



## **Etude d'opportunité sur la mise en place d'un instrument de tarification carbone au Sénégal**

**Axel Michaelowa, El Hadji Mbaye Diagne, Igor Shishlov, Marjorie Ménard,  
Thierno Thioune, Mamadou Diobé Gueye, Aglaja Espelage | Fribourg |**

---

Etude entreprise dans le cadre de l'initiative « Instruments de Collaboration pour une Action Climatique Ambitieuses (CI-ACA) »

---

# Table des matières

<b>1. RESUME POUR LES DECIDEURS</b>	<b>7</b>
<hr/>	
<b>2. INTRODUCTION</b>	<b>10</b>
2.1. LE CONTEXTE GLOBAL	10
2.2. LE CONTEXTE NATIONAL	12
2.3. APERÇU GÉNÉRAL DE L'INITIATIVE CI-ACA	13
2.4. OBJECTIFS DE L'ÉTUDE	14
<hr/>	
<b>3. DESCRIPTION METHODOLOGIQUE</b>	<b>16</b>
3.1. APERÇU GÉNÉRAL DE LA MÉTHODOLOGIE	16
3.2. LISTE DES OPTIONS DE TARIFICATION CARBONE	18
3.3. DESCRIPTION DES CRITÈRES ET INDICATEURS D'ÉVALUATION	18
3.4. PRIORITISATION DES OPTIONS DE TARIFICATION CARBONE PAR LES PARTIES PRENANTES SÉNÉGALAISES	20
<hr/>	
<b>4. ANALYSE DU CONTEXTE NATIONAL</b>	<b>23</b>
4.1. CADRE JURIDIQUE	23
4.2. CADRE FISCAL	24
4.2.1. POLITIQUE FISCALE AU SÉNÉGAL	24
4.2.1.1. DISPOSITIFS DES IMPÔTS DIRECTS ET TAXES ASSIMILÉES	24
4.2.1.2. DISPOSITIFS DES IMPÔTS INDIRECTS ET TAXES ASSIMILÉES	27
4.2.1.3. DISPOSITIF DES DROITS D'ENREGISTREMENT ET TAXES ASSIMILÉES	29
4.2.1.4. CONTRIBUTIONS DIVERSES	30
4.2.1.5. SYNTHÈSE DES TAXES CLÉS POUR LA TARIFICATION CARBONE	30
4.3. CADRE INSTITUTIONNEL	32
4.4. PRINCIPALES LEÇONS DU MDP AU SÉNÉGAL	33
4.5. UN APERÇU SECTORIEL DES SOURCES D'ÉMISSIONS DU PAYS	35
4.5.1. LE SECTEUR DE L'AGRICULTURE ET DE LA FORESTERIE	35
4.5.2. LE SECTEUR DE L'INDUSTRIE	36
4.5.3. LE SECTEUR DES DÉCHETS	38
4.5.4. LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE	40
<hr/>	
<b>5. ANALYSE DES PRATIQUES INTERNATIONALES</b>	<b>44</b>
5.1. TAXE CARBONE	44
5.1.1. BRÈVE DESCRIPTION DE L'INSTRUMENT	44
5.1.2. OPTIONS DE CONCEPTION	44
5.1.3. EXEMPLES INTERNATIONAUX	49
5.1.4. ÉVALUATIONS EXISTANTES DE L'INSTRUMENT	52
5.1.5. LIEN POTENTIEL VERS L'ART. 6, LES MÉCANISMES DE MARCHÉ DE L'AP	55
5.1.6. PRINCIPALES LEÇONS / CONSIDÉRATIONS POUR LE SÉNÉGAL	55
5.2. MÉCANISME DU SCENARIO DE RÉFÉRENCE ET D'ATTRIBUTION DE CRÉDITS CARBONE	58
5.2.1. BRÈVE DESCRIPTION DE L'INSTRUMENT	58
5.2.2. OPTIONS DE CONCEPTION	59
5.2.3. EXEMPLES INTERNATIONAUX	64
5.2.4. ÉVALUATIONS EXISTANTES DE L'INSTRUMENT	66
5.2.5. LIEN POTENTIEL VERS L'ART. 6	67
5.2.6. PRINCIPALES LEÇONS / CONSIDÉRATIONS POUR LE SÉNÉGAL	68

<b>5.3. SYSTÈME D'ÉCHANGE DE QUOTAS D'ÉMISSION (ETS)</b>	<b>70</b>
5.3.1. BRÈVE DESCRIPTION DE L'INSTRUMENT	70
5.3.2. OPTIONS DE CONCEPTION	71
5.3.3. EXEMPLES INTERNATIONAUX	73
5.3.4. ÉVALUATIONS EXISTANTES DE L'INSTRUMENT	77
5.3.5. LIEN POTENTIEL VERS L'ART. 6	78
5.3.6. PRINCIPALES LEÇONS / CONSIDÉRATIONS POUR LE SÉNÉGAL	79
<b>5.4. RÉFORMES FISCALES</b>	<b>81</b>
5.4.1. BRÈVE DESCRIPTION DE L'INSTRUMENT	81
5.4.2. OPTIONS DE CONCEPTION	82
5.4.3. EXEMPLES INTERNATIONAUX	83
5.4.4. ÉVALUATIONS EXISTANTES DE L'INSTRUMENT	83
5.4.5. LIEN POTENTIEL VERS L'ART. 6	84
5.4.6. PRINCIPALES LEÇONS / CONSIDÉRATIONS POUR LE SÉNÉGAL	84
<b>6. CONCLUSION</b>	<b>86</b>
6.1. CONSULTATION DES PARTIES PRENANTES	86
6.2. INSTRUMENTS DE TARIFICATION CARBONE RECOMMANDÉS POUR LE SÉNÉGAL	87
6.2.1. TAXE CARBONE	87
6.2.2. MÉCANISME DU SCENARIO DE RÉFÉRENCE ET D'ATTRIBUTION DE CRÉDITS CARBONE	89
6.2.3. SYSTÈME D'ÉCHANGE DE QUOTAS D'ÉMISSION	89
6.2.4. RÉFORME FISCALE	90
6.3. FEUILLE DE ROUTE POUR LA MISE EN ŒUVRE D'INSTRUMENTS DE TARIFICATION CARBONE AU SÉNÉGAL	90
6.4. PROCHAINES ÉTAPES	92
<b>7. BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>93</b>
<b>8. ANNEXES</b>	<b>99</b>
ANNEXE 1 : RÉSULTATS DE L'ATELIER DE LANCEMENT (9-10 AOÛT 2018) ET LISTE DE PARTICIPANTS	99
ANNEXE 2 : PRIORISATION DES INSTRUMENTS - RÉSULTATS DES ATELIERS DU 9 ET 10 AOÛT 2018	101
ANNEXE 3 : TEXTES LÉGISLATIFS ET RÉGLEMENTAIRES CONCERNANT UNE ÉVENTUELLE TARIFICATION CARBONE (TEXTES CLÉS SONT SOULIGNÉS)	105
ANNEXE 4 : DISPOSITIFS FISCAUX LIÉS À L'ENVIRONNEMENT AU SÉNÉGAL	109
ANNEXE 5 : EXPÉRIENCE MDP AU SÉNÉGAL	128
ANNEXE 6 : RÉSUMÉ DE LA SESSION DE CONSULTATION DU 10 OCTOBRE	131

# Liste des Figures

Figure 1 : La tarification carbone au monde : couverture .....	11
Figure 2 : Panorama mondial des prix du carbone en 2018.....	12
Figure 3: Approche méthodologique de l'étude sur la tarification carbone au Sénégal ...	16
Figure 6 : Émissions de CO <sub>2e</sub> dans le secteur des déchets (en kt CO <sub>2e</sub> ).....	39
Figure 7 : Scénario BAU des émissions GES liés à la production d'électricité, 2010-2030 (kt CO <sub>2e</sub> ).....	40
Figure 6 : Principaux secteurs taxés dans les systèmes de taxe carbone .....	45
Figure 7 : PIB par habitant et taux taxe carbone/PIB .....	47
Figure 8 : Prix du carbone, confiance dans les politiciens et perception de la corruption .....	47
Figure 9 : Comparaison du recyclage des revenus carbone dans différentes juridictions .....	48
Figure 10 : Options pour l'utilisation des revenus de la tarification du carbone .....	49
Figure 11: Demande d'électricité, intensité des émissions et des émissions en Australie .....	54
Figure 12: Mécanisme du scénario de référence et d'attribution de crédits carbone .....	59
Figure 13 : Schéma illustrant la définition d'une ligne de base.....	62
Figure 14 : Illustration des secteurs couverts par les systèmes d'échange de quotas au niveau mondial .....	71
Figure 15 : Évolution du volume du MSR (gauche) et évolution du surplus de quotas (droite) sur la base de la réforme de l'EU ETS de 2017.....	73
Figure 16 : Évolution du système de répartition des quotas pour l'EU ETS.....	74
Figure 17 : Évolution du prix du marché des quotas et du prix plancher du système californien .....	75
Figure 18 : Évolution des prix du marché, du prix plancher et du prix de Maîtrise des Coûts du RGGI .....	77
Figure 19 : Évolution émissions et croissance économique en Californie depuis 2006... 78	
Figure 20 : Subventions à la production de combustibles fossiles dans les pays du G20 82	
Figure 21 : Évolution de la demande en diesel .....	84
Figure 28 : Recommandations pour la feuille de route de mise en oeuvre de la taxation carbone au Sénégal .....	90

# Liste des Tableaux

Tableau 1 : Objectifs d'atténuation de la contribution inconditionnelle et conditionnelle sénégalaise.....	12
Tableau 2 : Liste des instruments potentiels de tarification du carbone .....	18
Tableau 3 : Liste des critères et des indicateurs pour évaluer les options de tarification carbone.....	19
Tableau 4: Taxe carbone implicite calculée à partir de la taxe sur les carburants (1000 FCFA= 1,7 USD) .....	29
Tableau 5 : Taxes avec une composante liée aux émissions de gaz à effet de serre.....	31
Tableau 6 : Émissions annuelles totales du secteur de l'agriculture et de la foresterie (Mt CO <sub>2</sub> eq) .....	35
Tableau 7: Émissions GES du secteur agriculture/élevage pour l'année 2005 (en Gg = kt CO <sub>2</sub> e).....	36
Tableau 8 : Production de ciment et prévisions en milliers de tonnes.....	37
Tableau 9 : Prévisions de production de phosphate de chaux (milliers de tonnes) .....	37
Tableau 10 : Émissions de CO <sub>2</sub> en Mt dans le secteur industriel .....	38
Tableau 11 : Synthèse des émissions GES du secteur des déchets (Mt), 2010.....	38
Tableau 12: Scénario BAU des émissions GES de la production publique d'électricité, 2010-2030 (kt CO <sub>2</sub> e) .....	41
Tableau 13: Émissions liés à la production nationale de bois de feu, en kt CO <sub>2</sub> e, 2010-2030.....	42
Tableau 14: Part des émissions du sous-secteur du transport par type d'activité.....	43
Tableau 15: Trajectoire des émissions BAU liées au transport par type d'activité, 2010-2030.....	43
Tableau 16 : Aperçu des niveaux de taxes carbone (avril 2018).....	46
Tableau 17: AFOM taxe carbone.....	57
Tableau 18 :AFOM mécanisme du scenario de référence et d'attribution de crédits carbone.....	70
Tableau 19 : Aperçu des prix des quotas pour pour différents systèmes d'échange en 2017.....	72
Tableau 20 : Aperçu du mode d'attribution des quotas .....	72
Tableau 21 : AFOM Système d'échange de quotas d'émission .....	81
Tableau 22 : AFOM Réformes fiscales .....	85
Tableau 23 : Hiérarchisation des options de tarification carbone selon les parties prenantes au Sénégal (résultat du processus de consultation).....	86
Tableau 24: Extrait du CDM Pipeline pour le Sénégal.....	128
Tableau 25: Extrait du PoAs Pipeline pour le Sénégal .....	129

# Acronymes

AFOM	Atouts, Faiblesses, Opportunités et Menaces
AIE	Agence Internationale de l'Énergie (IEA, selon le sigle anglais)
AP	Accord de Paris
APCR	Réserve pour la Maîtrise du Prix des Quotas (sigle anglais)
CCASA	Changement Climatique en Agriculture et Sécurité Alimentaire
CCBS	Normes Climats, Communauté et Biodiversité (sigle anglais)
CCNUCC	Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
C(P)DN	Contribution (Prévue) Déterminée au niveau National
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CESE	Conseil Economique, Social et Environnemental
CETUD	Conseil Exécutif des Transports Urbains de Dakar
CI-ACA	Instruments de Collaboration pour une Action Climatique Ambitieuses
CO <sub>2</sub> eq	CO <sub>2</sub> équivalents
COMNACC	Comité National Changement Climatique
CORSIA	Système de compensation carbone et réduction des émissions pour l'aviation civile (sigle anglais)
CRC	Centre Régional de Collaboration
DEEC	Direction de l'Environnement et des Établissements classés
ECR	Réserve pour la Maîtrise des Émissions (sigle anglais)
EnR	Énergies Renouvelables
EOD	Entités Opérationnelles Désignées
ETS	Système d'échange de quotas d'émissions (sigle anglais)
EU ETS	Système communautaire (UE) d'échange de quotas d'émissions
GES	Gaz à Effet de Serre
IGES	Institut pour les Stratégies Environnementales Mondiales (sigle anglais)
ITMO	Résultats d'atténuation transférés au niveau international (sigle anglais)
MAAN	Mesure d'Atténuation Appropriées au niveau National (NAMA selon le sigle anglais)
MDP	Mécanisme pour un Développement Propre
MEDD	Ministère de l'Environnement et du Développement Durable
MEF	Ministère de l'Économie et des Finances
MOC	Mise en Œuvre Conjointe
MPE	Ministère du Pétrole et des Energies
MRV	Mesure, Rapportage et Vérification
MSR	Mécanisme de Stock pour la Stabilité du marché (sigle anglais)
OACI	Organisation de l'aviation civile internationale
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques (OECD selon le sigle anglais)
ONAS	Office National de l'Assainissement

PIAC	Partenariat International d'Action sur le Carbone (IPAC, selon le sigle anglais)
PMA	Pays Moins Avancés
PMR	Partnership for Market Readiness
PoA	Programmes d'Activité
RATI	Résultats d'atténuation transférés au niveau international (ITMO selon le sigle anglais)
REDD+	Réduction des émissions provenant de la déforestation et de la dégradation forestale (sigle anglais)
RGGI	Initiative Régionale pour les GES (sigle anglais)
SEK	Couronne suédoise
SEQE	Système d'échange de quotas d'émission (ETS selon le sigle anglais)
TEP	Tonne Équivalent Pétrole
UCG	Unité de coordination de la gestion des déchets solides
UEMOA	Union Economique et Monétaire Ouest Africaine
UNEP	Programme Environnemental des Nations Unies (sigle anglais)
UPIC	Union des Prestataires, des Industriels et des Commerçants
URCE	Unité de Réduction Certifiée d'Émissions
VCS	Norme Carbone Vérifiée (sigle anglais)

# 1. Résumé pour les décideurs

La tarification carbone est la pierre angulaire des politiques d'atténuation des changements climatiques, car elle constitue le moyen économiquement le plus efficace de réduire les émissions des gaz à effet de serre (GES) et d'atteindre les objectifs fixés dans les Contributions Déterminées au niveau National (CDN) sous l'Accord de Paris. De manière globale, le nombre d'instruments de tarification carbone dans le monde augmente. Actuellement, 47 juridictions ont mis en place une forme de tarification carbone couvrant 15% des émissions mondiales de GES. Dans l'ensemble, la conception des instruments de tarification carbone varie beaucoup en ce qui concerne la couverture sectorielle, le niveau des prix, la disponibilité des compensations, la conception des systèmes de Mesure, Rapportage et Vérification (MRV) et la stabilité à long terme des instruments. Il existe donc une grande marge de manœuvre pour « personnaliser » l'instrument par rapport au contexte, besoins et objectifs du pays.

La CDN du Sénégal actuellement en cours de finalisation prévoit en une baisse relative des émissions de GES de 5% par rapport aux émissions projetées de 2020 à 2030, et de 21% si du financement international est disponible. Pour la mise en œuvre de cette contribution, les acteurs économiques tels que le secteur privé, les organisations non gouvernementales, les villes et les collectivités locales doivent être engagés. Les mesures disponibles pour atteindre les objectifs incluent les instruments économiques, y compris la tarification carbone. La présente étude - entreprise dans le cadre de l'initiative « Instruments de Collaboration pour une Action Climatique Ambitieuse » (en anglais CI-ACA) - évalue diverses options pour l'introduction d'instruments de tarification carbone au Sénégal selon un ensemble de critères et d'indicateurs développé en consultation étroite avec les parties prenantes nationales.

L'analyse des expériences internationales a permis de définir quatre options de tarification du carbone principalement intéressants pour le Sénégal : i) une taxe carbone, ii) un mécanisme du scénario de référence et d'attribution de crédits carbone, iii) un système d'échange de quotas d'émission et iv) une réforme fiscale. Une analyse des atouts, faiblesses, opportunités et menaces a donné le résultat suivant :

	Atouts	Faiblesses	Opportunités	Menaces
<b>Taxe carbone</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Signal de prix direct aux émetteurs</li> <li>- Atténuation supplémentaire par le recyclage des revenus</li> <li>- Relativement faible coût administratif et simplicité</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux d'imposition élevé pour une atténuation importantes</li> <li>- Manque de systèmes MRV</li> <li>- Opposition des acteurs concernés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduction d'autres taxes pour une neutralité sur les recettes</li> <li>- Incitations additionnelles à d'autres secteurs par les crédits carbone</li> <li>- MRV par données de production existantes pour calcul des émissions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuite de carbone pour les secteurs exposés au commerce international</li> <li>- Impact sur la compétitivité</li> <li>- Impact inflationniste</li> </ul>
<b>Mécanisme du scénario de référence et d'attribution de crédits carbone</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mobilise les réductions d'émissions à faible coût</li> <li>- « Resurrection » des projets MDP enregistrés « dormants »</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Manque de systèmes MRV</li> <li>- Couverture des émissions limitée</li> <li>- Equilibre difficile entre intégrité environnementale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Peut attirer des investissements étrangers dans des crédits carbone en vertu de l'article 6</li> <li>- Lien des crédits carbone à un autre</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Absence de demande internationale pour les crédits carbone</li> <li>- Non-additionalité des crédits</li> </ul>

	Atouts	Faiblesses	Opportunités	Menaces
		et efficacité économique	mécanisme de tarification carbone	
<b>Système d'échange de quotas d'émission</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Signal de prix direct aux émetteurs</li> <li>- Efficacité économique</li> <li>- Réalisation de l'objectif d'émissions garantie</li> <li>- Atténuation supplémentaire par le recyclage des revenus</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Masse critique insuffisante d'émetteurs au Sénégal</li> <li>- Manque de systèmes MRV</li> <li>- Administration assez complexe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibilité de lien avec d'autres systèmes (régionaux)</li> <li>- Introduction progressive avec une phase pilote</li> <li>- Lien avec les crédits carbone</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sur-allocation des quotas</li> <li>- Manque de liquidité sur le marché en raison du faible nombre d'acteurs</li> </ul>
<b>Réformes fiscales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Réduction des distorsions dans l'économie</li> <li>- Signal direct aux consommateurs par des prix de l'énergie plus élevés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Opposition des acteurs concernés</li> <li>- Difficulté à expliquer les avantages des réformes au grand public</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alignement des politiques budgétaires sur la stratégie de croissance verte</li> <li>- Compensations aux acteurs concernés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Impacts socio-économiques régressifs</li> <li>- Impacts potentiels sur la compétitivité des industries exportatrices</li> </ul>

Sur la base de l'analyse AFOM ci-dessus, la consultation des parties prenantes a permis de cibler des secteurs et instruments comme suit :

Instruments	Exploitation pétrolière	Production d'électricité	Industrie	Déchets solides	Déchets liquides
ETS avec Gestion des prix	5	6	5	3	4
ETS avec ou sans Crédit Carbone	6	8	6	2	5
Taxe Neutre	2	3	2	4	3
Taxe + avec ou sans recyclage des revenus	1	1	1	1	1
Taxe avec ou sans Crédit Carbone	3	1	3	4	2
Réformes fiscales	8	6	8	5	5
Syst Crédit Carbone National	4	4	4	5	4
Syst CC International Article 6	6	5	6	5	5

Note : 1 = meilleur, 10 = pire  
Source : Élaboration propre

Il est donc clair qu'une taxe carbone est l'instrument préféré. Les questions de l'utilisation des recettes de la taxe, compensation des perdants et la possibilité de réduire le fardeau de la taxe par l'utilisation de crédits carbone ont été soulignés par les parties prenantes.

A partir de ce résultat des consultations, une feuille de route a été élaboré. Elle commence avec la définition de la base de la taxation, y inclus les combustibles et secteurs et gaz à couvrir. La production d'électricité et de produits pétroliers, les stations d'épuration et les centres de valorisation des déchets ménagers seraient les candidats ainsi que l'ensemble des GES pour les sous-secteurs de la production d'électricité et de produits pétroliers et le

méthane pour les déchets solides et liquides. Les points d'application de la taxe sont à définir. Le choix du taux de la taxe et de son évolution serait l'étape suivante, tenant compte des taxes existantes dans chaque sous-secteur, de la nécessité de préserver la compétitivité des entreprises évoluant dans le marché sous régional de la CEDEAO et de la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs. Ensuite, l'évaluation des impacts indésirables de distribution est basée sur l'identification des populations ou entités qui seront affectées par la mise en place de la taxe et suivi par l'élaboration des mesures d'accompagnement. L'étape suivante regarde le calcul des revenus de la taxe et de leur redistribution. Lors du processus de consultation, les acteurs ont indiqué leur préférence pour un système hybride à travers lequel une part des revenus serait destinée aux populations/entités affectées par la taxe carbone et une autre partie à l'Etat. Cependant cette répartition reste à préciser. Aussi, la communication sur les objectifs de cette taxe et sur les programmes de compensation est importante. L'étape finale sera à

- Cartographier les rôles et fonctions requis pour administrer la taxe
- Déterminer si certains rôles peuvent être remplis par des capacités/institutions existantes où s'il y a besoin de créer de nouvelles capacités/institutions
- Établir des procédures claires et assurer la bonne coordination des institutions clés.
- Inclure des pénalités claires et significatives en cas de non-conformité

Il est important à ce niveau que les grands émetteurs soient bien inclus dans le système MRV qui sera mis en place. Leur participation dès le début de la mise en place du système serait un gage de l'engagement du secteur économique privé dans la démarche et pourrait être utilisé pour promouvoir la participation des acteurs aux émissions plus limitées.

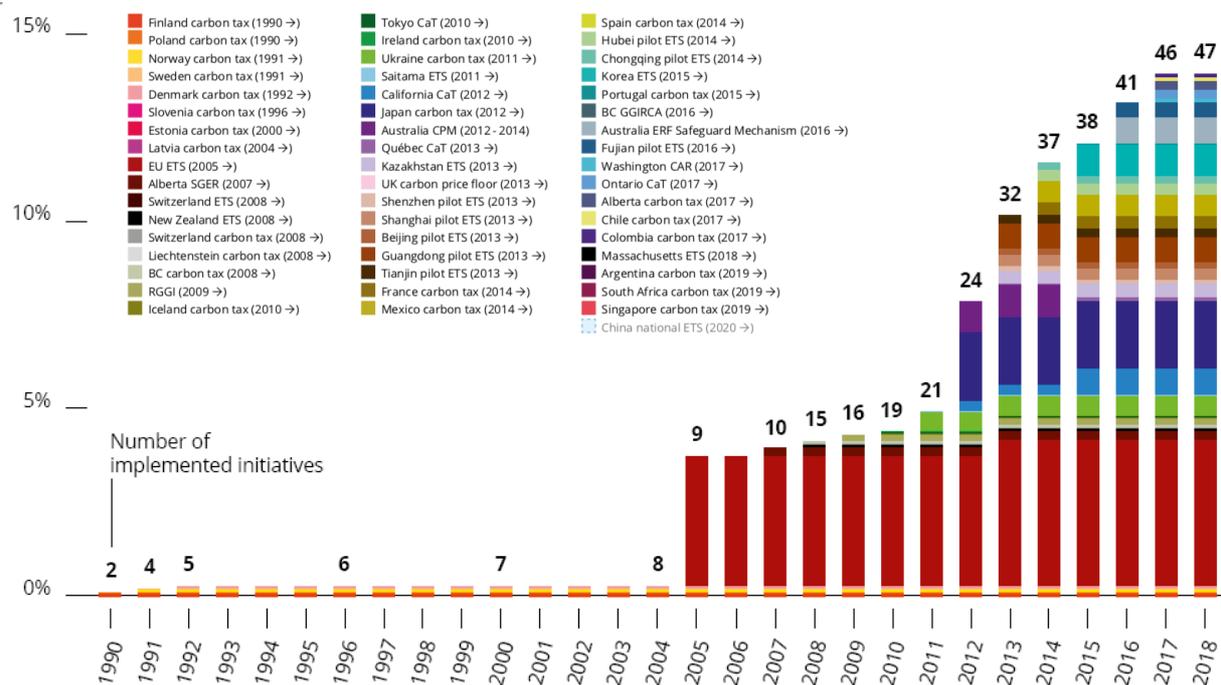
## 2. Introduction

### 2.1. Le contexte global

L'Accord de Paris (AP) est un tournant clé dans la politique climatique internationale, puisqu'il s'agit du premier accord international sur la politique climatique pour lequel tous les pays contribuent à l'atténuation. Alors que les pays sont totalement libres de choisir le niveau d'ambition de leur Contribution Déterminée au niveau National (CDN) ainsi que les instruments de politique sous-jacents, le niveau d'ambition sera progressivement augmenté grâce à un « processus d'amélioration continue ». Les analystes ont noté que les CDN actuelles ne sont pas compatibles avec l'objectif global de l'AP visant à maintenir le réchauffement climatique « bien en dessous » de 2°C ». Par conséquent, la question de l'introduction et du renforcement des instruments de politique nationale d'atténuation dans le temps est pertinente.

La tarification carbone - par les taxes sur les émissions, les systèmes d'échange de quotas d'émission ou les systèmes fondés sur des niveaux de référence et des crédits carbone - est la pierre angulaire des politiques d'atténuation, car elle constitue le moyen économiquement le plus efficace de réduire les émissions des gaz à effet de serre (GES). La décision de la COP21 « reconnaît aussi combien il importe de fournir des incitations aux activités de réduction des émissions, s'agissant notamment d'outils tels que les politiques nationales et la tarification carbone » (UNFCCC, 2015, para 136). Il existe au niveau mondial une expérience croissante avec ces instruments politiques, notamment dans des pays aux caractéristiques très différentes. Certains pays tels que la Finlande, la Suède, la Norvège et le Danemark ont maintenant tarifié le carbone pour plus de 25 ans. Un certain nombre d'économies émergentes, notamment la Chine, la Colombie et le Mexique, ont récemment introduit la tarification carbone et plusieurs autres sont en train d'élaborer de tels instruments (par exemple l'Afrique du Sud et le Sri Lanka). De manière globale, le nombre d'instruments de tarification carbone dans le monde augmente. Actuellement, 47 juridictions ont mis en place une forme de tarification carbone couvrant 15% des émissions mondiales de GES (Figure 1).

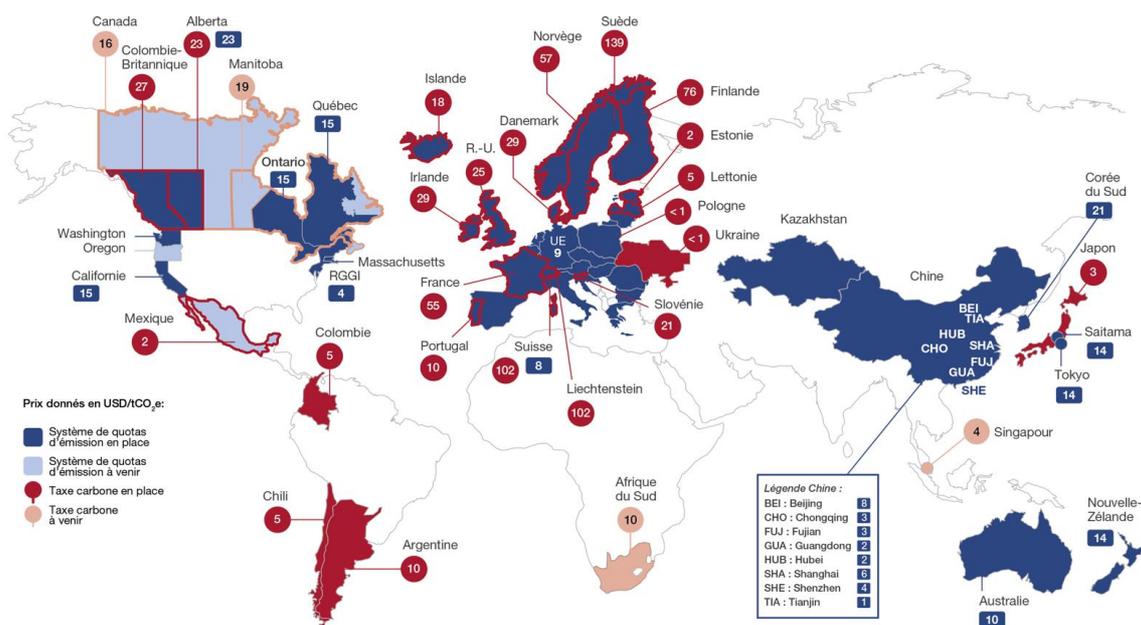
Figure 1 : La tarification carbone au monde : couverture



Source : Banque mondiale et Ecofys (2018)

Habituellement, les instruments de tarification carbone prennent la forme de systèmes d'échange de droits d'émission ou de taxes sur le carbone (Figure 2). Cependant, un nombre croissant de juridictions sont en train d'introduire des taxes carbonées. Dans l'ensemble, la conception des instruments de tarification carbone varie beaucoup en ce qui concerne la couverture sectorielle, le niveau des prix, la disponibilité des compensations, la conception des systèmes de Mesure, Rapportage et Vérification (MRV) et la stabilité à long terme des instruments. Il existe donc une grande marge de manœuvre pour « personnaliser » l'instrument par rapport au contexte, besoins et objectifs du pays. Elle dépend aussi fortement de l'approche globale de la politique d'atténuation, notamment de la réglementation et des instruments fiscaux pour promouvoir l'atténuation. Par exemple, dans l'UE, le système d'échange de quotas d'émission a été considérablement influencé par les subventions soutenant le déploiement des énergies renouvelables.

Figure 2 : Panorama mondial des prix du carbone en 2018



Source : Metivier et al. (2018)

## 2.2. Le contexte national

La CPDN du Sénégal soumise par le Sénégal à la CCNUCC fin 2015 est en cours de révision avant d'être soumise comme CDN définitive afin d'apporter des précisions sur sa nature, ses composantes, les éléments relatifs à sa mise en œuvre et son suivi, notamment les moyens financiers nationaux et internationaux requis, ainsi que le transfert de technologie et le renforcement des capacités institutionnelles et humaines nécessaires.

Dans le domaine de l'atténuation, la CPDN du Sénégal consiste en une baisse relative des émissions de GES par rapport aux émissions projetées de 2020 à 2030 avec un pas de 5 ans. Elle a une partie inconditionnelle qui sera réalisée avec les ressources nationales et une partie conditionnelle qui nécessite un soutien international.

Tableau 1 : Objectifs d'atténuation de la contribution inconditionnelle et conditionnelle sénégalaise

Secteurs	Inconditionnelle			Conditionnelle		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Énergie	4%	7%	6%	10%	23%	31%
PIUP <sup>9</sup>	0%	0%	0%	0%	10%	10%
Agriculture	0,08%	0,14%	0,19%	0,35%	0,51%	0,63%
Déchets	11%	14%	13%	26%	28%	31%

Source : CPDN du Sénégal

Pour la mise en œuvre de cette contribution, l'implication des acteurs économiques tels que le secteur privé, les organisations non gouvernementales, les villes et les collectivités locales

est indispensable. Aussi sera-t-il nécessaire d'étudier, de manière consensuelle, les moyens ainsi que les mesures à mettre en œuvre pour rendre effective cette participation.

Parmi ces mesures, les instruments économiques, y compris la tarification carbone, peuvent constituer un axe sur lequel le Sénégal peut s'appuyer pour atteindre ses objectifs en matière de réduction de ses émissions de GES et développer une stratégie de croissance bas carbone en phase avec le plan de développement « Sénégal Emergent » ; d'autant plus que les Parties de l'Accord de Paris sont invitées à soumettre avant 2020 un plan de développement bas carbone. D'autre part, le Sénégal s'est engagé, à travers la communication ministérielle du V20 du 23 avril 2017 à engager une tarification carbone d'ici à 2025<sup>1</sup>. Néanmoins la CPDN ne donne pas d'indications comment y arriver et donc la présente étude essaie de fournir des recommandations sur le type d'instrument de tarification carbone le plus approprié vu le niveau de développement et les caractéristiques des émissions GES du pays. Elle détaille quelles réglementations et mesures dans les domaines de l'énergie, de la foresterie, de l'agriculture, des déchets et de l'industrie devraient être revisités en vue de s'assurer de leur compatibilité avec une tarification carbone tout en préservant les intérêts des acteurs économiques.

Dans sa CPDN, le Sénégal, comme plusieurs pays africains de la sous-région, a souligné sa volonté de participer aux mécanismes de marché qui seront mis en place sous l'Art. 6 de l'AP. Ces mécanismes comprenant les démarches concertées (Art. 6.2), le mécanisme pour l'atténuation et le développement durable (Art. 6.4) ainsi que les approches non fondées sur les marchés (Art. 6.8) peuvent jouer un rôle déterminant dans la mise en œuvre de la CDN du Sénégal compte tenu de l'implication du secteur privé dans la majeure partie des projets prévus et l'intégration régionale (CEDEAO) au sein de laquelle certains pays envisagent l'utilisation des instruments économiques, y compris la tarification carbone.

### **2.3. Aperçu général de l'initiative CI-ACA**

L'initiative « Instruments de Collaboration pour une Action Climatique Ambitieuse » (en anglais CI-ACA) a pour objectif d'aider les Parties à élaborer des approches de tarification du carbone pour mettre en œuvre leur contribution déterminée au niveau national dans le cadre de l'Accord de Paris.

