

HEC MONTRÉAL

**Étude des facteurs d'influence des prix
du marché des certificats d'énergie renouvelable
en Nouvelle Angleterre**

par

Ludovic Rolin

**Sciences de la gestion
(Option Finance)**

*Mémoire présenté en vue de l'obtention
du grade de maîtrise ès sciences
(M.Sc)*

Juillet 2016

© Ludovic Rolin, 2016

Recherche ne nécessitant pas l'approbation du CER

Ce formulaire est requis pour les thèses, mémoires ou projets supervisés correspondant à une des deux situations suivantes :

- 1) un cas pédagogique;
- 2) une recherche menée auprès d'employés d'une organisation spécifique et qui servira exclusivement à des fins d'évaluation, de gestion ou d'amélioration de cette organisation.

Ou, la thèse, le mémoire ou le projet supervisé n'implique aucune des trois situations suivantes :

- 1) une collecte de données impliquant des sujets humains (par entrevue, groupe de discussion, questionnaire, observation ou toute autre méthode de collecte);
- 2) l'utilisation de données déjà collectées impliquant de l'information sur des sujets humains qui n'est pas accessible au public;
- 3) le couplage de plusieurs des données impliquant de l'information sur des sujets humains, que celle-ci soit publique ou non (le couplage est un recoupement de deux ensembles de données distincts qui permet de lier des données particulières entre elles).

Titre de la
recherche :

Étude des facteurs d'influence des prix du marché des certificats d'énergie renouvelable en Nouvelle-Angleterre

Nom de l'étudiant : **Ludovic Rolin**

Signature :



Date :

5 Juillet 2016

Nom du directeur : **Pierre-Olivier Pineau**

Signature :



Date :

5 Juillet 2016

Veuillez remettre ce formulaire dûment complété et signé lors de votre dépôt initial

Pour toute question, veuillez vous adresser à cer@hec.ca

Imprimer

Résumé

Les six États qui composent la Nouvelle-Angleterre ont tous à ce jour des politiques de RPS visant au développement de la production d'énergies renouvelables. Ces politiques atteignent leur objectif grâce à la création et à l'échange de RECs. Un REC est émis pour chaque MWh d'électricité créé à partir d'une source d'énergie renouvelable éligible par les RPS et sa valeur permet donc d'aider le financement des projets d'énergies renouvelables. La valeur des RECs provient de la demande fixée par les politiques à travers des quotas de production d'énergie renouvelable souvent exprimés en pourcentage des ventes et imputés aux distributeurs d'électricité. Ceux-ci sont pénalisés en cas de non satisfaction des quotas. L'échange de RECs séparément de l'énergie renouvelable est possible et permet la création d'un marché des RECs. Cependant, ce marché est peu liquide et manque de transparence. La plupart des échanges se font dans un marché de gré à gré à travers des contrats bilatéraux et les distributeurs comme les producteurs d'énergie renouvelable n'ont pas les moyens de connaître précisément le prix du marché des RECs. Bien que certains modèles tentent d'expliquer les mécanismes du prix des RECs, aucun ne se base sur les prix payés par les distributeurs pour en analyser l'évolution.

Ces modèles déterminent de nombreux facteurs d'influence des prix des RECs et évaluent leur impact théorique. Nous répertorions ces facteurs puis testons empiriquement les observations et hypothèses de ces modèles en étudiant l'impact historique de ces facteurs sur les prix des RECs. Pour ce faire, nous croisons les données obtenues sur les prix des RECs auprès des grandes entreprises de distribution de Nouvelle-Angleterre avec les informations fournies par les instances gouvernementales sur l'état du marché des RECs et de la politique de RPS. Cette base de données permet de déterminer l'ampleur de l'impact sur le prix des RECs des décisions politiques ou caractéristiques des RPS. Une telle analyse apporte de plus une dimension régionale mettant en lumière les interactions entre les États de Nouvelle-Angleterre. Ce travail contribue ainsi à rendre le marché des RECs de cette région davantage transparent et moins incertain. Il éclaire enfin les choix d'investissement dans les projets d'énergie renouvelable.

Les résultats montrent que divers facteurs ont influencé les prix des RECs depuis la création de cette politique. Ceux-ci influent sur l'offre ou la demande de RECs ou même directement sur leur valeur. Les quotas influent clairement sur la demande de RECs mais la modification des exemptions de distributeurs peut aussi faire varier progressivement cette demande. La modification des critères d'éligibilité des énergies renouvelables peut avoir des répercussions rapides et brutales sur l'offre de RECs et donc sur leurs prix. Les carve-outs créent plusieurs classes de RECs en fonction des besoins de chaque source d'énergie renouvelable ce qui induit plusieurs prix de RECs indépendants les uns des autres au sein d'un même État. Les contrats à long terme permettent quant à eux de contrôler les prix des RECs pendant toute leur durée de

vie. Ces contrats rendent le marché plus stable et diminuent la volatilité des prix à long terme. Le niveau des pénalités joue aussi un rôle important surtout en période de pénurie de RECs par rapport aux quotas. Ces périodes sont en effet caractérisées par un prix de REC proche du prix de pénalité et une modification de celui-ci entraîne une réponse rapide des prix. Nous soulignons enfin que l'influence de ces facteurs est rendue possible ou amplifiée par la présence d'échanges de RECs entre États. L'éligibilité de certains RECs à la satisfaction de quotas des RPS de la région permet une certaine homogénéisation des prix des RECs de Nouvelle-Angleterre.

Mots-clés : Énergies renouvelables, Renewable Portfolio Standards (RPS), Renewable Energy Certificates (RECs), Nouvelle-Angleterre, prix, facteurs d'influence, transparence, états financiers, rapports gouvernementaux.

Table des matières

Résumé	i
Table des matières	iii
Liste des tableaux	v
Liste des graphiques	v
Liste des figures	vi
Introduction	1
Chapitre 1 – Présentation des Renewable Portfolio Standards	4
1.1 Présentation des Renewable Portfolio Standards et des Renewable Energy Certificates	4
1.1.1 Définition des Renewable Portfolio Standards	4
1.1.2 Définition des Renewable Energy Certificates	5
1.1.3 Mécanisme des Renewable Energy Certificates	5
1.2 Les Renewable Energy Certificates au sein du marché des énergies renouvelables	8
1.2.1 Marché volontaire des Renewable Energy Certificates	8
1.2.2 Définition des Feed-in Tariffs	9
1.2.3 Définition des Cap-and-trade	9
1.3 Situation en Nouvelle-Angleterre	10
1.3.1 Les RPS du Connecticut	11
1.3.2 Les RPS au Massachusetts	13
1.3.3 Les RPS dans le reste de la Nouvelle-Angleterre	16
Chapitre 2 – Revue de Littérature	18
2.1 Analyse des caractéristiques et des choix de construction des RECs	18
2.1.1 Niveau des quotas	19
2.1.2 Pénalité de non-respect des quotas ou Alternative Compliance Payments	19
2.1.3 Épargne et emprunt des certificats et flexibilité du marché	20
2.1.4 Contrats à long terme sur les RECs	21
2.1.5 Carve-outs et banding	23
2.1.6 Autres caractéristiques pouvant influencer le prix des RPS	27
2.2 Analyse des modèles d'évaluation des prix des Renewable Energy Certificates	30
2.2.1 Prix minimum et prix maximum	30
2.2.2 Modèle de détermination du prix des Renewable Energy Certificates dans un marché sans risque	31

2.2.3	Modèle de détermination du prix des Renewable Energy Certificates dans un marché avec risque de sur-investissement	33
2.2.4	Modèle de détermination du prix des Renewable Energy Certificates dans un marché avec prime de risque	35
2.2.5	Multiplicité des facteurs d'influence des prix	37
2.2.6	Le prix des Renewable Energy Certificates dans les marchés volontaires	37
2.3	Confrontation des Renewable Portfolio Standards et des autres politiques de soutien des énergies renouvelables.	39
2.3.1	Renewable Energy Certificates et Feed-in Tariffs	39
2.3.2	Interaction entre les politiques de Renewable Portfolio Standards et de Cap-and-Trade.....	43
Chapitre 3 – Analyse empirique des prix des RECs et de leurs facteurs d'influence		46
3.1	Introduction.....	46
3.2	Méthodologie.....	47
3.3	Résultats :	50
3.3.1	Nouvelle-Angleterre	51
3.3.2	Maine.....	59
3.3.3	Massachusetts.....	61
3.3.4	New Hampshire.....	65
3.3.5	Rhode Island	70
3.3.6	Connecticut	74
3.3.7	Vermont.....	77
3.4	Conclusion	78
Conclusion		83
Annexes		87
Bibliographie		92

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Quotas pour chaque classe de REC, Connecticut, 2006-2020.....	12
Tableau 1.2 : Quotas des RECs de Classe 1, Massachusetts, 2003-2020	14
Tableau 1.3 : Niveau de pénalité des différentes classes de RECs à leur création puis entre 2009 et 2015	16
Tableau 1.4 : Évolution du taux d'ACP pour les RECs de Classe 1 dans les États du Massachusetts Maine et Rhode Island, 2007-2014	17
Tableau 2.1 : Comparaison de l'évolution de la production d'énergie renouvelable entre les États avec carve-out et les États sans carve-out entre 2003 et 2008	25
Tableau 2.2 : Évolution de la production d'énergie renouvelable au New Hampshire entre 2003 et 2008	26
Tableau 2.3 : Prix du carbone et des RECs en fonction de différents scénarios de RPS et de C&T, en \$ de 2009.....	44
Tableau 3.1 : Prix des RECs en \$/MWh obtenus auprès des distributeurs de Nouvelle-Angleterre, 2008-2016	51
Tableau 3.2 : Prix moyen des carve-outs de RECs de Nouvelle-Angleterre, 2010-2011.....	56
Tableau 3.3 : Quotas du New Hampshire pour chaque Classe de RECs 2008-2025	66
Tableau 3.4 : Coût moyen d'achat des RECs par Classe, année et type de fournisseur	68
Tableau 3.5 : Coût de l'énergie renouvelable en 2008, Connecticut.....	76
Tableau 3.6 : Synthèse des facteurs d'influence des prix des RECs	80

Liste des graphiques

Graphique 2.1 : Coût d'atteinte des quotas et niveaux des prix dans le cas d'un quota atteignable immédiatement.....	32
Graphique 2.2 : Coût d'atteinte des quotas et niveau des prix dans le cas d'un quota non atteignable à court terme	32
Graphique 2.3 : Coût d'atteinte des quotas et niveaux de prix avec des coûts fixes élevés et des coûts marginaux faibles.....	34
Graphique 2.4 : Coût d'atteinte des quotas et niveau des prix en tenant compte de la prime de risque.....	36
Graphique 2.5 : Exemple de la courbe d'offre d'énergie renouvelable.....	41
Graphique 2.6 : Exemple de courbe d'offre pour un système de RPS.....	42

Graphique 3.1 : Évolution du prix moyen des RECs pour certains distributeurs de Nouvelle-Angleterre 2010- 2016	53
Graphique 3.2 : Évolution du prix des RECs de Classe 1 en Nouvelle-Angleterre, 2008-2011	54
Graphique 3.3 : Évolution du prix des RECs aux États-Unis, 2010-2016	54
Graphique 3.4 : Prévion des quotas de RECs pour les nouvelles installations dans les États de Nouvelle-Angleterre	57
Graphique 3.5 : Cibles de production d'électricité à partir de nouvelles installations d'énergie renouvelable pour les États de Nouvelle-Angleterre en 2020	58
Graphique 3.6 : Estimation des prix futurs des RECs de Classe 1 et des ACP correspondant d'après la Green Mountain Power, Massachusetts et Connecticut, 2013-2018	58
Graphique 3.7 : Paiement d'ACP dans le Maine, 2008-2012	59
Graphique 3.8 : Satisfaction des RPS de Classe 1 2003-2013	61
Graphique 3.9 : Satisfaction du carve-out solaire 2010-2013.....	62
Graphique 3.10 : Évolution des quotas de Classe 2 du Massachusetts, 2008-2015	63
Graphique 3.11 : Évolution du prix moyen des RECs au Massachusetts pour certains distributeurs 2012- 2015.....	64
Graphique 3.12 : Versements totaux d'ACP, New Hampshire, 2008-2013.....	65
Graphique 3.13 : Évolution du prix moyen des RECs au New Hampshire pour certains distributeurs 2008-2015	67
Graphique 3.14 : Variation des sources de production des RECs de Classe 1 au Rhode Island, 2012-2013	70
Graphique 3.15 : Versements totaux d'ACP, Rhode Island, 2007-2013.....	70
Graphique 3.16 : Répartition des sources de satisfaction des quotas de Classe 1 de 2013 au Rhode Island.....	72
Graphique 3.17 : Répartition des sources de satisfaction des quotas de Classe 2 de 2013 au Rhode Island.....	73
Graphique 3.18 : Évolution du paiement des ACP au Connecticut, 2005-2012.....	74
Graphique 3.19 : Versements des ACP pour chaque classe de RECs, Connecticut, 2011-2013	75
Graphique 3.20 : Évolution du prix de vente des RECs de Classe 1 issu du Vermont, 2011-2013.	77

Liste des figures

Figure 1.1 : Organigramme des composantes principales du système des RECs	7
---	---

Introduction

Aux États-Unis, les États sont historiquement le moteur de l'innovation en ce qui concerne les politiques de soutien aux énergies renouvelables (van der Linden, 2005). Beaucoup de ces politiques ont été développées à partir de réformes législatives dans les années 1990. Ces réformes ont eu lieu car les politiques de soutien aux sources alternatives d'énergies étaient originellement axées sur des outils comme les taxes, les régulations ou les subventions (Kabberger, 2007). Maintenant, le rôle des taxes et des subventions directes a été réduit et remplacé par de nouvelles politiques telles que celle des portefeuilles d'énergie renouvelable (Renewable Portfolio Standards, RPS). Une telle politique vise au développement des énergies renouvelables en rendant la production de ce genre d'énergie compétitives sur le marché de l'énergie. Les motivations environnementales ne sont pas les seules raisons d'exister de cette politique : ses objectifs comprennent aussi le développement économique et la sécurité énergétique¹. Cet objectif de sécurité énergétique comprend la réduction des risques liés à l'évolution du prix du pétrole (van der Linden, 2005) et il répond à un désir d'électricité sûre et locale ainsi qu'à une volonté de diversifier les sources de production d'énergie (Silva, 2012). Enfin, cet objectif a pour but de réduire la vulnérabilité des infrastructures, de protéger l'État contre les fluctuations de prix de l'énergie ou encore de favoriser la création d'énergie à partir de ressources inépuisables à l'intérieur des frontières. Le concept de la création d'énergie à partir de ressources inépuisables introduit le principe des énergies renouvelables. Ce principe utilise les ressources apportées par le soleil ainsi que des cycles naturels et se renouvelant à très court terme pour produire de l'énergie commercialement utile². Pour arriver à leurs fins, les RPS prévoient la création d'un mécanisme de certificats d'énergie renouvelable (renewable energy certificates, RECs) permettant d'augmenter les revenus des producteurs d'énergies renouvelables. Ces RECs représentent la composante renouvelable de l'énergie renouvelable et elle pourra être monétisée. La politique oblige enfin les distributeurs d'électricité à acheter un certain nombre de ces RECs sous peine de devoir payer une pénalité. Il est important de souligner que c'est cette obligation qui donne sa valeur au RECs.

De nos jours, le développement durable est un sujet de plus en plus central. Cette sensibilisation de la population exerce une pression sur les gouvernements pour développer des solutions, dont font parties les énergies renouvelables. Le développement de politiques comme celles des RPS semble donc être une réponse à cette pression. Dans notre travail, nous nous concentrerons sur la Nouvelle-Angleterre, région du Nord-Est des États-Unis comprenant six États : le Maine, le Connecticut, le Vermont, le Massachusetts, le Rhode Island et le New

¹ A review of Connecticut's Renewable Portfolio Standards (2011)

² D'après la définition de l'Environmental Protection Agency (EPA) (2016)

Hampshire. Nous verrons cependant que chaque État a des règles différentes et construit sa politique différemment. Ces différences peuvent notamment porter sur l'éligibilité ou sur le pourcentage demandé de production des énergies renouvelables. Les États servent ainsi, jusqu'à un certain point, de laboratoire d'expérimentation pour les programmes de RPS et permettent de déterminer quelles caractéristiques des RPS peuvent rendre la politique plus efficace en influençant notamment les prix des RECs. Le site DSIRE répertorie l'implantation de RPS aux États-Unis. Il montre qu'à ce jour 29 États plus le district de Columbia ont une politique de RPS et 8 États ont des Renewable Portfolio Goals (RPG) aux États-Unis. Nous notons que les RPG se distinguent des RPS par leur nature davantage volontariste qu'obligatoire ou prescriptive.

Le mécanisme des RPS est complexe et le marché des RECs n'est pas transparent. Beaucoup d'échanges de RECs se font en effet à travers des contrats bilatéraux équivalents à des échanges de gré à gré, et non dans un marché spot. Ce manque de transparence rend donc difficile l'estimation tant actuelle que future des prix des RECs. Comme nous allons le voir, beaucoup d'auteurs analysent les effets des politiques de RPS ainsi que leur efficacité. Certains auteurs tels qu'Agnolucci (2007) et Kildegaard (2008) développent des modèles théoriques pour prévoir l'évolution des prix des RECs ainsi que l'impact des choix de construction de la politique sur les prix des RECs. Les modèles restent cependant théoriques et ne contribuent pas à rendre le marché des RECs plus transparent. De leur côté, les gouvernements émettent des rapports avec un certain nombre d'information sur le marché des RECs mais ces rapports restent principalement centrés sur l'État et n'ont pas de dimension régionale.

En l'absence de prix public et transparent pour les RECs, une approche pour estimer ce prix est de se pencher sur les dépenses des acheteurs de RECs. Ainsi, l'objectif de notre mémoire est double. Il consiste d'une part à rendre l'information plus transparente en mettant en lumière les prix réellement payés par les distributeurs d'électricité et, d'autre part, à analyser ces prix pour comprendre par quelles caractéristiques des RPS ils sont influencés. Pour arriver à cela, nous étudierons des données recueillies dans les états financiers des plus grandes compagnies de distribution d'électricité de Nouvelle-Angleterre et nous les couplerons avec les informations fournies par les rapports gouvernementaux afin de pouvoir en analyser les facteurs d'influence. Ce travail fournira la dimension empirique que n'ont pas les modèles théoriques mais aussi la dimension régionale manquant aux rapports gouvernementaux. Pour bien comprendre les RPS, nous allons tout d'abord décrire comment le marché des RECs fonctionne et quels facteurs sont susceptibles d'avoir un impact sur le prix des RECs.

Une telle analyse peut ainsi s'avérer utile pour de nombreuses parties prenantes. Les producteurs d'énergie renouvelable ainsi que les distributeurs d'électricité voient leurs revenus directement affectés par le prix des RECs. Une meilleure compréhension du fonctionnement du

marché et des prix des RECs peut donc influencer sur leurs décisions. Les États de Nouvelle-Angleterre ont créé les politiques des RPS afin de favoriser le développement des énergies renouvelables. Or, le manque de transparence du marché est un frein à l'investissement car il est source d'incertitude. Ainsi, connaître les caractéristiques des RPS qui influent le plus sur le prix des RECs peut être intéressant pour les investisseurs désirant se tourner vers le marché des énergies renouvelables et connaître au mieux le marché pour diminuer leur risque.

La création de politiques de RPS aux États-Unis reste cependant relativement récente et la courte période d'entrée en vigueur de la politique rend difficile la distinction entre les effets directs du mécanisme et les problèmes initiaux à résoudre avec le temps. La complexité de la politique, ses éventuelles erreurs de construction et surtout le manque de transparence du marché des RECs nous amènent donc à tenter de clarifier les facteurs d'influence du prix de ces RECs. Dans ce travail nous tenterons donc de répondre à la question suivante : Quelles caractéristiques des RPS ont un impact sur l'évolution du prix des RECs payés par les distributeurs d'électricité de Nouvelle-Angleterre ?

Pour cela, nous diviserons notre travail en trois principales parties : Dans une première partie, nous présenterons les RPS et le marché des RECs. Nous définirons leur fonctionnement ainsi que le mécanisme des prix des RECs. Nous situerons ensuite cette politique dans le contexte du marché des énergies renouvelables. Enfin, nous étudierons l'utilisation de la politique de RPS en Nouvelle-Angleterre en exposant en détail la situation du Massachusetts et du Connecticut, les deux États ayant la plus grande population. Cette présentation servira de base et facilitera la compréhension de la suite du travail. La deuxième partie consiste en une analyse de la revue de littérature sur les facteurs d'influences des prix des RECs. Nous recenserons puis étudierons les caractéristiques des RPS ayant un potentiel impact théorique sur le prix des RECs. Puis nous analyserons plusieurs modèles d'évaluation du prix des RECs afin de mieux comprendre le fonctionnement ainsi que les tendances d'évolution de ces prix. Enfin nous verrons que ces prix dépendent aussi des autres politiques de soutien des énergies renouvelables présentes dans la région et nous étudierons l'ampleur de cette dépendance. Dans notre troisième partie, nous chercherons à vérifier les conclusions de la revue de littérature à partir d'une étude empirique des facteurs d'influence des prix des RECs dans la région de la Nouvelle-Angleterre. Nous présenterons d'abord les résultats de l'étude État par État, puis nous analyserons les facteurs d'influence des prix régionaux des RECs, au-delà des limites de chaque politique étatique. Nous pourrons ainsi enfin conclure sur les facteurs les plus déterminants pour l'évolution des prix des RECs du marché de Nouvelle-Angleterre.

Chapitre 1 – Présentation des Renewable Portfolio Standards

Le marché des RECs est un marché complexe et peu transparent. Il est donc important de le maîtriser avant de pouvoir en analyser ses enjeux et bien comprendre les facteurs d'influence du prix des RECs. Dans ce chapitre, nous présentons les RPS, leur fonctionnement ainsi que le mécanisme permettant de donner leur valeur aux RECs. Ensuite, nous situons les RPS dans le marché des énergies renouvelables pour introduire les politiques concurrentes susceptibles d'avoir un impact sur les prix des RECs. Nous étudions enfin l'implantation de la politique des RPS en Nouvelle-Angleterre et particulièrement dans le Massachusetts et le Connecticut. Les informations présentes dans ce chapitre s'appuient principalement sur des données gouvernementales.

1.1 Présentation des Renewable Portfolio Standards et des Renewable Energy Certificates

Nous présentons ici les politiques de RPS ainsi que leur système de RECs. Nous détaillons ensuite le fonctionnement de ces RECs. Nous nous basons dans cette partie sur les informations gouvernementales trouvées auprès de sites comme U.S. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy, ISO New England ainsi que le National Renewable Energy Laboratory (NREL).

1.1.1 Définition des Renewable Portfolio Standards

Les RPS sont un mécanisme gouvernemental visant le développement de la production d'énergie renouvelable. Avec les RPS, le gouvernement détermine la quantité d'énergie renouvelable qui devrait être vendue et laisse au marché le soin de déterminer le coût nécessaire à la génération de ces énergies renouvelables. Nous notons que la quantité d'énergie renouvelable vendue est souvent exprimée en pourcentage de la consommation finale d'énergie.³ De plus, il est important de noter que ce système de soutien est appliqué à l'échelle étatique aux États-Unis. Bien qu'une initiative fédérale visant à standardiser les politiques de RPS fût lancée, elle n'a jamais abouti.⁴

Nous allons maintenant analyser leur fonctionnement. Les RPS permettent le développement de la production d'énergie renouvelable grâce à une obligation d'acheter une quantité croissante d'énergie de source renouvelable imposée aux distributeurs d'électricité. Pour cela, la politique établit un quota, c'est-à-dire une quantité ou un pourcentage d'électricité qui doit être produite à partir de sources d'énergies renouvelables éligibles (nous verrons par la suite les critères

³ DSIRE (2015)

⁴ 111th US Congress (2009-2010)

utilisés par les différents États afin de déterminer les sources éligibles). L'obligation est usuellement imposée sur la consommation d'électricité, via les compagnies de distribution. Comme nous allons le voir, c'est précisément la présence de ces quotas et l'obligation de les respecter qui permet à la politique de contribuer au financement des projets d'énergie renouvelable.

Dans un tel système, les distributeurs d'électricité doivent prouver l'atteinte des cibles sur une base annuelle. L'implantation d'une politique de RPS va donc de pair avec la création d'une pénalité en cas de non-respect des quotas. Il est important de noter que chaque État peut construire sa politique et fixer ses quotas comme il l'entend mais, historiquement, la plupart des États visent à augmenter la part de la production des énergies renouvelables d'environ 1% par an.⁵

1.1.2 Définition des Renewable Energy Certificates

Pour suivre les quantités d'énergie renouvelable vendues sous les RPS, les Renewable Energy Certificates (RECs) ont été implantés. Les RECs sont un produit virtuel qui est généré en même temps que l'énergie issue d'une source d'énergie renouvelable éligible. Le REC, à travers le système des RPS, permet de déterminer une valeur pour la composante environnementale de l'énergie renouvelable. Le REC est la «preuve» que de l'énergie de source renouvelable a été produite. La composante environnementale peut représenter par exemple le fait d'avoir évité l'émission de gaz à effet de serre associée aux énergies fossiles. Les RECs sont mesurés en mégawattheure (MWh). Le REC est une commodité distincte de l'énergie en elle-même et peut donc être vendue et échangée ou consommée séparément de cette énergie. La vente de ces certificats permet donc d'encourager le développement des énergies renouvelables car cela soutient financièrement l'investissement afin de créer, en principe, exactement la quantité de production recherchée. Les RECs servent donc à la vérification du respect des quotas tout en ajoutant de la flexibilité dans l'atteinte de ces quotas. Nous détaillerons ce point dans la revue de littérature.

1.1.3 Mécanisme des Renewable Energy Certificates

Les producteurs d'énergie renouvelable peuvent vendre leur énergie et leurs RECs de deux façons différentes. Ils peuvent être vendus de manière groupée (bundled) ou non. Par exemple, si le propriétaire d'une maison achète l'énergie couplée avec les RECs, celui-ci pourra dire que sa maison est alimentée grâce aux énergies renouvelables. Deuxièmement, les producteurs peuvent vendre l'énergie seule (unbundled) et vendre les RECs de manière distincte. Dans ce cas, l'acheteur de l'électricité ne possède pas les RECs et il ne peut pas prétendre aux yeux du

⁵ DSIRE (2015)

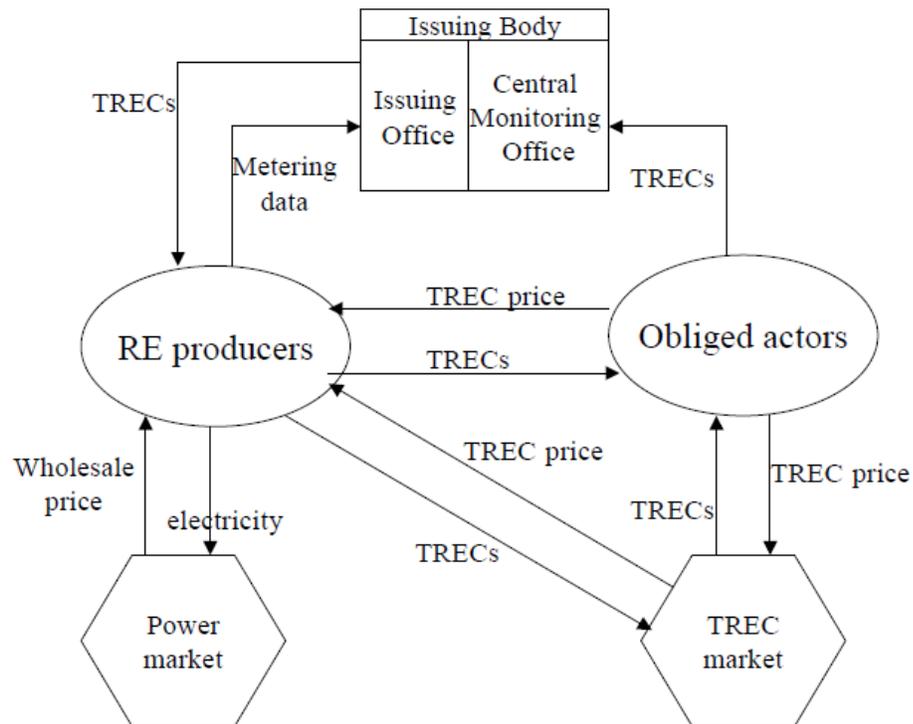
gouvernement que sa maison est chauffée grâce aux énergies renouvelables même si l'énergie qu'il a achetée provient de sources renouvelables. L'acheteur des RECs pourra quant à lui certifier qu'il a acheté des énergies renouvelables car il possède les RECs. Cependant, l'acheteur des RECs doit encore acheter l'énergie en elle-même pour sa consommation personnelle car les RECs ne sont pas de l'énergie. Il est par conséquent possible d'acheter de l'électricité générée par des énergies fossiles et de les coupler avec les RECs issus de producteurs d'énergie renouvelable éligible. Une telle action assure indirectement de créer de l'énergie renouvelable et équivaut ainsi au fait d'avoir simplement acheté l'énergie renouvelable et les RECs lui étant associés. Soulignons que l'électricité reçue à travers le réseau ne permet pas de distinguer les sources d'énergie primaire utilisées pour générer l'électricité, que ce soit des énergies fossiles, nucléaire, renouvelables qualifiant pour un REC ou non. Ainsi, le critère permettant de juger si de l'énergie renouvelable est effectivement achetée n'est pas l'électricité mais les RECs. De plus, un tel système permet de diminuer les coûts de transport de l'énergie. En effet, les RECs n'ont pas les mêmes contraintes de transmissions que les énergies renouvelables en elles-mêmes. Il est donc possible d'aller chercher l'énergie la plus proche même si elle n'est pas renouvelable et de la coupler avec des RECs.

Nous avons vu que les politiques de RPS établissent des quotas à respecter. Les compagnies de distribution étant obligées de fournir des RECs afin de satisfaire aux quotas peuvent y parvenir de trois façons. La première solution est l'auto-génération. Cette méthode est souvent utilisée par les compagnies intégrées verticalement. Dans ce cas-là, les compagnies assurent aussi bien la production que la distribution d'électricité et, en produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, elles peuvent donc produire elles-mêmes les RECs qu'elles doivent posséder pour satisfaire aux exigences des RPS. Cette solution n'amène ni transparence ni liquidité dans le marché car les RECs ne se retrouvent pas sur le marché public. Une deuxième solution est de se procurer de l'électricité provenant de source renouvelable grâce à des contrats bilatéraux qui incluent les RECs. Une telle solution est comparable à une transaction entre deux agents sur le marché primaire. Dans ce cas-là, des contrats sont passés avec les producteurs d'énergie renouvelable et l'électricité est vendue couplée aux RECs. La troisième solution consiste à acheter les RECs nécessaires indépendamment de l'énergie. Ici encore les échanges sont contractuels et correspondent à un échange de gré à gré.⁶ Ces deux dernières solutions offrent très peu de transparence. Les contrats ne sont en effet pas publics et généralement, seuls les courtiers ont accès aux informations concernant les prix.⁷

⁶ Informations recueillies auprès des sites U.S. Department of Energy, REC Prices et NEPOOL GIS

⁷ U.S. Department of Energy, REC Prices

Figure 1.1 : Organigramme des composantes principales du système des RECs - TRECs dans la figure, pour «Tradable RECs» (Van der Linden, 2005)



Cet organigramme met en évidence le fait que l'électricité et les RECs ne sont pas destinés aux mêmes acteurs. Une fois que les RECs sont émis aux producteurs d'énergie renouvelable, ceux-ci vendent leur électricité sur le marché de l'électricité et vendent leurs RECs aux agents contraints d'en acheter par la politique de RPS. Dans le cadre des RPS, les acteurs du marché sont surtout les producteurs d'énergie renouvelable et les distributeurs d'électricité. Ceci affecte la liquidité du marché et réduit davantage sa transparence. Des courtiers peuvent servir d'intermédiaire et des agents financiers peuvent aussi en acheter en vue de les revendre, mais il n'existe pas de marché organisé. Les coûts supplémentaires induits par l'achat des RECs sont généralement récupérés par une augmentation des tarifs électriques et incombent donc au consommateur final.⁸ Afin de vérifier le respect des quotas, les agents doivent indiquer au comité d'audit qu'ils ont le nombre requis de RECs.

Les quotas créent donc une demande de RECs et leur donnent une valeur. Les échanges mettent ensuite en jeu des forces d'offre et de demande influençant le prix des RECs. Le REC va ainsi avoir une valeur monétaire incitant plus ou moins les producteurs d'énergie à en produire. De cette façon, les revenus pour les producteurs d'énergie renouvelable seront la somme du prix de l'électricité en elle-même, vendue sur le marché de l'énergie, et du prix des RECs. Les RECs

⁸ D'après le site du NREL, Renewable Portfolio Standards (2015)

doivent assurer ainsi aux producteurs d'énergie renouvelable des revenus suffisants pour couvrir leurs coûts au-dessus du marché grâce à la vente des certificats. Le niveau du prix des RECs est donc déterminant pour l'investissement. Il va s'adapter de lui-même aux objectifs de l'État par la mécanique de l'offre et la demande. À l'origine les RPS étaient construits pour favoriser chaque type d'énergie renouvelable au même degré étant donné que les RECs étaient les mêmes pour chaque source d'énergie renouvelable et avaient donc le même prix. Nous verrons cependant que cela est de moins en moins le cas et que certains RECs sont spécifiques à certains types d'énergie renouvelable permettant ainsi de soutenir différemment certains types d'énergie renouvelable.

1.2 Les Renewable Energy Certificates au sein du marché des énergies renouvelables

Il existe aussi un marché volontaire des RECs répondant à une demande qui n'est pas fixée par l'État. De plus, les RPS ne sont pas la seule politique visant au soutien financier des projets d'énergie renouvelable. D'autres politiques comme les Feed-in Tariffs et les Cap-and-Trade sont aussi présentes et interagissent avec les RPS et influent donc sur les prix des RECs. Nous introduisons ces politiques dans cette partie et nous en analysons l'interaction dans la partie 2.1.

