enterprises I LP	Derby Hydro	SB	0.3	1989
CT	Fairfield	McCallum Enterprises I LP	Derby Hydro	SB	0.3	1989
CT	Hartford	Metropolitan Dist of Hartford	Goodwin Hydroelectric	OP	1.6	1986
CT	Hartford	Metropolitan Dist of Hartford	Goodwin Hydroelectric	OP	1.6	1986
CT	Litchfield	Metropolitan Dist of Hartford	Colebrook Hydroelectric	OA	1.5	1988
CT	Litchfield	Metropolitan Dist of Hartford	Colebrook Hydroelectric	OP	1.5	1988
CT	Windham	Quinebaug Associates LLC	Quinebaug Lower Project	OP	0.3	1990
CT	Windham	Quinebaug Associates LLC	Quinebaug Lower Project	OP	0.1	1990
CT	Windham	Quinebaug Associates LLC	Quinebaug Lower Project	OP	0.8	1990
CT	Windham	Quinebaug Associates LLC	Quinebaug Lower Project	OP	1.3	1990

Source: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report."

Operable Generating Units in the United States by State and Energy Source, 2011

Note: Descriptions of field names and codes can be obtained from the record layout in the Form EIA-860 source data file at www.eia.gov/cneaf/electricity/page/eia860.html.

Source : tableau réalisé à partir des données du US Energy Information Administration (2013), Form EIA-860, <http://www.eia.gov/electricity/data/eia860/index.html>

RÉFÉRENCES

Achrol, R.S. et P. Kotler (2012). "Frontiers of the marketing paradigm in the third millennium", *Journal of the Academy of Marketing Science*, p. 35 à 52.

An Act Concerning Connecticut's Clean Energy Goals. Substitute Senate Bill No. 1138. State of Connecticut. Récupéré le 4 juillet 2014 de <http://www.cga.ct.gov/2013/FC/pdf/2013SB-01138-R000879-FC.pdf>

Andrews, Anthony (2012). "DOD Purchase of Renewable Energy Credits Under the National Defense Authorization Act of 2012", Congressional Research Service. 25 p. Récupéré le 3 juillet 2014 de <http://fas.org/sgp/crs/natsec/R42840.pdf>

Apple Gate Group Inc. et Telluride Energy (2013). "Recommendations for Developing Agricultural Hydropower in Colorado", Colorado Department of Agriculture. Récupéré le 25 juin 2014 de <http://www.colorado.gov/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheadername1=Content-Disposition&blobheadername2=Content-Type&blobheadervalue1=inline%3B+filename%3D%22Small+Hydro+Assessment.pdf%22&blobheadervalue2=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1251987071620&ssbinary=true>

Artz, Kenneth (2013). "Connecticut Adds Hydropower to Renewable Mix". Récupéré le 4 juillet 2014 de <http://news.heartland.org/newspaper-article/2013/06/12/connecticut-adds-hydropower-renewable-mix>

Barnett, Mark (2007). "Run-of-River Hydropower in Connecticut: Opportunities and Challenges for Developers, and Recommendations for CCEF Support", 32 p. Récupéré le 4 juillet 2014 de [http://www.ctcleanenergy.com/Portals/0/Hydropower_Report_revised%20\(10-9-07\).pdf](http://www.ctcleanenergy.com/Portals/0/Hydropower_Report_revised%20(10-9-07).pdf)

Black Hills/Colorado Electric Utility Company (2013). "2013 Renewable Energy Compliance Report « . Récupéré le 20 juin 2014 de <http://www.blackhillsenergy.com/sites/default/files/bhe-coe-res-compliance-rpt.pdf>

Bureau of Reclamation Small Conduit Hydropower Development and Rural Jobs Act (s.d.). Récupéré le 7 juillet 2014 de <https://www.govtrack.us/congress/bills/113/hr678/text>

Bureau of Reclamation (2007). "Facilities in state :Colorado ». Récupéré le 26 juin 2014 de <http://www.usbr.gov/projects/FacilitiesByState.jsp?StateName=Colorado>

Bureau of Reclamation (2010). "Assessment of Potential Capacity Increases at Existing Hydropower Plants", United States Department of the Interior, Denver, Colorado. Récupéré le 18 juin 2014 de <http://www.usbr.gov/power/AssessmentReport/USBRHMICapacityAdditionFinalReportOctober2010.pdf>

Bureau of Reclamation (2011). "Hydropower Resource Assessment at Existing Reclamation Facilities", United States Department of the Interior, Power Resource Office, Denver, Colorado. Récupéré le 26 mai 2014 de <http://www.usbr.gov/power/AssessmentReport/USBRHydroAssessmentFinalReportMarch2011.pdf>

Bureau of Reclamation (2012). "Site Inventory and Hydropower Energy Assessment of Reclamation Owned Conduits", United States Department of the Interior. Power Resource Office, Denver, Colorado. Récupéré le 18 juin 2014 de <http://www.usbr.gov/power/CanalReport/FinalReportMarch2012.pdf>