De plus en plus de Parties signataires de l'AP, y compris les pays en développement, envisagent l'utilisation de la tarification carbone comme outil de mise en œuvre de leur action climatique.

En effet, l'Art. 6 de l'AP encourage une action coopérative. Les Parties peuvent s'orienter vers la mise en place d'approches de tarification dans le but de participer aux futurs marchés globaux et régionaux du carbone. Outre la participation aux marchés du carbone, la mise en place d'une tarification carbone peut aussi permettre d'atteindre le double objectif de i) formation des prix et ii) quantification des émissions couvertes par le système de tarification, qui sont deux éléments nécessaires à la mise en place d'un marché. Grâce à cette stratégie, les Parties pourraient d'une part créer un instrument juridique et mettre le pays sur une trajectoire de développement sobre en carbone, notamment pour atteindre la CDN ; et

---

<sup>1</sup> <https://www.v-20.org/v20-ministerial-communique-ministerial-dialogue-iv/>

d'autre part, pour vendre des unités de réduction d'émission, attirer des financements pour leurs mesures d'atténuation et permettre d'atteindre les objectifs d'atténuation à un moindre coût avec plus de flexibilité. L'initiative CI-ACA offre un soutien aux Parties, en fonction de leurs besoins, pour élaborer des instruments de tarification carbone tels que des marchés carbone, des taxes carbone ou des fonds carbone nationaux.

Le secrétariat de la CCNUCC est, avec cinq partenaires de premier plan (Banque ouest-africaine de développement, Banque de développement de l'Afrique de l'Est, Banque de développement de l'Amérique latine, Fondation pour la recherche et l'éducation des îles du Vent et l'Institut pour les stratégies environnementales mondiales), chef de ce projet par le biais de centres de collaboration régionaux (CCR) combinant ainsi une expertise en matière de changement climatique et des connaissances locales approfondies.

C'est dans ce contexte que le Ministère de l'Environnement du Sénégal avec l'appui des partenaires financiers de l'initiative CI-ACA (gouvernements Allemand, Norvégien, Suisse et Suédois et de la province de Québec) en collaboration avec la Banque Ouest Africaine de développement (BOAD), le Secrétariat de la CCNUCC et le Centre Régional de collaboration de Lomé, a organisé à Dakar, une première consultation nationale sur les instruments de tarification carbone au Sénégal. L'objectif principal de cette consultation nationale était de sensibiliser les parties prenantes sur la tarification carbone, d'organiser une réflexion nationale sur ce thème et de recueillir les informations qui pourraient être nécessaire afin d'engager un appui au Sénégal, qui pourrait se matérialiser par l'élaboration d'une étude d'opportunité sur les instruments de tarification carbone adaptée au contexte Sénégalais.

A l'issue de cette consultation, tous les participants ont souligné la nécessité d'élaborer une étude d'opportunité couvrant les secteurs de la CDN tout en insistant sur :

- la nécessité de prendre en compte tous les secteurs de la CDN ;
- une priorisation sur la base de critères bien définis ;
- la prise en compte l'apport considérable du secteur privé ;
- l'alignement de l'étude au Plan Sénégal Emergent (PSE) et Stratégie Nationale de Développement Durable ;
- l'implication de toutes les parties prenantes ;
- l'importance pour que les outils (qui seront adoptés par le Sénégal) ne soient pas un frein pour le développement socio-économique en tenant compte du cadre régional (UEMOA et CEDEAO) ;
- la nécessité de mettre en œuvre l'outil adopté avant 2020 ;

C'est dans ce contexte que le consortium Perspectives – AEE a été contracté pour la réalisation de cette étude d'opportunité de la mise en place d'instruments de tarification carbone au Sénégal.

## **2.4. Objectifs de l'étude**

La présente étude a pour objectif d'évaluer diverses options pour l'introduction d'instruments de tarification carbone au Sénégal selon un ensemble de critères et d'indicateurs convenus avec le Centre Régional de Collaboration (CRC), le Ministère de l'Environnement et du

Développement Durable (MEDD) et d'autres acteurs clés du gouvernement et du secteur privé.

L'étude formule des recommandations sur l'instrument de tarification carbone le plus approprié pour atteindre l'objectif inconditionnel de réduction des émissions de 5%, voire même l'objectif conditionnel de 21% de la CDN sénégalaise sous l'AP. Les autres instruments évalués sont classés en fonction des priorités fixées par les acteurs nationaux et de la faisabilité de leur mise en œuvre dans le contexte national, prenant en compte de manière inclusive le cadre juridique, réglementaire, institutionnel, social et économique du pays.

En outre, l'étude fournit des recommandations sur la façon dont le Sénégal peut participer aux mécanismes de marché sous l'Art. 6 de l'AP (Art. 6.2 et 6.4), en s'appuyant sur les expériences acquises par le Sénégal dans le cadre du Mécanisme pour un Développement Propre (MDP) sous le Protocole de Kyoto. L'étude considère aussi la dimension régionale étant donné que la Côte d'Ivoire, autre pays de l'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA) est déjà activement engagée dans une réflexion sur la tarification carbone<sup>2</sup>.

L'étude élabore également des recommandations concernant le renforcement des capacités des parties prenantes publiques et privées afin de s'assurer que celles-ci comprennent le fonctionnement du ou des instruments de tarification carbone proposé(s).

Finalement, l'étude formule des recommandations pour la mise en place et mise en œuvre de systèmes de MRV appropriées pour la gestion des instruments de tarification carbone ainsi que pour la participation sénégalaise aux mécanismes de marché.

---

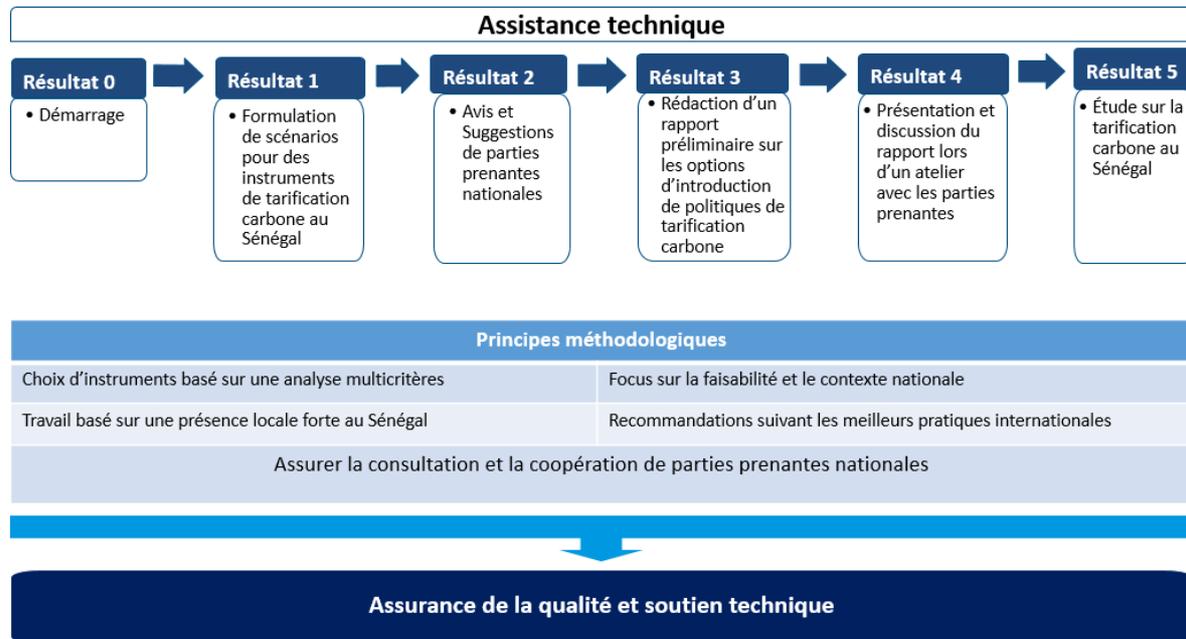
<sup>2</sup> <https://www.carbonpricingleadership.org/calendar/2018/7/12/launch-of-the-pmr-project-on-carbon-taxation-in-cte-divoire>

## 3. Description méthodologique

### 3.1. Aperçu général de la méthodologie

L'approche méthodologique validée par le CRC et le MEDD est décrite ci-dessous.

Figure 3: Approche méthodologique de l'étude sur la tarification carbone au Sénégal



Source : *Élaboration propre*

Les principes méthodologiques suivants ont été appliqués :

#### Choix d'instruments basé sur une analyse multicritères

Le choix d'instruments politiques à mettre en place est fait en appliquant une hiérarchisation basée sur l'évaluation de critères et d'indicateurs. Le choix des critères et des indicateurs se base sur les principaux documents de politique nationale et aborde les questions économiques, sociales et environnementales. Les critères et indicateurs appliqués dans le contexte des objectifs de développement durable des Nations Unies sont utilisés comme point de départ. Les échelles utilisées pour les indicateurs et la pondération ont été développées dans le cadre d'une consultation multipartite.

#### Travail basé sur une présence locale forte au Sénégal

Afrique, Energie Environnement (AEE) est membre du Comité National Changement Climatique (COMNACC) et a déjà mené plusieurs études nécessitant une large participation des acteurs impliqués dans le domaine des changements climatiques et nécessitant leur très forte adhésion. AEE a notamment récemment coordonné la composante atténuation de la CPDN et est coordonnateur de la mise à jour de la CPDN en vue d'en faire une CDN. De la même manière AEE a aussi coordonné l'élaboration des Mesures d'Atténuation Appropriées au niveau National (MAAN, ou NAMA selon le sigle anglais) dans les secteurs de l'électrification rurale par voie solaire et du biogaz.

Toutes les études qui ont été menées avec succès pour l'évaluation des besoins en technologie, aussi bien en matière d'atténuation que d'adaptation pour le Sénégal, ont nécessité de larges consultations des principales parties prenantes.

### **Recommandations suivant les meilleures pratiques internationales**

Les instruments de tarification carbone peuvent être conçus et mis en œuvre avec différents niveaux d'ambition et de couverture sectorielle. Pour identifier des systèmes de tarification carbone réalisables dans le contexte sénégalais un équilibre entre l'ambition d'atténuation et le coût/fardeau économique pour les émetteurs est important. Nous avons étudié les instruments de tarification carbone existants et bien établis pour identifier ceux qui sont les plus prometteurs, compte tenu des particularités du contexte sénégalais.

### **Assurer la consultation et la coopération avec les parties prenantes nationales**

L'étude a été menée en étroite collaboration avec la Direction de l'Environnement et des Établissements classés (DEEC), le CRC, le COMNACC et ses groupes thématiques. Comme indiqué auparavant, les mesures, programmes et projets de réduction des émissions de GES dans le cadre de la CPDN visent les secteurs de l'énergie, l'agriculture, l'industrie et les déchets et il sera nécessaire de mettre en place un dispositif législatif et réglementaire approprié pour assurer une mise en œuvre effective ainsi qu'un suivi en vue d'un rapportage régulier au sein de la CCNUCC. La réussite de cette mise en œuvre passe par une large concertation avec l'ensemble des acteurs concernés et la prise en compte de leurs préoccupations afin de créer un environnement favorable. C'est ainsi que dans le contexte de la mise en œuvre de la CDN il sera envisagé de mener des consultations sectorielles de même que des ateliers nationaux, pour, d'une part sensibiliser et informer les différents acteurs sur les instruments économiques existants mais aussi discuter de leur pertinence dans le contexte national et d'intégration sous régionale.

Dans le contexte de la présente étude, AEE, étant très actif au sein du COMNACC dans lequel il évolue depuis sa création et dont son directeur général a été le président pendant une dizaine d'années, a une bonne connaissance des acteurs évoluant dans le domaine des changements climatique et a rencontré :

- Les ministères clés évoluant dans le domaine des changements climatiques et/ou ayant en charge les secteurs identifiés dans la CDN ;
- Le Ministère des Finance ainsi que ses services appropriés ;
- des représentants de l'Assemblée Nationale ;
- des représentants du Conseil Économique Social et Environnemental ;
- des représentants du secteur privé ;
- des représentants des villes et des collectivités territoriales ;
- des représentants des organisations non gouvernementales.

Ces mêmes entités, qui aussi ont été invités à des ateliers de concertation et qui ont formé de groupes de travail sectoriels focalisant sur le secteur de l'énergie et le secteur de l'industrie et des déchets, ainsi que tout autre acteur identifié durant l'étude, seront associées au choix définitif des instruments les plus appropriés au contexte national lors d'un atelier de validation de l'étude.

### 3.2. Liste des options de tarification carbone

Nous avons examiné quatre options principales d'instruments pour la tarification du carbone au Sénégal. Chaque option contient plusieurs sous-options et leurs combinaisons en fonction de la conception de l'instrument de tarification carbone considéré.

Tableau 2 : Liste des instruments potentiels de tarification du carbone

Options	Éléments clés de conception
<b>Système d'échange de quotas d'émission (ETS)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avec / sans mécanisme de gestion des prix (seuils prix minimum/maximum)</li> <li>- Avec / sans crédits carbone               <ul style="list-style-type: none"> <li>o Limites quantitatives/ qualitatives/ géographiques</li> </ul> </li> <li>- Avec / sans enchères/vente de quotas               <ul style="list-style-type: none"> <li>o Si avec enchères :                   <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ avec recyclage des revenus</li> <li>▪ sans recyclage des revenus</li> </ul> </li> <li>o Si attribution gratuite :                   <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Allocation type « benchmarks »</li> <li>▪ Allocation sur les émissions historiques</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>- Point de contrôle : importation/production de combustibles ou les installations émettrices               <ul style="list-style-type: none"> <li>o Seuils minimaux de couverture d'installations</li> <li>o Taille critique pour un système d'échange efficace</li> </ul> </li> </ul>
<b>Taxe carbone</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Neutre / pas neutre sur les revenus</li> <li>- Avec / sans crédits carbone               <ul style="list-style-type: none"> <li>o Limites quantitatives/qualitatives/ géographiques</li> </ul> </li> <li>- Avec / sans recyclage des revenus               <ul style="list-style-type: none"> <li>o Recyclage au profit de la population</li> <li>o Recyclage au profit des acteurs touchés par le système</li> <li>o Autres types de recyclage (ex. appui aux mesures d'atténuation, adaptation, finance climatique internationale, etc.)</li> </ul> </li> </ul>
<b>Réformes fiscales (c'est-à-dire réduire les subventions aux combustibles fossiles/activités émettrices GES qui constituent effectivement un prix négatif du carbone)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avec / sans mécanismes de compensation des acteurs concernés</li> </ul>
<b>Mécanisme du scénario de référence et d'attribution de crédits carbone // Système de crédit carbone (récompenser les réductions d'émissions)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avec / sans Résultats d'atténuation transférés au niveau international (ITMO) au titre de l'article 6 de l'Accord de Paris</li> <li>- Contraignant ou volontaire</li> </ul>

Source : *Élaboration propre*

Il est également possible d'envisager des combinaisons d'instruments, par exemple en mettant en place une taxe carbone combinée à la réduction de certaines autres taxes.

### 3.3. Description des critères et indicateurs d'évaluation

L'introduction d'instruments de tarification carbone est un processus qui peut aussi avoir de fortes répercussions socio-économiques. L'évaluation des options de tarification du carbone nécessite donc une analyse multicritères qui prend en compte ces effets. Pour cette étude, nous avons utilisé une méthodologie d'analyse multicritères basée sur l'approche développée par Konidari et Mavrakakis (2007) ainsi que Gupta et al. (2007) et élargie par nous. Le tableau ci-dessous présente les principaux critères et indicateurs correspondants appliqués. Chaque indicateur devra être ajusté en conséquence pour être comparable, par exemple, noté de 1 (très mauvais) à 10 (excellent). Le poids des différents critères et indicateurs est déterminé en fonction du jugement des experts et du processus de consultation avec les parties prenantes.

*Tableau 3 : Liste des critères et des indicateurs pour évaluer les options de tarification carbone*

Critères	Indicateurs / questions à traiter
<b>Efficacité environnementale</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Quelle a été la performance d'atténuation GES de l'instrument dans d'autres juridictions ? Est-ce qu'il mène à des réductions d'émission GES réelles ?</li> <li>- Est-ce qu'il y a une possibilité facile de « tricher » vis-à-vis du système ?</li> <li>- Quelle part des émissions nationales de GES peut être couverte de manière réaliste par l'instrument ?</li> <li>- Y a-t-il des retombées environnementales locales (air / eau / sol) positives / négatives ?</li> </ul>
<b>Efficacité économique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- L'instrument permettra-t-il de réduire les émissions GES au moindre coût ?</li> <li>- Quel est le coût de la mise en œuvre de l'instrument pour le gouvernement ?</li> <li>- Quel est le coût de la mise en œuvre de l'instrument pour les industries /ménages impliqués ?</li> </ul>
<b>Impacts socio-économiques</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Quels sont les principaux effets de redistribution attendus de l'instrument ?</li> <li>- Quel est l'impact attendu de l'instrument sur l'emploi ?</li> <li>- Quel est l'impact attendu de l'instrument sur la compétitivité ?</li> </ul>
<b>Faisabilité politique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Quels sont les impacts sur les recettes espérés pour la mise en œuvre de cette option (p. ex. réduction des dépenses du budget national liées aux subventions, génération de nouvelles recettes, réduction des coûts de l'énergie, réductions d'autres taxes aux effets contreproductifs, etc.) ?</li> <li>- Y a-t-il un potentiel pour générer ou remplacer de nouvelles recettes gouvernementales ?</li> <li>- Est-ce que l'instrument cible des parties prenantes puissantes ?</li> <li>- Existente-t-ils des mécanismes de compensation possible pour les parties prenantes concernées ?</li> <li>- Impacts sur la sécurité énergétique ?</li> <li>- Perception de la mesure par les acteurs concernés, quel est le degré consentement/résistance des différents acteurs pour la mise en œuvre de cette option ?</li> </ul>
<b>Faisabilité institutionnelle</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Existe-t-il des dispositions institutionnelles nécessaires pour mettre en œuvre l'instrument (organisation des institutions permettant d'assumer les différentes responsabilités, ressources humaines disponibles) ?</li> <li>- Quels sont les compétences/besoin de renforcement de capacités des institutions pour mener à bien la conception et la mise en œuvre ?</li> <li>- À quelle vitesse l'instrument peut-il être mis en œuvre ?</li> </ul>
<b>Faisabilité technique et réglementaire</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Quelle est la complexité de la mise en œuvre de l'instrument et de son système MRV ?</li> <li>- Quelle est la disponibilité des données pour la conception et mise en œuvre de l'instrument ?</li> <li>- Le contexte législatif et réglementaire permet-il la mise en œuvre de l'instrument ?</li> <li>- L'instrument est-il évolutif (permettant par ex. une évolution vers d'autres instruments ou l'ajout d'autres volets tels que les projets d'atténuation/compensation domestiques) ?</li> <li>- L'instrument permet-il de participer à l'Art. 6 de l'Accord de Paris ?</li> </ul>

*Source : Élaboration propre*

### 3.4. Prioritisation des options de tarification carbone par les parties prenantes sénégalaises

Pendant l'atelier de lancement d'août 2018 (voir Annexe 1 pour son compte rendu), le **groupe de travail énergie** a conclu que l'outil le plus approprié au Sénégal est une **taxe carbone** basée sur la distribution de revenus et le recyclage au profit des populations. Ils ont jugé cet instrument plus approprié au contexte national pour une tarification carbone. Pour ce groupe, les échanges de quotas ne sont pas actuellement convenables pour un pays comme le Sénégal (voir notation en Annexe 2). Il s'agit ici d'un consensus issu du premier processus de consultation qui sera analysé plus détail au chapitre 3.5 et à travers l'analyse AFOM (Atouts, Faiblesses, Opportunités et Menaces). Ces analyses AFOM seront réalisées uniquement pour les instruments priorités à travers le processus de consultation. Pour chacun des instruments priorités, un tableau AFOM sera établi avec une analyse pour les secteurs sélectionnés. L'autre groupe de travail qui étudié tous les autres secteurs, a retenu les secteurs de l'agriculture et la foresterie, qui seront tous deux basés sur l'atténuation, comme étant les deux secteurs les plus importants et l'efficacité environnementale et la faisabilité institutionnelle comme critères essentiels.

Pour les quatre secteurs suivants une priorisation des instruments a été réalisée : i) production d'électricité, ii) production de pétrole et gaz, iii) agriculture et iv) foresterie, pour les autres secteurs la tarification carbone n'était pas vu comme prioritaire. Les résultats de cette priorisation sont les suivants (les résultats détaillés sont présentés en Annexe 2) :

- Production d'électricité :
  1. Taxe carbone
  2. Système d'échange de quotas // Système de crédit carbone
  3. Réforme fiscale
- Production de pétrole et gaz :
  1. Taxe carbone
  2. Système d'échange de quotas // Système de crédit carbone
  3. Réforme fiscale
- Agriculture :
  1. Taxe carbone
  2. Système d'échange de quotas

Non noté : Système de crédits carbone et réforme fiscale
- Foresterie :
  1. Système d'échange de quotas
  2. Taxe carbone
  3. Réforme fiscale

## Non noté : Système de crédits carbone

Compte tenu du temps limité et de la nécessité de mettre à niveau les différents acteurs participant à l'atelier, il n'a pas été possible de retenir une décision finale sur les secteurs qui seraient concernés, ni sur les instruments les plus appropriés pour ces secteurs. Aussi ces premières conclusions des travaux de groupe ont été considérées comme des orientations à approfondir dans cette étude.

Sur la base de ces résultats, les instruments suivants de tarification du carbone et leurs options de conception ont été retenus pour une analyse plus approfondie :

- **Taxe carbone (option numéro 1 selon les résultats de l'atelier)** avec les options de conception suivantes à considérer :
  - Impact sur les revenus de l'état :
    - Neutre sur les revenus de l'état
    - Non-neutre sur les revenus de l'état
  - Utilisation des crédits carbone :
    - Non autorisé
    - Autorisé sous conditions (limites qualitatives et/ou quantitatives)
  - Recyclage des recettes fiscales :
    - Sans recyclage ciblé
    - Recyclage à l'avantage de la population
    - Recyclage à l'avantage de l'industrie
    - Recyclage pour financer les activités d'atténuation
- **Système d'échange de quotas d'émission (SEQE) (option numéro 2 selon les résultats de l'atelier)** avec les options de conception suivantes à considérer :
  - Avec / sans mécanisme de gestion des prix (seuils prix minimum/maximum)
  - Utilisation des crédits carbone :
    - Non autorisé
    - Autorisé sous conditions (limites qualitatives et/ou quantitatives)
- **Système de de crédits carbone (option numéro 2 selon les résultats du premier atelier)**
  - Domestique
  - International (article 6)
- **Réforme fiscale (option numéro 4 selon les résultats du premier atelier)**
  - Avec compensation
  - Sans compensation

Le niveau de détail de l'analyse des expériences internationales (section 5) est adapté au classement préliminaire et fournit une analyse plus détaillée des options prioritaires.

Les propositions développées dans cette étude ont été soumises à un groupe Ad hoc regroupant les champions parmi les participants, donc les principaux acteurs au sein des secteurs retenus. La constitution de ce groupe Ad hoc a été supervisée par la DEEC et le COMNACC, sur proposition des consultants vu l'engagement, l'intérêt et la participation des acteurs lors de l'atelier en août 2018.

## 4. Analyse du contexte national

### 4.1. Cadre juridique

L'objectif de cette section est de faire l'inventaire du droit positif sénégalais, pour en dégager les dispositions à même de fonder suffisamment et de soutenir efficacement la mise en place d'un instrument de tarification carbone au Sénégal.

La constitution du Sénégal est, bien évidemment, la première source en la matière, pour n'en relever que les dispositions qui suivent plus loin. Le bloc de conventionalité ou les engagements internationaux du Sénégal sont ensuite à considérer avant la législation nationale, tenant cette légitimité de la Constitution. Les lois nationales, qu'elles soient organiques, ordinaires, ordonnances ou autres, complètent le haut de la pyramide dans le bloc législatif. Enfin le bloc réglementaire permet d'assurer l'applicabilité de l'ensemble, par ses décrets de ratification ou d'application, et de réglementation sectorielle, que viennent compléter les arrêtés, les circulaires réglementaires et autres notes et normes homologuées, sectorielles. La liste des textes législatifs et réglementaires pertinents pour l'introduction d'un instrument de tarification carbone est présentée à l'Annexe 3.

On peut affirmer a priori que cet ordonnancement juridique permet d'introduire un instrument de tarification carbone au Sénégal. La justification de cette assertion peut être apportée par le truchement du principe dit du *pollueur payeur* : Qu'il s'agisse par une lecture en filigrane du *droit constitutionnellement consacré à un environnement sain*, ou qu'il transparaisse tout au long du processus conventionnel de la CCNUCC par ses actes additionnels que sont le Protocole de Kyoto et l'AP notamment en son Art. 6, amplifié par sa récente promotion par le Président de la République du Sénégal dans les fora internationaux et, enfin formellement consacré par *le Code de l'Environnement* du Sénégal dans ses *principes directeurs*.

Au plan national il faut relever la pertinence du Code Général des Impôts (infra : section 3.2.) ; du Code Forestier ; du Code des Mines ; du Code Pétrolier ; de la Loi d'Orientation sur les Energie Renouvelables ; ainsi que tous les textes sectoriels, qu'ils concernent l'Agriculture la Forêt et les Terres, l'Energie en général et les Transports, l'Industrie, les Déchets, pour s'en limiter aux secteurs finalement choisis comme terrains cibles du présent exercice, *ex. la norme NS-05-062 sur la pollution atmosphérique*.

Deux approches seraient possibles : celle d'une loi d'ensemble sur la mise en place de l'instrument choisi de tarification carbone et de la redistribution de revenus, ou une approche sectorielle avec des textes réglementaires spécifiques. La dernière approche peut être plus rapide et focalisée que la première.

Un risque général pour l'application de la législation est l'insuffisance institutionnelle (voir: section 3.3). Par exemple, des institutions pour la redistribution de revenus d'une tarification carbone devraient apprendre des leçons tirés des fonds à affectation de revenus, comme le fonds pour l'environnement ou le fonds national climat. Ce dernier fonds est resté encore au stade d'un décret non encore signé. Quant au fonds pour l'environnement, il est intéressant de noter qu'il s'agirait en fait d'un fonds alimenté par les bailleurs (souvent sous la forme de fonds d'affectation spéciale), géré par le Ministère des finances et ne servirait que de fonds d'appui budgétaire et administratif au Ministère en charge de l'environnement.

## 4.2. Cadre fiscal

### 4.2.1. Politique fiscale au Sénégal

L'analyse de la fiscalité générale au Sénégal montre qu'il existe des impôts directs et taxes assimilées, des impôts indirects et taxes assimilées, des droits d'enregistrement et taxes assimilées. Les sections suivantes donnent quelques détails des dispositifs fiscaux en vigueur au Sénégal, avec une focalisation sur quelles taxes pourraient servir comme bases d'une tarification carbone. Au Sénégal, la notion de fiscalité environnementale n'est pas bien considérée. Elle est explicitement mentionnée dans le code général des impôts qu'à partir des réformes consacrées par les lois n° 2018 – 10 du 30 mars 2018 et n° 2018-24 du 6 juillet 2018, modifiant certaines de ses dispositions. Mais plusieurs dispositions réglementaires et législatives régissent les questions d'environnement et partant, les questions de fiscalité environnementale. L'ensemble des textes fondateurs sont précisés dans la partie relative au cadre juridique et joint en annexe 3. La liste des taxes est présentée également en Annexe 4.

#### 4.2.1.1. Dispositifs des impôts directs et taxes assimilées

Ces dispositifs sont composés d'impôts sur le revenu, de la contribution forfaitaire à la charge des employeurs et d'autres impôts directs et taxes assimilées.

##### a. Les impôts sur le revenu

Les impôts sur les revenus sont des impôts cédules se rapportant aux dispositifs fiscaux suivants :

##### **1. Impôt sur les bénéfices des sociétés et autres personnes morales :**

- impôt sur les bénéfices des sociétés et autres personnes morales (Art. 2 à 37 du CGI) : c'est un impôt perçu sur le bénéfice net déterminé d'après le résultat d'ensemble des opérations de toute nature effectuées par les sociétés et personnes morales au Sénégal. Cette imposition est faite sur la base des deux régimes d'imposition suivants :
  - le régime du bénéfice réel normal (article 26 du CGI): sont soumis à ce régime d'imposition :
    - les personnes morales lorsque leur chiffre d'affaires annuel, toutes taxes comprises, excède 100 millions FCFA ;
    - les personnes morales réalisant des opérations de vente, de lotissement, de location d'immeubles ou de gestion immobilière.
  - le régime du bénéfice réel simplifié (article 28 du CGI): sont admises à ce régime les personnes morales dont le chiffre d'affaires annuel, toutes taxes comprises, est inférieur à 100 millions FCFA.

##### **2. Autres contributions directes des personnes morales :**

- impôt minimum forfaitaire sur les sociétés (article 38 du CGI) : c'est un impôt perçu sur les sociétés ou personnes morales déficitaires ou dont le résultat fiscal ne permet pas de générer un impôt sur les sociétés supérieur au montant déterminé par le tarif visé à l'article 40.

- taxe sur les excédents de provisions techniques (article 41 du CGI) : c'est une taxe applicable aux excédents de provisions techniques réintégrées aux résultats imposables des exercices soumis à l'impôt sur les sociétés à compter du premier janvier 2013.

### **3. Impôt sur le revenu des personnes physiques (article 47 du CGI) :**

L'impôt sur le revenu des personnes physiques est un impôt annuel unique sur les revenus de source sénégalaise et/ou étrangère des personnes physiques. Calculé en tenant compte de la situation patrimoniale et familiale du contribuable, l'impôt s'applique sur le revenu net global constitué par le total des revenus nets catégoriels suivants :

- ✓ les revenus fonciers : existe dans cette catégorie le régime particulier de la contribution globale foncière, auquel sont soumises les personnes physiques ainsi que les associés personnes physiques des sociétés civiles immobilières dont le montant brut locatif annuel n'excède pas 30 millions FCFA.
- ✓ bénéfiques industriels et commerciaux : ces bénéfiques sont régis par trois régimes d'imposition :

(1) – le régime du bénéfice réel simplifié : sont soumis à ce régime :

- a) les personnes physiques qui effectuent des livraisons de biens ou des opérations de prestations de services lorsque leur chiffre d'affaires annuel, toutes taxes comprises, excède 100 millions FCFA ;
- b) les marchands de biens, les lotisseurs et les personnes physiques réalisant des opérations de vente, de location d'immeubles ou de gestion immobilière.

(2) – le régime du réel simplifié : sont soumises à ce régime les personnes physiques qui effectuent des livraisons de biens ou des opérations de prestations de services lorsque leur chiffre d'affaires annuel, toutes taxes comprises, est compris entre 50 et 100 millions FCFA.

(3) – le régime de la contribution globale unique : sont soumises à ce régime les personnes physiques dont le chiffre d'affaires annuel, tous droits et taxes compris, n'excède pas 50 millions FCFA lorsqu'elles effectuent des opérations de livraison de biens ou des opérations de prestation de services.

- ✓ bénéfiques non commerciaux et revenus assimilés ;
- ✓ revenus de capitaux mobiliers ;
- ✓ traitements, salaires, indemnités, émoluments, avantages en nature, pensions et rentes viagères ;
- ✓ bénéfiques de l'exploitation agricole.

### **4. Régime de la retenue à la source**

Certains impôts directs et taxes assimilées, à la différence du système déclaratif appliqué en général aux impôts et taxes, sont soumis au régime de la retenue à la source :

- retenue à la source sur les traitements, salaires, pensions et rentes viagères versées (Art.181 du CGI) : l'impôt sur le revenu exigible sur les traitements, salaires, pensions et rentes viagères, ainsi que la taxe représentative de l'impôt du minimum fiscal, sont retenus à la source.

- retenue sur sommes versées à des tiers (Art. 300 du CGI) : c'est une retenue à la source opérée sur les sommes versées par un débiteur établi au Sénégal, à des personnes physiques résidant au Sénégal, en rémunération de prestations de toute nature fournies ou utilisées au Sénégal
- retenue sur redevances (article 202 du CGI) : donnent lieu à l'application d'une retenue à la source lorsqu'ils sont payés, par un débiteur établi au Sénégal, à des personnes ou des sociétés relevant de l'impôt sur le revenu ou de l'impôt sur les sociétés, qui n'ont pas dans ce pays d'installation professionnelle permanente :
  - ✓ les sommes versées en rémunération d'une activité déployée au Sénégal dans l'exercice de l'une des professions mentionnées à l'article 156 ;
  - ✓ les produits définis à l'article 156 et perçus par les inventeurs ou au titre de droits d'auteur et tous autres produits tirés de la propriété industrielle ou commerciale et de droits assimilés ;
  - ✓ les sommes payées en rémunération des prestations de toute nature fournies ou utilisées au Sénégal.
- retenue à la source sur les revenus des valeurs mobilières (article 203 du CGI) : c'est une retenue à la source sur les revenus visés aux articles 85 à 89 à laquelle sont soumises les personnes morales visées à l'article 84.
- retenue à la source sur les revenus des créances, dépôts et cautionnements : c'est une retenue à laquelle est soumise la personne qui assure le paiement des produits de placement à revenus fixes définis à l'article 101.

#### **b. Contribution forfaitaire à la charge des employeurs**

C'est une contribution forfaitaire annuelle à la charge des personnes physiques et morales ainsi que des organismes qui paient des traitements.