1.2.1 Marché volontaire des Renewable Energy Certificates

Jusqu'à maintenant, nous avons présenté le marché des RECs destiné à la satisfaction des RPS. Cependant, il existe aussi une demande volontariste dirigée par un comportement respectueux de l'environnement et créée par des particuliers ou des compagnies.⁹ Cette demande existe pour plusieurs raisons. Certains achètent des RECs car ils valorisent une production d'énergie domestique qui amène davantage de sécurité économique en diminuant la dépendance du pays aux énergies étrangères. D'autres valorisent simplement l'utilisation des énergies renouvelables au détriment des énergies fossiles. Enfin, une volonté de réduction du taux de carbone dans l'air et de limitation du changement climatique peut pousser certains consommateurs à l'achat des RECs. Nous pouvons donc voir que les RECs répondent à une demande issue de différentes sources.

Or, nous avons vu que le marché destiné à l'atteinte de quotas des RPS répond à une demande relativement homogène car il ne vise qu'à la satisfaction des quotas. Le marché volontariste doit donc répondre à des demandes plus spécifiques. Cependant, il est difficile de s'adapter à plusieurs demandes avec un prix unique de soutien aux projets d'énergies renouvelables. Le

⁹ U.S. Department of Energy, REC Prices

marché volontaire pousse ainsi à la création de différents niveaux de soutien et donc à l'établissement de prix de RECs différents au sein même d'un État. Une telle conclusion amène à la création de différents RECs en fonction de la source d'énergie renouvelable. Nous pouvons voir que ce genre d'adaptation est en marche notamment avec la popularité croissante des RECs Solaires (Solar-RECs ou SRECs).¹⁰ Ces SRECs sont des RECs créés uniquement à partir de sources d'énergie solaire. Alors que chaque MWh d'énergie renouvelable déterminée comme éligible au programme de RPS par l'État permet la création d'un REC, ce sont seulement les MWh produits à partir de source solaire qui permettent de créer les SRECs. Dans de tels cas, seulement une partie des énergies renouvelables éligibles mènent à la création de sous catégories de RECs. Ces sous-catégories ou divisions de RECs sont appelées carve-outs en Anglais. Nous analyserons cet outil dans la partie 2.2.5 : Carve-outs et banding.

1.2.2 Définition des Feed-in Tariffs

À l'inverse des RECs, le système de tarifs de rachat (Feed-in Tariffs, FIT) est basé sur les prix et il est défini comme suit : le gouvernement détermine un niveau de prix et le marché détermine la quantité d'énergie renouvelable générée. Dans une telle politique, les prix sont déterminés politiquement et la quantité est laissée au soin du marché.¹¹

Sous une politique de FIT, le prix de chaque technologie est fixé par le gouvernement à un certain seuil afin de promouvoir les énergies en question. Ce prix peut varier en fonction du temps et suivre les coûts de production des énergies renouvelables. De par sa nature, la politique de FIT n'amène pas une production fixe d'énergie renouvelable. La quantité est donc incertaine. Néanmoins, si le prix est assez haut, les subventions peuvent amener un développement solide de la source d'énergie renouvelable en question. Il ne faut cependant pas que les prix soient trop hauts car cela peut mener à des profits excessifs pour les producteurs aux dépens des consommateurs d'électricité.

1.2.3 Définition des Cap-and-trade

Le système de plafonnement et d'échange (Cap-and-trade, C&T) consiste à établir un quota maximum de pollution par région (le « cap ») sur les industries génératrices de polluants.¹² Les compagnies concernées par cette politique se voient attribuer gratuitement des permis d'émission de polluants ou doivent les acheter. Chaque unité de permis correspond à une quantité fixe de polluant et peut être conservée pour satisfaire aux exigences du système, vendue ou échangée sur le marché secondaire. Les dirigeants des usines polluantes peuvent donc soit réduire leur pollution grâce à des innovations opérationnelles ou techniques, soit

¹⁰ D'après le site DSIRE et la situation au New Hampshire.

¹¹ D'après le site du NREL, Feed-In Tariffs

¹² D'après le site du Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI)

acheter des permis. Enfin, les permis en trop peuvent être soit vendus, soit épargnés pour une utilisation future. Ce système peut être vu comme une approche alternative à celui des RPS et donc, en fonction de son degré d'implantation, affecter tant son efficacité que les prix des RECs. Nous analyserons les effets d'une telle concurrence sur les prix des RECs dans la partie 2.3.2 Interaction entre les politiques de RPS et de C&T.

1.3 Situation en Nouvelle-Angleterre

Il y a trois politiques simultanées basées sur le marché en Nouvelle-Angleterre visant à réduire la dépendance aux ressources fossiles. Celles-ci sont les RPS, les cap-and-trade et les programmes « Green pricing ».¹³ Ces derniers sont des programmes volontaires offerts par des industries ou des agents indépendants aux consommateurs désirant payer une « prime verte » pour s'assurer que leur consommation provient de source renouvelable.

En ce qui concerne le système de contrôle des RECs, la Nouvelle-Angleterre utilise le New England Power Pool Generation Information System (NEPool GIS). Ce système a plusieurs rôles tels que la vérification du respect des RPS, le soutien des communiqués environnementaux, ou l'attribution de labels électriques. Ce système est crucial car il permet d'éviter la fraude ou le double comptage des certificats en plus de vérifier le respect des quotas. En effet, pour que le REC soit valide, il est nécessaire de pouvoir prouver que le MWh a été livré en Nouvelle-Angleterre. Le NEPool GIS endosse ce rôle en validant qu'un MWh est bel et bien enregistré comme un REC. Cependant, ce système ne sert qu'au contrôle et il ne gère pas l'échange de RECs. En Nouvelle-Angleterre, les MWh d'énergie s'échangent au sein d'un marché appelé ISO New-England. Cependant, il n'existe pas de marché standardisé pour les RECs, et les échanges se font généralement via des contrats bilatéraux ou de gré à gré. Comme nous l'avons vu, les contrats limitent la transparence du marché et rendent donc les prix difficiles à obtenir et encore plus à analyser.

D'après le site DSIRE, les six États de Nouvelle-Angleterre ont commencé à développer des programmes de RPS à différentes périodes. Le Massachusetts a ouvert la marche en 1997, suivi par le Maine en 1999, par le Connecticut en 1998, le Rhode Island en 2004, le New Hampshire en 2007, et enfin par le Vermont en 2015. Nous allons maintenant présenter la situation des RPS en Nouvelle-Angleterre en détaillant celle des États du Connecticut et du Massachusetts. Ces deux États sont intéressants de par leurs ambitions significatives en ce qui concerne les quotas et sont de loin les deux plus gros États de Nouvelle-Angleterre en termes de population. Les

¹³ D'après les sites du Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI), de l'ISO New England et du U.S. Department of Energy-Green Power Markets

informations présentes dans cette partie permettent d'avoir une compréhension plus étendue du fonctionnement de la politique de RPS et du marché des RECs. Cela facilitera ainsi notre analyse empirique des prix de RECs du Chapitre 3.

1.3.1 Les RPS du Connecticut

D'après le site DSIRE, les RPS de l'État du Connecticut ont été créés en 1998 puis révisés plusieurs fois. La politique demande à chaque distributeur d'électricité d'avoir au moins 23% de son électricité vendue provenant de sources renouvelables d'ici le 1^{er} janvier 2020. En plus de ces 23%, la politique demande aux distributeurs d'électricité d'avoir 4% de leur énergie vendue provenant de système de cogénération d'électricité et de chaleur (Combined Heat and Power : CHP) ou d'efficacité énergétique en 2010.

Dans l'État du Connecticut, certains carve-outs sont en place. Les sources d'énergies renouvelables éligibles sont ainsi réparties en 3 classes différentes.

La Classe 1 inclut l'électricité provenant de :

- L'énergie solaire
- L'énergie éolienne
- Piles à combustibles (utilisant des combustibles renouvelables ou non)
- La géothermie
- Méthane des décharges
- Digestion anaérobie ou autre biogaz provenant de sources biologiques
- Énergie thermique des océans
- Énergie des vagues et des marées
- Technologies de conversion d'énergies renouvelables avancées à basse émission
- Certaines installations hydrauliques au « fil de l'eau » ne dépassant pas une capacité de 30 MW
- Installations de biomasse utilisant un combustible renouvelable et satisfaisant certaines règles d'émission

L'électricité provenant de production décentralisée par le consommateur final utilisant les ressources nommées dans la classe 1 est aussi éligible.

La classe 2 inclut quant à elle les installations de valorisation énergétique des déchets, certaines installations de biomasse non incluses dans la classe 1 et certaines installations hydrauliques au « fil de l'eau » plus anciennes.

Enfin, la classe 3 inclut :

- Les systèmes de cogénérations d'électricité et de chaleur avec une efficacité d'opération minimum de 50% installés dans les commerces ou les industries du Connecticut à partir du 1^{er} janvier 2006.
- Réductions d'électricité à partir de programmes d'effacement de consommation électrique (load management programs) ayant débuté à partir du 1^{er} janvier 2006. Depuis le 1^{er} janvier 2014, de tels programmes soutenus par les contribuables ne sont plus éligibles.
- Systèmes de récupération de chaleur ou de pression des déchets des commerces et industries installés à partir du 1^{er} avril 2007.

Les distributeurs d'électricité doivent répondre aux quotas en ayant au moins 20% de leur électricité vendue provenant des sources listées dans la Classe 1 d'ici début 2020, au moins 3% provenant de la classe 1 ou 2 ainsi que 4% provenant de la Classe 3 en début 2010. La politique précise qu'avant l'échéance ces distributeurs doivent suivre le programme suivant :

Tableau 1.1 : Quotas pour chaque classe de REC, Connecticut, 2006-2020 (DSIRE, 2015)

Échéance (À partir du)	Quantité Classe I	Quantité Classe I ou II	Quantité classe III
1/1/2006	2.0% Classe I	3% Classe I ou II	0% Classe III
1/1/2007	3.5% Classe I	3% Classe I ou II	1% Classe III
1/1/2008	5.0% Classe I	3% Classe I ou II	2% Classe III
1/1/2009	6.0% Classe I	3% Classe I ou II	3% Classe III
1/1/2010	7.0% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2011	8.0% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2012	9.0% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2013	10.0% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2014	11.0% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2015	12.5% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2016	14.0% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2017	15.5% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2018	17.0% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2019	19.5% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III
1/1/2020	20.0% Classe I	3% Classe I ou II	4% Classe III

Nous pouvons remarquer ici que les quotas tendent à développer les énergies renouvelables à hauteur de 1% par an.

Le site précise que les quotas du Connecticut peuvent être satisfaits en achetant de l'électricité provenant des Classes 1 et 2 dans la juridiction du système régional ISO New England.

Cependant, à partir de janvier 2014, tout REC déjà utilisé pour répondre aux RPS des autres États ne peut plus être éligible pour satisfaire les quotas du Connecticut. Une telle adaptation de la politique permet d'éviter le double comptage des RECs entre les États. En ce qui concerne l'éligibilité des ressources hors de l'État du Connecticut, les énergies renouvelables sous la juridiction des États de New York, Pennsylvanie, New Jersey, Maryland et Delaware, en plus de celles de Nouvelle-Angleterre, sont aussi éligibles. L'autorité de réglementation des utilités publiques du Connecticut détermine en effet que les RPS de ces États sont comparables à ceux du Connecticut.

Il est important de souligner que, contrairement aux autres États qui ont généralement une pénalité de non-respect des quotas augmentant avec le temps, celle du Connecticut est fixée à 55 \$/MWh. Le prix des RECs du Connecticut ne devraient donc théoriquement pas dépasser 55\$.

Enfin, les distributeurs ont la possibilité d'acheter des RECs des mois de janvier à mars de l'année suivante pour les utiliser pour les quotas de l'année en cours. Ceci correspond à une possibilité d'emprunt de 3 mois. Les RECs peuvent être épargnés pour 2 ans mais l'épargne est limitée à 30% du montant des RECs. Nous verrons par la suite que cette décision contribue à augmenter la liquidité du marché ainsi que la flexibilité des distributeurs. Une telle caractéristique rend donc le prix des RECs moins volatile.

1.3.2 Les RPS au Massachusetts

Dans l'État du Massachusetts, les quotas ont commencé à être appliqués en 2003 à hauteur de 1% et ont augmenté jusqu'à 4% en 2009. En juin 2008, les RPS ont été largement étendus par la législation. Cette législation a notamment créé plusieurs carve-outs que nous allons maintenant détailler.

Classe 1 : Nouvelles ressources

Pour satisfaire aux exigences des quotas de la Classe 1, tous les distributeurs d'électricité doivent fournir un certain pourcentage de leurs ventes au consommateur final du Massachusetts à partir de sources d'énergie renouvelable éligibles installées après le 31 décembre 1997. Les sources éligibles incluent les énergies suivantes¹⁴ :

- L'énergie solaire photovoltaïque et thermique
- L'énergie éolienne
- Piles à combustibles (utilisant des combustibles renouvelables)
- La géothermie
- Gaz des décharges

¹⁴ DSIRE (2015)

- Énergie thermique des océans
- Énergie des vagues et des marées
- Énergie générée par certaines nouvelles installations hydroélectriques ou certains surplus d'énergie générés par une augmentation de la capacité ou de l'efficacité d'installations hydroélectriques déjà existantes.
- Technologies de conversion d'énergies renouvelables avancées à basse émission utilisant certains types de combustibles
- Énergie marine ou hydrolienne

De plus, d'après le site DSIRE, les distributeurs doivent suivre le programme suivant pour atteindre les quotas de la Classe 1 :

Tableau 1.2 : Quotas des REC de Classe 1, Massachusetts, 2003-2020 (DSIRE, 2015)

Échéance	Pourcentage des ventes
12/31/2003	1.0%
12/31/2004	1.5%
12/31/2005	2.0%
12/31/2006	2.5%
12/31/2007	3.0%
12/31/2008	3.5%
12/31/2009	4.0%
12/31/2010	5.0%
12/31/2011	6.0%
12/31/2012	7.0%
12/31/2013	8.0%
12/31/2014	9.0%
12/31/2015	10.0%
12/31/2016	11.0%
12/31/2017	12.0%
12/31/2018	13.0%
12/31/2019	14.0%
12/31/2020	15.0%

Nous précisons qu'après 2020, la politique prévoit d'augmenter les quotas de 1% des ventes par an et ce, sans date d'expiration. D'après ce programme, nous pouvons voir une nouvelle fois une tendance d'augmentation des quotas de 1% par an à partir de 2010.

À partir de 2010, la politique a mis en place un programme visant au développement de nouvelles installations solaires. Les distributeurs devaient fournir une portion de l'énergie qualifiable à la classe 1 provenant d'installations solaires éligibles à l'intérieur de l'État. Ce carve-out sur l'énergie solaire qualifiant pour la Classe 1 était à l'origine de 400 MW. Cependant, à partir d'avril 2014, le programme a évolué et a été remplacé par le « Solar Carve-Out II ». Ce nouveau programme sera en vigueur jusqu'à ce que la cible de 1 600 MW soit atteinte. Il est aussi à noter que dans les 5% demandés pour le 31 décembre 2010 par les quotas de la classe 1, la production satisfaisant au carve-out solaire était incluse et ne venait donc pas s'ajouter aux 5% demandés.

Classe 2 : Ressources existantes

Afin de satisfaire à cette classe, les distributeurs doivent fournir un certain pourcentage de leur vente d'électricité à partir des mêmes ressources éligibles que pour la classe 1 mais provenant d'installations opérationnelles avant le 1^{er} janvier 1998. Le quota était fixé à 3,6% de 2009 à 2012 puis a été abaissé à 1,5% en 2013. Ensuite, un changement dans les règles d'éligibilité en 2014 a eu pour effet d'élever le quota à 1,8% puis à 2% en 2015. Le site du gouvernement du Massachusetts précise que ce pourcentage est revenu à 3,6% pour 2016 et restera le même pour les prochaines années.¹⁵

Dans cette classe aussi, un autre carve-out s'ajoute. Celui-ci demande depuis 2009 un minimum de production provenant de la valorisation énergétique des déchets. Les critères d'éligibilité des sites de déchets dépendent de leur programme de recyclage, de la satisfaction des réglementations en vigueur ainsi que du fait qu'ils investissent au moins 50% de leurs revenus provenant de la vente des RECs dans leur programme de recyclage. Le quota est fixé à 3,5% depuis 2009 selon le gouvernement du Massachusetts.

Annuellement, les distributeurs montrent leur respect des quotas de la Classe 1, des carve-out solaire, de la Classe 2 ainsi que des carve-out sur la valorisation énergétique des déchets en présentant les RECs respectifs émis par le NEPOOL-GIS. S'ils ne sont pas capables de se procurer assez de RECs, les distributeurs doivent payer des pénalités construites pour avoir des prix plus élevés que ceux des différents RECs. Les pénalités des Classe 1 et 2 et des carve-outs de valorisation énergétique des déchets fluctuent annuellement en fonction des prix de l'année précédente et de l'inflation. Cependant, celles des carve-out solaires décroissent annuellement. Le tableau suivant résume les tendances des pénalités.

¹⁵ Gouvernement du Massachusetts <http://www.mass.gov/eea/energy-utilities-clean-tech/renewable-energy/rps-aps/rps-and-aps-program-summaries.html> consulté le 30/05/2016

Tableau 1.3 : Niveau de pénalité des différentes classes de RECs à leur création puis entre 2009 et 2015(DSIRE, 2015)

Année	Classe 1	Carve-Out solaire	Carve-Out solaire 2	Classe 2	Classe 2 Valorisation énergétique des déchets
Année de début : Taux initial/MWh	2003 : 50,00 \$	2010 : 600,00 \$	2014 : 375,00 \$	2009 : 25,00 \$	2009 : 10,00 \$
2009 Taux/MWh	60,92 \$	-	-	25,00 \$	10,00 \$
2010 Taux/MWh	60,93 \$	600,00 \$	-	25,00 \$	10,00 \$
2011 Taux/MWh	62,13 \$	550,00 \$	-	25,50 \$	10,20 \$
2012 Taux/MWh	64,02 \$	550,00 \$	-	26,28 \$	10,51 \$
2013 Taux/MWh	65,27 \$	550,00 \$	-	26,79 \$	10,72 \$
2014 Taux/MWh	66,16 \$	523,00 \$	375,00 \$	27,16 \$	10,86 \$
2015 Taux/MWh	67,07 \$	496,00 \$	375,00 \$	27,53 \$	11,01 \$

Nous notons que le Massachusetts a demandé aux distributeurs d'entrer dans des contrats à long terme pour l'électricité et/ou pour les RECs (entre 10 et 15 ans) à deux reprises entre le 1^{er} juillet 2009 et le 31 décembre 2012. De plus, bien qu'à l'origine la législation demandait que l'énergie renouvelable soit produite dans le Massachusetts, une adaptation de la régulation a permis aux ressources extérieures à l'État d'être éligibles.

1.3.3 Les RPS dans le reste de la Nouvelle-Angleterre

D'après le site DSIRE, les quotas de l'État du Maine s'élevaient en 1999 à 30%. À cette époque, ces quotas étaient plus bas que la capacité de production d'énergie renouvelable de l'État et n'étaient donc pas contraignants. La politique est modifiée en 2008 pour allouer un quota aux installations renouvelables opérationnelles après le 1^{er} septembre 2005. Deux classes de carve-outs sont alors créées : les nouvelles installations (Classe 1) avec un quota commençant à 1% en 2008 augmentant de 1% par an pour atteindre 10% en décembre 2017, et celles déjà existantes (Classe 2) gardant un quota fixe de 30%.

Dans l'État du New Hampshire, les RECs sont divisés en quatre classes. La Classe 1 concerne les nouvelles énergies renouvelables (opérationnelles après le 1^{er} janvier 2006), la Classe 2 est spécifique aux nouvelles énergies solaires. Les Classes 3 et 4 concernent les installations existantes avant le 1^{er} janvier 2006 : la biomasse et le méthane sont éligibles pour la Classe 3 et la petite hydroélectricité pour la Classe 4.

Les RPS du Rhode Island sont divisés en deux carve-outs. La Classe 1 comprend les usines opérationnelles après le 31 décembre 1997 avec un pourcentage augmentant chaque année et la classe 2, les installations existantes avant cette date avec un quota limité à un maximum de 2% par année, le reste devant être complété par la Classe 1.

Enfin, le Vermont n'a pas d'obligation avant juin 2015. Nous ne décrivons donc pas les RPS de cet État car nous n'avons pas obtenu d'information sur des prix de RECs aussi récents.

L'étude des RPS des États de Nouvelle-Angleterre montre qu'une certaine homogénéité est présente au sein des différents carve-outs. La Classe 1 regroupe les REC's produits par les nouvelles installations opérationnelles après une certaine date. La Classe 2 regroupe les installations existantes avant une date spécifiée. L'existence de cette dernière classe repose sur le fait que le quota permet de fournir le montant minimum pour garder en vie ces anciennes sources de production.

Tableau 1.4 : Évolution du niveau des pénalités pour les REC's de Classe 1 dans les États du Massachusetts Maine et Rhode Island, 2007-2014 (Rhode Island PUC, 2015)

Année	Pénalité (\$/MWh)
2007	57,12 \$
2008	58,58 \$
2009	60,92 \$
2010	60,93 \$
2011	62,13 \$
2012	64,02 \$
2013	65,27 \$
2014	66,16 \$

Le tableau 1.4 montre le niveau des pénalités entre 2007 et 2014 dans l'État du Rhode Island. Ces niveaux sont identiques à ceux de Classe 1 dans les États du Maine, du Massachusetts et du New Hampshire (avant 2013) et sont indexés sur l'inflation. En 2013, l'État du New Hampshire a modifié le montant de ses pénalités pour les baisser à 55\$/MWh, le niveau de ceux du Connecticut, avec une augmentation de seulement la moitié de l'inflation. Les États sont donc relativement homogènes en ce qui concerne le niveau de pénalité des RPS de Classe 1. Celui des autres classes varient cependant selon les choix de chaque État. Certains ont ainsi des prix plus élevés pour permettre des prix de REC's plus hauts. C'est le cas par exemple des pénalités pour les REC's de Classe 2 au New Hampshire s'élevant en 2011 à 163,11\$/MWh. D'autres sont plus faibles pour éviter un coût trop élevé. Par exemple, en 2013 les pénalités des REC's de Classe 3 du Connecticut étaient à 31\$/MWh.

Chapitre 2 – Revue de Littérature

Maintenant que nous avons défini les RPS et leur fonctionnement, nous pouvons analyser les études de la littérature sur les prix des RECs, leurs mécanismes et facteurs d'influence. Les RPS présentent de nombreuses caractéristiques et peuvent être construits de multiples façons. Or, ces choix ont une influence sur les prix des RECs. Dans ce chapitre, nous analyserons donc ces différentes caractéristiques et leurs enjeux afin de comprendre les facteurs déterminants des prix des RECs. Cette étape servira de base théorique à notre analyse empirique des prix du marché des RECs de Nouvelle-Angleterre. Nous étudierons ensuite les modèles théoriques d'analyse des prix des RECs ce qui nous éclairera sur les travaux déjà entrepris dans ce domaine et permettra une meilleure compréhension des mécanismes d'évolution des prix. Enfin, nous élargirons notre perception des facteurs d'influence des prix des RECs en observant l'impact sur ces prix qu'ont les interactions entre les RPS et les autres politiques de soutien des énergies renouvelables. Là encore nous étudierons certains modèles afin de mieux comprendre le comportement des prix des RECs.

2.1 Analyse des caractéristiques et des choix de construction des RECs

Les politiques de RPS dépendent des décisions de chaque État. Chacune des caractéristiques des RPS crée plusieurs possibilités de construction des politiques les rendant ainsi différentes d'un État à l'autre. Bien que certaines de ces caractéristiques ne soient pas modifiables ou n'aient pas d'influence sur le prix des RECs (c'est le cas de la date de commencement de l'obligation ou de l'instance d'émission des RECs), d'autres peuvent avoir une grande influence sur ces prix. Van der Linden (2005) répertorie toutes les principales caractéristiques des RPS dans un tableau comparatif de quatre États, dont le Massachusetts, reproduit dans l'annexe 2. Dans cette partie, nous décrivons ces caractéristiques et leur impact potentiel sur les prix des RECs. Le degré d'influence sur les prix des RECs de certaines des caractéristiques des RPS décrites ici sera difficilement vérifiable dans notre étude pratique, mais il semble important de considérer ces caractéristiques afin de comprendre au mieux les enjeux des prix des RECs. Nous allons donc examiner en détail les caractéristiques les plus importantes et les plus complexes, à savoir : le niveau des quotas et des pénalités, l'épargne et l'emprunt des RECs, les contrats à long terme ainsi que les carve-outs. Et nous évoquerons les autres caractéristiques pouvant influencer le prix des RECs à la fin de cette partie. De plus, nous utiliserons des exemples présents en Nouvelle-Angleterre pour illustrer nos propos.

2.1.1 Niveau des quotas

La cible, ou quota, peut être exprimée en termes de pourcentage de l'électricité consommée au total, ou en termes de production absolue (kWh ou MWh). Pour que la politique fonctionne efficacement, les cibles doivent être élaborées en considérant les conditions d'offre et de demande présentes et futures (Wiser, 2008). Les cibles doivent être d'une part atteignables et raisonnables et d'autre part doivent dépasser l'offre courante. Par exemple, dans l'État du Maine, les RPS pouvaient paraître exigeants car l'obligation s'élevait à 30% en 1999. Cependant, les usines déjà existantes produisaient, dès le lancement de la politique, davantage d'énergie renouvelable que demandé par les quotas. Les RPS de cet État étaient donc dans l'incapacité de soutenir un développement de nouvelles sources d'énergie renouvelable.

Étant donné que les quotas ont une influence directe sur la demande de RECs, ils sont déterminants pour les prix. Un niveau de quota adapté à la réalité économique de l'État est donc crucial pour avoir des prix de RECs adéquats au succès de la politique. Agnolucci (2007) montre qu'un quota trop bas va amener un prix de certificat qui n'attirera pas les investisseurs alors qu'un quota trop élevé pourra induire un prix de certificat élevé et ainsi d'importants coûts pour atteindre la cible. Nous verrons dans la partie 2.3.1 Analyse des prix des RECs que les quotas servent de base à plusieurs modèles d'analyse.

2.1.2 Pénalité de non-respect des quotas ou Alternative Compliance Payments

Selon Agnolucci (2007), les pénalités peuvent prendre deux formes : celle d'une somme d'argent prédéterminée pour chaque MWh d'énergie renouvelable manquant, ou celle d'un pourcentage du prix historique des certificats. Les distributeurs ont donc le choix entre respecter les quotas en achetant le nombre de RECs requis ou payer la pénalité sur le nombre de RECs manquants. La pénalité donne davantage de flexibilité aux distributeurs (Munoz, 2013). Le montant de la pénalité est donc important et influence la demande de RECs. Les pénalités devraient être, en principe, en tout temps supérieures au prix d'achat des RECs. En outre, une pénalité trop haute, bien qu'incitant à l'atteinte des quotas par les RECs, pourrait amener à des coûts trop élevés pour les distributeurs si les quotas étaient trop élevés ou si la politique de RPS n'était pas adaptée.

Ainsi, Munoz (2013) explique que les pénalités sont supposées fonctionner comme un plafond pour le prix des RECs permettant aux RPS d'être satisfaits avec des coûts raisonnables pour les acheteurs de RECs. En théorie, un marché efficient ne soutiendrait le développement de la production d'énergie renouvelable que jusqu'à ce que les coûts marginaux de production atteignent la pénalité de non-respect des quotas.

Avant de faire payer des pénalités, le Massachusetts, le Maine, le New Hampshire et le Rhode Island permettaient en 2006 selon Wiser (2008) des « Alternative Compliance Payments » (ACP). Selon l'auteur, ces paiements se différencient des pénalités par le fait qu'ils sont recouvrables et que les paiements vont généralement dans un fond pour les énergies renouvelables. En 2006, le Connecticut ne possédait pas cet outil et les paiements des pénalités étaient redistribués aux consommateurs finaux pour alléger le coût de la politique. Selon Wiser (2008), le Massachusetts est l'État qui a le plus payé d'ACP en 2006 (à hauteur de 97,6% des paiements de tous les États avec RPS) et cela lui a permis d'atteindre ses quotas. Cet État avait en effet des difficultés à atteindre ses cibles à cause d'un manque d'offre de RECs éligibles et notamment, aussi, d'un climat difficile de développement des projets en Nouvelle-Angleterre.

Les pénalités ou ACP sont donc des outils permettant de fixer un plafond pour le prix des RECs. Elles ont donc une influence directe sur ces prix surtout lorsque ceux-ci sont proches de leur valeur maximale. Tout comme pour les quotas, la décision du niveau de ces pénalités revient au gouvernement et il lui incombe de le choisir adéquatement. Buckman (2011) souligne en effet que les prix des pénalités pourraient réduire la capacité de soutien des RECs s'ils étaient trop faibles par rapport à ceux des RECs. Cependant, l'auteur montre que les prix des pénalités sont généralement assez élevés pour inciter les agents à acheter des RECs plutôt qu'à payer la pénalité.

2.1.3 Épargne et emprunt des certificats et flexibilité du marché

La possibilité d'épargne est une caractéristique que l'on retrouve dans la plupart des politiques de RPS (Van der Linden, 2005). Lorsqu'elle est autorisée, les agents ne sont pas obligés d'utiliser les RECs dans la période courante mais peuvent les garder pour l'atteinte des cibles des années suivantes. Elle correspond en quelque sorte à la période de validité des RECs pour l'atteinte des quotas. Le phénomène inverse, à savoir l'emprunt, permet de satisfaire en partie les quotas actuels par la production future d'énergie renouvelable.

Ces deux caractéristiques ont plusieurs avantages. Tout d'abord, Kildegaard (2008) montre qu'une telle possibilité d'épargne peut fournir, dans le cas de risques symétriques, une certaine élasticité dans la demande nécessaire à la diminution de la volatilité des prix des certificats. L'auteur explique que les variations dans l'offre des certificats dues à la météo ou au degré de présence du vent par exemple sont supposées s'équilibrer le long de la vie de l'actif. Ce type de risque semble donc être symétrique. Il serait ainsi rationnel d'épargner les certificats pendant des périodes de grand vent et inversement. Cependant, le type de risque amené par un investissement sous optimal dans l'industrie ne déplace pas les revenus dans le temps mais réduit leur valeur actuelle. Ce risque n'est donc pas symétrique. Alors qu'un sous-investissement se corrige de lui-même, selon Kildegaard (2008) grâce à des prix de certificats temporairement

hauts, un sur-investissement entraîne une réduction prolongée des prix des certificats jusqu'à ce que la production excessive soit réduite en termes de MWh ou que les quotas augmentent jusqu'à absorber les surplus. L'épargne de précaution des certificats peut donc, telle une assurance, aider à supporter toute sorte de chocs financiers. Une telle protection n'est néanmoins pas gratuite et réduit donc les profits des projets. L'épargne des certificats permet donc d'éliminer les risques symétriques gratuitement et les risques de sur-investissement au prix d'une réduction des profits.

En plus d'influencer le niveau des prix, cette caractéristique des RPS réduit leur volatilité en offrant davantage de flexibilité au marché. Cette flexibilité est en effet bienvenue car il est difficile de prédire précisément la mise en place de nouveaux projets renouvelables à cause de la nature aléatoire de l'offre d'énergie renouvelable. La diminution de la volatilité des prix augmentera éventuellement la confiance des investisseurs dans le marché et pourrait donc sur le long terme contribuer à l'augmentation de l'offre de RECs en attirant de nouveaux investisseurs. Cependant, ici encore, il est important de bien construire la politique et d'utiliser ces outils avec précaution. Van der Linden (2005) prévient en effet que pour éviter les dérives, l'emprunt devrait être limité à 3 mois et l'épargne à 25% du quota.

2.1.4 Contrats à long terme sur les RECs

Les contrats à long terme sont un outil particulier dans le design des RPS (Agnolucci, 2007). L'auteur montre que ces contrats sont d'une importance capitale pour le prix des RECs. En analysant les tendances sur les prix des RECs, il affirme que les contrats à long terme sont le seul outil pouvant aider à l'atteinte des cibles des RPS et à la réduction des prix des certificats. Ce type de contrat permet en effet de rassurer les investisseurs sur la viabilité de leur investissement et leur garantit que de nouveaux arrivants ne vont pas prendre leur place dans le marché avec des prix plus bas. Ensuite, le fait que de nouveaux investisseurs soient prêts à entrer dans le marché doit réduire la pression sur les prix des certificats vendus dans les contrats à long terme étant donné que l'offre des RECs augmente. Les prix des certificats seront ainsi assez bas pour permettre aux acheteurs des contrats de supporter le risque que comporte l'entrée dans un contrat à long terme.

Selon Van der Linden (2005), les RECs sont souvent considérés comme un vecteur de compétitivité au niveau des coûts. Ils sont censés promulguer la minimisation des coûts en soutenant les énergies renouvelables. En principe, quand la politique est bien définie, nous devrions arriver à cette minimisation. Cependant, en pratique cela n'est pas toujours le cas. Van der Linden (2005) montre qu'aux États-Unis, le système de REC est implanté depuis assez longtemps et que dans un bon nombre d'États, l'efficacité du marché est satisfaisante et la négociation de contrats à long terme est relativement bien développée. Cependant, dans

d'autres États, les échanges à court terme sont dominants et ceux-ci se font parfois à prix élevé et sont davantage guidés par les pénalités que par les lois de l'offre et de la demande. L'auteur explique donc que l'introduction de contrats à long terme est parfois considérée comme inefficace. En effet, avec ce type de contrat, les échanges de RECs sur le marché à court terme diminuent et ce dernier perd en liquidité et en transparence : les prix peuvent ne pas être dévoilés publiquement. Nous notons que cette liquidité est importante pour le bon fonctionnement du marché et pour l'établissement de prix représentatifs de l'état de ce marché. De plus, Kildegaard (2008) ajoute que la non liquidité du marché des RECs peut être la cause d'une intégration verticale où les entreprises émettent et achètent les certificats elles-mêmes. Cependant, Van der Linden (2005) souligne que cette baisse de liquidité est un mal nécessaire pour permettre aux producteurs d'énergie renouvelable de produire à des coûts moins élevés grâce à la diminution des risques que leur procurent les contrats à long terme. Ces contrats permettent donc de réduire les coûts de production nécessaires au respect des quotas et le marché s'en trouve ainsi plus efficace.

Beaucoup d'auteurs observent qu'un manque de contrat à long terme dans le marché des RECs demeure. Van der Linden (2005) explique que ce manque est lié à une incertitude de la part des investisseurs. Selon lui, la crainte d'un changement de la politique de RPS rend difficile l'obtention de contrats à long terme étant donné que les parties prenantes auront du mal à s'entendre sur un prix si leurs prévisions sont faussées par une modification inattendue de la politique. Pour favoriser le développement des contrats à long terme, les États doivent donc créer un climat de certitude et prendre des mesures sur le long terme afin de n'avoir à réviser la politique qu'au minimum.

