

Table des matières

Liste des figures.....	vi
Liste des tableaux	viii
Lexique	ix
Introduction	1
1 Revue de la littérature.....	5
1.1 Demande de permis d'émission.....	5
1.2 Échange intertemporel.....	9
1.3 Liaison entre deux régions.....	11
2 Réglementation.....	15
2.1 Dispositions générales.....	15
2.2 Droits d'émission.....	16
2.3 Allocations gratuites.....	17
2.4 Crédits compensatoires.....	17
2.5 Périodes de conformité.....	18
2.6 Plafonds	19
2.7 Prix plancher.....	19
2.8 Réserve, ventes de gré à gré et prix plafond.....	20
2.9 Limites d'acquisition et de possession	21
2.10 Sanctions.....	21
3 Prévisions des émissions	22
3.1 Description des données	22
3.2 Québec.....	24
3.2.1 Gaz et pétrole.....	26
3.2.2 Électricité.....	26
3.2.3 Transports	27
3.2.4 Industrie lourde.....	28
3.2.5 Bâtiments.....	28
3.2.6 Agriculture, déchets et autre	29
3.3 Ontario.....	31

3.3.1	Gaz et pétrole.....	32
3.3.2	Électricité.....	32
3.3.3	Transports	33
3.3.4	Industrie lourde.....	33
3.3.5	Bâtiments.....	34
3.3.6	Agriculture, Déchets et Autre	34
3.4	Californie.....	36
3.4.1	Électricité.....	37
3.4.2	Transports	38
3.4.3	Industrie.....	38
3.4.4	Commercial et résidentiel.....	39
3.4.5	Agriculture.....	39
3.5	Conclusion et incidence en lien avec le marché du carbone.....	40
4	Prévisions du marché.....	42
4.1	Crédits Compensatoires.....	42
4.1.1	Québec.....	42
4.1.2	Ontario.....	42
4.1.3	Californie.....	43
4.1.4	WCI	45
4.2	Marché du carbone	45
4.2.1	Québec.....	46
4.2.2	Ontario.....	49
4.2.3	Californie.....	50
4.2.4	WCI	52
4.2.5	Prix	55
4.3	Transferts de revenus.....	57
4.3.1	Ontario.....	58
4.3.2	Québec.....	58
4.3.3	Canada	59
4.4	Analyse et conclusions	60
	Conclusion.....	62
	Bibliographie	63
	Annexe-A : Sommaire récapitulatif.....	67

Annexe-B : Scénario fixe	69
Québec.....	69
Ontario.....	69
Californie.....	70
Californie-Québec	70
WCI	70
Transferts de revenus.....	71
Annexe-C : Scénario cible 2020.....	72
Québec.....	72
Ontario.....	72
Californie.....	73
Californie-Québec	73
WCI	74
Annexe-D : Calculs	75
Prévisions des émissions	75
Cible de 2020.....	81
Cible de 2030.....	82
Utilisation des crédits compensatoires en Californie.....	82

Liste des figures

Figure 0.1 : Ajustement de la taxe à une hausse de la demande.....	1
Figure 0.2 : Ajustement d'une réglementation par la quantité à une hausse de la demande	2
Figure 3.1: Répartition des GES par secteurs au Québec (2015)	25
Figure 3.2: Évolution des GES au Québec	25
Figure 3.3: Évolution des GES du secteur du pétrole et du gaz au Québec	26
Figure 3.4: Évolution des GES du secteur de l'électricité au Québec	27
Figure 3.5: Évolution des GES du secteur des transports au Québec.....	27
Figure 3.6: Évolution des GES du secteur industriel au Québec.....	28
Figure 3.7: Évolution des GES du secteur des bâtiments au Québec.....	29
Figure 3.8: Évolution des GES du secteur de l'agriculture au Québec.....	29
Figure 3.9: Évolution des GES du secteur des déchets au Québec	30
Figure 3.10: Évolution des GES du secteur "autre" au Québec	30
Figure 3.11 : Répartition des GES par secteurs en Ontario (2015)	31
Figure 3.12 : Évolution des GES en Ontario	31
Figure 3.13: Évolution des GES du secteur du pétrole et du gaz en Ontario	32
Figure 3.14: Évolution des GES du secteur de l'électricité en Ontario	32
Figure 3.15: Évolution des GES du secteur des transports en Ontario.....	33
Figure 3.16: Évolution des GES du secteur industriel en Ontario.....	34
Figure 3.17: Évolution des GES du secteur des bâtiments en Ontario.....	34
Figure 3.18: Évolution des GES du secteur de l'agriculture en Ontario	35
Figure 3.19: Évolution des GES du secteur des déchets en Ontario	35
Figure 3.20: Évolution des GES du secteur «autre» en Ontario.....	36
Figure 3.21: Répartition des GES par secteurs en Californie (2015)	36
Figure 3.22: Évolution des GES en Californie	37
Figure 3.23: Évolution des GES du secteur de l'électricité en Californie	37
Figure 3.24: Évolution des GES du secteur des transports en Californie.....	38
Figure 3.25: Évolution des GES du secteur industriel en Californie.....	39
Figure 3.26: Évolution des GES des secteurs commercial et résidentiel en Californie.....	39
Figure 3.27: Évolution des GES du secteur de l'agriculture en Californie.....	40
Figure 3.28 : Projection des GES de 2000 à 2020 pour la Californie, l'Ontario et le Québec.....	40
Figure 3.29 : Production d'électricité par énergies utilisées au Québec, en Ontario et en Californie	41
Figure 4.1: Utilisation des crédits compensatoires en Californie.....	44
Figure 4.2: Utilisation des crédits compensatoires sur le marché de la WCI	45
Figure 4.3: Évolution du SPEDE québécois.....	48
Figure 4.4: Évolution du surplus du Québec	49
Figure 4.5: Évolution du SPEDE ontarien.....	50
Figure 4.6: Évolution du surplus en Ontario	50
Figure 4.7: Évolution du SPEDE californien	52
Figure 4.8: Évolution du surplus en Californie	52
Figure 4.9: Évolution du marché Californie-Québec	53

Figure 4.10: Évolution du surplus sur le marché Californie-Québec	54
Figure 4.11: Part de permis en marché (2017)	54
Figure 4.12: Évolution du marché de la WCI.....	55
Figure 4.13: Évolution du surplus sur le marché de la WCI	55
Figure 4.14: Prix sur le marché de la WCI.....	57
Figure 4.15: Transferts de revenus du Canada	60
Figure 4.16: Comparaison offre/demande avec et sans l'Ontario.....	61
Figure 4.17 : Comparaison des surplus avec et sans l'Ontario.....	61

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Résultats de la méta-régression	7
Tableau 4.1: Offre du Québec	46
Tableau 4.2: Demande du Québec.....	47
Tableau 4.3: Surplus sur le SPEDE québécois	48
Tableau 4.4: Offre de l'Ontario.....	49
Tableau 4.5: Demande de l'Ontario	49
Tableau 4.6: Surplus sur le SPEDE ontarien	50
Tableau 4.7: Offre de la Californie.....	50
Tableau 4.8 : Demande de la Californie	51
Tableau 4.9: Surplus du SPEDE californien	51
Tableau 4.10: Surplus sur le marché Californie-Québec.....	53
Tableau 4.11: Surplus sur le marché de la WCI.....	54
Tableau 4.12: Prix sur le marché de la WCI.....	56
Tableau 4.13: Transferts de revenus de l'Ontario	58
Tableau 4.14: Transferts de revenus du Québec.....	59
Tableau 4.15: Transferts de revenus du Canada.....	59

Lexique

Équivalent CO₂ : la pollution équivalente en termes de dioxyde de carbone.

Fuites de carbone : déplacement de la pollution vers les régions ayant des politiques en matière d'environnement moins rigoureuses.

Droit d'émission : droit compensant les émissions de gaz à effet de serre.

Risque d'invalidation (ou d'invalidité) : risque qu'un droit d'émission soit annulé.

Permis d'émission (ou unité d'émission) : principal type de droit d'émission dans le marché du carbone.

Crédit compensatoire : type de droit d'émission compensant des émissions réduites par un secteur non-couvert par le marché du carbone (exemple : destruction du CO₂ provenant des sites d'enfouissement).

Crédit pour réduction hâtive : type de droit d'émission compensant des réductions d'émission réalisées entre l'annonce et la mise en place de la réglementation.

CCO-8 : crédit compensatoire californien avec un risque d'invalidation de huit ans.

CCO-3 : crédit compensatoire californien avec un risque d'invalidation de trois ans.

CCO-0 : crédit compensatoire californien sans risque d'invalidation.

t : tonne

teCO₂ : tonne d'équivalent CO₂

Mt : mégatonne (équivalent à 1 000 000 de tonnes) et est en équivalent CO₂.

GES : gaz à effet de serre

SPEDE : Système de Plafonnement et d'Échange de Droits d'Émission (marché du carbone, bourse de carbone et « cap-and-trade » sont tous des synonymes)

ECC : Environnement et Changement climatique Canada

ARB : Air Resources Board

MDDELCC : Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et de la Lutte aux Changements Climatiques

WCI: Western Climate Initiative

OEB: Ontario Energy Board

MCO: Moindres carrés ordinaires

Remerciements

Je voudrais tout d'abord remercier mon directeur de mémoire Patrick González pour ses conseils éclairés.

Merci à Hugo Levert, mon directeur de stage, pour ses conseils pratiques, son expertise et l'apprentissage qu'il m'a inculqué sur le marché du carbone.

J'aimerais également souligner l'apport essentiel de Gaz Métro et du centre de recherche du CREATE de l'Université Laval à ce projet. Merci pour ce sujet si intéressant, le soutien financier et l'expérience!

Pour terminer, merci à ma conjointe Marianne qui m'a aidé et compris dans les moments plus difficiles et merci à mes parents pour m'avoir toujours encouragé dans la poursuite de mes études.

Introduction

La Western Climate Initiative (WCI) a été fondée en 2007. Il s'agit d'une entente entre onze États américains (Californie, Arizona, Nouveau-Mexique, Oregon, Washington, Utah, Montana) et provinces canadiennes (Québec, Ontario, Manitoba, Colombie-Britannique), afin d'imposer un prix sur les émissions de carbone. Dix ans plus tard, quatre tarifient les émissions : la Colombie-Britannique (2008) par le biais d'une taxe; le Québec (2012), la Californie (2012) et l'Ontario (2017), dans le cadre d'un marché de droits d'émission.

Tant une taxe qu'un marché du carbone permet d'atteindre le même niveau de réduction des émissions. Ces deux instruments entraînent des résultats différents lorsque des changements non-anticipés dans la demande se produisent. Une taxe régleme le prix des émissions : s'il y a un changement de la demande, la quantité des émissions s'ajuste, mais le prix reste le même. À l'inverse, le marché du carbone fixe la quantité des émissions : le prix réagit à un changement de la demande mais la quantité demeure fixe. Cette différence est très importante puisque dans le premier cas, le signal de prix envoyé aux entreprises reste le même dans toute les situations, ce qu'apprécient les entreprises qui doivent décider d'investir. De l'autre côté, le marché du carbone permet d'atteindre l'objectif de réduction des GES peu importe les chocs qui peuvent survenir sur le marché.

Figure 0.1 : Ajustement de la taxe à une hausse de la demande

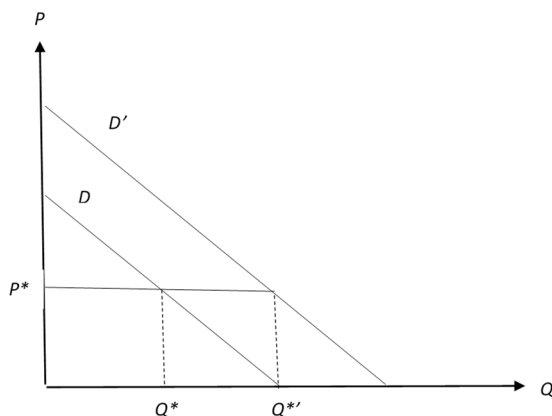
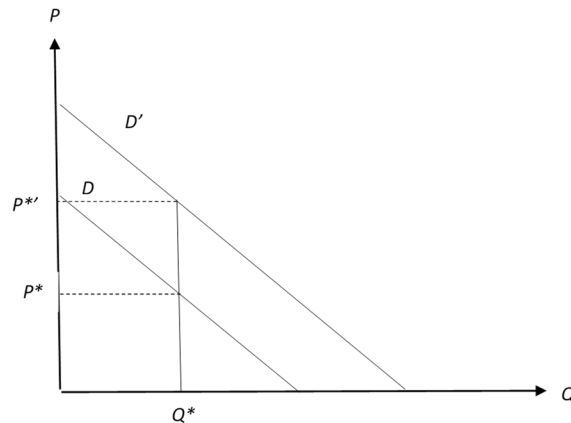


Figure 0.2 : Ajustement d'une réglementation par la quantité à une hausse de la demande



De plus, contrairement à une taxe, il existe plusieurs façons d'augmenter l'efficacité d'un marché du carbone : permettre l'échange de droits d'émission entre entreprises sans intermédiaire, autoriser l'emménagement (échange intertemporel) de permis, établir des bornes de prix et lier différents marchés.

Théoriquement, les échanges directs entre entreprises augmentent l'efficacité du marché car la réduction des émissions est réalisée par l'entreprise ayant les coûts marginaux d'abattement les plus faibles¹. La même logique s'applique à l'échange intertemporel ainsi qu'à la liaison de marché. Le report des droits d'émission dans le temps permet de s'assurer que la réduction du niveau d'émission s'effectue au moment où il est moins coûteux de le faire et évite le surinvestissement à une période donnée². De même, la liaison permet de diminuer les émissions dans la région où il est moins coûteux de réduire les GES³.

Les créateurs des marchés du carbone québécois et californiens ont pu bénéficier des expériences antécédentes sur d'autres marchés (RGGI, Union Européenne, etc...) et ont y inclus certaines de ces dispositions. Par exemple, l'échange de droits d'émission sans

¹ Cason Gangadharan (2011), « Price discovery and intermediation in linked emissions trading markets: A laboratory study », *Ecological Economics*, **70**, pp. 1424-1433.

² Slechten (2013), « Intertemporal Links in Cap-and-Trade Schemes », *Journal of Environmental Economics and Management*, **66**, pp.319-336

³ Cason Gangadharan (2011), « Price discovery and intermediation in linked emissions trading markets: A laboratory study », *Ecological Economics*, **70**, pp. 1424-1433.

intermédiaire (entre firmes), l'échange intertemporel (emmagasinement) et un prix plancher et un prix plafond étaient en place dès le début. Pour espérer gagner en efficacité, les marchés doivent alors se lier avec d'autres régions. C'est dans cette optique que les deux partenaires ont lié leurs marchés du carbone en 2014. Il s'agissait de la première liaison de ce type mettant en cause deux juridictions de différents pays.

Depuis le premier janvier 2017, l'Ontario a mis en place son propre marché de droits d'émission. Le marché ontarien doit intégrer dès 2018 le marché commun entre le Québec et la Californie. Cette intégration soulève plusieurs questions. Comment le marché commun évoluera-t-il? Quels seront les effets sur les prix et quantités des droits d'émission disponibles dans les prochaines années? Qui bénéficiera potentiellement de cette intégration?

Avec l'intégration de l'Ontario, l'offre de droits d'émission sur le marché commun augmentera en raison des droits d'émission mis en circulation. La demande agrégée augmentera aussi puisque plus d'entreprises devront se procurer des droits d'émission. L'évolution de la quantité disponible et du prix sur le marché avec l'Ontario dépendra donc de ces deux chocs.

Présentement, le marché de la Californie et du Québec est en offre excédentaire et le prix ne dévie pas significativement du prix plancher. Une fois que nous aurons défini quel choc est dominant, il restera à déterminer si l'offre excédentaire et les faibles prix perdureront dans les prochaines années en considérant l'arrivée de l'Ontario.

Il est aussi nécessaire d'établir le sens du commerce de droits d'émission entre les juridictions. Bien que la liaison de différents marchés du carbone peut rendre le marché plus efficace, elle peut aussi entraîner des transferts de fonds importants de la région importatrice vers la région exportatrice⁴.

Cette recherche a donc pour but de déterminer si l'entrée de l'Ontario sur le marché de la WCI entraînera une diminution suffisante des surplus de droits d'émission pour

⁴ Ranson, Stavins (2016), « Linkage of greenhouse gas emissions trading systems: Learning from experience », *Climate Policy*, **16**, pp. 284-300.

permettre au prix de s'élever au-dessus du prix minimum. De plus, puisque la liaison peut amener des transferts de revenus d'une région à l'autre, il est nécessaire de déterminer les régions importatrices et exportatrices. Bien que l'analyse porte d'abord sur l'intégration de l'Ontario au marché du carbone de la WCI, les conclusions sont pertinentes dans l'optique que d'autres liaisons, notamment avec le Manitoba, l'Oregon et Washington sont à prévoir dans un futur rapproché.

La recherche est structurée comme suit. Après une revue de la littérature sur le sujet, nous étudions les points importants de la réglementation du SPEDE de la WCI. Nous verrons ensuite la description des données avant de se lancer dans la prévision des émissions des différentes juridictions jusqu'en 2020. Nous regarderons ensuite l'évolution du marché du carbone dans les prochaines années avec l'intégration de l'Ontario. Nous terminerons par une analyse des résultats et des conclusions que nous pourrions tirer.

1 Revue de la littérature

Le modèle de l'offre et de la demande permet de prédire l'évolution des prix et des quantités sur un marché suite à des perturbations de l'offre et de la demande. Pour analyser le marché du carbone, il nous faut donc comprendre les facteurs qui déterminent les demande et offre de permis. Nous commençons ici par une revue de la littérature sur les facteurs qui déterminent la demande. L'offre de permis dépend avant tout des dispositions réglementaires : celles-ci seront recensées dans la section suivante.

1.1 Demande de permis d'émission

Parmi les facteurs à considérer dans le calcul de la demande pour les permis d'émission, on note les fuites de carbone et la transition énergétique.

Les fuites de carbone (« leakage » en anglais) représentent le déplacement de la pollution vers une autre région suite à la mise en place d'une politique visant à restreindre le niveau de pollution. Copeland et Taylor (2004) ont analysé les fuites de carbone avec un modèle dérivé du modèle de commerce international de Heckscher et Ohlin.

Heckscher et Ohlin étudient une économie ne comptant que deux biens et deux facteurs de production : le capital et la main d'œuvre. Le pays relativement mieux doté en capital exporte le bien intensif en capital tandis que le pays relativement mieux doté en travail exporte le bien intensif en travail. En absence d'échange, le salaire devrait être relativement plus bas dans le pays le mieux doté en travail (l'inverse pour le pays mieux doté en capital).

Si les facteurs sont mobiles et qu'on ouvre les frontières, il devrait en résulter un déplacement de la main d'œuvre et du capital vers leurs partenaires commerciaux respectifs jusqu'à ce que le salaire réel et le prix s'égalisent dans les deux pays. Le modèle de Copeland et Taylor se colle à la même logique. Il suppose toujours deux biens et deux facteurs de production, à la différence qu'un des biens crée de la pollution dans son processus de production. Même si la pollution est un bien libre, le sens du commerce peut être affecté par les dommages qu'elle cause.

Toute chose égale par ailleurs, si un pays instaure une politique environnementale ou un prix sur les émissions de CO₂, il augmente le prix du bien polluant et diminue l'incitation à produire le bien. Il devrait alors y avoir un déplacement de la production du bien « sale » vers le pays ayant des politiques environnementales moins restrictives.

Supposons que Y est un bien « propre » et que X est un bien « sale ». Copeland et Taylor représentent les fonctions de production comme suit :

$$Y = F(K, L) \text{ et } X = z^\alpha [F(K, L)]^{1-\alpha}$$

où K est le capital, L la main d'œuvre, z la pollution, et $\alpha \in [0,1]$ est l'élasticité de la quantité produite du bien X par rapport à un accroissement de la pollution.

Si le gouvernement réglemente la pollution avec un prix τ par unité produite. Le prix du bien X augmente relativement au prix du pays sans réglementation. Les entreprises sont contraintes à internaliser le prix et choisir un niveau d'intensité de la pollution de façon à minimiser leurs coûts.

Les demandes des deux biens dépendent maintenant du prix de la pollution, de la dotation en capital ainsi que de la dotation en travail. Pour résoudre le problème du point de vue d'un régulateur visant l'optimum social, les auteurs maximisent la fonction de revenu national $G(p, K, L, z)$. Le prix d'équilibre τ égal alors l'effet marginal de l'augmentation de la pollution sur le revenu national.

$$\tau = \frac{\partial G}{\partial z}$$

τ est aussi interprété comme le coût marginal d'abattement.

Copeland et Taylor déduisent ensuite une demande inverse pour la pollution variant inversement avec le prix sur la pollution τ et positivement avec le prix du bien p (car c'est le producteur qui demande la pollution, si le prix augmente, il veut produire davantage), la dotation en capital K et la dotation en travail L .

$$z = e(p/\tau)x(p, \tau, K, L)$$

où e est la pollution produite par unité de X .

Branger et Quirion (2013) considèrent les fuites de carbones sous l'angle de l'imposition d'ajustements frontaliers. L'ajustement frontière est un droit de douane ou de taxe imposé aux pays ayant des politiques environnementales moins contraignantes. Cette politique devrait diminuer le risque de fuites de carbone mais, à ma connaissance, est peu considérée par les autorités publiques.

Leur article se base sur une méta-régression de 25 études portant sur les fuites de carbone. Ils ont utilisé trois variations de deux modèles pour comparer les fuites de carbone avec versus sans ajustement frontière. Voici un exemple de modèle utilisé:

$$\text{Leakage} = a + B_1GE + B_2Coasize + B_3Abatement + B_4Link + B_5Offset + B_6GHG + B_7Armington + B_8BCA + u$$

où GE égale 0 ou 1 selon le type de modèle utilisé; $Coasize$ est la taille de la coalition des pays avec des politiques environnementales; $Abatement$ est la cible de réduction des GES; $Link$ est la liaison des politiques environnementales entre différentes régions; $Offset$ est l'utilisation de crédits compensatoires; GHG sont les sources des émissions retenues; $Armington$ est l'élasticité d'Armington (égale à -2, -1, 0, 1 ou 2) et BCA égale 0 ou 1 selon qu'il y ait un ajustement frontalier ou non.

Selon les modèles utilisés, les ajustements frontaliers diminuent les fuites de carbones de 8 % en moyenne.

Les résultats des variables *Link*, *Offset* et *Abatement* nous informent de leurs effets sur les fuites de carbones. Nous constatons que la cible de réduction des GES augmente les fuites de carbone même si les résultats ne sont pas significatifs. De plus, l'utilisation de crédits compensatoires diminue les fuites de carbone significativement. Nous ne pouvons cependant rien conclure sur la liaison de différentes régions (certains modèles donnent un effet positif, d'autre un effet négatif et aucun n'est significatif).

Tableau 1.1 : Résultats de la méta-régression

	Mod1	Mod2	Mod3	Mod4	Mod5	Mod6
Abatement	0,124	0,084	0,062	0,273**	0,177	0,207

Liaison	0,007	0,015	(0,015)	0,012	0,036	0,020
Crédits compensatoires	(0,079)***	(0,078)***	(0,080)***	(0,072)***	0,024	0,020

* $p < 0,1$; ** $p < 0,05$; *** $p < 0,01$

Mod1 est le modèle complet, Mod2 est le modèle complet sans les données aberrantes, Mod3 est le modèle sans ajustements frontaliers, Mod4 est le modèle sans ajustements frontaliers et sans données aberrantes, Mod5 est le modèle avec ajustements frontaliers et Mod6 est le modèle avec ajustements frontaliers et sans les données aberrantes.

Du côté de la transition énergétique, Acemoglu, Akcigit, Hanley et Kerr (2014) étudient un modèle microéconomique de croissance dans lequel la technologie « propre » est en compétition avec la technologie « sale ». Ils supposent que la technologie sale est moins coûteuse à utiliser et que la technologie propre doit rattraper son retard progressivement. Cet écart entre les deux technologies se réduit en imposant une taxe sur le carbone ou en subventionnant la recherche pour la transition énergétique.