#### **c. Autres impôts directs et taxes assimilées**

Ce sont des impôts et taxes dont les recettes provenant de leur recouvrement servent en grande partie à alimenter les ressources des collectivités territoriales :

- impôt du minimum fiscal (article 270 du CGI) : c'est un impôt dû par toute personne résidant au Sénégal, relevant de quatre catégories définies au même article, âgée d'au moins quatorze ans, et perçu au profit des collectivités locales.
- taxe représentative de l'impôt du minimum fiscal (article 275 du CGI) : c'est une taxe due par toute personne résidant au Sénégal et bénéficiaire de traitements publics ou privés, indemnités, émoluments, pensions et rentes viagères. Elle est perçue par voie de retenue à la source au profit des collectivités locales.
- les contributions foncières : ces contributions se réfèrent à trois types d'imposition suivant le caractère bâti ou non bâti de la propriété :
  - ✓ la contribution foncière des propriétés bâties (articles 283 à 295 du CGI) : elle est perçue sur les propriétés bâties telles que maisons, fabriques, manufactures, usines et en général tous les immeubles construits en maçonnerie, fer et bois et fixé au sol à perpétuelle demeure, à l'exception de ceux qui en sont expressément exonérés par les dispositions du Code général des impôts, etc... ;

- ✓ la contribution foncière des propriétés non bâties (articles 296 à 302 du CGI) : elle est due à raison des terrains immatriculés ou non et des terrains où sont édifiées des constructions non adhérentes au sol, situés dans le périmètre des collectivités locales, des groupements d'urbanisme, des centres lotis ou des centres désignés par arrêté du Ministre chargé des Finances et qui ne sont pas expressément exemptés, etc... ;
- ✓ surtaxe sur les terrains non bâtis ou insuffisamment bâtis (article 303 à 307) : Indépendamment de la contribution foncière, il est établi dans les communes de la région de Dakar et dans les communes chefs-lieux de régions, une surtaxe sur les terrains non bâtis ou insuffisamment bâtis.
- la contribution économique locale (article 320 du CGI) : elle est due par toute personne qui exerce au Sénégal un commerce, une industrie, une profession et soumise, par ailleurs, à un régime d'imposition du bénéfice réel. Elle est composée de deux types de contribution :
  - ✓ contribution sur la valeur locative des locaux professionnels (articles 329 à 334 du CGI) ;
  - ✓ contribution sur la valeur ajoutée (articles 335 à 342 du CGI).
- contribution des licences (article 343 du CGI) : le droit de licence est perçu sur toute personne ou toute société se livrant à la vente en gros ou en détail, soit à consommer sur place, soit à emporter, des boissons alcoolisées ou fermentées. La contribution est due indépendamment du paiement de la contribution économique locale.
- taxe sur les armes à feu (article 346 du CGI) : elle est due par tout contribuable possesseur d'une arme imposable.

#### **4.2.1.2. Dispositifs des impôts indirects et taxes assimilées**

Les dispositifs des impôts indirects et taxes assimilées se composent de taxes sur le chiffre d'affaires et de taxes spécifiques

##### **1. Les taxes sur le chiffre d'affaires**

Ces dispositifs sont composés de :

- la taxe sur la valeur ajoutée (article 351 du CGI) : c'est une taxe perçue sur les livraisons de biens et les prestations de services effectuées à titre onéreux par un assujetti en tant que tel, ainsi que les importations. Elle est soumise :
  - (1) à trois régimes d'imposition, par rapport à la base imposable :
    - ✓ le régime d'imposition selon le chiffre d'affaires réel ;
    - ✓ l'imposition des assujettis soumis au régime du réel simplifié ;
    - ✓ l'imposition des assujettis soumis à la contribution globale unique.
  - (2) à quatre régimes particuliers :
    - ✓ les agences de voyages et organisateurs de circuits touristiques ;
    - ✓ les négociants en biens d'occasion ;
    - ✓ le régime du précompte ;

✓ le régime de la suspension de TVA.

- la taxe sur les activités financières (article 400 du CGI) : elle s'applique à toutes les rémunérations perçues sur les opérations financières réalisées au Sénégal, notamment les commissions et les intérêts perçus sur les crédits, prêts, avances, engagements par signature et les transferts d'argent à l'exclusion du mandat postal.

## **2. Les taxes spécifiques**

Ces dispositifs sont des taxes supportées à l'achat de certains produits et services désignés de façon particulière. Ici on se concentre sur celles d'entre elles importantes dans le contexte tarification carbone :

- taxe sur les véhicules de tourisme dont la puissance est supérieure ou égale à 13 chevaux (article 439 du CGI) ;
- taxe sur les produits pétroliers (article 443 du CGI) ;
- taxe sur les sachets en plastique (article 444 Bis du CGI)
- taxe sur la pollution (article 25-27 du Code de l'environnement 2001);

Les taxes sur les véhicules de tourisme et sur les produits pétroliers sont pertinentes dans le cadre de la tarification carbone et méritent donc d'une présentation plus approfondie.

La taxe sur les véhicules de tourisme est une taxe due pour la possession et l'utilisation de certains véhicules et engins à moteur. Elle est composée de deux types de droits :

- taxe annuelle sur les véhicules ou engins à moteur (article 549 du CGI) : sont soumis à cette taxe :
  - les véhicules terrestres à moteur qui sont immatriculés au Sénégal, ainsi que les véhicules de même nature et les engins à moteur, non soumis au régime de l'immatriculation, utilisés au Sénégal ;
  - les véhicules de même nature, non immatriculés au Sénégal, soumis ou non au régime de l'immatriculation, qui sont en service au Sénégal et appartiennent à une personne physique ou morale ayant ou non au Sénégal son domicile, sa résidence habituelle, son siège ou une agence d'exploitation.

Le montant de la taxe sur les produits pétroliers est déterminé suivant une tarification assise sur la nature du produit utilisé, comme suit<sup>3</sup> :

- 21.665 FCFA par hectolitre pour le super carburant ;
  - 19.847 FCFA par hectolitre pour l'essence ordinaire ;
  - 3.856 FCFA par hectolitre pour l'essence pirogue ;
  - 10.395 FCFA par hectolitre pour le gasoil.
- taxe spéciale sur les voitures particulières des personnes morales (article 550 du CGI) : sont soumis à cette taxe les véhicules classés dans la catégorie des voitures

particulières par le Code de la Route et ceux non soumis à la contribution économique locale.

- Le montant des droits dus est déterminé suivant la puissance fiscale des véhicules utilisés, comme suit :
  - 50.000 FCFA par an, pour tout véhicule d'une puissance fiscale inférieure ou égale à 4 CV ;
  - 100.000 FCFA par an, pour tout véhicule d'une puissance fiscale comprise entre 5 et 11 CV ;
  - 200.000 FCFA par an, pour tout véhicule d'une puissance fiscale supérieure à 11 CV.

Quant à la taxe sur les produits pétroliers, elles sont déterminées suivant la même tarification que la taxe annuelle sur les véhicules ou engins à moteur mentionnée ci-dessus :

Cette taxe en 2015 et 2016 représentait 13% des recettes totales de l'état sénégalais, plus de 90 milliards FCFA (DGE et DGID, 2017). Les taxes pétrolières, si elles sont calculées par tCO<sub>2</sub>, correspondent à une taxe carbone implicite élevée (voir Tableau 4).

*Tableau 4: Taxe carbone implicite calculée à partir de la taxe sur les carburants (1000 FCFA= 1,7 USD)*

Taxation selon Article 443 du CGI		Intensité CO <sub>2</sub> (IPCC 2006)	Densité d'énergie (US EIA)	Intensité CO <sub>2</sub> / litre	Taxe carbone implicite	
Type	FCFA/litre	kg CO <sub>2</sub> /TJ	MJ / litre	kgCO <sub>2</sub> / litre	FCFA / tCO <sub>2</sub>	USD / tCO <sub>2</sub>
<b>Super carburant</b>	216	69300	33,57	2,33	<b>92847</b>	<b>158</b>
<b>Essence ordinaire</b>	198	69300	33,57	2,33	<b>85110</b>	<b>145</b>
<b>Gasoil</b>	104	74100	38,29	2,84	<b>36654</b>	<b>62</b>

*Source : Élaboration propre*

La taxe sur pollution est collectée sur certaines installations commerciales et industrielles mais remporte des revenus extrêmement faibles et donc n'est pas matérielle.

#### **4.2.1.3. Dispositif des droits d'enregistrement et taxes assimilées**

Ce dispositif est composé de droits d'enregistrement proprement dit, des droits de timbre, des droits de publicité foncière, de la taxe sur les conventions d'assurance, de la taxe sur les véhicules et engins y inclu taxe spéciale sur les voitures particulières des personnes morales, de la taxe de plus-value immobilière, et la taxe sur le ciment. Concernant la tarification carbone, seule la dernière est importante (voir Tableau 5).

##### **1. Taxe sur les véhicules et engins**

C'est une taxe due pour la possession et l'utilisation de certains véhicules et engins à moteur. Elle est composée de deux types de droits :

- taxe annuelle sur les véhicules ou engins a moteur (article 549 du CGI) : sont soumis à cette taxe :
  - o les véhicules terrestres à moteur qui sont immatriculés au Sénégal, ainsi que les véhicules de même nature et les engins à moteur, non soumis au régime de l'immatriculation, utilisés au Sénégal ;
  - o les véhicules de même nature, non immatriculés au Sénégal, soumis ou non au régime de l'immatriculation, qui sont en service au Sénégal et appartiennent à une personne physique ou morale ayant ou non au Sénégal son domicile, sa résidence habituelle, son siège ou une agence d'exploitation.
- taxe spéciale sur les voitures particulières des personnes morales (article 550 du CGI) : sont soumis à cette taxe les véhicules classés dans la catégorie des voitures particulières par le Code de la Route et ceux non soumis à la contribution économique locale.

## **2. Taxe sur le ciment**

Selon l'article 22 de la Loi 2016-35 du 23 décembre 2016 une taxe est perçue sur le ciment produit ou importé au Sénégal à l'exclusion des exportations. Toutefois il existe des exonérations sur les reventes en l'état de ciment supporté au Sénégal. Le tarif de la taxe est fixé à 3 FCFA par kilogramme de ciment.

### **4.2.1.4. Contributions diverses**

Ces contributions regroupent diverses taxes et redevances suivantes, dont la taxe d'usage de la route (TUR), une taxe parafiscale instituée par le décret n° 2008-85 du 12 février 2008, et la taxe d'enlèvement des ordures ménagères (TEOM). Cette taxe locale a un taux maximal de 3,6% de valeur locative à Dakar et 3% dans les autres villes.

### **4.2.1.5. Synthèse des taxes clés pour la tarification carbone**

Le tableau ci-dessous dont les extensions sont en annexe fait une synthèse des taxes pertinentes dans le contexte de la tarification carbone, car couvrant des paramètres liés aux émissions de gaz à effet de serre.

Tableau 5 : Taxes avec une composante liée aux émissions de gaz à effet de serre

Eléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition <sup>P</sup>
<b>Taxe sur les produits pétroliers</b>  (Article 443 du CGI)	Taxe perçue sur le super carburant, l'essence ordinaire, l'essence pirogue et le gasoil.	Aucune	Les tarifs sont : - 21.665 FCFA par hectolitre pour le super carburant ; - 19.847 FCFA par hectolitre pour l'essence ordinaire ; - 3.856 FCFA par hectolitre pour l'essence pirogue ;  10.395 FCFA par hectolitre pour le gasoil.	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hybride
<b>Taxe sur les sachets en plastique</b>  (Article 444 Bis du CGI)	La taxe est perçue sur les sachets en plastique de toutes natures, produits ou importés au Sénégal.	Cf ... article 410 du CGI (A discuter)	3000 FCFA/kg de sachets en plastique.	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale à visée environnementale
<b>Taxe sur les véhicules de tourisme dont la puissance est supérieure ou égale à 13 chevaux</b>  (Article 439 du CGI)	Taxe perçue sur les véhicules conçus pour transporter des personnes, à l'exclusion des véhicules destinés au transport public de voyageurs	Cf ... article 410 du CGI (A discuter)	Taux de 10%	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale à visée environnementale
<b>Contribution spéciale sur les produits des mines et carrières</b>  (Article 19 de la Loi n° n° 2013-07 du 18 décembre 2013, modifiée par l'Article 18 de la Loi 2016-35 du 23 décembre 2016)	Contribution perçue sur les substances minérales et fossiles visées à l'article 4 du Code minier et au ciment.	Exonérations : - Les produits des mines et carrières lorsqu'ils sont utilisés dans la production de biens soumis à cette même contribution ;  les exportations de ciment.	Taux Pour l'or : - 4% pour 2014 - 3% pour 2015 - 2% à partir de 2016 Pour les autres produits : Taux de 3%	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hybride
<b>Taxe sur le ciment</b>  (Article 22 de la Loi 2016-35 du 23 décembre 2016)	Taxe perçue sur le ciment produit ou importé au Sénégal à l'exclusion des exportations.	Exonérations : les reventes en l'état de ciment ayant déjà effectivement supporté au Sénégal, la taxe.	3000 FCFA/ t ciment.	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hybride

Source : *Élaboration propre*

### 4.3. Cadre institutionnel

Dans le domaine de la législation, toutes les lois sont votées et/ou modifiées par l'Assemblée nationale ; étant entendu que des propositions de lois sont soumises par le gouvernement à l'Assemblée nationale. Le Conseil Economique, social et environnemental donne des avis comprenant des recommandations au gouvernement et à l'assemblée nationale dans tous les domaines économiques. Aussi bien la Constitution que la loi portant code de l'Environnement<sup>4</sup> n'ont pris en compte de manière spécifique la réglementation des émissions de GES. Dans le cadre de la fiscalité, le Ministère de l'économie et des finances joue un rôle prépondérant mais tous les départements techniques interviennent dans la mise en place des taxes, incitations et exonérations dans leurs secteurs. Aussi la mise en place d'instruments économiques dans le domaine de la tarification carbone nécessitera une large concertation avec les acteurs dans les domaines considérés.

Dans le domaine des changements climatiques, le Sénégal a défini dans sa CPDN les secteurs suivants, comme prioritaires pour la réduction des émissions de GES au niveau national :

- L'énergie et le transport, à travers la promotion des énergies renouvelables et l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- L'Agriculture, Foresterie et Autres Affectation des Terres (AFAT) à travers la gestion soutenable des sols agricoles et des terres forestières ;
- L'industrie, en particulier l'efficacité énergétique dans le domaine de l'industrie du ciment ;
- Les déchets, à travers le traitement des déchets solides et des eaux usées industrielles, domestiques et commerciales.

Le Sénégal, lors de la ratification de l'AP, a précisé que la CPDN ferait l'objet d'une révision et d'une mise à jour avant la soumission d'une CDN. Aussi durant la phase de révision, il est envisagé que la mise en œuvre des mesures et actions prévues dans la CDN inclut plusieurs outils économiques dont la tarification carbone.

En effet la CDN sera validée au plus haut niveau en conseil des ministres présidé par M. le président de la république. Cependant, plusieurs actions et mesures qu'elle contient devront être mises en œuvre par des acteurs non étatiques que sont les collectivités territoriales, les villes, le secteur privé, les ONGs, etc. qui pourraient revendiquer la propriété des réductions d'émissions des activités qu'ils réalisent. Pour cela il sera nécessaire de mettre en place un cadre propice, une réglementation et des incitations favorables à une mise en œuvre réussie des mesures et actions prévues.

C'est dans ce cadre, sous l'égide du Ministère de l'Environnement et du Développement Durable (MEDD) en collaboration avec le COMNACC et avec la participation de l'ensemble des parties prenantes, qu'un projet pilote de mise en place d'un Cadre Normalisé d'attribution de Crédits (CNC) est en cours pour l'accès à l'énergie<sup>5</sup>. Ce cadre constitue une

<sup>4</sup> <https://www.sec.gouv.sn/sites/default/files/loisetdecrets/Loi%20n%202001-01%20du%2012%20avril%202001%20portant%20code%20de%20l%27environnement.pdf>

<sup>5</sup> <https://www.ci-dev.org/sites/cidev/files/documents/SCF.pdf> <https://www.ci-dev.org/sites/cidev/files/doucmnts/SCF.pdf>

approche rationalisée combinant plusieurs réformes préalablement proposées pour le Mécanisme de Développement Propre (MDP) dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Le Pilote CNC commence avec le programme d'électrification rurale entrepris par l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER). Le Protocole de programme peut cependant être revu par les autorités compétentes pour inclure d'autres domaines technologiques à l'avenir et prendre en compte d'autres programmes de financement fondés sur les résultats.

En plus de cela, le présent projet d'étude d'opportunités de mise en place d'instruments de tarification carbone sera piloté par le MEDD en collaboration avec le COMNACC qui regroupe en son sein l'ensemble des acteurs évoluant dans le domaine des changements climatiques et sert de plateforme d'échange, de conseil, de plaidoyer, de formation et de sensibilisation dans le domaine des changements climatiques.

La Direction de l'Environnement et des Etablissements classés, point focal de la CCNUCC, a déjà une forte expérience de collaboration avec le COMNACC pour l'évaluation des projets MDP en vue de la délivrance de la Lettre d'Approbation (LoA en anglais). En effet, la procédure nationale de délivrance de la LoA prévoit la soumission des projets MDP au COMNACC qui les évalue au sein d'un comité technique afin de s'assurer qu'ils respectent les critères de développement durable nationaux préalablement définis.

Enfin, dans le cadre de la mise en œuvre de la CDN qui sera bientôt soumise à la CCNUCC, la DEEC a initié un projet de mise en place sous l'égide de l'Initiative pour la Transparence de l'Action climatique (ICAT<sup>6</sup>). Ce programme au Sénégal, permettra de tester et de développer les plans MRV proposés dans la CDN et de mettre en place un cadre national harmonisé devant permettre de mesurer et évaluer les effets des actions climatiques.

Au niveau national, le programme ICAT cible deux secteurs - les transports et l'énergie. Ils feront l'objet d'une analyse approfondie et auront à aboutir à la mise en place de systèmes MRV sectoriels appropriés.

Aussi, nous pensons que la mise en œuvre réussie de ces projets jettera les bases pour l'expérimentation de système de tarification carbone si toutes les dispositions devant l'accompagner comme une réglementation relative au rapportage des émissions de GES par les entités ciblées et la mise en place d'un dispositif de surveillance et de contrôle adapté au niveau de la DEEC sont prises.

#### **4.4. Principales leçons du MDP au Sénégal**

Bien que n'ayant pas réalisé un nombre important de projets MDP vu de l'échelle mondiale qui compte plus de 7800 projets enregistrés, le Sénégal fait partie des pays qui ont réussi à faire enregistrer et à mettre effectivement en œuvre le plus grand nombre de projets en Afrique de l'Ouest. Ces 11 projets ont été réalisés principalement dans les secteurs des énergies renouvelables (solaire et éolien), de la substitution de combustible (biomasse vs combustible fossile) et à la reforestation. La liste des projets et programmes soumis au MDP par le Sénégal est présentée en Annexe 5.

---

<sup>6</sup> <https://climateactiontransparency.org>

Il faut quand même signaler qu'aucun des projets enregistrés n'a fait l'objet de délivrance d'Unités de réduction certifiées d'Emissions (URCE), bien que certains d'entre eux soient opérationnels depuis plusieurs années (UNEP DTU, 2018a). Les raisons principales qui justifient la non sollicitation de la délivrance des URCEs sont liées au prix très bas des URCEs sur le marché depuis plusieurs années qui n'incitent pas les propriétaires de ceux-ci à payer des entités opérationnelles désignées (EOD) pour assurer la vérification en vue de la soumission auprès de la CCNUCC.

Bon nombre de ces entreprises ont assuré la surveillance, suivi et le rapportage (MRV en anglais) de ces projets mais cependant, même les coûts liés à ces opérations commencent à peser sur leur trésorerie.

Un projet de récupération de méthane sur une décharge de déchets municipaux est en cours d'enregistrement, mais en instance depuis de nombreuses années parce qu'assujéti à un projet de fermeture et de transfert de la décharge qui rencontre des difficultés dans sa mise en œuvre. Le projet de fermeture et de transfert de la décharge de Mbeubeuss est financé par la Banque Mondiale mais l'approbation du nouveau site du centre d'enfouissement technique (CET) à Diass a connu des difficultés du fait de l'opposition des populations. Cette question est toujours pendante et les travaux de construction du CET suspendus.

Concernant les Programmes d'Activités (PoAs), en plus des difficultés présentées ci-dessus, bon nombre de ces projets n'ont pas mis en œuvre un nombre important d'Activités de Projet (CPAs) qui pourraient entraîner la génération d'un volume important d'URCE afin de justifier le recrutement d'une EOD pour la vérification et la demande de la certification à la CCNUCC.

Malgré les difficultés, la mise en œuvre de ces projets a permis la mise en place par les porteurs de ces projets d'un dispositif de MRV conforme aux standards internationaux, notamment le MDP. Ces porteurs de projets, qui constituent une partie très faible des opérateurs économiques, ont commencé à évoluer dans le marché carbone en réalisant des transactions dans le cadre du Protocole de Kyoto. Par la même occasion, la mise en œuvre de ces projets a permis de sensibiliser les parties prenantes sur les enjeux des marchés carbone et de renforcer les capacités de l'Autorité Nationale Désignée du MDP.

Mais au niveau national, il n'existe pas de dispositions réglementaires pour le rapportage des émissions de GES de la part des opérateurs évoluant dans ces secteurs ; aussi ces dispositions mises en place servent uniquement les besoins de comptabilisation des réductions d'émissions générées par ces projets.

Le Cadre Normalisé de Crédits Carbone en cours de mise en place dans le projet pilote, permettra, s'il est étendu à l'ensemble des secteurs, d'assurer un suivi global des réductions d'émissions de GES dans l'ensemble des secteurs couverts et d'assurer un suivi et un rapportage conformément aux dispositions prévues dans le Cadre de Transparence de l'Accord de Paris.

La mise en place d'instruments carbone pourra s'appuyer sur l'expérience de ces opérateurs mais force est de reconnaître que tout le dispositif réglementaire et le système de MRV sera à élaborer pour la prise en compte de l'ensemble des opérateurs évoluant dans les secteurs considérés.

Toujours dans ce cadre, l'expérience du MDP contribuera également à l'élaboration de normes et de procédures.

Généralement, l'expérience MDP est importante concernant la préparation du pays aux mécanismes de marché : systèmes MRV, capacités techniques et administratives locales etc. En outre, le portefeuille existant du MDP peut potentiellement être intégré dans le contexte des activités au titre de l'article 6 afin de relancer des projets « en sommeil » et de développer davantage le portefeuille de projets.

#### 4.5. Un aperçu sectoriel des sources d'émissions du pays

L'analyse sectorielle des émissions du pays permet de mieux appréhender les priorités en matière d'atténuation vu leur potentiel respectif. Dans ce contexte, il est également important de prendre en compte les indicateurs suivants :

- L'intensité des émissions des entités émettrices, c'est-à-dire la quantité d'émissions en fonction du chiffre d'affaires afin d'estimer l'impact économique de la tarification carbone aux entités émettrices.
- Le niveau d'exposition commerciale d'un (sous)secteur afin d'identifier le risque de fuite carbone et la possibilité de répercuter les coûts sur les consommateurs finaux.
- Le niveau de concentration des acteurs dans un (sous)-secteur indiquant si un secteur dispose d'une masse critique d'émetteurs, précondition à la mise en place d'un mécanisme de marché.
- Les cadres MRV en place pour appréhender la préparation technique du secteur à la mise en place d'un mécanisme de marché.

Dans ce chapitre quatre secteurs clés sont présentés et analysés à cet égard : l'agriculture et la foresterie, l'industrie, les déchets ainsi que l'énergie.

##### 4.5.1. Le secteur de l'agriculture et de la foresterie

Les émissions annuelles totales du secteur estimées pour la période jusqu'à 2030 par gaz et par type d'activité se présentent comme suit :

Tableau 6 : Émissions annuelles totales du secteur de l'agriculture et de la foresterie (Mt CO<sub>2</sub> eq)

	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Emission BAU</b>	7,352	8,313	9,099	9,895	10,588
<b>Emission CDN</b>	7,352	8,313	9,014	9,724	10,337
<b>Séquest. CDN</b>			-0,429	-0,868,5	-1,271
<b>Emission nette avec CDN+</b>	7,352	8,313	8,670	9,027	9,317

Source : Sénégal (2015)

Dans une vision plus détaillée, voici un récapitulatif plus spécifique des émissions par type d'activité et de gaz pour les sous-secteurs agricoles :

Tableau 7: Émissions GES du secteur agriculture/élevage pour l'année 2005 (en Gg = kt CO<sub>2</sub>e)

Catégorie-source	Gaz émis (en Gg)				
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	CO	NOX
Fermentation entérique et gestion du fumier		220,36			
Riziculture		14,14			
Brûlage des résidus de récoltes		0,74	0,02	15,45	0,82
Brûlage dirigé des savanes		NC	NC	NC	NC
Sols agricoles			4,56		
Total		235,24	4,58	15,45	0,82
Equivalent CO <sub>2</sub>		4 940,04	1 419,80	15,45	32,8
Total national (en ECO <sub>2</sub> )		6 408,09			

Source: Sénégal (2015a), p. 44

Dans le secteur de l'agriculture, c'est le sous-secteur de l'élevage qui est plus émetteur de GES.

Cependant, il faut souligner que la taille moyenne des installations agricoles et de fermes d'élevage est très basse, vue qu'il s'agit majoritairement d'installations de type familial. Le secteur est donc caractérisé par des centaines de milliers d'unités avec de faibles émissions par unité.

L'utilisation des engrais est concentrée au niveau de la riziculture et de l'horticulture dans la région du fleuve et dans les Niayes dans la région de Dakar. La riziculture était auparavant localisée le long du fleuve Sénégal dans le Nord du pays mais avec le programme d'autosuffisance en riz, la culture pluviale s'est aussi développée dans plusieurs régions du pays. Au niveau de l'horticulture, destinée à l'exportation, une dizaine de millier de t d'engrais était utilisé en 2009, 15% de l'utilisation totale d'engrais (IFDC 2014, p. 10).

En vue de ces chiffres, il est à constater que toute nouvelle taxe dans ce sous-secteur risque de se répercuter sur les consommateurs finaux.

Bien qu'il existe un système de collecte et de gestion des données en général, ce système nécessite :

- La modernisation des outils de collecte avec l'utilisation de la télédétection ;
- L'amélioration des données sur les changements d'utilisation des terres pour une meilleure évaluation du carbone dans le sol ;
- L'appui de la recherche, notamment pour établir les facteurs d'émissions nationaux ;
- La mise en place d'un mécanisme et d'un cadre institutionnel pour accompagner la mise en œuvre des pratiques de gestion durable des terres.
- L'inclusion du secteur de l'horticulture dans le système de collecte de données. Actuellement, les entreprises d'horticulture ne sont pas soumises au rapportage de leurs émissions ni de leur consommation d'engrais. Seules les quantités globales produites sur la base d'estimations peuvent être obtenues au niveau de la Direction des Statistiques Agricole du Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural.

#### 4.5.2. Le secteur de l'industrie

Dans la présentation du secteur de l'industrie, ce chapitre se focalise sur la production du ciment et l'industrie du phosphate. Les autres sources d'émissions GES provenant de la production d'acide sulfurique, de la consommation de soude, des fluides frigorigènes, de l'asphalte et des composés organiques volatiles non-méthaniques (COVNM) ne sont pas comptabilisées et ne peuvent donc pas être prises en compte.

Le processus de fabrication du ciment est très émetteur de GES. Le CO<sub>2</sub> est émis pendant la transformation du calcaire (CaO<sub>3</sub>) sous l'effet de la chaleur en chaux (CaO) et en gaz carbonique (CO<sub>2</sub>). Le Sénégal compte actuellement trois cimenteries dont une (Dangote) qui a été mise en service en janvier 2015. La capacité totale de production est de 8 millions de tonnes pour un marché national d'environ 2,5 millions de tonnes. L'essentiel de la production sera donc exporté lorsque les capacités installées seront atteintes.

La production de ciment et les prévisions en milliers de tonne par producteurs se présentent comme suit :

*Tableau 8 : Production de ciment et prévisions en milliers de tonnes*

Producteurs	2010	2013	2015	2020	2025	2030
<b>Sococim</b>	2.240	2.565	2.575	2.900	3.100	3.100
<b>Ciments du Sahel</b>	1.836	1.978	2.057	2.500	2.800	2.800
<b>Dangote</b>	0	0	750	2.000	2.800	2.800

*Source: CPDN*

L'estimation de la production de ciment au-delà de 2013 est essentiellement rythmée par la montée en charge de la Cimenterie Dangote qui souhaite à terme atteindre une capacité de 3 millions de tonnes. Les ciments du Sahel et Sococim prévoient de maintenir leurs capacités de production actuelles.

Les taux de clinker est de 0,67 pour Sococim, de 0,7 pour Ciments du Sahel et de 0,8 pour Dangote.

Les émissions de ce sous-secteur ne sont donc générées que par trois installations, et sont supérieures à 600.000 tonnes CO<sub>2</sub> pour chaque installation (émissions directes). On fait donc face à une forte concentration d'acteurs dans ce secteur. Les trois entreprises réalisent des chiffres d'affaires supérieures à 100 milliards FCFA (environ 152 millions EUR) chacune. Le niveau d'exposition commerciale étant élevé et vu que des taxes sont déjà imposées aux acteurs de ce secteur, ils ne souhaitent pas se voir imposer de nouvelles taxes qui augmentent le coût du produit au niveau du consommateur final.

La production de phosphate de chaux, très émettrice en GES n'existe pas encore au Sénégal, mais devrait démarrer bientôt et atteindre 1 million de tonnes (produites) en 2030.

*Tableau 9 : Prévisions de production de phosphate de chaux (milliers de tonnes)*

Année	2020	2025	2030
<b>Phosphate de chaux (Matam)</b>	600	1.000	1.000

*Source : Sénégal (2015b)*

Alors que les émissions directes ne sont connues que pour la production du ciment et du phosphate, les émissions indirectes à travers la consommation d'énergie sont prises en compte dans le volet énergie de l'inventaire, selon la méthodologie du GIEC 2006 :

Tableau 10 : Émissions de CO<sub>2</sub> en Mt dans le secteur industriel

Année	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Procédés</b>	1,475	2,059	3,358	4,174	4,194

Source : Sénégal (2015b)

L'estimation des émissions est compliquée du fait du manque d'obligations de déclaration des émissions de GES. La réglementation actuelle n'oblige pas les entreprises industrielles à communiquer leurs émissions GES. Seule la cimenterie la plus importante (SOCOCIM) qui a un projet MDP pour le changement de combustible (charbon, combustibles secondaires dont la biomasse) a un MRV précis conforme aux procédures du MDP. Il s'agit ici d'une expérience importante pour la préparation des acteurs du pays à la tarification carbone.

La taxe de 3000 FCFA/tonne de ciment mentionnée ci-dessus a été mise en place pour améliorer les revenus de l'Etat sénégalais qui n'a pas souhaité que celle-ci soit répercutée sur le consommateur final. Cette taxe n'est pas liée aux émissions de gaz à effet de serre. Il serait intéressant de la réstructurer comme taxe sur les émissions ce qui permettrait dans un premier temps de disposer d'un dispositif légal et réglementaire pour assurer le MRV des émissions du secteur mais les consultations avec les parties prenantes (Etat, cimentiers et associations de consommateurs) devront permettre de déterminer son taux par rapport à la taxe existante et l'affectation des revenus qu'elle générerait.

### 4.5.3. Le secteur des déchets

Le secteur des déchets représente 7% du total des émissions de GES du Sénégal. Ce secteur comprend les déchets solides, les eaux usées domestiques et commerciales, les eaux usées industrielles et les déchets humains.

La majeure partie (près de 91%) des émissions nettes de GES en 2010 provenait des sites de décharge des déchets solides. Les ouvrages de transport et d'épuration des eaux usées ne contribuaient qu'à hauteur de 9% des émissions de GES. Concernant les types de GES, les émissions de CH<sub>4</sub> sont prédominantes, représentent près de 91% des émissions, suivies des émissions de N<sub>2</sub>O (près de 9% des émissions). La contribution du CO<sub>2</sub> est marginale.

L'élimination et le traitement des déchets solides et des eaux usées sont aussi à l'origine des émissions de GES, surtout le méthane et le protoxyde d'azote, d'origine anthropique.

La synthèse des émissions de GES du secteur des déchets pour 2010 se présente comme suit :

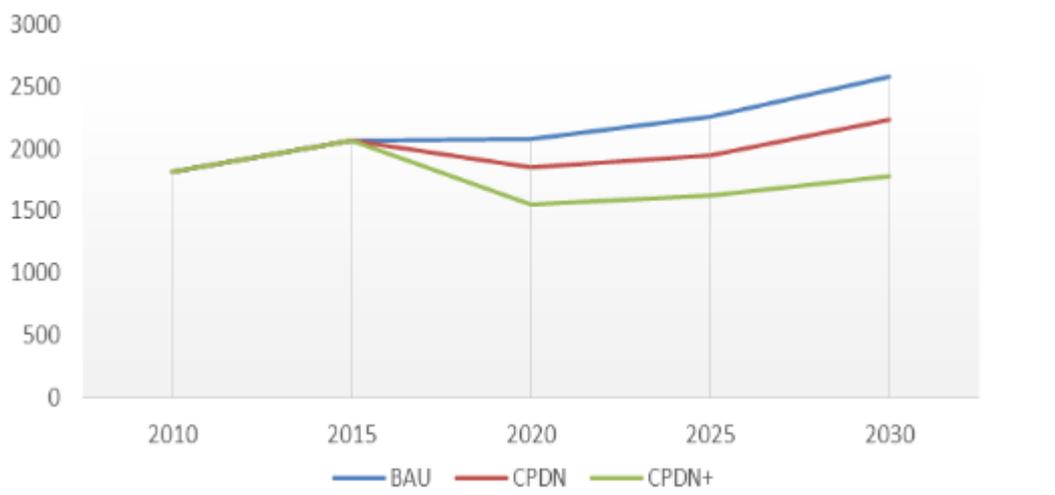
Tableau 11 : Synthèse des émissions GES du secteur des déchets (Mt), 2010

Sources	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Total Mt CO <sub>2e</sub>	%
Sites de décharge	0,00	1.656,51	0,00	1,656	91
Eaux usées	0,00000	0,721153	163,54511	0,164,	9

Source : Sénégal (2015a)

Plusieurs options de réduction des émissions de GES peuvent être appliquées au Sénégal, à condition de disposer d'investissements technologiques et en renforcement de capacité assez conséquent. En appliquant les scénarii de mise en œuvre de la part inconditionnelle et conditionnelle de la CPDN du pays, l'évolution suivante des émissions du secteur peut être supposée :

Figure 4 : Émissions de CO<sub>2</sub>e dans le secteur des déchets (en kt CO<sub>2</sub>e)



Source : Sénégal (2015b)

Les décharges d'ordures municipales existent dans toutes les grandes villes du pays. L'Unité de coordination de la gestion des déchets solides (UCG), arrimée aux orientations du Plan Sénégal Emergent (PSE) met en œuvre le Programme national de Gestion des Déchets (PNGD) qui vise à accompagner les Collectivités locales dans l'amélioration du cadre de vie. Il est prévu dans ce programme, la création de trois Centres intégrés de Valorisation des Déchets (CIVD) au niveau de Touba, Tivaouane et Kaolack, trois Centres de Regroupement et de Commercialisation des déchets (CRC) dans les mêmes localités et 35 Points de regroupement normalisé (PRN).