Bureau of Reclamation (2014). "Lease of Power Privilege Development", US Department of the Interior, mise à jour du 16 avril 2014. Récupéré le 25 juin 2014 de <http://www.usbr.gov/power/LOPP/Current%20LOPP%20Development%204-16-2013.pdf>

Burrell, Angela et Tony Usibelli (2012). "Washington State Electric Utility Resource Planning – 2012 Report", Washington State Department of Commerce. Récupéré le 2 juillet 2014 de <http://www.commerce.wa.gov/Documents/Electric-Utility-Resource-Planning-2012-Report.pdf>

California Public Utility Commission (2013). "Renewable Portfolio Standards Quarterly Report, 4th quarter, 2013". Récupéré le 17 juin 2014 de <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/71A2A7F6-AA0E-44D7-95BF-2946E25FE4EE/0/2013Q4RPSReportFINAL.pdf>

California Public Utility Commission (2014). "Renewable Auction Mechanism", selon les rapports publiés par les 3 IOU (PG&E, SCE, SDG&E) en janvier 2014. Récupéré le 18 juin de <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Renewables/hot/Renewable+Auction+Mechanism.htm>

California Public Utility Commission (2014). "California's RPS Feed-in Tariff (FIT) Program", FAQs. Récupéré le 20 juin 2014 de <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/0095B424-8E49-4F2A-B1B9-995A0690AB16/0/FIToverview.pdf>

California Energy Commission (s.d.). "Retired & Inactive Power Plants in California", Energy Almanac. Récupéré le 18 juin 2014 de http://energyalmanac.ca.gov/electricity/inactive_plants.html

California Energy Commission (2009). "California Energy Demand 2010-2020 Adopted Forecast", 256 p. Récupéré le 19 juin 2014 de <http://www.energy.ca.gov/2009publications/CEC-200-2009-012/CEC-200-2009-012-CMF.PDF>

California Energy Commission (2012). "Renewables Portfolio Standard Eligibility Guidebook, Sixth Edition", Publication Number: CEC-300-2012-006-CMF, Efficiency and Renewable Energy Division. Récupéré le 19 juin 2014 de <http://www.energy.ca.gov/2012publications/CEC-300-2012-006/CEC-300-2012-006-CMF.pdf>

California Energy Commission (2014). "Tracking Progress", Renewable Energy". Récupéré le 17 juin 2014 de http://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/renewable.pdf

California Energy Commission (2014). "Hydroelectric power in California". Récupéré le 17 juin 2014 de <http://www.energy.ca.gov/hydroelectric/>

City of Aspen and Pitkin County (2014). "Aspen Hydroelectric History". Récupéré le 25 juin 2014 de <http://www.aspenpitkin.com/Living-in-the-Valley/Green-Initiatives/Renewable-Energy/Hydroelectric/>

Clean Energy Standard Act of 2012. S.2146. Récupéré le 14 juillet 2014 de http://www.energy.senate.gov/public/index.cfm/files/serve?File_id=7ece72ff-6140-4b6e-b245-f382dcba65be

Collins, Robert (2010). "A Graphical Method for Exploring the Business Environment", version 8.0, 18 p. Récupéré le 10 août 2014 de <http://users.ox.ac.uk/~kell0956/docs/PESTLEWeb.pdf>

Colorado Department of Regulatory Agencies (2005). "Electric Power Utilities in the State of Colorado 2005". State of Colorado. Récupéré le 20 juin 2014 de <http://www.dora.state.co.us/puc./energy/ColoradoElectricPowerUtilities.pdf>

Colorado Government (2014). "2014 Colorado State Energy Report", Colorado Department of Energy Resources, Colorado Energy Office, Colorado Department of Public Health and Environment. Récupéré le 25 juin 2014 de <http://www.colorado.gov/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheadname1=Content-Disposition&blobheadname2=Content-Type&blobheadvalue1=inline%3B+filename%3D%22The+Colorado+State+Energy+Report+2014.pdf%22&blobheadvalue2=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1251995613769&ssbinary=true>

Colorado Small Hydro Association (2014). "Governor Hickenlooper Signs Bipartisan Small Hydropower Reform Bill into Law". Récupéré le 25 juin 2014 de <http://www.smallhydro.co/>

Connecticut Department of Energy and Environmental Protection (DEEP) (2014a). "Restructuring Connecticut's Renewable Portfolio Standard". Récupéré le 4 juillet 2014 de http://www.ct.gov/deep/lib/deep/energy/rps/rps_final.pdf

Connecticut Department of Energy and Environmental Protection (DEEP) (2014b). "Taking Action on Climate Change 2014 Progress Report ». Récupéré le 4 juillet 2014 de http://www.ct.gov/deep/lib/deep/climatechange/ct_progress_report_2014.pdf