Pour résumer brièvement le modèle, nous avons deux fonctions de production : une issue d'une technologie « sale » et l'autre d'une technologie « propre ». À l'équilibre, la technologie ayant les coûts de production les moins élevés est employée.

Bien que l'emploi d'une seule technologie soit une hypothèse forte, cela nous indique qu'il est possible d'observer des sauts dans la demande de droits d'émission lorsqu'il y a transition de la technologie « sale » vers la technologie « propre ». En pratique, il est plus probable de constater un tel saut à l'échelle de l'entreprise que celle de la société.

L'imposition d'un prix sur le carbone fait en sorte que la transition vers des technologies « propres » se fait plus rapidement. Ensuite, plus l'écart entre les deux technologies est grand, plus le retard est difficile à rattraper. Si on applique ces conclusions au marché du carbone, les secteurs ayant une technologie « propre » relativement peu productive (comme celui du transport) nécessiteront donc un effort plus grand (ou un temps plus long) pour effectuer leurs transitions énergétiques et réduire leurs émissions de GES. De plus, plus l'écart entre les deux technologies est petit, plus l'incitation à investir dans l'énergie « propre » est forte. Il y donc un effet naturel d'auto-renforcement dans le temps.

1.2 Échange intertemporel

Slechten (2014) démontre que le marché du carbone est efficace lorsque l'échange intertemporel des droits d'émission est possible. L'auteure utilise un modèle simple à deux périodes pour illustrer les différentes situations. Elle commence par déterminer les conditions pour un système ne permettant pas les échanges intertemporels. Elle fait ensuite le même exercice dans un système où l'emménagement et l'emprunt de droits d'émission dans le temps sont acceptés. Elle compare ensuite les deux résultats et détermine dans quelles situations chaque système est optimal du point de vu de l'entreprise et de la société.

Si les échanges intertemporels ne sont pas permis, cela mène généralement à un surinvestissement dans l'abattement des émissions et il risque d'y avoir des pertes d'efficacité. Un système sans échanges intertemporels diminue toutefois la quantité des GES totaux rejetés. Ce phénomène permet à ce type de système de devenir optimal dans la mesure où la cible de réduction de GES établie est inférieure à l'optimum pour la société.

De l'autre côté, l'échange intertemporel permet au système de réduire les couts car on peut réduire les émissions lorsqu'il est moins coûteux de le faire. Les prix à chaque période devraient être égaux car si le prix à la première période est supérieur à celui de la seconde, il y aura une demande plus forte à la seconde période, ce qui entrainera un emprunt de droits d'émission à la première période jusqu'à ce que les prix des deux périodes soient égaux. Si le nombre de droits d'émission disponibles est optimal, un système permettant l'échange entre les différentes périodes est préférable en raison de son efficacité.

Kollenberg et Taschini (2016) étudient les mécanismes d'ajustement (prix plancher/prix plafond) dans un marché où les entreprises peuvent stocker leurs droits d'émission.

À la période t , le stock de droits d'émission est:

$$B_t^i = B_0^i + A^i(0, t) - E^i(0, t) + \int_0^t \alpha_s^i ds - \int_0^t B_s^i ds$$

où α^i est l'abattement des GES, E^i est le processus d'émission des GES, A^i est le processus d'accumulation des droits d'émission et B^i_0 est la banque initiale de droits d'émission de l'entreprise i et B^i_t représente le nombre de droits d'émission vendus (si positif) ou achetés (si négatif) de l'entreprise i à la période t .

Un marché du carbone a généralement des périodes dans lesquels les entreprises doivent réaliser une certaine diminution de leurs GES. Cette réduction correspond à l'écart entre la quantité de GES émise et la quantité abattue auquel on soustrait le stock de droits d'émission de l'entreprise. À la fin de la période l'entreprise atteint son objectif de réduction des émissions et utilise l'entièreté de sa banque de droits d'émission.

L'échange intertemporel permet à l'entreprise de mieux ajuster sa stratégie en fonction des chocs sur le marché. Le problème de minimisation des coûts de l'entreprise devient donc pour une période T donnée :

$$\min_{\{\alpha, \beta\}} E \int_0^t e^{-rt} (\pi^t \alpha^i + \varphi(\alpha^i_t)^2 - P_t \beta^i_t + v(\beta^i_t)^2) dt \text{ s.c. } B^i_t = 0$$

Nous obtenons la stratégie d'équilibre à partir des conditions de premier ordre. Cette stratégie est caractérisée par un prix P_t , une banque de permis B_t et l'abattement des GES α_t au temps t .

Fan, Liu et Guo (2016) ont constaté que même si théoriquement, le prix pour les droits d'émission devrait égaler le coût marginal d'abattement à l'équilibre, ce n'est pas toujours le cas sur le marché européen. Dans leur modèle complexe ils différencient les grands des petits émetteurs.

$$Y_t = \omega' + \theta' * Y_{t-1} + \varphi'_1 * r_{t-1} + \varphi'_2 * NB_{t-1}^{high} + \varphi''_2 * NB_{t-1}^{high} + z_t$$

$$\sigma_t'^2 = u' + \alpha' * z_{t-1}'^2 + \beta' * \sigma_{t-1}'^2 + \gamma'_1 * B_t^{high} + \gamma'_2 * S_t^{high} + \gamma''_1 * B_t^{low} + \gamma''_2 * S_t^{low}$$

où Y_t est le logarithme du rendement, ω une constante, θ le coefficient exprimant les fluctuations de prix, z le résidu, σ_t la volatilité conditionnelle, r_t le comportement d'échange, ϕ_i les coefficients, NB l'achat/vente net de permis, B_t et S_t sont respectivement

les permis achetés et vendus dans un but autre que de respecter la cible d'abattement pour les entreprises très présentes (*high*) et moins présentes (*low*).

La première équation représente la moyenne et la deuxième correspond à la variance pour le prix. Avec la base de données provenant du CITL (Community Independent Transaction Log), ils testent ce modèle sur le marché européen et obtiennent plusieurs conclusions. Les entreprises peu émettrices ont tendance à vendre tandis que celles qui émettent plus achètent. Le retour vers le prix est davantage affecté par les grands émetteurs que par les petits émetteurs. L'achat de droits d'émission stockés aide à la stabilisation du prix sur le marché, mais la vente n'a pas d'effet. Pour finir, nous devrions observer une baisse des fluctuations du prix dans le temps.

1.3 Liaison entre deux régions

Plusieurs auteurs se sont penchés sur la question de la liaison de marchés du carbone depuis l'arrivée de ce type de politiques. Ranson et Stavins (2014), Flachsland, Marschinski et Edenhofer (2009) ainsi que Tuerk, Mehling, Flachsland et Sterk (2009) sont des articles de synthèse souvent cités qui distinguent les avantages et les inconvénients pour des régions de partager un marché du carbone commun.

Pour calculer un équilibre de marché, il faut distinguer les liens unilatéral et bilatéral. Un lien unilatéral signifie qu'une des régions peut se procurer des droits d'émission chez son partenaire, mais l'inverse n'est pas possible. Si l'on suppose que le prix est moins élevé dans la région qui permet l'exportation de droits d'émission, la demande est nécessairement plus forte suite à la liaison. Les droits d'émission s'écoulent rapidement et le prix augmente. Dans un lien bilatéral, il y a une augmentation de l'offre et de la demande agrégée. L'effet sur le prix dépend du nombre de droits d'émission supplémentaires et de la demande additionnelle. Si l'offre additionnelle est supérieure à la demande additionnelle, le prix baisse sur le marché suite à la liaison (vice-versa).

La liaison entre deux marchés n'est pas nécessairement bénéfique pour chaque région (la liaison n'est pas assurément Pareto-efficace). Théoriquement, il y a un gain d'efficacité car on s'assure que les émissions de GES sont réduites dans la région où il est le moins coûteux. Si le coût marginal d'abattement de la région 1 est inférieur au coût

marginal d'abattement de la région 2, la région 1 réduit davantage ses émissions et exporte des droits d'émission vers la région 2. De plus, en supposant que les deux marchés mettent une quantité de droits d'émission en circulation, il y a un gain au niveau de la liquidité du marché. Par ailleurs, augmenter la portée du marché en liant amène une certaine crédibilité. Les entreprises sont généralement moins réticentes d'y participer dans ces conditions.

Il existe cependant des coûts à lier des marchés. D'une part, il peut exister un « problème de resquilleur ». Les régions sont incitées à ajuster leurs cibles d'émission pour pouvoir vendre/acheter plus/moins de droits d'émission à la région partenaire, réduisant l'efficacité de la politique. En outre, certaines études soulèvent la question de transferts monétaires de la région importatrice vers la région exportatrice. Théoriquement, les exportateurs sont compensés pour la réduction de leurs émissions par les importateurs. À l'inverse, les entreprises de la région importatrice profitent d'un prix plus faible qui les aide à rester concurrentielles. Toutefois, les sommes transférées peuvent être très importantes à long terme. Il y a donc un arbitrage entre l'aspect concurrentiel des entreprises et des transferts de revenus pour la région importatrice. Il peut aussi exister des distorsions très fortes dans les chocs, les cibles de réduction, les prix, les objectifs, etc. faisant en sorte qu'un équilibre efficace sur le marché puisse être pratiquement hors d'atteinte. De plus, tout comme en libre-échange, il y a des gagnants et des perdants à l'intérieur d'une même région suite à la liaison des marchés. Des coûts de « lobbying » s'ajoutent et diminuent le bénéfice net de lier. Théoriquement, la région ayant le coût marginal d'abattement le moins élevé a un gain dans les secteurs où il est moins coûteux d'abattre car les entreprises y vendent plus de droits d'émission à un prix plus élevé. Dans cette même région, les entreprises dans les secteurs où le coût marginal d'abattre est plus élevé sont désavantagées car, elles doivent acheter leurs droits d'émission à un prix plus élevé (l'inverse pour la région ayant des coûts marginaux d'abattement élevés). Il y a donc une analyse avantages-coûts à réaliser lorsque deux marchés se lient.

Doda et Taschini (2016) séparent la liaison de marchés en trois effets: les effets de pairs (PSE), de volatilité (VE) et de dépendance (DE). Ils supposent aussi que le bénéfice d'émettre des GES dépend de la quantité produite et des chocs économiques de la région.

$$B_i(q_i, \theta_i) = b_0 + (b_1 + \theta_i)q_i - \frac{b_2}{2\varphi_i} * q_i^2$$

où q_i est la quantité de GES produite, θ_i représente les chocs et φ_i la possibilité d'abattement de la région i .

Ensuite, ils utilisent une fonction de dommage, qui – puisque que l'on parle de GES – tient compte des émissions des deux régions.

$$D_i(q_1 + q_2) = d_0 + d_1(q_1 + q_2) + \frac{d_2}{2}(q_1 + q_2)^2$$

Ici, q_1 et q_2 sont les émissions respectives des régions 1 et 2. Chaque région prend en compte dans sa fonction de dommage la quantité produite de l'autre car les GES affectent toutes les régions du globe peu importe où ils sont produits.

En supposant que la région 1 possède le coût marginal d'abattement le plus bas, et qu'elle exporte une quantité n de droits d'émission, nous pouvons dériver les avantages économiques de chaque région à lier leurs marchés.

$$\delta_1 = B_1(q_1 - n, \theta_1) - B_1(q_1, \theta_1) + p_l * n - \varphi_1 \epsilon$$

$$\delta_2 = B_2(q_2 + n, \theta_2) - B_2(q_2, \theta_2) - p_l * n - \varphi_2 \epsilon$$

$$\Delta = [B_1(q_1 - n, \theta_1) + B_2(q_2 + n, \theta_2)] - [B_1(q_1, \theta_1) + B_2(q_2, \theta_2)] - (\varphi_1 + \varphi_2) \epsilon$$

δ_1 et δ_2 sont les avantages pour la région 1 et 2 suite à la liaison moins la situation en autarcie respective de chacune. Δ est l'avantage économique global de la liaison.

Il est à noter que l'avantage global dépend des chocs des deux régions. Si les chocs sont semblables dans les deux régions il est possible que la liaison soit plus bénéfique.

Pour revenir aux effets isolés supposés par les auteurs, PSE, VE, DE :

$$PSE(\varphi_1, \varphi_2) = \frac{\varphi_1 \varphi_2}{2b_2(\varphi_1 + \varphi_2)} \text{ (effet de l'interaction des deux régions)}$$

$$VE(\sigma_1, \sigma_2) = \sigma_1^2 + \sigma_2^2 \text{ (effet sur la volatilité dépendant de la variance des chocs)}$$

$$DE(\sigma_1, \sigma_2, \rho) = -2\sigma_1\sigma_2\rho \text{ (effet de corrélation entre les chocs)}$$

$$E[\Delta] = PSE(VE + DE) - (\varphi_1, \varphi_2)\epsilon \text{ (espérance de l'avantage économique global)}$$

En considérant ces effets, nous pouvons conclure que les chocs sont transmis d'une région à l'autre. Ce faisant, plus la variance et la différence entre les chocs sont élevées, moins lier les marchés est économiquement avantageux. De plus, l'effet de volatilité peut être positif ou négatif. Il est cependant possible d'obtenir une liaison bénéfique globalement même si cet effet est négatif. Il existe donc de bonnes et moins bonnes liaisons.

Coutu et Séguin (2016) se sont penchés sur un aspect particulier de la liaison des marchés de la Californie et du Québec : le taux de change. La règle d'harmonisation (détermine le prix plancher, le prix plafond, la façon dont se font les transactions, etc. dans un marché commun) affecte l'effet du taux de change. Si le prix minimum effectif choisi est le prix le plus élevé, la région ayant la devise la plus forte dicte le marché et l'autre juridiction subit les fluctuations (vice-versa). Ils suggèrent une règle d'harmonisation se basant sur une moyenne pondérée dans le but de limiter l'incertitude et l'effet du taux de change. En second lieu, l'ajout de nouvelles juridictions n'affecte pas significativement l'incertitude sur le taux de change, même si cela peut amener d'autres bienfaits. Finalement, l'impact du taux de change se fait sentir lorsque le prix effectif se situe près des bornes. L'effet est donc moins présent lorsque le prix se situe entre le prix plancher et le prix plafond.

Cason et Gangadharan (2011) ont simulé plusieurs conditions de marché sous différentes réglementations (en autarcie, en marchés liés avec un intermédiaire à l'échange et en marchés liés avec des échanges directs). Pour recréer l'environnement, ils ont délimité quatre marchés différents (deux à prix élevés et deux à prix faibles) ayant chacun deux acheteurs et deux vendeurs (représentés par des étudiants formés). Ils observent une tendance à l'égalisation du prix dans les différents marchés lorsqu'il y a liaison. Ce prix est contenu entre les prix en autarcie de chaque région. De plus, en liant, le prix a tendance à être moins volatile dans un marché commun. Il y a un gain d'efficacité à la liaison. Les résultats tendent également à supposer que l'échange direct entre entreprises tend à être davantage efficace et qu'il y a des gagnants et des perdants à une liaison de marchés.

2 Réglementation

Les dispositions réglementaires du marché du carbone de la WCI sont divisées en trois catégories. Ces différentes catégories facilitent l'harmonisation de la liaison des marchés.

La première catégorie représente les dispositions nécessairement identiques lors de la liaison. On y retrouve tout ce qui concerne les ventes aux enchères, les limites d'achats, les limites de possession et les transferts de droits d'émission. Il serait plutôt inusité de constater que le marché, une fois lié, donne différents poids à un droit d'émission ou qu'une entreprise puisse posséder presque tous les droits sur le marché parce qu'une juridiction a des restrictions plus faibles en ce qui concerne la limite de possession.

La deuxième catégorie contient les dispositions devant produire des résultats similaires sans obligatoirement être identiques. On y retrouve les dispositions concernant la mesure, le rapport et la vérification des émissions. On veut s'assurer qu'une tonne de CO₂ vaut la même chose dans toutes les juridictions.

La dernière catégorie englobe les dispositions pouvant être totalement différentes d'une région à l'autre. On y retrouve l'inclusion des efforts de réduction des GES avant l'entrée en vigueur du marché du carbone et le système de crédits compensatoires.

2.1 Dispositions générales

Dans chacune des régions, les dispositions quant à la couverture des émissions sont presque les mêmes. Dans toutes les juridictions, les entreprises émettant 10 000 teCO₂ ou plus doivent obligatoirement déclarer leurs émissions. Les entreprises possédant des bâtiments responsables de 25 000 teCO₂ ou plus sont obligatoirement assujetties au SPEDE. Notez ici que c'est le bâtiment qui doit produire plus de 25 000 teCO₂, l'entreprise peut posséder plusieurs bâtiments émettant 24 000 teCO₂ sans être contrainte à acheter des droits d'émission même si au total elle émet plus de 25 000 teCO₂. Il existe une option en Ontario et en Californie permettant aux entreprises émettant entre 10 000 teCO₂ et 25 000 teCO₂ de devenir participantes à part entière si elles le désirent (le Québec prévoit inclure une mesure semblable dans un avenir proche).

Le SPEDE vise les secteurs de l'industrie, de l'électricité et – depuis 2015 – les distributeurs de carburants et de combustibles fossiles. Les distributeurs couvrent essentiellement les émissions liées à la consommation des clients non-assujettis (pour éviter le double comptage) du carburant ou combustible qu'ils délivrent. L'unique exemption est l'utilisation du carburant pour les avions et les navires.

Tous peuvent participer au marché du carbone. Un particulier peut acheter des droits d'émission et les revendre plus tard dans le but de réaliser un profit. Des groupes environnementaux peuvent également acheter des droits d'émission sans les exercer, dans l'objectif de faire diminuer la quantité de permis disponibles sur le marché. Nous verrons plus loin que les règles sont différentes pour ce genre de participants.

L'échange intertemporel est permis directement du futur vers le présent. Les entreprises peuvent emprunter des droits d'émission aujourd'hui pour les utiliser plus tard, mais ne peuvent pas utiliser des droits d'émissions futurs à la période courante.

2.2 Droits d'émission

Chaque droit d'émission compense 1 teCO_2 . Il en existe différents types : le permis d'émission, le crédit compensatoire et le crédit pour réduction hâtive. Le permis d'émission (ou unité d'émission) est le type de droit d'émission le plus important dans le marché. Ce sont les droits d'émission émis et plafonnés par le gouvernement. Les entreprises peuvent s'en procurer via les ventes aux enchères qui ont lieu quatre fois par année, par des transactions entre entreprises sur le marché secondaire ou par une vente de gré à gré avec le gouvernement.

Une entreprise peut également acheter un crédit compensatoire. Ces droits sont donnés par le gouvernement à une entreprise non-soumise par le SPEDE qui met en place un projet pour réduire ses GES. Nous les présentons en détail dans une prochaine section.

Les crédits pour réduction hâtive sont distribués la première année du marché aux entreprises ayant réduit leurs émissions avant le début du SPEDE. Ils sont relativement peu importants.

2.3 Allocations gratuites

Les allocations gratuites sont des permis distribués gratuitement par le gouvernement. Pour en recevoir, l'entreprise doit faire face à de la concurrence sur le marché international ou sur le marché local par des entreprises étrangères. Elle peut alors éviter de payer une partie de ses droits d'émission. Cette mesure minimise donc les fuites de carbones.

La réglementation québécoise et ontarienne prévoit des allocations gratuites aux entreprises œuvrant dans le secteur industriel (l'aluminium, la chaux, le ciment, etc). Les entreprises peuvent obtenir gratuitement ces allocations jusqu'à 80 % des émissions provenant des processus de combustion et jusqu'à 100 % pour le reste de la provenance des émissions. Le total des allocations gratuites diminue de 1 % à 2 % chaque année.

La Californie permet aux entreprises exposées à la concurrence externe et à certains distributeurs de bénéficier d'allocations gratuites. Cette mesure supplémentaire concernant les distributeurs protège les consommateurs d'augmentations de tarifs trop élevées. L'État utilise majoritairement du gaz naturel pour produire son électricité. Les consommateurs sont donc touchés davantage par un prix sur les émissions de carbone qu'au Québec ou en Ontario où les hydrocarbures sont moins employés à cette fin.

Même si l'entreprise bénéficie d'allocations gratuites, elle est incitée à réduire ses émissions. Le programme prévoit une baisse chaque année du nombre de permis distribués gratuitement. L'entreprise doit donc réduire ses émissions si elle ne veut pas payer dans le futur. En outre, si l'entreprise réduit plus que prévu, elle peut vendre à profit ses permis excédentaires.

2.4 Crédits compensatoires

La réglementation sur les crédits compensatoires est propre à chaque juridiction. Au Québec, le gouvernement permet cinq types de protocoles : le recouvrement d'une fosse à lisier, les sites d'enfouissements, la destruction des substances appauvrissantes de la couche d'ozone contenues dans des mousses isolantes ou utilisées en tant que réfrigérant et deux sur la destruction du CH₄ occasionné par l'exploitation de mines de charbon.

Les crédits compensatoires sont garantis par le gouvernement qui garde une réserve de 3 % des crédits compensatoires distribués au cas où certains seraient invalidés. L'entreprise qui achète un crédit compensatoire québécois subit donc un risque d'invalidation (il s'agit du risque que le projet générant les crédits compensatoires ne respectent pas les conditions gouvernementales et que les crédits soient inutilisables) pratiquement nul.

En Californie, la réglementation est très différente. Il existe six types de protocoles : les projets de foresterie, les projets de foresterie urbaine, la destruction des substances appauvrissant la couche d'ozone, les fosses à lisier, la capture du méthane issue des mines et la culture du riz. Toutefois, la différence majeure entre les deux systèmes est que le risque d'invalidation n'est pas garanti. Dans cette optique, la réglementation californienne prévoit trois types de crédits compensatoires, les CCO-8, les CCO-3 et les CCO-0. Chaque type de crédits correspond à un risque d'invalidation. Plus le chiffre est élevé, plus l'entreprise doit subir un risque d'invalidation sur une longue période. Par exemple, un CCO-8 représente un risque d'invalidation à supporter sur un horizon de huit ans. De plus, certains contrats prévoient une disposition qui garantit certains CCO-8 et CCO-3. On y réfère généralement comme des « golden CCO ». La garantie de ce type de contrat vient de l'entreprise vendeuse. Puisque ce n'est pas le gouvernement qui garantit les « golden CCO », il existe tout de même un risque financier (si le crédit est invalidé), si l'entreprise est incapable de rembourser, de remplacer les droits d'émission ou si elle ferme ses portes.

L'Ontario n'a rien confirmé en ce qui concerne ses crédits compensatoires. Nous savons cependant qu'elle développe actuellement ses protocoles conjointement avec le Québec. De plus, tout comme ses partenaires, la limite d'utilisation des crédits compensatoires pour une entreprise est de 8 %.

2.5 Périodes de conformité

Une période de conformité représente l'intervalle de temps pour lequel les entreprises doivent couvrir leurs émissions. Par exemple, si la période de conformité est de trois ans et qu'une entreprise émet 50 000 teCO₂ chaque année, elle doit cumuler l'équivalent de 150 000 teCO₂ en droits d'émission à la fin de la période. Si elle est

incapable d'atteindre la quantité de droits nécessaire, elle subit une sanction imposée par le gouvernement.

Les périodes de conformité ont été déterminées au début du programme. Le plan prévoyait trois périodes entre 2013 et 2020. La première était de deux ans (2013-2014) et couvrait le secteur de l'industrie et de l'électricité. La seconde, de 2015 à 2017, ajoutait les distributeurs de carburants et de combustibles fossiles. La troisième dernière débutera avec l'intégration de l'Ontario au marché en 2018 et se terminera en 2020. Puisque l'Ontario a débuté son SPEDE en 2017, elle a une période de conformité de quatre ans commençant en 2017.

2.6 Plafonds

Le plafond d'émission est la base d'un marché du carbone. Il délimite le nombre maximum de permis créés chaque année. Ce plafond est propre à chaque région, mais lorsqu'il y a liaison de marché, il devient commun pour toutes les juridictions. Le Québec et la Californie, ont fixé leurs plafonds de 2013 à 2020 lors de la mise en place du marché. L'Ontario a fait de même en 2016 pour ses plafonds de 2017 à 2020.