L'Office national d'Assainissement du Sénégal (ONAS) est chargé de l'assainissement des villes et s'occupe du traitement des eaux usées. Elle réalise les réseaux d'assainissement et la gestion des eaux pluviales.

Dans ce secteur, il existe déjà la taxe d'enlèvement des ordures ménagères (TEOM) qui est un impôt local annuel dû par les propriétaires immobiliers qui concerne les déchets solides.

Les consommateurs finaux paient aussi une taxe d'assainissement incluse dans les factures d'eau potable et qui est relatif aux déchets solides.

Par ailleurs il existe une norme sénégalaise sur les effluents industriels (NS 05-061). Les entreprises industrielles sont assujetties à une taxe sur leurs effluents industriels calculée en fonction de la quantité de leurs rejets et de la charge polluante de ceux-ci. Cette charge polluante déterminée en fonction de la DBO et de la DCO est en corrélation directe avec le potentiel de génération de GES de ces effluents. Les entreprises sont chargées du suivi de leurs rejets (débit et caractérisation) et le ministère de l'environnement procède à des campagnes de contrôle. Mais force est de reconnaître que l'administration publique rencontre d'importantes difficultés pour assurer la surveillance et recouvrer la taxe. La mise en place d'une nouvelle taxe pourrait s'inspirer des leçons apprises avec celle-ci.

Il n'y a pas de cadre de MRV pour la gestion des ordures ménagères. Au niveau de la ville de Dakar, les déchets sont collectés par des opérateurs privés et acheminés à la décharge publique de Mbeubeuss. Ceux-ci étant payés au poids, tous les camions sont pesés mais le contenu de la décharge n'est pas caractérisé pour déterminer les émissions de méthane.

Un projet MDP a été soumis au Comité Exécutif du MDP qui prend en compte les possibilités de MRV conformément à la méthodologie. Un PIN était en préparation pour la soumission d'un projet d'élimination du méthane de la station de traitement des eaux usées de Dakar. La mise en œuvre de celui-ci permettra de disposer d'éléments pour le MRV.

#### 4.5.4. Le secteur de l'énergie

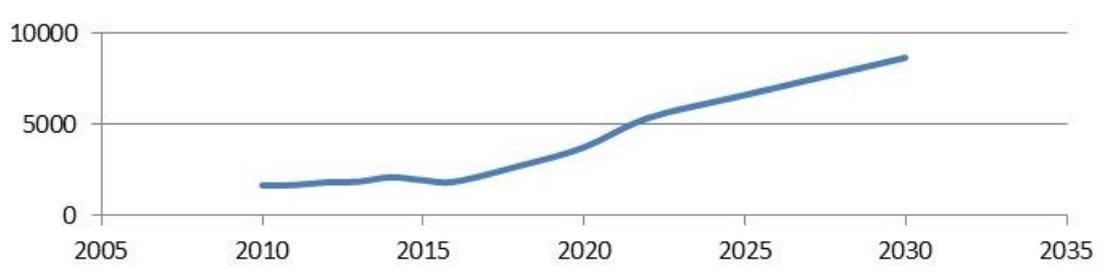
Le secteur de l'énergie regroupe :

- La production d'électricité
- L'exploitation pétrolière
- Le Raffinage de pétrole
- Les combustibles domestiques
- Le Transport (routier, ferroviaire, maritime et aérien)

##### La production d'électricité

Le focus de ce chapitre sera sur la production de l'électricité, sous-secteur le plus important d'un point de vue économique, et du fait du nombre d'acteurs concernés et de la disponibilité de données. En général on s'attend à une forte augmentation des émissions liées à ce secteur d'ici 2030 :

Figure 5 : Scénario BAU des émissions GES liés à la production d'électricité, 2010-2030 (kt CO<sub>2</sub>e)



Source : Sénégal (2015b)

Alors que la production brute en électricité est censée augmenter par un facteur de 2,89, il est estimé que les émissions y étant liées se multiplient par 4,3. Cette augmentation relative des émissions de CO<sub>2</sub> plus rapide que celles dues à la production d'électricité est due à la forte pénétration du charbon au détriment du fioul/diesel, en dépit du fait que le Sénégal soit dépendant des importations pour ses besoins en charbon. En effet les calculs ont montré que le charbon émet environ 1,46 fois plus que le fioul/diesel pour les mêmes quantités d'électricité produites. Cette forte pénétration du charbon pourrait avoir comme conséquence, une augmentation de 39% du facteur d'émission du réseau entre 2015 et 2030.

Dans ce sous-secteur, le SENELEC est l'opérateur national exploitant les centrales de production d'électricité. De plus, il faut mentionner la centrale de Manantali qui est gérée par l'OMVS, organisation sous-régionale commune avec le Mali et la Mauritanie et qui a desservi environ 16% de la consommation nationale d'électricité.

Les émissions historiques de GES dues à la production publique d'électricité et les prévisions dans le cadre d'un scénario BaU se présentent comme suit :

*Tableau 12: Scénario BAU des émissions GES de la production publique d'électricité, 2010-2030 (kt CO<sub>2e</sub>)*

BAU	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2018	2020	2022	2025	2030
Emissions diesel/gasoil(GgCO <sub>2</sub> )	542	507	616	396	514	196	188	189	174	70	40	113
Emissions fioul(GgCO <sub>2</sub> )	1099	1097	1162	1417	1540	1733	1664	1668	1539	622	351	996
Emissions charbon(GgCO <sub>2</sub> )	0	0	0	0	0	0	0	861	2023	4661	6235	7571
Emissions Gaz naturel(GgCO <sub>2</sub> )	0	54	35	39	39	0	0	0	0	0	0	0
Emissions totales(GgCO <sub>2</sub> )	1641	1658	1813	1852	2092	1929	1852	2718	3736	5353	6625	8680

*Source : Sénégal (2015b)*

Dans ce sous-secteur il y a également les producteurs privés indépendants, produisant l'électricité à partir de combustibles conventionnels et d'énergies renouvelables. Ces producteurs privés exploitent d'une part des centrales thermiques utilisant du combustible lourd, diesel-oil, gaz et charbon. Elles constituent les plus grosses centrales et ont des puissances comprises entre 50 et 125 MW et représentent donc aussi les principaux émetteurs. D'autre part, il existe aussi des producteurs privés exploitant des centrales à énergies renouvelables (hydraulique, solaire et éolien) qui ont leurs projets enregistrés au MDP de la CCNUCC (voir chapitre 3.4 et Annexe 3).

Une dizaine de ces producteurs privés cèdent leur électricité produite au distributeur unique, le SENELEC. Le prix d'électricité général est fixé sous la supervision de la Commission de régulation du secteur de l'électricité (CRSE). Les contrats d'achat entre le SENELEC et les producteurs privés sont également négociés sous l'arbitrage de cette commission.

Mis à part les producteurs privés vendant leur production au SENELEC, il y a également des auto-producteurs, c'est-à-dire des grandes entreprises ayant une forte demande en électricité tel que les Industries Chimiques du Sénégal, les Cimenteries, la compagnie sucrière Sénégalaise (CSS), etc. Ces auto-producteurs consomment de la biomasse, des combustibles pétroliers et du charbon.

La production d'électricité est dominée par la compagnie nationale d'électricité, la SENELEC. Le parc de production de la SENELEC et des producteurs indépendants d'électricité en 2005 était constitué en termes de puissance installée de près de 585 MW pour une production de 2 169 GWh, avec des centrales majoritairement thermique. A cela il faudra ajouter les auto-producteurs dont la puissance installée n'excède pas 10 MW.

En 2005, la présence d'énergie renouvelable se résume à la centrale hydro 60MW de Manantali et quelques productions à partir de biomasse et de centrales solaires photovoltaïques (10 MW) chez les auto-producteurs et au niveau de l'électrification rurale ; le reste du parc de production partagé entre la SENELEC et les producteurs indépendants d'électricité (GTI, AGGREKO).

En 2010, KOUNOUNE, producteur indépendant d'électricité ajoute 68 MW dont le carburant est fossile au secteur d'électricité.

Entre 2015 et 2018, quatre centrales solaires de puissance respectivement, 15MW, 20 MW, 20 MW et 30 MW ont été installées par des producteurs indépendants et connectés au réseau.

En 2019 -2020 sont planifiées les mises en opération de premières centrales à charbon SENDOU 1, de 125 MW, à biomasse ROSSBETHIO de 30 MW, éolienne TAIBA NDIAYE de 125 MW et solaire photovoltaïque ZIGUINCHOR de 7,5 MW.

De nouvelles centrales au carburant fossile devront s'ajouter au parc de production à savoir APR CAP DES BICHES 50MW et APR KOUNOUNE 100 MW. Notons également l'ajout de la centrale hydro-électrique FELOU-OMVS de 15 MW. Dans le BaU de la CPDN, il est prévu l'installation de 725 MW de centrale à charbon à l'horizon 2020.

Au niveau des énergies renouvelables notons l'ajout, de centrales hydro-électriques 51 MW SAMBAGOULOU-OMVS et 35 MW GOUINA-OMVS et de centrales photovoltaïques pour une puissance de plus de 100 MW.

Seules les centrales à énergies renouvelables ayant des projets enregistrés au MDP ont un système de MRV conforme aux procédures du MDP. Cela représente environ cinq centrales solaires ayant des puissances de 15 à 30 MW, une centrale éolienne de 125 MW et deux centrales hydrauliques sous-régionales de 200 MW et 60 MW<sup>7</sup>.

### L'exploitation et la consommation pétrolière

Concernant l'exploitation pétrolière envisagée dans le futur, particulièrement « offshore », les émissions sont en cours d'évaluation mais les premières estimations font état de quantités supérieures à 10% des émissions globales du Sénégal soient plus de 1,5 millions de tCO<sub>2</sub>e. Dans ce sous-secteur, il y a trois principaux exploitants déjà retenus et des appels d'offres viennent d'être lancés mais nous pensons raisonnablement qu'il n'y aura pas plus de 10 exploitants des réserves de pétrole et de gaz.

Les consommateurs les plus importants des produits pétroliers sont principalement les producteurs privés indépendants et les auto-producteurs en électricité (fuel, charbon, diesel-oil). Bien qu'il existe des taxes sur les produits pétroliers, les plus gros consommateurs en sont souvent exonérés du fait de convention sur les investissements réalisés au Sénégal.

### Les combustibles domestiques

Les producteurs et consommateurs de combustibles domestiques sont très atomisés. La production nationale de bois de feu se compose de la quantité de bois de feu utilisée pour la production de charbon de bois et de bois de feu utilisés au niveau de la consommation finale. Dans la période 2010-2030, on s'attend à une augmentation des émissions liée à cette production de 35%. Les émissions générales dans un scénario BAU sont alors estimées comme suit :

Tableau 13: Émissions liés à la production nationale de bois de feu, en kt CO<sub>2</sub>e, 2010-2030

Année	2010	2015	2020	2025	2030
kt CO <sub>2</sub>	6536	7498	7969	8357	8684

Source : Sénégal (2015b)

### Le transport

Les émissions principales du secteur du transport proviennent du transport routier regroupant des centaines de milliers de véhicules :

<sup>7</sup> <https://www.senelec.sn/production/> et <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Senn3.pdf> (TCN tableau 77 page 67)

Tableau 14: Part des émissions du sous-secteur du transport par type d'activité

Sous-secteurs	Part émissions
Route	95%
Navigation nationale	4%
Aviation domestique	1%

Source : Sénégal (2015a)

La trajectoire BAU par type d'activité est estimée comme suit :

Tableau 15: Trajectoire des émissions BAU liées au transport par type d'activité, 2010-2030

Année	Emissions de GES par sous-secteur (Kt CO2)							Emission GES secteur Transport - BaU
	Emissions mode transport Route (KtCO2)				Emissions mode Chemin de Fer (KtCO2)	Emissions mode Navigation nationale (KtCO2)	Emissions mode Aviation domestique (KtCO2)	
	Gasoline	Jet Fuel	Diesel	Total Transport Route	Diesel & Gazol	essence - Gasoline	Carburéacteur - Jet Kérosene	
2 010	266,44	-	1 685,50	1 951,94	-	87,58	11,36	2 050,87
2 020	446,97	-	2 827,56	3 274,53	-	114,18	0,82	3 389,52
2 025	592,01	-	3 745,09	4 337,10	-	116,28	1,16	4 454,54
2 030	784,53	-	4 963,03	5 747,57	-	118,43	1,66	5 867,65

Source : Sénégal (2015b)

## 5. Analyse des pratiques internationales

### 5.1. Taxe carbone

#### 5.1.1. Brève description de l'instrument

L'idée de la tarification de la pollution remonte aux travaux d'Arthur Pigou, qui proposait d'appliquer une taxe, souvent appelée « taxe pigouvienne », à des agents générateurs d'externalités négatives dans le cadre de leur activité économique privée. L'impôt égal au dommage marginal de l'externalité à la société ajusterait les coûts marginaux des agents privés, induisant effectivement un niveau de production socialement optimal (Pigou 1932).

Une taxe sur le carbone est une taxe imposée par le gouvernement sur les émissions de GES. D'un point de vue économique, les taxes carbone sont un type de taxe pigouvienne. Les taxes carbone apportent une certitude quant au coût marginal auquel sont confrontés les émetteurs de GES par tCO<sub>2</sub>eq, mais ne garantissent pas un niveau certain de réduction des émissions, contrairement à un système d'échange de droits d'émission. Cependant, cet instrument économique peut être utilisé pour parvenir à une réduction efficace des émissions de GES. La taxe carbone incite financièrement les contribuables à réduire leurs émissions afin de réduire leurs obligations fiscales, que ce soit en adoptant des pratiques plus efficaces, en choisissant des carburants plus propres ou, dans le cas des consommateurs, en modifiant leurs habitudes de vie (PMR 2017a). Étant donné qu'une taxe carbone impose un prix à chaque tonne de GES émise, elle envoie un signal de prix qui provoque progressivement une réaction du marché dans toute une économie :

- en incitant les émetteurs à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans leurs opérations, y compris dans leurs achats;
- en incitant les consommateurs à réduire leur empreinte carbone par un choix plus judicieux des produits consommés et des modes de consommation ;
- en incitant les investisseurs à s'orienter vers de solutions à faible émissions ;
- en incitant les décideurs et politiques à incorporer le coût environnemental des GES dans leurs choix, notamment en termes de planification

En 2018, 22 juridictions (pays et états sub-nationaux) appliquent des taxes carbone sur leurs territoires, un pays (le Singapour) a légiféré une taxe pour commencer en 2019 et 2 autres (Afrique du Sud et Argentine) prévoient de la mettre en œuvre en 2019. Le niveau de la taxe carbone varie de moins de 1 \$ US par tonne de CO<sub>2</sub>eq (volet inférieur au Mexique, Pologne) à plus de 100 \$ US par tonne de CO<sub>2</sub>eq (Liechtenstein, Suisse, Suède) (Banque Mondiale et Ecofys 2018). Concernant les initiatives dans le pays en voie de développement, le volet supérieur de la taxe mexicaine atteint 3 \$ US par tonne de CO<sub>2</sub>eq et la taxe singapourienne 3.8 \$ US. Le Chili collecte 5 \$ US et la Colombie 6 \$ US.

#### 5.1.2. Options de conception

Il y a plusieurs options essentielles de conception de la taxe carbone. Les options de conception les plus importantes sont la base d'imposition, le taux de la taxe carbone, l'impact

sur les recettes publiques, l'utilisation des compensations carbone et le recyclage des recettes carbone.

### **Base d'imposition**

Pour mettre en œuvre des taxes sur le carbone, les gouvernements doivent décider quels carburants/combustibles ou quelles sources d'émissions placer sous la taxe. Le plus souvent, les taxes sur le carbone sont appliquées au pétrole, au charbon et au gaz naturel. Beaucoup de gouvernements, toutefois, exemptent certaines industries des taxes carbone ou autorisent ces industries à payer des taux d'imposition moins élevés.

La taxe peut être collectée « upstream » au moment de la vente / importation de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) en fonction de leur contenu de carbone ou « downstream » d'installations produisant des émissions de GES de combustibles fossiles et d'autres activités (procédés chimiques, par exemple). La taxation des sources en amont (« upstream ») peut constituer une méthode de collecte des impôts efficace sur le plan administratif, tandis que l'imposition de sources en aval (« downstream ») telles que la consommation d'électricité peut fournir un signal plus direct aux consommateurs (Sumner et al. 2011). Aussi, une collecte en aval (par ex. au niveau des installations comme à Singapour) pourrait servir comme base pour le développement d'un système MRV d'un type qui pourrait facilement être réutilisé dans le cas d'une transition vers un SEQE. La figure ci-dessous donne un aperçu des secteurs / carburants couverts par les taxes carbone existantes.

*Figure 6 : Principaux secteurs taxés dans les systèmes de taxe carbone*

	Finland	Netherlands	Norway	Sweden	Denmark	United Kingdom	France	Quebec	British Columbia	Boulder, CO	BAAQMD, CA	CARB
Natural gas	√	√	√	√	√	√	√	√	√			
Gasoline	√		√	√			√	√	√			
Coal	√			√	√	√	√	√				
Electricity	√	√			√	√		√		√		
Diesel	√		√					√	√			
Light and heavy fuel oil	√	Light only	√	√	√			√				
Liquified petroleum gas (LPG)			√	√		√		√				
Home heating oil		√		√				√				
Permitted facilities											√	√

*Source : Sumner et al. (2011)*

### **Taux de la taxe carbone**

L'impact environnemental (réductions des émissions) d'une taxe carbone dépend largement du niveau de la taxe. La Commission de haut niveau sur les prix du carbone a récemment conclu que la réalisation des objectifs de l'Accord de Paris exige un prix du carbone de 40 à 80 \$ US / tCO<sub>2</sub> d'ici à 2020 et de 50 à 100 \$ US / tCO<sub>2</sub> d'ici à 2030 (Stern and Stiglitz 2017). Actuellement, seuls 20% des émissions mondiales de GES sont couvertes par les prix du carbone et la plupart des prix existants sont inférieurs à 40 \$ US / tCO<sub>2</sub> (Banque Mondiale 2018, OCDE 2018). Seules les taxes scandinaves et suisses, et - depuis peu - de la France atteignent des niveaux entre 50 et 150 \$ US. Le tableau ci-dessous présente un aperçu des niveaux de taxes carbone. Il convient de noter que, si les pays développés appliquent généralement un taux de taxe sur le carbone plus élevé que les pays en développement, la différence ne sera peut-être pas si grande si l'on compare la taxe proportionnellement au PIB

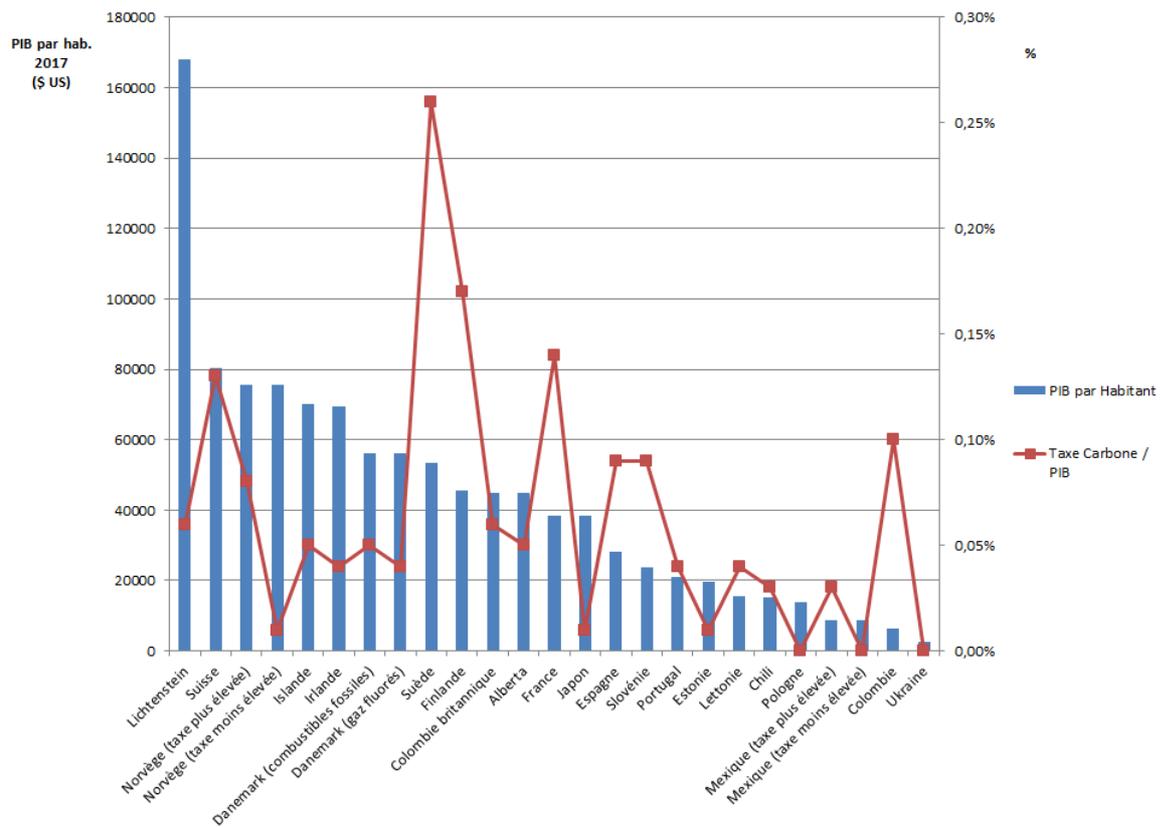
par habitant. Le coût de la taxation peut toutefois être inférieur au taux d'imposition du fait des exemptions et des seuils d'imposition, ainsi que de la possibilité de compenser la taxe avec les crédits carbone (voir des exemples ci-dessous). La Figure 7 présente de manière graphique les résultats du tableau.

Tableau 16 : Aperçu des niveaux de taxes carbone (avril 2018)

Pays	Taux d'imposition (\$ US / tCO <sub>2</sub> )	PIB par habitant en 2017 (\$ US)	Taxe carbone/PIB
Suède	139	53 442	0,26%
Suisse	101	80 190	0,13%
Liechtenstein	101	168 146	0,06%
Finlande	77	45 703	0,17%
Norvège (taxe plus élevée)	64	75 505	0,08%
France	55	38 477	0,14%
Islande	36	70 057	0,05%
Danemark (combustibles fossiles)	29	56 308	0,05%
Colombie britannique	27	45 032	0,06%
Espagne	25	28 157	0,09%
Irlande	25	69 331	0,04%
Danemark (gaz fluorés)	25	56 308	0,04%
Alberta	23	45 032	0,05%
Slovénie	21	23 597	0,09%
Portugal	8	21 136	0,04%
Colombie	6	6 302	0,10%
Lettonie	6	15 594	0,04%
Chili	5	15 346	0,03%
Norvège (taxe moins élevée)	4	75 505	0,01%
Mexique (taxe plus élevée)	3	8 903	0,03%
Japon	3	38 428	0,01%
Estonie	2	19 705	0,01%
Mexique (taxe moins élevée)	<1	8 903	<0,01%
Pologne	<1	13 812	<0,01%
Ukraine	<1	2 640	<0,01%

Source : Banque mondiale / Ecofys (2018.)

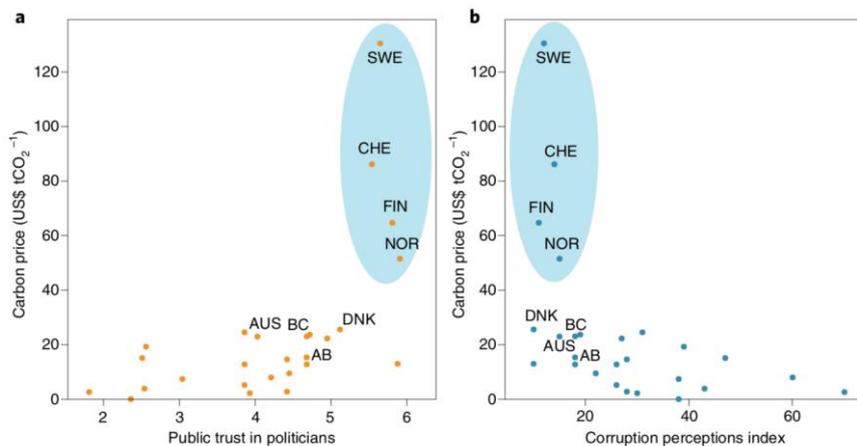
Figure 7 : PIB par habitant et taux taxe carbone/PIB



Source : Élaboration propre

L'un des principaux défis liés à l'augmentation de la couverture et du niveau des prix du carbone réside dans son acceptabilité politique. Dans l'ensemble, il semble que l'acceptation de taxes carbone plus élevées soit liée au niveau de confiance dans les politiciens et à la perception de la corruption (Figure 8). C'est pourquoi la démonstration transparente de l'utilisation des revenus est essentielle pour accroître le soutien du public à la tarification carbone.

Figure 8 : Prix du carbone, confiance dans les politiciens et perception de la corruption



Source : Klenert et al. (2018)

## Impact sur les recettes de l'état

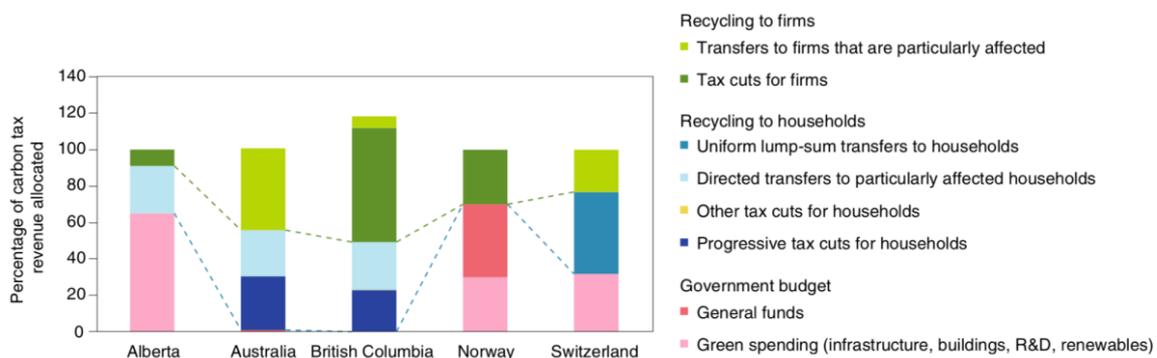
Généralement, les économistes sont en faveur d'une taxation du carbone neutre en termes de recettes, car elle permet de minimiser les distorsions du marché. De nombreuses études suggèrent un « double dividende » d'une taxe environnementale neutre sur les recettes de l'état : (1) amélioration des résultats environnementaux (réduction des émissions, par exemple) et (2) réduction de certains coûts du système fiscal en réduisant les autres taxes (Goulder 1995).

## Recyclage des recettes fiscales

Les décisions d'attribution des recettes prises par les gouvernements sont vitales, car ces recettes peuvent contribuer à faire évoluer le discours sur la tarification du carbone de « fardeau à avantage » (Vaidyula et Alberola 2016). Par exemple, les revenus carbone peuvent être utilisés pour obtenir des réductions d'émissions supplémentaires à long terme, ce qui peut donner de la crédibilité à une politique de tarification du carbone car elle renforce les objectifs principaux de la politique (réduction des émissions). Les revenus carbone peuvent également être recyclés au profit de la population ou des industries affectées pour compenser les coûts supplémentaires liés à la tarification du carbone.

Les revenus des systèmes de tarification du carbone dans le monde réel sont rarement recyclés d'une manière unique. Les systèmes existants intègrent généralement des utilisations multiples des revenus – du recyclage aux ménages pour compenser les prix plus élevés de l'énergie, au recyclage aux entreprises pour répondre aux préoccupations de compétitivité, aux budgets des états ou à l'énergie propre (Klenert et al. 2018). La figure ci-dessous montre comment les revenus sont recyclés dans cinq systèmes de taxe carbone dans le monde réel.

Figure 9 : Comparaison du recyclage des revenus carbone dans différentes juridictions



Source : Klenert et al. (2018)

Dans l'ensemble, les différentes options pour l'utilisation des revenus tirés de la tarification du carbone (taxe carbone, mais cela vaut également pour un ETS avec des enchères) peuvent aider à surmonter les obstacles à l'acceptabilité politique et renforcement de l'action climatique. En effet, les revenus du carbone peuvent aider le gouvernement à mettre en œuvre des politiques supplémentaires grâce à l'utilisation des fonds ciblée et / ou fournir une compensation / un soutien aux acteurs économiques et / ou groupes de populations affectés. Le recyclage des revenus du carbone peut être un moyen d'aligner les objectifs sociaux, économiques et environnementaux. L'illustration ci-dessous présente les principales options pour l'utilisation des revenus carbone et leurs effets selon plusieurs critères.

Figure 10 : Options pour l'utilisation des revenus de la tarification du carbone

TAXONOMY OF OPTIONS		Macroeconomic performance	Environmental performance	Governance and management	Communication and transparency	Social inclusiveness	Political resilience
<b>1. General budget</b> No targeted transfers		↑	→	→	↓	→	↑
<b>2. Direct transfers</b> Targeted beneficiaries (households, companies, etc..)		→	↓	↓	↑	→	↑
<b>3. Green earmarking</b> Investments in energy transition (RES, EE, etc..)		↓	↑	→	↑	→	↓
<b>4. Tax cuts</b> Reduction in taxes (corporate, private, labour, etc..)		↑	→	↓	→	→	→
<b>5. Social programs :</b> Support to disadvantaged households, health programs		→	→	↓	↑	↑	↓
<b>6. Infrastructures and development earmarking</b> Investments in e.g. public transportation (buses, trains)		→	↑	→	→	→	↓

Source : Banque mondiale, I4CE et AFD, 2018

### Utilisation des crédits carbone

Un autre moyen d'accroître l'acceptabilité de la tarification carbone consiste à mettre en œuvre des mesures de maîtrise des coûts, telles que l'utilisation de crédits carbone éligibles pour compenser une partie ou la totalité des émissions et éviter de payer la taxe carbone. Cela ajoute une composante de marché à l'instrument de la taxe carbone. D'une part, ces dispositions pourraient contribuer à réduire les coûts de mise en conformité, car les possibilités de réduction d'émissions dans les secteurs non couverts par la taxe carbone pourraient être moins coûteuses. D'autre part, ils peuvent contribuer à stimuler la « fonction de recherche » du marché carbone pour identifier les opportunités de réduction des émissions dans d'autres secteurs. L'utilisation de crédits carbone peut donc étendre le signal de prix pour baisser les émissions sur des secteurs qui ne se prêtent pas toujours bien à l'imposition et sont mieux mobilisés par des mesures d'incitation (par ex. le secteur de l'agriculture, l'énergie rurale, les activités forestières, etc.). Néanmoins, les projets de compensation doivent remplir des critères essentiels pour garantir que chaque crédit de carbone corresponde à une tCO<sub>2</sub>e<sub>q</sub> de réduction des émissions réelles.

L'utilisation de compensations carbone contre une taxe carbone est généralement soumise à des restrictions qualitatives et/ou quantitatives. En ce qui concerne la restriction qualitative, un gouvernement peut autoriser, par exemple, uniquement des projets nationaux provenant de certains secteurs qu'il est prêt à stimuler. Une restriction quantitative peut être mise en place afin de s'assurer que les secteurs relevant de la taxe carbone ne transfèrent pas toute leur responsabilité en matière de réduction des émissions à d'autres secteurs.

### **5.1.3. Exemples internationaux**

#### **Suède : taxe carbone sur les carburants fossiles avec des exemptions pour l'industrie**

La taxe sur le CO<sub>2</sub> en Suède vise les combustibles fossiles utilisés comme carburants et à des fins de chauffage et est perçue sur la plupart des produits générant des émissions de CO<sub>2</sub> en

cas de combustion, tels que l'essence, le pétrole et le charbon. La taxe est prélevée sur la teneur en carbone fossile du combustible (les quantités de CO<sub>2</sub> émises). Le taux standard était de 370 SEK par tCO<sub>2</sub> en 1996 et, entre 1999 et 2003, ce taux standard est passé à 910 SEK par tCO<sub>2</sub> (Sumner 2011). Le taux d'imposition actuel en 2018 est de 1 150 SEK / tCO<sub>2</sub> (environ 139 \$ US/ tCO<sub>2</sub>). Jusqu'en 2018, le taux de la taxe sur le CO<sub>2</sub> était réduit pour les industries. L'utilisation de combustibles fossiles à des fins autres que le chauffage dans certains processus industriels a été, et est toujours, soumise à des exemptions fiscales (Scharin et Wallström 2018). Les industries incluses dans le système d'échange de quotas d'émission de l'UE ont été exemptées de la taxe afin d'éviter la double tarification des émissions.

### **Colombie Britannique : une taxe carbone neutre sur les recettes publiques**

La Colombie-Britannique a présenté la première taxe carbone en Amérique du Nord en 2012. Parmi les éléments uniques de cette taxe, on peut mettre en avant son objectif de neutralité des recettes, ce qui signifie que tous les revenus perçus par la taxe doivent être recyclés en faveur des ménages et des entreprises situés dans la juridiction, en grande partie sous la forme de réductions d'impôts. Pour contrer le scepticisme potentiel selon lequel le gouvernement de la Colombie Britannique pourrait ne pas donner suite aux promesses de neutralité des recettes fiscales, le ministère des Finances doit déposer chaque année un rapport montrant comment les recettes fiscales sont utilisées. Les sondages démontrent que l'acceptabilité sociale de la taxe sur le carbone en Colombie Britannique a donc augmenté au fil du temps (Murray et Rivers 2015). Par ailleurs, il est à noter qu'en dépit de l'imposition d'une taxe carbone, la Colombie Britannique a connu une croissance économique supérieure à la majorité des provinces sans prix sur le carbone.