Connecticut Department of Energy and Environmental Protection (DEEP) (2014c). "Connecticut Renewable Portfolio Standards Overview", Public Utilities Regulatory Authority. Récupéré le 3 juillet 2014 de <http://www.ct.gov/pura/cwp/view.asp?a=3354&q=415186>

Connecticut, Department of Energy and Environmental Protection (DEEP) (2014d). "Annual Review of Connecticut Electric Suppliers' and Electric Distribution Companies' Compliance with Connecticut's Renewable Energy Portfolio Standards in the year 2011", Public Utilities Regulatory Authority Docket no 12-09-02, document Word. Récupéré le 4 juillet 2014 de <http://www.dpuc.state.ct.us/dockcurr.nsf/8e6fc37a54110e3e852576190052b64d/d89510f3ac92f13a85257ced0053b7c5?OpenDocument>

Connecticut, Department of Energy and Environmental Protection (DEEP) (2014e). "Comprehensive Energy Strategy Section 51 - Comprehensive Energy Planning", Appendix B: Electricity Sector Strategy Analysis, Public Utilities Regulatory Authority. Récupéré le 5 juillet 2014 de http://www.ct.gov/deep/lib/deep/energy/cep/appendix_b_electricity.pdf

Connecticut Department of Energy and Environmental Protection, (s.d). "Suppliers and Aggregators". Public Utilities Regulatory Authority. Récupéré le 5 juillet 2014 de [http://www.dpuc.state.ct.us/electric.nsf/\\$FormByElectricApplicantsView?OpenForm&Start=1&Count=1000&ExpandView](http://www.dpuc.state.ct.us/electric.nsf/$FormByElectricApplicantsView?OpenForm&Start=1&Count=1000&ExpandView)

Connecticut Department of Energy and Environmental Protection, (s.d). "Registered Municipal Aggregators". Public Utilities Regulatory Authority. Récupéré le 5 juillet 2014 de [http://www.dpuc.state.ct.us/electric.nsf/\\$FormByMunicipalAggregatorsView?OpenForm](http://www.dpuc.state.ct.us/electric.nsf/$FormByMunicipalAggregatorsView?OpenForm)

Connecticut Light and Power et The United Illuminating Company (2014). "LREC/ZREC YEAR 3 RFP", Bidder Meeting, 4 mai 2014. Récupéré le 4 juillet 2014 de https://www.cl-p.com/downloads/Bidders_Conference_Slides.pdf?id=4294989807&dl=t

Connecticut Small Power Producers Association (2013). "Promoting small, environmentally responsible energy projects in CT". Récupéré le 6 juillet 2014 de <http://www.cga.ct.gov/2013/ETdata/Tmy/2013SB-01138-R000319-Connecticut%20Small%20Power%20Producers%20Association-TMY.PDF>

Electric Power Research Institute (2013). "Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid: Final Report", Récupéré le 6 juillet 2014 de http://www1.eere.energy.gov/water/pdfs/epri_value_hydropower_electric_grid.pdf

Energy Independence Act, Chapter 19.285 RCW. Washington State Legislature. Récupéré le 1^{er} juillet 2014 de <http://apps.leg.wa.gov/RCW/default.aspx?cite=19.285&full=true#19.285.030>

Energy Independence Act, RCW 19.29A.090. Washington State Legislature. Récupéré le 1^{er} juillet 2014 de <http://app.leg.wa.gov/RCW/default.aspx?cite=19.29A.090>

European Small Hydropower Association (2009). "Environmental Barometer on small hydro power". Récupéré le 6 juillet 2014 de http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/SHERPA/Environmental_Barometer_SHP.pdf

Executive Office of the President (2013). "The President's Climate Action Plan". Récupéré le 25 août de <http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/image/president27sclimateactionplan.pdf>

Federal Energy Regulatory Commission (2007). "The potential benefits of distributed generation and rate-related issues that may impede their expansion", a study pursuant to section 1817 of the Energy Policy Act of 2005. Récupéré le 11 septembre 2014 de <http://www.ferc.gov/legal/fed-sta/exp-study.pdf>

Federal Energy Regulatory Commission (2014). "Exemptions from licensing", mise à jour du 15 août 2014. Récupéré le 20 août 2014 de <https://www.ferc.gov/industries/hydropower/gen-info/licensing/exemptions.asp>

Fulton, Mark, Reid Capalino et al. (2012). "Ramping up renewables: Leveraging State RPS Program Amid Uncertain Federal Support", US Partnership for Renewable Energy Finance, 53 p. Récupéré le 14 mai 2014 de <http://uspref.org/wp-content/uploads/2012/06/Ramping-up-Renewables-Leveraging-State-RPS-Programs-amid-Uncertain-Federal-Support-US-PREF-White-Paper1.pdf>