Kildegaard (2008) considère quant à lui que le manque de contrat à long terme serait davantage une conséquence qu'une cause de l'échec du marché des certificats. C'est-à-dire que ce n'est pas le manque de contrat à long terme qui engendre l'échec du marché (Agnolucci, 2007) mais l'échec du marché qui a pour effet de créer un manque de contrat à long terme. Kildegaard (2008) explique en effet que, comme la demande induite par les RPS est relativement inélastique, le fardeau de la prime de risque devrait retomber sur les épaules du consommateur. Cependant, ce risque est simplement dû à un manque de coordination entre les parties prenantes et non à une dimension technologique ou environnementale. Il suffirait ainsi de trouver un mécanisme permettant de coordonner les parties prenantes afin de diminuer le risque de sur-investissement. Ce mécanisme n'est autre que l'utilisation préventive de contrats à long terme pour les certificats. La mise en place d'un prix de certificat garanti avant la construction élimine d'une part l'incertitude vis-à-vis du prix futur des certificats, mais elle élimine aussi le risque de fluctuation des prix pour cause de sur-investissement, étant donné que les parties impliquées ne créeront pas plus de contrats que nécessaire.

Dans une perspective plus quantitative, Wiser (2008) ajoute que de nombreux États encouragent les contrats à long terme afin de sécuriser les nouveaux projets en réduisant la volatilité des prix des RECs. L'auteur montre par exemple que la politique de RPS du Connecticut, demande que les contrats à long terme soient sur plus de 10 ans et 100 MW. De plus, au Massachusetts, le fond pour l'énergie renouvelable a créé un « partenariat pour l'énergie verte » qui offre des achats garantis de RECs ou des options sur des contrats allant jusqu'à 10 ans. Kildegaard (2008) complète cette analyse en soulignant que le développement des contrats à long terme va souvent de pair avec le développement de l'éolien et des prix de certificats relativement bas. Enfin Wiser (2008) observe que lorsque des échanges à court terme de RECs sont dominants, les RECs sont généralement vendus séparément de l'électricité et les prix ont tendance à être plus volatiles que lorsque les contrats à long terme sont bien implantés.

Nous remarquons enfin que l'utilisation de contrats à long terme pour rendre le marché des RECs plus fiable et moins risqué, fait tendre la politique des RPS vers celle des feed-in tariff. En effet, à l'image du feed-in tariff, une telle solution garantit aux producteurs un flux de revenu connu à l'avance. Le montant des subventions (c'est-à-dire le prix d'échange des certificats) reste cependant déterminé par le marché selon l'information privée des producteurs ainsi que la rentabilité de leurs usines. La présence de contrats à long terme permet l'entrée progressive de nouveaux producteurs et permet d'éviter les cycles d'expansion-récession efficaces à court terme mais pouvant être redoutables sur le long terme.

Les prix et l'état du marché des RECs dépendent donc énormément de la disponibilité des contrats à long terme qui dépend elle-même de la stabilité de la politique étatique. Cet outil permet de réduire les prix des RECs ainsi que la volatilité des prix, en réduisant l'incertitude du marché, et d'augmenter la confiance des investisseurs. Encore une fois, il est important de l'utiliser de façon appropriée et notamment de fixer un horizon pour les contrats à long terme adapté au marché. Bien que selon Van der Linden (2005), les contrats à long terme devraient être créés sur une cible de plus de 15 ans, il admet qu'un objectif de 10 ans paraît davantage réalisable car déjà suffisamment long d'un point de vue politique. Une telle cible permettra d'attirer de nouveaux investisseurs et d'assurer la création de nouveaux sites de production.

2.1.5 Carve-outs et banding

Dans leur forme la plus pure, les RPS soutiennent chaque source d'énergie renouvelable au même niveau. Dans ce cas, le prix des RECs est en effet unique dans chaque État. Que le MWh d'énergie coûte cher à produire ou non, le REC émis sera donc vendu au même prix. Par conséquent, les RPS font en sorte que les types d'énergies les moins coûteux et les moins risqués soient privilégiés et parfois sur compensés. Les énergies plus chères à produire sont ainsi laissées en retrait. Buckman (2011) insiste cependant sur l'importance de développer les

énergies renouvelables à haut coût. Selon lui, cette importance vient du fait que les énergies renouvelables à haut coût ont souvent un grand potentiel de production, qui deviendra nécessaire si une plus grosse proportion de l'énergie du territoire doit être produite à partir d'énergies renouvelables. Les parcs éoliens off-shore sont une illustration probante de ce type d'énergie aux États-Unis.

Afin de pouvoir favoriser équitablement une plus grande proportion d'énergies renouvelables, les gouvernements ont été amenés à modifier leurs RPS. Selon Buckman (2011), les RPS peuvent en effet être modifiés de deux façons pour favoriser les énergies renouvelables à coût élevé. D'une part, les gouvernements peuvent allouer un plus gros poids aux certificats sur les énergies à haut coût. Un tel outil, basé sur les prix, est appelé « banding ». Cet outil émet différentes quantités de certificats pour chaque unité (MWh) de génération dépendamment du type d'énergie renouvelable. Les énergies les plus chères à produire recevront plus de certificats pour une même quantité d'énergie produite et ceci les rendra plus profitables aux yeux des investisseurs. Cet outil ne modifie pas le prix des RECs mais modifie leur répartition auprès des producteurs. D'autre part, nous avons déjà vu que les gouvernements pouvaient modifier les cibles des RPS pour qu'elles ne soient atteignables que par un type particulier d'énergie renouvelable. Nous allons maintenant analyser en détail les enjeux de cet outil qu'est le carve-out.

L'intérêt de ces carve-outs réside selon l'auteur dans le fait que, si le seuil est réaliste, nous pouvons connaître de façon presque certaine la quantité d'énergie générée par des types particuliers d'énergies renouvelables. De plus chaque carve-out est accompagné de son propre prix de REC et laisse au marché le soin de fixer ces prix. Selon Moore (2010), une telle adaptation du marché permet de créer une offre plus précise pour satisfaire les demandes volontaires des particuliers et des compagnies. Cet outil amène aussi davantage de clarté dans le marché et augmente la confiance des agents dans l'authenticité des produits. Cela résultera selon lui en des coûts de transaction et de certification dans le marché plus bas. La création de carve-outs implique l'établissement de quotas pour chacun d'eux et, comme nous l'avons vu, il faut que ces quotas soient liés à la réalité du marché pour que chaque prix de RECs reflète adéquatement le soutien financier requis par les sources d'énergie en question.

Tableau 2.1 : Comparaison de l'évolution de la production d'énergie renouvelable entre les États avec carve-out et les États sans carve-out entre 2003 et 2008 (Buckman, 2011)

	Génération de 2003 (GWh/an)	Génération de 2008 (GWh/an)	Changement entre 2003 et 2008
États avec carve-out			
Hydraulique	19 929	16 292	-18%
Éolien	295	2 535	759%
Biomasse	10 634	11 498	-8%
Solaire	0	161	-
Géothermie	1 066	1 383	30%
Total énergies renouvelables	31 924	31 866	-1%
États sans carve-out			
Hydraulique	184 894	184 768	-1%
Éolien	8 699	39 843	358%
Biomasse	15 185	15 620	3%
Solaire	534	703	32%
Géothermie	13 975	13 228	1%
Total énergies renouvelables	223 287	254 162	14%

Nous allons maintenant examiner les analyses de Buckman (2011). Le cœur de ces analyses ne vise pas à expliquer l'influence des carve-outs sur les prix des RECs mais il nous éclaire sur l'utilisation de l'outil et sur ces effets en pratique. Buckman (2011) nous montre à partir du tableau 2.1, que les types d'énergies renouvelables qui ont connu une croissance plus importante avec les carve-outs que sans, sont l'énergie éolienne et la géothermie. L'auteur souligne que l'énergie éolienne en général n'est pas un type d'énergie renouvelable à haut coût. De plus, il ajoute que toute la croissance du domaine géothermique dans les états avec carve-out vient du Nevada qui n'a pas de carve-out dédié à cette source d'énergie. Cela montre donc que ce qui est prévu en théorie ne se vérifie quelquefois pas en pratique. En effet, les carve-outs ne remplissent pas forcément leur mission de soutien aux énergies à haut coût et le développement de certains types d'énergie plus que d'autres n'est pas toujours dû à cet outil. Wisner (2008) observe, quant à lui, une tendance de plus en plus marquée pour les carve-outs visant les énergies solaires tant photovoltaïques et thermales. Van der Linden (2005) va dans ce sens en montrant que l'énergie solaire photovoltaïque est moins compétitive que les autres types d'énergie et a donc davantage besoin des carve-outs que l'énergie éolienne, la biomasse ou la géothermie qui sont des secteurs très compétitifs dans l'atteinte des quotas aux États-Unis.

Il se trouve qu'en Nouvelle-Angleterre, les carve-outs sont davantage utilisés que le banding. Les deux États de Nouvelle-Angleterre utilisant les carve-outs de manière significative selon Buckman (2011), c'est à dire sur au moins un quart de leurs cibles, sont le Maine et le New Hampshire. D'après le site DSIRE, le Connecticut, le Massachusetts et le Vermont en utilisent aussi, mais à moindre degré. Cependant l'auteur montre que les carve-outs du Maine ne supportent pas les énergies renouvelables à haut coût car ils servent à développer les nouvelles installations d'énergie renouvelable. Il explique aussi que le New Hampshire utilise les carve-outs pour développer principalement la petite et moyenne biomasse ainsi que les biogaz issus des déchets et de l'agriculture qui sont des énergies à faible coût de production.

Tableau 2.2 : Évolution de la production d'énergie renouvelable au New Hampshire entre 2003 et 2008 (Buckman, 2011)

Type d'énergie renouvelable	Génération au New Hampshire en 2003 (GWh/an)	Génération au New Hampshire en 2008 (GWh/an)	Changement entre 2003 et 2008
Géothermie	0	0	0%
Hydraulique	1331	1633	23%
Solaire	0	0	0%
Éolien	0	10	-
Biomasse	796	1165	46%
Total énergies renouvelables	2127	2808	32%

Le plus gros carve-out du New Hampshire comprend la petite et moyenne biomasse. Comme nous pouvons le voir dans le tableau 2.2, ce secteur a connu une importante hausse entre 2003 et 2008. Le New Hampshire a aussi un carve-out de plus petite importance dans l'énergie hydraulique de petite taille et nous pouvons voir que ce secteur a aussi connu une hausse entre 2003 et 2008. Tout cela nous permet de conclure que les carve-outs servent à promouvoir certains types d'énergie renouvelable mais pas forcément celles qui coûtent le plus cher.

Enfin, l'auteur explique que les carve-outs peuvent faire varier significativement les prix des certificats et ce, au sein même d'un État. Il montre en effet qu'au Connecticut, les prix des RECs de Classe 1 s'échangent à 25\$/MWh en 2008 alors qu'à la même période, les RECs de Classe 2 sont à 0,65\$/MWh et ceux de la Classe 3 s'élèvent à 26,75\$. Buckman (2011) montre que les prix des certificats avec carve-out sont principalement influencés par le nombre de types d'énergie compris dans le carve-out, ainsi que par l'objectif à moyen terme de chaque carve-out (les quotas). Les écarts de prix de certificats dans les différents carve-outs de l'État du Connecticut soulignent la complexité de l'outil. De plus, en créant plusieurs marchés en fonction des classes de RECs, les carve-outs accentuent le manque de liquidité caractéristique du marché

des RECs. L'auteur souligne que le degré de diminution de liquidité causée par les carve-outs dépend de la taille du marché homogène (sans carve-out) préexistant. Buckman (2011) explique que cette taille peut être mesurée par le nombre de certificats échangés pendant l'année. Celle-ci est égale au produit de l'objectif de RPS et de la proportion que le marché a réussi à atteindre. De plus, en affinant la précision de cibles, les carve-outs offrent moins de flexibilité sur la génération de certains types d'énergies renouvelables et augmentent donc la volatilité des prix. Buckman (2011) montre enfin que lorsqu'un objectif est bientôt atteint, le prix du certificat correspondant au type d'énergie renouvelable en question peut s'effondrer. Ce problème peut néanmoins être contrecarré si les gouvernements décident de rehausser l'objectif avant que celui-ci ne soit atteint.

2.1.6 Autres caractéristiques pouvant influencer le prix des RPS

Ressources éligibles

La politique de RPS définit les types de technologies et les sources d'énergies renouvelables considérées éligibles dans chaque État. Cependant, les règles varient entre les États, et les ressources éligibles ne sont pas toujours les mêmes, ce qui influe directement sur l'offre de RECs et donc sur le niveau des prix de ces RECs (par la loi de l'offre et de la demande). Van der Linden (2005) montre que les critères d'éligibilité diffèrent notamment pour l'énergie hydraulique et la biomasse. Par exemple, l'énergie hydraulique ayant une capacité de plus de 25 MW est éligible dans le Maine alors qu'elle ne l'est pas dans la plupart des autres États (Chen, 2013). De plus, Wisner (2008) ajoute que les ressources éligibles peuvent aller au-delà des énergies renouvelables en elles-même et peuvent inclure l'efficacité énergétique. C'est le cas notamment dans le Connecticut et le Vermont (d'après le site DSIRE). Enfin, il se peut que les usines de production d'énergies renouvelables existantes depuis une certaine date ne soient pas déterminées éligibles par les RPS car le fait de soutenir ces usines n'amènerait pas à une production accrue d'énergie renouvelable.

Entités exemptes

Dans les politiques de RPS, certaines entités, souvent publiques, municipales ou coopératives, ne sont pas concernées par les quotas. Dans certains États, ces entités peuvent représenter un pourcentage important de la production d'énergie renouvelable. Par exemple, dans le Maine où les entités municipales et les coopératives sont totalement exemptes, les RPS couvrent 86% des ventes d'électricité (Wisner, 2008). La quantité de distributeurs exemptes correspond à autant de diminution de la demande de RECs. Les unités exemptes ont donc un effet comparable à celui qu'a le niveau des quotas sur le prix des RECs. D'après l'auteur, le nombre d'unités exemptes a tendance à diminuer avec le temps et ceci augmente donc progressivement la demande des

quotas mais cela s'accompagne d'une indulgence accrue pour les entités publiques vis-à-vis de l'atteinte des cibles.

Échange entre États

Les États ayant des politiques de RPS ne sont pas totalement séparés les uns des autres. En effet, il se peut que des échanges de RECs ou d'énergie renouvelable soient autorisés entre États. Le traitement des sites de production à l'extérieur de l'État dépend des intérêts de celui-ci dans le soutien des énergies renouvelables à l'intérieur de ses frontières ainsi que de la structure globale du marché (Van der Linden, 2005). À titre d'illustration, en Nouvelle-Angleterre, le Connecticut, le Massachusetts, le New Hampshire et le Rhode Island incluent les producteurs dans une région limitée en dehors de leur État dans l'offre d'électricité. Le Maine, quant à lui, considère tous les producteurs extérieurs comme éligibles. Cette possibilité d'échange élargit les marchés et leurs participants et les rend ainsi plus liquides. Cela tend aussi à homogénéiser les prix des RECs entre les marchés présentant des caractéristiques communes d'éligibilité. Nous notons cependant qu'une telle caractéristique peut favoriser le double comptage des RECs, si le système de contrôle n'est pas assez performant.

Prix minimum

Le gouvernement peut garantir un prix minimum auquel les RECs peuvent être vendus. Un tel seuil permet de créer un niveau minimum de soutien aux producteurs d'énergie renouvelable afin de garder une certaine valeur pour les RECs, pour que ceux-ci puissent continuer à soutenir financièrement les projets d'énergie renouvelable. Ce prix minimum rapproche les RPS d'un système FIT.

Rôle du gouvernement

Holt (2007) met en évidence le fait que les lois des RPS et la définition des RECs sont trop souvent ambiguës. L'auteur précise que dans de nombreux cas, les agents ne savent notamment pas à quel degré les RECs non couplés à de l'énergie renouvelable peuvent servir à l'atteinte des quotas. Ils ignorent aussi quelles caractéristiques des énergies renouvelables doivent être incluses dans l'atteinte des quotas, et si les RECs achetés dans les marchés volontaires peuvent aider à l'atteinte des quotas fixés par l'État. Selon l'auteur, des politiques mal définies et ambiguës affectent la liquidité du marché, le rendent plus incertain, et les distributeurs, les producteurs d'énergie renouvelable ainsi que les consommateurs en souffrent. Ce manque de clarté peut aussi influencer le marché volontaire et sa capacité à écouler les surplus d'énergie renouvelable (c'est-à-dire la quantité d'énergie renouvelable qui dépasse les quotas). Tous ces effets affectent le niveau des prix des RECs en influant sur la demande, rendant ces prix moins

liquides et plus volatiles. L'État devrait donc s'appliquer à standardiser la définition des RECs entre les États et à clarifier la construction de la politique des RPS, s'il désire rendre plus stable les prix des RECs. En outre, une communication entre les États pourrait permettre une uniformisation des politiques et rendre le marché des RECs moins fragmenté et ainsi plus liquide. Une homogénéisation des définitions, des règles et des objectifs des politiques de RPS pourrait enfin les rendre plus claires et augmenter la transparence du marché. L'absence de marché officiel rend en effet le prix des RECs opaque ; il est donc difficile pour les investisseurs d'avoir une estimation précise de la valeur au marché des RECs (Holt, 2007).

Incertitude du marché

L'opacité du marché s'ajoute donc aux divers facteurs influençant les prix des RECs et contribue à les rendre incertains et volatiles. Par conséquent, ceci pousse les nouveaux investisseurs et les producteurs d'énergie renouvelable à demander une prime de risque sur le marché des RECs. En effet, dans un marché incertain, la capacité des investisseurs en énergies renouvelables à obtenir les prêts nécessaires au lancement de nouveaux projets est réduite, et ceux-ci doivent donc vendre leurs RECs avec un premium. Ainsi, plus le marché des RECs est incertain, plus la prime de risque sur les prix des RECs sera élevée et plus ce prix sera haut. Mais en plus de créer une prime de risque, l'incertitude peut aussi impacter la demande. Comme nous avons pu le voir, l'incertitude est l'un des principaux freins à l'investissement dans des projets d'énergie renouvelable. Cette incertitude, notamment liée à la possibilité de changement des politiques de RPS par le gouvernement, porte en effet atteinte à la confiance des investisseurs dans le marché et augmente le risque de l'investissement. Par suite, les investisseurs deviennent plus réticents à entrer dans le marché, et l'offre d'énergies renouvelables diminue. La diminution du nombre de producteurs fait baisser la concurrence et les prix des RECs augmentent suivant une logique de stabilisation d'offre par rapport à la demande.

Chaque caractéristique étudiée influence ainsi les prix des RECs à sa manière. Les choix de construction des politiques de RPS sont donc cruciaux. Ces choix devraient être adaptés aux besoins économiques des États, à leurs aspirations et surtout aux besoins de financement des projets d'énergie renouvelable propres à chaque État. Cela montre donc que les politiques de RPS ne doivent pas forcément être construites uniformément entre tous les États. Nous avons pu voir que les politiques des RPS évoluent avec le temps et l'expérience : les quotas sont par exemple de plus en plus contraignants et les carve-outs de plus en plus utilisés. Cependant, nous avons vu que toutes les caractéristiques des RPS ne peuvent pas forcément fonctionner ensemble. Nous savons que la liquidité du marché des RECs est déterminante, cependant, l'introduction d'outils tels que les carve-outs ou les contrats à long terme tendent à la diminuer.

L'ensemble des caractéristiques des RPS forme un ensemble de facteurs d'influence modélisant au final un certain prix pour les RECs. Il est important de connaître au mieux ces facteurs pour adapter la construction des politiques à chaque marché et ainsi être capable de placer les prix des RECs au niveau adéquat pour qu'ils puissent contribuer efficacement au financement des projets d'énergie renouvelable.

2.2 Analyse des modèles d'évaluation des prix des Renewable Energy Certificates

Comme nous avons pu le voir, l'estimation empirique des prix des RECs est difficile parce que plusieurs facteurs sont influents. Notre analyse du Chapitre 3 a notamment pour objectif de fournir un estimé, mais il existe aussi certains modèles théoriques, prédisant le comportement des prix des RECs sur le court terme et le long terme, qu'il semble important d'analyser dans un premier temps. Une telle analyse nous éclairera sur les tendances d'évolution des prix des RECs ainsi que sur leurs facteurs d'influence. Dans la présente partie, nous analyserons donc l'évolution théorique des prix à court terme et à long terme dans le marché des RPS, mais aussi dans le marché volontaire. De plus, nous étudierons dans chaque cas certains facteurs influençant les prix.

2.2.1 Prix minimum et prix maximum

Comme nous l'avons abordé précédemment, les prix des RECs devraient tendre vers un équilibre à long terme, déterminé par le coût marginal de création d'usine de production d'énergie renouvelable supplémentaire lorsque le quota est atteint (Agnolucci, 2007). Cependant, sur le court terme, les prix ne sont pas à cet équilibre. Logiquement, lorsque l'offre de certificats est limitée par le nombre de producteurs d'énergie renouvelable sur le territoire, ces producteurs vont pouvoir vendre les certificats à un prix avoisinant la pénalité de non-respect des quotas. Le prix a d'autant plus tendance à rester proche de la pénalité que les contraintes financières, auxquelles font face les nouvelles usines, et les progrès technologiques poussent les investisseurs à être méfiants vis-à-vis de la construction de nouvelles usines (Agnolucci, 2007). Ces derniers doutent ainsi de leur capacité future à pouvoir vendre les certificats et à réaliser des profits. Dans ce cas, les investisseurs retiennent le développement de nouvelles capacités de production d'énergies renouvelables et par ce fait les prix des certificats resteront artificiellement proches du prix de pénalité. De plus, le risque de volume dissuade les producteurs indépendants à se former, laissant la place aux plus gros. Cela rend encore plus aisée la rétention de capacité de production. Si cette capacité de production est inférieure au niveau des quotas, les prix des certificats resteront au niveau de la pénalité, car les distributeurs ne peuvent pas tous acheter le nombre de certificats nécessaire et certains devront payer la

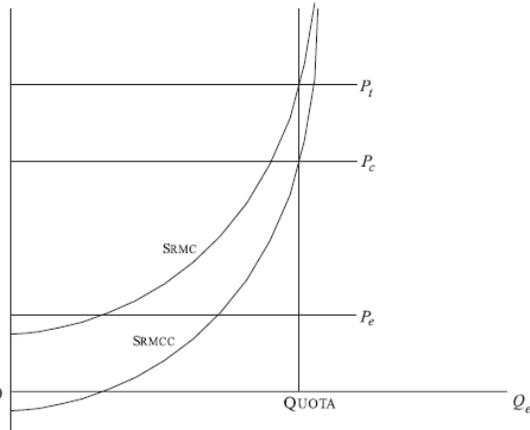
pénalité. Le libre marché fait donc monter naturellement les prix au niveau de la pénalité. Le prix de pénalité représente donc la valeur maximum du prix des certificats. Quant à la valeur minimum des RECs permettant de soutenir la production, elle devrait être égale au coût moyen de production d'énergies renouvelables moins la valeur de l'électricité. Un tel prix garantirait en effet aux producteurs de ne pas perdre d'argent sur leur production d'énergie renouvelable.

À des fins d'éclaircissement, nous notons que lorsque les quotas peuvent être atteints avec la production déjà existante, c'est-à-dire que les quotas de la politique ne poussent pas à de nouveaux investissements, les prix des RECs deviennent nuls (Van der Linden, 2005).

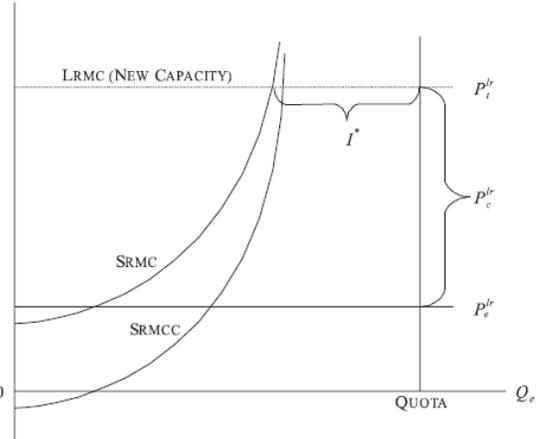
2.2.2 Modèle de détermination du prix des Renewable Energy Certificates dans un marché sans risque

Kildegard (2008) expose une théorie de détermination des prix des certificats et cherche un équilibre à long terme. Dans cette théorie, l'auteur considère la fonction des coûts marginaux des différentes sources d'énergies renouvelables comme étant convexe. La courbe marginale des investissements à long terme dans de nouvelles capacités de production (LRMC pour Long Run Marginal Cost) est, quant à elle, relativement plate. Lemming (2003) précise que la LRMC peut être vue comme un coût moyen comprenant : le SRMC (Coût marginal de production à court terme), le remboursement moyen unitaire des coûts fixes ainsi que la prime de risque moyenne unitaire. Dans le modèle de Kildegard (2008), le prix à long terme des certificats devrait être déterminé par l'intersection entre la quantité d'énergies renouvelables demandée (le quota) et le LRMC. Ce prix espéré des certificats ajouté au prix sous-jacent à l'énergie vendue forment ainsi la base de l'investissement rationnel dans la capacité de production d'énergie renouvelable. Cela veut dire qu'aucun investissement rationnel ne se fera si les profits attendus sont en deçà de cette somme. Cela rejoint la notion de prix minimum des RECs d'Agnolucci (2007).

Graphique 2.1 : Coût d'atteinte des quotas et niveaux des prix dans le cas d'un quota atteignable immédiatement (Kildegard, 2008)



Graphique 2.2 : Coût d'atteinte des quotas et niveau des prix dans le cas d'un quota non atteignable à court terme (Kildegard, 2008)



Le graphique 2.1 nous montre le marché des énergies renouvelables à court terme dans le cas où les quotas imposés sont atteignables sans augmenter la capacité de production. Dans ce graphique, nous avons le coût marginal de l'énergie à court terme (SRMC) ainsi que le coût marginal des certificats à court terme (SRMCC). Le coût marginal de production est défini par le SRMC moins le prix de l'énergie (P_e).

Ce modèle utilise trois hypothèses à des fins de simplification :

- Compétition parfaite dans le marché des certificats et celui de l'énergie.
- Le quota est petit, comparé au marché de l'énergie. Nous avons donc un prix de l'énergie fixe. Selon Lemming (2003), si cette hypothèse n'existe pas, de la covariance apparaît entre les prix de l'énergie et des certificats.
- Nous sommes en présence de rendements d'échelle constants dans la technologie des énergies renouvelables. C'est-à-dire que lorsque les facteurs de production (comme le capital ou le travail) augmentent d'un certain pourcentage, la production augmente de ce même pourcentage. Il n'y a donc pas d'économie d'échelle dans ce cas-là.

L'équilibre de marché peut être considéré ici de deux façons différentes. D'une part, au point d'intersection de la SRMC et du quota, le prix P_t représente la compensation totale par unité d'énergie que les investisseurs marginaux demandent afin de produire la quantité d'énergie renouvelable qui remplit le quota. D'autre part, au point d'intersection de la SRMCC et du quota, le prix P_c indique le prix du certificat nécessaire pour pousser les producteurs d'énergie renouvelable à satisfaire le quota. Ici, le prix de l'énergie reste fixe. Il est intéressant de noter

qu'un prix de certificat inférieur à zéro n'est économiquement pas pertinent et nous pouvons donc imposer 0 comme borne inférieure du prix des certificats.

Dans le graphique 2.2, le quota ne peut pas être atteint avec la quantité de production existante. Kildegaard (2008) explique que la hauteur de la LRMC reflète les revenus nécessaires pour attirer de nouveaux investissements. Ainsi, après l'augmentation optimale de la capacité de production (I^*), nous devrions voir le prix total payé pour les énergies renouvelables (électricité + certificats) s'établir sur le long terme à P_t^{lr} alors que les prix des certificats devraient s'aligner sur le long terme dans l'intervalle P_c^{lr} . D'après ce graphique, il apparaît que la politique des États influence grandement le prix des RECs. En effet, le fait d'augmenter les quotas va faire monter le prix à long terme des énergies renouvelables P_t^{lr} et ainsi faire augmenter le prix des RECs. Cette intuition est confirmée par les analyses de Jensen et Skytte (2002).

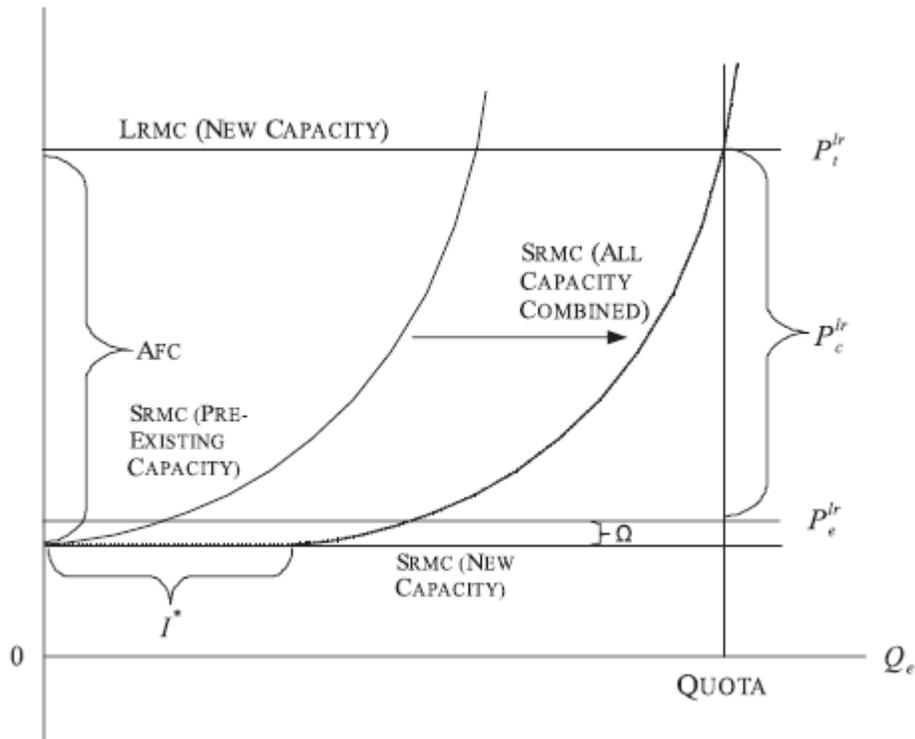
2.2.3 Modèle de détermination du prix des Renewable Energy Certificates dans un marché avec risque de sur-investissement

Le problème du graphique 2.2 est qu'il ne dévoile pas la réelle fragilité du prix d'équilibre. Ce graphique ne montre pas non plus le risque de sur-investissement qui émane d'un prix de certificat trop longtemps biaisé. Ce risque de sur-investissement viendrait du fait que les investisseurs, suivant le modèle précédent, aient trop confiance dans la stabilité du prix d'équilibre. Un tel risque est aussi considéré par Ford (2007) qui simule l'évolution des prix des RECs pour l'énergie éolienne et trouve que le prix des RECs monte rapidement à son maximum (c'est-à-dire au niveau de la pénalité) dans les premières années après l'ouverture du marché. L'auteur explique donc que les investisseurs construisent de nouvelles infrastructures pour développer la production en réponse au prix élevé. Ce comportement dure quelques années jusqu'à ce que la production d'énergie atteigne puis dépasse le quota fixé par les RPS. Agnolucci (2007) voit quant à lui la situation sous un autre angle : il explique que différents facteurs vont augmenter le risque pris par les différents investisseurs dans des nouvelles capacités de production. Le risque va augmenter à tel point que ces investisseurs renonceront à aller de l'avant, laissant ainsi le marché des certificats s'équilibrer proche du prix de pénalité. L'auteur anticipe donc des prix de certificats élevés en permanence, et si rien n'est fait, un sous-investissement dans les énergies renouvelables et un non-respect des quotas. Cela aura aussi pour effet une montée inutile des prix pour les consommateurs finaux.

Afin de résoudre ce problème dans son modèle, Kildegaard (2008) ajoute une hypothèse de base. L'auteur remarque en effet que les coûts fixes sont les coûts dominants dans la plupart des projets d'énergie renouvelable et particulièrement pour l'éolien et le solaire alors que les coûts marginaux restent secondaires. Nous notons cependant que les biocarburants par

exemple font exception à la règle, avec peu de coûts fixes et d'importants coûts marginaux. De plus, nous soulignons qu'une fois que la décision d'investissement est prise, les coûts fixes deviennent sans intérêt pour les décisions opérationnelles à court terme. Comme le remarque l'auteur, nous sommes dans un marché de production compétitif, tant pour l'énergie que pour les certificats. Les nouveaux projets tendent à avoir des coûts variables très faibles lors de la production d'énergie. Une fois les usines construites, les coûts marginaux de production de certificats tendent à être nuls. Les coûts marginaux des usines déjà existantes, quant à eux, augmentent avec les coûts d'entretien. Le modèle considèrera donc le marché des énergies renouvelables comme caractérisé par des coûts fixes importants et des coûts marginaux faibles. L'auteur ajoute qu'à tout moment entre aujourd'hui et le long terme, le prix des certificats sera déterminé par l'intersection entre la courbe d'offre de certificats à court terme et la demande.