### **Colombie et Mexique : relier la taxe carbone sur combustibles aux compensations carbone domestiques**

La Colombie et le Mexique ont tous deux d'abord introduit des taxes sur le carbone puis, plus tard, l'échange de droits d'émission volontaire, avec la possibilité de réduire les obligations fiscales au moyen de crédits de carbone, mais dans une mesure différente. La taxe en Colombie permet une compensation complète, tandis que la taxe au Mexique peut être payée en crédits de carbone de valeur correspondante, le dernier étant beaucoup moins attrayant pour les développeurs de projets de compensation que le premier. Les deux pays prévoient l'introduction d'un système d'échange de quotas d'émission obligatoire à moyen ou à long terme et utilisent les systèmes de compensation comme des bases d'apprentissage.

#### **Colombie**

La Colombie a analysé et formulé ses politiques relatives à la tarification du carbone en soutenant le programme de partenariat pour la préparation au marché (PMR) de la Banque mondiale. En 2016, le gouvernement a approuvé une taxe carbone de 5 \$ US / tCO<sub>2</sub> sur les ventes et les importations de carburants dans le cadre d'une réforme fiscale plus large (ICAP 2018a). Cependant, cette taxe ne couvre que 16% des émissions totales de la Colombie et 50% des émissions provenant des combustibles fossiles ; la taxation du charbon et du gaz naturel pour la production d'électricité étant exclue. Pour le secteur industriel, la consommation de gaz naturel est taxée alors que la consommation de charbon ne l'est pas. Or, le secteur production d'électricité et le secteur industriel sont les plus grands consommateurs de charbon en Colombie (89% au total). Cette échappatoire du charbon à la taxation carbone incite donc à augmenter sa consommation par les centrales à charbon produisant de l'électricité et l'industrie tout comme la politique de promotion de l'activité minière dans le pays mise en place depuis 2001 (Carbon Trust et al. 2018).

La taxe permet une compensation complète par le biais des crédits carbone. Pour être exonérées de leurs obligations fiscales, les entités réglementées au titre de la taxe doivent être certifiées « neutres en carbone » par le biais de crédits carbone éligibles. En outre, une plate-forme d'enregistrement et de transaction des crédits a été mise en place à la bourse colombienne (ICAP 2018a).

Les critères d'éligibilité suivants s'appliquent aux crédits utilisés pour réduire les obligations fiscales :

- Des crédits doivent être émis pour les activités mises en œuvre sur le territoire national colombien après le 1er janvier 2010.
- Les crédits doivent provenir d'initiatives d'atténuation des GES et être mis en œuvre et formulés au moyen de programmes de certification ou de normes sur le carbone, qui doivent comporter une plate-forme de registre public des réductions d'émissions et des émissions de GES. Chaque crédit éligible doit avoir un numéro de série unique.
- Des crédits doivent avoir été générés par l'application de l'une des méthodes suivantes :
  - MDP
  - REDD+
  - ISO 14064-2:2006 ou la norme ISO suivante
  - Méthodologies développées par d'autres programmes de certification ou normes carbone, qui doivent :
    - Être annoncés publiquement et peuvent être vérifiés par un organisme tiers indépendant agréé conformément aux dispositions du MDP ; ou
    - Être émis par la CCNUCC, ou être reconnu par le gouvernement national par le biais de l'organisme national de normalisation, ou être conforme aux exigences d'enregistrement des initiatives établies par le registre REDD +.

Les demandes d'exonération fiscale doivent être accompagnées d'un « certificat d'annulation volontaire » et d'une « déclaration de vérification » des crédits éligibles égaux aux émissions. Au premier semestre 2017, 2 MtCO<sub>2</sub> ont été compensés par des crédits carbone, représentant 5% des émissions taxées (Carbon Trust et al. 2018). La demande de compensation a été si forte que la Colombie s'est trouvée à court de crédits carbone. En 2017, les crédits volontaires provenant de projets situés hors du territoire colombien et respectant les méthodologies décrites ci-dessus ont été exceptionnellement éligibles (les crédits MDP ne l'ont pas été). En 2018, il apparaît clairement que la taxe incite réellement à l'utilisation volontaire des crédits carbone en Colombie : entre janvier et août 2018, 2,7 MtCO<sub>2</sub> de crédits carbone ont été volontairement utilisés dans 157 transactions pour des projets en Colombie (UNFCCC 2018).

### Mexique

Le Mexique a introduit sa taxe carbone en 2014 dans le cadre de sa loi générale sur le changement climatique d'avril 2012. Le taux de la taxe est d'environ 3,50 \$ US / tCO<sub>2</sub> pour les ventes et les importations de combustibles fossiles, mais ne s'applique qu'aux combustibles

fossiles avec une intensité supérieure au gaz naturel qui est lui exempté<sup>8</sup>. Le ministère de l'Environnement estime que la taxe sur le carbone a entraîné une réduction d'environ 1,8 MtCO<sub>2</sub> par an (MÉXICO2 et al. 2018).

Depuis 2018, les entreprises peuvent payer la taxe carbone avec des crédits carbones provenant de projets MDP mexicains émis après janvier 2014 à une valeur de marché et pouvant atteindre 20% de leur impôt sur le carbone. Cela signifie que pour payer une taxe pour 1 tonne de CO<sub>2</sub>, aux prix actuels des Unités de Réduction Certifiées des Émissions (URCE), il faudrait payer environ 15 URCE.

Le pays est actuellement dans le dernier mois de sa simulation nationale du système d'échange de quotas entamée en octobre 2017, à laquelle participent plus de 100 entreprises, responsables des deux tiers des émissions de gaz à effet de serre au Mexique. Dans un avenir proche, les règles du marché pour un ETS obligatoire et les règles mises à jour pour le registre national des émissions doivent être publiées. L'ETS commencera officiellement avec une phase pilote en août 2018 et se poursuivra jusqu'en 2021. La phase formelle débutera en 2021 après la mise à jour des règles (ICAP 2018b). On doit constater néanmoins que la récente élection présidentielle au Mexique gagnée par le candidat de l'opposition pourrait mettre en doute ces initiatives, car elles pourraient être vues comme « obsolètes ».

#### **Australie : recyclage au profit de la population et des industries affectées**

Avant la mise en place d'une taxe carbone en Australie des observateurs que cette taxe augmente l'inégalité entre les pauvres et les riches, car les pauvres seraient affectés par l'augmentation du prix de presque tous les biens essentiels. La taxation carbone devait également avoir une incidence sur l'emploi, en particulier dans les secteurs du charbon, des mines, de l'acier, de l'automobile et d'autres industries manufacturières. La compétitivité internationale des industries australiennes devait également être réduite, car ces industries souffriraient du coût de production plus élevée par rapport aux concurrents étrangers (Rahman 2011).

Afin de remédier à ces effets socio-économiques envisagés, plusieurs options politiques ont été suggérées, notamment la réduction de la TVA, un taux d'imposition sur le revenu inférieur, des ajustements fiscaux aux frontières, un soutien financier aux pauvres, etc. Certaines de ces mesures ont été mises en œuvre dans la pratique, notamment les modifications du seuil de l'impôt sur le revenu (augmentation du seuil de revenu libre d'impôt) et un nouveau « complément énergie propre » ajouté aux pensions, allocations et paiements familiaux. Certaines industries ont également reçu une compensation financière directe. On doit constater qu'un changement de gouvernement a mené à une suppression de la taxe carbone après seulement deux ans donc les impacts n'ont pas vraiment eu lieu.

#### **5.1.4. Évaluations existantes de l'instrument**

Les études existantes fournissent des preuves que les taxes sur le carbone existantes ont réduit les émissions de GES par rapport au scénario de référence (Li et Zhao 2017). Certaines études évaluant les niveaux d'émissions de carbone dans les pays qui ont institué des taxes au

---

<sup>8</sup> [https://www.ieta.org/resources/Resources/Case\\_Studies\\_Worlds\\_Carbon\\_Markets/2018/Mexico-Case-Study-Jan2018.pdf](https://www.ieta.org/resources/Resources/Case_Studies_Worlds_Carbon_Markets/2018/Mexico-Case-Study-Jan2018.pdf)

début des années 1990 (pays nordiques, Pays-Bas) montrent des réductions globales des émissions de GES, certaines atteignant même 15%. Cependant, ces études n'ont généralement pas tenté de prendre en compte l'impact d'autres politiques d'atténuation du carbone (Sumner et al. 2011). La plupart des études parviennent à établir une corrélation, mais ne prouvent pas la causalité entre les taxes carbone et les réductions des émissions. Généralement, la performance des taxes sur le carbone dépend largement du niveau du prix du carbone. Concernant les coûts administratifs des taxes carbone, plusieurs sources générales indiquent les faibles coûts associés à cet instrument, comparé par exemple au système d'échange de quotas (Carl et al. 2016).

### Pays nordiques

Des taxes sur le carbone ont été utilisées dans la plupart des pays nordiques depuis le début des années 1990, notamment au Danemark, en Finlande, en Norvège et en Suède.

**Au Danemark**, Bjørner et Jensen (2002) ont réalisé une analyse économétrique sur des séries chronologiques de plus de 3 000 entreprises industrielles danoises. Ils ont conclu qu'en 1997, la consommation d'énergie des entreprises aurait été supérieure de 10% si elles n'avaient payé aucune taxe sur les émissions. Au Danemark, la taxe carbone est modérément réduite pour les entreprises qui concluent des accords volontaires d'économie d'énergie avec le gouvernement. Bjørner et Jensen ont constaté que ces accords réduisaient la consommation d'énergie de 9% pour les entreprises participantes. Ils ont également constaté que la réduction d'impôt associée à ces accords augmentait la consommation d'énergie de 1 à 5%, mais que les économies réalisées grâce aux accords étaient supérieures aux économies d'énergie réalisées grâce aux réductions d'impôt. Enevoldsen (2005) a mené une série d'analyses sur l'impact de la taxe carbone sur les émissions industrielles danoises de CO<sub>2</sub>. L'étude a estimé que, sur la période 1992-2000, les taxes sur le CO<sub>2</sub> et le SO<sub>2</sub> (dioxyde de soufre) ont réduit les émissions industrielles de CO<sub>2</sub> de 9 à 11%, confirmant les conclusions de Bjørner et Jensen (2002). Les coûts administratifs de la taxe sont estimés aux alentours de 1,5% des revenus totaux (Carl et al. 2016).

**En Finlande**, le gouvernement a déclaré qu'en raison de la taxe carbone, les émissions de CO<sub>2</sub> avaient diminué d'environ 4 MtCO<sub>2</sub> entre 1990 et 1998 représentant environ 7% des 57 Mt en 1998 (Sumner et al. 2011).

**En Norvège**, Bruvoll et Larsen (2002) ont décomposé les émissions de la période 1990-1999 en utilisant une simulation appliquée d'équilibre général pour examiner l'effet spécifique des taxes sur le carbone. Bien que les émissions totales aient augmenté, ils constatent une réduction significative des émissions par unité de PIB au cours de la période en raison de la réduction de l'intensité énergétique, des modifications du mix énergétique et de la réduction des émissions de procédé. Malgré des taxes et des augmentations de prix considérables pour certains types de combustibles, l'effet de la taxe carbone a été modeste. Bien que l'effet de la baisse de l'intensité énergétique et de l'évolution du mix énergétique ait été une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 14%, les taxes carbone n'ont contribué qu'à une réduction de 2%. Cet effet relativement faible concerne les exonérations fiscales étendues et la demande relativement inélastique dans les secteurs dans lesquels la taxe est effectivement appliquée (Bruvoll et Larsen 2004).

**En Suède**, Bohlin et Rosenqvist (1998) ont examiné les effets des taxes suédoises sur la période 1990-1995. Ils ont constaté que les effets de la taxe varient significativement selon les secteurs. L'utilisation de biocarburants dans le secteur du chauffage urbain est passée de 36,7 pétajoules [PJ] à 73,4 PJ, remplaçant principalement le charbon, ce qui a permis de

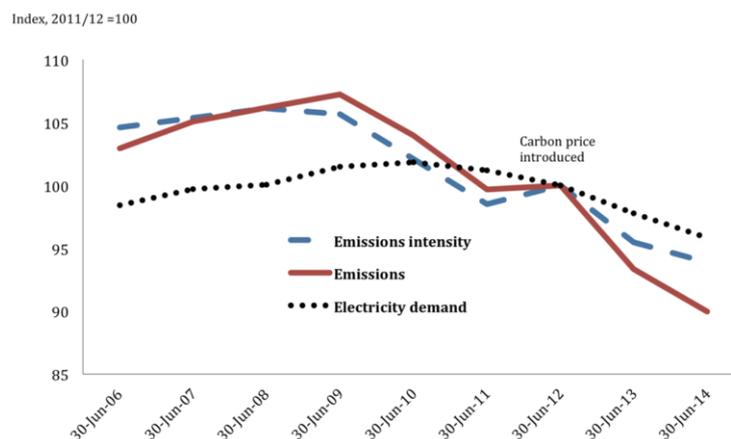
réaliser d'importantes réductions des émissions de CO<sub>2</sub>. Les transports n'ont pas été affectés et l'industrie paie des taxes moins élevées sur les combustibles fossiles. Dans l'ensemble, ils ont estimé que la réduction des émissions de carbone au cours de la période analysée allait de 0,5 à 1,5 MtCO<sub>2</sub> sur une base annuelle. Cela représente environ 0,8-2,5% des émissions moyennes de CO<sub>2</sub> suédoises au cours de cette période.

Enfin, Lin et Li (2011) ont réalisé une analyse de différence d'émissions de CO<sub>2</sub> par habitant dans les quatre principaux pays nordiques ainsi qu'aux Pays-Bas, par rapport aux émissions dans 13 pays européens sans taxes carbone. Ils ont constaté que les émissions par habitant avaient diminué en Finlande, au Danemark, en Suède et aux Pays-Bas par rapport aux autres pays européens, tandis que les émissions par habitant avaient légèrement augmenté en Norvège. La différence était statistiquement significative uniquement pour la Finlande. Ils ont constaté que les effets d'atténuation de la taxe sur le carbone sont affaiblis par les politiques d'exonération fiscale de certaines industries à forte consommation d'énergie dans ces pays. Les coûts administratifs de la taxe sont estimés aux alentours de 0,1% des revenus totaux (Carl et al. 2016).

### Australie

L'analyse de la taxe carbone australienne montre que, lors de la mise en œuvre de la taxe carbone, la consommation d'électricité a baissé de 3,8%, les émissions de carbone ont diminué de 8,2% et l'intensité des émissions de l'approvisionnement en électricité a diminué de 4,6% (O'Gorman et Jotzo 2014). L'analyse estime que le prix du carbone est responsable de 28 à 50% de la baisse de la consommation d'électricité ; le reste étant attribuable à d'autres facteurs, notamment la hausse des prix de l'électricité liée aux investissements dans le réseau.

Figure 11: Demande d'électricité, intensité des émissions et des émissions en Australie



Source : O'Gorman et Jotzo (2014)

### Colombie britannique

Les modèles empiriques et les modèles de simulation suggèrent que la taxe carbone a réduit les émissions dans la province de 5 à 15% depuis leur mise en œuvre. Dans le même temps, les modèles montrent que la taxe a eu des effets négligeables sur l'ensemble de l'économie, en dépit de certaines preuves montrant que certains secteurs à forte intensité d'émissions rencontrent des difficultés. Les études diffèrent sur les effets de la politique sur la distribution des revenus, mais toutes les études s'accordent pour dire que les effets sont relativement faibles dans cette dimension (Murray et Rivers 2015).

### 5.1.5. Lien potentiel vers l'Art. 6, les mécanismes de marché de l'AP

L'article 6 de l'AP offre aux pays la possibilité de transférer et donc de vendre des « résultats d'atténuation transférables au niveau international » (RATI, ITMO selon le sigle anglais) en vertu des articles 6.2. et 6.4. Alors que les règles et procédures détaillées pour les mécanismes de l'article 6 doivent être définies d'ici la fin de 2018, il est clair que la question de l'établissement de lignes de base (lignes de référence) et l'additionalité deviendra primordiale pour son opérationnalisation.

Les crédits à échelle élargie sous l'Art. 6 nécessitent également une compréhension différente de l'additionalité, car ils peuvent dépasser l'échelle des projets et inclure des crédits sectoriels. En vertu des dispositions actuelles sur l'additionalité dans les protocoles de crédits, l'intention est de simuler ce que serait le résultat d'un processus de prise de décision au niveau d'un projet, dans un contexte politique similaire. Le développeur de projet est considéré comme n'ayant aucune influence significative dans la détermination de ce contexte externe et de ses variables clés (politique fiscale, politique de prix pour les énergies renouvelables, etc.). Dans le contexte des politiques d'instruments de crédit à échelle élargie, la politique elle-même – telle que la politique de tarification carbone plus ambitieuse – mobilise l'atténuation au-delà des options profitables et donc donne droit à des crédits.

Les politiques de tarification carbone suscitent l'opposition des entités concernées et le niveau d'opposition est généralement proportionnel au niveau du prix carbone. Cependant, il est important de différencier entre prix et coût, un objectif clé étant de préserver le signal de prix sur les émissions afin d'assurer un développement sobre en carbone tout en évitant une hausse des coûts pour les différentes entités impactées directement ou indirectement par la tarification carbone. Les politiques de tarification carbone telles que les taxes carbone (et les systèmes d'échange de quotas d'émission) pourraient donc automatiquement être considérées comme additionnelles à condition que le prix du carbone dépasse un certain seuil, qui devrait être différencié selon le niveau de développement d'un pays. Par exemple, les seuils peuvent être EUR 5 / tCO<sub>2</sub> pour les pays en développement et EUR 10 / tCO<sub>2</sub> pour les pays industrialisés (Michaelowa et Butzengeiger 2017).

Néanmoins, il est important de souligner que la principale difficulté pour inclure les taxes carbone dans l'article 6 serait l'estimation des réductions directes des émissions dues à la taxe. Comme le démontrent les exemples précédents d'évaluations des taxes carbone, l'attribution de réductions d'émissions peut être difficile en raison de nombreux facteurs affectant les émissions ainsi que la taxe. Inversement, il peut être plus facile d'évaluer les réductions d'émissions indirectes d'une taxe carbone résultant du recyclage des revenus du carbone, par exemple si la taxe est recyclée pour investir dans des projets de réduction des émissions. En effet dans ce cas, il est clair que les fonds investis n'auraient probablement pas été disponibles en l'absence d'une taxe carbone.

### 5.1.6. Principales leçons / considérations pour le Sénégal

Les conceptions de politique pour les taxes carbone varient en fonction des objectifs politiques de la juridiction. Certaines taxes carbone ont été conçues pour encourager les changements de comportement et représenter une augmentation des coûts de consommation de combustibles allant jusqu'à 100 \$ US par tCO<sub>2</sub> ou plus, par exemple, dans les pays nordiques et la Suisse. D'autres taxes sur le carbone ont été conçues pour générer

des revenus pour des programmes spécifiques d'atténuation du carbone et, dans certains cas, sont mises en œuvre à des niveaux qui ne sont pas susceptibles de provoquer des changements de comportement.

Il a toujours été difficile d'introduire des taxes sur le carbone couvrant l'ensemble de l'économie. Même dans les pays riches et progressistes comme la Suède, il a fallu plus de dix ans après l'introduction de la taxe sur le carbone pour étendre sa couverture à l'industrie. Cependant, l'introduction d'une taxe carbone moins élevée peut être réalisée beaucoup plus rapidement. Par exemple, en Colombie, cela n'a pris que deux ans. Dans tous les pays, le niveau initial de la taxe sur le carbone était universellement faible et ne pouvait être augmenté que par étapes (Michaelowa et Butzengeiger 2017). Concevoir une taxe carbone neutre pour les recettes publiques et / ou concevoir des mécanismes de recyclage des taxes pour compenser les populations ou entités affectées peut aider à surmonter l'opposition, tandis que la transparence dans l'utilisation des fonds publics contribue à renforcer la confiance dans le système.

L'utilisation des revenus provenant des taxes sur le carbone varie considérablement. La moitié des taxes mises en œuvre à ce jour rapportent des revenus au gouvernement ou aux entités assujetties à la taxe pour compenser le fardeau, tandis que les autres utilisent les revenus pour financer des programmes spécifiques d'atténuation du carbone ou des budgets gouvernementaux. Certaines politiques appliquent une partie des revenus pour chaque objectif (Sumner et al. 2011). La conception des options de recyclage doit prendre en compte les impacts socio-économiques de la taxe carbone et peut nécessiter une analyse de modélisation.

Les entités les plus affectées par la taxe peuvent bénéficier de rabais sur la taxe carbone, réduisant ainsi grandement l'impact de celle-ci en termes de coûts tout en préservant le signal de prix pour réduire les émissions. Permettre une compensation partielle ou totale d'une taxe carbone avec des compensations carbone peut également aider à surmonter l'opposition, car elle permet de réduire les coûts de mise en conformité dans le cas où les compensations sont accessibles à un prix inférieur au niveau de la taxe. Lier les taxes sur le carbone à la compensation des émissions de carbone peut également aider à mobiliser des réductions d'émissions dans les secteurs de l'économie qui ne sont pas couverts par la taxe et stimuler la demande pour les projets nationaux de réduction des émissions. Dans le cas du Sénégal, un tel lien pourrait contribuer à créer une demande de crédits de carbone provenant de projets MDP existants et potentiels dans le pays.

Une précondition importante pour la mise en place d'une taxe carbone est la disponibilité des données sur les sources d'émissions au niveau sous-sectoriel, voir même par entité émettrice, notamment si l'intention est d'utiliser la taxe comme tremplin vers un système d'échange des quotas. Les secteurs les plus aptes pour introduire une taxe carbone au Sénégal, sont les secteurs disposant déjà d'un système MRV.

De plus, en vue de limiter le risque de fuite de carbone, la taxe carbone devrait :

- (i) être ciblée sur les entités n'étant pas soumises à la pression du commerce international ;
- (ii) et/ou s'accompagner d'aménagements ou mesures compensatoire pour les entités soumises à la pression du commerce international.

L'industrie du ciment étant une des industries les plus soumises aux contraintes de compétitivité internationale, elle devrait donc être traitée d'une façon qui ne réduit pas sa

compétitivité, p.ex. par réduisant le volume sectoriel de la taxe sur le ciment d'un montant équivalent à la taxation carbone appliquée au secteur.

Le secteur plus apte pour une taxe carbone serait le sous-secteur de la production de l'électricité, ce qui permettrait aussi d'inciter au découplage entre augmentation de la production et augmentation double des émissions. Dans ce cas, une taxe peut également inciter à la production à partir d'énergies renouvelables par des producteurs privés. Cependant, l'introduction d'une taxe est ici également conditionnée par la mise en place d'un système MRV couvrant tous les producteurs d'électricité, y compris les auto-producteurs. Il est recommandable d'imposer la taxe en amont pour viser également les auto-producteurs qui sont des émetteurs importants. Dans la détermination du niveau de la taxe, il est également question de décider de l'impact voulu sur le consommateur final, vu que le prix à la consommation de l'énergie est fixé par le CRSE (le consommateur pourrait être informé du montant de la taxe de l'impact sur le prix de l'électricité via la facture qu'il reçoit).

Enfin, il faut noter que l'expérience internationale montre qu'une taxe de carbone est une forme de taxe avec un coût administratif relativement faible.

Les principales considérations relatives à une éventuelle taxe carbone au Sénégal sont résumées dans le tableau AFOM ci-dessous.

*Tableau 17: AFOM taxe carbone*

<p><b><u>Atouts</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Signal de prix direct aux émetteurs</li> <li>- Possibilité de réductions d'émissions supplémentaires par le recyclage des revenus du carbone, par exemple, dans des secteurs non couverts par la taxe</li> <li>- Relativement faible coût administratif et simplicité</li> </ul>	<p><b><u>Opportunités</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibilité de réformer ou d'abolir d'autres taxes pour rendre la taxe carbone neutre sur les recettes</li> <li>- Possibilité d'incitations additionnelles à d'autres secteurs par le biais de crédits carbone</li> <li>- Possibilité d'utiliser les données de production existantes pour le secteur de l'énergie et l'industrie comme variables de substitution pour calculer les émissions</li> </ul>
<p><b><u>Faiblesses</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessité d'un taux d'imposition élevé pour induire directement des réductions d'émissions</li> <li>- Manque de systèmes MRV dans les principaux secteurs (aucun des secteurs clés ne rapporte régulièrement ses émissions)</li> <li>- Opposition des acteurs concernés</li> </ul>	<p><b><u>Menaces</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuite de carbone pour les secteurs exposés au commerce international (ciment) en l'absence d'aménagement fiscal</li> <li>- Impact sur la compétitivité</li> <li>- Répercussions socio-économiques (par exemple l'impact sur le prix de l'électricité) en l'absence d'aménagement fiscal</li> </ul>

## **5.2. Mécanisme du scénario de référence et d'attribution de crédits**

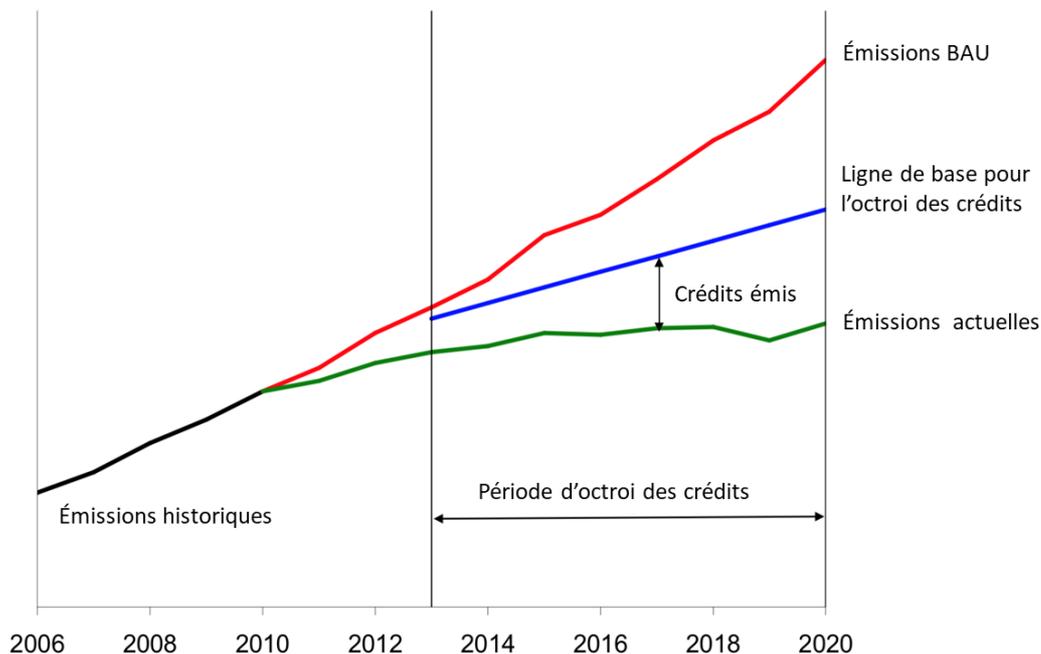
### **carbone**

#### **5.2.1. Brève description de l'instrument**

À l'inverse d'une taxe carbone, un mécanisme de scénario de référence et d'attribution de crédits carbone (ci-après : mécanisme de crédit) ne fixe pas le prix sur l'émission GES, qui cible tous les émetteurs, mais permet aux émetteurs de trouver une alternative de réduire les émissions au coût le plus faible possible. Pour une entité donnée, éviter les émissions de GES peut s'avérer difficile ou peut être considéré comme trop coûteux dans certains cas. Le mécanisme de compensation carbone résout ce dilemme en proposant aux émetteurs qui n'arrivent pas à atteindre les objectifs d'atténuation fixés de compenser leurs émissions en réduisant la quantité équivalente de GES ailleurs, c'est-à-dire par l'achat de crédits de réductions d'émissions liés à des activités/projets/programmes n'étant pas liés aux activités de cet émetteur. L'émetteur ne réduit donc pas ses émissions propres mais réduit un volume équivalent autre part dans le monde, ce qui se traduit par un jeu à somme nulle pour le climat mondial (Nett et Wolters 2017). Les modalités permettant d'obtenir un effet net d'atténuation peuvent être introduites dans la conceptualisation du mécanisme de scénarios de référence/attribution de crédits.

Les « crédits carbone » sont générés en comparant les émissions réelles à une ligne de base, (correspondant alors à l'objectif GES formulé), définie par rapport à un scénario de référence (égal ou inférieur). Une entité émettant moins que la ligne de base pourra donc vendre les crédits générés. À l'inverse d'un SEQE, les crédits sont donc générés ex-post (c'est-à-dire une fois les réductions d'émissions atteintes) et ne sont pas distribués ex-ante (avant la mise en place des activités d'atténuation) par le gouvernement. La responsabilité de déterminer le scénario de référence et fixer la ligne de base reste cependant avec l'organe de gestion du mécanisme (Maslyuk et Dharmaratna 2011). Une illustration schématique du fonctionnement de ce mécanisme est présentée ci-dessous.

Figure 12: Mécanisme du scénario de référence et d'attribution de crédits carbone



Source : Schneider et Cames (2009)

Les mécanismes de crédit les plus connus sont le Mécanisme de Développement Propre (MDP) établi dans le cadre du Protocole de Kyoto et les différents standards sur le marché carbone volontaire, tous mis en œuvre au niveau international. Ces mécanismes permettent l'accréditation de réduction d'émissions sur la base de projets ou de programmes d'activités.

Alors que le MDP a vu une forte adoption avec plus de 7800 projets enregistrés et 2 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> en réduction des émissions, son adoption dans les pays africains est restée relativement limitée. Ce problème a été en partie résolu par la mise en place de programmes d'activités (PoA) mieux adaptés aux projets de petite envergure et dispersés dans le contexte africain. Cependant, les crédits carbone au niveau des projets ne peuvent pas couvrir tous les secteurs ou toutes les économies et laisse donc une part importante des émissions non touchée par la tarification carbone.

Dans le débat sur les nouveaux mécanismes de marché entamé à la Conférence de Bali en 2007, la conceptualisation d'approches sectorielles était vu comme instrument prometteur pour les pays en développement (OECD et IEA 2009). Les approches de crédit carbone sectorielles sont souvent perçues comme des possibilités de débloquent des réductions d'émissions allant au-delà de l'échelle des projets. Cependant, à ce jour, il n'y a pas eu d'exemples ou d'évaluations pratiques de tels mécanismes de crédits (« upscaled crediting »).

### 5.2.2. Options de conception

Un mécanisme de crédit peut être conçu soit comme un mécanisme domestique dans le but de promouvoir une action climat nationale à faible coût avec le financement domestique soit comme mécanisme destiné à générer des crédits pour les marchés internationaux et ainsi attirer les investissements et contributions provenant de l'étranger, en lien avec la part conditionnelle de la CPDN qui dépend de l'appui international fourni (voir section 4.2.5). Il peut aussi facilement être lié à une taxe carbone (voir le cas de la Colombie ci-dessus).

L'intégrité environnementale d'un mécanisme de crédit dépend de la qualité du scénario de référence par rapport auquel les crédits sont émis – donc l'assurance de l'additionalité des activités créditées - alors que l'effectivité économique de ce mécanisme dépend de la demande pour l'achat de crédits carbone (voir ci-dessous). Mis à part ces deux critères fondamentaux, un mécanisme de crédit peut soit accréditer des projets et/ou programmes d'activités (modèle MDP) soit accréditer les réductions d'émissions au niveau sectoriel. Dans un système projet-par projet, les crédits sont émis directement aux entités ayant réalisé les réductions d'émissions. Dans un système sectoriel, les crédits sont émis à l'échelle sectorielle et attribués au gouvernement, qui peut décider de les distribuer parmi les entités régulées et/ou les exporter sur le marché international (PMR 2011). Les implications seront discutées ci-dessous.

### **Déterminer le scénario de référence**

La « ligne de base », formulée en fonction d'un « scénario de référence » établit un seuil d'émission jusqu'auquel les émissions n'engendrent pas de coût additionnel. Le calcul de cette ligne de base peut reposer sur :

a) Le calcul d'un scénario de référence « business-as-usual » ; c'est à dire que la ligne de base peut être calculée en conformité ou en déviation (vers le bas) d'une continuation des quantités émises par une source émettrice dans le passé. Déterminer une ligne de base en dessous d'un scénario « business as usual » incitera donc à la réduction des émissions. Sous le MDP de centaine de méthodologies pour la détermination des scénarios de référence ont été développés qui peuvent être utilisés par des systèmes nationaux. Elles ont été testées dans la pratique sur des milliers de projets. Il est donc recommandable que l'établissement de scénarios de référence domestiques soit fait en adoptant les méthodologies approuvées par la CCNUCC. L'enregistrement de projets sous le nouveau mécanisme international de l'article 6.4 de l'Accord de Paris reposera aussi sur ces expériences.

b) Le calcul d'un standard de quantité d'émission émis par unité de production (appelé « benchmarking ») (Starbatty 2010), différencié par technologie.

### **Additionalité**

Une question souvent confondue avec la définition des lignes de base est la détermination de l'additionalité des activités créditées. Une activité est additionnelle si elle n'aurait pas eu lieu sans l'incitation des revenus de la vente des crédits carbone (Greiner et Michaelowa 2003). Sous le MDP, des « examens d'additionalité » ont été développés et reposent sur des analyses de l'attractivité des projets, donc leur rentabilité.

### **Créditer au niveau des projets vs. au niveau sectoriel**

Sous le MDP et le dans le cadre de projets entre Parties de l'Annexe I de la CCNUCC - la Mise en Œuvre Conjointe (MOC) -, des **lignes de base standardisées** ont été développés afin d'alléger les tests d'additionalité. Ces lignes de base ont été définies pour différents secteurs, afin qu'il ne soit plus nécessaire d'établir une ligne de base pour chaque projet individuel. L'introduction de ces lignes de base standardisées a réduit les coûts de transaction considérablement, tout comme l'introduction de programmes d'activités (PMR 2011). Par exemple, en septembre 2018, la CCNUCC a adopté les lignes de base standardisées pour les mesures d'efficacité énergétique dans les bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels.

Il y a moins d'expériences internationales pour l'établissement de **scénarios de référence à l'échelle sectorielle**, c'est-à-dire suivant les mêmes principes des lignes de base standardisées, mais applicables à un groupe d'entités ou à l'intégralité des entités d'un (sous-)secteur. Une décision de conception clé à prendre est de décider d'établir une ligne de base « sans pertes » ou une ligne de base sectorielle d'émissions « nettes » (PMR 2011).