Giambusso, David (2014). "City urges caution in state's energy-grid revolution", Capital, 28 juillet 2014. Récupéré le 11 septembre 2014 de <http://www.capitalnewyork.com/article/city-hall/2014/07/8549699/city-urges-caution-states-energy-grid-revolution>

Hall, Douglas G. et Kelly S. Reeves (2006). "A Study of United States Hydroelectric Plant Ownership". Récupéré le 2 juillet 2014 de <http://www1.eere.energy.gov/water/pdfs/doewater-11519.pdf>

Hall, Douglas G. et Randy D. Lee (2014). "Assessment of Opportunities for New United States Pumped Storage Hydroelectric Plants Using Existing Water Features as Auxiliary Reservoirs", Idaho National Laboratory. Récupéré le 6 juillet 2014 de <http://hydropower.inel.gov/resourceassessment/d/pumped-storage-hydro-assessment-report-published-version-20mar14.pdf>

Hadjerioua, Boualem, Yaxing Wei et Shih-Chieh Kao (2012). "Assessment of Energy Potential at Non-Powered Dams in the United States", Oak Ridge National Laboratory. 37 p. Récupéré le 5 juin 2014 de http://nhaap.ornl.gov/system/files/NHAAP_NPD_FY11_Final_Report.pdf

Harris, Michael (2014). "DOE unveils ambitious plan for long-term hydroelectric power development", Hydroworld.com, Washington, D.C., 29 avril 2014. Récupéré le 26 juin 2014 de <http://www.hydroworld.com/articles/2014/04/doe-unveils-ambitious-plan-for-long-term-hydroelectric-power-development.html?cmpid=EnlHydroMay62014>

Heeter J.¹, G. Barbose², L. Bird¹, S. Weaver², F. Flores-Espino¹, K. Kuskova-Burns¹, et R. Wiser² (2014). "A Survey of State-Level Cost and Benefit Estimates of Renewable Portfolio Standards", ¹National Renewable Energy Laboratory, ²Lawrence Berkeley National Laboratory. Récupéré le 25 juin 2014 de <http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-6589e.pdf>

Hunter, Lesley (2013a). "Renewable Energy in the 50 states: Western Region", 2013 American Council on Renewable Energy. 40 p. Récupéré le 18 juin 2014 de http://acore.org/images/documents/Western_Region_Report.pdf

Hunter, Lesley (2013b). "Renewable Energy in the 50 states: Midwestern Region", 2013 American Council on Renewable Energy. 38 p. Récupéré le 3 juillet 2014 de <http://www.acore.org/publications-category/3980-renewable-energy-in-the-50-states-midwestern-region>

Hunter, Lesley (2014). "Renewable Energy in the 50 states: Northeast Region", 2014 American Council on Renewable Energy. 39 p. Récupéré le 3 juillet 2014 de <http://www.acore.org/publications-category/4090-renewable-energy-in-the-50-states-northeastern-region>

Holy Cross Energy (s.d.). "Local Renewable Energy Pool Program". Récupéré le 25 juin 2014 de [http://www.holycross.com/assets/userfiles/files/green-programs/Hydropower_Resources_\(8.27.10\).pdf](http://www.holycross.com/assets/userfiles/files/green-programs/Hydropower_Resources_(8.27.10).pdf)

Hydropower Reform Coalition. "Laws Governing Hydropower Licensing". Récupéré le 7 juillet 2014 de <http://www.hydroreform.org/resources/laws>

International Renewable Energy Agency (2012). "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Hydropower", vol. 1, no. 3 de 5, juin. Récupéré le 20 août 2014 de http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-HYDROPOWER.pdf

Illinois Commerce Commission (2014). "Alternative Compliance Paiement Rate History". Récupéré le 3 juillet 2014 de [file:///C:/Users/Valerie%20St-Yves/Downloads/ACP%20Rate%20History%20as%20of%202014-06-09%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Valerie%20St-Yves/Downloads/ACP%20Rate%20History%20as%20of%202014-06-09%20(1).pdf)

Illinois Power Agency (2013). "Annual Report: The Costs and Benefits of Renewable Resource Procurement in Illinois Under the Illinois Power Agency and Illinois Public Utilities Acts". Récupéré le 3 juillet 2014 de <http://www2.illinois.gov/ipa/Documents/201304-IPA-Renewables-Report.pdf>

Illinois Power Agency (2014). "Electricity Procurement Plan", 121 p. Récupéré le 14 août 2014 de <http://www2.illinois.gov/ipa/Documents/Final-IPA-Procurement-Plan-22-July-2014.pdf>

Illinois General Assembly (s.d.) "EXECUTIVE BRANCH (20 ILCS 3855) Illinois Power Agency Act". Récupéré le 3 juillet 2014 de <http://www.ilga.gov/legislation/ilcs/ilcs5.asp?ActID=2934&ChapAct=20%26nbsp%3BILCS%26nbsp%3B3855%2F&ChapterID=5&ChapterName=EXECUTIVE+BRANCH&ActName=Illinois+Power+Agency+Act%2E>