2.7 Prix plancher

Le prix plancher est le prix minimum permis lors d'une vente aux enchères. Aucun droit d'émission ne peut être vendu en dessous de ce prix par le gouvernement. Si une entreprise achète des permis d'émission à une autre sur le marché secondaire, le prix plancher n'existe plus. Toutefois, puisqu'il y a un prix plancher lors des ventes aux enchères, le prix sur le marché secondaire a moins de chances de s'effondrer car les deux marchés sont étroitement liés. L'entreprise choisit d'acheter sur le marché secondaire si le prix y est moins élevé que lors des ventes aux enchères (vice-versa). En théorie, les prix sur les deux marchés sont donc identiques. En pratique, il peut cependant exister un écart entre les deux prix, surtout dans une période entre deux ventes aux enchères. Il est déjà arrivé que le prix sur le marché secondaire passe sous le prix minimum, mais la différence n'a jamais dépassé 5 %. La principale cause était la contestation en cours du programme en Californie qui créait beaucoup d'incertitude sur le marché (ce problème est présentement réglé).

En 2012, le prix minimum était de 10\$ (en dollars canadiens au Québec et en dollars américains en Californie) et a augmenté annuellement depuis au même rythme que l'inflation plus 5 %.

$$PM_t = PM_{t-1} * (1 + 0,05 + i)$$

où PM est le prix minimum, t l'année et i l'inflation.

Le prix minimum retenu lors d'une vente aux enchères est le plus élevé entre les juridictions après l'ajustement du taux de change. En 2017, le prix minimum est celui de la Californie à 13,57\$US (environ 18,28\$CAN).

2.8 Réserve, ventes de gré à gré et prix plafond

La réserve est un nombre de permis placés de côté par le gouvernement à chaque année correspondant à un certain pourcentage du plafond, prédéfini au début du programme. Le Québec et la Californie ont la même réserve de 1 % pour 2013 et 2014, de 4 % de 2015 à 2017 et de 7 % de 2018 à 2020. L'Ontario a plutôt un taux constant de 5 % du plafond d'émission de 2017 à 2020.

Le mécanisme est simple : lorsque le prix augmente trop, le gouvernement met en marché les permis de la réserve pour augmenter l'offre et faire une pression à la baisse sur le prix. La réserve agit donc comme mécanisme de prix plafond.

Les permis de la réserve sont uniquement vendus aux entreprises de la juridiction. Une entreprise californienne ne peut pas acheter de permis provenant de la réserve québécoise et vice-versa. Cette disposition du SPEDE est appelée une « vente de gré à gré ». Il existe trois catégories de prix lors des ventes de gré à gré. Chacun croît de 5 % par année plus inflation.

$$PP_t^X = PP_{t-1}^X * (1 + 0,05 + i)$$

PP est le prix plafond, X la catégorie A , B ou C (les prix étaient respectivement fixés en 2013 à 40\$, 45\$ et 50\$), t l'année, i l'inflation.

Les prix plafond et plancher assurent une certaine stabilité au marché. Le prix varie normalement à l'intérieur d'une fourchette de prix. Cependant, il est possible que les prix

débordent des limites fixées. La fourchette de prix n'est donc pas un intervalle de prix absolu mais réduit les risques d'effondrement et de volatilité du marché.

2.9 Limites d'acquisition et de possession

La limite d'acquisition restreint l'achat de permis d'émission lors d'une vente aux enchères à 25 % pour un émetteur assujéti. Pour prévenir les pénuries imprévues, les participants volontaires (groupes environnementaux, particuliers, etc.) sont également contraints à une limite de 4 %.

La limite de possession est déterminée à partir d'une base de permis d'émission de 25 millions d'unités, de la proportion maximum d'unités de la base qu'une entreprise peut posséder, de la proportion maximale de permis excédentaires à la base et du plafond d'émission. Certaines exceptions existent pour les entreprises émettant plus que la limite de possession. Dans ce cas, la limite s'applique toujours, mais l'entreprise a une exemption supplémentaire équivalente au niveau d'émission des années antérieures.

$$LP_t = 0,1 * Base + 0,025 * (Plafond_t - Base)$$

$$LP_t = 2\,500\,000 + 0,025 * (Plafond_t - 25\,000\,000)$$

LP est la limite de possession et t l'année.

Ces limites évitent qu'une entreprise contrôle le marché. Le marché du carbone est donc concurrentiel et la création d'un monopole ou d'un oligopole est peu probable.

2.10 Sanctions

En cas de non-respect de la réglementation, le ministre (ou l'administrateur désigné de la réserve en Californie) peut retirer les droits d'émission en trop si un participant excède sa limite de possession (sans remboursement). Un participant qui n'est pas conforme (n'a pas suffisamment de droits d'émission) devra acheter trois droits supplémentaires pour chaque droit d'émission manquant. Le compte où un participant stocke ses permis peut aussi être restreint si l'entreprise n'est pas en mesure de respecter sa pénalité. Si la situation perdure, d'autres sanctions plus sévères peuvent également être appliquées.

3 Prévisions des émissions

Dans cette étude, j'ai cherché à prévoir les effets de l'entrée de l'Ontario sur le marché du carbone conjoint de la Californie et du Québec. Je commence par réaliser une prévision des émissions par secteur d'activité dans les trois juridictions. Elle sera utilisée pour approximer les besoins en droits d'émission des entreprises assujetties. Je situe ensuite cette prévision par rapport au pire et au meilleur scénarios envisageables (bornes supérieure et inférieure) en termes de réduction de GES. Je termine en comparant le marché commun sans et avec l'Ontario en considérant les différents scénarios.

Les deux bornes déterminent l'étendue des possibilités de réduction des GES de 2016 à 2020. Le scénario issu des prévisions d'émission indique le sentier le plus probable. Cette démarche permet d'observer globalement l'évolution du marché jusqu'en 2020 de manière simple. Elle est logique, se reproduit facilement et permet de réaliser une analyse fonctionnelle du point de vue de l'entreprise.

3.1 Description des données

J'ai utilisé les données des tableaux A12-6 et A12-7 dans le rapport d'inventaire national⁵ publié par Environnement et Changement Climatique Canada (ECC) pour la prévision des émissions de l'Ontario et du Québec. Ce sont des données annuelles sur les émissions de GES réparties par provinces, par secteurs et sous-secteurs d'activité de 1990 à 2015. On y retrouve neuf secteurs principaux : le gaz et le pétrole, l'électricité, les transports, l'industrie lourde, les bâtiments, l'agriculture, les déchets, la production de charbon et l'industrie manufacturière légère, la construction et l'exploitation forestière. Les estimations considèrent le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), l'hexafluorure de soufre (SF₆), trifluorure d'azote (NF₃), les perfluorocarbures (PFC) et les hydrofluorocarbures (HFC) rapportés en millions de tonnes d'équivalent CO₂. Il existe un système de contrôle de la qualité des données comprenant plusieurs

⁵ Environnement et Changement climatique Canada, *Inventaire canadien des gaz à effet de serre*, [en ligne]. <http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=83A34A7A-1>

vérifications, tests, contrôles techniques et autres en plus d'une assurance qualité comprenant d'autres examens menés par des experts.

Pour la prévision des émissions californiennes, j'ai utilisé la base de données *California Greenhouse Gas Inventory*⁶ de l'*Air Resource Board* (ARB). On y retrouve les émissions annuelles classées en secteurs et sous-secteurs d'activité de 2000 à 2015 rapportées en millions de tonnes d'équivalent CO₂. Les secteurs sont séparés comme suit : l'électricité générée dans l'État, l'électricité importée, les transports, l'industrie, le commercial, le résidentiel, l'agriculture et les forêts et les émissions non-spécifiées. Nous y retrouvons également les émissions exclues par le marché du carbone californien. Le CO₂, le CH₄, le N₂O, le SF₆, le NF₃, les PFC et les HFC sont tous captés par les estimations. La méthodologie utilisée est cohérente avec l'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change).

Pour estimer les crédits compensatoires, j'ai utilisé le *Linked California and Québec Cap-and-Trade Programs Compliance Instruments Aggregated by Type and Account*⁷. Tous les droits d'émission enregistrés jusqu'à présent s'y retrouvent. J'ai ensuite vérifié les données avec le registre des projets de crédits compensatoires⁸ du MDDELCC (Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et de la Lutte aux Changements Climatiques) pour le Québec et avec l'ARB Offset credits issuance table⁹ où tous les projets générant des crédits compensatoires sont enregistrés.

Pour les permis d'émission et l'utilisation des crédits compensatoires, j'ai utilisé l'*Annual Summary Greenhouse Gas Emissions Data*¹⁰. Ces données proviennent aussi de l'ARB. Ce sont les émissions annuelles des différentes entreprises de l'État ainsi que les émissions assujetties au marché du carbone. Les données débutent en 2010 et sont

⁶ Air Resources Board, *California Greenhouse Gas Emissions Inventory-2017*, [en ligne].

<https://www.arb.ca.gov/cc/inventory/data/data.htm>

⁷ Air Resources Board, *Cap-and-Trade Program*, [en ligne].

<https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/capandtrade.htm>

⁸ MDDELCC, *Registre des projets de crédits compensatoires*, [en ligne].

http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/registre_creditscompensatoires.htm

⁹ Air Resources Board, *ARB Offset Credit Issuance*, [en ligne].

<https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/offsets/issuance/issuance.htm>

¹⁰ Air Resources Board, *Mandatory GHG Reporting-Reported Emissions*, [en ligne].

<https://www.arb.ca.gov/cc/reporting/ghg-rep/reported-data/ghg-reports.htm>

présentement disponibles jusqu'en 2015 (il existe un document semblable pour le Québec¹¹ qui n'inclut pas cependant les données sur les distributeurs de carburants et de combustibles). Il n'y a aucune base équivalente en Ontario puisque le système est trop récent.

Les données sur les prix viennent de l'*Archive Auction Information and Results*¹² de l'ARB. On y retrouve des informations sur les ventes aux enchères depuis la création du marché du carbone californien : prix de vente, taux de change, etc.

3.2 Québec

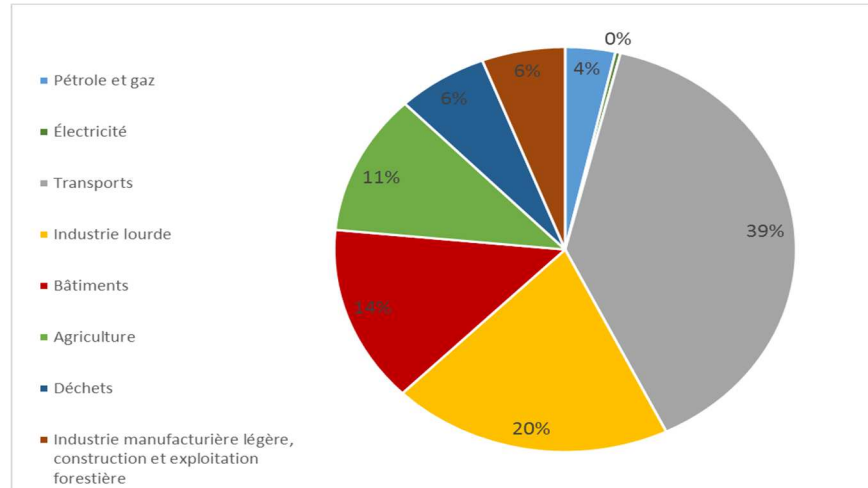
Pour estimer les émissions jusqu'en 2020, j'ai effectué une projection de la tendance linéaire des années précédentes pour les différents secteurs d'activité (voir l'Annexe-D pour les calculs). Puisque certains résultats n'avaient aucun sens dans certains secteurs ou sous-secteurs (par exemple : un niveau d'émission inférieur à zéro), l'année où débute la

¹¹ Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, *Émissions de gaz à effet de serre déclarées et vérifiées des établissements visés par le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPÉDE)*, [en ligne]. <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/liste-etablissements-visesRSPÉDE.pdf>

¹² Air Resources Board, *Archived Auction Information and Results*, https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/auction/auction_archive.htm

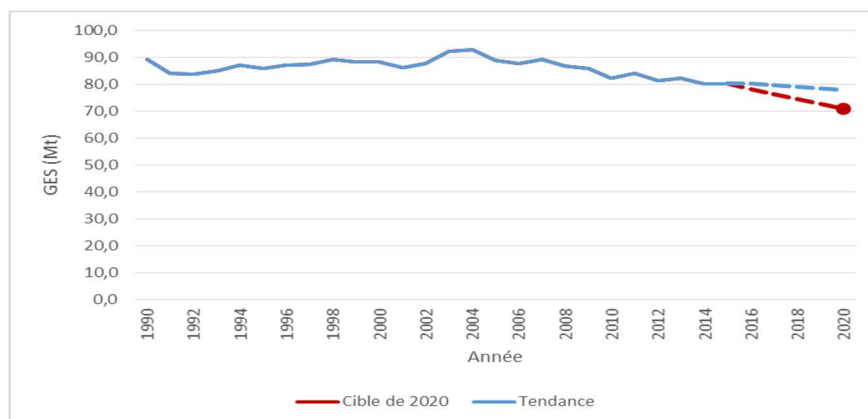
projection varie selon le secteur. J'ai également tenté de limiter les sauts improbables dans les émissions dans les années entourant 2015 pour chacun des secteurs et sous-secteurs.

Figure 3.1: Répartition des GES par secteurs au Québec (2015)



Au total, le Québec devrait diminuer légèrement ses GES entre 2015 et 2020. Selon ma projection, il passe de 80,1 Mt à 77,9 Mt. Cela représente une réduction de 13,5 % des émissions par rapport au niveau de 1990 (89 Mt). La cible de réduction de 2020 (71,2 Mt) serait donc manquée. À ce rythme, le Québec est loin d'atteindre sa cible de réduction de 30 % sous le niveau de 1990 d'ici 2030. Il devrait émettre 71 Mt en 2020 si les réductions sont constantes à compter de 2015 pour atteindre cette cible.

Figure 3.2: Évolution des GES au Québec

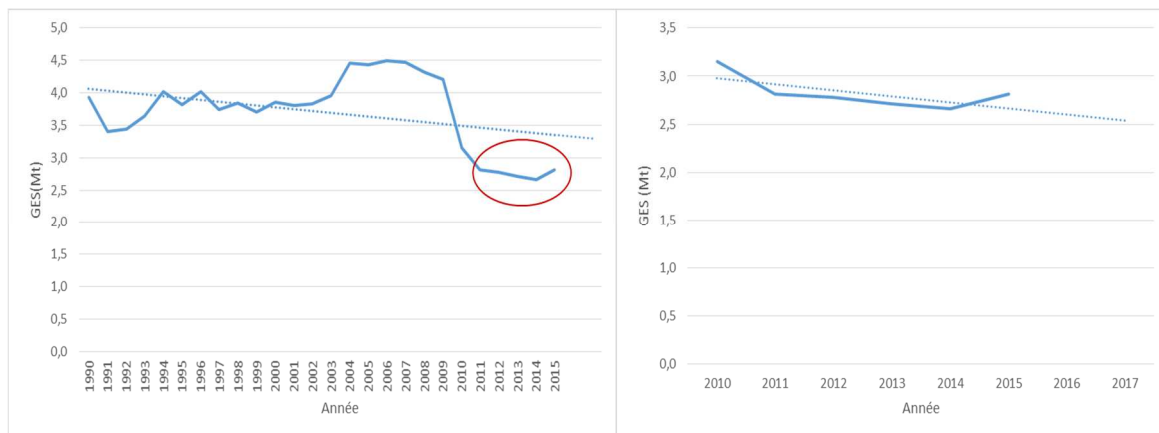


3.2.1 Gaz et pétrole

Le secteur du pétrole et du gaz n'est pas le secteur le plus polluant au Québec. Il couvre la production, l'exploitation et le transport du pétrole et du gaz naturel. Entre 1990 et 2015, il y a eu des réductions de 1,1 Mt, ce qui correspond à plus de 25 % des émissions. Cette réduction est causée par les programmes d'efficacité énergétique et par l'amélioration des capacités de production. Le niveau d'émission est cependant très variable et la tendance linéaire depuis 1990 donne un énorme saut dans les émissions entre 2015 et la projection de 2016 à 2020.

De 2010 à 2015, les émissions de se secteurs sont stables à environ 2,8 Mt. J'ai donc projeté la tendance de 2010 à 2015 jusqu'en 2020. Le secteur passe alors de 2,8 Mt en 2015 à 2,3 Mt en 2020.

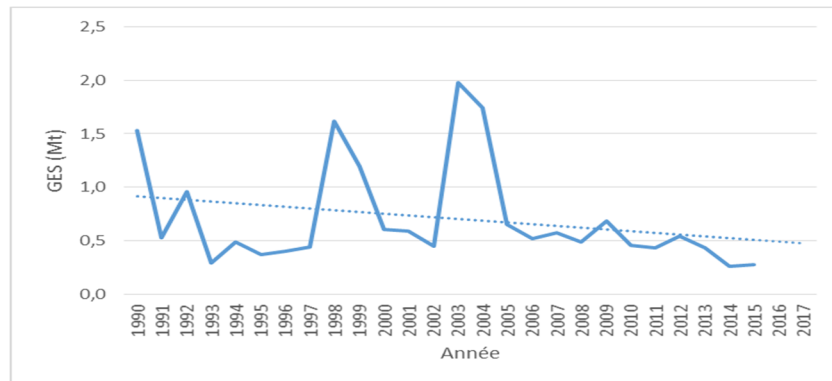
Figure 3.3: Évolution des GES du secteur du pétrole et du gaz au Québec



3.2.2 Électricité

Les émissions du secteur de l'électricité sont minimales. Elles proviennent de la production d'électricité via les produits pétroliers. Les émissions du secteur sont très variables de 1990 à 2015. Elles ne varient que de 1,7 Mt, mais c'est énorme considérant un maximum annuel de 2 Mt. Cette grande variabilité rend plusieurs projections incohérentes. Certaines projections linéaires donnaient des résultats négatifs ou des sauts dans les quantités. J'ai donc gardé les émissions fixes au niveau de 2015 (0,3 Mt) jusqu'en 2020.

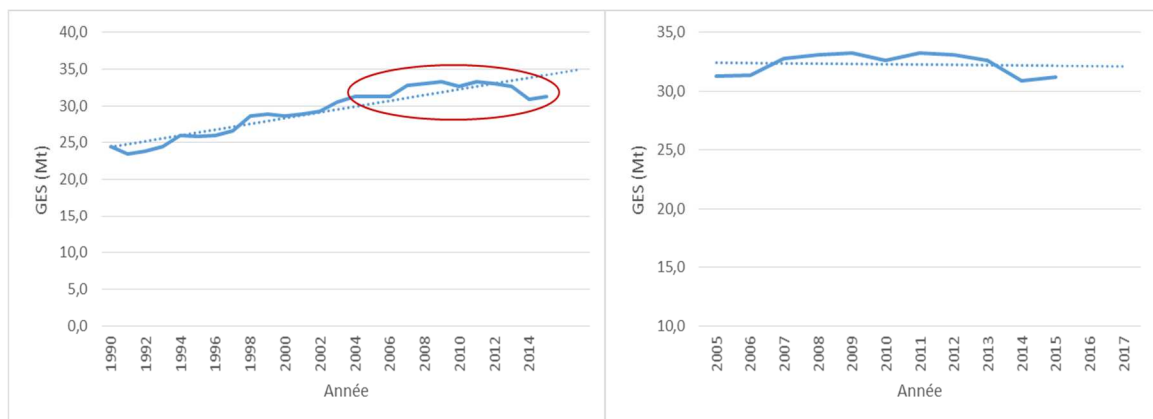
Figure 3.4: Évolution des GES du secteur de l'électricité au Québec



3.2.3 Transports

Le secteur des transports est celui avec le niveau d'émission le plus élevé. Il s'agit des émissions associées à la consommation de combustibles fossiles utilisée à des fins de transport. En 2015, il représentait environ 39 % des GES. Entre 1990 et 2015, les émissions ont augmenté de 24,5 Mt à 31,2 Mt. Même si la croissance est toujours présente, elle a sensiblement ralenti depuis 2005. La tendance débutant en 2005, donne un niveau d'émissions en 2020 de 32 Mt comparativement à 36,2 Mt si elle débute en 1990. Il y a toutefois un saut de 3 Mt entre 2015 et 2016 avec la tendance de 1990 et un de moins d'1 Mt pour la projection de 2005. Par ailleurs, les efforts de réduction des GES devraient entraîner une croissance des émissions moins forte allant dans le sens de la tendance de 2005.

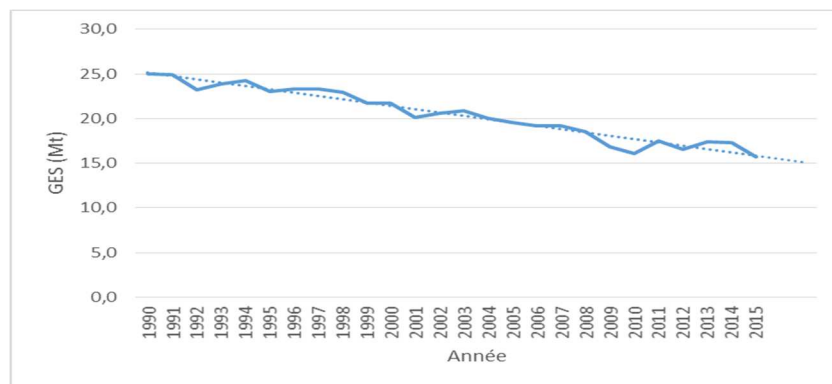
Figure 3.5: Évolution des GES du secteur des transports au Québec



3.2.4 Industrie lourde

L'industrie lourde inclut l'exploitation minière, la fonte et le raffinage de métaux non-ferreux, l'industrie des pâtes et papiers, la sidérurgie, le ciment (et le clinker), la chaux et le gypse ainsi que différents produits chimiques et engrais. Ce secteur correspondait en 2015 à près de 20 % des GES québécois. Il est toutefois le secteur qui a connu la plus forte réduction de ses émissions passant de 25 Mt en 1990 à 15,8 Mt en 2015. Cette diminution de 37 % des GES est causée par les changements dans les techniques de production et la baisse de la production dans certains sous-secteurs (fonte et raffinage de métaux non-ferreux et pâtes et papiers). Cette réduction suit presque parfaitement la tendance linéaire. Ma prévision est donc basée sur la tendance partant de 1990. Les émissions devraient atteindre 14 Mt en 2020.

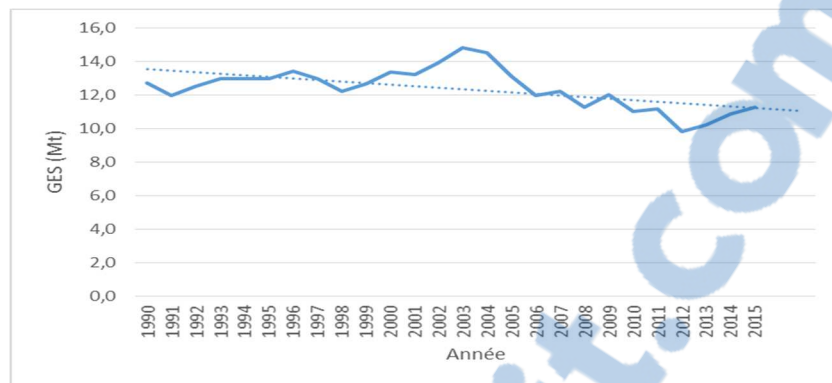
Figure 3.6: Évolution des GES du secteur industriel au Québec



3.2.5 Bâtiments

Ce secteur correspond à environ 14 % des émissions québécoises. Il est constitué de la pollution générée par la combustion de combustibles fossiles (gaz naturel, huile, mazout) pour chauffer les bâtiments. Il existe une tendance à la baisse depuis 1990. Bien que les émissions annuelles ne soient pas directement concentrer sur la tendance linéaire partant de 1990, elle représente bien les périodes où les fluctuations sont moins importantes. Avec cette tendance, les émissions atteignent 10,8 Mt en 2020. Ce qui représente une légère baisse par rapport aux 11,3 Mt de 2015.