Dans le premier cas, les entités qui ont réalisé des réductions d'émissions en-dessous de la ligne de base sectorielle se voient attribuer les crédits correspondants à leurs efforts. Une telle approche sera choisie si les acheteurs de ces crédits sont des entités aussi couvertes par le mécanisme sectoriel et si les crédits servent alors d'instrument de mise en conformité à une régulation sectorielle pour les entités sous-performantes (PMR 2011).

Dans le deuxième cas, les crédits seront émis pour les émissions nettes réalisés dans un secteur, c'est à-dire pour la somme des réductions d'émissions en-dessous de la ligne de base (PMR 2011). Une telle approche sera choisie si les crédits générés sont utilisés par le gouvernement, soit pour démontrer la réalisation de ses engagements internationaux, soit pour exporter les crédits sur le marché international à travers les mécanismes établis en vertu de l'Article 6 de l'Accord de Paris.

### **Réaliser une atténuation nette (globale) des émissions**

Le mécanisme en soi ne génère pas de réductions nettes d'émissions, car les réductions d'émissions sont converties en crédits. Ces réductions peuvent être réalisées soit par l'application de lignes de base rigoureuses qui vont au-delà du « scénario de référence business-as-usual » ou par l'escompte automatique d'une partie des crédits lors de leur vente (OECD et IEA 2009). On s'attend à ce que des dispositifs pour l'atténuation globale des émissions soient introduits pour les crédits générés sous le mécanisme de l'Article 6.4 de l'Accord de Paris.

### **Créer une demande domestique**

Le mécanisme de crédit doit être instauré sur la base des projections de la demande. Si un mécanisme créé une offre excédentaire par rapport à la demande, cela pourrait avoir des effets néfastes sur le prix du carbone et même décourager les réductions d'émissions (Starbatty 2010).

La demande domestique pour les crédits carbone peut être créée par l'introduction d'une taxe carbone qui permet l'utilisation de crédits carbone en tant qu'option pour réduire le fardeau fiscal des entités émettrices (voir sections 4.1.2 et 4.1.6) ou en tant que moyen de paiement de la taxe. Une autre option serait l'introduction d'une loi imposant soit une limite à la quantité d'émissions ou à l'intensité en carbone des unités de production, soit en imposant un standard technologique (Starbatty 2010). Les entités auront donc l'option soit de se conformer à la loi, soit d'acheter des crédits pour compenser leurs manques, soit créditer leurs réductions additionnelles par rapport à la loi pour les vendre sur le marché domestique. Alternativement, les utilisateurs des combustibles fossiles pourraient être contraints à compenser les émissions GES générées par l'utilisation des combustibles.

Une demande nationale en crédits carbone peut être également créée à travers des subventions ou des déductions fiscales. Cependant, ces primes pèsent sur le budget national.

Les formes de demande des mécanismes sectoriels diffèrent de celles des mécanismes projet-par-projet. Plusieurs formes sont envisageables (PMR 2011, Annex). Premièrement, la demande peut provenir des gouvernements / régions qui couvrent leurs obligations

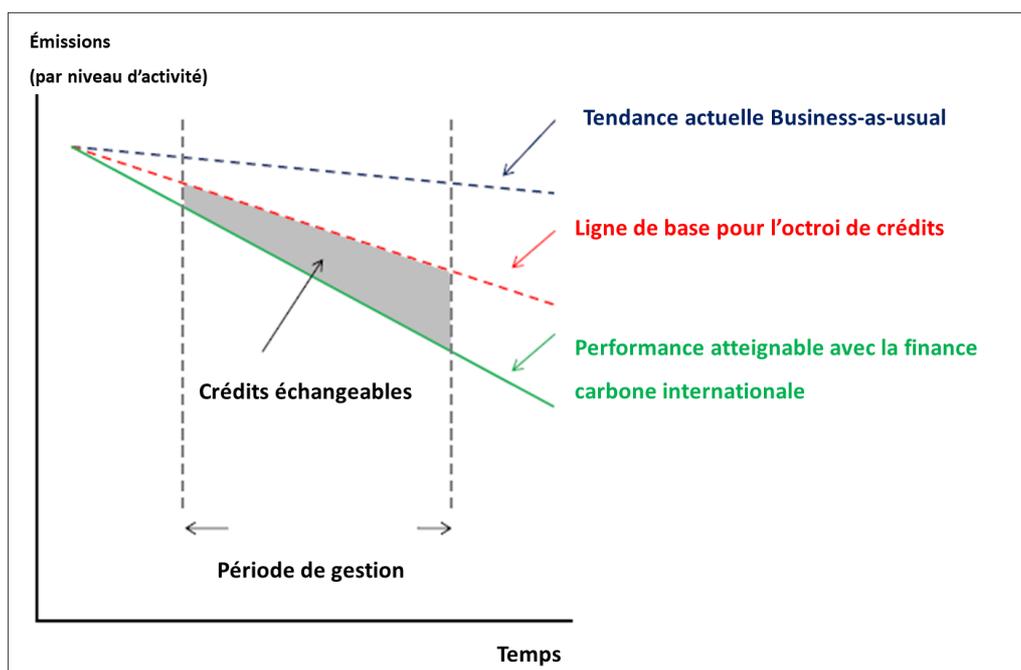
internationales ou imposés volontairement. Dans ce cas, le caractère du marché varie entre une transaction avec un demandeur international et un demandeur domestique. Au premier type de transaction s'appliquent des réglementations et directives internationales, alors que la dernière est plus semblable à des accords d'achat entre le gouvernement (acheteur) et le vendeur. Deuxièmement, la demande peut provenir de l'échelle sectorielle, par exemple si un secteur est autorisé à utiliser des crédits carbone d'un autre secteur. Troisièmement, la demande peut provenir d'entreprises avec des obligations dans un schéma de réduction d'émission et qui ont la permission d'utiliser des crédits carbone d'entreprises ou secteurs en dehors de leur domaine d'activités/régulation ou même de programmes d'atténuation gouvernementaux auxquels ils ne font pas partie.

### **La demande internationale projetée**

Le mécanisme sectoriel peut être lié à une demande internationale. A cet égard, il y a la possibilité d'exporter des crédits par exemple liés à la mise en œuvre d'un programme Mesure d'Atténuation Appropriées au niveau National (MAAN, ou NAMA selon le sigle anglais). Des MAAN peuvent être mises en œuvre, i) sans soutien international, ii) avec soutien international non crédité et iii) avec un soutien international contre l'exportation de crédits carbone qui pourrait être utilisé par le pays investisseur pour se conformer à ses engagements internationaux (PMR 2011).

Une autre possibilité pour l'exportation des crédits s'ouvre si le mécanisme sectoriel est lié aux futurs mécanismes sous l'Article 6. Cette possibilité dépend de l'ensemble des crédits générés, c'est-à-dire que les entités à la traîne risquent de faire contrepoids par rapport aux crédits générés par d'autres entités. Ce lien devrait être en même temps accompagné par des ajustements correspondants de la CDN. Il est important d'assurer la mise en œuvre de la CDN domestique ainsi que d'éviter de vendre trop de crédits en établissant par exemple des lignes de bases strictes ou en posant une limite à l'exportation de crédits. De plus, il y a la possibilité de permettre uniquement l'exportation de crédits qui excèdent le montant nécessaire pour respecter la ligne de base sectorielle.

*Figure 13 : Schéma illustrant la définition d'une ligne de base*



Source: PMR (2011), p. 3

Sur la scène internationale, la demande pour les crédits carbone a son origine dans l'adoption de l'AP et la formulation d'un objectif mondial d'atténuation. Selon le Climate Action Tracker (2018), les Parties à la CCNUCC font face à un écart d'émissions important entre les engagements pris dans les CDN et les objectifs de limitation de l'augmentation des températures fixée dans l'Accord de Paris ainsi qu'entre les politiques actuellement mises en œuvre par les Parties et leurs engagements.

Globalement, les écarts entre les émissions projetées sous les politiques actuelles et la trajectoire requise pour atteindre l'objectif de température de 2 ° C s'élèvent à 16-17 Gt CO<sub>2</sub>eq en 2025 et 24-27 Gt CO<sub>2</sub>eq en 2030. Les mécanismes de marché devraient alors jouer un rôle important, à condition que les décideurs politiques respectent leurs engagements pris.

Dans ce contexte, la demande à des fins de conformité pourrait émerger à partir de 2020. Au total, 103 Parties de la Convention prévoient dans leurs CDN d'utiliser des mécanismes de marché internationaux prévus aux Art. 6.2 et 6.4. Cependant, la plupart d'entre eux envisagent pour l'instant de vendre des crédits d'atténuation et non pas de les acheter. On peut donc prévoir dans un premier temps une offre importante de crédits, qui pourront se différencier en fonction de leur qualité. 44 Parties, principalement européennes, prévoient un système d'échange de quotas dans lequel potentiellement des crédits internationaux pourraient être utilisées (IGES 2018).

La demande pour des crédits émis sous l'Art. 6.4 sera très probablement renforcée significativement par le « Système de compensation carbone et réduction des émissions pour l'aviation civile » (CORSIA selon le sigle anglais), mis en place par l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI). Dans le cadre de ce programme, qui se déroulera en trois phases, l'aviation civile compensera les émissions pour parvenir à une croissance neutre en carbone à partir de 2020. Bien que la participation aux phases pilotes est volontaire, 70 des 191 Etats membres représentant plus de 87,8% de l'activité de l'aviation internationale ont l'intention de participer à la phase pilote 2021-2026. La demande jusqu'en 2023 est estimée à 117 millions de crédits carbone et à 271 millions pour la période 2024-2026. De 2027 à 2035, la demande augmentera probablement massivement pour atteindre 2,3 milliards (CE Delft 2016). Cependant, en juillet 2018, la Chine a déclaré qu'elle ne participerait plus à la phase volontaire, générant une grande incertitude et supprimant 12% de l'activité aérienne internationale de la demande compensée. Bien que des directives sur l'éligibilité des unités au titre du CORSIA sont toujours en cours d'élaboration, une éligibilité privilégiée pour les unités émises dans le cadre des mécanismes de la CCNUCC est attendue (CCNUCC 2017).

Cependant, l'amplitude de la demande internationale pour la conformité avec l'Accord de Paris et CORSIA dépend fortement de l'éligibilité des URCE pour dans la réalisation des CDN, dont les règles sont actuellement négociées sous la CCNUCC. Dans un scénario de transition complète des URCE sans examen préalable de conformité aux nouvelles règles du mécanisme de l'article 6.4, la demande ne devrait pas augmenter suffisamment avant 2030 pour atténuer l'offre excédentaire actuelle (DEHSt 2017). Il semble néanmoins plus probable que quelques règles de transition et réinscription des projets seront introduites afin de trouver une balance entre la confiance des investisseurs et un renforcement du marché international.

Les crédits URCE et probablement aussi les crédits émis sous le mécanisme de l'article 6.4 pourront faire l'objet d'une demande sur le marché volontaire, par le biais de l'annulation volontaire dans le registre (déjà possible pour les URCE). Le développement de la demande sur le marché volontaire est difficile à anticiper. D'une part, le futur rôle des marchés volontaires dans un monde où tous les pays auront intérêt à valoriser leurs réductions en

émission pour la réalisation de leurs CDN gouvernementales est incertain. D'autre part, la demande sur le marché volontaire est dépendante du développement de marchés domestiques de conformité. La prolifération de marchés carbone domestiques limite le nombre d'entreprises et individus qui ne sont pas couverts par un tel mécanisme et qui auraient pu être enclin à se tourner vers le marché volontaire.

### 5.2.3. Exemples internationaux

#### **MDP**

Le mécanisme de développement propre (MDP) est le plus important instrument de compensation carbone au monde. Créé par le Protocole de Kyoto, ce mécanisme de flexibilité permet aux pays en développement d'accueillir des projets visant à réduire les émissions et de délivrer des crédits certifiés de réduction d'émissions qui peuvent ensuite être utilisés par les pays développés pour atteindre leurs propres objectifs d'émissions. Au cours de la dernière décennie, le MDP a approuvé plus de 7800 projets dans les pays en développement, générant ainsi plus de 1,9 milliard d'URCE (UNEP DTU 2018a). Un total de 360 milliards \$ US, principalement grâce à des financements privés, a été investi dans quelque 6 000 projets MDP, pour lesquels les données relatives aux investissements ont été rendues publiques. Avec un prix moyen de 10 \$ US / tonne pendant la première période d'engagement du Protocole de Kyoto (2008-2012), chaque dollar investi dans le financement du carbone a généré en moyenne près de 40 \$ US d'investissement grâce à ce mécanisme (Shishlov et al. 2015).

Des approches pour réduire les coûts de transaction liés au MDP ont été développées au cours de son opérationnalisation. Notamment, les Programmes d'Activités (PoA) permettent de créditer un nombre d'activités semblables sans que chaque activité soit accréditée en elle-même. Depuis 2007, les PoA se sont établis au sein du MDP avec plus de 500 PoA enregistrés. De par leur approche, les PoA contribuent à l'extension sectorielle du mécanisme. Mis à part les PoA, les lignes de bases standardisées introduisent une approche sectorielle au sein du MDP en considérant des données d'un secteur entier. Elles peuvent donc potentiellement être appliquées au niveau d'un secteur entier. Or, le processus de standardisation doit encore être d'avantage développé pour assurer l'intégrité environnementale et l'application dans différents domaines (Dransfeld et al. 2015).

Le MDP peut donc être considéré comme un outil efficace de politique publique pour mobiliser les investissements privés afin d'atténuer le changement climatique dans certains secteurs.

L'intégrité environnementale des projets MDP repose sur sept principes clés (Shishlov et Bellassen 2012) :

- *Scenario de référence* : un scénario qui représente raisonnablement les émissions de GES qui se seraient probablement produites en l'absence du projet doit être établi.
- *Additionalité* : le projet doit prouver qu'il diffère du scénario de référence, c'est-à-dire que ce n'est pas l'option la plus probable ou la plus rentable ou qu'il existe des obstacles à sa mise en œuvre.
- *Surveillance (monitoring)* : un plan de surveillance visant à identifier et à mesurer (ou estimer) régulièrement les émissions de GES provenant de sources situées à l'intérieur des limites d'un projet doit être établi et mis en œuvre pendant toute la durée du projet.

- *Vérification* : la cohérence entre la description du projet et la méthodologie pertinente pour calculer les réductions d'émissions, le plan de surveillance et la mise en œuvre correcte du projet doivent être vérifiées périodiquement par un auditeur agréé.
- *Transparence* : tous les documents liés au projet sont publics sur le site Web de la CCNUCC. Tous les crédits carbone sont émis sur un registre, avec un numéro de série qui permet de suivre le projet et la période auxquels ils correspondent.
- *Calendrier* : les crédits carbone sont émis pour les réductions d'émissions obtenues, c'est-à-dire ex post.
- *Permanence* : les réductions d'émissions doivent être permanentes. Cela peut ne pas être le cas, par exemple, pour les projets de reboisement, ce qui explique pourquoi ces projets ne peuvent délivrer que des crédits de carbone temporaires qui expirent avec le temps.

### **Le marché carbone volontaire**

Les marchés volontaires de gré à gré sont décentralisés et existaient avant que le protocole de Kyoto n'établisse des marchés internationaux de conformité avec le MDP et la mise en œuvre conjointe (MOC) à partir de 2001, mais n'ont jamais atteint le volume de ces marchés. La demande ici est attribuable à des considérations de responsabilité sociale d'entreprises (ou individuelle) (Hermwille et Kreibich 2016). Les prix sur ce marché sont d'une grande variabilité, car dépendant largement de la stratégie de communication des crédits. Des crédits résultant de types de projets « à la mode », ayant une forte valeur de communication et de marketing grâce aux avantages élevés du développement durable, peuvent attirer des prix plus élevés mais sont généralement achetés en très petites quantités. En général, les prix vont de moins de 0,50 \$ US / tCO<sub>2</sub>eq à plus de 50 \$ US / tCO<sub>2</sub>eq (Hamrick et Gallant 2017).

Les marchés volontaires, malgré leur taille, ont été une source d'innovation importante pour le développement de mécanismes de scénarios de référence et d'attribution de crédits carbone. Pour répondre aux critiques d'un manque d'intégrité environnementale des crédits carbone, plusieurs standards ont été développés, et sont reconnus aujourd'hui pour leur robustesse, comme par exemple « Verra » (auparavant VCS), « Gold Standard » ou « Climate, Community & Biodiversity Standards » (CCBS) (Benessaiah 2012, Dhanda et Hartman 2011). Ces standards appliquent différents métriques et méthodologies, différant aussi dans le poids attribué aux critères de développement durable. Les lignes de base pour des types de projets et les différents projets sont établies après l'approbation des méthodologies par le standard en question. Dans une majorité de cas, il y a une convergence des méthodologies utilisées avec les méthodologies MDP/MOC, mais il existe un effort visant à simplifier et rationaliser les processus d'approbation de méthodologies (PMR 2011). En général, le marché reste peu transparent et est caractérisé par un risque élevé de crédits carbone de qualité inférieure (Benessaiah 2012, Dhanda et Hartman 2011).

### **Inde**

Le gouvernement indien a mis en place deux mécanismes domestiques sectoriels reposant sur l'établissement de scénarios de référence et l'attribution de crédits. Sous le système « *Performe, Achieve & Trade* » (PAT) des industries sont soumises à une réglementation visant à améliorer l'efficacité énergétique et ont la possibilité d'échanger les économies d'énergie excédentaires après un processus de certification, ce qui aboutit à l'émission de « *ESCerts* » (« certificats d'économies d'énergie ») par la Commission centrale de réglementation de l'électricité. Les entités éligibles à la participation, l'état d'émission de certificats et leurs

échanges sont publiés sur un registre en ligne (Ministère de l'énergie 2017). Sous ce système, 478 centrales dans huit secteurs intensifs en énergie sont régulées. Pour chaque centrale un objectif de consommation d'énergie est établi, constituant la ligne de base (PMR 2017b). Dans le premier cycle du schéma, 8,67 Mtep ont été économisés par rapport à un objectif initial de 6,68 Mtep (Ministère de l'énergie 2017). Pour ce système, l'unité de mesure est le Mtep, ce qui favorise l'adoption de mesures d'efficacité énergétique, ignorant des mesures orientées vers l'utilisation de combustibles moins polluants. La mesure utilisée n'étant pas la tCO<sub>2e</sub>, le commerce des unités à l'international n'est donc pas envisageable ou nécessiterait la conversion par un facteur d'émission.

Le deuxième système est nommé « Schéma de certificats en énergie renouvelable » (REC selon le sigle anglais) et régule la consommation énergétique de centrales de production propre d'électricité, d'utilités de distribution électrique et de larges consommateurs. Les commissions régulatrices d'électricité des différents Etats fédérés établissent des objectifs de consommation en énergies renouvelables pour les entités soumises au schéma. Les excédents peuvent être crédités et échangés sous forme de certificats d'énergie renouvelable (Narula 2013). Les crédits émis sont vérifiés par des auditeurs et maintenus dans un registre commun. Cependant, le système souffre d'un manque de données sur la conformité avec les obligations régulatrices, ce qui limite son efficacité. La non-conformité est insuffisamment pénalisée et le mécanisme dépend fortement de la politique et de la conformité d'entités étatiques. La transparence insuffisante du marché augmente les risques pour les investisseurs. Les volumes échangés sont volatils et seulement 50% des certificats sont effectivement vendus (PMR 2017b).

#### 5.2.4. Évaluations existantes de l'instrument

Les principales limites et avantages de cet instrument politique sont présentés en vertu de considérations d'intégrité environnementale, efficacité économique et impacts socio-économiques.

**Évaluations sous l'angle de l'efficacité économique :** Un mécanisme de crédit engendre la possibilité d'échanger des crédits pour se conformer à une obligation (ou engagement pris volontairement) en diminuant le coût associé aux réductions d'émission. Un mécanisme de crédit protège ainsi les industries exposées à la concurrence internationale, en leur offrant la possibilité de compenser leurs émissions si une réduction dans la chaîne de production n'est pas réalisable à un coût compétitif.

Cependant les coûts administratifs pour un tel instrument sont supérieurs aux coûts d'un SEQE, car au lieu d'évaluer les émissions réelles contre un cap, des lignes de base doivent être établies pour chaque activité émettrice (MMA 2009). Cela s'applique également au mécanisme sectoriel car la mise en place des lignes de bases et le suivi et évaluation sont complexes. En même temps, les mécanismes de crédit bénéficient d'une plus grande acceptabilité politique. Comme les crédits sont émis après vérification ex-post et les lignes de base représentent des objectifs non-exposés au risque, ces systèmes sont politiquement plus acceptables et permettent alors même la formulation d'objectifs sectoriels plus ambitieux. Simultanément, ces mécanismes présentent le désavantage de ne pas générer des flux d'investissements ex-ante et de récompenser uniquement les efforts de réduction ex-post si le prix est suffisamment élevé (Ecorys et al 2012). Le MDP a par exemple réussi à identifier des réductions en émissions à faible coût, mais n'a pas généré des incitations permettant d'élever ces projets à l'échelle d'une économie. Le prix des crédits a souffert d'un problème

d'asymétrie entre la demande et l'offre. Cependant, le mécanisme a réussi à mobiliser plusieurs milliards d'euros en capital privé (Shishlov et Bellassen 2012).

**Évaluations sous l'angle d'intégrité environnementale :** L'intégrité environnementale du mécanisme dépend de la robustesse des scénarios de référence. Les scénarios de référence sont nécessaires pour déterminer l'additionalité d'une réduction des émissions, qui peut être créditée car liée à un effort supplémentaire qui va au-delà du déroulement normal des affaires (*business-as-usual*). Cependant, construire un scénario contrefactuel est compliqué à cause des informations asymétriques et des incertitudes d'un potentiel développement futur. Le régulateur doit donc trouver un équilibre entre efficacité économique et intégrité environnementale. Une ligne de base généreuse limite l'impact restrictif sur l'industrie, mais risque la génération de crédits carbone non-additionnels et ainsi fait baisser le prix carbone sans avoir impact positif sur l'environnement (Millard-Ball 2013). L'établissement de lignes de base est compliqué par le risque de manipulation de l'information asymétrique entre l'industrie et les régulateurs, incitant les entités à surestimer leurs émissions réelles afin d'influencer à leur avantage le calcul des lignes de base (MMA 2009). Le MDP a été critiqué dans une première période pour permettre ce comportement stratégique des acteurs. Cette question se pose d'autant plus pour un mécanisme sectoriel dont la ligne de base prend en compte un large éventail de données. De plus, pour ce mécanisme l'additionalité des mesures est plus difficile à évaluer. Les réformes substantielles entreprises pour assurer l'additionalité des projets devraient être pris en compte dans la conception de mécanismes de l'Article 6 et domestiques (Michaelowa et Butzengeiger 2017).

Les mécanismes de crédit engendrent deux désavantages supplémentaires. Tout d'abord, le consommateur final ne reçoit pas d'incitation à changer son comportement et des activités ayant un impact lourd sur les émissions ne sont pas forcément pénalisées (MMA 2009). Puis, des crédits contre les lignes de base ne permettent pas d'avoir le même degré de certitude sur les réductions en émissions qui seront achevées qu'un SEQE. Et surtout, des lignes de base calculées sur des résultats de production peuvent même permettre une augmentation globale des émissions (Hood 2010).

**Évaluations sous l'angle des bénéfices socio-économiques :** Les contributions des projets MDP au développement durable ont été fortement dépendantes du contexte national et du type de projet considéré, étant donné qu'il n'y avait pas de critères ou de processus standardisé de suivi à ce sujet. Cependant, le mécanisme a démontré que les programmes d'activités peuvent servir à la dissémination de technologies à petite échelle et bénéfiques aux populations vulnérables, telles que les fourneaux améliorés (Shishlov/Belassen 2012). La promotion du développement durable est un des principes directeurs du nouveau mécanisme de l'Article 6.4, bien que la définition d'un tel développement durable restera une prérogative nationale.

### 5.2.5. Lien potentiel vers l'art. 6

Le mécanisme établi en vertu de l'article 6.4 de l'accord de Paris est largement perçu comme le successeur du MDP et donc le mécanisme de « scénario de référence et crédit » le plus important pour le futur régime climat. Le degré de similarité de ce mécanisme à son prédécesseur est actuellement négocié ; les résultats de cette négociation sont attendus pour

la fin 2018. Il est cependant déjà connu que ce mécanisme reposera sur la vérification des réductions d'émissions sur base de scénarios de référence et méthodologies approuvés par la CCNUCC par des entités opérationnelles désignées et que l'enregistrement de projets se fera sur condition d'autorisation par le gouvernement du pays hôte. Les projets devront également faire preuve de leur additionalité, très probablement en conformité aux méthodologies MDP. Le cycle de projet sera vraisemblablement très similaire au cycle connu sous le MDP.

Le mécanisme sous l'Article 6.4 présentera cependant quelques différences clés par rapport au MDP ; actuellement une part non-négligeable de pays souhaite réduire les liens entre l'Art. 6.4 et le MDP. Tout d'abord, le transfert de crédits émis sous ce mécanisme devra être accompagné par un « ajustement correspondant » reflétant l'exportation de la réduction d'émissions vers un autre pays dans un monde où chaque Etat devra rapporter ses inventaires GES et réaliser ses engagements pris dans la CDN. Cela veut dire que chaque vente de crédits amènera à une réduction du budget d'émission si la CDN est définie en termes de budget, ou d'un « registre tampon » si la CDN utilise d'autres paramètres d'engagement. En synthèse, les crédits générés pourront être utilisés soit par le pays pour atteindre ses objectifs soit être échangé au niveau international, mais les deux options ne peuvent pas être utilisées pour les mêmes crédits. L'objectif est donc de limiter le double comptage des crédits générés.

La portée future du mécanisme n'est pas encore connue, mais il est anticipé qu'elle aille au-delà de la portée du MDP pour permettre l'accréditation d'approches sectorielles et potentiellement aussi l'allocation de crédits pour l'introduction d'instruments politiques, ce qui était formellement interdit sous le MDP. L'élaboration de règles pour des approches à plus grande échelle que les projets et programmes d'activités sera probablement abordée sur le moyen et long terme. L'exportation de crédits dans une approche sectorielle est non seulement plus complexe, mais aussi plus risquée car la bonne performance de quelques entreprises/initiatives peut être contrebalancée par un manque de performance d'autres et le nombre de crédits émis peut être réduit (OECD et IEA 2009). Ce risque peut être réduit par une réduction de crédits alloué par le gouvernement pour les activités d'atténuation, p.ex. une réduction réelle de 1000 t CO<sub>2</sub> donnerait droit à des crédits de 800 t CO<sub>2</sub> seulement. Une telle approche a été appliquée par la France dans le contexte de la MOC, où 90% de l'atténuation vérifiée était créditée.

En vertu de l'Art. 6.2, une orientation pour la comptabilisation de transferts de résultats de réduction des émissions entre systèmes domestiques sera établie, ce qui peut aussi inclure la vente de crédits générés dans un mécanisme de crédit domestique. Le degré de détail des orientations sur les mesures de protection à respecter et les exigences liées à la participation n'est pas encore déterminé. On peut constater que la plupart des pays industrialisés veut minimiser la réglementation internationale pour les activités sous l'Art. 6.2. Si cette approche est retenue, il sera peut-être plus facile de vendre des crédits issus d'un mécanisme de crédits domestique sous l'Art. 6.2 plutôt que sous l'Art 6.4. On pourrait aussi envisager une situation où un pays vendeur vend ses crédits sous les deux mécanismes en même temps, en fonction du prix qui peut être obtenu pour les crédits. Par exemple, des pays acheteurs conscients que l'intégrité environnementale pourrait favoriser le mécanisme sous Art. 6.4 ainsi que des pays qui souhaiteraient acheter de grandes quantités rapidement préféreraient le mécanisme sous l'Art. 6.2.

## 5.2.6. Principales leçons / considérations pour le Sénégal

Le Sénégal peut envisager la mise en place d'un mécanisme domestique de scénarios de référence et attribution de crédit à l'échelle sectorielle. Le défi central à résoudre sera de trouver un équilibre entre intégrité environnementale et efficacité économique pour l'établissement de lignes de base par rapport à un scénario de référence ainsi que de mettre en place un système MRV robuste (OECD et IEA 2009). Un tel mécanisme domestique pourrait être lié à l'introduction de limites en intensité ou quantités des émissions par la loi en vue de réaliser les objectifs de la CDN. L'introduction de standards en énergie renouvelable et efficacité énergétique est une option, mais pose la question de conversion des unités en CO<sub>2</sub>eq.

Au lieu de mettre en place une loi, un tel mécanisme domestique pourrait probablement être enregistré dans le moyen et long terme sous le mécanisme de l'Art. 6.4. En fonction des résultats des négociations concernant le « règles de Paris », les projets MDP dormants existants peuvent être éligibles ou non. Alternativement, des crédits générés, mais n'étant pas utilisés au niveau national, pourraient être exportés par le biais de l'Art. 6.2.

Le Sénégal peut aussi promouvoir l'enregistrement de projets et programmes d'activités non-liés à un mécanisme domestique sous le mécanisme de l'Art. 6.4. Ici, les expériences du pays avec le MDP et les projets déjà réalisés sont une bonne source d'expérience à exploiter. En fonction du résultat des négociations, les projets et programmes d'activités pourraient aussi être transférés vers le mécanisme de l'Art. 6.4.

Ici, surtout les projets enregistrés dans la gestion des déchets solides et dans le secteur de production d'électricité seraient éligibles soit pour base de génération de crédit pour un mécanisme domestique, soit pour l'enregistrement sous le mécanisme Art.6.4. Si le Sénégal opte pour la mise en place d'un mécanisme domestique, la demande pourrait être générée par une taxe carbone dans ces secteurs. Un tel système hybride pourrait également être une bonne alternative à une taxe carbone pure, car réduisant le fardeau fiscal et permettant d'identifier des opportunités d'atténuation domestique à faible coût.

Pour assurer une participation aux marchés internationaux bénéfique pour le pays, il sera primordial pour le Sénégal de développer une bonne stratégie d'exportation de ces réductions d'émissions en vue de ne pas compromettre ses propres objectifs nationaux en vendant les réductions en émissions qui ont été réalisés à faible coût (alors que ceux-ci seraient nécessaire au Sénégal pour ses objectifs d'atténuation propres) ainsi que de mettre en place des critères de développement durable robustes en lien avec les priorités nationales.

En ce qui concerne la demande de crédits internationaux au titre de l'article 6, plusieurs initiatives pilotes en cours peuvent être envisagées pour tester l'instrument au Sénégal. Par exemple, la fondation suisse KLIK (anciennement Climate Cent) avait déjà budgétisé 20 millions de francs suisses pour des activités pilotes au niveau international et a manifesté son intérêt pour l'achat de 54 millions de crédits à long terme. La Suisse participe déjà à des projets pilotes au Pérou (fourneaux améliorés), au Mexique et en Colombie (projets de gaz d'enfouissement). La Facilité de transformation carbone (Transformative Carbon Asset Facility, TCAF selon le sigle anglais) de la Banque mondiale est une autre initiative. L'initiative dispose d'un budget de 200 millions \$ US déjà engagé par les pays développés et a pour objectif de collecter 500 millions \$ UD. Il vise à rendre opérationnel les crédits accrus dans le contexte de l'article 6 et a des activités pilotes en cours et prévues en Inde, en Indonésie, au Maroc et au Vietnam. Il existe également des projets pilotes bilatéraux, tels que, par exemple, le projet pilote de l'article 6.2 entre le Canada et le Chili, bien qu'aucune information publique ne soit disponible.

Tableau 18 :AFOM mécanisme du scenario de référence et d'attribution de crédits carbone

<p><b><u>Atouts</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Permet d'activer le « moteur de recherche » du marché pour des réductions d'émissions à faible coût</li> <li>- Permet d'activer les projets MDP enregistrés « dormants » dans la gestion des déchets solides et dans le secteur de production d'électricité au Sénégal</li> </ul>	<p><b><u>Opportunités</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Peut permettre d'attirer des investissements étrangers dans des crédits carbone en vertu de l'article 6</li> <li>- Possibilité de lier les crédits carbone à un autre mécanisme de tarification carbone, par exemple la taxe carbone</li> </ul>
<p><b><u>Faiblesses</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Manque de systèmes MRV dans les secteurs n'ayant pas participé au MDP</li> <li>- La couverture des émissions peut être limitée, à moins que des crédits sectoriels ne soient adoptés</li> <li>- Difficulté de trouver un équilibre entre intégrité environnementale et efficacité économique; une additionalité non-controversee de crédits reposant sur des coûts supplémentaires (obtention des données, système MRV, etc.).</li> </ul>	<p><b><u>Menaces</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Absence de la demande internationale pour les crédits carbone</li> <li>- Créditer des réductions d'émissions non additionnelles peut porter atteinte à l'intégrité environnementale et entraîner un gaspillage de fonds</li> </ul>

### 5.3. Système d'échange de quotas d'émission (ETS)

#### 5.3.1. Brève description de l'instrument

L'idée de négocier des permis de pollution remonte à Roland Coase, qui a fait valoir qu'une fois que les droits de propriété sont attribués et appliqués, les agents économiques peuvent négocier l'allocation optimale des ressources, à condition qu'il n'y ait pas de coûts de transaction (Coase 1960). Les idées de Coase ont ensuite été développées en propositions de marchés concurrentiels pour la pollution, où le régulateur fixe la quantité maximale de pollution autorisée et distribue les licences d'émission correspondantes (Dales 1968, Montgomery 1972). Les agents sont alors autorisés à échanger ces permis, ce qui entraîne un équilibre du marché, où le bénéfice marginal de la pollution équivaut au prix du marché pour les permis, maximisant ainsi l'efficacité économique de la réalisation d'un objectif environnemental fixé par le régulateur.

La mise en place d'un système d'échange de quotas permet donc i) d'assurer un certain niveau de réduction d'émissions défini au moment de la conception du système, ii) la flexibilité apportée par la possibilité d'échanger les quotas facilite une certaine efficacité économique puisque les acteurs peuvent réduire les émissions là où le coût est le plus faible (European Commission 2015).