Graphique 2.3 : Coût d'atteinte des quotas et niveaux de prix avec des coûts fixes élevés et des coûts marginaux faibles (Kildegaard, 2008)



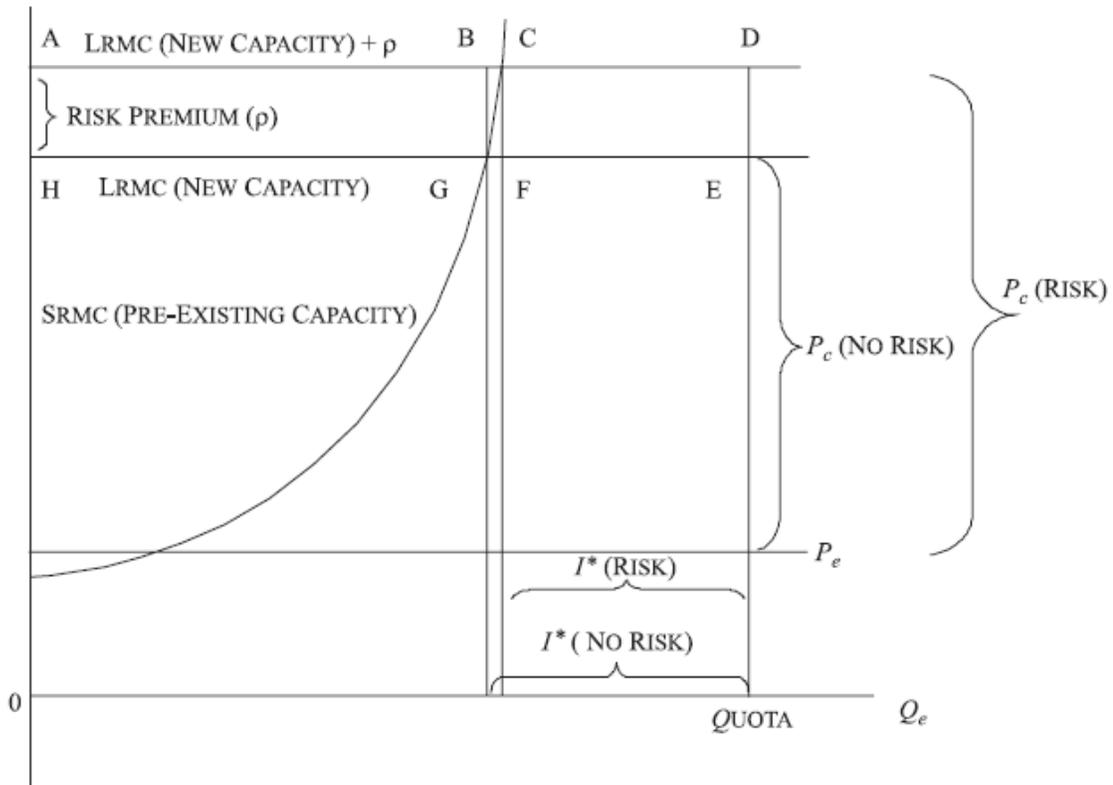
Le graphique 2.3 s'adapte à ce nouveau raisonnement. Après avoir enlevé les coûts fixes moyens (AFC) de la LRMC, les coûts marginaux à court terme (SRMC) des nouvelles usines deviennent très bas. En investissant exactement la quantité nécessaire pour satisfaire les quotas (I^*), la courbe de l'offre d'énergie à court terme se déplace vers la droite. Dans ce cas-là, le prix nécessaire à rendre l'investissement profitable est extrêmement sensible à la quantité du nouvel investissement. Si un sur-investissement survenait, cela irait biaiser les prix, ce qui est

problématique particulièrement pour les investisseurs ayant un levier financier. Ainsi, une ruée vers l'investissement, provenant par exemple de nouvelles politiques de taxes ou d'avancées technologiques augmentant l'efficacité des nouvelles usines, pourrait mettre en faillite les projets du marché financés le plus récemment. Le graphique 2.3 montre que le prix de l'offre à tout moment est déterminé, le long de la partie la plus pentue de la courbe de production, par les coûts d'entretien des usines existantes. Maintenant, un choc dans l'offre ou dans la demande, dans quelque direction que ce soit, influencera le prix de tous les certificats. Dans un contexte de sur-investissement, les prix des certificats chuteraient et les investissements les plus récents accuseraient des pertes de capital. Il est à noter que la production ne serait pas affectée. Il est en effet extrêmement peu probable que les prix de l'énergie et des certificats chutent ensemble assez pour passer sous le SRMC des nouvelles usines et faire fermer les nouvelles usines. Étant donné que la logique de production à court terme demeure valable même si les projets sont en échec financièrement, la surproduction due au sur-investissement persistera, jusqu'à ce que des usines déjà existantes ferment ou que la demande rattrape l'offre.

2.2.4 Modèle de détermination du prix des Renewable Energy Certificates dans un marché avec prime de risque

Le fait d'être prêt à capitaliser des revenus de certificats incertains sur plusieurs périodes demande une prime de risque substantielle. Et, selon Kildegaard (2008), ceci est particulièrement vrai dans un contexte de risque de perte asymétrique dû à des prix biaisés à cause d'un sur-investissement dans l'industrie des énergies renouvelables au complet. Dans le graphique 2.3, des coûts de financement plus élevés (dus à l'introduction de la prime de risque), décaleraient la courbe des LRMC des nouveaux projets vers le haut sans qu'il n'y ait d'ajustement des SRMC pour les nouveaux projets. Ainsi, l'investissement diminuerait et les prix des certificats augmenteraient. Nous allons maintenant examiner cet effet.

Graphique 2.4 : Coût d'atteinte des quotas et niveau des prix en tenant compte de la prime de risque (Kildegard, 2008)



Selon Kildegard (2008), plusieurs facteurs entrent en compte dans la prime de risque. Ces facteurs sont principalement les risques dus à la météo (soleil ou vent par exemple), à l'obsolescence technologique, ou encore aux changements dans la réglementation des États. Dans ce graphique, nous pouvons voir que l'introduction de la prime de risque mène à une quantité optimale de nouvel investissement plus faible, compensé par une production plus élevée de la part des usines déjà existantes et à un prix d'équilibre pour les certificats plus élevé. Il est important de noter le rôle de l'introduction de la prime de risque dans la baisse du bien-être commun, considéré par les économistes, pour se rendre compte de la nécessité d'éviter ce risque. Dans le graphique 2.4, le rectangle ADEH représente la perte du surplus du consommateur. Dans ce rectangle, l'aire ACGH représente ce qu'y gagnent les producteurs des usines déjà existantes alors que l'aire CDEF représente l'augmentation attendue des revenus des nouveaux producteurs. Cette augmentation de gains pour les nouveaux producteurs vient du fait que les prix sont désormais plus hauts mais cela ne peut pas être considéré comme une augmentation du bien-être car c'est une compensation pour un risque socialement improductif. Enfin, l'aire CFG correspond à l'augmentation des coûts associés à l'entretien des générateurs déjà existants. Ainsi, la perte nette de bien-être due à l'introduction du risque est l'aire CDEG. Dans un marché avec une prime de risque, les nouveaux investisseurs n'entreront pas dans le

marché à moins qu'ils ne touchent cette prime et la politique coûtera plus cher pour le même résultat. Il est donc important, pour l'efficacité de la politique de RPS, de limiter le risque du marché. Ceci peut être fait grâce à des outils tels que les contrats à long terme comme nous l'avons vu précédemment.

2.2.5 Multiplicité des facteurs d'influence des prix

Comme nous avons pu le voir, les modèles prédisent des prix différents selon le nombre de facteurs pris en compte. Étant donné la multiplicité des facteurs influençant les prix, il est difficile de construire un modèle théorique complet d'évaluation des prix des RECs. Cette difficulté est augmentée par le manque de transparence du marché, qui limite l'accès aux données permettant de valider les modèles. Si le marché était transparent, les prix seraient davantage disponibles au public et les investisseurs pourraient davantage estimer leurs revenus. Enfin, comme le montre Wiser (2008), les prix varient considérablement non seulement dans le temps mais aussi entre les États. Ceci complique davantage l'estimation des prix des RECs.

Les modèles de Kildegaard (2008) cherchaient à incorporer le plus possible de facteurs pour se rapprocher de la réalité. Mais ces modèles reposaient aussi sur des hypothèses de simplification comme celle de supposer un prix d'énergie fixe afin d'éviter une covariance entre les prix de l'énergie et ceux des certificats. Cette observation laisse sous-entendre que prix de l'énergie et prix des RECs tendent à être corrélés. Il semble cependant difficile de savoir le sens de cette corrélation. En effet, selon Fisher (2010), l'impact des politiques comme les RPS sur le prix de l'énergie sont ambigus. L'auteur montre en effet que certains trouvent que les régulations augmentent les coûts de génération de l'électricité. Alors que d'autres trouvent que la réduction de la demande d'énergie non renouvelable baisse les prix du gaz naturel et que les prix de l'électricité suivent. Fisher (2010) explique que l'on peut retrouver les deux effets et que la direction et l'ampleur des changements dans le prix de l'électricité dépendent de deux facteurs. Cela dépend premièrement de la rigueur effective de la cible et donc de la disponibilité d'autres sources d'énergies renouvelables. Deuxièmement, l'effet sur les prix dépend de l'élasticité de l'offre d'électricité produite à partir de sources renouvelables par rapport aux non renouvelables. L'auteur ajoute que l'élasticité de la demande d'électricité renouvelable n'influe que sur la magnitude du changement de prix.

2.2.6 Le prix des Renewable Energy Certificates dans les marchés volontaires

Dans un marché purement dirigé par les RPS, le prix des RECs tend à refléter les bénéfices que demandent les nouveaux investisseurs pour entrer dans le marché. Il en est autrement si l'on considère le marché volontaire des RECs. Dans un tel marché, nous pouvons supposer que le prix est un moyen d'internaliser les externalités environnementales des énergies polluantes. Le

prix des RECs pourrait donc nous éclairer sur la valeur des externalités perçue par les consommateurs.

Le marché volontaire des RECs n'est pas à prendre à la légère. Bird et al. (2009) démontrent en effet l'importance du marché en déclarant qu'en 2007, la moitié des kilowatt-heures provenant d'énergie renouvelable était issue du marché volontaire pour les énergies renouvelables. Bird (2008) souligne de plus le caractère bénéfique pour les RECs d'être présents dans différents marchés. Il explique en effet que cela permet une diminution des risques des producteurs lorsqu'ils choisissent de développer de nouveaux projets. L'auteur montre de plus que les carve-outs sont adaptés au marché volontaire car ils permettent de mieux répondre aux demandes spécifiques des différents acheteurs de ce marché et le rendent donc plus attractif. Ce type de demande particulier est mis en évidence par le niveau même des prix du marché volontaire des RECs. D'après les analyses de Bird (2008), le prix de chaque carve-out présent aux États-Unis est en effet différent et ceci est particulièrement flagrant pour les RECs provenant de source solaire (SRECs). Une analyse des prix des RECs vendus dans des transactions de gros volume dans les marchés volontaires aux États-Unis montre en effet que les SRECs sont les plus chers des certificats. En 2006, les SRECs s'échangeaient à 25\$/MWh alors que le prix des autres RECs oscillait entre 1 et 5\$/MWh. L'auteur tire cette information des prix fournis par l'entreprise de courtage Evolution Markets.

Bird (2008) explique que dans ce type de marché, les prix des RECs sont influencés principalement par la volonté des consommateurs à payer pour les énergies renouvelables, la compétitivité de la production d'énergies renouvelables, la qualité perçue du produit offert (généralement plus le marché est transparent, plus la qualité perçue est élevée), ainsi que d'autres facteurs comme la demande dans le marché des RECs. Bien que le marché volontaire des RECs ait une influence sur le prix des RECs en général, ces facteurs sont difficiles à estimer ou à modéliser en pratique. De plus, le manque de transparence restreint l'information sur ce marché. Il sera donc difficile d'analyser empiriquement ces facteurs et nous préférons donc nous concentrer sur le marché obligataire des RECs.

À cause de la complexité de la politique et de son manque de transparence, il est difficile d'établir un modèle d'estimation des prix des RECs proche de la situation réelle. Le prix des RECs dépend de tellement de facteurs qu'il n'est pas possible de tous les inclure. Ces facteurs sont si nombreux que selon Munoz et al. (2013), certains sont même souvent oubliés par les gouvernements. C'est le cas de la transmission de l'électricité. Ces auteurs soulignent en effet que les RPS sont généralement implantés sans considérer les capacités et les coûts des infrastructures de transmission de l'électricité, et montrent que les prix des RECs sont affectés

par la topologie du réseau de distribution. Ces modèles nous aident cependant à comprendre les tendances à court terme et à long terme des prix des RECs. Cela nous permet ainsi de voir quelle direction prendra le prix si tel ou tel facteur influençant l'offre, la demande, le risque du marché ou encore les coûts de production, est modifié.

2.3 Confrontation des Renewable Portfolio Standards et des autres politiques de soutien des énergies renouvelables.

Jusqu'à présent, nous n'avons étudié que les facteurs propres au marché des RECs et nous n'avons pas considéré l'effet que les autres politiques, présentes dans le marché des énergies renouvelables, pouvaient avoir sur le prix des RECs. Nous allons maintenant étudier l'impact sur le prix des RECs, que peuvent avoir ces autres politiques de soutien aux énergies renouvelables. Cette étude nous offrira une vision plus large des facteurs d'influence des prix des RECs et nous éclairera aussi sur le comportement des prix des RECs. Nous analyserons donc, dans cette partie, le fonctionnement des politiques de Feed-in Tariffs et de Cap-and-Trade et nous examinerons les relations que ces politiques peuvent avoir avec les RPS.

2.3.1 Renewable Energy Certificates et Feed-in Tariffs

Si les FIT ne sont pas extrêmement développés aux États-Unis, ils le sont davantage en Europe. Comme le montre Buckman (2011), la raison du développement des RPS aux États-Unis au détriment des FIT est politique. Les FIT n'étaient en effet pas considérés comme politiquement acceptables aux USA dans les années 1990. La comparaison des politiques de FIT et de RPS peut cependant nous permettre de mieux comprendre les mécanismes des prix des RECs.

Menanteau (2003) remarque que pour les FIT, la volatilité des prix est annulée par le gouvernement. Le marché, de son côté, ne fait que réagir à la politique fixée par le gouvernement. L'incertitude est basculée sur les quantités d'énergie renouvelable produites et cela permet aux FIT d'être un choix moins risqué que les RECs pour les investisseurs, ce qui donne aux FIT un avantage sur leur viabilité à long terme. En considérant le point de vue des investisseurs, l'auteur montre aussi que les FIT permettent aux producteurs de bénéficier des profits des innovations technologiques, alors que les RECs transfèrent ces profits aux consommateurs en faisant baisser les prix des certificats. Un autre avantage des FIT est que cette politique est moins complexe que les RECs (Van der Linden, 2005)

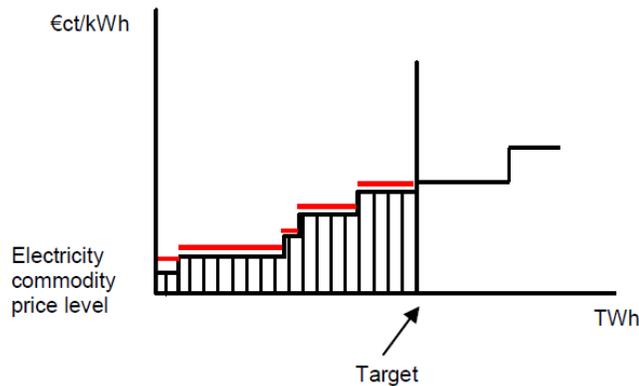
Selon Kildegaard (2008), les parties prenantes du marché des énergies renouvelables ont plusieurs objectifs. Premièrement, certains désirent maximiser la quantité d'énergie renouvelable générée par la politique, deuxièmement, d'autres veulent rendre le coût total de

l'énergie produite le plus proche du coût minimum possible. Troisièmement, plusieurs parties prenantes ont pour but d'augmenter le degré de contrôle de l'investissement et des usines par la population locale ainsi que le niveau de contribution de cet investissement au développement des objectifs locaux. L'auteur ajoute qu'en ce qui concerne la première mesure, les pays ayant les plus grands pourcentages d'utilisation d'énergie renouvelable ont appliqué une politique de feed-in tariffs. De plus, il déclare que les RECs ont tendance à défavoriser les populations locales et les petits propriétaires (troisième mesure). Il nuance cependant ces propos en admettant que même si les FIT sont meilleurs selon le premier critère, il n'en demeure pas moins que les RECs sont plus récents et il serait mal avisé d'attendre des RECs d'avoir autant fait leur preuves qu'une politique pratiquée depuis les années 1980 sous une forme ou une autre.

La deuxième mesure nous intéresse tout particulièrement en raison de ses conclusions sur les prix des RECs. Selon Kildegaard (2008), la création de compétition entre les technologies par les RECs devrait mettre une pression telle sur les prix des certificats que ceux-ci devraient forcer les coûts marginaux à s'égaliser. Cependant, pour les FIT, les technologies sont séparées les unes des autres et même en leur sein (c'est le cas par exemple de la technologie éolienne qui est séparée selon la force du vent sur le site). Ainsi, les coûts statiques des énergies renouvelables n'ont pas vocation à être minimisés. Buckman (2011) appuie cette conclusion en déclarant que les FIT ne sont pas capables de limiter la valeur des subventions aux énergies renouvelables, car la politique des FIT ne détermine pas la proportion d'énergie renouvelable à produire et elle n'a pas tendance à privilégier les types d'énergies renouvelables les moins chères. Les RECs présentent donc l'avantage de tendre à minimiser les coûts de la politique, et donc le prix des RECs, en créant une compétition entre les différentes sources d'énergie renouvelable éligibles et en favorisant le développement des moins chères.

L'impact des RPS sur les coûts marginaux des sources d'énergie renouvelable semble déterminant pour comprendre le fonctionnement des mécanismes des prix des RECs. Nous allons donc maintenant analyser un modèle créé par Van der Linden (2005) et partant d'une situation d'information parfaite pour comprendre l'impact sur les coûts marginaux de chacune des deux politiques.

Graphique 2.5 : Exemple de la courbe d'offre d'énergie renouvelable (Van der Linden, 2005)



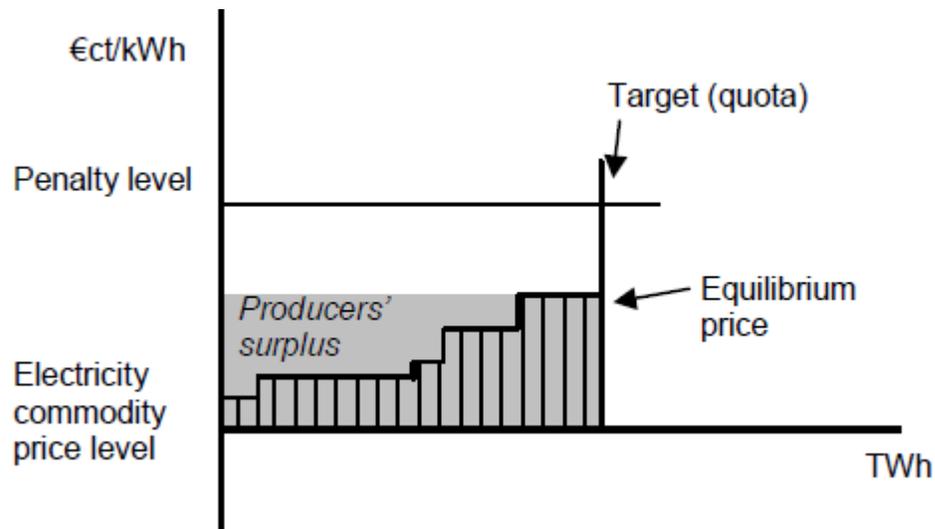
Pour expliquer le fonctionnement des politiques, l'auteur se base tout d'abord sur le graphique ci-dessus modélisant la courbe d'offre d'énergie renouvelable sous des politiques de RPS et de FIT idéales dans un contexte d'information parfaite. L'axe des ordonnées représente le niveau de prix de l'électricité en tant que commodité par kWh (€/kWh).¹⁶ La partie rayée montre les coûts supplémentaires qu'endossent les producteurs pour produire les unités permettant d'atteindre les quotas de production et que la politique doit compenser. Cela met en évidence le coût marginal de production dont nous avons parlé précédemment et que les politiques cherchent à minimiser. Dans l'hypothèse d'une information parfaite, la manière la plus économique d'atteindre les cibles de production est de soutenir les technologies les moins chères. Idéalement, le support octroyé par les politiques devrait être légèrement au-dessus des coûts de production pour offrir aux producteurs un retour sur investissement raisonnable. Tant les RECs que les FIT tentent donc d'approximer ces coûts de production. Cette approximation est représentée dans le graphique 2.5 par la ligne discontinue supérieure qui, dans cette situation idéale, suit fidèlement la courbe tout en la dépassant légèrement.

Nous notons ici que, de par leur construction, les RPS sont un système basé sur la quantité d'énergie renouvelable produite. Ils donnent donc au gouvernement un contrôle direct sur la production d'énergies renouvelables et un contrôle indirect sur le coût marginal de production de ces énergies renouvelables (Menanteau, 2003, Finon, 2006 et Kildegaard, 2008). En partant du principe que les pénalités sont implantées de manière efficace et que les quotas ne dépassent pas la possibilité de production d'énergie renouvelable à long terme, les RPS sont à même d'assurer l'atteinte des cibles. Cependant, la quantité peut être connue à l'avance, mais pas le coût de la procédure. La rentabilité de la politique de RPS vient donc de sa capacité à utiliser les technologies les moins chères pour atteindre les quotas. Menanteau (2003) confirme cette vision en déclarant que les FIT sont pour l'instant plus efficaces, car implantés depuis plus longtemps, mais que l'intérêt théorique des RECs doit se confirmer en pratique. De plus, la

¹⁶ « commodité » est ici abrégée en « ct »

compétition induite par les RPS aide à améliorer la rentabilité sur le long terme en poussant les producteurs à réduire leurs coûts (Van der Linden, 2005). Il faut cependant éviter un prix de RECs trop élevé (à cause de quotas ambitieux, ou d'une pénalité élevée par exemple) car cela peut amener des profits, pour les usines existantes comme pour les nouvelles, trop élevés pour être raisonnables.

Graphique 2.6 : Exemple de courbe d'offre pour un système de RPS (Van der Linden, 2005)



Dans ce graphique, la zone grise représente les dépenses totales de la politique de soutien alors que la zone rayée représente les coûts de production additionnels. Van der Linden (2005) désire montrer ici que les producteurs de RECs reçoivent le prix d'équilibre, et ce, quelque soit leur coût de production, créant ainsi dans certains cas un surplus. Cependant, nous remarquons que ce n'est pas forcément le cas. Il n'existe en effet pas de marché centralisé des RECs, et certains producteurs signent des contrats bilatéraux à long terme garantissant un prix qui n'est pas forcément celui d'équilibre à court terme. Ceci met en évidence le fait que les producteurs ne profitent pas tous de la même manière de la politique des RPS. De plus, si le prix d'équilibre des RECs se fixait au niveau des coûts marginaux de production nécessaires à l'atteinte des quotas (comme le montre le graphique de l'auteur), les producteurs auraient tendance à douter de la viabilité à long terme du projet. Cela inciterait donc les producteurs à préférer des échanges de RECs à court terme plutôt que de s'engager sur le long terme (cette crainte est confirmée par les analyses d'Agnolucci, 2007 et de Wisner, 2008). Cette incertitude quant à la viabilité de la politique à long terme peut mener à des coûts de financement plus hauts, et à des réductions des bénéfices prévus. Fagiani (2013) confirme donc l'importance de limiter l'incertitude en montrant que les RPS permettent d'obtenir le niveau désiré de production d'énergie renouvelable avec une bonne rentabilité tant que l'aversion au risque des investisseurs reste modérée. Ainsi une trop grande incertitude au niveau de la rentabilité à long terme de la

politique peut induire une incertitude sur la quantité. Dans le cas des FIT, politique basée sur les prix, l'incertitude ne concerne pas les prix, du moins tant que la politique ne change pas. Cependant, nous retrouvons l'incertitude vis-à-vis de la quantité d'énergie renouvelable produite, car l'information sur les niveaux de production et les technologies à bas coût est imparfaite. Selon Van der Linden (2005), les FIT vont donc avoir tendance à trop payer les producteurs d'énergie renouvelable et à, soit dépasser la cible, soit ne pas arriver à l'atteindre.

Van der Linden (2005) conclut en observant que les ajustements des politiques de RECs et de FIT font en sorte que celles-ci convergent progressivement l'une vers l'autre. Cependant il admet que les RECs continuent de se reposer sur les forces du marché alors que les FIT se basent sur l'implication du gouvernement. Ainsi, bien que les FIT présentent moins d'incertitude et tendent à davantage favoriser le développement d'énergie renouvelable en magnitude que les RECs, la politique des FIT ne tend pas à minimiser les coûts des subventions. Chaque système a donc ses forces et ses faiblesses et la clé réside dans la façon de les construire.

2.3.2 Interaction entre les politiques de Renewable Portfolio Standards et de Cap-and-Trade

Nous avons pu voir que les C&T déterminent un maximum d'émission pour les polluants. Cependant, tous les polluants ne sont pas concernés par les C&T. La nature du marché de l'énergie verte change en effet selon que les programmes de C&T sont implantés pour tous les polluants atmosphériques majeurs ou non (Moore, 2010). Si tel est le cas, les consommateurs vont être capables d'acheter directement des réductions d'émission en échangeant les permis de pollution et non indirectement via les RECs.

Dans le cas où les émissions de carbone seraient régulées par un programme de cap-and-trade, les bénéficiaires, venant de la réduction des émissions de carbone et reçus par des producteurs d'énergie renouvelable ou par les investisseurs, peuvent être affectés. Cela pourrait diminuer les prix des RECs étant donné que ceux-ci pourraient perdre une part de marché. Moore et al. (2010) voient en effet les cap-and-trade comme un concurrent aux marchés privés des RECs en l'absence d'une politique de coordination explicite. Selon ces auteurs, les C&T rendent donc les RECs inefficaces en tant que moyen de réduction des émissions. De plus l'introduction des C&T casse la relation fonctionnelle entre la production d'énergie verte et la réduction des émissions de polluants, car les émissions évitées des polluants ont maintenant une valeur financière pour une compagnie qui produit son électricité à partir d'énergie fossile. Ainsi, l'émission évitée grâce à l'énergie verte est incorporée dans le permis cap-and-trade du producteur d'énergie traditionnelle et non dans le REC que possède le producteur d'énergie verte. Chen et Wang (2013) voient les RECs visant à satisfaire les RPS comme analogue aux permis provenant du programme cap-and-trade et tout cela tend donc à montrer le caractère concurrent des RECs et

des C&T. L'effet négatif des C&T sur les prix des RECs peut aussi s'expliquer par le fait que les C&T augmentent le prix de l'énergie en ajoutant des contraintes et des coûts sur les émetteurs de polluants. Mais cette augmentation du prix de l'énergie augmente les revenus des producteurs d'énergie renouvelable et baisse ainsi la pression sur le rôle de soutien du prix des RECs. L'introduction de programmes de C&T tend donc à baisser le prix des RECs.

Pour expliquer cet effet de concurrence, Bird (2011) crée un modèle d'analyse des interactions entre les politiques de RPS et de C&T, et examine l'impact sur les prix. Selon lui, lorsqu'un programme de C&T est implanté, plus celui-ci est strict, c'est-à-dire, plus les permis d'émission distribués sont rares, plus les prix des RECs vont avoir tendance à diminuer. Pour montrer cela, il crée donc un modèle faisant varier les niveaux des politiques de C&T et RPS. Ce modèle théorique prédit des prix de RECs nuls lorsque les C&T incitent à plus de production d'énergie renouvelable que ce que requièrent les RPS. Le tableau suivant montre cette tendance.

Tableau 2.3 : Prix du carbone et des RECs en fonction de différents scénarios de RPS et de C&T, en \$ de 2009 (Bird, 2011)

Scénario	Prix du carbone		Prix du REC	
	2020	2030	2020	2030
15% RPS et C&T	48 \$	70 \$	0 \$	0 \$
25% RPS et C&T	25 \$	77 \$	42 \$	0 \$
25% RPS et C&T bas	0 \$	60 \$	64 \$	0 \$
25% RPS et C&T élevé	52 \$	76 \$	0 \$	0 \$
15% RPS	-	-	31 \$	0 \$
25% RPS	-	-	63 \$	31 \$

D'après ce tableau, nous pouvons voir que, dans le cas 15% RPS et C&T, les prix des RECs sont nuls. Nous précisons que « C&T bas » représente un programme de C&T moins strict que « C&T », lui-même moins strict que « C&T élevé ». Bird (2011) en conclut que la politique de C&T permet donc aux producteurs d'énergie renouvelable d'être plus compétitifs et diminue ainsi leur dépendance aux RECs. Ceci a pour effet de baisser la valeur des RECs dans le marché. L'auteur confirme donc la vision de Chen et Wang (2013) sur le caractère concurrent des RPS et des C&T, et affirme que les C&T tendent à faire baisser le prix des RECs, en remplaçant en quelque sorte les RECs, en termes d'incitatifs à produire de l'énergie renouvelable et à développer cette technologie. L'auteur précise que cet effet de remplacement n'est pas seulement réservé au marché de satisfaction des RPS et se retrouve dans le marché volontaire. En effet, nous avons vu que la politique des C&T permet une réduction plus directe des émissions de polluant que les RPS grâce à l'achat de permis d'émission. La demande volontaire

pour les RECs s'en trouvera réduite et la pression sur les prix des RECs diminuera. Étant donné que la confiance dans les RECs est fragile, cela peut aussi diminuer la perception des RECs comme source de revenus stables sur le long terme et diminuer les investissements dans les énergies renouvelables. Ce modèle demeure cependant théorique et l'auteur admet que les prix des RECs pourraient être plus élevés, notamment à cause des coûts de transaction, et ce, même si le C&T est assez strict pour inciter la production d'énergie renouvelable.

Le caractère concurrent des deux politiques peut être cependant nuancé. En effet, nous notons que les C&T déterminent un maximum d'émission et servent donc à diminuer les émissions de polluant sous un certain niveau. Cependant, il est concevable que les RECs puissent compléter cette politique de C&T en poursuivant davantage la baisse des émissions. À partir de cela, Holt (2007) pose la question de l'interaction entre les RECs et les C&T. Doivent-ils être additionnels et poursuivre chacun un but différent, ou combinés afin de satisfaire la même cible ? De la réponse dépendent la construction des RPS et l'inclusion ou non dans l'atteinte des RPS de certains attributs des RECs, comme par exemple la répartition des bénéfices des réductions d'émission.

Cela nous amène à nous questionner sur le futur des RECs, qui semble incertain à cause de la croissance des cap-and-trade aux États-Unis, ainsi que sur les solutions à développer pour assurer l'avenir des RECs. Moore (2010) souligne que les RECs regroupent plusieurs attributs et ont du mal à répondre à des demandes spécifiques. En effet, le consommateur, qui désire seulement lutter contre les changements climatiques, peut acheter un REC. Cependant, acheter un permis d'émission peut être une bien meilleure option pour répondre à son besoin. Acheter un permis permet en effet, soit de pouvoir émettre, soit d'empêcher quelqu'un d'émettre, alors que l'achat des RECs ne permet que de soutenir la production d'énergie renouvelable et non de diminuer les émissions de façon directe.

Le fait de situer les RECs par rapport au marché des énergies renouvelables et de voir ses interactions avec d'autres politiques de soutien nous a permis d'étendre notre compréhension des facteurs d'influence des prix des RECs. Cela nous a permis en effet de voir que les RPS créent une concurrence entre les différents types d'énergie renouvelable qui exercent une pression sur les prix des RECs et permet de minimiser les coûts de la politique. Cette minimisation ne peut cependant être atteinte que si l'incertitude présente dans le marché des RECs est limitée, et si ce n'est pas le cas, les prix ont tendance à augmenter. Enfin, l'étude de l'interaction entre les RECs et les C&T nous a montré que les prix des RECs pouvaient être grandement influencés selon le degré d'implantation d'autres politiques de soutien aux énergies renouvelables. Cela complique encore l'évaluation des prix des RECs si le degré d'implantation des autres politiques de soutien des énergies renouvelables change.

Chapitre 3 – Analyse empirique des prix des RECs et de leurs facteurs d’influence

3.1 Introduction

Nous avons défini et étudié les facteurs d’influence du prix des RECs. Nous avons aussi analysé leur impact potentiel sur ces prix. Cependant, le manque de transparence et de liquidité du marché des RECs nous a amené à la conclusion que l’information sur les prix des RECs était très souvent floue ou méconnue et que ces prix ainsi que leurs facteurs d’influence étaient difficiles à étudier de façon empirique. Le département de l’énergie des États-Unis (U.S. Department of Energy) explique en effet que, bien que les courtiers aient accès aux prix des transactions auxquelles ils participent et parfois à d’autres, l’information reste trop locale et spécifique pour être analysable de façon générale. Leur page web montre que certains sites et courtiers dévoilent publiquement des informations sur les prix des RECs et que quelques juridictions telles que celles du Maryland, de la Pennsylvanie et du District de Columbia sont obligées de divulguer les prix de leurs RECs. Cependant cela ne concerne pas la Nouvelle-Angleterre. Le marché des RECs dans cette région manque ainsi d’information détaillée et publique et demeure donc très opaque.

Notre analyse consiste donc à étudier en pratique, dans la région de la Nouvelle-Angleterre, l’impact des facteurs, détaillés précédemment, sur les prix des RECs. Dans cette partie, nous allons donc rassembler puis utiliser plusieurs données afin d’apporter un peu de lumière sur ce marché des RECs et ainsi être en mesure d’observer puis d’analyser historiquement l’évolution des prix de ce marché. Ces données nous permettront d’estimer les prix des RECs avec une nouvelle approche : en regardant ce que les distributeurs disent avoir payé. De plus, nous nous servirons de ces données empiriques pour expliquer les facteurs d’influence des prix des RECs. Ce travail contribuera ainsi à rendre le marché des RECs plus transparent, ce qui augmentera la fiabilité des RPS et leur attractivité pour les investissements dans les projets d’énergies renouvelables.

Les données recueillies proviennent de deux principales sources que sont les états financiers des plus grandes entreprises de distribution d’électricité de Nouvelle-Angleterre et les rapports gouvernementaux sur le marché des RECs. Les états financiers fournissent parfois des informations sur les montants et les prix des RECs payés par les entreprises dans différents États. Cependant, ces données ne nous permettent pas d’avoir d’information sur le prix des carve-outs, sur les ACP, sur les modifications de politique ou encore sur l’état du marché local ou régional des RECs. Par contre, ce genre d’information est fourni par les rapports gouvernementaux. Ainsi les deux sources d’informations étudiées se complètent et nous permettent d’analyser les facteurs d’influence du prix des RECs.

3.2 Méthodologie

Étant donné que le marché des RECs est un marché très peu transparent et que la plupart des échanges de RECs entre les producteurs d'énergie renouvelable et les distributeurs d'électricité se font en effet via des contrats bilatéraux (donc dans un marché de gré à gré), les informations publiques sur le prix de vente des RECs sont donc difficiles, voire impossible, à obtenir. Cette observation nous amène à chercher les informations sur les prix des RECs non pas auprès du marché mais auprès des compagnies impliquées dans les échanges. Pour obtenir cette information, nous nous sommes tournés vers les entités contraintes par les RPS d'acheter des RECs, c'est-à-dire les compagnies de distribution d'électricité, puis nous avons procédé en plusieurs étapes. Nous avons tout d'abord répertorié les plus grandes entreprises de Nouvelle-Angleterre impliquées dans les échanges de RECs. Le site de la US Energy Information Administration (Agence d'Information sur l'Énergie des États-Unis) répertorie tous les distributeurs d'électricité par État et les classe selon la taille de leurs ventes, que cela soit en MWh, en dollars ou en nombre de clients.¹⁷ Ce site nous a donc permis de créer une liste des plus grandes compagnies de distribution d'électricité de Nouvelle-Angleterre, classées en fonction de leurs revenus (Voir Annexe 3).