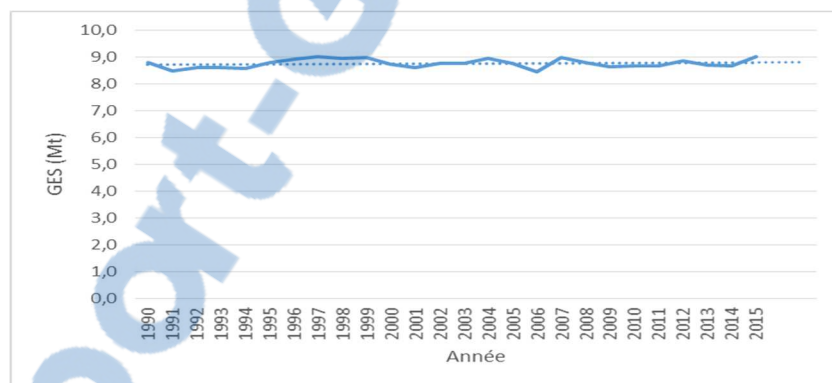
Figure 3.7: Évolution des GES du secteur des bâtiments au Québec



3.2.6 Agriculture, déchets et autre

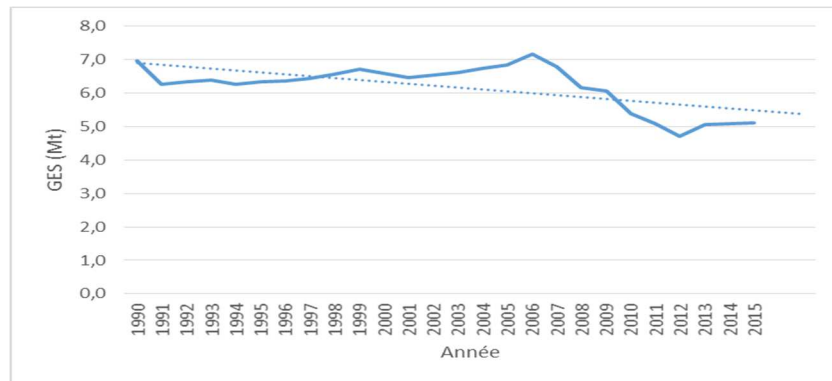
Il y a peu de fluctuations dans les niveaux d'émission depuis 1990 dans le secteur agricole. Le plus bas niveau de 8,5 Mt (2006) est très près du niveau le plus élevé de 9 Mt (1997). Les données suivent une tendance stable et varient peu. En suivant cette tendance, les émissions restent stables autour de 8,8 Mt jusqu'en 2020.

Figure 3.8: Évolution des GES du secteur de l'agriculture au Québec



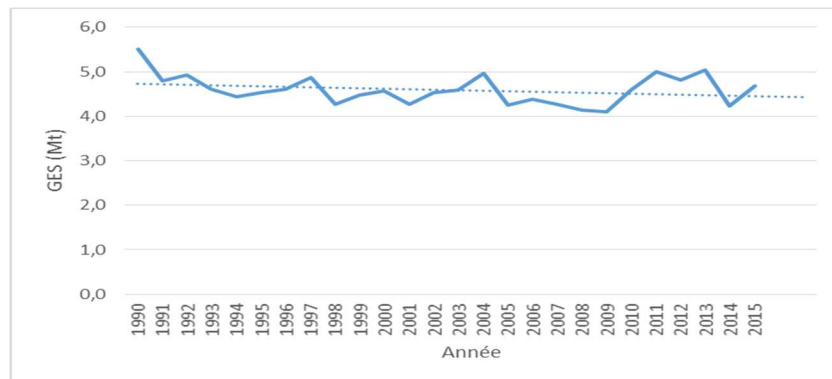
L'évolution des émissions du secteur des déchets ressemble beaucoup à celle des bâtiments. Il existe des variations importantes mais la tendance linéaire partant de 1990 représente bien l'évolution des GES. Le nombre de GES atteint 5,2 Mt en 2020.

Figure 3.9: Évolution des GES du secteur des déchets au Québec



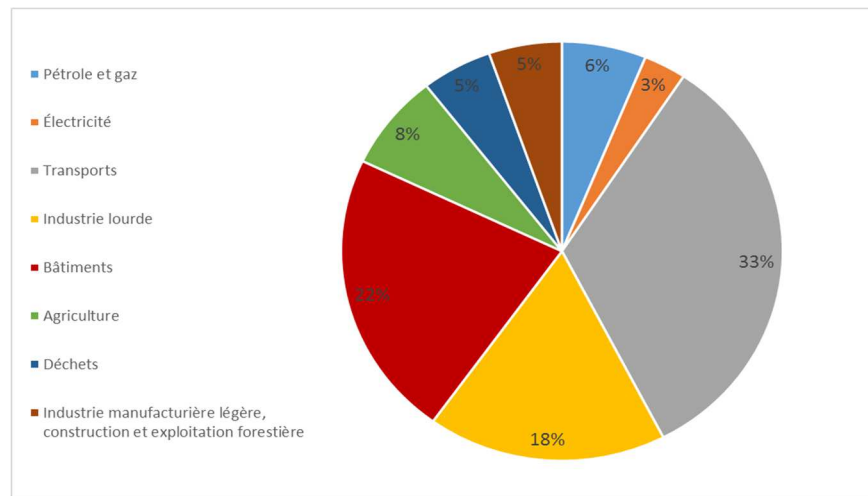
Le secteur « autre » comprend l'industrie légère, la construction et les ressources forestières. Il y a une faible tendance à la baisse et une faible variation des données. Selon la tendance linéaire partant de 1990 les émissions restent stables à 4,4 Mt de 2016 à 2020.

Figure 3.10: Évolution des GES du secteur "autre" au Québec



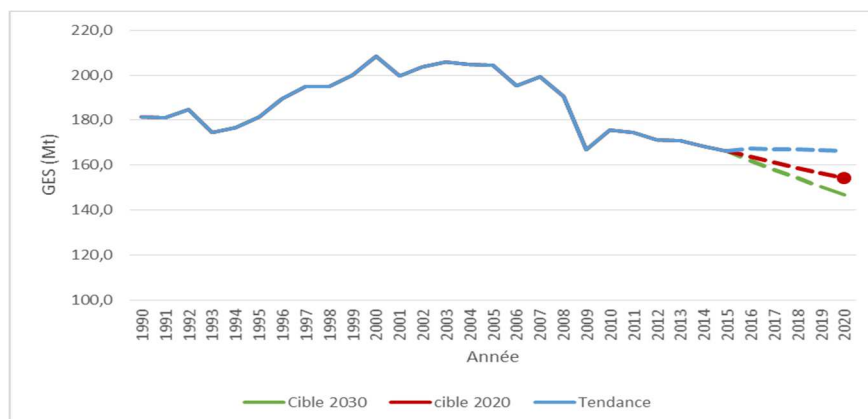
3.3 Ontario

Figure 3.11 : Répartition des GES par secteurs en Ontario (2015)



En 2015, l'Ontario a émis un total de 166,2 Mt. Elle devrait réduire très faiblement ses émissions dans les prochaines années. La province a déjà mis beaucoup d'efforts dans les dernières années en fermant ses centrales au charbon. Il sera de plus en plus coûteux pour la province de réduire ses émissions et l'effort demandé sera de plus en plus important. En 2020, l'Ontario devrait émettre environ 163,5 Mt, ce qui représente une réduction de 2,7 Mt par rapport à 2015. L'Ontario manquerait donc sa cible de réduction de GES de 2020 (15 % sous le niveau de 1990). Les 163,5 Mt en 2020 correspondent à une réduction de 10 % des émissions par rapport à 1990 (181,3 Mt). Pour atteindre sa cible de 2030 (114,2 Mt) l'Ontario devrait atteindre 146,6 Mt en 2020 si les réductions sont constantes, soit 16,9 Mt sous le niveau de la prévision.

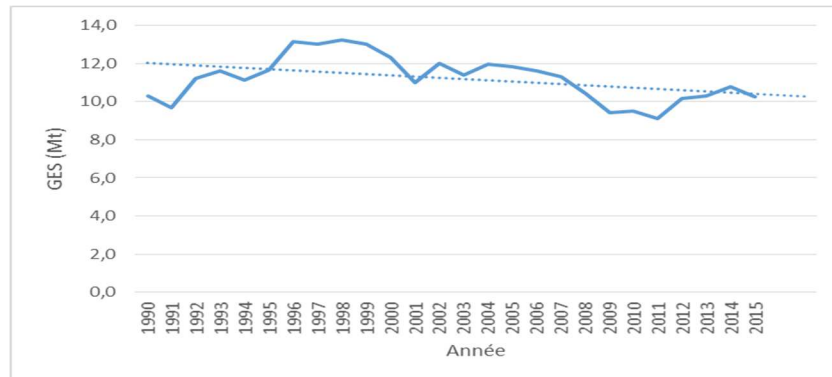
Figure 3.12 : Évolution des GES en Ontario



3.3.1 Gaz et pétrole

Le secteur du gaz et du pétrole représente 6 % des émissions. De 1990 à 2015, il existe une faible tendance à la baisse dans ses émissions. J'ai utilisé la tendance linéaire à partir de 1990 pour projeter jusqu'en 2020. Selon cette prédiction, les émissions restent stables, passant de 10,3 Mt en 2015 à 10,1 Mt en 2020.

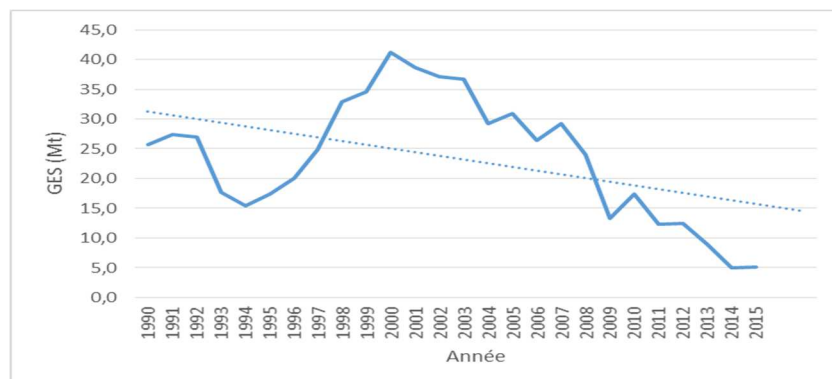
Figure 3.13: Évolution des GES du secteur du pétrole et du gaz en Ontario



3.3.2 Électricité

Ce secteur a atteint son plus haut niveau en 2000 à 41,2 Mt. Depuis, le secteur réduit fortement ses émissions avec la fermeture des usines de charbon. En 2015, les émissions étaient de 5 Mt, ce qui représente une diminution de 88 % des émissions en quinze ans. Il est clair que la réduction des émissions de ce secteur sera plus faible en raison des efforts considérables d'abattement qui ont déjà été fournis. Il est plausible que les émissions demeurent au niveau de 2015 (5,2 Mt) jusqu'en 2020.

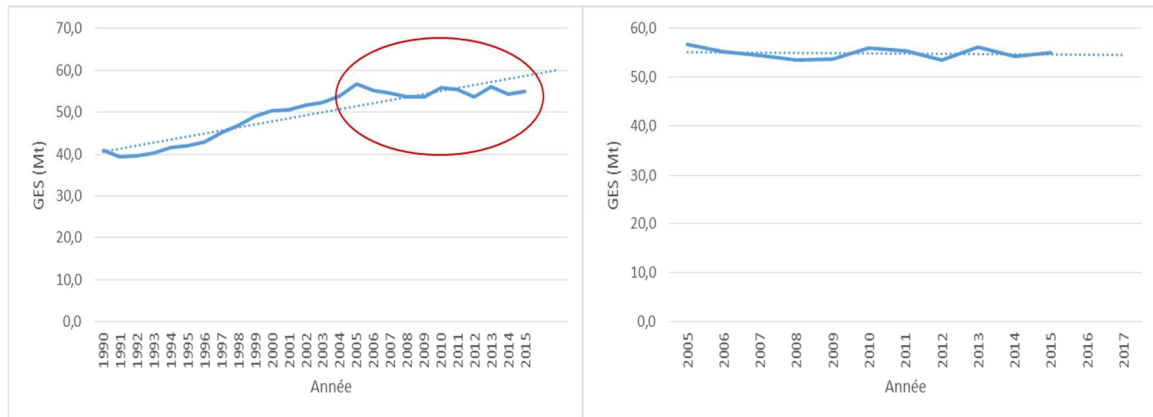
Figure 3.14: Évolution des GES du secteur de l'électricité en Ontario



3.3.3 Transports

C'est le secteur émettant le plus de GES en Ontario avec 55 Mt en 2015. Il existe une nette croissance de 1990 à 2015. Toutefois, les émissions se stabilisent et diminuent même faiblement depuis 2005. J'ai donc utilisé la tendance linéaire depuis 2005. Le niveau d'émission en 2020 est alors légèrement inférieur à celui de 2015 à 54,3 Mt.

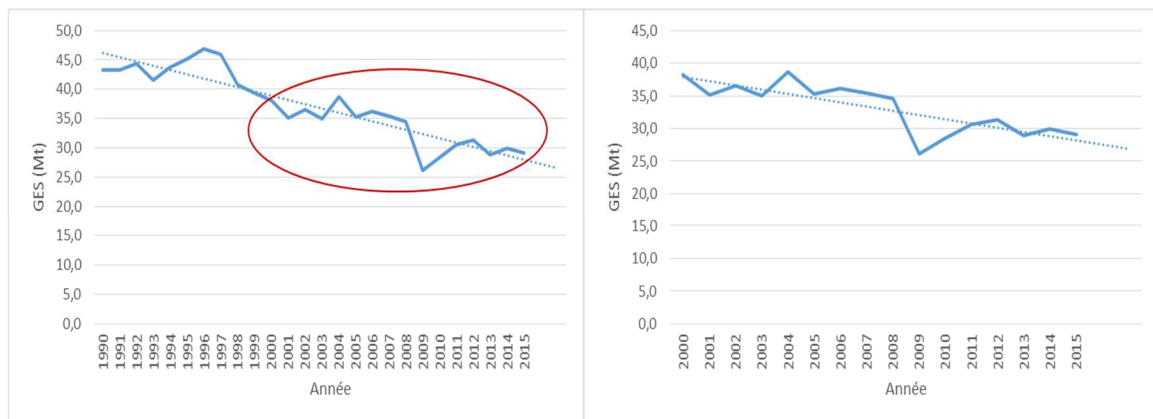
Figure 3.15: Évolution des GES du secteur des transports en Ontario



3.3.4 Industrie lourde

Ce secteur est passé de 43,2 Mt en 1990 à 29,1 Mt en 2015. Cela représente une diminution d'environ 33 %. Les émissions annuelles suivent assez bien la tendance linéaire partant de 1990 hormis le sous-secteur des produits chimiques et engrais qui représentent 25 % du secteur. Selon la projection linéaire partant de 1990, le sous-secteur passe de 7,4 Mt à 3,7 Mt de 2015 à 2016, ce qui est peu probable sans changement technologique majeur. En débutant la tendance en 2000, le niveau d'émission global ne change pas trop et les prévisions de chaque sous-secteur ne sont pas trop changeantes. Selon cette prévision, le niveau d'émission de l'industrie lourde atteint 25 Mt en 2020.

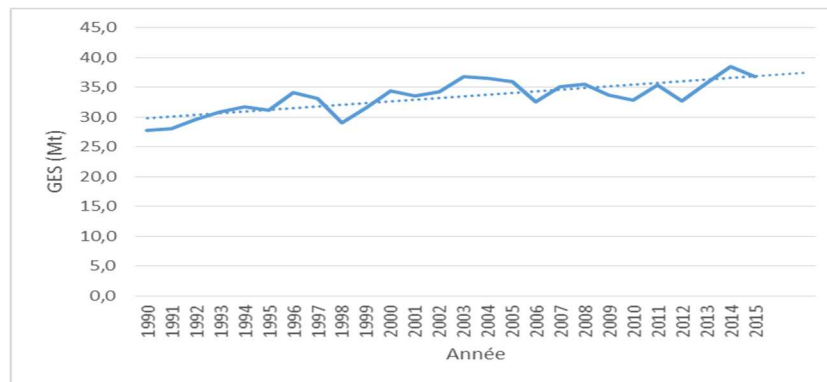
Figure 3.16: Évolution des GES du secteur industriel en Ontario



3.3.5 Bâtiments

Le secteur des bâtiments correspond à 22 % des émissions de la province. La tendance des émissions est à la hausse de 1990 à 2015. Les émissions annuelles suivent de près la tendance linéaire débutant en 1990. J'ai donc projeté à partir du niveau d'émission de 1990. Selon ce scénario, le secteur atteint 38,2 Mt en 2020.

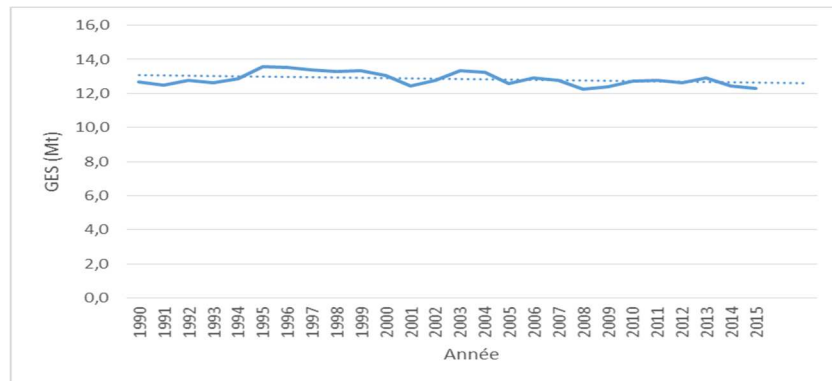
Figure 3.17: Évolution des GES du secteur des bâtiments en Ontario



3.3.6 Agriculture, Déchets et Autre

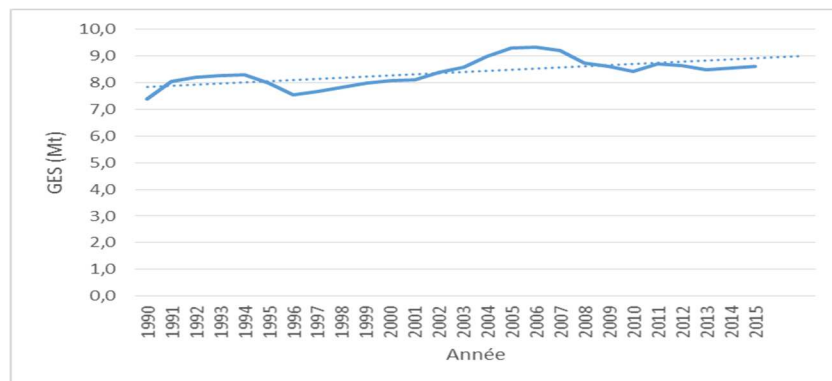
Les émissions de l'agriculture restent stables. Entre 1990 et 2015, la quantité la plus haute enregistrée est 13,6 Mt (1995) et la plus basse est 12,4 Mt (2001). En suivant la tendance linéaire depuis 1990, les GES restent entre 12,6 Mt et 12,5 Mt de 2016 à 2020.

Figure 3.18: Évolution des GES du secteur de l'agriculture en Ontario



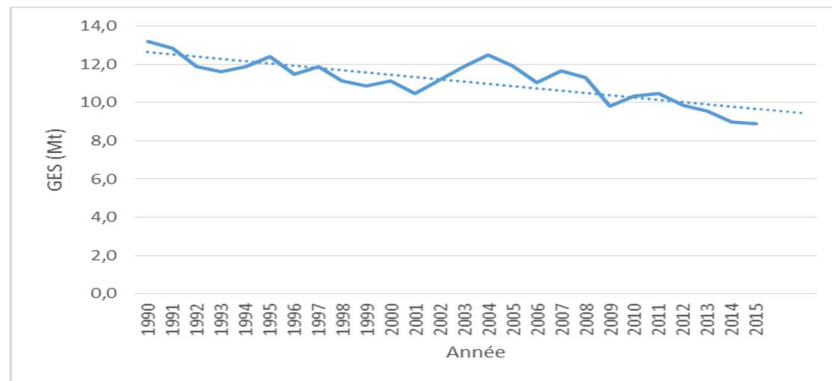
Le secteur des déchets a une croissance marquée depuis 1990. À l'époque, 7,4 Mt provenaient de ce secteur. En 2015, c'était 8,6 Mt. Cette hausse représente une croissance de 16 %. Selon la tendance linéaire partant de 1990, ce secteur atteint 9,1 Mt en 2020.

Figure 3.19: Évolution des GES du secteur des déchets en Ontario



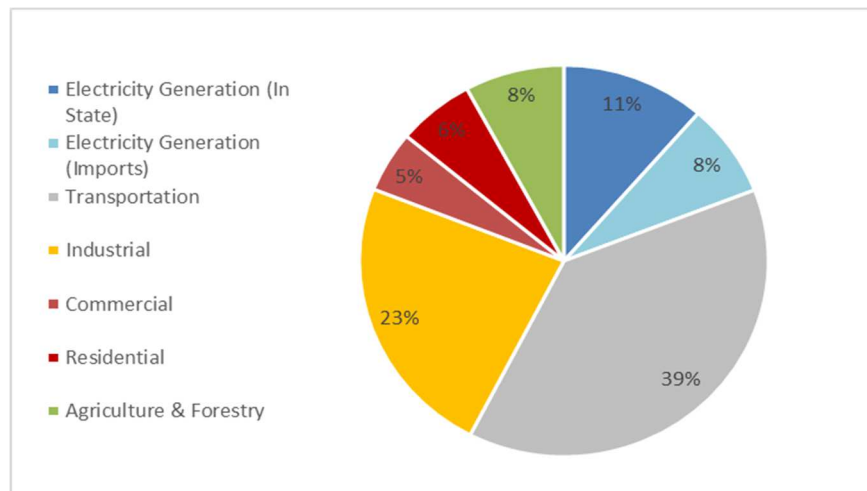
Le secteur « autre » couvre, l'industrie légère, la construction et les ressources forestières. Il y a une forte diminution des émissions, particulièrement dans l'industrie légère. Les émissions totales passent de 13,2 Mt en 1990 à 8,9 Mt en 2015 avec une certaine variance au cours de la période. La tendance linéaire à partir de 1990 représente bien le sentier de réduction des émissions. Suivant cette tendance, les émissions atteignent 9,1 Mt en 2020.

Figure 3.20: Évolution des GES du secteur «autre» en Ontario



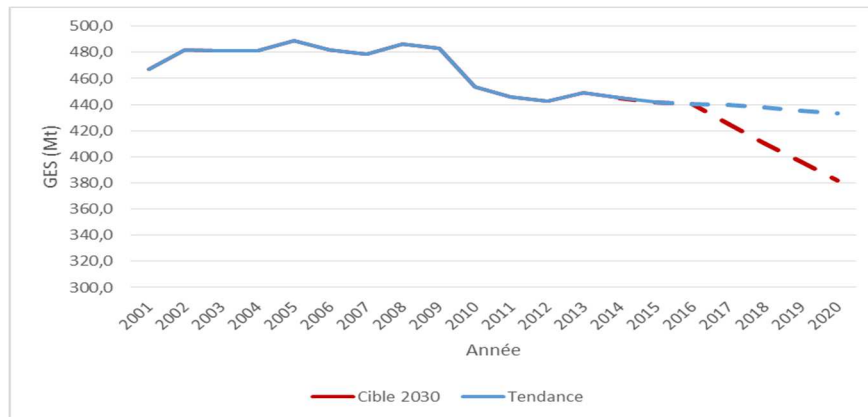
3.4 Californie

Figure 3.21: Répartition des GES par secteurs en Californie (2015)



La Californie a émis 440,4 Mt en 2015. Cela représente 5,5 fois les émissions québécoises et 2,6 fois celles de l'Ontario. Toutefois, per capita, un californien émet 1,1 fois les émissions d'un québécois et 0,9 fois celles d'un ontarien. Suivant la tendance linéaire de 2000 à 2015, les émissions californiennes devraient réduire sensiblement au cours des prochaines années. En 2020, les GES de l'État devraient s'établir à environ 431 Mt. La Californie atteindrait sa cible de 2020 (revenir à un niveau d'émission de 431 Mt). L'objectif de réduction des GES pour 2030 est de réduire les émissions de 40 % sous le niveau de 1990 (258,6 Mt). Il ne sera pas forcément atteint puisqu'il restera 172,8 Mt à réduire par rapport au niveau estimé de 2020.