Kavalec, Chris et Tom Gorin (2009). "California Energy Demand 2010-2020, Adopted Forecast", California Energy Commission, CEC-200-2009-012-CMF. Récupéré le 15 juillet 2014 de <http://www.energy.ca.gov/2009publications/CEC-200-2009-012/CEC-200-2009-012-CMF.PDF>

Kosnik, Lea (2010). "The potential for small scale hydropower development in the US", *Energy Policy* 38, Elsevier, p. 5512 à 5519. Récupéré le 27 mai 2014 de <http://www.umsl.edu/~kosnikl/Costs%20SSH.pdf>

Kumar, A., T. Schei, A. Ahenkorah, R. Caceres Rodriguez, J.-M. Devernay, M. Freitas, D. Hall, Å. Killingtveit, Z. Liu, 2011. "Hydropower. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation", [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom et New York, NY, USA. Récupéré de http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Ch05.pdf

Leon, Warren (2013). "The State of State Renewable Portfolio Standard", Clean Energy State Alliance. 28 p. Récupéré le 17 juin 2014 de <http://www.cesa.org/assets/2013-Files/RPS/State-of-State-RPSS-Report-Final-June-2013.pdf>

Liu, H., Masera, D. and Esser, L., eds. (2013). "World Small Hydropower Development Report 2013", United Nations Industrial Development Organization; International Center on Small Hydro Power, copie non-officielle, 449 p. Récupéré le 14 juillet 2014 de www.smallhydroworld.org

Ministère des Ressources naturelles du Canada (2001-2004). "Small hydro project analysis", RETScreen International, document de formation. Récupéré le 15 mai 2014 de <http://www.small-hydro.com/pdf/workshops/cd/2005/technical/docs/RETScreen%20Small%20Hydro%20Model.pdf>

Mountain Democrat (2014). "Mountain Counties water districts explore small hydro options". Récupéré le 18 juin 2014 de <http://www.mtdemocrat.com/news/mountain-counties-water-districts-explore-small-hydro-options/>

McCalman, Kerry (2013). "As dams come down, a look at new hydropower", *Ecotrope*, entrevue menée par Cassandra Profita, le 13 septembre 2011, Oregon, publié le 19 février 2013. Récupéré le 2 juillet 2014 de <http://www.opb.org/news/blog/ecotrope/as-dams-come-down-a-look-at-new-hydropower/>

National Institute of Building Sciences (2014). "Hydropower", US Department of Energy, mise à jour du 9 août 2011, récupéré le 15 mai 2014 de <http://www.wbdg.org/resources/hydropower.php>

National Renewable Energy Laboratory (2012). "Renewable Electricity Futures Study, Executive Summary". Récupéré le 7 juillet 2014 de file:///C:/Users/Valerie%20St-Yves/Desktop/MandatHEC_Ossberger/RechOss_Articles%20et%20schemas/52409-ES.pdf

National Wind Watch (2014). "Connecticut moratorium stalls wind power proposal", Associated Press, 29 mars 2014. Récupéré le 5 juillet 2014 <https://www.wind-watch.org/news/2014/03/30/connecticut-moratorium-stalls-wind-power-proposal/>

Navigant Consulting (2010). "2010 Colorado utilities report", Colorado Governor's Energy Office. Récupéré le 20 juin de <http://www.colorado.gov/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheadname1=Content-Disposition&blobheadname2=Content-Type&blobheadvalue1=inline%3B+filename%3D%222010+Utility+Report.pdf%22&blobheadvalue2=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1251760307078&ssbinary=true>

Navigant Consulting (2009). "Job Creation Opportunities in Hydropower". Récupéré le 5 juillet 2014 de http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2010/12/NHA_JobsStudy_FinalReport.pdf

Navigant Consulting (2014). "Revenue from Distributed Generation is On Pace to Surpass \$182 Billion by 2023". Navigant Research. 4 septembre 2014. Récupéré le 11 septembre 2014 de http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2010/12/NHA_JobsStudy_FinalReport.pdf

North American Electric Reliability Corporation (2014). "Regional Entities, 2014". Récupéré le 15 août 2014 de <http://www.nerc.com/AboutNERC/keyplayers/Pages/Regional-Entities.aspx>

North Carolina State University (2013-2014a). "Dsire™ Database of State Incentives for Renewables & Efficiency" National Renewable Energy Laboratory. United States Department of Energy et North Carolina Clean Energy Technology Center. Récupéré le 7 juillet 2014 de <http://www.dsireusa.org/>

North Carolina State University (2013-2014b). "Federal Incentives/Policies for Renewable and Efficiency", Dsire™ Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, National Renewable Energy Laboratory. United States Department of Energy et North Carolina Clean Energy Technology Center. Récupéré le 7 juillet 2014 de <http://www.dsireusa.org/incentives/index.cfm?EE=1&RE=1&SPV=0&ST=0&state=US&technology=smallhydro&sh=1>