À partir de cette liste, nous sommes allés chercher les États financiers et les Rapports Annuels de ces entreprises pour en extraire les dépenses d'achats de RECs entre 2008 et 2015. Le choix de cette période est justifié par plusieurs raisons. Premièrement, une période de sept années nous permet d'avoir un éventail de prix assez large pour être analysable et assez récent pour refléter des tendances probablement encore correctes aujourd'hui. Deuxièmement, l'année 2008 représente une période où les politiques de RPS sont relativement stables et bien implantées et ne sont plus sujettes aux premiers ajustements de création. À cette période-là, les carve-outs sont généralement présents comme dans leur état actuel.

Le site de rassemblement, d'analyse et de retrait de données électroniques (Electronic Data-Gathering, Analysis, and Retrieval, EDGAR) nous permet d'accéder aux documents officiels des entreprises inscrites à la Security and Exchange Commission des États-Unis. Ce site ainsi que le site AnnualReports.com nous ont permis d'obtenir les états financiers de la plupart des entreprises de notre liste. Cependant, comme nous l'avons vu, le marché se caractérise par un manque de transparence et, même en épluchant les états financiers les uns après les autres, seules quelques-unes des plus grandes entreprises mettent à disposition l'information nous permettant d'obtenir le coût de leurs achats de RECs. De plus, lorsque de l'information était

¹⁷ <http://www.eia.gov/electricity/data/eia861/> : « Electric power sales, revenue, and energy efficiency Form EIA-861 detailed data files »

disponible, le prix des RECs était très rarement explicite et nous avons dû calculer ce prix en fonction de l'information disponible.

Dans les cas les plus simples, le prix unitaire des RECs était directement disponible ou un intervalle de prix payé pour les RECs durant la période était communiqué par la compagnie.

Dans le cas où les états financiers ne fournissaient que la quantité totale de RECs achetés et le nombre de MWh vendus durant la même période, nous avons procédé en trois temps. Premièrement, nous avons multiplié la quantité totale d'énergie vendue par les quotas de la politique de RPS demandés lors de l'année en cours. Nous avons ainsi pu obtenir la quantité totale de RECs demandés par la politique pour chaque entreprise. Cependant, nous savons que plusieurs entreprises n'ont pas rempli les exigences des RPS et ont alors dû payer des ACP. Il était donc important d'exclure les éventuels paiements d'ACP des entreprises, afin d'avoir un prix de REC plus « pur ». Une fois ce prix pur obtenu, nous avons pu diviser le coût total payé par l'entreprise pour acheter les RECs par le nombre total de RECs achetés par l'entreprise (calculé à l'étape précédente). Nous avons ainsi pu obtenir le prix unitaire moyen des RECs payés par l'entreprise qui, en principe, doit être inférieur au niveau de l'ACP.

Nous précisons que certaines entreprises avaient des opérations à travers plusieurs États. Le calcul des quotas des RPS n'était, dans ce cas, pas direct. Nous avons donc pris la part des ventes en MWh de l'entreprise dans chaque État et multiplié ce chiffre par le quota correspondant. Ceci nous a permis d'obtenir un prix de REC global pouvant nous servir à comprendre l'évolution des prix des RECs en Nouvelle-Angleterre.

Un cas particulier a été celui d'Exelon Generation Company qui n'est pas une entreprise de distribution mais de génération d'électricité. Elle opère dans de nombreux États et n'a que 7% de ses ventes en Nouvelle-Angleterre. En ce qui concerne l'information disponible, nous avons : l'énergie renouvelable produite dans tous les États, l'énergie totale (fossile et renouvelable) produite en Nouvelle-Angleterre, l'énergie totale produite dans tous les États ainsi que le montant reçu pour la vente de RECs en Nouvelle-Angleterre. Afin de calculer la quantité d'énergie renouvelable produite en Nouvelle-Angleterre, nous avons procédé en deux temps. Pour chaque année, nous avons obtenu le pourcentage de production d'énergie renouvelable en divisant la quantité d'énergie renouvelable produite dans tous les États par la quantité d'énergie totale produite dans tous les États. Nous avons ensuite multiplié ce pourcentage par la quantité d'énergie produite en Nouvelle-Angleterre. Avec cette information, nous avons pu calculer le prix unitaire des RECs vendus en Nouvelle-Angleterre en divisant le montant reçu pour la vente de RECs en Nouvelle-Angleterre par la quantité d'énergie renouvelable produite.

Les données recueillies auprès des entreprises nous permettent d'étudier le comportement du prix des RECs dans chaque État de Nouvelle-Angleterre. L'avantage d'une telle démarche est de rendre les prix historiques du marché des RECs plus transparents mais ces prix sont purs et ces données ne fournissent aucune information sur les raisons expliquant le niveau des prix. En utilisant seulement ces données, nous n'avons pas d'information concernant le degré d'influence sur les fluctuations des prix des RECs que peuvent avoir les caractéristiques des RPS ou l'état du marché des énergies renouvelables. Pour obtenir ce genre d'information, nous devons coupler nos données avec d'autres sources.

Le site de l'Alliance Étatique des Énergies Propres (Clean Energy States Alliance, CESA) nous donne accès à des rapports étatiques sur l'évolution du marché des RPS jusqu'en 2013 de chaque État possédant cette politique. Ces rapports sont principalement fournis par la Commission des Services Publics (Public Utilities Commission, PUC) de chaque État de Nouvelle-Angleterre. Les informations présentes dans ces documents, couplées aux données extraites précédemment, permettent d'analyser empiriquement l'influence de facteurs tels que le niveau des quotas, des ACP, la présence de carve-outs, des conditions d'éligibilité ou des règles d'exemptions sur le prix des RECs. Nous notons cependant que l'influence sur les prix de certaines caractéristiques des RPS, analysées dans la revue de littérature, ne pourra pas être vérifiée ici par manque de données. C'est le cas principalement des contrats à long terme. Nous savons que ces contrats ont une influence sur les prix des RECs mais les données ne nous informent pas sur des dates de changement de l'implantation de cet outil ou sur le niveau relatif des contrats entre les différents États de Nouvelle-Angleterre.

De plus cette source d'information nous renseigne sur l'état du marché des RECs tant à l'échelle étatique qu'à l'échelle régionale. Nous croiserons donc les informations sur les modifications des caractéristiques des RPS avec les données sur le prix des RECs, pour analyser l'effet d'un tel changement. Nous pourrions ainsi voir quelles décisions politiques affectent le plus les RECs et sont cruciales dans l'établissement de la politique. Afin d'observer de tels effets, nous comparons par exemple l'évolution des prix des RECs de l'État par rapport à ceux de Nouvelle-Angleterre (servant de point de repère) au moment du changement de politique soumis à l'étude. Nous pouvons ainsi observer empiriquement l'impact sur le prix des RECs des caractéristiques étudiées dans la revue de littérature et ainsi confirmer ou infirmer leur caractère incontournable.

Toutes ces données permettent de mieux anticiper les prix futurs des RECs et ainsi de tirer des conclusions sur l'avenir potentiel de la politique des RPS, en ce qui concerne sa capacité à soutenir les projets renouvelables. De plus, les rapports gouvernementaux fournissent certaines estimations du prix futur des RECs, à partir de la tendance actuelle du marché des RECs et des

projets de modification de la politique. En comparant les données par État, nous pourrions aussi déterminer quels choix de construction de la politique semblent les plus adaptés et les plus fiables sur le long terme.

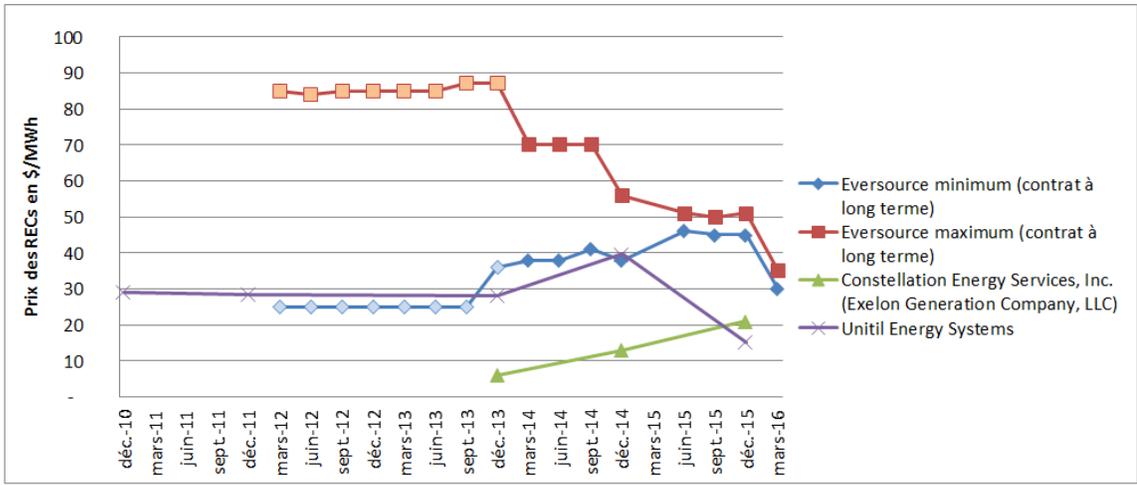
3.3 Résultats :

La collecte de données sur le prix des RECs auprès des compagnies de distribution de Nouvelle-Angleterre a été davantage concluante dans le Massachusetts et dans le New Hampshire que dans les autres États de Nouvelle-Angleterre. En effet, la plus grande partie des informations, que nous avons pu obtenir à partir des états financiers des entreprises, vient donc de ces deux États et le reste concerne des compagnies implantées dans plusieurs États de Nouvelle-Angleterre mais ayant toujours des activités dans les deux États cités ci-dessus. Les informations obtenues pour le Massachusetts ont été recueillies auprès des compagnies NSTAR Electric Company, Western Massachusetts Electric Company et Just Energy. Nous avons obtenu des données sur les prix des RECs au New Hampshire grâce à la Public Service Company of New Hampshire, la Liberty Utilities Corporation et les États financiers de la Public Utility Commission nous ont aussi fourni des informations générales sur les prix des RECs. Enfin les États financiers d'Eversource, de Constellation Energy Service Inc. et d'Unitil Energy Systems nous ont permis d'avoir des informations sur les prix des RECs du marché régional de Nouvelle-Angleterre. Ces données sont rassemblées dans le tableau suivant.

superficie. Il paraît donc logique que certains puissent produire plus d'énergie renouvelable que d'autres et que, dépendamment de la demande de RECs, des exports et imports de RECs se créent. L'échange de RECs entre États est donc une caractéristique constituante des politiques de RPS de Nouvelle-Angleterre. Une politique de RPS, visant au développement local des énergies renouvelables et ne permettant pas l'import ou l'export de RECs régionalement, ne favoriserait pas le développement de nouveaux projets financiers et serait, de plus, anticonstitutionnelle. En effet, d'après la New Hampshire PUC, le fait de fermer les frontières des États violerait la Clause de Commerce Inter-état de la constitution des États-Unis (Interstate Commerce Clause of the U.S. Constitution). En outre, la possibilité d'échange de RECs éligibles entre les États rend le marché plus liquide. Comme nous l'avons vu dans la partie théorique, cette liquidité contribue à rendre les prix des RECs plus transparents. L'éligibilité des RECs entre État est donc requise, mais celle des carve-outs concernant certaines technologies est cependant particulière et peut être restreinte. Par exemple, au Massachusetts, seules les usines situées dans l'État ou interconnectées avec le système de distribution de l'État peuvent produire des RECs éligibles au carve-out solaire. Ainsi, l'énergie solaire produite au New Hampshire n'est pas éligible pour le carve-out solaire du Massachusetts mais peut être vendue pour satisfaire, selon les caractéristiques du vendeur, la Classe 1 ou la Classe 2 des RPS du Massachusetts.

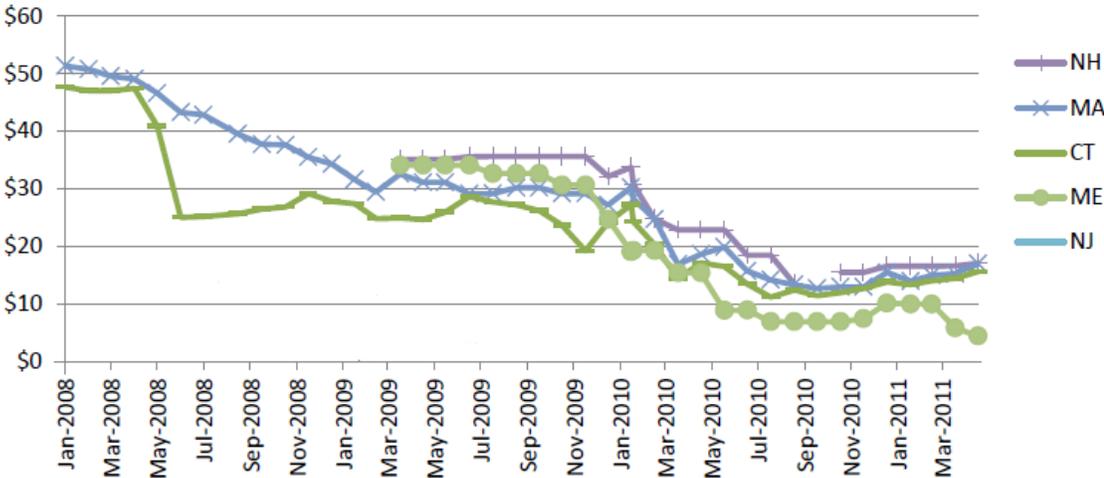
La présence d'échanges de RECs entre les États contribue à rendre le marché homogène. Cependant, plusieurs facteurs peuvent aussi perturber cette homogénéité. Nous avons recueilli diverses données concernant la région de Nouvelle-Angleterre et chacune d'elles nous informe sur les prix de Nouvelle-Angleterre ainsi que sur leurs facteurs d'influence. Nous les analyserons donc les unes après les autres. Nous nous pencherons tout d'abord sur les données que nous avons pu obtenir auprès des distributeurs régionaux fournissant ainsi de l'information sur le marché régional et ne considérant pas les États comme des entités distinctes mais comme un tout. Ensuite nous analyserons les données gouvernementales mettant en relation les prix des RECs et la situation du marché de chaque État. Ces données nous informeront sur le degré d'homogénéité du marché de Nouvelle-Angleterre mais aussi sur les facteurs l'influençant. Enfin nous verrons quels sont les États dominant le marché des RECs ainsi que les estimations futures des prix des RECs de ces mêmes États selon certains courtiers.

Graphique 3.1 : Évolution du prix moyen des RECs pour certains distributeurs de Nouvelle-Angleterre 2010- 2016 (À partir de leurs états financiers)

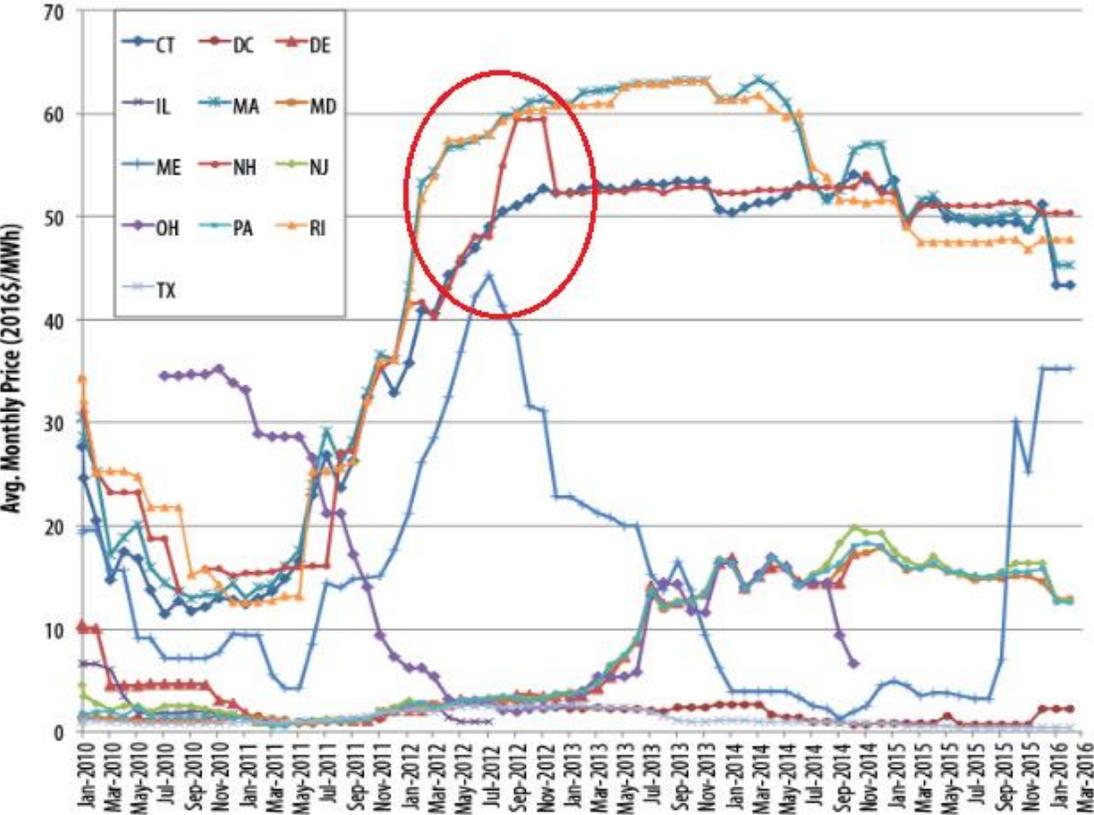


L'analyse des états financiers des entreprises implantées régionalement nous a renseigné sur les prix moyens des RECs de Nouvelle-Angleterre. Cette information est illustrée dans le graphique ci-dessus. Nous précisons que les données fournies par Eversource concernent des contrats à long terme. Ces contrats sont d'une durée de 15 ans jusqu'au 31 décembre 2013 puis d'échéance 2018 à partir de 2014. Ainsi nous pouvons voir que les prix des RECs pour des contrats à 15 ans sont très variables et vont presque du simple au quadruple. Ensuite, pour des contrats d'échéance 2018, nous voyons que les prix deviennent de plus en plus précis et nous offrent une bonne estimation des prix des RECs en Nouvelle-Angleterre, surtout lorsque l'échéance passe en dessous de 3 ans. De plus, les informations fournies par Unitil Energy Systems et Exelon Generation Company, LLC semblent contradictoires entre 2014 et 2015. Cela montre l'importance de la pondération de la présence de l'entreprise dans chaque État. En effet, les états financiers d'Unitil montrent que cette compagnie effectue plus de 70% de ses ventes au New Hampshire alors qu'Eversource et Exelon sont beaucoup plus globales. La baisse du prix d'achat des RECs d'Unitil entre 2014 et 2015 s'explique par le fait qu'une baisse du prix des RECs a lieu au New Hampshire en 2015 (voir partie 3.3.4 New Hampshire) mais qu'elle est bien moins importante dans les autres États.

**Graphique 3.2 : Évolution du prix des RECs de Classe 1 en Nouvelle-Angleterre, 2008-2011
(New Hampshire PUC, 2011)**



Graphique 3.3 : Évolution du prix des RECs aux États-Unis, 2010-2016 (U.S. Department of Energy, Green Power Markets, REC Prices, 2016)



Le graphique 3.3 est l'une des rares informations disponibles publiquement à l'échelle nationale et provient du site web du Département de l'Énergie des États-Unis. C'est la seule information utilisée dans ce travail ne provenant ni des états financiers des distributeurs, ni des rapports gouvernementaux. Nous pouvons voir d'après les deux graphiques ci-dessus que l'évolution des prix des RECs en Nouvelle-Angleterre reste relativement homogène entre les États. Nous notons, à des fins d'éclaircissement, que dans le graphique 3.3, les courbes des cinq États de Nouvelle-Angleterre soumis aux RPS sont celles comprises dans l'ovale. D'après les deux graphiques ci-dessus, en plus de remarquer une corrélation très souvent nettement positive, nous observons que les prix sont à des niveaux équivalents. Ceci souligne l'importance des échanges entre les États, permettant de rendre les prix des RECs comparables et de réagir généralement dans la même direction. De plus, nous avons vu dans la partie 1.3 Situation en Nouvelle-Angleterre que la Classe 1 était la classe la plus similaire d'un État à l'autre. Cela contribue à renforcer l'homogénéité des prix entre les États. Dans cette partie, nous avons aussi observé un alignement des ACP de plusieurs politiques. Une telle caractéristique permet de rendre les prix des RECs comparables surtout lorsque ceux-ci sont proches de leur valeur plafond.

Nous remarquons cependant certaines différences dans l'évolution des prix d'un État à l'autre. La plus remarquable est la baisse vertigineuse du prix des RECs du Maine au milieu de l'année 2012 et jusqu'en 2014. Nous verrons dans la partie 3.3.2 Maine que cette baisse est due à un changement dans l'éligibilité de certaines technologies, rendant la satisfaction des quotas plus facile. Ces graphiques sont intéressants car ils montrent l'intensité de l'impact sur les prix des RECs que peuvent avoir les facteurs d'influence soumis à l'étude. Dans le cas d'un changement dans les conditions d'éligibilité, cet impact est donc très important et peut avoir de lourdes conséquences.

Le graphique 3.3 met aussi en évidence le fait que les ACP peuvent être source de divergence des prix. En 2013, lorsque les prix des RECs étaient proches de leur valeur plafond à cause d'un déficit de RECs dans l'ensemble de la Nouvelle-Angleterre, nous voyons sur le graphique 3.3, une nette séparation entre les États ayant des ACP à 65,27\$/MWh et ceux fixés à 55\$/MWh. En outre, nous voyons que le New Hampshire a subi une baisse brutale des prix de ses RECs en début 2013. Cette baisse est due, comme nous l'avons vu, au changement de sa politique d'ACP passant de 65,27\$/MWh à 55\$/MWh. Le niveau d'ACP peut donc avoir une incidence élevée sur les prix des RECs lorsqu'un climat de déficit s'installe, et la modification de ce niveau a un impact presque immédiat sur les prix des RECs affectés.

Enfin nous remarquons que ces graphiques mettent en évidence l'importante volatilité des prix des RECs. Le graphique 3.2 montre que ces prix peuvent en effet diminuer de moitié en l'espace

de 3 ans, ce qui constitue un danger pour la viabilité de nouveaux projets renouvelables se reposant sur les revenus des REC pour subsister. Cela met en évidence le fait que des efforts pour rendre les prix plus stables et fiables sur le long terme sont indispensables pour que la politique de RPS puisse continuer à soutenir efficacement le financement des projets d'énergie renouvelable et attirer de nouveaux investissements.

Nous venons de voir, d'après ces deux graphiques, que l'éligibilité des sources de production d'énergie renouvelable ainsi que le niveau des ACP étaient les deux facteurs expliquant le plus les modifications anormales des prix des REC d'un État par rapport à ceux de la Nouvelle-Angleterre. Cependant, de nombreux autres facteurs sont susceptibles d'influencer les prix. Il semble donc que ceux-ci aient des répercussions relativement globales sur les prix des REC de Nouvelle-Angleterre. Il est aussi possible que certains facteurs tels que des problèmes d'implantation de projets, de double comptage et de validation de REC, se valent entre les États et correspondent donc à un bruit blanc dans l'évolution des prix des REC. L'analyse des prix des REC à l'échelle étatique nous éclairera sur ce sujet.

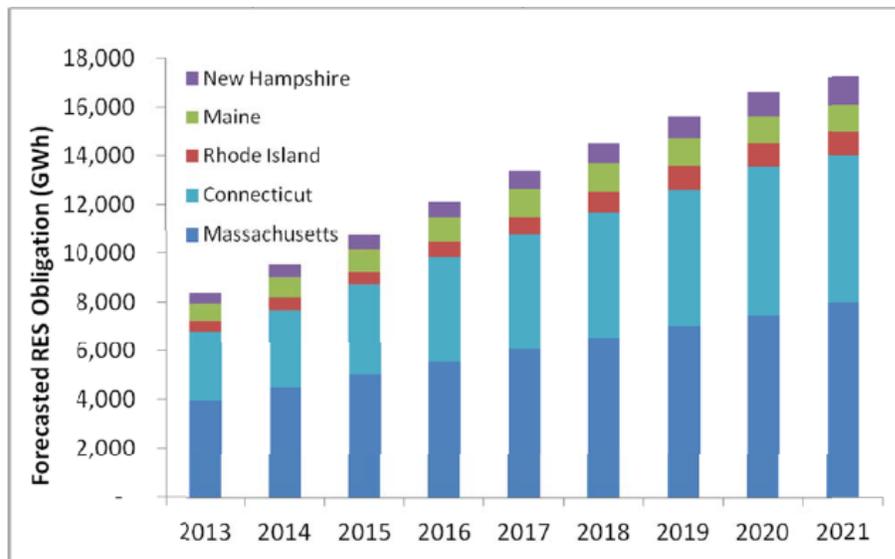
Tableau 3.2 : Prix moyen des carve-outs de REC de Nouvelle-Angleterre, 2010-2011 (New Hampshire PUC, 2011, tiré des cotations confidentielles des courtiers de REC collectées par Sustainable Energy Advantage, LLC)

		2010	2011
Connecticut	Classe 1	13,50 \$	13,50 \$
	Classe 2	0,50 \$	0,90 \$
	Classe 3	11,25 \$	10,00 \$
Massachusetts	Classe 1	15,00 \$	14,95 \$
	Classe 2	23,75 \$	23,00 \$
	Classe 2 revalorisation des déchets	4,00 \$	5,25 \$
Rhode Island	Installations nouvelles	16,00 \$	15,25 \$
	Installations existantes	0,75 \$	0,75 \$
Maine	Classe 1	7,75 \$	9,00 \$
	Classe 2	0,18 \$	0,18 \$
New Hampshire	Classe 1	13,50 \$	15,50 \$
	Classe 2 solaire	25,00 \$	25,00 \$
	Classe 3	21,50 \$	18,75 \$
	Classe 4	-	24,50 \$

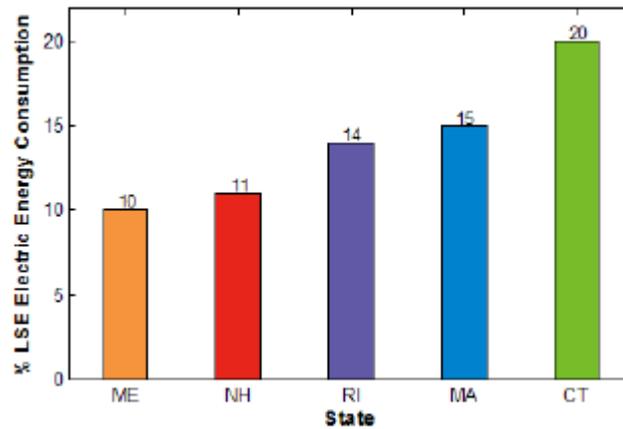
Comme nous l'avons vu, tous les États de Nouvelle-Angleterre ont aujourd'hui des carve-outs. Lorsque ceux-ci sont différents d'un État à l'autre, l'homogénéité des prix s'en voit limitée. De

plus, nous avons vu dans la partie théorique que les carve-outs avaient chacun leur propre prix. Un prix plus élevé pour un carve-out permettra un plus grand soutien financier aux types d'installations concernées par ce carve-out. Le tableau ci-dessus résume les cotations confidentielles de courtiers de RECs collectées par Sustainable Energy Advantage, LLC. Il confirme l'intérêt théorique de cet outil en exposant la différence de prix entre les carve-outs des cinq États en possédant en 2010. Ce tableau est intéressant sur plusieurs points. Premièrement, nous pouvons voir que la différence de prix entre les différents carve-outs est très marquée. Par exemple pour la même période (en 2010), les prix de la Classe 1 sont plus de 40 fois plus élevés que ceux de la Classe 2 dans l'État du Maine. Deuxièmement, nous remarquons une certaine homogénéité dans les prix des RECs de Classe 1 (nouvelles installations sans spécificité de technologies) pour les 5 États. Ceci confirme nos observations précédentes et montre que cette classe est relativement standardisée et que les échanges entre États peuvent se faire facilement. Cependant, les autres classes sont bien plus disparates car spécifiques aux États et les échanges sont donc rendus difficiles par manque d'offre ou par manque d'éligibilité. Enfin, nous pouvons voir que les prix des RECs de chaque classe varient d'un certain pourcentage d'une année à l'autre. Ce pourcentage peut être élevé dans certains cas : jusqu'à 20% par exemple pour la Classe 2 Waste-Energy du Massachusetts. Ces variations sont toutefois décorréelées et les prix n'évoluent ni dans le même sens ni avec la même amplitude d'une classe à l'autre. Ainsi, entre 2010 et 2011, chaque carve-out évolue différemment et semble indépendant des autres tant à l'échelle régionale qu'étatique.

Graphique 3.4 : Prédiction des quotas de RECs pour les nouvelles installations dans les États de Nouvelle-Angleterre (Rhode Island PUC, 2015)

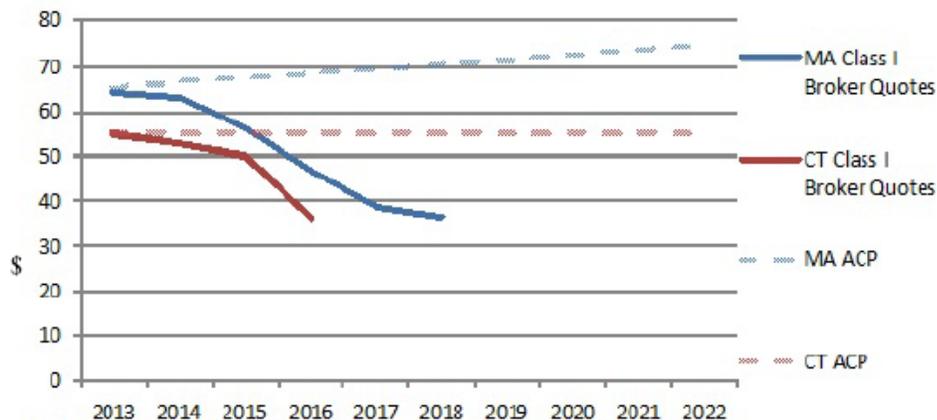


Graphique 3.5 : Cibles de production d'électricité à partir de nouvelles installations d'énergie renouvelable pour les États de Nouvelle-Angleterre en 2020 (New Hampshire PUC, 2011)



Ces deux graphiques montrent que les marchés de RECs du Massachusetts et du Connecticut sont ceux qui peuvent le plus influencer les autres marchés de Nouvelle-Angleterre. En effet, comme le montre le premier graphique, ces deux marchés sont les plus importants en termes de demande d'énergie renouvelable mais, selon le deuxième graphique, ce sont aussi ces marchés qui demandent le plus gros pourcentage de production à partir d'énergie renouvelable pour les nouvelles installations d'ici 2020. Ainsi ces deux marchés devraient diriger les prix des RECs en Nouvelle-Angleterre car ils sont responsables de plus de 80% de la demande.

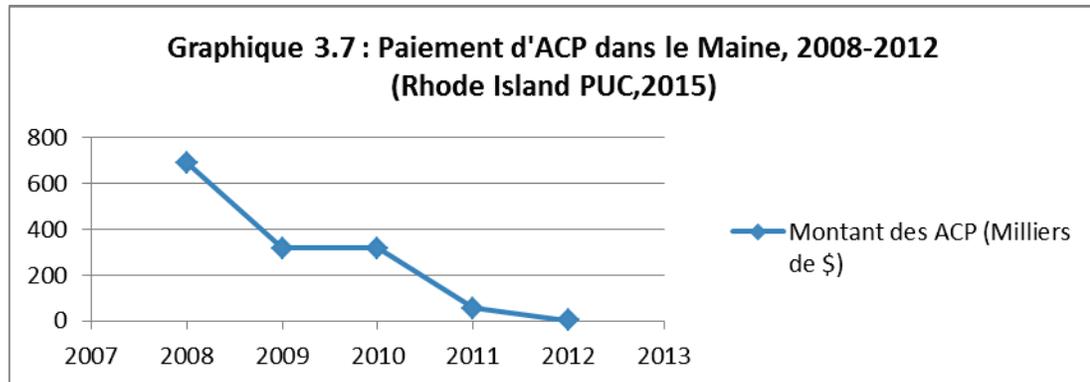
Graphique 3.6 : Estimation des prix futurs des RECs de Classe 1 et des ACP correspondant d'après la Green Mountain Power, Massachusetts et Connecticut, 2013-2018 (Vermont Public Service Board, 2014)



La Green Mountain Power synthétise les estimations futures des courtiers sur les prix des RECs de Classe 1 pour ces deux États centraux. Comme le montre le graphique ci-dessus, ces estimations sont à la baisse tant au Massachusetts qu'au Connecticut alors que les ACP

augmentent constamment pour le Massachusetts et sont constants pour le Connecticut. Nous notons que les prix sont au niveau des ACP en 2013 donc à leur valeur la plus élevée. L'étude des prix par État nous permettra de comprendre que cette tendance est expliquée par un déficit régional de RECs atteignant son point culminant en 2011. Ce déficit rapproche donc les prix de leur valeur maximale. Étant donné que la Classe 1 a des quotas augmentant constamment, l'offre a du mal à rattraper la demande et cela fait persister le déficit. En 2013, les prix étaient donc encore élevés mais tendaient à la baisse. Selon ce graphique, les courtiers estiment qu'après 2013, les nouveaux projets d'énergie renouvelable devraient croître plus rapidement que les quotas des RPS, augmentant ainsi le ratio Offre/Demande et baissant les prix.