En 2005, lors de la création du premier système d'échange de quotas pour l'Union Européenne, 5 % des émissions globales étaient couvertes (2,1 GtCO<sub>2</sub>e) alors qu'en 2018, la

part des émissions couvertes par ces systèmes est de 15 % des émissions globales (7,4 GtCO<sub>2</sub>e) (ICAP 2018a).

Des SEQE peuvent être construits d’une façon « descendante » (upstream) ou « ascendante » (downstream). La version descendante demande aux importateurs et producteurs des combustibles fossiles de couvrir leurs ventes pas des quotas. C’est facile à contrôler, mais réduit la liquidité du marché et l’incitation des consommateurs des combustibles d’actuellement réduire leurs émissions. La version « ascendante » demande aux émetteurs de couvrir leurs émissions. Ça nécessite une approche large de contrôle des sources d’émissions. L’expérience montre que les coûts de transaction deviennent lourds si des sources en dessous de ~20 000 t CO<sub>2</sub>/an sont couvertes par le système.

Aller au-delà des combustibles fossiles requiert du suivi raffiné et donc est seulement entrepris dans une partie des SEQE. La couverture sectorielle varie sensiblement, voir ci-dessous.

Figure 14 : Illustration des secteurs couverts par les systèmes d’échange de quotas au niveau mondial



Source : ICAP (2018a)

### 5.3.2. Options de conception

Il existe plusieurs options de conception pour la mise en place d'un système d'échange de quotas, notamment la gestion des prix ainsi que l'éventuelle autorisation d'utilisation de crédits carbone.

### Gestion des prix

Une fois les quotas établis et les licences d'émission assignées et prête à être échangées, le régulateur peut décider de ne pas encadrer les prix auxquels sont échangées ces licences. Dans ce cas, le prix du carbone sera défini par l'équilibre de l'offre et de la demande sur le marché, semblable à tout autre marché de produits de base. Cependant le régulateur peut indirectement orienter le niveau des prix en fonction de la quantité de quotas assignés ; plus les quotas sont rares, plus le prix de ces derniers sera élevé (Commission Européenne 2015).

Dans certains cas, le régulateur peut décider d'avoir un impact direct sur le prix via un mécanisme de gestion des prix. Dans le cas où un mécanisme de gestion du prix des quotas est mis en place, celui-ci peut prendre plusieurs formes. On peut par exemple fixer un prix minimum ou maximum à ces quotas ou créer une réserve de stabilité du marché (voir section 5.3.3).

Tableau 19 : Aperçu des prix des quotas pour pour différents systèmes d'échange en 2017

Système	Prix (\$ US/tCO <sub>2e</sub> )
SEQUE regional EU de l'est (RGGI)	3,76
SEQUE UE	6,54
Nouvelle Zélande	12,64
Californie et Québec (WCI)	14,27
Corée du Sud (KETS)	18,30

Source : ICAP (2018a)

### Méthode d'assignation des quotas : avec ou sans enchères

L'attribution des quotas peut être fait de manière gratuite ou alors via un système d'enchères. La première option est souvent basée sur la répartition des quotas entre les différents acteurs en fonction des niveaux d'émission historiques. Cette approche est inférieure du point de vue efficacité et mène à des profits faciles pour les producteurs « hors concurrence ». Une approche plus fine est l'allocation par « benchmark » dépendant des produits industriels ; cette approche a été raffiné au SEQUE européen (voir ci-dessous). Cette approche calcule l'intensité carbone des différents procédés industriels et alloue les quotas sur la base d'utilisation d'un procédé reflétant les meilleurs x% de la pratique industrielle.

À l'inverse, la répartition des quotas via un système d'enchères est un mécanisme d'attribution des quotas transparent et qui permet aux entités concernées d'acquérir des quotas au prix du marché (Commission Européenne 2015). Dans la plupart des systèmes actuels, le mécanisme d'allocation est hybride.

Tableau 20 : Aperçu du mode d'attribution des quotas

Système	Part des quotas qui n'est pas attribuée gratuitement (%)
Corée du Sud (KETS)	0
SEQUE UE)	57
Californie et Québec (WCI)	58
Nouvelle Zélande (NZ ETS)	77,5
SEQUE regional EU de l'est (RGGI)	100

Source : ICAP (2018a)

## Avec ou sans crédit carbone

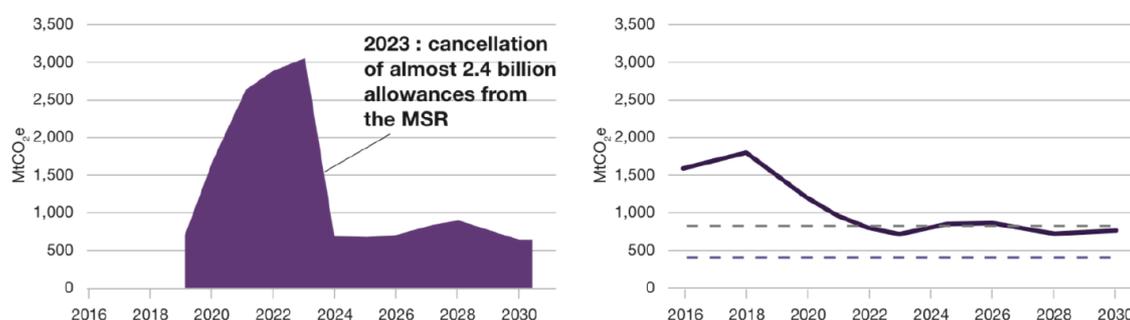
Afin d'améliorer l'acceptabilité du système par les acteurs concernés, le système peut permettre aux entités incluses dans le système d'utiliser des crédits carbone pour compenser les émissions additionnelles au quota prévu. La flexibilité apportée par ce mécanisme permet de financer des mesures d'atténuation là où le coût de mise en œuvre est le plus faible, notamment dans des secteurs (non couverts par le système d'échange). Comme indiqué à la section 4.1.2 les projets de compensation doivent remplir des critères essentiels pour garantir que chaque crédit de carbone corresponde à une tCO<sub>2</sub>eq de réduction des émissions réelles (voir section 4.2.3). Pour cela, leur utilisation est soumise à certaines restrictions qualitatives et quantitatives. Par exemple plusieurs pays acceptent des crédits carbone internationaux (EU-ETS, Suisse, etc.) alors que d'autres n'acceptent que des crédits nationaux (RGGI, Californie, Québec, etc.).

### 5.3.3. Exemples internationaux

#### Système communautaire d'échange de quotas d'émission (EU ETS) : Non encadrement des prix, système d'allocation hybride et utilisation des crédits carbone

Dans le cadre du Protocole de Kyoto, 38 pays développés et économies en transition (pays de l'Annexe B) se sont vus attribuer des quotas d'émissions (AAU – Assigned Amount Units, selon le sigle anglais). Au sein du système d'échange européen (EU ETS) les unités attribuées (European Units Allowances – EUA) peuvent être échangées sans qu'aucun contrôle du prix ne soit effectué, ce dernier fluctue donc en fonction de la demande du marché. Cependant, afin de faire face au surplus de quotas qui existe depuis la crise financière et économique de 2008, un mécanisme de Stock pour la Stabilité du Marché (Market Stability Reserve – MSR) a été mis en place. Ce mécanisme a pour objectif d'influencer l'offre et la demande (et donc indirectement les prix). Depuis l'introduction de ce mécanisme les prix des quotas se sont envolés, multipliant par quatre pour atteindre les 25,7 euros en septembre 2018.

Figure 15 : Évolution du volume du MSR (gauche) et évolution du surplus de quotas (droite) sur la base de la réforme de l'EU ETS de 2017

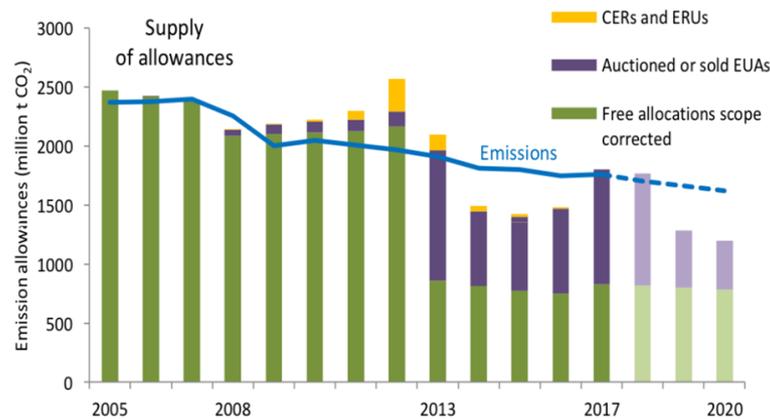


Source : Marcu et al. (2018)

En ce qui concerne la méthode d'assignation des quotas, le système EU ETS est un exemple de système évolué vers une approche hybride. En effet, lors des phases 1 et 2, la plupart des quotas étaient distribués de manière gratuite, à travers des Plans Nationaux d'Allocation des quotas. L'allocation des quotas se faisait sur la base des émissions historiques, ce qui a été une approche controversée car jugée comme jouant en faveur des installations les plus polluantes. Depuis la phase 3 (2013-2020), la mise aux enchères des quotas est devenue

l'approche prédominante, notamment pour le secteur de l'énergie. Pour certains secteurs comme l'industrie, l'allocation des quotas reste gratuite, cependant elle est basée sur une nouvelle méthode de répartition des quotas entre les industries, dite de benchmarking, qui favorise les installations les plus performantes en matière d'atténuation (Commission Européenne, 2015).

Figure 16 : Évolution du système de répartition des quotas pour l'EU ETS



Source : Marcu et al. (2018)<sup>9</sup>

Concernant la possibilité pour les installations d'utiliser des crédits carbone pour répondre aux objectifs qui leur ont été imposés (en cas de dépassement des quotas d'émission autorisés), le système EU ETS est un bon exemple de système initialement ouvert aux crédits mais ayant au fur et à mesure restreint leur utilisation par peur d'engendrer un surplus de quotas. Deux types de crédits peuvent être utilisés dans le cadre du système EU ETS, les crédits générés par le MDP (voir la section 4.2.3) utilisables depuis la phase 1 et les crédits générés par le mécanisme de MOC utilisables depuis la phase 2. Comme indiqué auparavant, un nombre important de restrictions qualitatives et quantitatives ont été mises en place pour l'utilisation de ces crédits :

- **Restrictions quantitatives** (Commission Européenne 2015) : À partir de la phase 2, la législation de l'UE a mis en place des limites maximum pour l'utilisation des crédits. Lors de la phase 2, les limites maximales pour l'utilisation des crédits internationaux était définies dans les Plans Nationaux d'Allocation. Pour la phase 3, les limites sont définies de la sorte :
  - Installations ayant participé à la phase 1 : les crédits peuvent représenter un maximum de 11% de l'allocation totale de la phase précédente.
  - Nouvelles installations incluses dans le système : les crédits peuvent représenter un maximum de 4,5% de leurs émissions vérifiées.

De manière générale, l'utilisation de crédits sur la période 2008-2020 ne peut pas excéder 50% des réductions d'émissions (en dessous des niveaux de 2005) réalisées par les secteurs dans le cadre de l'EU ETS.

<sup>9</sup> Sur la base des données: Wegener center -

elaborations on EEA et EU

- **Restrictions qualitatives<sup>10</sup> :**

- les crédits issus des types de projets suivants ne sont pas acceptés : énergie nucléaire, boisement et reboisement, projets impliquant la destruction des gaz industriels (HFC-23 et N<sub>2</sub>O).
- Les crédits issus de projets hydroélectriques d'une capacité installée supérieure à 20 MW sont acceptés sous certaines conditions.
- L'utilisation de nouveaux crédits de projets post-2012 est interdite, sauf si le projet est enregistré dans un des Pays les Moins Avancés (PMA).

**Système californien : prix plancher et compensation**

Le système Californien mis en place en 2013 impose des limitations d'émission à plus de 400 entités responsables de 80% des émissions de la Californie (ICAP, 2018a). Il a initialement pour objectif de réduire les émissions de l'Etat aux niveaux de 1990 d'ici à 2020 (cet objectif a été revu en 2015 ; la Californie doit actuellement réduire ses émissions de 40% par rapport au niveau de 1990 et devra réduire ses émissions de 80% par rapport au niveau de 1990 d'ici à 2050). Le système couvre 358,3 MtCO<sub>2e</sub> en 2018 (ICAP, 2018a). Les quotas sont vendus aux enchères. Avant le lancement de ces enchères, un prix minimal est fixé pour les quotas (14,53 \$ US/t pour 2018<sup>11</sup>). L'ensemble des quotas n'étant pas vendu au-dessus du prix plancher fixé par les autorités est transféré vers un compte appelé la Réserve pour la Maîtrise du Prix des Quotas (Allowance Price Containment Reserve – APCR selon le sigle anglais). Les quotas situés dans la réserve sont ensuite vendus de manière régulière, si une entité demande la mise en vente, à un prix prédéterminé (54,26 \$ US/quota pour le premier segment en 2018<sup>12</sup>) (ICAP, 2018a).

Figure 17 : Évolution du prix du marché des quotas et du prix plancher du système californien



Source : CalCarbonDashBoard et CARB<sup>13</sup>

<sup>10</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/credits\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/credits_en)

<sup>11</sup> [https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/auction/2018\\_annual\\_reserve\\_price\\_notice\\_joint\\_auction.pdf](https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/auction/2018_annual_reserve_price_notice_joint_auction.pdf)

<sup>12</sup> [https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/reservesale/2018\\_reserve\\_sale\\_apcr\\_notice.pdf](https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/reservesale/2018_reserve_sale_apcr_notice.pdf)

<sup>13</sup> <http://calcarbodash.org/>

Seules les industries se voient actuellement allouer les quotas de manière gratuite afin d'éviter les « fuites d'émissions » (ICAP 2018a).

Concernant l'utilisation des crédits carbone, le système californien accepte l'utilisation de crédits issus de 6 types de projets, exclusivement nationaux : i) forestiers, ii) forestiers urbains, iii) élevage, iv) réduction des substances détruisant la couche d'ozone, v) capture du méthane minier et vi) culture rizicole (ICAP 2018a). La législation permet actuellement l'utilisation de ces crédits dans la limite de 8% des obligations d'une entité (sans aucune autre forme de restriction). La récente législation (AB 398) limitera l'utilisation des crédits à 4% des obligations d'une entité pour la période 2021-2025 et à 6% pour la période 2026-2030. De plus, la moitié des crédits utilisés devront apporter des bénéfices environnementaux directs à l'état de Californie (ICAP 2018a). Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2014, la Californie a uni son système d'échange de quotas avec le Québec et les quotas sont utilisables dans les deux juridictions (EDF-IETA 2014).

### **Système RGGI : la maîtrise des prix**

Le système RGGI (Regional Greenhouse Gas Initiative) est le premier système d'échange de quotas obligatoire aux États-Unis ; il inclut les états suivants : Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island and Vermont<sup>14</sup>. En 2018, le RGGI couvre 165 entités pour un volume total de 82,3 MtCO<sub>2</sub>e (ICAP 2018a).

Afin de limiter l'augmentation des prix, le RGGI fixe un prix plancher (2,2 \$ US/t pour 2018) et possède depuis 2014 une Réserve de Maîtrise des Coûts (Cost Containment Reserve - CCR) qui contient une certaine quantité de quotas (10 millions par an) qui deviennent uniquement disponibles si les prix des quotas sur le marché dépassent un certain seuil prédéfini<sup>15</sup>. Ce seuil était fixé à 10 \$ US en 2017 et augmentera de 2,5% par an jusqu'en 2020. A partir de 2021, le prix maximum considéré sera de 13 \$ US par tonne et augmentera de 7% par an (ICAP 2018a).

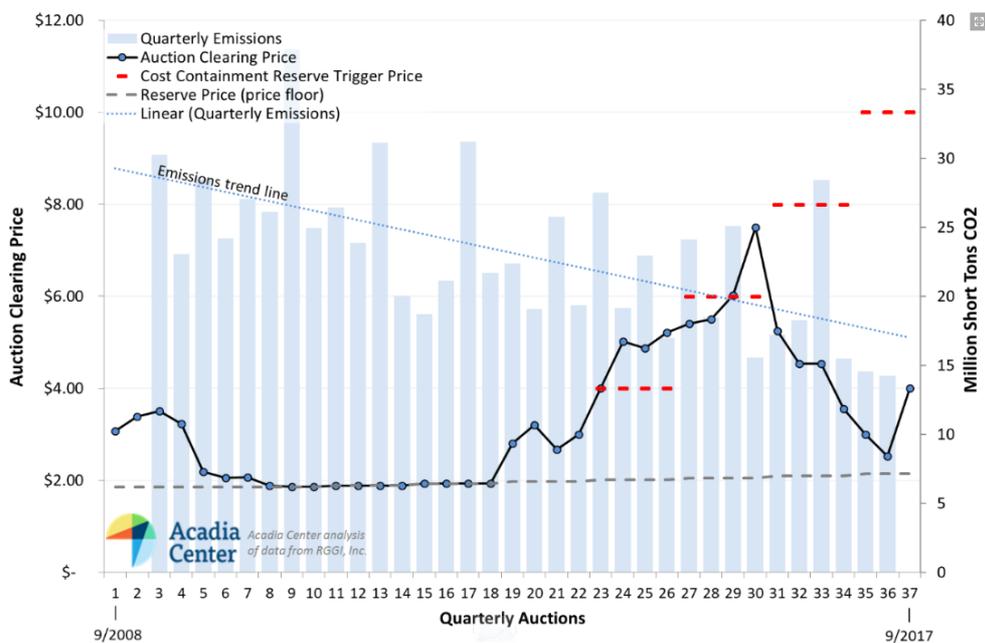
---

14

[https://icapcarbonaction.com/en/?option=com\\_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems\[\]=50](https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems[]=50)

<sup>15</sup> <https://www.rggi.org/program-overview-and-design/elements>

Figure 18 : Évolution des prix du marché, du prix plancher et du prix de Maîtrise des Coûts du RGGI



Source : Arcadia Center<sup>16</sup>

Suite à la deuxième révision du plan, il est prévu que soit mise en place une Réserve pour la Maîtrise des Émissions (Emissions Containment Reserve – ECR). Cette réserve retirera des quotas du marché si le prix devient trop faible. Ce prix sera fixé à 6 \$ US en 2021 et augmentera par la suite de 7% annuellement (ICAP 2018a).

Concernant l'utilisation des crédits carbone, le système autorise l'utilisation de crédits provenant de 5 types de projets (bien que seulement un type de crédit carbone ait été validé, la récupération et destruction du méthane de décharge) situés dans un des 5 états formant partie du système RGGI. Seulement 3,3% des obligations d'une entité peuvent être assurées par des crédits carbone. Il est prévu que cette limite quantitative soit maintenue jusqu'en 2030<sup>17</sup>.

### 5.3.4. Évaluations existantes de l'instrument

#### EU ETS :

L'analyse réalisée par Gloaguen et al. (2013) évalue les réductions d'émission atteintes par les 11 000 installations pendant la période 2008-2012 à environ 1.1 GtCO<sub>2</sub>. La réduction de 600 à 700 Mt aurait été permises para la mise en œuvre de 2 politiques du pack Climat & Énergie 2020: objectif d'atteindre 20% d'énergies renouvelables (environ 500 Mt) et une amélioration de 20 % de l'intensité énergétique (environ 100 à 200 Mt). La crise économique aurait quant à elle contribué à la réduction de 300 Mt. Les effets de substitution des prix du pétrole et du

<sup>16</sup> <https://acadiacenter.org/rggi-auction-prices-rebound-in-response-to-proposed-changes/>

<sup>17</sup>

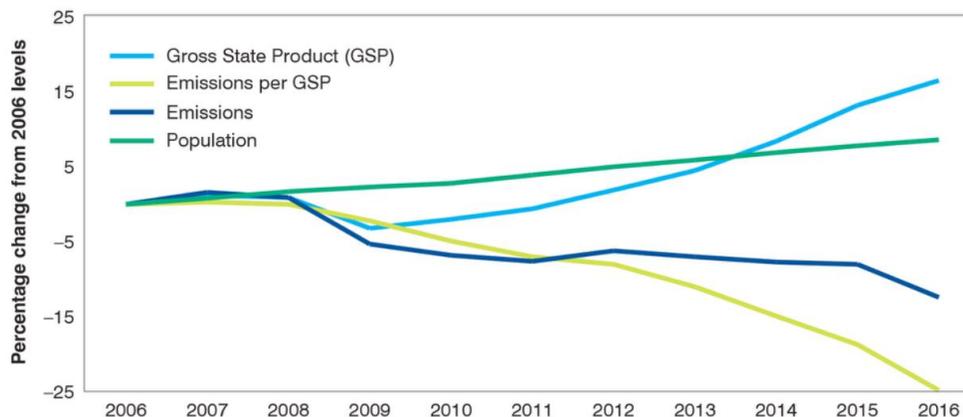
[https://icapcarbonaction.com/en/?option=com\\_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems\[\]=50](https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems[]=50)

gaz auraient eu un impact équivalent à 200 Mt. L'étude ne permet pas d'établir un lien entre les réductions d'émission et le prix du carbone.

### **Systeme Californien :**

Selon l'évaluation récente de l'autorité californienne en charge du SEQE (CARB, 2018), les émissions du système étaient en 2016 de 429 MtCO<sub>2e</sub>, soit 12 MtCO<sub>2e</sub> en dessous des niveaux de 2015. Ce niveau d'émission est légèrement inférieur aux 431 MtCO<sub>2e</sub> représentant l'objectif de 2020. Même si les émissions peuvent varier d'année en année en fonction des conditions météorologiques et d'autres facteurs, il est considéré que le système californien est sur la bonne voie pour tenir les engagements pris à l'horizon 2020.

*Figure 19 : Évolution émissions et croissance économique en Californie depuis 2006*



*Source : EDF-IETA, 2018*

### **RGGI :**

D'après Narassimhan et al. (2018), les émissions de la juridiction du RGGI ont diminué de 35% entre 2009 et 2014 (comparé à une diminution de 12% pour les états situés en dehors de cette juridiction lors de la même période) (CERES 2015). Les émissions du secteur électrique qui est régulé sous le système RGGI auraient diminué de 52,3% (Murray et Maniloff 2015). Les auteurs indiquent que même si cette importante réduction pour le secteur électrique ne peut pas totalement être attribuée au système RGGI, et qu'il est important d'aussi tenir compte de l'impact du développement du parc EnR, de la récession économique et des faibles prix du gaz. Cependant, il est évalué que sans le système RGGI, les émissions auraient pu être 24% plus importants (Murray et Maniloff 2015).

### **5.3.5. Lien potentiel vers l'Art. 6**

Le mécanisme sous l'Art. 6.2 a été spécifiquement conçu pour développer des liens entre différents SEQE sans contrainte par une réglementation lourde internationale. C'est au moins l'interprétation de ce mécanisme qu'ont la plupart des pays industrialisés qui veulent poursuivre des collaborations de SEQE internationales comme celle qui existe déjà entre la Californie et le Québec. Actuellement, il n'existe pas de pays en voie de développement ayant engagé activement le processus visant à lier leurs SEQE à celui d'autres pays. Cependant, certaines intentions d'aller vers ce sens, soit avec d'autres pays en développement, soit avec des pays développés ont été exprimées. L'initiative « La tarification du carbone dans les Amériques » (Carbon Pricing in the Americas) – Canada, Colombie, Costa Rica, Chili, Mexique et 7 États des États-Unis et du Canada – est probablement le premier exemple de telles

intentions. Cependant, les pays de l'Amérique Latine ne disposent actuellement pas de système d'échange de quotas d'émission. Parmi eux, le Mexique dont le SEQE est en phase pilote est le plus avancé. Des liens entre les pays industrialisés et les pays en voie de développement pourraient émerger dans les années prochaines comme entre le Mexique et la Californie/le Canada.

L'aspect critique est de savoir si la participation à l'Art. 6.2 sera liée au remplissage de critères préalables comme le caractère de la CDN et le degré de fiabilité des SEQE sous-jacents concernant l'intégrité environnementale, assujetti à un contrôle international. Dans le projet de texte de négociation actuel il y a une option qui limiterait la participation aux pays ayant une CDN définie en « budget GES ». Concernant l'intégrité environnementale, on pourrait envisager de ne pas permettre la participation de SEQE qui souffrent d'une « sur-allocation » de quotas, étant donné que les unités échangées ne constitueraient pas des « Résultats d'atténuation » recherchés à travers du concept des RATI (ITMO selon le sigle anglais). On pourrait aussi voir l'introduction de dispositifs de flexibilité pour des pays en développement. Mais tout reste encore incertain avant la fin de la CdP 24, et peut-être au-delà. Même si la CdP décide de soumettre l'Art. 6.2 à un contrôle international, la réglementation détaillée doit être développée à travers un processus qui prendra des années et qui verra aussi une réforme continue des réglementations initiales.

Un aspect clé de l'Art. 6.2 sont les « ajustements correspondants ». Normalement, ils ne devraient pas être difficiles à mettre en place comme démontré par le cas du SEQE européen, où les flux de quotas à travers les frontières ont engendré des ajustements des budgets d'émission Kyoto des pays membre de l'UE. Actuellement plusieurs critères sont considérés dans les textes de négociations pour définir la base sur laquelle les ajustements seront faits (par exemple les caractéristiques des CDN) ; l'ajustement se pourrait faire sur la cible CDN ou l'inventaire national de GES. Alternativement, un registre tampon pourrait être utilisé, où l'échange de crédits sera enregistré.

Une approche fiable pour l'Art. 6.2 aura besoin de systèmes MRV de haute qualité et harmonisés entre les juridictions participantes afin de prévenir les « fuites » (carbon leakage).

Comme au Sénégal le MDP a démontré qu'il y a un potentiel diversifié d'atténuation hors secteurs typiquement couverts par la tarification carbone, une approche Art. 6.2 pour mobiliser cette atténuation serait envisageable.

Le mécanisme sous l'Art. 6.4 est moins regardé comme étant capable de couvrir des SEQE. Néanmoins, on pourrait envisager que des quotas issus d'un SEQE pourraient devenir des crédits Art. 6.4 si le SEQE est conforme avec la réglementation internationale développée sous l'Art. 6.4. Ce serait le cas si le SEQE est vu comme instrument politique mobilisant une atténuation. Probablement, mettre un SEQE sous l'Art. 6.4 sera plus difficile que de gérer des exportations de quotas sous Art. 6.2. Mais si le prix des crédits de l'Art. 6.4 est nettement plus élevé que celui de RATI (ITMO) sous l'Art. 6.2, cela justifierait les coûts liés à l'application de la réglementation Art. 6.4.

### **5.3.6. Principales leçons / considérations pour le Sénégal**

La mise en place d'un SEQE est un processus politique et technique complexe. Il a par exemple fallu cinq ans à l'Union Européenne entre la publication du Livre vert sur l'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre au sein de l'Union européenne et le lancement de la phase d'essai du SEQE-UE. Cependant, il existe actuellement une expérience approfondie d'autres

juridictions qui pourrait être mise à profit. Presque tous les SEQE ont été introduits progressivement au fil du temps avec les phases d'essai. De tels ajustements progressifs minimisent les perturbations économiques et permettent aux acteurs du marché d'ajuster leur comportement. Ils minimisent également les répercussions politiques.

Avant de s'engager sur la voie d'un SEQE, une juridiction doit décider dans quelle mesure le système doit contribuer aux réductions d'émissions qu'il souhaite réaliser et à quel taux de décarbonisation, comment les coûts et bénéfices seront distribués, si les revenus seront générés par la vente ou la mise aux enchères des quotas et comment ces produits seront utilisés, et comment le SEQE et ses co-bénéfices contribueront à la transformation économique et au développement durable (PMR et ICAP 2016).

Un SEQE doit être adapté aux circonstances nationales. Par exemple, la couverture sectorielle du système dépendra de l'importance des divers secteurs en termes d'émissions de GES et de leur rôle dans l'économie. La mise en place d'un SEQE n'a de sens que si un nombre suffisant d'acteurs est impliqué pour assurer la liquidité et l'efficacité du marché. Par exemple, en 2003 le Danemark a introduit un SEQE pour son secteur de production d'électricité avec six participants. Ce SEQE était caractérisé par une absence quasi-totale de transactions. Le SEQE suisse couvre 56 installations représentant 11% des émissions internationales (11% de 48,14 MtCO<sub>2e</sub> pour l'année 2015, soit moins de 5 MtCO<sub>2e</sub> gérées) (ICAP, 2018c). Le marché inactif étant particulièrement dû au nombre faible d'installations couvertes limitant la formation des prix, d'où les discussions actuelles sur les possibilités de lier le marché suisse au SEQE européen beaucoup plus liquide. Dans le cas où le nombre de participants ne serait pas suffisant, d'autres instruments, tels que la taxe carbone ou le mécanisme de crédit carbone, pourraient être préférés. Étant donné la complexité de la mise en place et de la gestion d'un SEQE, le contexte institutionnel national (voir section 3.3) doit être pris en compte et les capacités institutionnelles appropriées doivent être assurées.

Un SEQE ne fonctionne pas dans le vide et peut être affecté positivement ou négativement par d'autres politiques publiques. Par exemple, d'autres politiques d'atténuation GES telles que les politiques relatives aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique peuvent conduire à des réductions des émissions dans les secteurs SEQE à des coûts supérieurs au prix du carbone du SEQE, ce qui signifie que le SEQE n'apportera pas les réductions au moindre coût (impact négatif des autres politiques). À l'inverse, les autres politiques peuvent également compléter ou même améliorer l'efficacité du SEQE en créant des opportunités supplémentaires d'atténuation des émissions de GES ou en supprimant les obstacles non tarifaires à la réduction des émissions (impact positif) (PMR et ICAP 2016). La mise en œuvre d'un SEQE nécessitera donc une analyse détaillée de son interaction avec d'autres politiques au Sénégal, telles que les réglementations énergétiques et environnementales (voir section 3.1) et le système fiscal (voir section 3.2).

Vu le manque de données dans les principaux secteurs émetteurs de pays et aussi du nombre et du niveau d'émission des principaux émetteurs – qui ne devrait pas dépasser une vingtaine et rester inférieur à 5 millions t CO<sub>2e</sub> -, un SEQE semble peu approprié pour le Sénégal dans le moyen terme. Également, les secteurs les plus émetteurs comme l'industrie du ciment ou la production d'énergie restent concentrées dans les mains de relativement peu d'acteurs ce qui perturbera l'efficacité du système ou du moins serait un obstacle à un marché liquide et actif. De plus, un certain nombre de ces grands émetteurs sera bénéficiaire de quotas gratuits, vu leur exposition au commerce internationale, comme dans le cas de l'industrie du ciment. Cependant, sous précondition d'une mise en place de systèmes MRV robustes, il serait

envisageable dans le long terme de se rallier à d'autres SEQE tel qu'un SEQE sous-régional, prenant aussi en compte le fait qu'un tel ralliement est plus efficace en termes de ressources administratives que le développement d'un SEQE.

Enfin, il semble exister une tendance générale à relier les marchés du carbone au niveau international, ce qui devrait être pris en compte dès le départ lors de la conception d'un SEQE. Au minimum, cela impliquerait la mise en place d'un système commun de MRV compatible avec les autres SEQE. Les systèmes MRV du SEQE-UE et le MDP peuvent être utilisés comme point de départ pour les systèmes de tarification carbone pour arriver à un SEQE commun au long terme dans la région peut être une solution potentielle au problème de la masse critique du système. Par exemple, la Côte d'Ivoire évalue actuellement les options de tarification du carbone et pourrait envisager de relier son système avec celui le Sénégal. Cependant, ces deux pays ne généreraient toujours pas une masse critique suffisante, il faudrait donc évaluer une initiative régionale plus vaste de tarification du carbone.

*Tableau 21 : AFOM Système d'échange de quotas d'émission*

<p><b><u>Atouts</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Signal de prix direct aux émetteurs</li> <li>- Une approche rentable pour réaliser des réductions d'émissions (l'efficacité économique)</li> <li>- Contrairement à une taxe carbone, garantit la réalisation de l'objectif d'émissions (à condition qu'il soit appliqué)</li> <li>- Possibilité de réductions d'émissions supplémentaires par le recyclage des revenus du carbone (en cas de permis de vente aux enchères), par exemple, dans des secteurs non couverts par le SEQE</li> </ul>	<p><b><u>Opportunités</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibilité de lien avec d'autres systèmes, afin notamment d'attirer les investissements ou de créer un système régional pour atteindre la masse critique</li> <li>- Introduction progressive avec une phase pilote pour permettre l'apprentissage et l'acceptation des acteurs clés</li> <li>- Possibilité d'incitations additionnelles à d'autres secteurs par le biais de crédits carbone</li> </ul>
<p><b><u>Faiblesses</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Masse critique insuffisante pour un SEQE au Sénégal</li> <li>- Manque de systèmes MRV dans les principaux secteurs (aucun des secteurs clés ne rapporte régulièrement ses émissions)</li> <li>- Sur le plan administratif, plus complexe qu'une taxe sur le carbone</li> </ul>	<p><b><u>Menaces</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SEQE souffre souvent d'une sur-allocation des quotas (par exemple, Europe, Kazakhstan, Chine), même si des solutions développées au cours des dernières années existent</li> <li>- Manque de liquidité sur le marché en raison du faible nombre d'acteurs</li> </ul>

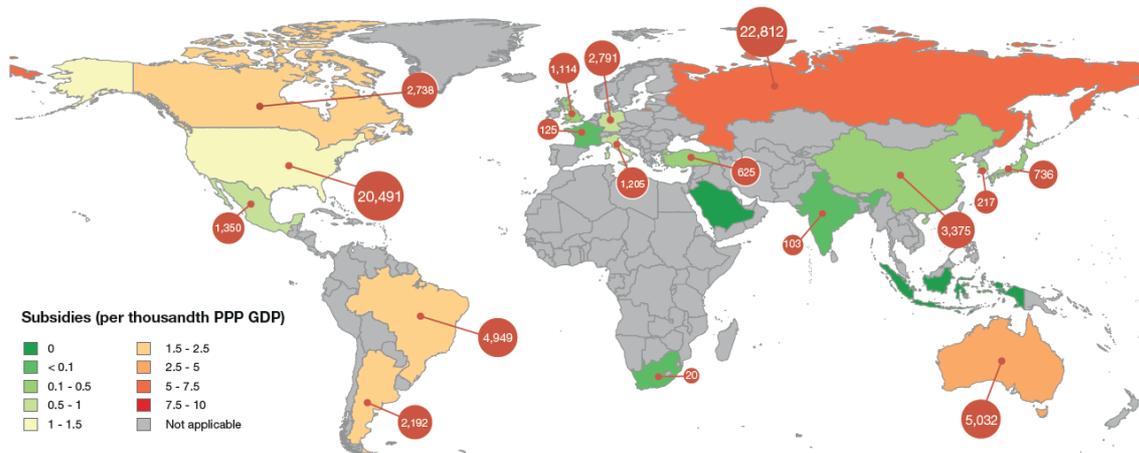
## 5.4. Réformes fiscales

### 5.4.1. Brève description de l'instrument

Selon les statistiques de l'AIE, d'une part, en 2015 les systèmes de tarification du carbone couvrent 11% des émissions liées à l'énergie dans le monde, avec un prix moyen du carbone de 7 \$ US par tonne de CO<sub>2</sub> ; par ailleurs, 13% des émissions de CO<sub>2</sub> sont couvertes par des subventions à la consommation de combustibles fossiles, en moyenne de 115 \$ US par tonne de CO<sub>2</sub> (AIE 2015). Ces subventions aux combustibles fossiles auraient représenté 320

milliards \$ US de fonds publics par an, sur la période 2011-2014 (AIE 2015). En ce qui concerne les subventions à la production de combustibles fossiles, les pays du G20 à eux seuls fournissent encore environ 70 milliards \$ US par an (Figure 20).