Figure 3.22: Évolution des GES en Californie

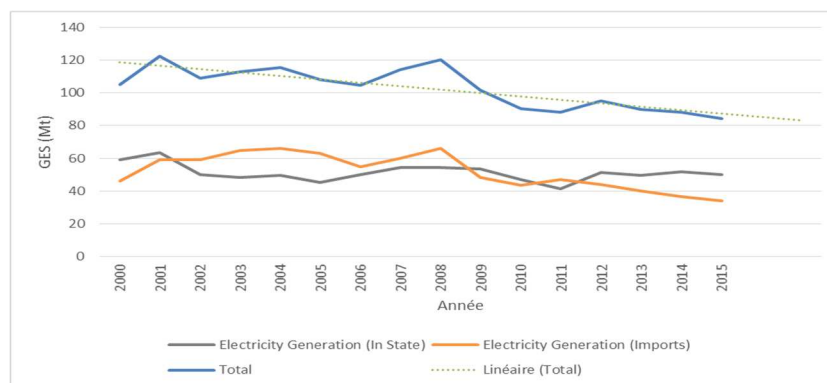


3.4.1 Électricité

La génération d'électricité est divisée en deux sous-secteurs : la génération à l'intérieur de l'État et l'importation. Pour la prédiction globale du secteur de l'électricité, il est préférable de les regrouper. Généralement, si un sous-secteur baisse, l'autre augmente. Ils ne se compensent pas totalement l'un et l'autre, mais les regrouper limite les fluctuations dans les émissions. Les données du secteur suivent une tendance à la baisse entre 2000 et 2015. Les émissions passent de 84 Mt en 2015 à 77,1 Mt en 2020 si l'on utilise la tendance linéaire depuis 2000.

Contrairement au Québec et à l'Ontario, la production d'électricité émet une part considérable de GES en raison l'importance du gaz naturel dans la production de l'État et de l'importation d'électricité générée par des centrales au charbon. Le secteur représente 19 % des GES. Nous verrons plus loin, qu'il y a ici un gros potentiel de réduction des GES.

Figure 3.23: Évolution des GES du secteur de l'électricité en Californie

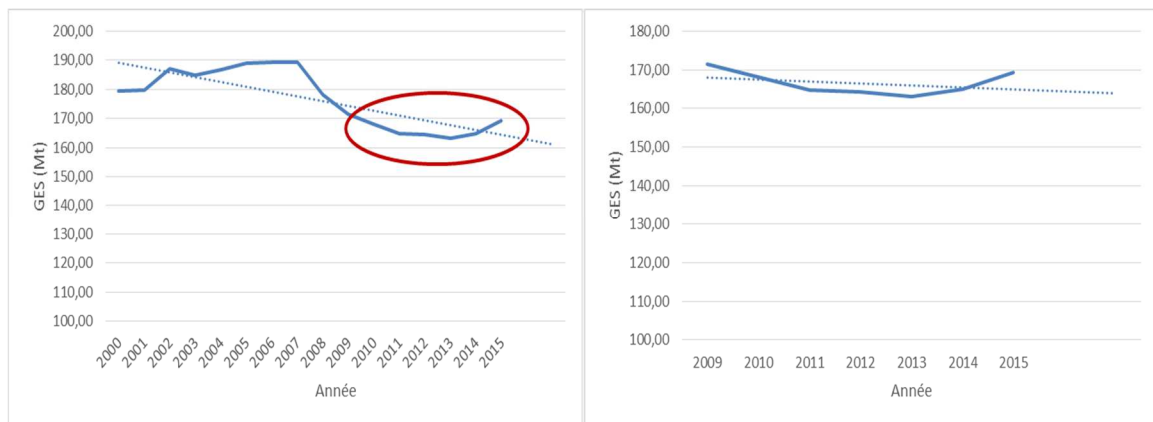


3.4.2 Transports

Le secteur des transports est le plus présent en matière de GES. Il représente environ 39 % des émissions totales de l'État.

Le secteur a connu hausse de ses émissions de 2000 à 2007 et a atteint un sommet de 189,4 Mt. Il y a ensuite une baisse des émissions de 2008 à 2011 d'environ 20 Mt. De 2009 à 2015, il y a cependant une certaine stabilité (faible réduction). Suivant la tendance linéaire depuis 2009, les émissions passent de 169,4 Mt en 2015 à 162,5 Mt en 2020.

Figure 3.24: Évolution des GES du secteur des transports en Californie

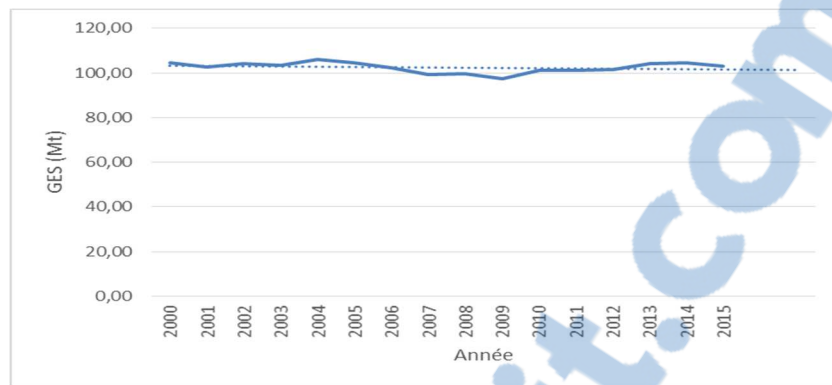


3.4.3 Industrie

L'industrie représentait 23 % des GES en 2015 avec 103 Mt. Ces émissions proviennent de l'extraction et de la mise en marché du pétrole et du gaz, du raffinage, des déchets, des pipelines, des mines, des sites d'enfouissement et de l'industrie manufacturière.

Les données suivent une tendance stable, légèrement décroissante et avec peu de fluctuations. La tendance linéaire de 2000 à 2015 représente bien l'évolution des émissions. Suivant cette tendance, les émissions passent de 103 Mt en 2015 à 100,9 Mt en 2020.

Figure 3.25: Évolution des GES du secteur industriel en Californie

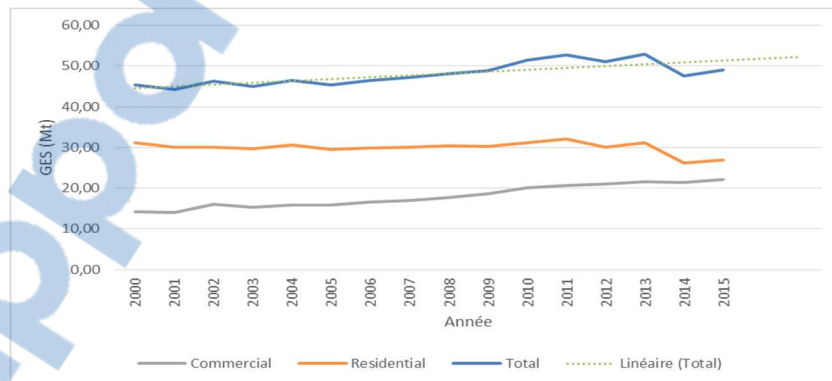


3.4.4 Commercial et résidentiel

Ces deux secteurs contiennent les émissions reliées à la consommation de combustibles fossiles des commerces et des familles.

De 2000 à 2015, les deux secteurs réunis suivent une certaine tendance à la hausse. La tendance croissante du secteur commercial est cependant beaucoup plus forte que celle du secteur résidentiel. Surtout de 2012 à 2015, où il y a une décroissance dans les émissions. Ensemble, ces deux secteurs sont passés de 44,8 Mt en 2000 à 49,1 Mt en 2015. Suivant la tendance linéaire de 2000 à 2015, les secteurs commercial et résidentiel émettent 53,7 Mt en 2020.

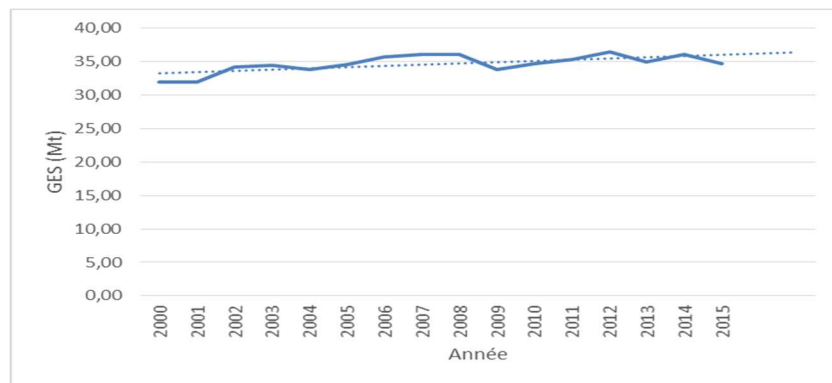
Figure 3.26: Évolution des GES des secteurs commercial et résidentiel en Californie



3.4.5 Agriculture

Le secteur agricole a émis 34,6 Mt en 2015. Il suit une faible tendance à la hausse depuis 2000 mais en général, ses émissions se situent entre 32 Mt et 37 Mt. Suivant cette tendance linéaire, les émissions atteignent 37 Mt en 2020.

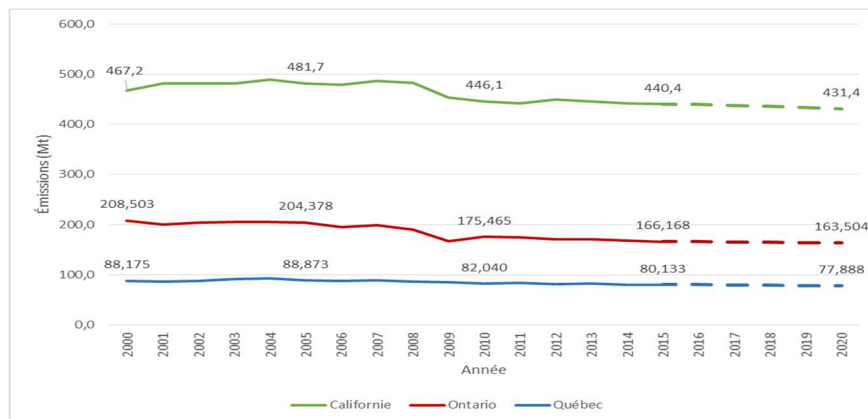
Figure 3.27: Évolution des GES du secteur de l'agriculture en Californie



3.5 Conclusion et incidence en lien avec le marché du carbone

La première conclusion à tirer est que la Californie est le joueur plus imposant sur le marché commun. C'est elle qui influence le plus le marché.

Figure 3.28 : Projection des GES de 2000 à 2020 pour la Californie, l'Ontario et le Québec

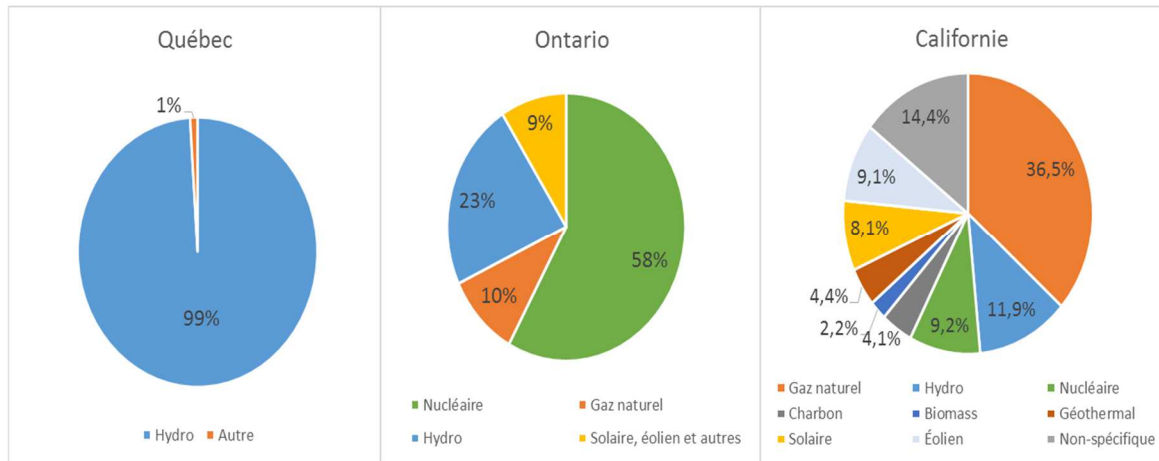


En second lieu, les émissions de la production d'électricité varient beaucoup d'une région à l'autre. Le Québec, en raison de ses ressources en hydroélectricité, utilise principalement des énergies renouvelables (environ 99 %)¹³ et émet une quantité minime de GES. L'Ontario a réduit énormément les émissions provenant de ce secteur avec la fermeture de ses usines de charbon. Les énergies renouvelables de la province comptent pour environ 32 % de la production. L'énergie nucléaire (qui n'émet aucun GES en théorie) est aussi très utilisée. 90 % de la production ontarienne vient donc de sources n'utilisant

¹³ Statistique Canada, *Electric power generation, by class of electricity producer*, [en ligne]. <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a21>

pas de combustibles fossiles¹⁴. La Californie produit environ 25 % de son électricité à l'aide des énergies renouvelables, mais en génère près de 40 % à l'aide d'énergies fossiles. Le gaz naturel (environ 36 %) et le charbon (environ 4 %) sont les principales sources d'énergies fossiles utilisées¹⁵. Il est à noter que la Californie produit une part infime d'électricité à partir de charbon, mais elle en importe d'États du sud-ouest américain.

Figure 3.29 : Production d'électricité par énergies utilisées au Québec, en Ontario et en Californie



Plusieurs experts évaluent qu'un moyen peu coûteux de réduire les GES passe par la production d'électricité. Nous pouvons donc supposer que la Californie aura un coût marginal d'abattement inférieur à ceux de l'Ontario et du Québec.

L'Ontario et le Québec sont loin d'atteindre leurs cibles de réduction de 2020. De plus, les deux provinces possèdent des coûts marginaux d'abattement relativement élevés. Elles doivent fournir beaucoup d'effort pour réduire leurs émissions. Le marché commun permet aux réductions de se faire à coûts moins élevés (en Californie). Il y aura peu de réductions répertoriées au Québec et en Ontario. Puisqu'une tonne de GES a le même impact peu importe l'endroit. Le lieu où se fait la réduction n'est pas important.

¹⁴ Ministère de l'Énergie de l'Ontario, *Planification de l'avenir énergétique de l'Ontario : Guide de discussion pour engager le dialogue*, [en ligne]. <http://www.energy.gov.on.ca/fr/ltep/2017-discussion-guide/>

¹⁵ California Energy Commission, *Total System Electric Generation*, [en ligne]. http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/total_system_power.html

4 Prévisions du marché

4.1 Crédits Compensatoires

4.1.1 Québec

Le Québec permet cinq types de protocoles qui n'ont toutefois pas un grand potentiel de réduction d'émission.

Depuis l'entrée en vigueur du SPEDE québécois, la part des crédits compensatoires utilisés est minime. Selon le registre des projets de crédits compensatoires du MDDELCC, en date du 1^{er} juillet 2017, 527 385 crédits compensatoires avaient été délivrés par le gouvernement dans le but d'être utilisés par les entreprises assujetties au SPEDE (177 661 en 2015, 327 947 en 2016 et 21 777 depuis le début de 2017). Le gouvernement retient 3 % des crédits compensatoires distribués pour prévenir les risques d'invalidation.

Il n'y a aucun moyen de déterminer le nombre de projets qui seront acceptés dans les prochaines années avec le peu de données dont nous disposons actuellement. La meilleure prédiction pour la période de 2017 à 2020 est celle de l'année 2016. Il y aurait donc 318 106 crédits compensatoires disponibles chaque année jusqu'en 2020.

Notons que l'offre dicte le marché : puisque le prix des crédits compensatoires est inférieur au prix des permis et que le risque d'invalidation est minime, la demande est au seuil maximal de 8 % (> 0,3 Mt).

4.1.2 Ontario

Les protocoles ontariens ne sont pas encore définis. Cependant, la réglementation est très semblable à celle du Québec et les deux provinces développent conjointement leurs protocoles. Il est très probable que les protocoles ontariens soient les mêmes qu'au Québec.

Sans protocole défini, il n'y a évidemment aucun crédit compensatoire disponible en 2017. Il est peu probable de voir des projets développer des crédits compensatoires pour 2018 également. Il peut exister un décalage entre la date où les protocoles sont validés et la date où un projet génère des crédits. Un tel phénomène s'est produit au début du programme au Québec. Les protocoles étaient définis en 2013 et les premiers crédits n'ont

été émis qu'en 2015. Je suppose donc que les crédits compensatoires ontariens ne pourront être utilisés qu'en 2019. J'ai émis quelques hypothèses pour déterminer l'offre et l'utilisation des crédits compensatoires ontariens :

- 1) Les protocoles sont les mêmes en Ontario et au Québec.
- 2) Tous les crédits compensatoires sont utilisés par les entreprises ontariennes.
- 3) Les crédits compensatoires ontariens sont constants en 2019 et 2020 et correspondent à la moyenne des ratios du total des émissions prévues de 2016 à 2020 multiplié par le nombre de crédits compensatoires québécois.

$$R_t = \frac{E_t^{Ont}}{E_t^{Qc}}$$

$$C_{2019}^{Ont} = C_{2020}^{Ont} = \frac{\sum_{t=2016}^{2020} R_t}{5} * C_t^{Qc}$$

où t est l'année, C_t le nombre de crédits compensatoires et R_t le ratio des émissions au temps t .

L'hypothèse 3) est dérivée en partie de la première hypothèse, qui dit que l'Ontario et le Québec auront les mêmes protocoles. Le ratio moyen étant de 2,082, l'Ontario devrait donc rendre disponible 662 152 crédits compensatoires par année de 2018 à 2020. Puisque la demande correspond au maximum de couverture de 8 % des émissions, l'offre restreint la quantité disponible sur le marché et tous les crédits compensatoires sont utilisés.

4.1.3 Californie

La Californie a émis près de 60 millions de crédits compensatoires depuis le début du programme (jusqu'en mai 2017). Cependant, les crédits compensatoires ne peuvent pas tous être utilisés dans le cadre du SPEDE. Au premier quartile de 2017, environ 30 millions de crédits étaient utilisables à cet effet.

Contrairement au Québec, la Californie ne couvre pas le risque d'invalidation. Ceci ajoute une autre dynamique à l'achat de crédits compensatoires. Les entreprises doivent diversifier leurs portefeuilles de façon à minimiser le risque de voir invalidé leurs crédits achetés. Ce risque et l'offre forte font en sorte que la demande dicte le marché du carbone.

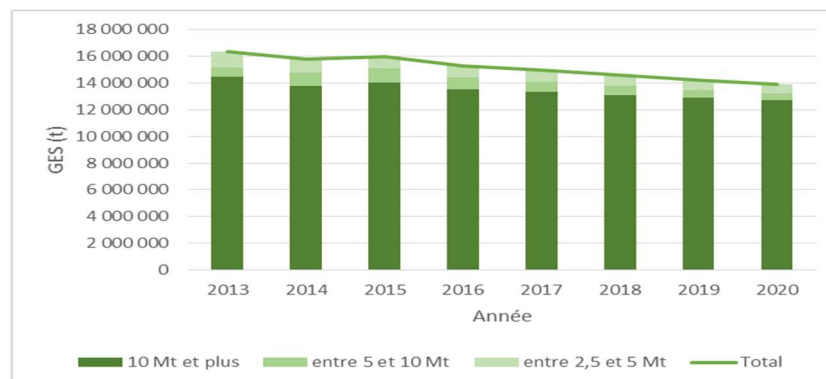
J'ai fait plusieurs hypothèses pour calculer l'utilisation des crédits compensatoires :

- 1) L'offre reste suffisamment forte pour satisfaire la demande.
- 2) Les entreprises émettant plus de 10 Mt achètent le maximum de crédits compensatoires, soit 8 % de leurs émissions.
- 3) Les entreprises émettant entre 5 Mt et 10 Mt achètent des crédits compensatoires pour couvrir 5 % de leurs émissions.
- 4) Les entreprises émettant entre 2,5 Mt et 5 Mt achètent des crédits compensatoires pour couvrir 3 % de leurs émissions.
- 5) Les entreprises émettant moins de 2,5 Mt n'achètent aucuns crédits compensatoires pour couvrir leurs émissions.

Les hypothèses 2) à 5) semblent logiques en raison du risque d'invalidité. La gestion de ce risque demande une grande expertise et des analyses approfondies, ce qui nécessite des coûts supplémentaires. Les entreprises n'ont pas toujours intérêt à couvrir le maximum possible de leurs émissions avec des crédits compensatoires. Plus l'entreprise est polluante, plus elle sauve en utilisant des crédits compensatoires et plus elle est disposée à augmenter ses coûts en gestion du risque d'invalidation d'un projet.

Pour estimer l'utilisation des crédits compensatoires de 2016 à 2020 j'ai utilisé la tendance linéaire pour chaque catégorie d'entreprises (hypothèses 2 à 4) (voir Annexe-D). Selon cette prévision, les entreprises californiennes utilisent l'équivalent de 16 Mt en 2015 et 13,9 Mt en 2020 en crédits compensatoires.

Figure 4.1: Utilisation des crédits compensatoires en Californie

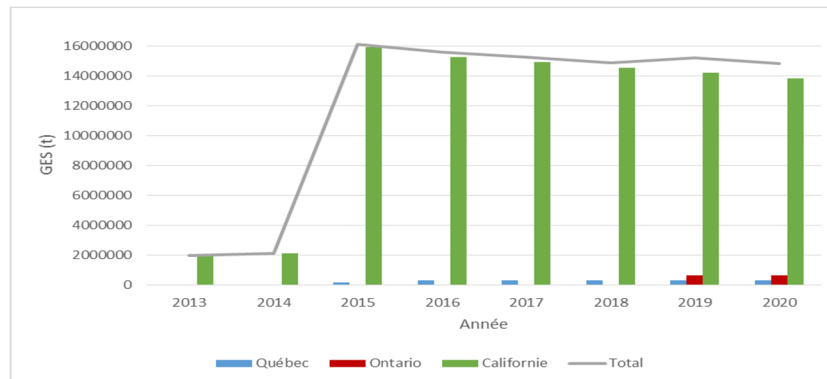


4.1.4 WCI

En raison de leurs disponibilités, les crédits compensatoires sont majoritairement utilisés en Californie. Il n'est pas clair que les entreprises québécoises et ontariennes achèteront des crédits compensatoires californiens même si elles peuvent les utiliser. Il y a moins d'entreprises avec de très hauts niveaux d'émission, ce qui réduit les incitatifs à gérer le risque d'invalidation. De plus, aucune entreprise québécoise n'a encore acheté des crédits compensatoires californiens. Il se peut qu'elles soient plus averses au risque d'invalidation, qu'elles connaissent moins le marché ou qu'elles soient réticentes à transiger avec des entreprises californiennes. Enfin, la Régie de l'énergie et l'Ontario Energy Board (OEB) imposent un cadre réglementaire aux distributeurs québécois et ontariens qui ne les incitent pas à prendre des risques. Les distributeurs couvrent une grande partie des GES des deux provinces. Je suppose donc que chaque juridiction utilise ses propres crédits compensatoires.

L'Ontario a un impact faible à partir de 2019 sur l'utilisation de crédits compensatoires de 0,7 Mt. C'est une augmentation totale d'environ 1,3 millions de crédits compensatoires. Cela représente 2 % des crédits compensatoires utilisés.

Figure 4.2: Utilisation des crédits compensatoires sur le marché de la WCI



4.2 Marché du carbone

L'offre est donnée par le gouvernement. Elle correspond aux plafonds annuels moins les permis de la réserve. Puisque l'emmagasinement de droits d'émission est accepté, l'offre totale contient en plus le surplus (l'écart entre l'offre et la demande) des années antérieures.

$$Offre_t = Plafond_t - Réserve_t$$

$$Surplus_t = Offre_t - Demande_t$$

$$Surplus\ cumulatif_t = Surplus_t + \sum Surplus_{t-i}$$

$$Offre\ totale_t = Offre_t + Surplus\ cumulatif_{t-1}$$

La demande représente les émissions des entreprises assujetties au programme. Dans les trois juridictions, les secteurs couverts par le SPEDE sont les industries, les distributeurs gaziers, les distributeurs de combustibles fossiles et les producteurs d'électricité.