3.3.2 Maine



Selon la Maine PUC, au moment de l'introduction des carve outs (en 2008), l'offre de REC de Classe 1 était suffisante pour satisfaire au quota de 1% ; cependant, une distribution inéquitable des RECs a mené à une grande utilisation des ACP cette même année¹⁸. Par la suite et malgré une augmentation constante des quotas, une meilleure répartition des RECs et le développement de nouveaux projets renouvelables ont mené, comme le montre le graphique ci-dessus, à une baisse du paiement des ACP. En 2013, la Maine PUC établit à 88,51% les quotas de la Classe 1 satisfaits par l'achat de RECs, à 10,64% l'épargne de RECs de 2012, à 0,1334% les RECs empruntés de la production de 2014 et à 0,008% le paiement par ACP (ce qui équivaut à 58 RECs). D'après l'évolution du paiement des ACP nous pouvons conclure que l'approvisionnement en énergie renouvelable pour satisfaire les exigences des RPS est moins coûteux pour les entreprises du Maine que l'ACP, et que celles-ci parviennent donc à se procurer le nombre de RECs demandé. De plus, la présence significative de l'épargne montre que l'offre dépassait déjà la demande en 2012. La tendance observée s'exprimera probablement par une baisse du prix des RECs entre 2008 et 2013 ou du moins par un prix éloigné de sa valeur plafond.

¹⁸ Rhode Island Public Utilities Commission (2015) : Annual REC Compliance Report For Compliance Year 2013

Nous manquons d'informations pour confirmer cette hypothèse selon les données fournies par les états financiers des entreprises du Maine. Cependant, le rapport de la Maine PUC fournit des informations sur les prix des RECs entre 2012 et 2015. D'après ce rapport, les RECs s'échangeaient en 2012 à 32\$/MWh, soit environ la moitié du montant des ACP. De plus, la Maine PUC montre que la baisse de prix se poursuit avec des prix atteignant 3,4\$/MWh en 2013 et 0,96\$/MWh en 2015. Nous savons que de 2008 à 2013, le paiement des ACP diminue. Mais nous n'avons d'informations sur les prix que depuis 2012. Pour l'année 2012, les prix des RECs sont à la moitié de celui des ACP et nous pouvons voir que le paiement d'ACP est minime. En 2013, les prix des RECs sont très bas et le montant des ACP est encore une fois minime. À partir de cette information, il est difficile de voir une corrélation entre les prix et le paiement des ACP. Nous pouvons donc penser que lorsque le paiement d'ACP est bas, ceux-ci n'influencent pas les prix des RECs.

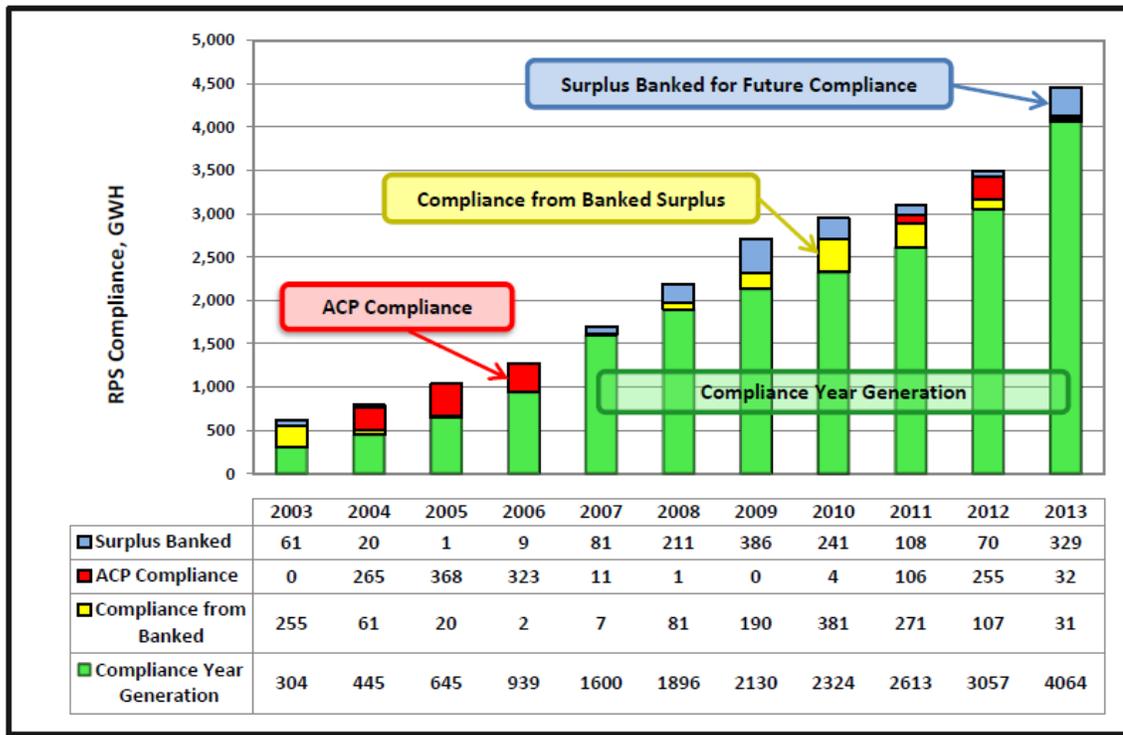
Nous soulignons que les prix de RECs exprimés ici sont des prix globaux et comprennent donc les RECs de Classe 2. Bien que possédant des quotas plus importants que la Classe 1 car fixés à 30%, cette classe n'est pas très contraignante pour le Maine car elle concerne les installations déjà existantes et ce quota ne change pas année après année. Ainsi en 2013, le coût des RECs de la Classe 2 était compris entre 0\$ (certains RECs étaient transigés gratuitement car inclus dans certaines transactions électriques) et 1\$/MWh avec une moyenne de 0,16\$/MWh. Cela confirme le caractère déterminant du niveau des quotas sur les prix des RECs. Un quota, trop bas pour l'offre de RECs et n'augmentant pas avec le temps, entraînera des prix minimales. Cette classe ne dirige donc ni la demande ni l'évolution des prix et reste une base sur laquelle vient s'ajouter la Classe 1.

L'importante baisse des prix des RECs entre 2012 et 2015 s'explique, selon la Maine PUC, par la décision du gouvernement de déclarer éligibles, à la satisfaction des quotas de Classe 1, de nombreuses anciennes usines produisant de l'électricité à partir de la biomasse et ayant été rénovées. Nous notons que de telles usines ne sont pas qualifiables pour l'atteinte des carve-outs des nouvelles installations dans les autres États de Nouvelle-Angleterre. Cette éligibilité crée donc un surplus de production de RECs dans le Maine, non exportable aux autres États. Plus de 96% des quotas sont ainsi satisfaits par des installations utilisant de la biomasse et provenant du Maine. Selon la Rhode Island PUC, l'État n'aura plus à construire de nouvelles usines afin d'atteindre les quotas de la Classe 1 avant de nombreuses années. Ainsi, bien que les RPS de l'État du Maine contribuent au développement des projets renouvelables, les modifications d'éligibilité des installations et la baisse des prix des RECs rendent cette contribution de plus en plus faible.

3.3.3 Massachusetts

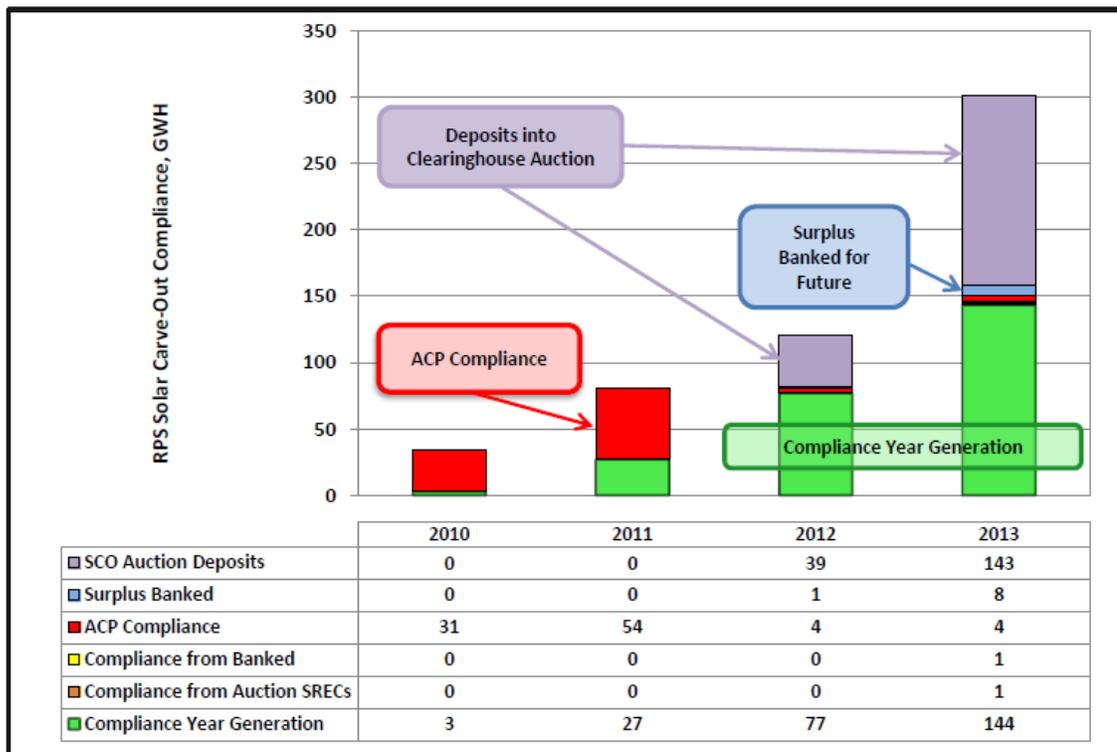
Dans l'État du Massachusetts, les rapports gouvernementaux fournissent de nombreuses informations sur l'état du marché de chacun des quatre carve-outs. Cela nous éclaire sur les mécaniques des prix des RECs. Les données que nous avons recueillies auprès des états financiers permettront de vérifier ces mécaniques.

Graphique 3.8 : Satisfaction des RPS de Classe 1 2003-2013 (Massachusetts Department of Energy Ressources, 2014)



Ce graphique, tiré du rapport gouvernemental du Massachusetts de 2014, montre que des périodes de surplus alternent avec des périodes de déficit de RECs de Classe 1, tous les 2 ou 3 ans depuis la création des RPS. En 2013, l'offre de RECs de Classe 1 dépasse la demande de 7%. Le département des ressources énergétiques (Department Of Energy Ressources, DOER) du Massachusetts nous informe que cette augmentation de l'offre provient principalement du développement rapide de l'éolien. Il reste cependant 0,8% de paiements par ACP venant du fait que la quantité d'énergie distribuée à la fin de l'année est de nature incertaine pour les compagnies. Cela induit donc une inégalité de distribution des RECs : certaines compagnies achètent des RECs en surplus pour les épargner pour l'année suivante et créent une pénurie pour d'autres acheteurs les forçant à utiliser les ACP.

Graphique 3.9 : Satisfaction du carve-out solaire 2010-2013 (Massachusetts Department of Energy Ressources, 2014)



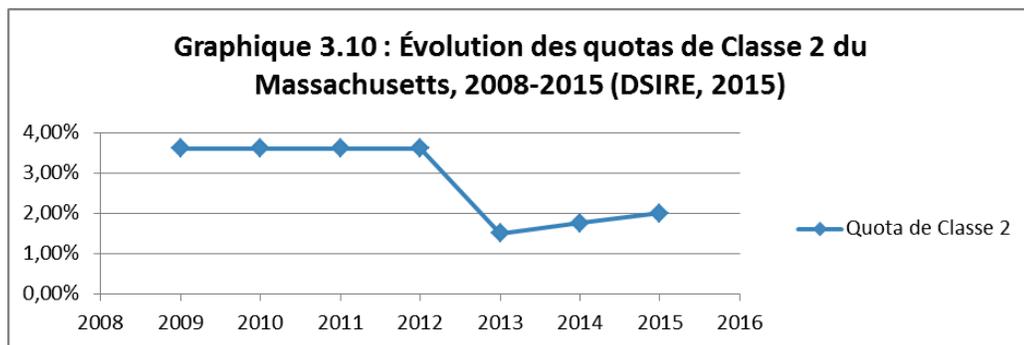
Nous rappelons que la classe 1 comprend un carve-out pour les énergies solaires (SREC) depuis 2010. Comme le montre le graphique ci-dessus, ce carve-out a connu un grand développement depuis son introduction en 2010, ce qui se traduit en 2013 par un surplus important de SREC, qui devrait induire, en principe, une baisse des prix des SRECs. Ainsi, après un délai de mise en place des usines de production et du réseau de distribution, l'offre a pu augmenter assez fortement en 4 ans pour combler le déficit de SRECs et fortement diminuer le paiement des ACP.

Ce carve-out se distingue par la création d'un système de vente aux enchères à un prix fixe de 300\$/MWh sur les SRECs dépassant la demande des RPS. Les enchères ne portent pas sur le prix mais sur le volume des SRECs. Les SRECs ainsi vendus peuvent être épargnés pour un certain nombre d'années, dépendamment de l'offre et de la demande : plus l'offre de SRECs est grande, plus la période d'épargne augmente afin de faire croître la valeur au marché du SREC. Ce système permet d'augmenter le contrôle sur les prix des SRECs en les maintenant à une certaine valeur, même lorsque les RPS n'arrivent pas à absorber l'offre.

Selon le rapport, la demande induite par les quotas pour la totalité de la Classe 1 (incluant les SRECs) a augmenté de 64% entre 2012 et 2013 alors que les ACP ont baissé de 55%. Ceci met en évidence l'importance du développement des projets renouvelables pendant cette période.

Cette grande augmentation de production d'énergie renouvelable provient principalement pour la Classe 1 de la grande capacité de développement du parc éolien de Nouvelle-Angleterre. En 2013, l'énergie éolienne fournissait 59,4% des RECs de Classe 1 et 33% de cette énergie provenait du Maine. De même, l'augmentation de production de SRECs s'est faite grâce au rythme soutenu de développement du photovoltaïque.

En ce qui concerne la Classe 2 (les installations déjà existantes avant 1998), la capacité de production ne peut pas augmenter. Cependant, ce qui peut augmenter, c'est la portion de ces usines qualifiables pour cette classe. Cette portion peut changer grâce à une modification des règles d'éligibilité des RPS ou grâce à une évolution des moyens de production des usines. Il est important de noter que certaines usines peuvent aussi être qualifiables aux RPS des autres États de Nouvelle-Angleterre. Ainsi, beaucoup d'usines du Massachusetts choisissent de vendre leurs RECs à d'autres États de Nouvelle-Angleterre ayant des prix plus intéressants. Comme nous allons le voir, cette éligibilité est à l'origine du manque de RECs de Classe 2 au Massachusetts.



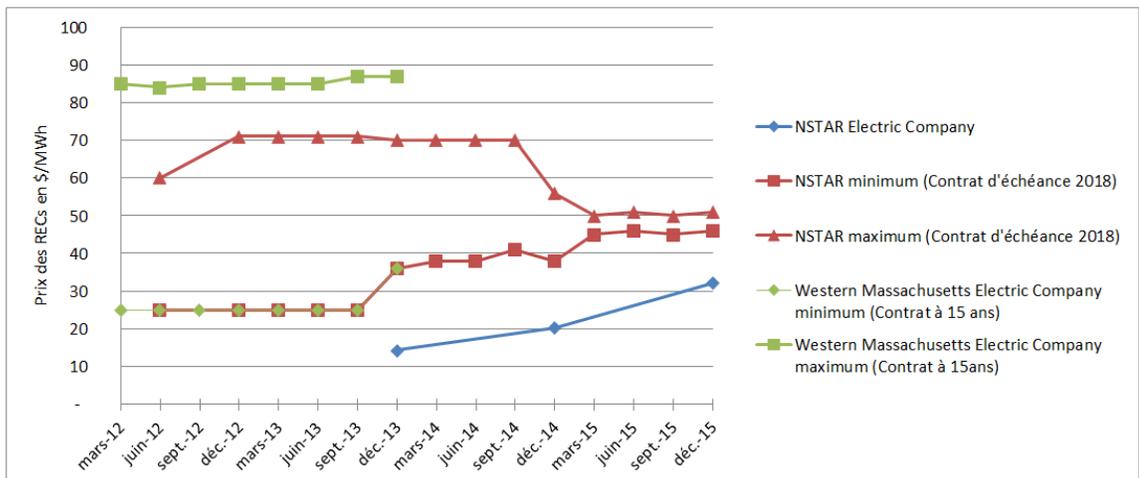
Comme le montre le graphique ci-dessus, le quota pour la Classe 2 reste fixé à 3,6% jusqu'en 2012. Cependant, dès le début de la politique, l'offre de RECs a connu un fort déficit par rapport à la demande et les compagnies se reposaient massivement sur le paiement des ACP. Ce manque de RECs s'explique, selon le Massachusetts DOER, par des problèmes d'éligibilité et par des prix moins intéressants que dans certains autres États de Nouvelle-Angleterre, menant ainsi à une exportation de RECs hors du Massachusetts. Ce déficit a continué jusqu'en 2012 à tel point qu'en 2013, le quota a été baissé à 1,5% afin de réduire l'écart entre l'offre et la demande. Si le manque d'offre demeure en 2013, il est bien moins important qu'en 2012 : les paiements d'ACP s'élèvent à hauteur de 52,6% (au coût de 26,79\$/MWh) contre 85,5% en 2012 et l'épargne des RECs augmente. Le Massachusetts décide, qu'afin de continuer d'offrir aux usines existantes avant 1998 une incitation à évoluer pour se qualifier à la Classe 2, le quota doit continuer d'augmenter progressivement pour conserver un certain déficit de l'offre. Conscient du fait qu'un changement de construction de la politique peut être dangereux pour les investisseurs, le Massachusetts décide également que la limite réglementaire de l'épargne (à hauteur de 30% des quotas) doit continuer de suivre le quota de 3,6%, même après 2012, afin

de protéger les distributeurs qui auraient déjà acheté des RECs via des contrats à long terme sous l'ancienne politique.

La Classe 2 possède aussi un carve-out de production d'énergie à partir des déchets, dont le quota est fixé à 3,5%. Pour ce carve-out, l'offre dépasse la demande d'année en année et le paiement d'ACP est minime : en 2013 0,8% d'ACP sont payés à 10,72\$/MWh. Pour éviter ce surplus permanent, le Massachusetts DOER supprime la possibilité d'épargne de 30% en 2014 et 2015 et la limite à 5% à partir de 2016. Enfin, nous précisons que la demande pourra augmenter en 2017, non pas grâce à une augmentation des quotas, mais grâce à une diminution des exemptions de quotas de certaines installations.

Les informations présentées ci-dessus concernent les classes de RECs indépendamment. En ce qui concerne le marché global des RECs de l'État, le Massachusetts DOER observe ceci : dès le début de la politique en 2003, la demande augmentait plus vite que l'offre. Ainsi, le Massachusetts avait un déficit de RECs de 35% en 2004 et 2005, et de 25% en 2006. Cette tendance a réussi à s'amoinrir entre 2007 et 2010 avec un équilibre approximatif. Cependant les pratiques d'achat de RECs n'étaient pas similaires entre distributeurs : certaines compagnies épargnaient des RECs et d'autres étaient obligées de payer des ACP alors que le marché était en surplus. En 2011 et en 2012, le marché des RECs se retrouve à nouveau en déficit. Nous remarquons que cette tendance est très comparable à celle de la Classe 1. Ceci démontre que cette classe domine le marché des RECs du Massachusetts.

Graphique 3.11 : Évolution du prix moyen des RECs au Massachusetts pour certains distributeurs 2012- 2015 (À partir de leurs états financiers)



Le gouvernement du Massachusetts ne fournit aucune indication sur les prix unitaires des RECs. Nous avons cependant recueilli des informations auprès des états financiers des compagnies de distribution du Massachusetts. Celles-ci sont illustrées dans le graphique ci-dessus. Nous notons

que, pour cet État, les données gouvernementales sur l'État du marché et celles des distributeurs sur les prix des RECs ne se croisent que pour les années 2012 et 2013. De plus, la plupart des données obtenues concernent les contrats à long terme. Les contrats répertoriés ici ont pour échéance l'année 2018. Nous pouvons voir qu'à mesure que l'échéance approche, l'intervalle s'amointrit. La taille de ces intervalles témoigne de l'importance de l'incertitude du marché des RECs, même lors de la création de contrats à long terme. Certains RECs se vendent ainsi trois fois plus cher que d'autres, lorsque les contrats ont une durée de 5 ans. Nous remarquons aussi que cette incertitude diminue rapidement lorsque l'échéance se rapproche et passe sous la barre des 3 ans.

Enfin, nous avons vu qu'en 2012, le marché des RECs du Massachusetts était en déficit pour la Classe 1 et pour la Classe 2. En ce qui concerne l'année 2013, le développement des nouveaux projets d'énergie renouvelable ainsi que la baisse du quota de la Classe 2 tendent à réduire le déficit. Celui-ci disparaît même pour la Classe 1. Cependant, le prix médian des contrats à long terme passés à cette époque tourne autour de 55\$/MWh. Ce prix est très proche du niveau pondéré des ACP. Le climat de déficit fait donc monter les prix des RECs près du niveau des ACP comme l'on pouvait s'y attendre. D'après le prix payé pour les contrats, cette tendance est valable également sur le long terme. Ceci signifie donc que les investisseurs ne s'attendent pas à ce que ce déficit soit réglé avant 2018.

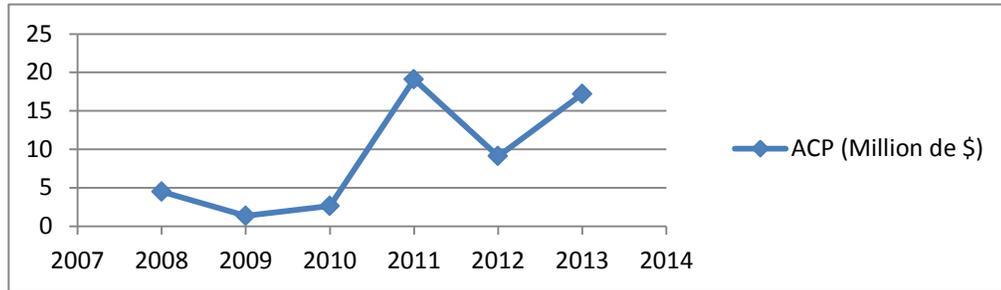
Les informations obtenues auprès de la compagnie NSTAR confirment les anticipations du marché des contrats à long terme. Comme nous l'avons vu, l'année 2013 est marquée par une forte augmentation du rapport offre/demande pour les 4 classes des RECs. La Classe 2 a baissé son quota de plus de 50% et les trois autres classes sont en surplus. Ceci se reflète dans des prix relativement bas en 2013 (14,32\$/MWh selon les états financiers de la compagnie NSTAR). Cependant, nous pouvons voir que ce prix augmente et double en deux ans. Cela souligne qu'en 2014 et encore davantage en 2015, les quotas redeviennent suffisamment contraignants pour faire augmenter la valeur des RECs. Cette augmentation du prix de 2014 et 2015 laisse croire que le surplus de RECs de 2013 s'amointrit, ou même que le déficit revient accompagné d'une augmentation des paiements d'ACP. Nous pouvons donc raisonnablement penser que le surplus d'offre n'aura été que temporaire et que le déficit demeure sur le long terme, expliquant ainsi le prix élevé des contrats à long terme. Pour cette période, nous n'avons cependant pas d'information sur le marché permettant d'expliquer les causes de cette montée des prix ou de confirmer la présence d'un déficit.

3.3.4 New Hampshire

Les informations du New Hampshire sont particulièrement intéressantes car nous avons pu obtenir des données sur le marché des RECs à partir des états financiers des distributeurs ; de

plus, les rapports gouvernementaux possédaient des informations sur les prix de chaque classe de RECs et enfin, ceux-ci complétaient cette information en décrivant l'état du marché des RECs. Nous baserons ici notre analyse des données globales fournies par les états financiers sur l'évolution des ACP, puis nous nous pencherons sur les prix des carve-outs fournis par les rapports gouvernementaux.

Graphique 3.12 : Versements totaux d'ACP, New Hampshire, 2008-2013 (New Hampshire PUC, 2011 et Rhode Island PUC, 2015)



Ce graphique illustre l'évolution des paiements d'ACP entre 2008 et 2013 et donne une idée de la situation du marché du New Hampshire pendant cette période. Selon les informations gouvernementales, au commencement de la politique en 2008 et en 2009, l'offre de RECs dépassait la demande pour les Classes 1 et 2 et les seuls ACP payés étaient sur les Classes 3 et 4 (installations existantes). Cependant, en 2010, la demande des RECs se déséquilibre et suit un schéma comparable à celui du Massachusetts à la même époque, où certains distributeurs épargnent et d'autres doivent payer les ACP. En 2011, le manque de RECs se creuse et le paiement des ACP devient important. Le manque d'offre de RECs continuera en 2012 et en 2013. Cependant, pour les années 2011 à 2013, le déficit n'est pas dû à toutes les classes de RECs, mais majoritairement à la Classe 3. Le manque de RECs pour cette classe était tellement important que la politique a dû être modifiée pour alléger les quotas et rééquilibrer l'offre et la demande. Comme le montre le tableau suivant, les quotas de Classe 3 passent donc de 6,5% en 2011 à 0,5% en 2013.

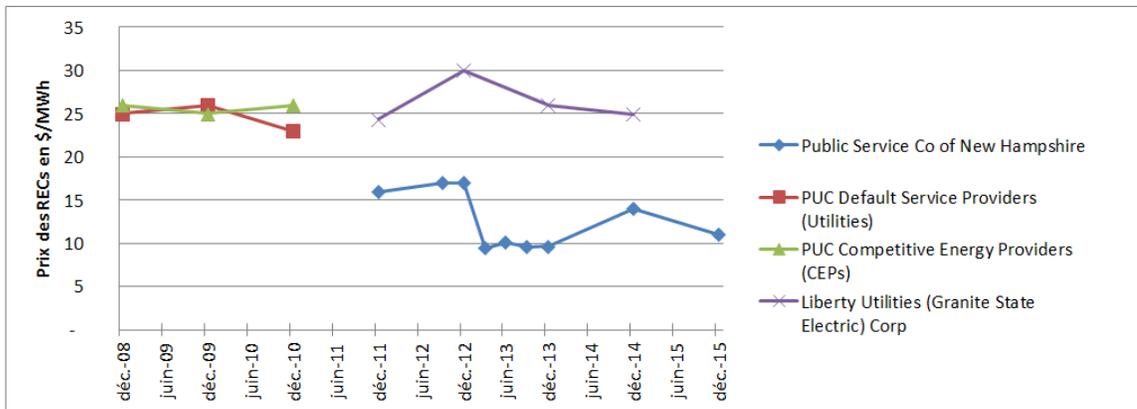
Tableau 3.3 : Quotas du New Hampshire pour chaque Classe de RECs 2008-2025 (DSIRE, 2015)

Resource	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2025
Class I	0.0%	0.5%	1.0%	2.0%	3.0%	3.8%	5.0%	6.0%	15.0%
Class II	0.0%	0.0%	0.04%	0.08%	0.15%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%
Class III	3.5%	4.5%	5.5%	6.5%	1.4%	0.5%	3.0%	8.0%	8.0%
Class IV	0.5%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.3%	1.4%	1.5%	1.5%

Les données que nous avons recueillies auprès des distributeurs de l'État du New Hampshire sont résumées dans le graphique ci-dessous. Nous précisons que la New Hampshire PUC divise

les informations entre les compagnies étatiques (Default Service Provider (Utilities), au nombre de 4 en 2013) et les distributeurs privés (Competitive Electricity Provider, 16 en 2013). D'après le graphique, nous pouvons constater une certaine stabilité dans les prix des RECs entre 2008 et 2010, reflétée par la stabilité des paiements des ACP à la même époque. Cependant, entre 2011 et 2013, les prix des RECs fluctuent davantage. Comme nous l'avons vu, les quotas de la Classe 3 diminuent fortement de 2011 à 2012, ce qui devrait avoir pour effet de baisser le prix des RECs de classe 3. Or, nous observons une montée des prix des RECs de la part des distributeurs entre 2011 et 2012. Nous savons que le paiement des ACP est fortement influencé par la Classe 3. De plus, nous observons une baisse de moitié des ACP entre 2011 et 2012. Ceci nous montre que la baisse des quotas a rempli son objectif et fait baisser les ACP. Cependant le montant des ACP est encore élevé en 2012 et laisse supposer que les quotas restent contraignants et que l'offre n'a pas encore rattrapé la demande. Ainsi, les prix des RECs de Classe 3 ne diminuent pas de façon significative entre 2011 et 2012. D'autre part, l'augmentation globale du prix des RECs peut être imputée aux classes 1 et 2 subissant une forte augmentation de leur quotas durant cette période. Cette situation met donc en évidence le fait qu'une réduction drastique des quotas n'est pas forcément accompagnée d'une baisse significative des prix des RECs.

Graphique 3.13 : Évolution du prix moyen des RECs au New Hampshire pour certains distributeurs 2008-2015 (À partir de leurs états financiers)



Même si d'après les informations que nous avons tirées des états financiers, les prix globaux des RECs semblent stables entre 2008 et 2010, une importante différence des prix entre chaque classe demeure. Nous avons vu dans la partie théorique que les prix peuvent varier grandement en fonction des carve-outs et que chacun de ces carve-outs peut influencer le marché des RECs. Le tableau ci-dessous confirme cette observation en montrant que la Classe 2 (SRECs) est entre 2 et 4 fois plus chère que les trois autres classes de REC. De plus ce tableau montre que le prix des autres classes fluctue d'une année à l'autre mais pas toujours dans le même sens. Ceci met en évidence le fait que chaque classe de REC dépend de facteurs internes tels que ses conditions

d'éligibilité et son propre rapport offre/demande. Nous allons donc maintenant analyser le fonctionnement de ces classes de façon indépendante.

Tableau 3.4 : Coût moyen d'achat des REC par Classe, année et type de fournisseur (New Hampshire PUC, 2011)

	2008	2009	2010
Compagnies Étatiques			
Classe 1	-	29,59 \$	20,48 \$
Classe 2	-	-	47,58 \$
Classe 3	26,58 \$	26,73 \$	23,00 \$
Classe 4	16,45 \$	18,87 \$	23,94 \$
Distributeurs Privés			
Classe 1	-	31,82 \$	16,90 \$
Classe 2	-	-	107,00 \$
Classe 3	25,70 \$	23,94 \$	28,29 \$
Classe 4	23,00 \$	26,10 \$	25,97 \$

Pour comprendre l'impact de l'offre et de la demande sur les prix des RECs, il est important de considérer l'ensemble du marché régional. En effet, lorsque les carve-outs sont implantés dans plusieurs États, comme c'est le cas pour la Classe 1 (nouvelles installations), et que les usines sont éligibles d'un État à un autre, alors il est possible d'observer une baisse des prix due à une offre régionale importante provenant des autres États. Ainsi, en 2011, les distributeurs du New Hampshire n'ont pas eu à utiliser les ACP pour la Classe 1, car ils pouvaient se procurer des RECs de Classe 1 provenant du Massachusetts ou du Connecticut, mais aussi de l'État de New York. En effet, cette année, seulement 38% des RECs étaient produits au New Hampshire et 59% provenaient de l'État de New York. Un surplus d'offre de RECs de Classe 1 marque donc l'année 2011.

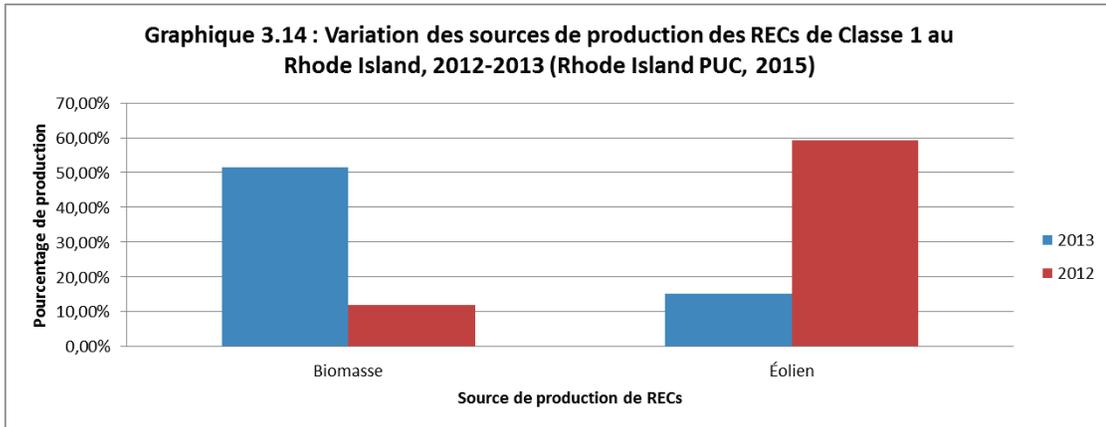
En ce qui concerne la Classe 2 (nouvelles installations solaires), les quotas n'évoluent que sur 5 ans pour passer de 0% en 2009 à un plafond de 0,3% en 2014. En 2013, le Maine, le Connecticut et le Rhode Island n'ont toujours pas de Solar Carve-out. Ainsi, un SREC vendu dans ces États le sera au prix des RECs de Classe 1 c'est-à-dire à un prix inférieur à celui des SRECs demandés par le Massachusetts ou le New Hampshire. Une façon de les vendre plus cher est donc de les vendre en tant que SREC dans ces deux derniers États. Le Vermont a une grosse capacité de production de SRECs et ceux-ci sont éligibles aux RPS du New Hampshire. Ainsi, en 2013, 11% des SRECs de Classe 2 sont produits au New Hampshire et 89% proviennent du reste de la Nouvelle-Angleterre. Selon la New Hampshire PUC, les SRECs s'échangeaient entre 25\$/MWh et

115\$/MWh en 2010 et entre 25\$/MWh et 75\$/MWh en 2011. Le fait que le prix des SRECs du New Hampshire soit plus bas que celui du Massachusetts s'explique, premièrement, par une faible demande comparée à la quantité d'offre et, deuxièmement, par l'absence de mécanisme de vente aux enchères visant au soutien des prix, que l'on retrouve au Massachusetts.

Nous avons vu que les quotas de la Classe 1 pouvaient être remplis par les autres États. La Classe 3 (Biomasse existante avant janvier 2006) est un carve-out spécifique au New Hampshire. Ainsi, c'est la classe qui est la plus produite via des installations basées au New Hampshire (à hauteur de 50%). D'après la New Hampshire PUC, les prix des RECs pour la Classe 3 ont augmenté de 24,8\$/MWh à 26\$/MWh entre 2010 et début 2011. Ainsi, en 2010, le prix de ces RECs était proche de celui des ACP (29,87\$/MWh). L'offre de RECs était donc insuffisante et beaucoup de compagnies payaient les ACP. Cependant, en été 2011, le prix des RECs de Classe 3 a chuté aux environs de 16\$/MWh. Cette forte baisse s'explique, selon la New Hampshire PUC, par des changements dans l'éligibilité de certaines ressources. En effet, un changement de définition de la politique du Massachusetts a eu pour effet de ne plus rendre éligible certains RECs de Classe 3 du New Hampshire dans les RPS du Massachusetts. Les compagnies du New Hampshire ne pouvant plus exporter leurs RECs, l'offre de RECs de Classe 3 (Biomasse/Méthane) pour le New Hampshire s'en voit donc augmentée et impacte négativement les prix des RECs pour cette classe.