North Carolina State University (2013-2014c). "Net metering map", juillet 2012, Dsire™ Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, National Renewable Energy Laboratory, United States Department of Energy et North Carolina Clean Energy Technology Center. Récupéré le 9 juillet 2014 de <http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/netmetering.shtml>

North Carolina State University (2013-2014d). "Colorado Incentives/Policies for Renewables & Efficiency, Black Hills SolarPower Program", Dsire™ Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, National Renewable Energy Laboratory, United States Department of Energy et North Carolina Clean Energy Technology Center. Récupéré le 25 juin 2014 de http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CO35F&re=0&ee=0

North Carolina State University (2013-2014e). "Colorado Incentives/Policies for Renewables & Efficiency, Net metering", Dsire™ Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, National Renewable Energy Laboratory, United States Department of Energy et North Carolina Clean Energy Technology Center. Récupéré le 25 juin 2014 de http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CO35F&re=0&ee=0

North Carolina State University (2013-2014f). "Colorado Incentives/Policies for Renewables & Efficiency, Holy Cross Energy – We Care Renewable Energy Rebate Program", Dsire™ Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, National Renewable Energy Laboratory, United States Department of Energy et North Carolina Clean Energy Technology Center. Récupéré le 25 juin 2014 de http://dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CO11F&re=1&ee=1

North Carolina State University (2013-2014g). "Illinois Incentives/Policies for Renewables & Efficiency, Net Metering", Dsire™ Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, National Renewable Energy Laboratory, United States Department of Energy et North Carolina Clean Energy Technology Center. Récupéré le 3 juillet 2014 de http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=IL13R

North Carolina State University (2013-2014h). « Connecticut Incentives/Policies for Renewables & Efficiency, Connecticut Light & Power - Small ZREC Tariff », Dsire™ Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, National Renewable Energy Laboratory, United States Department of Energy et North Carolina Clean Energy Technology Center. Récupéré le 4 juillet 2014 de http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CT99F&re=0&ee=0

North Carolina State University (2013-2014i). "Connecticut Incentives/Policies for Renewables & Efficiency, Green Power Purchase Plan", Dsire™ Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, National Renewable Energy Laboratory, United States Department of Energy et North Carolina Clean Energy Technology Center. Récupéré le 6 juillet 2014 de http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CT07R&re=0&ee=0

Oak Ridge National Laboratory, the National Hydropower Association, and the Hydropower Research Foundation (2010). "Small Hydropower Technology: Summary Report on a Summit Meeting Convened by Oak Ridge National Laboratory, the National Hydropower Association, and the Hydropower Research Foundation", Washington, D.C., 7 et 8 avril 2010. Récupéré le 6 juillet 2014 de <http://www.esd.ornl.gov/WindWaterPower/SmallHydroSummit.pdf>

Organizing for action (s.d.). "All of the above President Obama's approach to energy independence". Récupéré le 15 mai 2014 de <http://l.barackobama.com/energy-info/>

Orcas Power and Light Cooperative (2013). "Member Owned Renewable Energy Committee Policy 1". Récupéré le 1^{er} juillet 2014 de <http://www.opalco.com/wp-content/uploads/2010/07/MORE-Committee-Policy-8.7.13.pdf>

Platts McGraw Hills Financial (2014). "U.S. Bureau of Reclamation Battles Drought, Seeks Hydropower Upgrades: Commissioner", 3 septembre 2012, Washington, D.C. Récupéré le 26 juin 2014 de <http://www.platts.com/pressreleases/2012/090312>

Public Service Company of Colorado (2013). "2012 Renewable Energy Standard Compliance Report", 20 p. Récupéré le 26 juin 2014 de <http://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/Marketing/Files/CO-RES-Compliance-Report-2012.pdf>

Pulskamp, Michael (2012). "Site Inventory and Hydropower Energy Assessment of Reclamation Owned Conduits". US Department of the Interior, Bureau of Reclamation, Power Resources Office, Colorado. 62 p. Récupéré le 2 juillet 2014 de <http://www.usbr.gov/power/CanalReport/FinalReportMarch2012.pdf>

Regulatory Assistance Project (RAP) (2011). "Electricity Regulation In the US: A Guide". Récupéré le 15 mai 2014 de file:///C:/Users/Valerie%20St-Yves/Downloads/RAP_Lazar_ElectricityRegulationInTheUS_Guide_2011_03.pdf

REN21 (2014). "Renewables 2014 Global Status Report". Paris : REN21 Secretariat.. 214 p. Récupéré le 7 juillet 2014 de http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full%20report_low%20res.pdf

Retail Energy Supply Association (2014). "Retail Energy, States where RESA is active". Récupéré le 28 août 2014 de <http://www.resausa.org/retail-energy>

United States Army Corps of Engineers (s.d.). "National Inventory of Dams", California, Dams by primary purpose. Récupéré le 15 juillet 2014 de http://geo.usace.army.mil/pgis/f?p=397:3:0::NO::P3_STATES:CA