L'utilisation des crédits compensatoires est aussi incluse dans la demande. Même si les comptabiliser du côté de l'offre semble logique car ils sont mis en marché par le gouvernement, ils sont utilisés pour remplacer l'achat de permis d'émission. Ce sont des substituts parfaits. L'achat d'un crédit compensatoire diminue la demande pour les permis d'émission d'une unité.

$$Demande_t = Émissions_t - C.C_t$$

4.2.1 Québec

Les plafonds d'émission sont fixés jusqu'en 2020. Depuis l'ajout des distributeurs de combustibles fossiles et de carburants en 2015, ils diminuent de 2,1 Mt par année (de 3,2 % à 3,7 % par année).

Tableau 4.1: Offre du Québec

Année	Plafond	Réserve	Offre
2013	23,200	0,232	22,968
2014	23,200	0,232	22,968
2015	65,300	2,612	62,688
2016	63,190	2,528	60,662
2017	61,080	2,443	58,637
2018	58,960	4,127	54,833
2019	56,850	3,980	52,871
2020	54,740	3,832	50,908

Pour approximer les émissions couvertes par le SPEDE québécois et ontarien, j'ai utilisé les mêmes données que pour les prévisions d'émission. J'ai additionné les émissions

annuelles des secteurs du pétrole et gaz, de l'électricité, des transports (moins celles du transport par avion et par bateau), de l'industrie lourde et des bâtiments de 2015 à 2020. Pour 2016 à 2020, j'ai retenu trois scénarios :

- 1) Le scénario de *base* correspond à l'addition des émissions de la prévision d'émission dans les secteurs touchés.
- 2) Le scénario *fixe* garde fixe les émissions couvertes par le SPEDE de 2015 à 2020.
- 3) Le scénario *cible 2020* correspond à l'atteinte de la cible de 2020.

Je m'intéresse surtout au scénario de *base*. Les détails des scénarios *fixe* et *cible 2020* se retrouvent dans l'Annexe-B et l'Annexe-C.

$$E_t^{spede} = E_t^P + E_t^E + (E_t^V - E_t^{a \text{ et } b}) + E_t^I + E_t^B \quad (2015 \text{ à } 2020)$$

où *P*, *E*, *V*, *I* et *B* sont les secteurs du pétrole et du gaz, de l'électricité, des transports, de l'industrie lourde et des bâtiments. *a* et *b* sont le carburant utilisé par les avions et les bateaux.

Cette approximation des émissions surévalue légèrement les émissions québécoises assujetties. Toutes les émissions de ces secteurs sont incluses. Les émissions comptabilisées comprennent également les entreprises n'atteignant pas le seuil de 25 000t. Cela ne devrait toutefois pas impacter significativement le marché.

Puisque les distributeurs n'étaient pas encore assujettis au SPEDE en 2013 et 2014, j'ai utilisé les données du MDDELCC : *Émissions de gaz à effet de serre déclarées et vérifiées des établissements visés par le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPEDE)*.

Les entreprises québécoises s'élèvent à 60,5 Mt en 2015 et à 59 Mt en 2020 selon le scénario de *base*. Pour obtenir la demande, nous soustrayons ensuite l'utilisation des crédits compensatoires de 0,3 Mt par année.

Tableau 4.2: Demande du Québec

Année	Émissions captées	Crédits compensatoires	Demande
2013	18,441	0	18,441
2014	18,224	0	18,224
2015	60,518	0,172	60,346

2016	60,875	0,318	60,557
2017	60,398	0,318	60,080
2018	59,921	0,318	59,603
2019	59,444	0,318	59,126
2020	58,968	0,318	58,650

Le marché québécois a initialement une offre supérieure à la demande. Il y a un surplus annuel de 2013 à 2016. Pendant cette période, les entreprises stockent 11,7 millions de droits d'émission. La demande dépassera l'offre de 2017 à 2020. Le surplus cumulé antérieurement comblera alors les permis manquants jusqu'en 2019 où le surplus cumulé devient lui aussi négatif. À ce moment, les entreprises québécoises devront réduire leurs émissions davantage ou importer des permis.

Tableau 4.3: Surplus sur le SPEDE québécois

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	22,968	18,441	4,527	4,527
2014	22,968	18,224	4,744	9,271
2015	62,688	60,346	2,342	11,613
2016	60,662	60,557	0,106	11,719
2017	58,637	60,080	-1,443	10,276
2018	54,833	59,603	-4,770	5,506
2019	52,871	59,126	-6,256	-0,750
2020	50,908	58,650	-7,741	-8,491

Figure 4.3: Évolution du SPEDE québécois

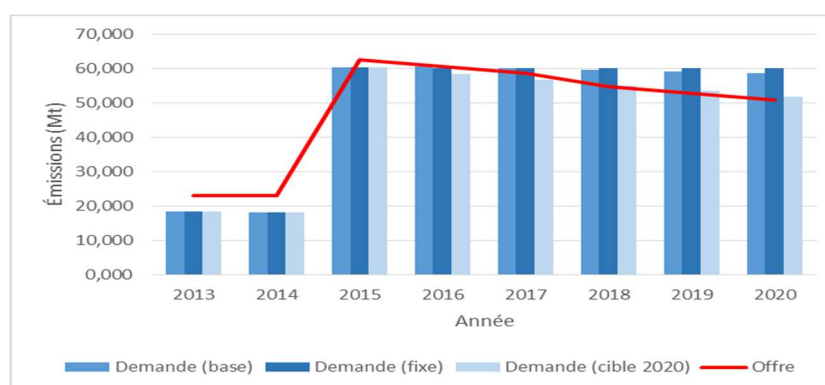
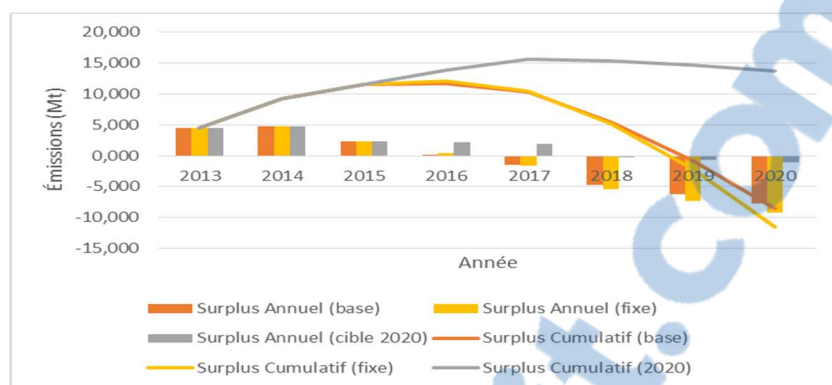


Figure 4.4: Évolution du surplus du Québec



4.2.2 Ontario

Le plafond ontarien est fixé à 142,3 Mt en 2017 et diminue de 4,1 % à 4,5 % par année jusqu'en 2020.

Tableau 4.4: Offre de l'Ontario

Année	Plafond	Réserve	Offre
2017	142,332	7,117	135,215
2018	136,440	6,822	129,618
2019	130,556	6,528	124,028
2020	124,668	6,233	118,435

Selon le scénario *base*, 132,8 Mt sont couvertes la première année du SPEDE (2017). Les émissions couvertes diminuent à 130,6 Mt en 2020. En supposant que les crédits compensatoires ne sont pas disponibles avant 2019, la demande ne change pas en 2017 et 2018. Elle diminue ensuite de 0,7 Mt par année.

Tableau 4.5: Demande de l'Ontario

Année	Émissions captées	Crédits compensatoires	Demande
2017	132,817	0	132,817
2018	132,300	0	132,300
2019	131,783	0,662	131,121
2020	131,266	0,662	130,604

Même si l'emménagement de droits d'émission est permis, le marché ontarien ne génère pas vraiment de surplus. La première année, l'offre est excédentaire de 2,4 Mt. Ce surplus est dépensé l'année suivante et le surplus cumulé disparaît dès 2018. L'Ontario sera importatrice de droits d'émission.

Tableau 4.6: Surplus sur le SPEDE ontarien

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2017	135,215	132,817	2,398	2,398
2018	129,618	132,300	-2,682	-0,284
2019	124,028	131,121	-7,093	-7,377
2020	118,435	130,604	-12,170	-19,546

Figure 4.5: Évolution du SPEDE ontarien

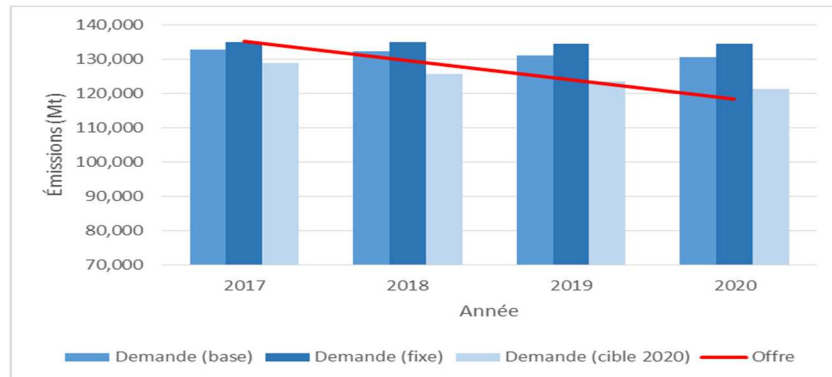
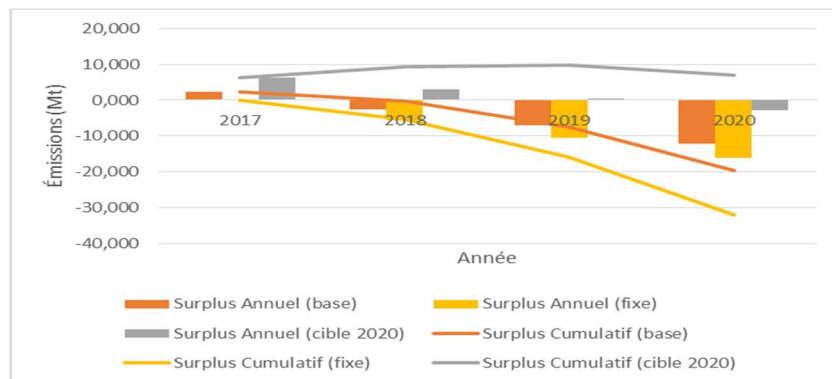


Figure 4.6: Évolution du surplus en Ontario



4.2.3 Californie

Le plafond californien a été instauré en 2015 à 394,5 Mt avec l'arrivée des distributeurs. Il diminue jusqu'en 2020 d'environ 12 Mt annuellement.

Tableau 4.7: Offre de la Californie

Année	Plafond	Réserve	Offre
2013	162,800	1,628	161,172
2014	159,700	1,597	158,103
2015	394,500	15,78	378,720
2016	382,400	15,296	367,104

2017	370,400	14,816	355,584
2018	358,300	25,081	333,219
2019	346,300	24,241	322,059
2020	334,200	23,394	310,806

J'ai utilisé l'*Annual Summary Greenhouse Gas Emissions Data* pour les émissions captées en 2013 et 2014. De 2015 à 2020 j'ai plutôt utilisé les données du *California Greenhouse Gas Inventory* (utilisées pour la prévision des émissions). Puisque nous avons accès aux émissions non-couvertes par le SPEDE, je les ai soustraites du total des émissions pour le scénario de *base*. Le deuxième scénario garde les émissions fixes au niveau de 2015. Le dernier prévoit l'atteinte de la cible californienne de 2020.

Dans le scénario de *base* les émissions couvertes passent de 340,6 Mt en 2015 à 324,6 Mt en 2020. En soustrayant l'utilisation des crédits compensatoires, la demande est de 324,6 Mt en 2015 et de 310,7 Mt en 2020.

Tableau 4.8 : Demande de la Californie

Année	Émissions captées	Crédits compensatoires	Demande
2013	145,525	2,009	143,516
2014	146,094	2,126	143,968
2015	340,560	15,953	324,607
2016	339,960	15,301	324,659
2017	336,125	14,944	321,180
2018	332,290	14,587	317,702
2019	328,455	14,231	314,224
2020	324,620	13,874	310,746

L'offre californienne est largement excédentaire depuis le début du SPEDE. Son sommet devrait avoir été atteint en 2015 (54,1 Mt). Par la suite, le surplus diminue chaque année. Puisqu'il y a un surplus annuel jusqu'en 2020, le surplus cumulé croît constamment. Il est de 186,2 Mt en 2020. La Californie sera exportatrice de droits d'émission.

Tableau 4.9: Surplus du SPEDE californien

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	161,172	143,516	17,656	17,656

2014	158,103	143,968	14,135	31,791
2015	378,720	324,607	54,113	85,905
2016	367,104	324,659	42,445	128,350
2017	355,584	321,180	34,404	162,754
2018	333,219	317,702	15,517	178,270
2019	322,059	314,224	7,835	186,105
2020	310,806	310,746	0,060	186,165

Figure 4.7: Évolution du SPEDE californien

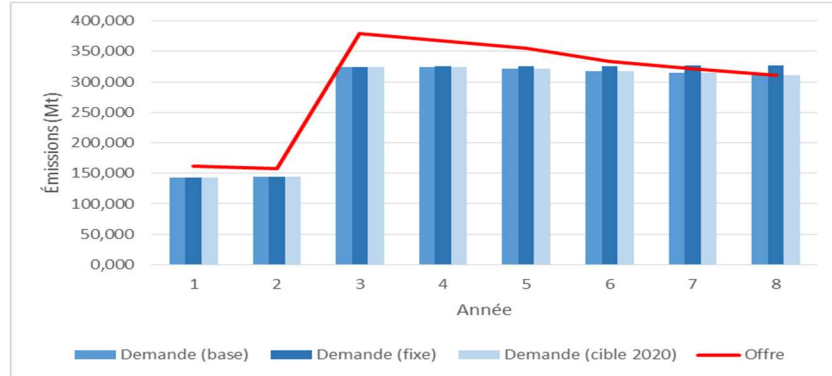
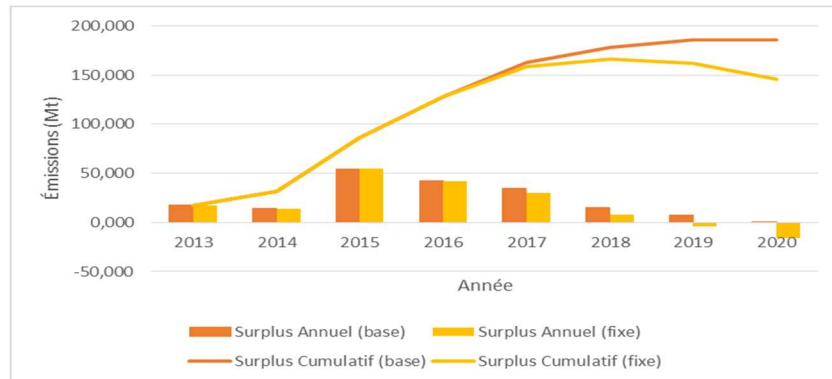


Figure 4.8: Évolution du surplus en Californie



4.2.4 WCI

L'offre et la demande du marché commun sont l'addition des offres et demandes individuelles de chaque région.

$$Offre_{liaison} = \sum Offre_i$$

$$Demande_{liaison} = \sum Demande_i$$

L'intégration de l'Ontario aura un impact haussier sur l'offre et la demande. Si les surplus augmentent, l'impact sur l'offre est supérieur. Les permis disponibles augmentent

et le prix diminue. À l'inverse, si les surplus diminuent, l'impact sur la demande est plus fort, les quantités disponibles diminuent et le prix augmente.

$$\uparrow \text{Offre} > \uparrow \text{Demande} \rightarrow \uparrow \text{Qté}, \downarrow \text{Prix}$$

$$\uparrow \text{Offre} < \uparrow \text{Demande} \rightarrow \downarrow \text{Qté}, \uparrow \text{Prix}$$

Dans un marché Californie-Québec la Californie est beaucoup plus imposante que le Québec. En 2015, la Californie offrait 86 % des permis sur le marché.

Le Québec absorbe une partie du surplus californiens mais le marché reste avec une offre excédentaire. De plus, le marché a des surplus annuels positifs jusqu'en 2019. Le surplus cumulé décroît seulement en 2020 et termine à 177,7 Mt.

Tableau 4.10: Surplus sur le marché Californie-Québec

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	184,140	161,957	22,183	22,183
2014	181,071	162,192	18,879	41,063
2015	441,408	384,953	56,455	97,518
2016	427,766	385,215	42,551	140,069
2017	414,221	381,260	32,960	173,030
2018	388,052	377,306	10,746	183,776
2019	374,930	373,351	1,579	185,355
2020	361,714	369,396	-7,682	177,673

Figure 4.9: Évolution du marché Californie-Québec

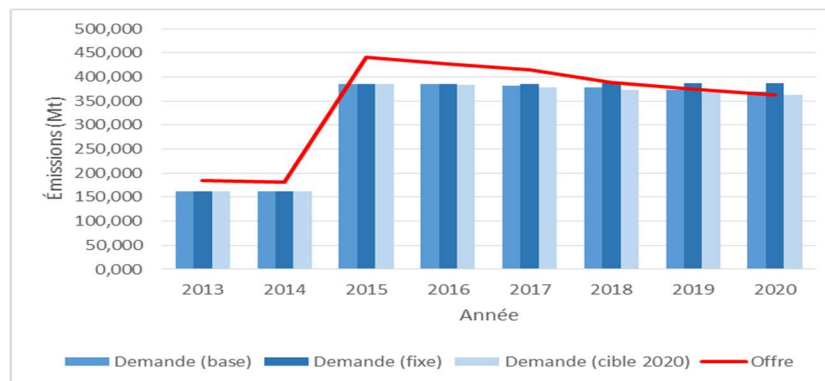
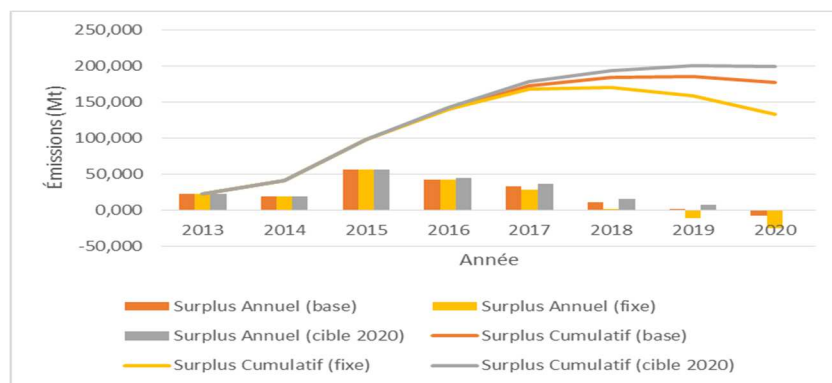
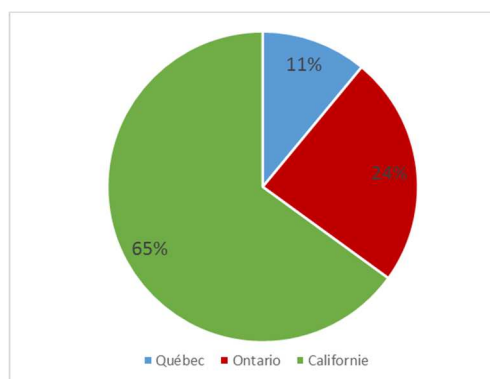


Figure 4.10: Évolution du surplus sur le marché Californie-Québec



Même si l'Ontario est plus imposante que le Québec, la Californie reste, de loin, le marché le plus important.

Figure 4.11: Part de permis en marché (2017)



L'Ontario ne génère pratiquement aucun surplus et réduit l'offre excédentaire. Les surplus annuels deviennent négatifs à partir de 2019 de 5,5 Mt et le stock de permis diminue. Malgré cette diminution, le surplus cumulé reste très élevé à 158,1 Mt.

Tableau 4.11: Surplus sur le marché de la WCI

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	184,140	161,957	22,183	22,183
2014	181,071	162,192	18,879	41,063
2015	441,408	384,953	56,455	97,518
2016	427,766	385,215	42,551	140,069
2017	549,436	514,077	35,359	175,428
2018	517,670	509,606	8,064	183,492
2019	498,958	504,472	-5,514	177,978
2020	480,149	500,000	-19,851	158,127

Figure 4.12: Évolution du marché de la WCI

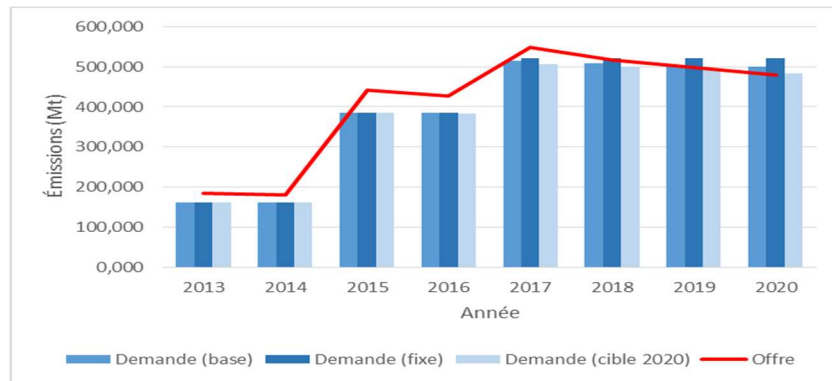
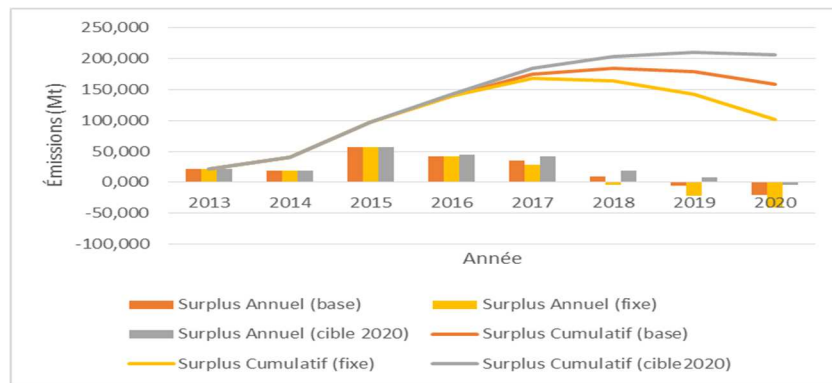


Figure 4.13: Évolution du surplus sur le marché de la WCI



4.2.5 Prix

Le prix dans un marché lié est identique dans toutes les juridictions. Si le prix d'un permis dans la région 1 est plus élevé que dans la région 2, la demande pour les permis est plus forte dans la deuxième région. Le prix de la région 2 augmente, et celui de la région 1 diminue jusqu'à ce qu'il y ait égalité. Le prix sur le marché commun se situe donc entre les prix autarciques.

$$P_1 \geq P_L \geq P_2$$

Suivant la logique de prix unique, le prix sur le marché secondaire égale celui des ventes aux enchères. Nous analyserons donc uniquement le prix des ventes aux enchères.

Il est peu probable que le prix s'élève significativement au-dessus du prix minimum d'ici 2020. L'offre excédentaire reste très élevée, et ce, même si les émissions restent fixes. Le prix se maintient au niveau du prix plancher.

Il est cependant possible que les unités d'émission se transigent à un prix supérieur, particulièrement vers la fin d'une période de conformité (on constate généralement une hausse de la demande) ou si les anticipations des agents sont modifiées. Par exemple, le projet de loi AB-398 en juillet 2017 assurait la poursuite du marché post-2020. Le lendemain, le prix augmenta de 0,50\$. Il est cependant rapidement revenu à la normale.

Même si l'offre excédentaire diminue avec l'arrivée de l'Ontario, les surplus restent très élevés. Le prix ne devrait pas subir d'effet marqué d'ici 2020. Cependant, si la tendance se maintient, l'Ontario aura un réel impact sur les prix des années ultérieures. La province augmentera la vitesse de réduction des surplus, le prix surpassera le prix plancher plus rapidement et sa croissance sera plus forte que dans un marché Californie-Québec.