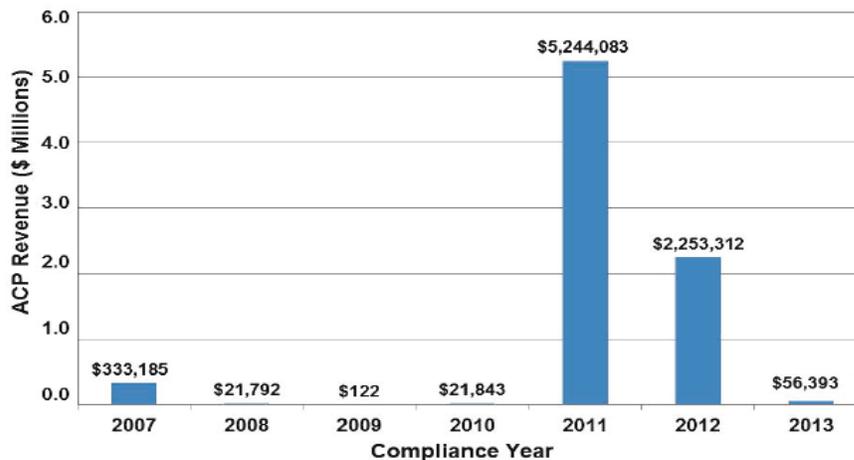
La Classe 4 (petite hydroélectricité existante avant janvier 2006) est la moins produite au New Hampshire avec 98,7% des RECs issus du reste de la Nouvelle-Angleterre. Cette forte importation de RECs provient d'un problème des usines d'hydroélectricité du New Hampshire à être qualifiables pour la Classe 4, car la mise aux normes des installations coûte trop cher. Dans un tel cas, les RPS du New Hampshire bénéficient au développement des projets d'énergie renouvelable des autres États de Nouvelle-Angleterre, tout en laissant les consommateurs du New Hampshire supporter les coûts de ce soutien.

3.3.5 Rhode Island



Comme le montre ce graphique, le Rhode Island est un exemple probant de l'importance des variations de sources de production de RECs. En outre, ces variations vont de pair avec les variations d'origines de production. En effet, 18,6% des RECs étaient générés dans le Rhode Island en 2013 contre 1,2% en 2012 et 1,5% en 2011. Une telle caractéristique contribue à augmenter la volatilité des prix des RECs car, en plus d'être dictés par les lois du marché, les prix varient selon les fournisseurs de RECs et leurs différences de coûts internes, fonction de la technologie utilisée ou de l'origine de la production.

Graphique 3.15 : Versements totaux d'ACP, Rhode Island, 2007-2013 (Rhode Island PUC, 2015)



D'après la Rhode Island PUC, la première année d'obligation est marquée par un paiement d'ACP d'environ 2%. L'étude des niveaux d'ACP fournis par le graphique ci-dessus montre que les années 2008 à 2010 sont caractérisées par un niveau d'offre de RECs suffisant par rapport à la demande. Ensuite, le paiement d'ACP explose pour l'année 2011 démontrant ainsi que l'offre des RECs n'arrive plus à suivre la demande. Nous notons qu'un effet de rattrapage de l'offre sur

la demande aura lieu au cours des années 2012 et 2013 pour finalement retomber en 2013 sur des niveaux d'ACP comparables à ceux des années 2008 à 2010.

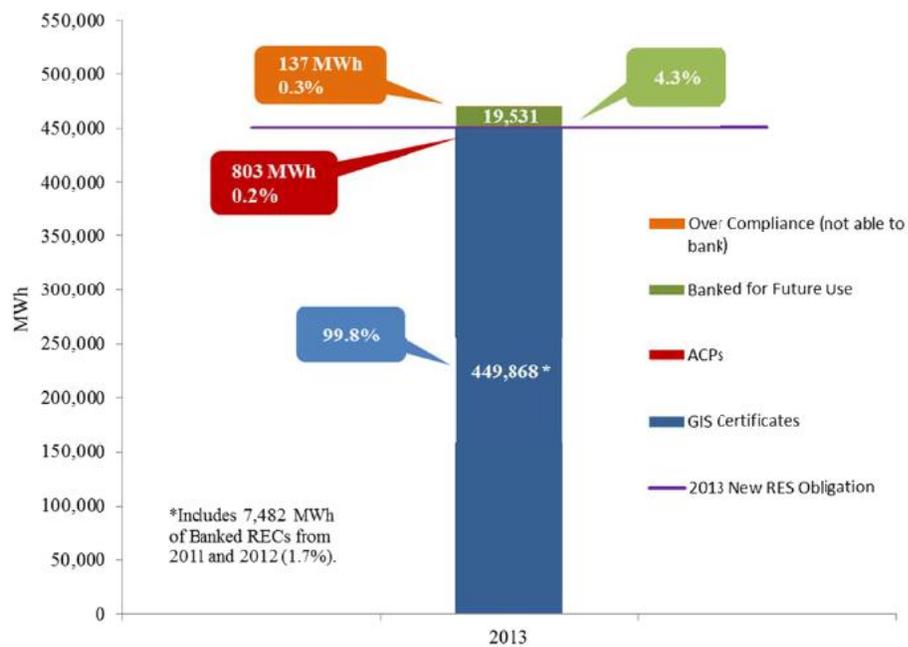
Le phénomène observé en 2011 est intéressant car il ne peut pas simplement être expliqué par une augmentation des quotas ou par un changement d'éligibilité dans l'État du Rhode Island. De par sa faible superficie, le Rhode Island dépend majoritairement du marché régional pour se procurer les RECs demandés par ses RPS. Cependant, comme nous avons pu le voir jusque-là, l'année 2011 est marquée par une importante hausse des ACP dans les autres États de Nouvelle-Angleterre. Ceci est synonyme d'un manque de RECs à l'échelle régionale. Une corrélation se dégage donc ici entre l'état du marché de Nouvelle-Angleterre et celui du Rhode Island et montre qu'un manque de REC dans un État peut avoir des répercussions régionales.

La Rhode Island PUC souligne de plus que ce manque d'offre de RECs par rapport à la demande a eu pour effet d'augmenter grandement le prix des RECs vers la fin de l'année 2011. Le rapport ajoute que, bien que le montant d'ACP versé baisse, le prix des RECs est resté élevé tout au long de l'année 2012. À cette période, l'offre (dépendante de la construction de nouvelles centrales d'énergie renouvelable) n'a pas réussi à rattraper la demande induite par les quotas. Nous pouvons encore une fois faire le lien avec le phénomène de rattrapage observé dans les autres États. Enfin, en 2013, le fossé régional entre l'offre de REC et la demande a commencé à se combler et l'utilisation des ACP du Rhode Island a chuté brutalement. La Rhode Island PUC souligne cependant que les prix des RECs sont restés élevés à cause d'un déficit global encore existant. Un tel déficit permet aux producteurs de gagner en pouvoir décisionnel et donc d'être capables de choisir où vendre leurs RECs. Les producteurs peuvent en effet vendre leurs RECs, à un prix juste inférieur à celui des ACP, aux distributeurs des États ayant les ACP les plus élevés (sous réserve que leurs RECs soient éligibles dans l'État en question), jusqu'à ce que cet État puisse satisfaire ses quotas. Ceci reste valable tant que le déficit demeure dans d'autres États dans lesquels les RECs sont éligibles. Ainsi, les prix des RECs de Classe 1 pour l'année 2013 s'élevaient à 62,75\$/MWh, juste en dessous du prix des ACP fixés à 65,27\$/MWh. Cela confirme le fait que la corrélation entre ACP et prix des RECs n'est pas toujours évidente et qu'une baisse des versements d'ACP ou encore un faible niveau d'ACP n'est pas synonyme de prix de RECs bas.

Les rapports gouvernementaux ne nous fournissent pas d'information sur les prix des carve-outs. Cependant, ils possèdent des informations détaillées sur le marché des RECs de 2013. Étant donné le climat de déficit régional de RECs et la petite superficie du Rhode Island, les prix des RECs dépendent principalement, au cours de cette période, du marché régional. Les informations fournies par ces rapports demeurent tout de même intéressantes car elles nous permettent de comprendre les facteurs ayant influencé l'offre de RECs. Le rapport du Rhode Island PUC sur l'année 2013 montre donc que la chute des ACP de 2013 a permis une atteinte

presque totale des quotas. Les quotas de Classe 1 ont été ainsi complétés à 99,8% et les 2% pouvant être satisfaits par la Classe 1 ou 2, à 99,96%. Nous notons que les quotas atteignent rarement les 100% à cause des différents facteurs incertains du marché et notamment du caractère aléatoire de la consommation d'électricité, menant les distributeurs à prédire l'achat des quotas en fonction de leurs estimations de vente. Ainsi, nous allons voir que les deux classes de RECs ont été en net surplus durant cette année 2013 et nous allons analyser les raisons de ce surplus.

Graphique 3.16 : Répartition des sources de satisfaction des quotas de Classe 1 de 2013 au Rhode Island (Rhode Island PUC, 2015)

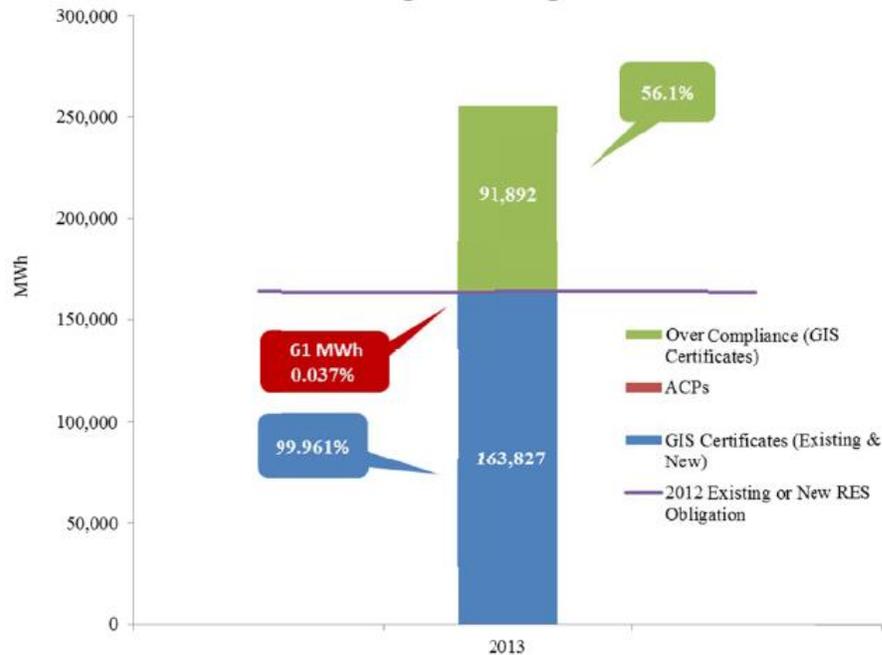


Comme nous pouvons le voir dans le graphique ci-dessus, le surplus de RECs de Classe 1 (nouvelles installations) a été de 4,3% en 2013, alors qu'il y avait un déficit de 6,1% en 2012 et de 26,3% en 2011. Ce surplus est expliqué notamment par une augmentation de l'offre d'énergies renouvelables à travers la construction de nouvelles capacités de production. Mais cette augmentation ne peut pas expliquer à elle seule ce rattrapage de l'offre sur la demande. Cet effet est combiné à une modernisation d'usines déjà existantes mais construites à partir de 2008 et ainsi devenues éligibles aux RPS. Enfin, l'offre a aussi pu augmenter grâce à une augmentation de l'import de RECs provenant du New Hampshire et du Maine, existant par le fait qu'en 2013 ces deux États présentent un surplus général de RECs.

Il est à noter que, selon toute logique, le pourcentage de RECs non épargné du graphique 3.16 (0,3%) est erroné et devrait être 0,03%, résultat de 137/450678 MWh. Nous précisons de plus

que la limite d'épargne pour la Classe 1 est de 30% et qu'elle a une durée maximum de 2 ans, la limite n'est donc pas atteinte mais certains problèmes de définition et de comptage ont rendu ces 137 RECs non éligibles.

Graphique 3.17 : Répartition des sources de satisfaction des quotas de Classe 2 de 2013 au Rhode Island (Rhode Island PUC, 2015)



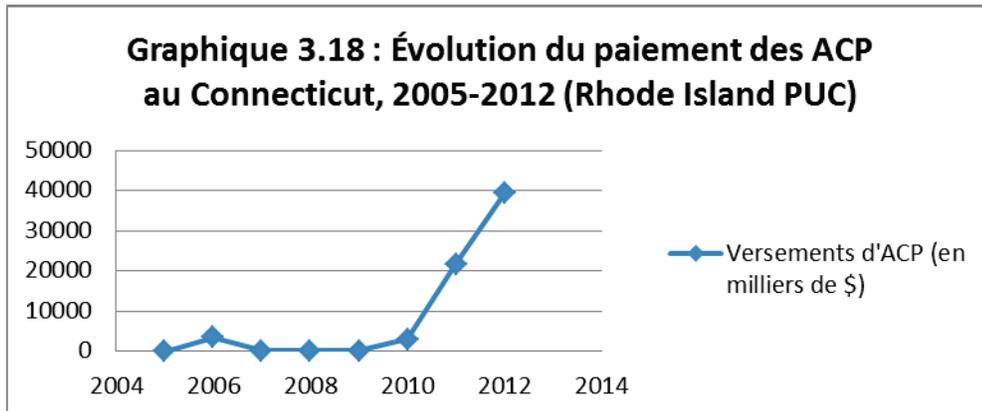
En ce qui concerne les RECs de Classe 2 (installations existantes), les RECs proviennent à 100% de l'énergie hydraulique et les RPS dépendent entièrement du marché régional, car aucun RECs n'est produit au Rhode Island. Comme le montre le graphique ci-dessus, en 2013, cette classe de RECs a été en surplus de 56,1%. Nous remarquons que pour cette classe, l'épargne n'est pas permise ce qui, comme nous l'avons vu en théorie, devrait réduire la flexibilité des producteurs d'énergie renouvelable et rendre les prix plus volatiles.

Ces informations sont encourageantes pour le Rhode Island et le fait que le taux de production de RECs au sein de l'État passe de 1,2% en 2012 à 18,6% en 2013 montre que cet État commence à profiter des bénéfices des RPS. Selon la Rhode Island PUC, le marché pourrait donc retourner à l'équilibre, et l'utilisation des ACP et de l'épargne aurait donc plus à voir avec des analyses de marché individuelles et des stratégies de hedging qu'avec un déficit de RECs. Cela impacterait probablement les prix et les amènerait à un niveau plus bas et plus distant de celui des ACP.

La Rhode Island PUC nous informe enfin sur le caractère déterminant des contrats à long terme sur l'état du marché des RECs à long terme. Le rapport montre que le Rhode Island est un leader en Nouvelle-Angleterre en termes de contrat à long terme. Mais cet État reste très dépendant des autres États pour satisfaire ses quotas. Le manque de contrat à long terme avec certains États de Nouvelle-Angleterre pourrait donc affecter la capacité du Rhode Island à satisfaire ses quotas sur le moyen et long terme et cela impacterait inévitablement les prix des RECs. Il semble ainsi important de développer collectivement et régionalement des politiques de contrat à long terme.

3.3.6 Connecticut

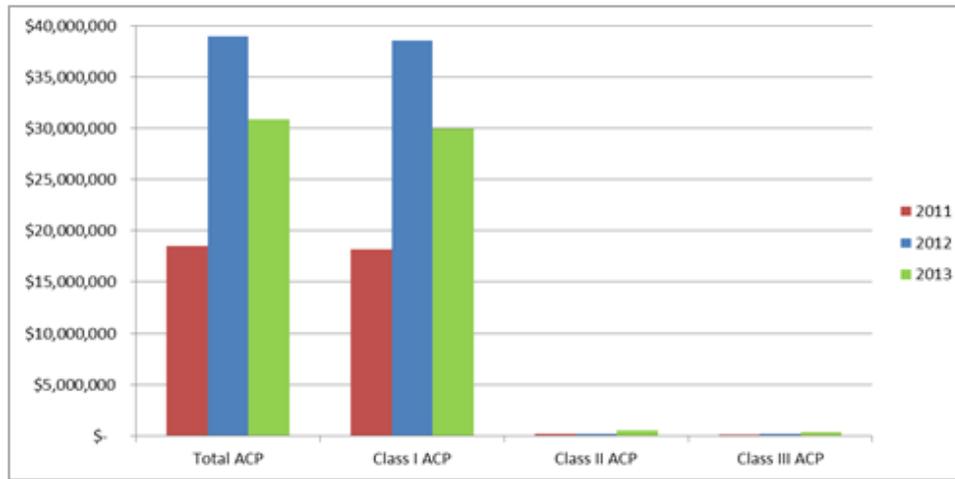
Pour cet État, nous n'avons pas pu recueillir d'information sur les prix des RECs à partir des états financiers des distributeurs. De plus, les rapports gouvernementaux ne nous ont offert que deux prix explicites de REC. Dans cette partie, nous allons donc étudier le marché des RECs de l'État et analyser ses effets potentiels sur les prix à partir de nos connaissances théoriques et d'analogies avec les situations pratiques déjà étudiées. Hormis par les deux prix de RECs disponibles, ces conclusions ne pourront donc pas être validées empiriquement.



D'après ce graphique nous pouvons voir que les quotas sont remplis la première année mais que les paiements d'ACP émergent en 2006 pour compenser un déficit de RECs. Alors que ce déficit semble être réglé entre les années 2007 et 2009, l'année 2010 marque son retour. Nous avons vu jusque-là qu'un déficit se révèle à l'échelle régionale en 2011. Or, le Connecticut semble avoir du mal à satisfaire ses quotas à partir de 2010. Cela s'explique par le fait que le prix des ACP du Connecticut (fixé à 55\$/MWh) est plus bas que celui du Maine, du Massachusetts, du New Hampshire et du Rhode Island (60,93 \$/MWh en 2010 et évoluant en fonction de l'index des prix du consommateur). Cette différence de prix d'ACP a donc poussé les vendeurs de RECs à aller chercher une valeur plus élevée en dehors du Connecticut (lorsque éligible), laissant les distributeurs du Connecticut payer les ACP. Le Connecticut a donc subi les effets du déficit en premier et a dû payer d'importantes sommes d'ACP entre 2010 et 2012. Cet exemple montre

que, lorsque le marché régional commence à être en déficit, ce sont les États ayant les prix plafond (ACP) les plus bas qui sont touchés en premier. Ensuite, lorsque le déficit s'étend, l'ensemble du marché est touché jusqu'à ce que l'offre régionale rattrape la demande.

**Graphique 3.19 : Versements des ACP pour chaque classe de RECs, Connecticut, 2011-2013
(Public Utilities Regulatory Authority, 2015)**



Nous remarquons, en outre, que l'effet semble être le même pour sortir du déficit. Alors que la plupart des États de Nouvelle-Angleterre voyaient leur déficit de RECs se réduire en 2012 (observable par la baisse du montant des ACP versés), le Connecticut s'enfonçait dans ce déficit comme le montre le graphique 3.19 ci-dessus, tiré du rapport gouvernemental du Connecticut de 2015. Par ailleurs, les rapports gouvernementaux ne font état d'aucune modification de la politique ou augmentation anormalement élevée des quotas au Connecticut permettant de justifier l'augmentation des paiements des ACP en 2012. Ainsi, d'après l'information étudiée jusque-là, nous pouvons en déduire que le déficit s'estompe d'abord dans les pays offrant un prix d'ACP plus élevé. Le déficit est en effet réglé dans la plupart des États de Nouvelle-Angleterre, alors que celui du Connecticut commence à se régler en 2013 avec 14 distributeurs sur 46 capables de satisfaire complètement les 17% de quotas.

Au Connecticut, les carve-outs se distinguent les uns des autres une nouvelle fois par divers points. Premièrement, le graphique 3.19 nous montre qu'entre 2011 et 2013, la Classe 1 est la plus difficile à satisfaire et que c'est la seule ayant des paiements d'ACP conséquents. Nous avons vu dans la partie théorique que des niveaux d'ACP différents pouvaient amener des prix de RECs différents. La pratique nous a montré que cela n'était pas toujours valable surtout lorsque le pourcentage de satisfaction de quotas via les ACP n'approchait pas 0. Cependant, étant donné la constance et le niveau minime des versements d'ACP entre 2011 et 2013 pour les classes 2 et 3, nous pouvons raisonnablement conclure que les prix des RECs de ces deux classes

ne sont pas proches de ceux des ACP alors que les prix des RECs de la Classe 1 le sont. Les deux prix que nous avons réussi à obtenir nous permettent de confirmer cette observation pour les classes 1 et 2. En effet, en 2011, les RECs de Classe 1 coûtaient 12,75\$/MWh alors que ceux de Classe 2 s'échangeaient autour de 0,55\$/MWh.¹⁹ Le fait que le prix des RECs de Classe 2 soit proche de 0 nous montre qu'à cette époque, l'offre de RECs dépassait largement la demande limitée par les quotas à 3%.

Tableau 3.5 : Coût de l'énergie renouvelable en 2008, Connecticut (The Center for Energy, Economic, and Environmental Policy, 2011)

Technologie	Coût de l'énergie renouvelable (\$/MWh)
Biomasse/ Revalorisation des déchets	121,60 \$
Éolien	93,40 \$
Piles à combustible	178,40 \$
Solaire	442,40 \$

La différence entre les classes de RECs du Connecticut ne se limite pas au paiement d'ACP. En effet, le tableau 3.5 montre que les coûts de production peuvent varier grandement entre les différentes technologies. Par exemple, en 2008 au Connecticut, le coût de production de l'énergie solaire est presque cinq fois plus important que celui de l'éolien. Cela met en évidence l'importance de la création de carve-outs pour créer un prix de RECs permettant de soutenir adéquatement chaque technologie. En outre, cela montre l'importance de maîtriser l'équilibre de l'offre et de la demande pour maintenir les prix des RECs au niveau adéquat.

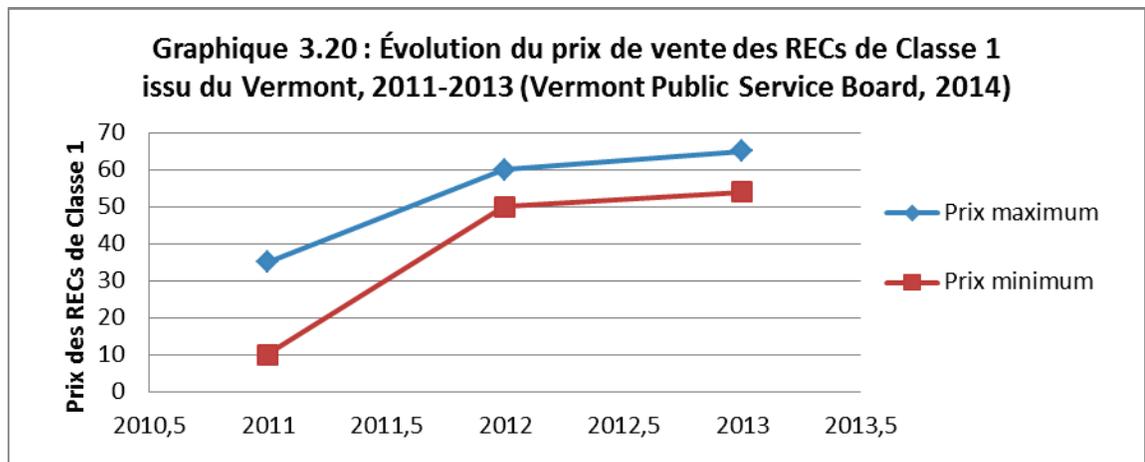
Enfin, la Connecticut Law Review (2014) nous informe qu'à partir de 2015, la politique du Connecticut désire mettre en place un processus visant à la réduction progressive de la valeur des RECs provenant de l'énergie produite à partir du méthane des décharges. Cette décision est intéressante car elle souligne le fait que le soutien à la production d'énergie provenant du méthane est trop important. De plus, elle démontre que le gouvernement prend des mesures explicites pour influencer les prix des RECs. Nous soulignons que le prix final est cependant déterminé par le marché et que les États ne peuvent pas influencer directement les prix des RECs. Enfin nous notons que la réduction des prix ne concerne ni l'ensemble du marché ni un carve-out entier, mais une partie d'un carve-out. La Connecticut Law Review (2014) explique qu'une façon d'atteindre cet objectif de réduction des prix est que le département de l'énergie et de la protection environnementale du Connecticut (Connecticut Department of Energy and

¹⁹ A review of Connecticut's Renewable Portfolio Standards (2011)

Environmental Protection) déclare qu'un MWh produit à partir du méthane ne donne plus droit à un REC mais à une fraction de REC (par exemple à 0,8 REC si l'on veut réduire le prix de ces RECs de 20%). Cette action rendrait les RECs concernés moins attractifs et baisserait donc leur valeur sans modifier celle des autres RECs. Cependant, une telle décision pourrait potentiellement bouleverser le marché des RECs et attenter à sa stabilité et à sa fiabilité. Ainsi, dans le but de réduire le bouleversement, le gouvernement décide de protéger la stabilité des contrats à long terme en précisant que tous les agents ayant des contrats antérieurs au 5 juin 2013 ne seront pas affectés par la baisse de valeur des RECs.

La politique de RPS du Connecticut considère aussi que les contrats à long terme sont un outil important pour favoriser un type d'énergie renouvelable plutôt qu'un autre. En effet, depuis 2011, elle demande aux distributeurs de signer des contrats à long terme de 15 ans pour certains type de RECs, notamment ceux provenant de sources sans ou à bas niveau d'émission. L'État détermine de plus le montant minimum de contrat à long terme à conduire chaque année. Cette caractéristique contribue à attirer les investissements dans les technologies de production concernées par les contrats à long terme et à rendre le prix des RECs émis moins volatiles.

3.3.7 Vermont



Le Vermont n'a pas de RPS mais peut vendre des RECs aux autres États de Nouvelle-Angleterre. D'après le Vermont Public Service Board (2014), cet État a vendu en 2013 des RECs de Classe 1 au Massachusetts, au Connecticut, au Rhode Island et au New Hampshire. Nous pouvons voir, grâce au graphique ci-dessus, que les prix de vente étaient très proches du plafond fixé par les ACP (55\$/MWh pour le Connecticut et le New Hampshire et 65,27\$/MWh pour le Massachusetts, le Rhode Island et le Maine). Cela montre qu'en 2013, certains États étaient encore en déficit de RECs de Classe 1 et étaient prêts à payer les RECs à des prix élevés. Nous avons en effet pu observer cette tendance pour le Connecticut et le New Hampshire.

Nous pouvons de plus observer une augmentation des prix de vente depuis 2011. Cette tendance révèle une augmentation de la dépendance des États de Nouvelle-Angleterre envers les RECs du Vermont. Nous pouvons donc penser que cette dépendance s'est créée depuis l'important déficit de RECs de 2011 et que, pour se sortir de ce mauvais pas, les distributeurs se sont tournés vers les RECs du Vermont.

L'État du Vermont vend aussi des RECs de Classe 2 au Massachusetts, au Connecticut et au Rhode Island à des prix allant de 0,35\$/MWh à 26\$/MWh en 2013 et oscillant entre 0,10\$/MWh et 1,25\$/MWh pour le Massachusetts et le Connecticut entre 2010 et 2012. Nous notons que ces prix sont bien moins élevés que ceux de la Classe 1. Ceci peut s'expliquer par le fait que les quotas de Classe 2 n'augmentent plus à cette époque et que l'offre n'est pas en retard par rapport à la demande car elle a eu le temps de s'ajuster.

Selon le Vermont Public Service Board (2014), le marché du Vermont reste cependant très volatile, notamment à cause de prix de vente d'électricité très bas et d'incertitudes quant au maintien du niveau de production de certaines technologies telles que la biomasse.

3.4 Conclusion

Cette analyse du marché des RECs de Nouvelle-Angleterre a apporté une dimension empirique à l'étude des facteurs d'influence des prix des RECs. Nous avons donc pu tester en pratique l'influence théorique des facteurs étudiés par la revue de littérature. Ainsi, parmi ces facteurs, nous avons vu lesquels avaient historiquement le plus d'impact. Bien que les prix soient déterminés par les lois du marché, ce sont les décisions politiques qui influencent le comportement de ceux-ci. Tout au long de ce chapitre, nous avons étudié de nombreux exemples montrant que les modifications de la politique des RPS peuvent avoir de lourdes conséquences sur les prix des RECs. Le cas de la modification des technologies éligibles du Maine est le plus impressionnant car il a provoqué en l'espace de deux ans une chute vertigineuse des prix de ces RECs.

Une autre initiative politique ayant un impact important sur les prix des RECs est le choix du niveau des ACP. Nous avons en effet vu qu'un niveau relativement bas, comme c'est le cas au Connecticut, tend à faire sortir les RECs de l'État en période de déficit et tend aussi à prolonger cette période de déficit. De plus, un changement du niveau d'ACP peut avoir des répercussions radicales sur les prix des RECs, surtout lorsque celui-ci est proche de sa valeur plafond. En outre, nous soulignons qu'une baisse de la quantité d'ACP payée n'est pas toujours synonyme de baisse des prix. Enfin, un pourcentage de paiement d'ACP nul est pratiquement irréalisable à cause de la nature imprévisible de la demande d'électricité et du manque de liquidité du marché

des RECs. Il en résulte une répartition inégale des RECs entre les distributeurs. Ceux-ci sont en effet épargnés par certains distributeurs et manquent ainsi à d'autres.

Les États peuvent aussi influencer la demande par plusieurs moyens. En effet, bien que le niveau des quotas soit important et influence directement la demande de RECs donc leur prix, d'autres facteurs peuvent remplir cette fonction. C'est le rôle notamment des exemptions. Le retrait progressif des exemptions de certaines installations peut donc augmenter la demande sans que l'État n'ait à modifier les quotas. Nous avons pu voir tout au long de cette analyse que les décisions de modification de politique pouvaient s'avérer dangereuses, tant pour les prix des RECs que pour la stabilité et la confiance du marché. Selon la New Hampshire PUC, ces modifications de quotas doivent être les plus limitées possibles et, si elles sont indispensables, cela doit être pour les aligner sur le potentiel technologique de l'État.

Les gouvernements ne sont cependant pas les seuls à pouvoir influencer le prix des RECs. Les investisseurs, par exemple, peuvent avoir une influence sur l'offre de RECs et donc sur le prix de ceux-ci, en choisissant par exemple d'entrer ou non dans le marché, ou encore en modernisant leurs installations pour les rendre qualifiables. Ces choix dépendent notamment des prix des RECs et de leur volatilité. L'offre des RECs est aussi influencée par les technologies concernées. En effet, certaines technologies peuvent se développer bien plus rapidement que d'autres. C'est le cas de l'éolien ou du solaire par exemple au Massachusetts. En outre, le délai de mise en place des installations et des réseaux de distribution varie selon les technologies et il est important de considérer ce facteur lors de l'établissement ou de la modification des quotas.

Enfin, nous avons pu voir qu'il était important de considérer le marché des RECs pas seulement à l'échelle étatique, mais aussi à l'échelle régionale. Les échanges entre États sont en effet très présents et influencent beaucoup les prix. Premièrement, ces échanges permettent une certaine homogénéité des prix des RECs et même de certains carve-outs, lorsque les définitions sont équivalentes d'un État à un autre. Ce phénomène est accentué lorsque les ACP sont à un niveau comparable. Ensuite, l'éligibilité des RECs d'un État à l'autre rend les plus petits États dépendants du marché régional vis-à-vis de l'achat de RECs. Une telle situation permet aux déficits de se répandre dans l'ensemble de la région en commençant par les États ayant les niveaux d'ACP les plus bas. Enfin les échanges permettent au marché des RECs de gagner en liquidité et en stabilité tant que certains RECs sont éligibles d'un État à l'autre.

Le tableau suivant répertorie les facteurs que nous avons étudiés et résume l'influence de chacun d'eux sur les prix des RECs. Nous soulignons que ce tableau synthétise les effets que nous avons étudiés empiriquement et ne reprend pas les observations théoriques faites dans la revue de littérature.

Tableau 3.6 : Synthèse des facteurs d'influence des prix des RECs

Facteur d'influence	État concerné	Effet sur le prix des RECs (facteur isolé)
Quotas	Maine Massachusetts Vermont New Hampshire	Des quotas nettement inférieurs à la demande entraînent des prix minimes . Cela est valable sur le long terme lorsque ces quotas sont fixes. Une augmentation de la demande induite par les quotas, plus rapide que celle de l'offre , a pour conséquence d' augmenter les prix des RECs lorsqu'un déficit se crée . Baisser les quotas pour baisser les prix n'est pas toujours concluant surtout tant que la demande reste supérieure à l'offre.
Alternative Compliance Payment	Maine Massachusetts New Hampshire Rhode Island Connecticut	Les ACP sont en général payés lorsque l'offre de RECs est inférieure à la demande. Le versement d'ACP fait tendre à la hausse le prix des RECs vers celui des ACP . À cause de l'incertitude du marché et de la mauvaise répartition des RECs qui en découle, les ACP peuvent aussi être versés lorsque l'offre dépasse la demande. La baisse des versements d'ACP entraîne une baisse des prix des RECs seulement lorsque les versements deviennent presque nuls pendant plusieurs années consécutives . Lorsque la politique d'ACP change, l'ajustement du prix des RECs est presque immédiat en période de déficit (l'ajustement suit le niveau des ACP). Un niveau d'ACP faible par rapport au niveau régional prolonge les éventuelles périodes de déficit de RECs dans l'État. Un niveau d'ACP équivalent entre les États aide à rendre les prix des RECs de la région homogènes .
Éligibilité	Maine Massachusetts New Hampshire	Un relâchement des conditions d'éligibilité entraîne une augmentation de l'offre et peut avoir un impact négatif important sur le niveau des prix lorsque cela cause un surplus de RECs. L'effet opposé est aussi valable lorsqu'il cause un déficit.