United States Army Corps of Engineers (s.d.). "National Inventory of Dams", Colorado, Dams by primary purpose. Récupéré le 15 juillet 2014 de http://geo.usace.army.mil/pgis/f?p=397:3:0::NO::P3_STATES:CO

United States Army Corps of Engineers (s.d.). "National Inventory of Dams", Connecticut, Dams by primary purpose. Récupéré le 15 juillet 2014 de http://geo.usace.army.mil/pgis/f?p=397:3:0::NO::P3_STATES:CT

United States Army Corps of Engineers (s.d.). "National Inventory of Dams", Illinois, Dams by primary purpose. Récupéré le 15 juillet 2014 de http://geo.usace.army.mil/pgis/f?p=397:3:0::NO::P3_STATES:IL

United States Army Corps of Engineers (s.d.). "National Inventory of Dams", Washington, Dams by primary purpose. Récupéré le 15 juillet 2014 de http://geo.usace.army.mil/pgis/f?p=397:3:0::NO::P3_STATES:WA

United States Department of Agriculture (2014). "Grants". Récupéré le de http://www.rurdev.usda.gov/UEP_Our_Grant_Programs.html

United States Department of Energy (2012). "2012 Renewable Energy Databook". 127p. Récupéré le 7 juillet 2014 de <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60197.pdf>

United States Department of Energy (2013a). "Hydropower Projects Fiscal Years 2008-2012". Wind and Water Power Technologies Office. Récupéré le 5 juillet 2014 de http://www1.eere.energy.gov/water/pdfs/conv_hydro_projects_2013.pdf

United States Department of Energy, (2013b). "48C Phase II Advanced Energy Manufacturing Tax Credit Program Fact Sheet". Récupéré le 7 juillet 2014 de <http://energy.gov/sites/prod/files/2013/12/f5/48C%20Phase%20II%20Advanced%20Energy%20Manufacturing%20Tax%20Credit%20Program%20Fact%20Sheet.pdf>

United States Department of Energy (2014a). "Strategic Plan 2014-2018". Récupéré le 25 juillet 2014 de http://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/04/f14/2014_dept_energy_strategic_plan.pdf

United States Department of Energy (2014b). "Turning knowledge into energy projects", DOE Tribal Renewable Energy Webinar Series 2014, janvier 2014. Récupéré le 7 juillet 2014 de http://apps1.eere.energy.gov/tribalenergy/pdfs/tep_re_webinars_2014.pdf

United States Energy Information Administration (2012). "Today in Energy", 29 juin. Récupéré le 25 août 2014 de <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=6910>

United States Energy Information Administration (2013). "Annual Electric Generator Report.", Operable Generating Units in the United States by State and Energy Source, 2011, Form EIA-860. Récupéré le 25 août 2014 de <http://www.eia.gov/electricity/data/eia860/index.html>

United States Energy Information Administration (2014). "California Profile Overview". Récupéré le 16 juin 2014 de <http://www.eia.gov/state/?sid=CA#tabs-4>

United States Energy Information Administration (2014). "Colorado Profile Overview". Récupéré le 20 juin 2014 de <http://www.eia.gov/state/?sid=CO#tabs-4>

United States Energy Information Administration (2014). "Connecticut Profile Overview". Récupéré le 3 juillet 2014 de <http://www.eia.gov/state/?sid=CT#tabs-4>

United States Energy Information Administration (2014). "Illinois Profile Overview". Récupéré le 3 juillet 2014 de <http://www.eia.gov/state/?sid=IL>

United States Energy Information Administration (2014). “*Washington Profile Overview*”. Récupéré le 1^{er} juillet 2014 de <http://www.eia.gov/state/print.cfm?sid=WA>

United States Energy Information Administration (2014). “*State-Level Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2000-2011*”. Récupéré le 25 juin 2014 de <http://www.eia.gov/environment/emissions/state/analysis/>

United States Energy Information Administration (2014a). “*Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040*”, Office of Integrated and International Energy Analysis, U.S. Department of Energy, DOE/EIA-0383, version complète. Récupéré le 15 mai 2014 de [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2014).pdf)

United States Energy Information Administration (2014b). “*Annual Energy Outlook 2014, Market trends: Electricity Demand*”, mise à jour du 7 mai 2014. Récupéré le 15 mai 2014 de http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_electric.cfm

United States Energy Information Administration (2014c). “*Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014*”. Récupéré le 4 juin 2014 de http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

United States Energy Information Administration (2014d). “*Net Generation by Energy Source: Total (All Sectors), 2002 - 2012*”. Récupéré le 18 juin 2014 de http://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_03_01_a.html

United States Energy Information Administration (2014e). “*Status of Electricity Restructuring by State*”. Récupéré le 18 juin 2014 de http://www.eia.gov/electricity/policies/restructuring/restructure_elect.html