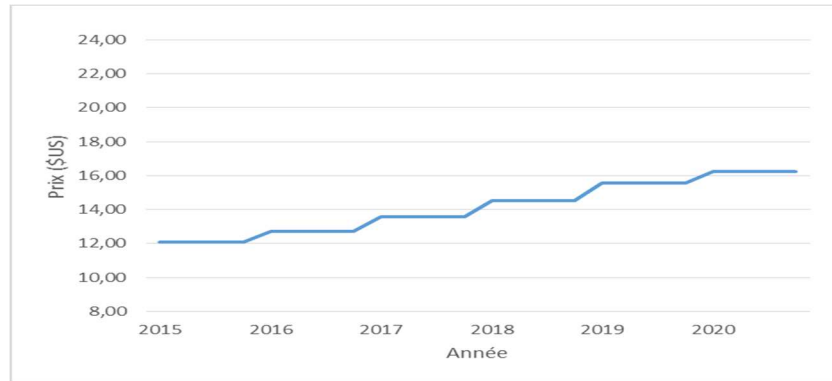
Tableau 4.12: Prix sur le marché de la WCI

Année	Prix planché (\$US)	Prix (\$US)	Prix (\$CAN)
2015	12,10	12,10	16,28
2016	12,73	12,73	17,13
2017	13,57	13,57	18,26
2018	14,52	14,52	19,53
2019	15,54	15,54	20,91
2020	16,24	16,24	21,85

Pour le calcul du prix plancher (voir dans la partie réglementation), les données sont de 2015, 2016 et 2017. Pour 2018 à 2020, j'ai supposé que l'inflation atteint 2 % par année. Le taux de change est celui du convertisseur de devises de la Banque du Canada en date du 9 juin 2017.

L'analyse ci-haut ne considère pas l'anticipation des entreprises pour la période post-2020. La demande pour les permis peut être plus forte si les entreprises anticipent une augmentation des prix pour la suite du programme. Le prix pourrait alors s'élever au-dessus du prix minimum avant 2020.

Figure 4.14: Prix sur le marché de la WCI



4.3 Transferts de revenus

Les transferts de revenus font référence à la sortie de capitaux résultant de l'achat de droits d'émission à l'étranger. Pour simplifier, nous supposons que ces transferts débutent lorsque le surplus cumulé devient négatif dans une juridiction et suivent ensuite les pénuries annuelles.

$$\text{Permis importés} = \text{Offre}_t + \text{Surplus cumulé}_t - \text{Demande}_t$$

$$\text{Transferts} = \text{Permis importés} * \text{Prix}$$

Cette hypothèse surévalue probablement les transferts de revenus. Les marchés étant liés, le surplus cumulé est redistribué entre les trois juridictions. Des entreprises québécoises et ontariennes peuvent transiger avec la Californie avant que leurs marchés soient en pénurie. Cela dépend des stratégies des entreprises. Le nombre de permis importés pendant la période n'est cependant pas affecté. Puisque le prix plancher croît annuellement, si l'entreprise achète un permis californien en 2017 il lui coûte moins chère qu'un permis en 2019. L'évaluation des transferts de revenus ci-dessous, bien qu'elle soit un scénario maximum, reste (à mon avis) représentatif de la dynamique des années à venir.

J'ai également postulé une hypothèse de taux de change fixe et un taux d'intérêt stable pour actualiser les montants en valeur de 2017. Le taux de change est celui du convertisseur de devises de la banque du Canada en date du 9 juin 2017. Le taux d'intérêt est arbitrairement fixé à 6 %.

4.3.1 Ontario

L'Ontario importe rapidement des permis. La province est en pénurie la première année de sa liaison avec le Québec et la Californie. Les transferts de revenus ontariens sont peu surévalués puisque la province n'importe pas de permis dans les années antérieures.

Dès 2018, l'Ontario importe 0,3 Mt millions de permis d'émission. Au total, de 2018 à 2020, la province importe 19,5 millions de permis, représentant un total de 419,7 millions de dollars canadiens. En valeur 2017, ces transferts équivalent 360,4 millions de dollars.

Tableau 4.13: Transferts de revenus de l'Ontario

Année	Permis importés	Prix (\$US)	Prix (\$CAN)	Transferts	Actualisées (2017)
2017	0	13,57	18,26	0	0
2018	0,284	14,52	19,53	5,545	5,231
2019	7,093	15,54	20,91	148,283	131,971
2020	12,170	16,24	21,85	265,876	223,234

*Formule d'actualisation : $V_t = V_{t+n}(1+r)^{-n}$

4.3.2 Québec

Le surplus cumulatif devient négatif en 2019. Les entreprises québécoises importent alors des permis pour couvrir 0,8 Mt.

L'Ontario tombe en pénurie avant ses partenaires, elle importe donc des permis des deux autres juridictions. Pour déterminer les permis achetés en Californie et au Québec, j'ai multiplié la part du surplus cumulatif de chaque région par le nombre de permis importés par l'Ontario. La Californie vend 0,27 millions de permis et le Québec 0,01 millions en 2018. Le Québec exporte donc en 2018 et importe en 2019. Puisque les permis exportés viennent du surplus cumulatif, le Québec importe la même quantité l'année suivante.

$$Part\ du\ surplus_{Qc} = \frac{Surplus_{Qc}}{Surplus_{Qc} + Surplus_{Cal}}$$

$$Part\ du\ surplus_{Cal} = \frac{Surplus_{Cal}}{Surplus_{Qc} + Surplus_{Cal}}$$

$$Achat_{Qc} = Part\ du\ surplus_{Qc} * permis\ demandés_{Ont}$$

$$Achat_{Cal} = Part\ du\ surplus_{Cal} * permis\ demandés_{Ont}$$

Selon les hypothèses utilisées, les sorties de fonds québécoises représentent plus de 184,8 millions de dollars canadiens. Actualisés en valeur de 2017 elles représentent environ 156 millions de dollars.

Tableau 4.14: Transferts de revenus du Québec

Année	Permis importés	Prix (\$US)	Prix (\$CAN)	Transferts	Actualisées (2017)
2015	0	12,10	16,28	0	0
2016	0	12,73	17,13	0	0
2017	0	13,57	18,26	0	0
2018	-0,009	14,52	19,53	-0,166	-0,157
2019	0,758	15,54	20,91	15,857	14,113
2020	7,741	16,24	21,85	169,130	142,005

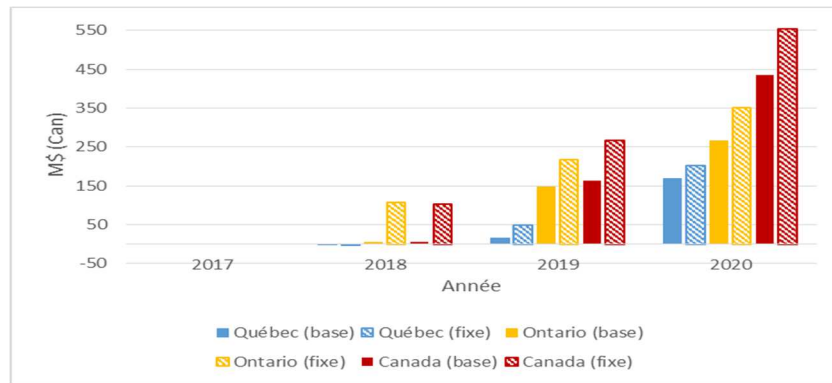
4.3.3 Canada

Près de 28 millions de permis seront importés par des provinces canadiennes, représentant environ 604,5 millions de dollars canadiens. En valeur de 2017, c'est près de 516,4 millions de dollars.

Tableau 4.15: Transferts de revenus du Canada

Année	Permis importés	Prix (\$US)	Prix (\$CAN)	Transferts	Actualisées (2017)
2015	0	12,1	16,28	0	0
2016	0	12,73	17,13	0	0
2017	0	13,57	18,26	0	0
2018	0,275	14,52	19,53	5,378	5,074
2019	7,851	15,54	20,91	164,140	146,084
2020	19,911	16,24	21,85	435,006	365,239

Figure 4.15: Transferts de revenus du Canada



4.4 Analyse et conclusions

Les scénarios *fixe* et *cible 2020* agissent comme bornes supérieures et inférieures. Le marché peut évoluer en dehors de ces bornes, mais la probabilité est plutôt faible. Le scénario de base représente la tendance du sentier d'émission et permet de se situer à l'intérieur de cet intervalle.

Ces scénarios nous permettent de déduire qu'il est peu probable que le prix s'élève significativement au-dessus du prix minimum d'ici 2020. Le scénario *fixe* étant le pire résultat en termes de réduction de GES, prévoit que l'offre sur le marché commun reste excédentaire de plus de 100 Mt jusqu'en 2020. Le prix reste au prix minimum. En second lieu, selon le scénario de *base*, l'évolution des GES au Québec et en Ontario est près du scénario *fixe* tandis que la Californie est plus près de sa cible de 2020.

L'Ontario a un impact très faible sur le marché commun de 2018 à 2020. Le plafond contraint la demande et elle importe des droits d'émission dès 2018. Le surplus sur le marché et la quantité de droits d'émission disponibles diminuent. Cependant, le marché reste largement en surplus. L'effet sur le prix n'est pas perçu pour la période étudiée.

Figure 4.16: Comparaison offre/demande avec et sans l'Ontario

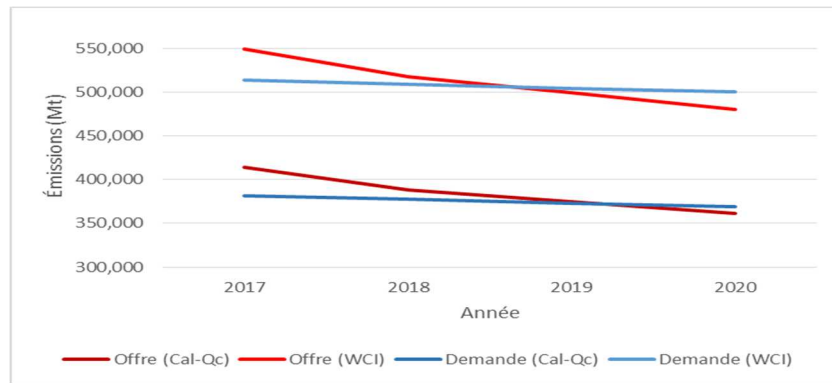
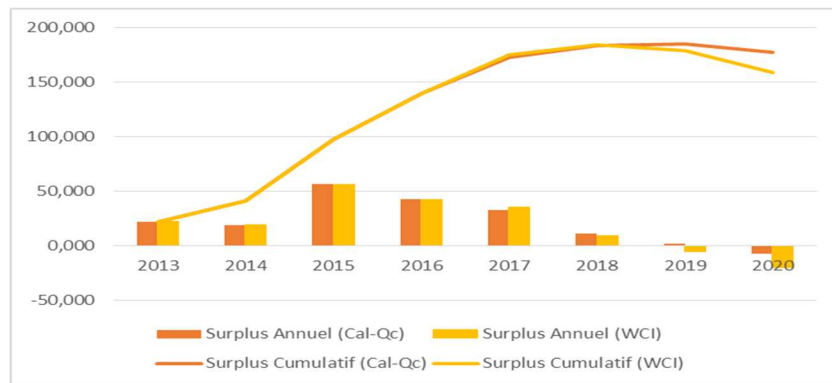


Figure 4.17 : Comparaison des surplus avec et sans l'Ontario



Nous devons cependant être prudents avec ces résultats. Bien qu'ils représentent bien l'évolution du marché de manière générale, il y a plusieurs sources de biais potentiels. Premièrement, les crédits pour réductions hâtives ont été omis en raison du manque d'information. Même si ce n'est qu'une part minime du marché, cela sous-estime le surplus cumulatif. De plus, l'hypothèse que chaque région utilise ses propres crédits compensatoires est très forte. Il est très probable que les entreprises québécoises et ontariennes achètent des crédits compensatoires californiens prochainement. Je n'ai également pas inclus d'analyse approfondie des allocations gratuites. Il serait cependant étonnant que ces droits d'émission aient un impact à court terme puisqu'ils n'affectent pas l'équilibre entre l'offre et la demande.

Conclusion

Dans le cadre de la WCI, plusieurs liaisons à venir sont à prévoir, notamment avec l'Oregon, le Manitoba et l'État de Washington. Comprendre le fonctionnement du marché du carbone, les mécanismes de liaison et les impacts de l'intégration d'un nouveau marché est donc primordial.

Dans la liaison étudiée, l'Ontario n'a pas d'offre excédentaire. Elle génère peu de crédits compensatoires et sa quantité d'émission assujettie est près du plafond. Elle importe donc rapidement des droits d'émission. Lors de la liaison avec le Québec et la Californie, le surplus cumulatif commun diminue d'environ 20 millions de droits d'émission. Le prix devrait donc augmenter. Cependant, même si les droits d'émission disponibles diminuent considérablement, il ne devrait pas y avoir d'impact réel sur le prix d'ici 2020. Nous pouvons cependant supposer que l'Ontario fera croître le prix plus rapidement dans la période post-2020.

Plusieurs questions émanent de cette recherche. Tout d'abord, les transferts de revenus peuvent être astronomiques : le Québec a-t-il bien mesuré le coût économique de ses engagements ? Est-il toujours viable de lier des marchés ? Plus la cible est restrictive, plus les plafonds d'émission sont bas et plus la région risque d'importer et de transférer des revenus importants. De plus, si l'on définit une taxe égalant le prix sur le marché commun comme coût d'opportunité, les recettes restent dans la juridiction et les transferts sont nuls.

L'hésitation d'acquisition des crédits compensatoires californiens des entreprises québécoises est aussi pertinente. Pourquoi ces entreprises sont-elles réticentes à se procurer des crédits compensatoires en Californie si cela peut faire diminuer leurs coûts ?

Pour conclure, le projet de loi AB-398 (juillet 2017), prolonge officiellement le SPEDE californien jusqu'en 2030. Plusieurs règles seront modifiées sur la réserve, le prix plafond et les crédits compensatoires. Cette réglementation, le climat d'incertitude politique aux États-Unis et la taxe canadienne sur le carbone changeront la dynamique du marché. Analyser la réaction du marché du carbone de la WCI et des futures liaisons face à ces nouvelles composantes amènerait des conclusions importantes pour d'autres marchés.

Bibliographie

Acemoglu, Akcigit, Hanley, Kerr (2016), « Transition to Clean Technology », *Journal of Political Economy*, **124**, pp. 52-104.

Branger, Quirion (2014), « Would Border Carbon Adjustments prevent carbon leakage and heavy competitiveness losses? Insights from a meta-analysis of recent economic studies », *Ecological Economics*, **99**, pp. 29-39.

Cason Gangadharan (2011), « Price discovery and intermediation in linked emissions trading markets: A laboratory study », *Ecological Economics*, **70**, pp. 1424-1433.

Copeland, Taylor (2004), « Trade, Growth, and the Environment », *Journal of Economic Literature*, **42**, pp. 7-71.

Coutu, Seguin (2016), « Incertitude des taux de change dans le système de plafonnement et d'échange avec borne de prix : le cas du marché du carbone entre la Californie et le Québec », Université du Québec à Montréal, 114pp.

Doda, Tachini (2017), « Carbon dating: When is it beneficial to links ETSs? », *Journal of Association of Environmental and Resource Economists*, **4**, pp. 701-730.

Fan, Liu, Guo (2016), « How to explain carbon price using market micro-behaviour? », *Applied Economics*, **48**, pp. 4992-5007.

Flachsland, Marshinski, Edenhofer (2009), « To link or not to link: benefits and disadvantages of linking cap-and-trade systems », *Climate Policy*, **9**, pp. 358-372.

Kollenberg, Taschini (2016), « Emissions trading systems with cap adjustments », *Journal of Environmental Economics and Management*, **80**, pp. 20-36.

Murty, Russel, Levkoff (2012), « On modeling pollution-generating technologies », *Journal of Environmental Economics and Management*, **64**, pp. 117-135.

Nordhaus (2013), « The Climate Casino: Risk, Uncertainty, and Economics for a Warming World », Yale University Press, 392pp.

Ranson, Stavins (2016), « Linkage of greenhouse gas emissions trading systems: Learning from experience », *Climate Policy*, **16**, pp. 284-300.

Rehdanz, Tol (2005), « Analysis Unilateral regulation of bilateral trade in greenhouse gas emission permits », *Ecological Economics*, **54**, pp. 397-416

Slechten (2013), « Intertemporal Links in Cap-and-Trade Schemes », *Journal of Environmental Economics and Management*, **66**, pp. 319-336.

Tuerk, Mehling, Flachsland, Sterk (2009), « Linking carbon markets: concepts, case studies and pathways », *Climate Policy*, **9**, pp. 341-357.

Weitzman (1974), « Prices vs Quantities », The Review of Economic Studies, **41**, pp. 477-491.

Weitzman (1978), « Optimal Rewards for Economic Regulation », The American Economic Review, **68**, pp. 683-691.

(Autres Références)

Air Resources Board, « Archived Auction Information and Results », https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/auction/auction_archive.htm

Air Resources Board, « ARB Offset Credit Issuance », [en ligne]. <https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/offsets/issuance/issuance.htm>

Air Resources Board, « California Greenhouse Gas Emissions Inventory-2017 », [en ligne]. <https://www.arb.ca.gov/cc/inventory/data/data.htm>

Air Resources Board, « Cap-and-Trade Program », [en ligne]. <https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/capandtrade.htm>

Air Resources Board (2016), « Cap-and-Trade Regulation 2016 Amendments: Setting post-2020 Emissions Caps », 34pp.

Air Resources Board, « Mandatory GHG Reporting-Reported Emissions », [en ligne]. <https://www.arb.ca.gov/cc/reporting/ghg-rep/reported-data/ghg-reports.htm>

Air Resources Board (2016), « Proposed amendments to the California cap on greenhouse gas emissions and market-based compliance mechanisms regulation », 366pp.

Air Resources Board (2017), « The 2017 Climate Change Scoping Plan update: The proposed strategy for achieving California's 2030 greenhouse gas target », 156pp.

Air Resources Board (2016), « Unofficial electronic version of the Regulation for the California Cap on Greenhouse Gas Emissions and Market-Based Compliance Mechanisms », 424pp.

California Energy Commission, « Total System Electric Generation », [en ligne]. http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/total_system_power.html

Environnement et Changement climatique Canada, « Inventaire canadien des gaz à effet de serre », [en ligne]. <http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=83A34A7A-1>

Gouvernement de l'Ontario, « Ontario Regulation 144/16 : The cap and trade program », [en ligne]. <https://www.ontario.ca/laws/regulation/160144>

Gouvernement du Québec, « Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre », [en ligne]. <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/Q-2,%20r.%2046.1>

Ministère de l'Énergie de l'Ontario, « Planification de l'avenir énergétique de l'Ontario : Guide de discussion pour engager le dialogue », [en ligne].

<http://www.energy.gov.on.ca/fr/ltep/2017-discussion-guide/>

Ministère de l'environnement de l'Ontario (2016), « Plan d'action quinquennal de l'Ontario contre les changements climatiques 2016-2020 », 88pp.

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Cible de réduction d'émissions de gaz à effet de serre du Québec pour 2030 – Document de consultation. » [En ligne].

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/consultations/cible2030/index.htm>

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Émissions de gaz à effet de serre déclarées et vérifiées des établissements visés par le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RSPÉDE) », [en ligne].

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/liste-etablissements-visesRSPÉDE.pdf>

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Extension du marché du carbone Québec-Californie », [en ligne]. <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/liaison-qc-californie.pdf>

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre québécois et le marché régional du carbone de la WCI : Description technique », [en ligne].

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/description-technique.pdf>

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre québécois et le marché régional du carbone de la WCI : En bref », [en ligne]. <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/en-bref.pdf>

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre québécois et le marché régional du carbone de la WCI : Forces et avantages », [en ligne].

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/forces-avantages.pdf>

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Le système de plafonnement et d'échange de droits

d'émission de gaz à effet de serre québécois et le marché régional du carbone de la WCI : Survol historique », [en ligne].

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/survol-historique.pdf>

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Registre des émissions de gaz à effet de serre », [en ligne].

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/registre/index.htm>

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, « Registre des projets de crédits compensatoires », [en ligne].

http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/registre_creditscompensatoires.htm

Statistique Canada, « Electric power generation, by class of electricity producer », [en ligne]. <http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a21>

Western Climate Initiative (2008), « Modèle recommandé pour le programme régional de plafonds-échanges de la Western Climate Initiative (WCI) », 22pp.

Annexe-A : Sommaire récapitulatif

Tableau A-1 : Tableau récapitulatif

	Québec	Ontario	Californie
Émissions de 1990	89 Mt	181,3 Mt	431 Mt
Cible(s) de réduction	2020 : 20 % sous le niveau de 1990 2030 : 37,5 % sous le niveau de 1990	2020 : 15 % sous le niveau de 1990 2030 : 37 % sous le niveau de 1990	2020 : revenir au niveau de 1990 2030 : 40 % sous le niveau de 1990
Début du programme	2013	2017	2013
Couverture du SPEDE	Les entités émettant plus de 25 000 teCO ₂ dans les secteurs suivants : - Industries - Production d'électricité - Distribution de carburants (transports) et de combustibles (bâtiments)	Les entités émettant plus de 25 000 teCO ₂ dans les secteurs suivants : - Industries - Production d'électricité - Distribution de carburants (transports) et de combustibles (bâtiments) *+ option pour les entreprises émettant entre 10 000 et 25 000 teCO ₂ .	Les entités émettant plus de 25 000 teCO ₂ dans les secteurs suivants : - Industries - Production d'électricité - Distribution de carburants (transports) et de combustibles (bâtiments) *+ option pour les entreprises émettant entre 10 000 et 25 000 teCO ₂ .
Part de marché (2017)	11 %	24 %	65 %
Plafonds	2017 : 61,1 Mt 2018 : 59 Mt 2019 : 56,9 Mt 2020 : 54,7 Mt	2017 : 142,3 Mt 2018 : 136,4 Mt 2019 : 130,6 Mt 2020 : 124,7 Mt	2017 : 370,4 Mt 2018 : 358,3 Mt 2019 : 346,3 Mt 2020 : 334,2 Mt
Réserve	1 % de 2013 à 2014 4 % de 2015 à 2017 7 % de 2018 à 2020	5 % de 2017 à 2020	1 % de 2013 à 2014 4 % de 2015 à 2017 7 % de 2018 à 2020
Émissions à couvrir	2017 : 60,4 Mt 2018 : 59,9 Mt 2019 : 59,4 Mt 2020 : 59 Mt	2017 : 132,8 Mt 2018 : 132,3 Mt 2019 : 131,8 Mt 2020 : 131,3 Mt	2017 : 336,1 Mt 2018 : 332,3 Mt 2019 : 328,5 Mt 2020 : 324,6 Mt
Utilisation des crédits compensatoires	0,3 Mt par année	0,7 Mt par année	2017 : 14,9 Mt 2018 : 14,6 Mt 2019 : 14,2 Mt 2020 : 13,9 Mt
Surplus cumulatif	Négatif à partir de 2019	Négatif à partir de 2018	Positif sur l'ensemble de la période
Droits d'émission à importer	8,5 millions	19,5 millions	0 (exporte)
Transferts	184,8 M\$	419,7 M\$	0 (reçoit)

Tableau A-2 : Comparaison entre un marché Californie-Québec et un marché avec l'Ontario