		<p>Lorsque que les changements d'éligibilité rendent les RECs de l'État éligibles dans les autres États, cela augmente l'exportation si les prix sont bas, réduit l'offre de RECs et entraîne une augmentation des prix. L'effet opposé est aussi valable.</p> <p>Si les carve-outs sont communs et éligibles entre les États, cela attire les RECs, augmente l'offre régionale et baisse les prix.</p>
Possibilité d'échange entre les États	Nouvelle-Angleterre	<p>Augmente la liquidité et la transparence, rend les prix moins volatiles.</p> <p>Rend les prix plus homogènes et cause la transmission des déficits d'un État à l'autre.</p> <p>Augmente la dépendance des États envers l'offre régionale.</p>
Construction de nouvelles installations	Nouvelle-Angleterre	<p>Augmentation de l'offre (délai entre la décision et le début de l'effet d'augmentation de l'offre), baisse des prix.</p> <p>Possibilité de développement rapide de l'éolien et du solaire (Massachusetts).</p>
Modernisation des installations existantes	Nouvelle-Angleterre	Augmentation de l'offre, baisse des prix.
Diminution des exemptions	Massachusetts	Augmentation de la demande, augmentation des prix.
Possibilité d'épargne	Massachusetts	Maintien du surplus d'année en année. Permet le maintien de prix faibles.
Vente aux enchères	Massachusetts	Soutient le prix des RECs, garantit un prix plancher .
Contrats à long terme	Massachusetts	Les prix des contrats à long terme indiquent l' espérance du prix des RECs sur le long terme.
Carve outs	Nouvelle-Angleterre	Prix indépendants entre les différents carve-outs tant dans leur niveau absolu que relatif. Chaque carve-out a donc ses facteurs d'influence propres .
Incertitude du marché	Nouvelle-Angleterre	Augmentation de la volatilité des prix . Diminution de la confiance des investisseurs dans le marché des RECs, diminution de l'offre, augmentation des prix .

Dans notre analyse, nous nous sommes concentrés sur le marché dirigé par les quotas car nous n'avions pas assez d'informations sur le marché volontaire des RECs. Cependant, il ne faut pas oublier que ce marché existe et reste important. L'entreprise Viridian, implantée dans plusieurs États des États-Unis et notamment au Massachusetts et au Connecticut, a acheté de façon volontaire un total de 1 234 027 RECs au cours de l'année 2014. Bien que cette entreprise de distribution d'électricité soit contrainte d'acheter des RECs par les RPS de chaque État dans lequel elle opère, la majeure partie de ses achats restent volontaires. Ainsi au Connecticut, l'entreprise a acheté un total de 185 162 RECs, dont seulement 47 510 servaient à remplir les quotas, et elle en a acheté au Massachusetts 164 697 dont 40 420 étaient destinés aux RPS. Le fait que le marché volontaire constitue la principale source d'achat de RECs pour certaines entreprises montre l'importance de ce marché. Ce marché permet d'augmenter la demande de RECs au-dessus du niveau des quotas des RPS et donc de maintenir une certaine valeur pour le prix des RECs.

Conclusion

La politique de RPS est une politique de soutien aux énergies renouvelables, complexe et possédant de multiples caractéristiques déterminables par chaque État. Les RECs, de par leur valeur financière, permettent d'atteindre l'objectif de soutien de la politique. Cependant, cette valeur est très peu transparente et elle est influencée par de nombreux facteurs tant internes à la politique qu'externes à celle-ci. Notre travail a permis de vérifier empiriquement les diverses études sur les facteurs d'influence du prix des RECs effectuées jusqu'à ce jour. La collecte de données sur les prix des RECs payés par les distributeurs d'électricité de Nouvelle-Angleterre permet de rendre ce marché davantage transparent et met la lumière sur les facteurs d'influence historiques des prix des RECs.

Les résultats obtenus ici offrent non seulement aux différentes parties prenantes une meilleure compréhension du marché, mais ces résultats peuvent aussi permettre d'orienter les décisions des gouvernements, en ce qui concerne la construction de la politique de RPS. Une meilleure compréhension des facteurs d'influence des prix des RECs peut permettre aux gouvernements de les utiliser à bon escient pour que ces facteurs induisent un prix adapté aux objectifs gouvernementaux.

Il peut paraître aisé de penser que par leur construction, le mécanisme des RPS peut avoir tendance à créer un marché binaire de RECs. Ainsi, les prix des RECs devraient en théorie alterner entre leur valeur plafond (le montant des ACP), lorsque l'offre de RECs est inférieure à la demande, et un prix nul, lorsque cette offre dépasse la demande. Le marché est cependant incertain, peu transparent et manque de liquidité. Ces facteurs tendent à rendre les prix aléatoires et volatiles. Les parties prenantes ne connaissent pas précisément les rapports d'offre et de demande de RECs avant la fin de l'année ; de plus les échanges entre États compliquent l'anticipation de l'offre de RECs, ainsi que des prix auxquels ils seront vendus. Enfin nous avons pu voir que, selon certains modèles, le prix des RECs doit être au moins supérieur aux coûts marginaux à court terme de production d'énergie renouvelable moins le prix de vente de l'électricité, pour que les projets soient rentables. Le prix des RECs est donc loin d'être binaire et il est influencé par de nombreux facteurs affectant l'offre ou la demande de RECs, mais aussi sa valeur en elle-même ou encore sa volatilité.

Nous avons pu vérifier l'influence historique de nombreuses caractéristiques des RECs sur le prix de ceux-ci, ainsi que l'ampleur de leur impact.

- Certains facteurs ont une influence sur la demande de RECs. Les quotas sont la manière la plus directe et la plus radicale de changer cette demande. Ils ont donc une influence rapide sur les prix. La modification des exemptions a un effet plus progressif sur les prix

des RECs. Une telle modification bouleverse donc moins la politique et permet un meilleur maintien de la confiance en celle-ci.

- Beaucoup de facteurs permettent de modifier l'offre de RECs. Le changement des conditions d'éligibilité des sources d'énergies renouvelables influe sur l'offre de RECs et a un impact important à long terme sur les prix de ceux-ci. D'autres facteurs tels que la modernisation des installations existantes pour les rendre qualifiables à la production de RECs ou la simple construction de nouvelles usines de production permettent d'augmenter l'offre mais celle-ci est lente et limitée.
- La modification des ACP permet d'influencer directement la valeur des RECs sans modifier l'offre ni la demande. Cette caractéristique fonctionne comme un plafond des prix des RECs et une modification de ce plafond change donc presque immédiatement la valeur des RECs lorsque celle-ci est proche de son maximum.
- Comme les ACP, les contrats à long terme influencent le prix des RECs mais ils affectent aussi leur volatilité. Ils garantissent en effet un financement à long terme pour les projets renouvelables et permettent de baisser les prix de vente des RECs et de réduire leur volatilité. Il est donc important, pour la stabilité de la politique et la confiance des investisseurs, de développer cet outil. Cependant, il faut savoir jusqu'à quel point le développer, étant donné l'obsolescence technologique toujours présente ainsi que le risque induit par la possibilité d'un changement des politiques de RPS. La durée des contrats devrait être adaptée au climat d'incertitude et ne devrait pas être trop longue pour être viable. Ceci soulève la question de la définition des politiques de RPS sur le long terme. Ces politiques ont en effet souvent un objectif final à atteindre. Par exemple, la politique de RPS du New Hampshire ne prévoit rien après 2025. Or, l'échange de contrats à long terme, repose sur l'attente d'une demande sur le long terme et cet échange ne peut donc pas subsister si l'État ne fixe pas l'évolution de la politique au moins jusqu'à l'échéance des contrats.
- La possibilité d'emprunt et d'épargne a aussi un impact sur la volatilité du prix des RECS. Une telle caractéristique offre en effet une plus grande flexibilité au marché et permet donc de réduire cette volatilité.
- Les carve-outs sont un outil influençant le prix des RECs sur plusieurs points. Ils permettent en effet de créer différents marchés de RECs au sein d'un même État, en divisant les RECs en différentes classes dépendantes de la technologie de production ou de la date de mise en marche des installations les produisant. Cet outil permet de soutenir certaines technologies plus que d'autres, en fonction des objectifs de la politique. Les prix de chaque classe suivent leur propres facteurs d'influence et évoluent donc indépendamment les uns des autres.

- En outre, certains facteurs permettent de soutenir les prix des RECs. Un mécanisme de vente aux enchères permet de fixer un prix plancher pour certains RECs et donc de rendre les technologies concernées plus sûres et attractives. À cela s'ajoute la présence du marché volontaire contribuant à donner de la valeur aux RECs, même lorsque les quotas sont dépassés.
- Enfin, au-delà des barrières étatiques, nous avons pu observer l'importance des échanges en Nouvelle-Angleterre. De plus, certaines caractéristiques sont semblables d'un État à l'autre. C'est le cas notamment des ACP. Tout cela tend à homogénéiser les prix des RECs d'un État à l'autre.

L'analyse empirique n'a cependant pas permis de vérifier toutes les hypothèses théoriques. Nous n'avons pas recueilli d'information sur l'ampleur de l'impact des politiques de Cap-and-Trade sur les prix de RECs payés par les distributeurs de Nouvelle-Angleterre. Nous savons cependant que cet impact existe. Cela montre que de nombreux facteurs extérieurs à la politique entrent en considération lors de l'étude des prix des RECs. Les C&T ne sont pas les seules politiques influençant les prix des RECs de Nouvelle-Angleterre. Ceux-ci dépendent aussi des politiques climatiques fédérales ainsi que des décisions d'exemptions de taxe influençant les revenus des producteurs d'énergie renouvelable. Tout cela souligne la difficulté de prévision de l'évolution des prix des RECs. Ainsi, bien que la connaissance des facteurs d'influence de ces prix facilite la compréhension du marché, cela ne le rend pas pour autant prédictible.

Nous rappelons que les RPS sont créés pour accomplir trois missions : améliorer l'économie de l'État, la santé publique et environnementale ainsi que la sécurité énergétique. D'après les leçons tirées de la littérature et de nos propres analyses, pour mener à bien ces missions, les RPS devraient premièrement faire en sorte d'être les plus transparents possible pour limiter les risques et attirer les investisseurs. Ensuite, les quotas devraient augmenter graduellement pour éviter que les prix des RECs soient trop bas et continuer à soutenir le développement de nouveaux projets d'énergie renouvelable. De plus, dans un marché de RECs aux prix souvent trop volatiles et donc non fiable, la politique doit s'efforcer d'introduire des contrats à long terme. Ceux-ci devraient garantir la valeur des RECs sur 15 ans et ainsi offrir une plus grande stabilité de revenus aux producteurs d'énergie renouvelable pour attirer davantage les investissements. Cependant, pour que la politique puisse garder sa fiabilité sur le long terme et donner confiance aux investisseurs, il est crucial de ne la modifier qu'au minimum pour éviter d'augmenter l'incertitude du marché. Enfin, pour obtenir une politique économiquement désirable, il faut réussir à garder les coûts des RPS les plus bas possible afin d'éviter une trop grosse augmentation des taux d'électricité pour les consommateurs. Les prix des RECs doivent donc permettre le développement de nouveaux projets d'énergie renouvelable mais ne doivent pas les surcompenser et devraient donc rester au seuil minimum de subsistance de ces projets.

Dans un tel contexte, les paiements d'ACP ne doivent pas être prédominants. La viabilité économique de la politique repose en outre sur la capacité de l'État à retenir les fonds pour les projets d'énergie renouvelable situés dans leur juridiction, afin que les coûts de la politique s'accompagnent de bénéfices. En somme, les quotas devraient servir à développer les installations présentes dans l'État en question.

Annexes

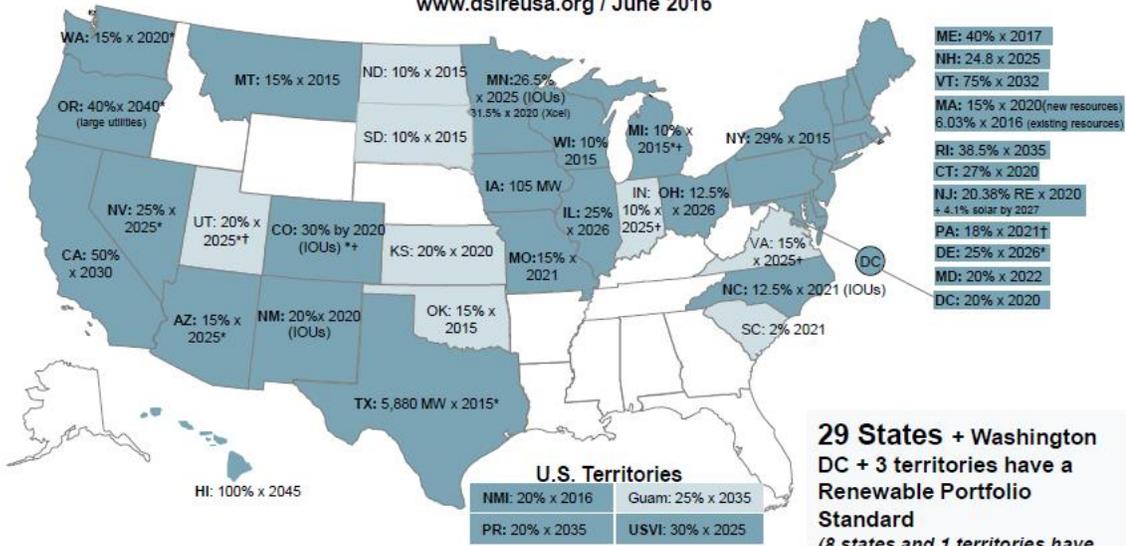
Annexe 1 : États présentant des RPS (DSIRE, 2016)



Energy Efficiency & Renewable Energy

Renewable Portfolio Standard Policies

www.dsireusa.org / June 2016



- Renewable portfolio standard
- Renewable portfolio goal
- * Extra credit for solar or customer-sited renewables
- † Includes non-renewable alternative resources

29 States + Washington DC + 3 territories have a Renewable Portfolio Standard
(8 states and 1 territories have renewable portfolio goals)

Annexe 2 : Tableau des caractéristiques clés des RPS dans différents États des États-Unis (Van der Linden, 2005)

Table 3.1 Key design elements for a Select group of state RPS policies

Element	California	Texas	Nevada	Massachusetts
Starting date	2003	2002	2003	2003
Obligated actors	IOUs and ESPs	IOUs and ESPs	IOUs and ESPs	IOUs and ESPs
Quantitative obligation	Min. 1%/year increasing to 20% by 2017 (with state goal to accelerate to 2010)	1280 MW by 2003 rising to 2880 MW by 2009, translated to energy targets	5% in 2003 growing to 15% by 2013 (5% of target must be from solar)	4% by 2009 with intermediate targets; may increase after 2009
Issuing body	TRECs not currently allowed; regulator tracks compliance; ultimately WREGIS	ERCOT Independent System Operator	Nevada Public Utilities Commission (non-electronic TREC tracking)	New England Generation Information System
Eligible resources	Solar, wind, geothermal, ocean, biomass, small hydro and MSW (many resources with limits)	Solar, wind, geothermal, ocean, biomass, hydro	Solar (including solar heat), wind, geothermal, biomass, MSW, waste heat, certain hydro	Solar, wind, ocean, low-emission, advanced biomass
Banking	Indefinite	2 years	4 years	Over-compliance can be banked to next year, with 30% limit
Borrowing	Deficit of 25% to next year for 3 years allowed automatically	10% shortfall before 2003 allowed	None	None
Minimum price	None	None	None	None
Penalty for non compliance	\$ 50/MWh, with cap of \$ 25 million/yr	\$ 50/MWh or 200% of average TREC price	Admin. fines can be applied, but utilities can apply for exemptions	\$ 51.4/MWh ACP
Period of validity	N/A	3 years	5 years	1 year
Inter-state trading	RES-E delivered into state is eligible	Out-of-state RES- Effectively precluded	RES-E located within or near state allowed, with restrictions	RES-E located within or delivered to New England is eligible
Treatment of existing plants	Yes	~ 880 MW of existing RE can meet RPS, but not trade TRECs	Yes	No
Certificate price in most recent years	N/A; bundled long-term RE sales price avg. ~40-50/MWh	\$ 14/MWh for short-term TRECs	Bundled long-term RES-E sales price avg. ~\$ 45-55/MWh	\$ 51/MWh for short-term TRECs
Use of penalty revenues	General purposes	General purposes	General purposes	Support for RE
Cost recovery method	Costs recovered through rates, and through separate SBC	Costs recovered through rates	Costs recovered through rates	Costs recovered through rates
Other key details	SBC revenue used to support RE contracts 10+ year contracting requirement		10+ year contracting requirement	
	ACP: Alternative compliance payment ESP: Competitive energy service provider SBC: System benefits charge	ERCOT: Electric Reliability Council of Texas IOU: Investor-owned utility WREGIS: Western Renewable Energy Generation Information System		

Annexe 3 : Liste des entreprises de distribution d'électricité de Nouvelle-Angleterre avec leurs revenus, leurs ventes d'énergie et leur nombre de clients résidentiels en 2014 présentés dans l'ordre décroissant de leurs revenus (EIA, 2016)

NOM DE L'ENTREPRISE	TOTAL		
	Revenus En milliers de dollars	Ventes Megawattheures	Clients Nombre
Connecticut Light & Power Co	2 502 745,0	22 045 792	1 230 502
NSTAR Electric Company	2 359 057,0	21 284 613	1 181 168
Massachusetts Electric Co	2 304 689,6	20 884 129	1 291 188
The Narragansett Electric Co	958 204,9	7 575 573	492 576
Public Service Co of NH	850 915,7	7 886 054	503 999
United Illuminating Co	680 314,0	5 327 393	315 256
Green Mountain Power Corp	609 832,0	4 281 682	258 928
Constellation NewEnergy, Inc	599 301,1	7 514 165	3 330
Central Maine Power Co	471 910,2	9 335 476	614 277
Direct Energy Business	430 332,8	5 439 969	3 146
Western Massachusetts Electric Company	401 980,4	3 585 917	212 331
TransCanada Power Marketing, Ltd.	383 094,0	4 706 879	675
Consolidated Edison Sol Inc	293 357,8	3 367 290	175 917
Direct Energy Business Marketing, LLC	281 468,0	3 666 507	5 041
Suez Energy Resources North Am	269 709,0	3 436 981	1 029
Constellation Energy Services, Inc.	220 748,9	2 839 971	13 264
Noble Americas Energy Solutions LLC	220 436,2	2 635 816	103
Reliant Energy Northeast LLC	182 782,0	1 928 484	120 395
NextEra Energy Power Marketing	169 343,3	1 984 446	147 233
Liberty Power Corp.	167 408,0	2 100 798	17 154
Unitil Energy Systems	150 710,0	1 225 254	77 437
Emera Maine	149 981,0	2 032 860	156 114
Direct Energy Services	140 174,0	1 288 342	114 363
North American Power and Gas, LLC	137 560,4	1 119 976	119 745
New Brunswick Power Generation Corp.	136 173,7	2 101 006	553 634
New Hampshire Elec Coop Inc	136 059,0	738 412	79 922
NextEra Energy Services, LLC	135 852,8	1 649 754	14 671
Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp	101 726,4	910 833	42 481
Public Power LLC (CT)	100 651,6	789 898	73 858
Dominion Retail Inc	98 043,1	1 082 482	116 924
City of Taunton	92 611,0	652 064	36 877
Electricity Maine, LLC	92 547,5	1 155 236	140 686
Vermont Electric Cooperative, Inc	74 409,5	446 870	38 542
Viridian Energy LLC	70 583,5	633 921	51 594
Town of Wallingford - (CT)	70 179,4	596 450	24 707
Town of Reading - (MA)	69 533,0	679 152	29 641
CECG Maine, LLC	69 082,0	1 074 515	142 610
Just Energy	67 682,8	542 838	71 795
Fitchburg Gas & Elec Light Co	65 926,4	452 506	29 099
City of Peabody - (MA)	64 731,5	504 179	26 016
Glacial Energy Holdings	64 225,2	564 117	12 805
Groton Dept of Utilities - (CT)	59 363,0	465 102	13 555
Hudson Energy Services	57 937,5	727 092	6 604
City of Chicopee - (MA)	55 164,7	455 823	26 217

NOM DE L'ENTREPRISE	TOTAL		
	Revenus	Ventes	Clients
	En milliers de dollars	Megawattheures	Nombre
City of Norwich - (CT)	52 472,3	327 432	20 005
City of Westfield - (MA)	50 689,0	366 807	17 889
Town of Braintree - (MA)	49 846,0	361 599	16 309
Town of Hudson - (MA)	47 133,4	348 102	12 695
City of Burlington Electric - (VT)	47 086,0	338 421	20 557
City of Norwood - (MA)	44 810,4	309 614	15 414
Town of Danvers	44 505,0	310 008	13 357
Electricity NH, LLC d/b/a ENH Power, LLC	43 314,7	522 910	58 491
City of Holyoke - (MA)	41 924,0	356 024	17 315
Energy Plus Holdings LLC	38 896,0	267 575	26 778
Constellation Energy Power Choice Inc.	35 576,0	307 644	31 193
Town of North Attleborough - (MA)	34 228,0	229 853	14 076
Texas Retail Energy, LLC	33 463,3	375 131	4
Ambit Energy Holdings, LLC	32 948,8	356 615	31 362
Town of Littleton - (MA)	32 929,1	288 532	6 575
Town of Shrewsbury - (MA)	31 812,0	278 984	15 868
Town of Middleborough - (MA)	31 789,0	264 432	16 301
Town of Wellesley - (MA)	31 596,9	242 936	10 032
City of Hingham - (MA)	31 215,0	199 687	9 626
Nantucket Electric Co	26 873,6	155 576	12 995
Town of Mansfield - (MA)	26 173,0	202 928	9 773
Town of Wakefield - (MA)	26 014,0	194 441	12 407
Town of Concord - (MA)	25 419,3	169 281	8 092
Town of Belmont - (MA)	23 582,0	125 032	11 279
FairPoint Energy LLC	20 574,5	185 314	29 770
Aggregated Transit Energy	19 907,9	302 920	1
Bozrah Light & Power Company	19 219,9	209 157	2 728
South Jersey Energy Company	18 929,5	215 902	33
Mint Energy, LLC	18 120,1	148 886	603
Harvard Dedicated Energy Limit	17 328,0	222 400	1
Energy Services Providers, Inc	16 969,6	176 279	12 953
Town of South Hadley - (MA)	16 161,1	111 117	8 059
Town of Ipswich - (MA)	15 727,8	111 088	7 054
City of Marblehead - (MA)	15 727,0	105 357	10 920
City of South Norwalk - (CT)	14 270,9	89 696	6 454
Abest Power & Gas, LLC	14 078,9	168 761	52 179
Devonshire Energy, LLC	14 020,0	170 666	3
Mohegan Tribal Utility Authority	13 673,2	136 518	68
Washington Electric Coop - (VT)	13 566,0	69 993	10 836
Town of Middleton	13 442,0	93 511	3 595
Spark Energy, LP	13 102,7	110 018	13 147
NEPM II	12 750,1	177 200	139 129
Ahana Renewables, LLC	12 477,0	62 943	12
Freedom Energy	12 405,0	196 491	21
Choice Energy, LLC d/b/a 4 Choice Energy	12 089,0	71 104	7 522
Kennebunk Light & Power Dist	11 423,0	107 241	6 514
Palmco Power CT, LLC	11 378,0	74 852	11 902
Town of Stowe- (VT)	11 366,5	74 414	4 033
Norwalk Third Taxing District	10 053,0	59 767	3 828

NOM DE L'ENTREPRISE	TOTAL		
	Revenus	Ventes	Clients
	En milliers de dollars	Megawattheures	Nombre
Village of Lyndonville - (VT)	9 848,0	64 937	5 675
XOOM Energy Connecticut, LLC	9 627,9	75 992	6 980
Massachusetts Bay Trans Authority	9 151,0	64 999	68
Town of Wolfeboro - (NH)	8 830,8	67 454	5 690
Pascoag Utility District	8 666,0	56 860	4 658
Town of Sterling - (MA)	8 298,1	60 518	3 753
Town Square Energy	7 931,7	33 128	7 388
Eastern Maine Electric Coop	7 897,9	94 315	12 532
REP Energy, LLC	7 597,1	55 508	6 814
Village of Ludlow - (VT)	7 439,0	47 118	3 758
Village of Morrisville - (VT)	7 119,0	44 827	3 986
Village of Swanton - (VT)	6 791,0	53 710	3 632
XOOM Energy Massachusetts, LLC	5 863,0	44 160	4 626
Town of Hardwick	5 856,0	32 763	4 492
Block Island Power Co	5 724,0	10 671	1 876
Backyard Farms Energy, LLC	5 328,0	72 401	1
Linde Energy Services, Inc.	5 028,0	93 869	1
Town of Madison - (ME)	4 802,0	294 789	2 508
Village of Northfield - (VT)	3 998,8	29 570	1 866
City of Jewett City - (CT)	3 763,4	22 522	2 157
American PowerNet	3 748,0	76 211	1
HOP Energy, LLC	3 641,0	31 971	3 044
C. N. Brown Electricity, LLC	3 639,4	42 461	1 826
Houlton Water Company	3 346,6	109 744	5 449
SolarCity Corporation	2 774,4	26 344	5 294
Fox Islands Electric Coop, Inc	2 741,6	9 801	1 974
XOOM Energy Maine, LLC	2 441,6	20 277	2 959
Mega Energy of New England, LLC	2 384,4	24 909	1 264
Farmington River Power Company	2 357,0	32 480	1
Sunwave Gas & Power Connecticut, Inc.	2 340,0	23 536	8 116
Major Energy Electric Services	2 276,0	24 004	7 564
GDF Suez Energy Solutions LLC	2 035,0	22 799	680
Provider Power MASS, LLC	1 521,2	17 440	1 890
Vivint Solar, Inc.	1 172,6	10 633	3 049
SunEdison LLC	1 166,1	8 556	37
Mega Energy of New Hampshire, LLC	840,9	8 871	988
Entergy Solutions, Ltd	721,6	8 716	1
SunPower Capital, LLC	669,2	4 642	638
XOOM Energy Rhode Island, LLC	531,1	4 926	608
XOOM Energy New Hampshire, LLC	445,9	4 097	632
PNE Energy Supply LLC	414,0	6 761	564
Independence Energy Group LLC	321,0	2 038	419
Calpine Power America LLC	302,9	6 978	1
Constellation Solar Holding, LLC	296,6	2 286	6
Union Atlantic Electricity	274,5	4 003	395
Palmco Power MA, LLC	155,0	2 163	4 388
Kilowatt Financial, LLC	92,5	794	114
Sunnova	34,6	233	70
Mega Energy of Maine, LLC	3,8	41	7

Bibliographie

Agnolucci, P. (2007). The effect of financial constraints, technological progress and long-term contracts on tradable Green certificates. *Energy Policy*, 35, 3347–3359.

AnnualReport.com : <http://www.annualreports.com/>

Bird, L. A., Holt, E., & Carroll, G. L. (2008). Implications of carbon cap-and-trade for US voluntary renewable energy markets. *Energy Policy*, 36(6), 2063.

Bird, L., Kreycik, C., Friedman, B. (2009). Green power marketing in the United States: A status report (2008 Data). National Renewable Energy Laboratory Technical Report, NREL/TP-6A2-46581.

Bird, L., Chapman, C., Logan, J., Sumner, J., & Short, W. (2011). Evaluating renewable portfolio standards and carbon cap scenarios in the U.S. electric sector. *Energy Policy*, 39(5), 2573.

Chen, Y., & Wang, L. (2013). Renewable portfolio standards in the presence of green consumers and emissions trading. *Networks and Spatial Economics*, 13(2), 149-181.
doi:<http://dx.doi.org/10.1007/s11067-012-9176-0>

Clark, C.F., Kotchen, M.J., Moore, M.R. (2003). Internal and external influences on pro-environmental behavior: participation in a green electricity program. *Journal of Environmental Psychology* 23, 237–246.

Clean Energy States Alliance :

<http://www.cesa.org/projects/state-federal-rps-collaborative/state-rps-annual-reports-and-compliance-reports/>

Coburn, T.C., Farhar, B.C. (2004). Public reaction to renewable energy sources and systems. *Encyclopedia of Energy*, vol. 5. Elsevier Inc., 207–222.

Connecticut Law Review : <http://connecticutlawreview.org/files/2015/01/Gibbons.PUBLISH.pdf>

Currier, K. M. (2015). Some implications of investment cost reduction policies in energy markets employing green certificate systems. *Environmental and Resource Economics*, 60(2), 317-323.

Department of Energy Ressources, Commonwealth of Massachusetts (2014). Massachusetts Renewable and Alternative Energy Portfolio Standards (RPS & APS) Annual Compliance Report for 2013. Récupéré de <http://www.cesa.org/projects/state-federal-rps-collaborative/state-rps-annual-reports-and-compliance-reports/>

DSIRE, Database of State Incentives for Renewables & Efficiency : <http://www.dsireusa.org/>

EDGAR : <http://www.sec.gov/edgar/searchedgar/companysearch.html>

Environmental Protection Agency (EPA) : <https://www.epa.gov/greenpower/what-green-power>

Fagiani, R., Barquín, J., & Hakvoort, R. (2013). Risk-based assessment of the cost-efficiency and the effectivity of renewable energy support schemes: Certificate markets versus feed-in tariffs. *Energy Policy*, 55, 648.

Finon, D. (2006). The social efficiency of instruments for the promotion of renewable energies in the liberalised power industry. *Annals of Public and Cooperative Economics*, 77 (3), 309–343.

Fischer, C. (2010). Renewable portfolio standards: When do they lower energy prices? *The Energy Journal*, 31(1), 101-119.

Ford, A., Vogstad, K., & Flynn, H. (2007). Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind. *Energy Policy*, 35(1), 91.

Holt, E., and L. Bird. (2005). Emerging markets for renewable energy certificates: opportunities and challenges. National Renewable Energy Laboratory Technical Report, NREL/TP-620-37388.

Holt, E., Wiser, R., (2007). The Treatment of Renewable Energy Certificates, Emissions Allowances, and Green Power Programs in State Renewables Portfolio Standards. Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-62574.

ISO New England : <http://www.iso-ne.com/>

Jensen, S.G., Skytte, K. (2002). Interactions between the power and green certificate markets. *Energy Policy*, 30(5), 425-435.

Kaberger, T., Sterner, T., Jurgensen, A. (2007). Economic Efficiency of Compulsory Green Electricity Quotas in Sweden.. In: Mez, L. (Ed.), *Green Power Markets*. Mult-Science Publishing, Brentwood, 345–362.

Kildegard, A. (2008). Green certificate markets, the risk of over-investment, and the role of long-term contracts. *Energy Policy*, 36, 3413–3421.

Maine Public Utilities Commission (2015). Annual Report on the renewable resource portfolio requirement, Report for 2013 Activity. Récupéré de <http://www.cesa.org/projects/state-federal-rps-collaborative/state-rps-annual-reports-and-compliance-reports/>

Menanteau, P., Finon, D., & Lamy, M. (2003). Prices versus quantities: Choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, 31(8), 799-812.

Moore, M. R., Lewis, G. M., & Cepela, D. J. (2010). Markets for renewable energy and pollution emissions: Environmental claims, emission-reduction accounting, and product decoupling. *Energy Policy*, 38(10), 5956.

Munoz, F. D., Sauma, E. E., & Hobbs, B. F. (2013). Approximations in power transmission planning: Implications for the cost and performance of renewable portfolio standards. *Journal of Regulatory Economics*, 43(3), 305-338. doi:<http://dx.doi.org/10.1007/s11149-013-9209-8>

National Renewable Energy Laboratory, Feed-In Tariffs :

http://www.nrel.gov/tech_deployment/state_local_governments/basics_tariffs.html

National Renewable Energy Laboratory, Renewable Portfolio Standards :

http://www.nrel.gov/tech_deployment/state_local_governments/basics_portfolio_standards.html

NEPOOL GIS : <http://www.nepoolgis.com/>

New Hampshire Public Utilities Commission (2011). 2011 Renewable Energy Portfolio Standard Review. Récupéré de <http://www.cesa.org/projects/state-federal-rps-collaborative/state-rps-annual-reports-and-compliance-reports/>

Public Utilities Regulatory Authority (2015). Annual Review of Connecticut electric suppliers' and electric distribution companies' compliance with Connecticut's renewable energy portfolio standards in the year 2013. Récupéré de <http://www.cesa.org/projects/state-federal-rps-collaborative/state-rps-annual-reports-and-compliance-reports/>

Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) : <http://www.rggi.org/>

Rhode Island Public Utilities Commission (2015). Annual REC Compliance Report For Compliance Year 2013. Récupéré de <http://www.cesa.org/projects/state-federal-rps-collaborative/state-rps-annual-reports-and-compliance-reports/>

Silva, L. (2012). THE PROBLEMS WITH USING RENEWABLE ENERGY CERTIFICATES TO MEET FEDERAL RENEWABLE ENERGY REQUIREMENTS. *Public Contract Law Journal*, 41(4), 985-1006.

The Center for Energy, Economic, and Environmental Policy and the Rutgers Economic Advisory Service (2011). A Review of Connecticut's Renewable Portfolio Standards. Récupéré de <http://www.cesa.org/projects/state-federal-rps-collaborative/state-rps-annual-reports-and-compliance-reports/>

US Congress, 111th congress : <https://www.congress.gov/bill/111th-congress/senate-bill/3021/text>

U.S. Department of Energy, Green Power Markets :
<http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/>

U.S. Department of Energy, REC Prices :
<http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=5>

U.S. Energy Information Administration, Renewable & Alternative Fuels :
<http://www.eia.gov/renewable/>

U.S. Energy Information Administration (2016). Electric power sales, revenue, and energy efficiency Form EIA-861 detailed data files. Récupéré de <http://www.eia.gov/electricity/data/eia861/>

Van der Linden, N., Uyterlinde, M., Vrolijk, C., Nilsson, L., Khan, J., Astrand, K., Ericsson, K., Wisser, R. (2005). Review of International Experience with Renewable Energy Obligation Support Mechanism. Energieonderzoek Centrum Nederland, Amsterdam.

Verbruggen, A. (2009). Performance evaluation of renewable energy support policies, applied on Flanders' tradable certificates system. *Energy Policy*, 37(4), 1385.

Vermont Public Service Board (2014). Biennial Report to the Vermont General Assembly. Récupéré de <http://www.cesa.org/projects/state-federal-rps-collaborative/state-rps-annual-reports-and-compliance-reports/>

Viridian Energy (2014). Viridian sustainability report 2014.

Wiser, R., Barbose, G., (2008). Renewables Portfolio Standards in the United States: A Status Report with Data through 2007. Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-154E.