United States Environmental Protection Agency (2013). “*EPA’s Green Power Partnership*”. Récupéré le 7 juillet 2014 de http://www.epa.gov/greenpower/documents/gpp_brochure.pdf

United States Environmental Protection Agency (2014a). “*Green Power Partnership, National Top 100*”, 28 janvier 2014. Récupéré le 7 juillet 2014 de <http://www.epa.gov/greenpower/toplists/top100.htm>

United States Environmental Protection Agency (2014b). “*Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2012*” Washington, D.C., avril 2014. EPA 430-R-14-003. Récupéré le 26 juin 2014 de http://epa.gov/statelocalclimate/documents/pdf/CO2FFC_2012.pdf

Shih-Chieh Kao, Ryan A. McManamay, Kevin M. Stewart, Nicole M. Samu, Boualem Hadjerioua, Scott T. DeNeale, Dilruba Yeasmin, M. Fayzul K. Pasha, Abdoul A. Oubeidillah, et Brennan T. Smith (2014). “*New Stream-reach Development: A Comprehensive Assessment of Hydropower Energy Potential in the United States*”, Oak Ridge National Laboratory, 197 p. Récupéré le 9 mai 2014 de http://nhaap.ornl.gov/sites/default/files/ORNL_NSD_FY14_Final_Report.pdf

Smith, Brennan T. (2011). “*US Hydropower Fleet and Resource Assessment*”, communication présentée au *National Hydropower Association Annual Conference*, Washington, 5 avril, Oak Ridge National Laboratory. Récupéré le 18 juin 2014 de <http://www.esd.ornl.gov/WindWaterPower/ORNLNHAApril2011.pdf>

Snohomish County Public Utility District No. 1. (s.d.). “*Small Hydropower*”. Récupéré le 3 juillet 2014 de <http://www.snopud.com/PowerSupply/hydro/lihydro.ashx?p=1517>

Stori, Val. (2013). “*Environmental rules for hydropower in state Renewable Portfolio Standards*”, Clean Energy State Alliance. 7 p. Récupéré le 6 juillet 2014 de <http://www.cesa.org/assets/2013-Files/RPS/Environmental-Rules-for-Hydropower-in-State-RPS-April-2013-final-v2.pdf>

Sustainable Energy Advantage (2013). “*Appendix II Eligibility Issues and Options Connecticut Class I RPS*”, Connecticut Department of Energy and Environmental Protection. Récupéré le 4 juillet 2014 de <http://www.ct.gov/deep/lib/deep/energy/rps/rpsappxii.pdf>

Tauberer, Joshua (s.d.). “*Text of the Bureau of Reclamation Small Conduit Hydropower Development and Rural Jobs Act*”. govtrack.us, Civic Impulse, LLC. Récupéré le 7 juillet 2014 de <https://www.govtrack.us/congress/bills/113/hr678/text>

Wagman, David (2013). “*Small Hydro, Big Opportunity*”. Power Magazine, mai 2013, vol. 157, no. 5. Récupéré le 25 juillet de <http://www.powermag.com/small-hydro-big-opportunity/>

Washington State Department of Commerce (2012a). “*2013 Biennial Energy Report*”. *State of Washington*. 85 p. Récupéré le 1^{er} juillet 2014 de <http://www.commerce.wa.gov/Documents/2013-biennial-energy-report.pdf>

Washington State Department of Commerce (2012b). “*Washington State Electric Utility Resource Planning – 2012 Report*”, *State of Washington*. Récupéré le 16 juillet 2014 de <http://www.commerce.wa.gov/Documents/Electric-Utility-Resource-Planning-2012-Report.pdf>

Washington State Department of Commerce (s.d.). “*Electric Utilities*”. *State of Washington*. Récupéré le 1^{er} juillet 2014 de <http://www.commerce.wa.gov/Programs/Energy/Office/Utilities/Pages/default.aspx>

Washington State Legislature (s.d.). "RCW 19.285.040, *Energy conservation and renewable energy targets*". Récupéré le 1^{er} juillet 2014 de <http://apps.leg.wa.gov/RCW/default.aspx?cite=19.285.040>

Washington State Legislature (s.d.). "RCW 19.29A.090, *Voluntary option to purchase qualified alternative energy resources — Rates, terms, and conditions — Information maintenance*". Récupéré le 1^{er} juillet 2014 de <http://apps.leg.wa.gov/RCW/default.aspx?cite=19.29A.090>

Washington Utilities and Transport Commission (2011). "*Conservation and Renewable Energy Overview*". Récupéré le 2 juillet 2014 de <http://www.utc.wa.gov/regulatedIndustries/utilities/energy/Pages/conservationOver.aspx>

World Energy Council (2013). "World Energy Resources", 2013 Survey. Récupéré le 14 juillet 2014 de <http://www.worldenergy.org/publications/2013/world-energy-resources-2013-survey/>