	Californie-Québec	WCI (avec Ontario)
Plafonds d'émission	2017 : 431,5 Mt 2018 : 417,3 Mt 2019 : 403,2 Mt 2020 : 388,9 Mt	2017 : 573,8 Mt 2018 : 553,7 Mt 2019 : 533,8 Mt 2020 : 513,6 Mt
Offre	2017 : 414,2 Mt 2018 : 388,1 Mt 2019 : 374,9 Mt 2020 : 361,7 Mt	2017 : 549,4 Mt 2018 : 517,7 Mt 2019 : 499 Mt 2020 : 480,1 Mt
Crédits compensatoires utilisés	2017 : 15,3 Mt 2018 : 14,9 Mt 2019 : 14,5 Mt 2020 : 14,2 Mt	2017 : 15,3 Mt 2018 : 14,9 Mt 2019 : 15,2 Mt 2020 : 14,9 Mt
Émissions à couvrir	2017 : 396,5 Mt 2018 : 392,2 Mt 2019 : 387,9 Mt 2020 : 383,6 Mt	2017 : 529,3 Mt 2018 : 524,5 Mt 2019 : 519,9 Mt 2020 : 514,9 Mt
Demande	2017 : 381,2 Mt 2018 : 377,3 Mt 2019 : 373,4 Mt 2020 : 369,4 Mt	2017 : 514,1 Mt 2018 : 509,6 Mt 2019 : 504,5 Mt 2020 : 500 Mt
Surplus annuels	2017 : 33 Mt 2018 : 10,7 Mt 2019 : 1,6 Mt 2020 : -7,7 Mt	2017 : 35,4 Mt 2018 : 8,1 Mt 2019 : -5,5 Mt 2020 : -19,9 Mt
Surplus cumulatifs	2017 : 173 Mt 2018 : 183,8 Mt 2019 : 185,4 Mt 2020 : 177,7 Mt	2017 : 175,4 Mt 2018 : 183,5 Mt 2019 : 178 Mt 2020 : 158,1 Mt
Prix	2017 : 13,57\$ 2018 : 14,52\$ 2019 : 15,54\$ 2020 : 16,24\$	2017 : 13,57\$ 2018 : 14,52\$ 2019 : 15,54\$ 2020 : 16,24\$

Annexe-B : Scénario fixe

$$E_{2015}^{spede} = E_{2015}^P + E_{2015}^E + (E_{2015}^V - E_{2015}^{a et b}) + E_{2015}^I + E_{2015}^B = E_{2016}^{spede} = \dots = E_{2020}^{spede}$$

Québec

Tableau B-1 : Demande du Québec (fixe)

Année	Émissions captées	Crédits compensatoires	Demande
2013	18,441	0	18,441
2014	18,224	0	18,224
2015	60,518	0,172	60,346
2016	60,518	0,318	60,200
2017	60,518	0,318	60,200
2018	60,518	0,318	60,200
2019	60,518	0,318	60,200
2020	60,518	0,318	60,200

Tableau B-2 : Surplus sur le SPEDE québécois (fixe)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	22,968	18,441	4,527	4,527
2014	22,968	18,224	4,744	9,271
2015	62,688	60,346	2,342	11,613
2016	60,662	60,200	0,462	12,076
2017	58,637	60,200	-1,563	10,512
2018	54,833	60,200	-5,367	5,145
2019	52,871	60,200	-7,330	-2,185
2020	50,908	60,200	-9,292	-11,477

Ontario

Tableau B-3 : Demande de l'Ontario (fixe)

Année	Émissions captées	Crédits compensatoires	Demande
2017	135,138	0	135,138
2018	135,138	0	135,138
2019	135,138	0,662	134,476
2020	135,138	0,662	134,476

Tableau B-4 : Surplus sur le SPEDE ontarien (fixe)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2017	135,215	135,138	0,077	0,077
2018	129,618	135,138	-5,520	-5,443
2019	124,028	134,476	-10,448	-15,891
2020	118,435	134,476	-16,041	-31,932

Californie

Tableau B-5 : Demande de la Californie (fixe)

Année	Émissions captées	Crédits compensatoires	Demande
2013	145,525	2,009	143,516
2014	146,094	2,126	143,968
2015	340,560	15,953	324,607
2016	340,560	15,301	325,259
2017	340,560	14,944	325,616
2018	340,560	14,587	325,973
2019	340,560	14,231	326,329
2020	340,560	13,874	326,686

Tableau B-6 : Surplus sur le SPEDE californien (fixe)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	161,172	143,516	17,656	17,656
2014	158,103	143,968	14,135	31,791
2015	378,720	324,607	54,113	85,905
2016	367,104	325,259	41,845	127,750
2017	355,584	325,616	29,968	157,718
2018	333,219	325,973	7,246	164,965
2019	322,059	326,329	-4,270	160,694
2020	310,806	326,686	-15,880	144,814

Californie-Québec

Tableau B-7 : Surplus sur le marché Californie-Québec (fixe)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	184,140	161,957	22,183	22,183
2014	181,071	162,192	18,879	41,063
2015	441,408	384,953	56,455	97,518
2016	427,766	385,459	42,308	139,826
2017	414,221	385,816	28,405	168,231
2018	388,052	386,173	1,879	170,110
2019	374,930	386,530	-11,600	158,510
2020	361,714	386,886	-25,172	133,338

WCI

Tableau B-8 : Surplus sur le marché de la WCI (fixe)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	184,140	161,957	22,183	22,183
2014	181,071	162,192	18,879	41,063
2015	441,408	384,953	56,455	97,518
2016	427,766	385,459	42,308	139,826

2017	549,436	520,954	28,482	168,308
2018	517,670	521,311	-3,641	164,667
2019	498,958	521,006	-22,048	142,619
2020	480,149	521,363	-41,214	101,405

Transferts de revenus

Tableau B-9 : Transferts de revenus du Québec (fixe)

Année	Permis importés	Prix (\$US)	Prix (\$CAN)	Transferts	Actualisées (2017)
2015	0	12,10	16,28	0	0
2016	0	12,73	17,13	0	0
2017	0	13,57	18,26	0	0
2018	-0,165	14,52	19,53	-3,216	-3,034
2019	2,349	15,54	20,91	49,112	43,710
2020	9,292	16,24	21,85	203,007	170,448

Tableau B-10 : Transferts de revenus de l'Ontario (fixe)

Année	Permis importés	Prix (\$US)	Prix (\$CAN)	Transferts	Actualisées (2017)
2017	0	13,57	18,26	0	0
2018	5,443	14,52	19,53	106,324	100,306
2019	10,448	15,54	20,91	218,423	194,396
2020	16,041	16,24	21,85	350,469	294,261

Tableau B-11 : Transferts de revenus du Canada (fixe)

Année	Permis importés	Prix (\$US)	Prix (\$CAN)	Transferts	Actualisées (2017)
2015	0	12,1	16,28	0	0
2016	0	12,73	17,13	0	0
2017	0	13,57	18,26	0	0
2018	5,278	14,52	19,53	103,108	97,272
2019	12,797	15,54	20,91	267,536	238,106
2020	25,333	16,24	21,85	553,476	464,709



Annexe-C : Scénario cible 2020

Pour ce scénario, nous nous basons sur les émissions totales en liens avec la cible de 2020 de chaque gouvernement. Nous soustrayons ensuite les émissions de la prévision des secteurs non-touchés par le SPEDE. Ce scénario considère que toutes choses égales par ailleurs, le SPEDE permet l'atteinte de la cible de 2020. Les autres secteurs non-assujettis d'activité suivent leurs tendances respectives. Les secteurs touchés par le SPEDE compensent la différence pour suivre la trajectoire de l'atteinte de la cible de 2020.

$$E_t^{spe\text{de}} = E_t^{cible(2020)} - E_t^A - E_t^D - E_t^{ICF} - E_t^{a\text{ et }b}$$

où *A*, *D*, *ICF* sont respectivement les secteurs de l'agriculture, des déchets et de l'industrie manufacturière légère, la construction et l'exploitation forestière.

Québec

Tableau C-1 : Demande du Québec (cible 2020)

Année	Émissions captées	Crédits compensatoires	Demande
2013	18,441	0	18,441
2014	18,224	0	18,224
2015	60,518	0,172	60,346
2016	58,785	0,318	58,467
2017	57,092	0,318	56,773
2018	55,441	0,318	55,123
2019	53,833	0,318	53,515
2020	52,265	0,318	51,947

Tableau C-2 : Surplus sur le SPEDE québécois (cible 2020)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	22,968	18,441	4,527	4,527
2014	22,968	18,224	4,744	9,271
2015	62,688	60,346	2,342	11,613
2016	60,662	58,467	2,196	13,809
2017	58,637	56,773	1,863	15,672
2018	54,833	55,123	-0,290	15,382
2019	52,871	53,515	-0,644	14,738
2020	50,908	51,947	-1,039	13,699

Ontario

Tableau C-3 : Demande de l'Ontario (cible 2020)

Année	Émissions captées	Crédits compensatoires	Demande
2017	128,876	0	128,876
2018	126,545	0	126,545
2019	124,251	0,662	123,589

2020	121,992	0,662	121,330
------	---------	-------	---------

Tableau C-4 : Surplus sur le SPEDE ontarien (cible 2020)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2017	135,215	128,876	6,339	6,339
2018	129,618	126,545	3,073	9,412
2019	124,028	123,589	0,439	9,852
2020	118,435	121,330	-2,895	6,956

Californie

Tableau C-5 : Demande de la Californie (cible 2020)

Année	Émissions captées	Crédits compensatoires	Demande
2013	145,525	2,009	143,516
2014	146,094	2,126	143,968
2015	340,560	15,953	324,607
2016	339,960	15,301	324,659
2017	336,125	14,944	321,180
2018	332,290	14,587	317,702
2019	328,455	14,231	314,224
2020	324,620	13,874	310,746

Tableau C-6 : Surplus sur le SPEDE californien (cible 2020)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	161,172	143,516	17,656	17,656
2014	158,103	143,968	14,135	31,791
2015	378,720	324,607	54,113	85,905
2016	367,104	324,659	42,445	128,350
2017	355,584	321,180	34,404	162,754
2018	333,219	317,702	15,517	178,270
2019	322,059	314,224	7,835	186,105
2020	310,806	310,746	0,060	186,165

Californie-Québec

Tableau C-7 : Surplus sur le marché Californie-Québec (cible 2020)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	184,140	161,957	22,183	22,183
2014	181,071	162,192	18,879	41,063
2015	441,408	384,953	56,455	97,518
2016	427,766	383,125	44,641	142,159
2017	414,221	377,954	36,267	178,426
2018	388,052	372,826	15,226	193,652
2019	374,930	367,739	7,190	200,843

2020	361,714	362,694	-0,979	199,863
------	---------	---------	--------	---------

WCI

Tableau C-8 : Surplus sur le marché de la WCI (cible 2020)

Année	Offre	Demande	Surplus Annuel	Surplus Cumulatif
2013	184,140	161,957	22,183	22,183
2014	181,071	162,192	18,879	41,063
2015	441,408	384,953	56,455	97,518
2016	427,766	383,125	44,641	142,159
2017	549,436	506,830	42,606	184,766
2018	517,670	499,371	18,299	203,064
2019	498,958	491,328	7,630	210,694
2020	480,149	484,024	-3,875	206,819

Annexe-D : Calculs

Prévisions des émissions

La tendance représente l'évolution d'une variable Y_t comme une fonction affine de la période t pendant les n périodes qui suivent la période T

$$\begin{aligned}Y_t &= \alpha + \beta t + \epsilon_t \\Y_{T+i} &= \alpha + \beta(T+i) + \epsilon_{T+i}\end{aligned}$$

où α, β sont les coefficients de la tendance et ϵ_t dénote la déviation annuelle par rapport à cette tendance. La moyenne de ces déviations s'exprime

$$\frac{1}{n} \sum_{t=T+1}^{T+n} \epsilon_t = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Y_{T+i} - \alpha - \beta T - \beta i) = \bar{y} - \alpha - \beta \left(T + \frac{n+1}{2}\right)$$

où $\bar{y}$ dénote la moyenne des Y_t . Le coefficient α est choisi de sorte que cette moyenne soit nulle

$$\alpha = \bar{y} - \beta \left(T + \frac{n+1}{2}\right)$$

On peut donc réécrire

$$\sum \epsilon_t^2 = \sum_{i=1}^n \left(y_{T+i} - \beta \left(i - \frac{n+1}{2} \right) \right)^2$$

où y_t dénote la déviation de Y_t par rapport à sa moyenne. On développe le carré de droite

$$\begin{aligned}\sum \epsilon_t^2 &= n \text{var}(Y) - 2\beta \sum_{i=1}^n y_{T+i} \left(i - \frac{n+1}{2} \right) + \beta^2 \frac{n(n^2-1)}{12} \\&= n \text{var}(Y) - 2\beta \sum_{i=1}^n y_{T+i} i + \beta^2 \frac{n(n^2-1)}{12}\end{aligned}$$

Le coefficient β est déterminé afin de minimiser cette somme

$$\beta = 12 \frac{\sum y_{T+i} i}{n(n^2-1)}$$

On peut aussi calculer la tendance à l'aide d'une régression linéaire où X représente la matrice des années et Y les niveaux d'émission annuels.

$$Y = BX + \epsilon$$

Sous la forme :

$$y = b_0 + b_1 x$$

En utilisant la méthode des MCO, nous obtenons des valeurs pour b_1 et b_0 :

$$\widehat{b}_1 = \frac{\sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum (x_i - \bar{x})^2}$$

$$\widehat{b}_0 = \bar{y} - b_1 \bar{x}$$

Où :

$$\bar{y} = \frac{\sum y}{n} \text{ et } \bar{x} = \frac{\sum x}{n}$$

En utilisant la valeur de x observé, il est alors possible de calculer la tendance $\hat{y}$:

$$\hat{y} = \widehat{b}_0 + \widehat{b}_1 x$$

Nous obtenons une droite évaluant la tendance des émissions. Nous projetons ensuite la droite en remplaçant x par 2016 à 2020 et trouvons les niveaux d'émission correspondant.

L'approche sectorielle est utilisée pour le calcul des émissions. La démarche précédente est utilisée pour chaque secteur d'activité. Le niveau d'émission annuel total correspond à la somme des émissions annuelles de tous les secteurs i .

$$\hat{y}_t^{total} = \sum \hat{y}_t^i$$

Nous pouvons nous référer à une ou l'autre de ces méthodes pour les résultats ci-dessous.

Québec

Pétrole/Gaz :

$$\widehat{b}_1 = -0,06$$

$$\widehat{b}_0 = 130,24$$

$$\hat{y} = 130,24 - 0,06x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	2,600	2,537	2,473	2,410	2,347

Électricité : Les émissions restent fixes au niveau de 2015.

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282

Transports :

$$\widehat{b}_1 = -0,02$$

$$\widehat{b}_0 = 80,21$$

$$\hat{y} = 80,21 - 0,02x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	32,136	32,112	32,088	32,064	32,040

Industrie lourde :

$$\widehat{b_1} = -0,37$$

$$\widehat{b_0} = 763,68$$

$$\hat{y} = 763,68 - 0,37x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	15,488	15,117	14,746	14,375	14,004

Bâtiments :

$$\widehat{b_1} = -0,09$$

$$\widehat{b_0} = 195,35$$

$$\hat{y} = 195,35 - 0,09x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	11,171	11,079	10,988	10,897	10,805

Agriculture :

$$\widehat{b_1} = 0,002$$

$$\widehat{b_0} = 3,93$$

$$\hat{y} = 3,93 + 0,002x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	8,803	8,805	8,807	8,810	8,812

Déchets :

$$\widehat{b_1} = -0,06$$

$$\widehat{b_0} = 119,53$$

$$\hat{y} = 119,53 - 0,06x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	5,425	5,369	5,312	5,255	5,199

Autre :

$$\widehat{b_1} = -0,01$$

$$\widehat{b_0} = 26,69$$

$$\hat{y} = 26,69 - 0,01x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	4,444	4,433	4,422	4,411	4,400

Total :

$$y_t^{total} = \sum \hat{y}_t^i$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	80,348	79,733	79,118	78,503	77,888

Ontario

Pétrole/Gaz :

$$\widehat{b}_1 = -0,07$$

$$\widehat{b}_0 = 142,75$$

$$\hat{y} = 142,75 - 0,07x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	10,317	10,251	10,185	10,120	10,054

Électricité : Les émissions restent fixes au niveau de 2015.

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	5,181	5,181	5,181	5,181	5,181

Transports :

$$\widehat{b}_1 = -0,06$$

$$\widehat{b}_0 = 169,74$$

$$\hat{y} = 169,74 - 0,06x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	10,317	10,251	10,185	10,120	10,054

Industrie lourde :

$$\bar{y} = 33,1 \text{ et } \bar{x} = 2007,5$$

$$\widehat{b}_1 = -0,65$$

$$\widehat{b}_0 = 1335,38$$

$$\hat{y} = 1335,38 - 0,65x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	27,579	26,930	26,281	25,632	24,984

Bâtiments :

$$\widehat{b}_1 = 0,28$$

$$\widehat{b}_0 = -525,87$$

$$\hat{y} = -525,87 + 0,28x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	37,108	37,387	37,666	37,945	38,225

Agriculture :

$$\widehat{b}_1 = -0,02$$

$$\widehat{b}_0 = 49,75$$

$$\hat{y} = 49,75 - 0,02x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	12,605	12,587	12,569	12,550	12,532

Déchets :

$$\widehat{b}_1 = 0,04$$

$$\widehat{b}_0 = -76,23$$

$$\hat{y} = -76,23 + 0,04x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	8,947	8,989	9,031	9,073	9,116

Autre :

$$\widehat{b}_1 = -0,12$$

$$\widehat{b}_0 = 247,48$$

$$\hat{y} = 247,48 - 0,07x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	9,562	9,444	9,326	9,208	9,090

Total :

$$y_t^{total} = \sum \hat{y}_t^i$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	165,850	165,263	164,677	164,090	163,504

Californie

Électricité :

$$\widehat{b}_1 = -2,08$$

$$\widehat{b_0} = 4284,25$$

$$\hat{y} = 4284,25 - 2,08x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	85,512	83,429	81,347	79,264	77,181

Transports :

$$\widehat{b_1} = -0,51$$

$$\widehat{b_0} = 1194,12$$

$$\hat{y} = 1194,12 - 0,51x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	164,523	164,012	163,501	162,991	162,480

Industrie :

$$\widehat{b_1} = -0,12$$

$$\widehat{b_0} = 351,23$$

$$\hat{y} = 351,23 - 0,12x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	101,423	101,299	101,175	101,051	100,927

Commercial et résidentiel :

$$\widehat{b_1} = 0,45$$

$$\widehat{b_0} = -864,46$$

$$\hat{y} = -864,46 + 0,45x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	51,871	52,326	52,780	53,235	53,689

Agriculture :

$$\widehat{b_1} = 0,18$$

$$\widehat{b_0} = -335,65$$

$$\hat{y} = -335,65 + 0,18x$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
y	36,216	36,400	36,585	36,769	36,954

Total :

$$y_t^{total} = \sum \hat{y}_t^i$$

x	2016	2017	2018	2019	2020
---	------	------	------	------	------

y	439,732	437,643	435,555	433,467	431,379
---	---------	---------	---------	---------	---------

Cible de 2020

$$\dot{E}_{1990} * (1 - \text{cible de réduction}) = \dot{E}_{2020}^{Cible}$$

Partant des données de 2015, nous déduisons une droite permettant l'atteinte de la cible.

$$y = ax + b$$

Appliqué à la situation présente : y est le niveau d'émission, x est le temps t , a est la réduction annuelle et b est le niveau d'émission à $t = 0$. Supposons que 2015 correspond à $x = 0$ et 2020 à $x = 5$. Nous avons deux points : $(0, \dot{E}_{2015})$ et $(5, \dot{E}_{2020(cible)})$. $\dot{E}_{2015}$ est le b de la droite et nous obtenons a en insérant le point $(5, \dot{E}_{2020(cible)})$ dans l'équation.

$$\dot{E}_{2020}^{Cible} = a * 5 + \dot{E}_{2015}$$

Nous pouvons également déterminer le taux de décroissance annuelle moyen :

$$T.C.M = \frac{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{(\dot{E}_{t+1} - \dot{E}_t)}{\dot{E}_t}}{n}$$

Ce taux de croissance permet de déduire les réductions annuelles en pourcentage.

$$\dot{E}_t = \dot{E}_{t-1} * (1 - T.C.M)$$

Québec :

$$\dot{E}_{2020}^{Cible} = 89Mt * (1 - 0,2) = 71,2Mt$$

$$(0, \dot{E}_{2015}) \text{ et } (5, \dot{E}_{2020}^{Cible}) = (0; 80,1) \text{ et } (5; 71,2)$$

$$71,2 = a * 5 + 80,1 \rightarrow a = -1,78$$

$$T.C.M = -2,34 \%$$

Année	2016	2017	2018	2019	2020
GES	78,258	76,427	74,638	72,892	71,186

Ontario :

$$\dot{E}_{2020}^{Cible} = 181,3Mt * (1 - 0,15) = 154,1Mt$$

$$(0, \dot{E}_{2015}) \text{ et } (5, \dot{E}_{2020}^{Cible}) = (0; 166,2) \text{ et } (5; 154,1)$$

$$154,1 = a * 5 + 166,2 \rightarrow a = -2,42$$

$$T.C.M = -1,5 \%$$

Année	2016	2017	2018	2019	2020
GES	163,675	161,220	158,802	156,420	154,073

Californie : La trajectoire des émissions de la cible californienne correspond approximativement à la prévision des émissions de la tendance.

Cible de 2030

On fixe le niveau cible des émissions de 2030. Nous utilisons ce point et celui des émissions de 2015 pour déterminer l'équation de la droite. Nous arrête la projection en 2020.

Québec :

$$\begin{aligned}\hat{E}_{2030}^{Cible} &= 89Mt * (1 - 0,375) = 55,7Mt \\ (0, \hat{E}_{2015}) \text{ et } (15, \hat{E}_{2030}^{Cible}) &= (0; 80,1) \text{ et } (15; 55,7) \\ 55,7 &= a * 15 + 80,1 \rightarrow a = -1,63 \\ T.C.M &= -2,4 \%\end{aligned}$$

Année	2016	2017	2018	2019	2020
GES	78,210	76,333	74,501	72,713	70,968

Ontario :

$$\begin{aligned}\hat{E}_{2030}^{Cible} &= 181,3Mt * (1 - 0,37) = 114,2Mt \\ (0, \hat{E}_{2015}) \text{ et } (15, \hat{E}_{2030}^{Cible}) &= (0; 166,2) \text{ et } (15; 114,2) \\ 114,2 &= a * 15 + 166,2 \rightarrow a = -3,47 \\ T.C.M &= -2,47 \%\end{aligned}$$

Année	2016	2017	2018	2019	2020
GES	162,063	158,060	154,156	150,349	146,635

Californie :

$$\begin{aligned}\hat{E}_{2030}^{Cible} &= 431Mt * (1 - 0,4) = 258,6Mt \\ (0, \hat{E}_{2015}) \text{ et } (15, \hat{E}_{2030}^{Cible}) &= (0; 440,4) \text{ et } (15; 258,6) \\ 258,6 &= a * 15 + 440,4 \rightarrow a = -12,1 \\ T.C.M &= -3,49 \%\end{aligned}$$

Année	2016	2017	2018	2019	2020
GES	425,005	410,185	395,882	382,077	368,754

Utilisation des crédits compensatoires en Californie

10 Mt et plus :

$$C.C_t^{>10} = \sum \hat{E}_t^{>10} * 0,08$$

5 Mt à 10 Mt :

$$C.C_t^{5 < \acute{e} < 10} = \sum \acute{E}_t^{5 < \acute{e} < 10} * 0,05$$

2,5 Mt à 5 Mt :

$$C.C_t^{2,5 < \acute{e} < 5} = \sum \acute{E}_t^{2,5 < \acute{e} < 5} * 0,03$$

Total :

$$C.C_t^{total} = \sum C.C_t$$

Nous possédons les données de 2011 à 2016. De 2017 à 2020, nous pouvons utiliser la tendance linéaire pour prédire l'utilisation future des crédits compensatoires. Nous effectuons une autre régression linéaire sur les données dont nous disposons avec y correspondant à l'utilisation totale des crédits compensatoires et x à l'année.

$$y = b_0 + b_1x$$

Par les MCO, nous trouvons :

$$\bar{y} = 16\,193\,527,5 \text{ et } \bar{x} = 2013,5$$

$$\widehat{b_1} = \frac{\sum_{2011}^{2015} (x_i - 2013,5)(y_i - 16\,193\,527,5)}{\sum_{2011}^{2015} (x_i - 2013,5)^2} = -356\,899,9$$

$$\widehat{b_0} = 16\,193\,527,5 + 356\,899,9 * 2013,5 = 734\,811\,476,1$$

$$\hat{y} = 734\,811\,476,1 - 356\,899,9x$$

x	2017	2018	2019	2020
y	14 944 378	14 587 478	14 230 578	13 873 678