Figure 20 : Subventions à la production de combustibles fossiles dans les pays du G20



Source : Postic et al. (2017) sur la base de Bast et al. (2015)

Les subventions aux combustibles fossiles représentent essentiellement un prix du carbone négatif et leur réforme peut aider à réaliser des réductions d'émissions similaires à la mise en place d'un prix du carbone positif. Un certain nombre de défis existent dans la réforme ou l'élimination progressive des subventions aux combustibles fossiles. Ces défis sont principalement politiques et sont liés à de forts intérêts particuliers et à la difficulté de mettre en place des mécanismes de compensation (Postic et al. 2017).

#### 5.4.2. Options de conception

L'option principale existant pour l'instrument consistant à réduire les subventions aux combustibles fossiles/activités émettrices GES concerne la mise en place éventuelle d'un système de compensation des acteurs qui vont perdre les subventions à travers la réforme considérée. Les subventions existantes peuvent avoir trois objectifs principaux : i) favoriser la production nationale et la sécurité énergétique (en limitant la dépendance aux importations), ii) améliorer l'accessibilité à l'énergie (en limitant les coûts pour les consommateurs), iii) encourager l'exploration et les nouvelles technologies.

##### Sans compensation

Dans ce premier cas, les acteurs qui bénéficiaient auparavant de la subvention ne sont pas compensés. Un arrêt des subventions à la production des combustibles fossiles peut être répercuté directement au consommateur à travers une augmentation du prix des combustibles. L'arrêt des subventions à la consommation touchera directement les consommateurs et notamment le grand public, ce qui peut avoir un impact politique lourd pour le gouvernement mettant en place la réforme. Une telle mesure est souvent plus envisageable en période où les prix des carburants sont faibles.

##### Avec compensation

Dans ce second cas, les acteurs qui perdront l'accès aux subventions sont compensés. Cette compensation peut prendre différentes formes :

- un transfert direct de la part de l'État vers le producteur. C'est notamment le cas de l'entreprise d'état Pertamina en Indonésie qui reçoit un transfert de la part du gouvernement chaque année pour la vente d'essence, de diesel et de kérosène de dessous des prix du marché (le montant de ce transfert a été divisé par 4 entre 2014 et 2015) (OECD 2016). Dans ce cas, les consommateurs finaux ne sont pas impactés.
- un transfert direct aux consommateurs finaux, qui peut être associé à l'octroi de bénéfices sociaux, comme cela a été le cas en Inde à travers le paiement direct aux résidents (voir l'exemple détaillé de la section suivante), suite à une augmentation des prix des combustibles fossiles.

### **5.4.3. Exemples internationaux**

#### **Réformes des subventions aux combustibles fossiles en Inde**

La décision du gouvernement indien d'éliminer efficacement les subventions sur le diesel est un bon exemple de réforme réussie des subventions aux combustibles fossiles. Cette décision était principalement due à l'importante préoccupation concernant le volume croissant des subventions allouées au diesel, qui a atteint son niveau le plus élevé en 2012 lorsque les dépenses totales en subventions pour le diesel ont représenté plus de deux fois le budget central des programmes sociaux phares tels que le programme national de garantie de l'emploi rural. La part des subventions dédiées au diesel représentait alors 57% des dépenses totales pour les subventions aux carburants. Le diesel le produit dérivé du pétrole le plus utilisé en Inde aujourd'hui (environ 44% de la consommation totale de pétrole) (Clarke 2015).

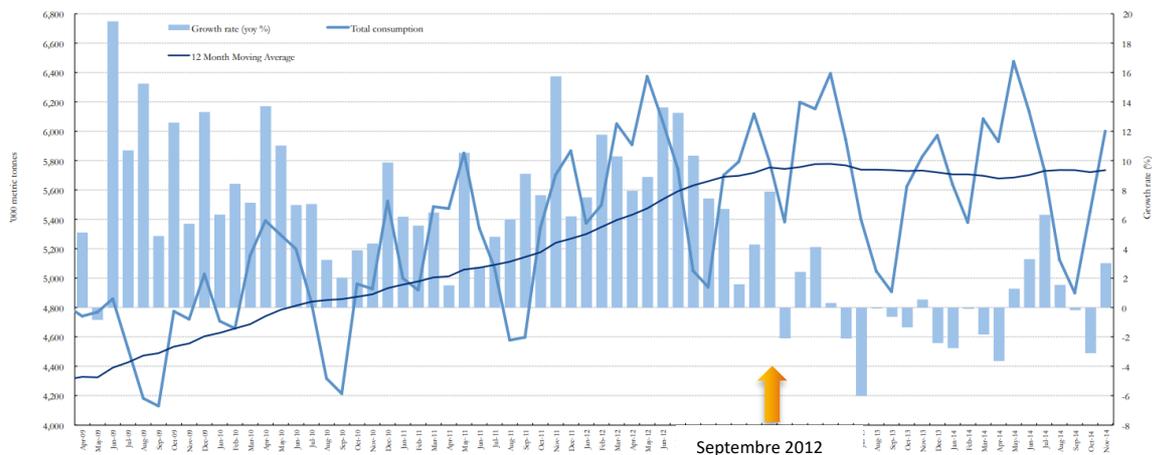
Après avoir réduit drastiquement les subventions dédiées au GPL (de 4,8 milliards \$ US en 2012 à 1,8 milliards \$ US en 2015), l'Inde a à partir de 2014 entrepris un plan de dérégulation des prix du diesel. Ces deux politiques ont amené à réduire de plus de 50% les subventions allouées au kérosène pour la même période. Ces réductions de subventions initialement allouées au GPL (estimées à 4,1 milliards \$ US entre 2014 et 2016), au diesel et au kérosène ont été valorisées à travers ce qui peut être considéré comme le système le plus ambitieux de transfert en espèces (le système de transfert à bénéfice direct Aadhar). En effet, chaque habitant a reçu une carte à identifiant unique qui ont permis de réaliser un transfert d'argent sur les comptes des personnes éligibles à ce transfert (Postic et al. 2017).

### **5.4.4. Évaluations existantes de l'instrument**

#### **Réformes des subventions aux combustibles fossiles en Inde**

La réforme des prix mise en œuvre par le gouvernement indien entre 2012 et 2013 a permis de réduire la demande de diesel par rapport à la tendance observée jusqu'alors. La relation entre la hausse du prix du diesel et la diminution de la consommation de diesel était évidente ; en 2013, suite à la réforme des subventions, la tendance à la croissance de la consommation de diesel est devenue négative.

Figure 21 : Évolution de la demande en diesel



Source : Clarke, 2015

En 2014, la dieselisation (en croissance) de la flotte de véhicules privés a commencé à ralentir. Cela est entre autres lié à la pollution atmosphérique urbaine.

### 5.4.5. Lien potentiel vers l'Art. 6

Les réformes fiscales sont des instruments politiques qui pourraient générer des crédits sous l'Art. 6.4. Naturellement, leur couverture nécessiterait le développement de méthodologies de calcul du scénario de référence (voir Wooders et al. 2016) et de MRV. Dans ce contexte, un problème serait que l'additionalité de telles politiques est difficile à établir vu qu'économiquement, la réduction de subventions d'énergies fossiles est toujours efficace. Une approche de compromis pourrait être basée sur l'économie politique et regarder le poids de lobbies qui soutiennent la subvention des énergies fossiles. Si ce poids dépasse un seuil critique, la réduction des subventions pourrait être considérée « additionnelle ».

Dans le contexte de l'Art. 6.2, des activités du type « réformes fiscales » n'ont pas été mentionnées. Néanmoins, on pourrait envisager une collaboration où un pays industrialisé appuie des réformes fiscales avec une aide technique et budgétaire et reçoit soit des crédits comme compensation, soit la reconnaissance de cet effort et des résultats.

Sous Art. 6.8, de l'appui international pour la réduction des subventions serait possible en principe. Néanmoins, il est peu probable que l'Art. 6.8 servira comme instrument de la finance climatique bilatérale « d'envergure », vu la réticence des pays industrialisés à s'y engager.

### 5.4.6. Principales leçons / considérations pour le Sénégal

Bien qu'il y ait une compréhension croissante de la nécessité de réduire les subventions aux combustibles fossiles, il convient de les aborder avec soin, en tenant compte des circonstances nationales. Dans de nombreux cas y compris celui du Sénégal, des subventions aux combustibles fossiles ont été mises en place pour atteindre des objectifs valables en termes d'accès à l'énergie et de sécurité énergétique. La réforme des subventions aux combustibles fossiles nécessitera donc une analyse minutieuse du niveau de dépendance actuel des combustibles fossiles pour des classes sociales défavorisées, du niveau de développement et

de l'accès au capital pour passer à des sources d'énergie propre et de la possibilité de remplacer les subventions par des régimes de soutien ad hoc afin de lutter contre la pauvreté énergétique. La compréhension de ces impacts nécessitera des études techniques et empiriques détaillées des différents scénarios de prix pour les combustibles fossiles et l'approvisionnement en électricité.

Au Sénégal, il serait envisageable d'éliminer les exonérations de taxes sur les produits pétroliers pour les grands consommateurs et auto-producteurs d'électricité ou de réfléchir la structure de la taxation carbone de manière à encourager les réductions d'émissions tout en conservant un signal « prix ». Il faudra aussi signaler que le charbon qui est actuellement utilisé principalement par les cimentiers et qui sera aussi le combustible pour un important producteur indépendant d'électricité à partir de 2019 ne fait pas l'objet de taxation. Il sera alors question de mieux aligner les incitations à l'investissement et la politique de tarification carbone. Le principal obstacle à la mise en œuvre de la réforme des subventions aux combustibles fossiles est politique. L'étude des réformes des subventions aux combustibles fossiles en Indonésie et au Mexique a montré que l'opposition au changement de la part des intérêts particuliers – les consommateurs régionaux, en particulier les ménages et l'agriculture dans le nord du Mexique – et un mélange de consommateurs domestiques, d'industries et de groupes de pression commerciaux en Indonésie ont entravé les progrès (AIE 2016). Ces exemples montrent qu'il sera crucial que le gouvernement élabore des discours politiques convaincants et démontre que la réforme profitera au pays à long terme. L'expérience de la réforme en Inde peut être prise en compte dans la conception du mécanisme de compensation pour la population, qui peut également aider à accroître l'acceptabilité politique.

*Tableau 22 : AFOM Réformes fiscales*

<p><b><u>Atouts</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibilité de réformer les subventions inefficaces pour réduire les distorsions dans l'économie</li> <li>- Signal direct aux consommateurs par le biais de prix de l'énergie plus élevés</li> </ul>	<p><b><u>Opportunités</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alignement des politiques budgétaires sur la stratégie de croissance verte</li> <li>- Compensations aux acteurs concernés pour surmonter l'opposition tout en conservant une incitation à réduire les émissions</li> </ul>
<p><b><u>Faiblesses</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Opposition des acteurs concernés</li> <li>- Difficulté à expliquer les avantages des réformes au grand public</li> </ul>	<p><b><u>Menaces</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Impacts socio-économiques régressifs potentiels dans le cas où des mécanismes de compensation ne sont pas établis</li> <li>- Impacts potentiels sur la compétitivité des industries exportatrices</li> </ul>

## 6. Conclusion

### 6.1. Consultation des parties prenantes

A l'issue de l'atelier de lancement et de la première consultation des parties prenantes, il était apparu que les instruments les plus appropriés devraient être appliqués aux secteurs de l'énergie avec l'apparition de nouveaux acteurs que sont les compagnies d'exploitation pétrolière, de l'agriculture et de la foresterie, ainsi qu'au secteur de l'industrie qui regroupe principalement les trois cimentiers qui génèrent la part la plus importante des émissions.

Durant le premier atelier de la réunion de lancement, les critères pour la hiérarchisation des outils ont été validés mais il n'a pas permis de mener à son terme l'exercice pour les principaux secteurs considérés.

En effet, il avait été nécessaire de procéder à une mise à niveau des participants sur plusieurs aspects de la tarification carbone, mais certaines orientations ont pu être dégagées au sortir de l'atelier avec notamment la nécessité de mise en place d'instruments simples compte tenu du cadre de MRV national et d'éviter un renchérissement des coûts pour l'utilisateur final.

Suite à ce premier atelier, un groupe Ad hoc comprenant les principaux experts, sous la direction de la DEEC et du COMNACC a été mis en place pour valider un travail préalable de hiérarchisation des outils les plus appropriés au contexte national qui sera mené par les consultants.

Une session de consultation avec les parties prenantes s'est tenue le 10 octobre. Le compte-rendu de cette session est présenté en Annexe 6.

Suite à cette session, il les membres du groupe Ad hoc d'experts ont dû envoyer leur position sur les options de tarification carbone.

Les résultats de ce processus de consultation sont présentés dans le tableau ci-dessous.

*Tableau 23 : Hiérarchisation des options de tarification carbone selon les parties prenantes au Sénégal (résultat du processus de consultation)*

Instruments	Exploitation pétrolière	Production d'électricité	Industrie	Déchets solides	Déchets liquides
ETS avec Gestion des prix	5	6	5	3	4
ETS avec ou sans Crédit Carbone	6	8	6	2	5
Taxe Neutre	2	3	2	4	3
Taxe + avec ou sans recyclage des revenus	1	1	1	1	1
Taxe avec ou sans Crédit Carbone	3	1	3	4	2
Réformes fiscales	8	6	8	5	5
Syst Crédit Carbone National	4	4	4	5	4
Syst CC Internation Article 6	6	5	6	5	5

Source : Élaboration propre

Sur la base de ce tableau de synthèse, les consultants de Perspectives et AEE ont préparé la discussion qui s'est tenue pendant l'atelier intermédiaire du 18 octobre dernier.

Lors de cet atelier il a été décidé de ne plus prendre en compte le secteur agriculture et foresterie (qui avait été considéré lors du premier atelier du mois d'août). En effet le secteur agricole est très dispersé avec un grand nombre de petits agriculteurs ce qui ne se prête pas facilement aux différentes options de tarification carbone considérées.

Il a été souligné par les consultants que certains acteurs - dont notamment les producteurs privés indépendants d'électricité - qui sont concernés par un des secteurs identifiés pour l'application de la taxe - n'ont participé à aucune rencontre malgré les invitations de la DEEC. Dans le sous-secteur d'électricité, seuls, l'opérateur national à savoir la SENELEC, le CRSE, l'ASER, l'ANER, la COPERES et les différentes directions du ministère du pétrole et de l'énergie étaient représentés.

Par ailleurs les consultants ont noté qu'en dehors des sous-secteurs de l'énergie (production d'électricité et exploitation pétrolière), très peu de notations ont été reçues et pour certains sous-secteurs tels que les déchets liquides (une seule notation a été reçue).

Les participants ont néanmoins validé la hiérarchisation qui a été proposée mais en insistant sur la nécessité de partager le prochain rapport avec l'ensemble des parties prenantes afin de recueillir leurs commentaires et observations préalablement à l'atelier de validation nationale prévu pour le 20 décembre 2018 pour éviter le phénomène de rejets des conclusions à cette occasion.

Des discussions ont eu lieu par rapport au recyclage de la d'une taxe carbone. Certains proposent que la taxe carbone soit versée à l'État qui se chargera de la redistribution. Par contre d'autres estiment que la redistribution doit se faire au profit des acteurs concernés uniquement car c'est eux même qui feront les efforts pour réduire les émissions. Le problème de traçabilité de l'utilisation de la taxe si l'État se charge de sa redistribution a également été évoqué.

Finalement il a été convenu sur ce point de redistribution de la taxe, qu'une répartition hybride serait la meilleure option: une part de la taxe ira à l'État et l'autre part aux acteurs. Cependant la définition du montant de chacune des parts reste à débattre.

La feuille de route présentée plus bas considère donc la mise en place d'une taxe carbone avec une redistribution hybride des revenus.

## **6.2. Instruments de tarification carbone recommandés pour le**

### **Sénégal**

Quels sont les instruments de tarification carbone le plus appropriés pour le Sénégal et dans quels secteurs ?

#### **6.2.1. Taxe carbone**

Les conceptions de politique pour les taxes carbone varient en fonction des objectifs politiques de la juridiction : encourager les changements de comportement par une augmentation des coûts de consommation de combustibles fossiles majeure, générer des

revenus pour des programmes spécifiques d'atténuation, ou bien générer de nouvelles recettes budgétaires. Les parties prenantes au Sénégal ont évoqué les deux derniers objectifs.

L'introduction d'une taxe carbone basse peut être réalisée rapidement. Par exemple, en Colombie, cela n'a pris que deux ans. Dans tous les pays, le niveau initial de la taxe sur le carbone était universellement faible et ne pouvait être augmenté que par étapes (Michaelowa et Butzengeiger 2017). L'introduction d'une telle taxe carbone relativement basse :

(i) permettrait au moins de mettre en place une infrastructure, y compris au niveau mesure, rapportage et vérification (MRV) des émissions ;

(ii) serait un instrument évolutif : son taux ainsi que sa couverture pourraient être ajustés au fil du temps selon la situation économique du Sénégal, les efforts d'atténuations dans les CDN futures ainsi que les développements régionaux et internationaux en termes de tarification carbone.

Concevoir une taxe carbone neutre pour les recettes publiques (qui a été priorisé lors du processus de consultation) et / ou concevoir des mécanismes de recyclage des taxes pour compenser les populations ou entités affectées peut aider à surmonter l'opposition, tandis que la transparence dans l'utilisation des fonds publics contribue à renforcer la confiance dans le système. La conception des options de recyclage doit prendre en compte les impacts socio-économiques de la taxe carbone et peut nécessiter une analyse basée sur une modélisation. Les entités les plus affectées par la taxe peuvent bénéficier de rabais sur la taxe carbone, réduisant ainsi grandement l'impact de celle-ci en termes de coûts tout en préservant le signal de prix pour réduire les émissions. Au Sénégal, les industriels ont clairement poussé pour une taxe neutre.

Permettre une compensation partielle ou totale d'une taxe carbone avec des crédits carbone peut également aider à surmonter l'opposition, car elle permet de réduire les coûts de mise en conformité dans le cas où les crédits sont accessibles à un prix inférieur au niveau de la taxe. Lier les taxes sur le carbone aux crédits carbone peut également aider à mobiliser des réductions d'émissions dans les secteurs de l'économie qui ne sont pas couverts par la taxe et stimuler la demande pour les projets nationaux de réduction des émissions. Dans le cas du Sénégal, un tel lien pourrait contribuer à créer une demande de crédits de carbone provenant de projets MDP existants et potentiels dans le pays. Donc, une combinaison de la taxe avec des crédits et appuyé au Sénégal.

Les secteurs les plus aptes pour introduire une taxe carbone au Sénégal sont les secteurs où un système MRV existe déjà ou peut être introduit facilement, donc le transport, la production d'électricité et le ciment. De plus, la taxe carbone devrait être ciblée sur les entités n'étant pas soumises à la pression du commerce international, en vue de limiter le risque de fuite de carbone. L'industrie du ciment étant une des industries les plus soumises aux contraintes de compétitivité internationale, elle devrait donc être traitée d'une façon qui ne réduit pas sa compétitivité, p.ex. en réduisant le volume sectoriel de la taxe sur le ciment d'un montant équivalent à la taxation carbone appliquée au secteur. Au contraire, pour la production d'électricité ce risque n'existe pas. Dans ce cas, une taxe peut également inciter à la production à partir d'énergies renouvelables par des producteurs privés. Il est recommandable d'imposer la taxe en amont pour viser également les auto-producteurs qui sont des émetteurs importants. Dans la détermination du niveau de la taxe, il est également question de décider de l'impact voulu sur le consommateur final, vu que le prix à la consommation de l'électricité est fixé par le CRSE (le consommateur pourrait être informé du montant de la taxe de l'impact sur le prix de l'électricité via la facture qu'il reçoit).

Le Sénégal pourrait envisager de mettre en place un « rééquilibrage » progressif de la taxation par rapport aux émissions étant donné que des taxes importantes s'appliquent sur l'essence, que le diesel est proportionnellement moins taxé par rapport à ses émissions et que le charbon n'est par exemple pas taxé.

## **6.2.2. Mécanisme du scénario de référence et d'attribution de crédits**

### **carbone**

Le Sénégal peut envisager la mise en place d'un mécanisme national d'attribution de crédit à l'échelle sectorielle en vue de réaliser les objectifs de la CDN qui pourrait :

- i) être lié à l'introduction de limites en intensité ou quantités des émissions à travers une loi, ou
- ii) être enregistré dans le moyen et long terme sous le mécanisme de l'Art. 6.4. de l'Accord de Paris (en fonction des résultats des négociations concernant le « règles de l'Accord de Paris », les projets MDP dormants existants pourraient éventuellement être éligibles). Ici, ce sont surtout les projets enregistrés dans les secteurs de la gestion des déchets solides et de la production d'électricité qui seraient éligibles soit pour base de génération de crédit pour un mécanisme domestique, soit pour l'enregistrement sous le mécanisme Art.6.4.
- Alternativement, des crédits générés, mais n'étant pas utilisés au niveau national, pourraient être exportés par le biais de l'Art. 6.2.

Si le Sénégal opte pour la mise en place d'un tel mécanisme, la demande pourrait être générée par une taxe carbone. Un tel système hybride permettrait de réduire le fardeau fiscal de la taxe carbone et permettrait d'identifier des opportunités d'atténuation domestique à faible coût.

Néanmoins, cet instrument n'a pas été priorisé par les acteurs nationaux (voir section 6.1) car les règles de l'Accord de Paris doivent encore être définies. Cependant, étant donné la possible complémentarité de l'instrument avec la taxe carbone, il est suggéré de réfléchir à cette option sur le moyen terme.

## **6.2.3. Système d'Échange de quotas d'émission**

Cette option n'apparaît comme un instrument prioritaire pour les acteurs nationaux (voir section 6.1). De plus, vu le manque de données dans les principaux secteurs émetteurs de pays et étant donné le nombre d'émetteurs principaux (qui ne devrait pas dépasser la vingtaine) et leurs émissions associées (qui devraient rester inférieure à 5 millions t CO<sub>2</sub>e), un SEQE semble peu approprié pour le Sénégal dans le moyen terme. Le fait que certains secteurs les plus émetteurs comme l'industrie du ciment ou la production d'énergie restent concentrées dans les mains de relativement peu d'acteurs, cela pourrait perturber l'efficacité du système ou du moins serait un obstacle à un marché liquide et actif. Il est donc suggéré pour l'instant de prioriser les efforts du pays sur la mise en place de la taxe carbone sur le court et moyen terme.

Cependant, sous précondition d'une mise en place de systèmes MRV robustes (et compatible avec les autres SEQE), il serait envisageable dans le long terme de se rallier à d'autres SEQE tel

qu'un SEQE sous-régional. Les systèmes MRV du SEQE-UE et le MDP peuvent être utilisés comme point de départ pour la mise en place d'un système à l'échelle d'un SEQE régionale qui serait une solution potentielle au problème de la masse critique nécessaire.

#### 6.2.4. Réforme fiscale

La nécessité de réduire les subventions aux combustibles fossiles est de plus en plus reconnue à l'échelle internationale, cependant, dans le cas du Sénégal, il est important de noter que ces politiques de subvention ont été mises en place afin d'améliorer l'accès à l'énergie et la sécurité énergétique. La réforme des subventions aux combustibles fossiles nécessitera donc une analyse minutieuse du niveau de dépendance actuel aux combustibles fossiles pour des classes sociales défavorisées, du niveau de développement et de l'accès au capital pour passer à des sources d'énergie propre et de la possibilité de remplacer les subventions par des régimes de soutien ad hoc afin de lutter contre la pauvreté énergétique.

Au Sénégal, il serait envisageable d'éliminer les exonérations de taxes sur les produits pétroliers pour les grands consommateurs et auto-producteurs d'électricité ou de réfléchir la structure de la taxation carbone de manière à encourager les réductions d'émissions tout en conservant un signal « prix ». On retiendra aussi que le charbon qui est actuellement utilisé principalement par les cimentiers et qui sera aussi le combustible pour un important producteur indépendant d'électricité à partir de 2019 ne fait pas l'objet de taxation. La réflexion sur la tarification des combustibles devra donc considérer cet aspect.

Il est recommandé que pour cet instrument le gouvernement élabore un discours politique convaincant et qu'il démontre les impacts positifs de la réforme pour le pays sur le long terme.

Sur le court/moyen terme, il est donc recommandé de réfléchir à la réalisation d'études techniques et empiriques détaillées des différents scénarios de prix pour les combustibles fossiles et l'approvisionnement en électricité et de leurs impacts sur les différentes populations et les différents acteurs.

### 6.3. Feuille de route pour la mise en œuvre d'instruments de

#### tarification carbone au Sénégal

La feuille de route qui est décrite plus bas s'appuie sur les guides existants pour les instruments de tarification du carbone, tels que par exemple le guide sur la taxe carbone élaboré par la Banque mondiale (PMR 2017a).

*Figure 22 : Recommandations pour la feuille de route de mise en œuvre de la taxation carbone au Sénégal*

Feuille de route pour la mise en place d'une taxe carbone	
<b>1) Définir la base de la taxation</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Choisir les combustibles et secteurs à couvrir : <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Sous réserve de validation par les autorités sénégalaises après l'atelier national, les sous-secteurs de la production d'électricité (opérateur national – SENELEC- , les Producteurs privés indépendants d'électricité ainsi que les auto-producteurs d'électricité), les compagnies productrices de produits pétroliers (pétrole, gaz et raffinage de pétrole), les sociétés gestionnaires des stations d'épuration des</li> </ul> </li> </ul>	

## Feuille de route pour la mise en place d'une taxe carbone

effluents domestiques et industriels ainsi que les gestionnaires des centres de valorisation des déchets ménagers seront concernés par les taxes carbone à mettre en place.

- Définir les gaz à couvrir :
  - Les gaz qui seront concernés seront l'ensemble des GES pour les sous-secteurs de la production d'électricité et de produits pétroliers et principalement le méthane pour les déchets solides et liquides.
- Choisir les points d'application (afin de déterminer les groupes d'intérêts qui paieront la taxe : en amont ou au niveau de la consommation) : voir les entités visées ci-dessous. Choisir les entités à réguler et définir les seuils.

### Les entités à réguler seront :

- Sous-secteur de la production d'électricité : SENELEC, producteurs privés indépendants d'électricité et auto-producteurs d'électricité
- Sous-secteur de la production de gaz et de pétrole et du raffinage de pétrole : société d'exploration de gaz et de pétrole, sociétés productrices de pétrole brut et de gaz, sociétés de raffinage de pétrole
- Sous-secteur de l'assainissement : gestionnaires et propriétaires de station de traitement des eaux usées domestiques et effluents industriels
- Sous-secteur des déchets : entités gestionnaires des centres de valorisation des déchets ménagers.

### **2) Définir le taux de la taxe**

- Déterminer la base à considérer pour définir le taux de la taxe
- La base de la taxation sera définie en tenant compte des taxes existantes dans chaque sous-secteur, de la nécessité de préserver la compétitivité des entreprises évoluant dans le marché sous régional de la CEDEAO et de la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs.
- L'aspect le plus important serait de négocier avec le Ministère des Finances s'il est envisagé d'affecter cette taxe à d'autres fins que d'alimenter le budget national.
- Déterminer la dynamique d'évolution de la taxe au fil du temps au moment de définir la méthode de définition du taux de la taxe.

### **3) Évaluer et prendre en compte les effets indésirables**

- Évaluer si la taxe carbone peut entraîner des fuites ou des impacts indésirables de distribution :
  - Cette analyse est importante afin de bien identifier les populations ou entités qui seront affectées par la mise en place de la taxe et permettra dans un second temps de définir des mesures d'accompagnement.
- Considérer les coûts et bénéfices d'adopter des mesures destinées à limiter les impacts et définir ces mesures le cas échéant :
  - Il sera important de définir les populations et entités qui bénéficieront des mesures destinées à réduire l'impact de la taxe (toutes les entités affectées ? seulement les entités les plus affectées ?). Il serait par exemple pertinent d'évaluer la possibilité de compenser partiellement ou totalement la taxe avec des crédits carbone (afin de stimuler la demande en crédits carbone provenant de projets MDP nationaux).

## Feuille de route pour la mise en place d'une taxe carbone

### 4) Déterminer l'utilisation des revenus

- Calculer les revenus estimés de la taxe carbone : les étapes antérieures pourront permettre de calculer les revenus attendus de la mise en œuvre de la taxe.
- Décider de l'utilisation des revenus (et de la possibilité d'utiliser des crédits au lieu de payer la taxe) : lors du processus de consultation, les acteurs ont indiqué leur préférence pour un système hybride à travers lequel une part des revenus serait destinée aux populations/entités affectées par la taxe carbone et une autre partie à l'Etat. Cependant cette répartition reste à préciser.
- À ce niveau, il est important de penser à la mise en place d'un dispositif d'accompagnement dès le début de la réflexion sur la taxe carbone afin : i) de veiller à bien communiquer sur les objectifs de cet taxe, ii) mettre en place des programmes permettant d'accompagner voir éventuellement compenser les populations ou entités affectées par cette taxe).

### 5) Assurer la supervision et la conformité

Un des avantages de l'instrument taxe carbone et de nécessiter un système de gestion administratif plus simple et moins coûteux que les autres instruments discutés plus haut.

Les principales étapes qui devront être menées sont les suivantes :

- Cartographier les rôles et fonctions requis pour administrer la taxe
- Déterminer si certains rôles peuvent être remplis par des capacités/institutions existantes où s'il y a besoin de créer de nouvelles capacités/institutions
- Établir des procédures claires et assurer la bonne coordination des institutions clés.
- Inclure des pénalités claires et significatives en cas de non-conformité

Il est important à ce niveau que les grands émetteurs soient bien inclus dans le système MRV qui sera mis en place. Leur participation dès le début de la mise en place du système serait un gage de l'engagement du secteur économique privé dans la démarche et pourrait être utilisé pour promouvoir la participation des acteurs aux émissions plus limitées.

*Source : Élaboration propre*

## 6.4. Prochaines étapes

Suite à la remise de cette version finale du rapport, les consultants seront présents à Dakar pour un atelier de présentation finale des résultats qui aura lieu le 20 décembre prochain.

## 7. Bibliographie

- Banque Mondiale (n.d.): Putting a price on Carbon with a tax. [https://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/SDN/background-note\\_carbon-tax.pdf](https://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/SDN/background-note_carbon-tax.pdf) (dernier accès Août 24, 2018)
- Banque Mondiale; Ecofys (2018): State and trends of carbon pricing 2018, World Bank, Washington, DC.
- Baron, Richard; Ellis, Jane (2009): Sectoral approaches and the carbon market, Paris
- Bast, Elizabeth; Doukas, Alex; Pickard, Sam; van der Burg, Laurie; Whitley, Shelagh (2015): Empty promises: G20 subsidies to oil, gas and coal production, the Overseas Development Institute (ODI) and Oil Change International (OCI), Londres, Washington
- Benessaiah, Karina (2012): Carbon and livelihoods in Post-Kyoto: Assessing voluntary carbon markets, dans: Ecological Economics 77, p. 1-6
- Bjorner, Thomas; Jensen, Henrik (2002): Energy taxes, voluntary agreements and investment subsidies – A micro panel analysis of the effect on danish industrial companies' energy demand, dans: Resource and Energy Economics, 24, p. 229-249
- Bohlin, Folke; Rosenqvist; Håkan (1998): The Swedish carbon dioxide tax 1990–95: Implications for biofuel use and carbon dioxide emissions, Swedish University of Agricultural Sciences, Uppsala
- Bruvoll, Annegrete; Larsen, Bodil (2004): Greenhouse gas emissions in Norway: do carbon taxes work?, dans: Energy Policy 32, p. 493-505
- CARB (2018): California greenhouse gas emission inventory: 2000 – 2016, 2018 edition, [https://www.arb.ca.gov/cc/inventory/pubs/reports/2000\\_2016/ghg\\_inventory\\_trends\\_00-16.pdf](https://www.arb.ca.gov/cc/inventory/pubs/reports/2000_2016/ghg_inventory_trends_00-16.pdf) (dernier accès: Septembre 10, 2018)
- Carbon Trust; Environmental Defense Fund; International Emissions Trading Association (IETA) (2018): Colombia: an emissions trading case study, Londres
- Carl, Jeremy ; Fedor, David (2016) : Tracking global carbon revenues: a survey of carbon taxes versus cap-and-trade in the real world, Elsevier, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516302531> (dernier accès : Octobre 16 ,2018)
- CE Delft (2016): A comparison between CORSIA and the EU ETS for aviation, <https://www.cedelft.eu/publicatie/a-comparison-between-corsia-and-the-eu-ets-for-aviation/1924> (dernier accès: Juillet 3, 2018)
- CERES (2015): The regional greenhouse gas initiative: A fact sheet, <https://www.ceres.org/sites/default/files/Fact%20Sheets%20or%20misc%20files/RGGI%20Fact%20Sheet.pdf> (dernier accès: Septembre 10, 2018)
- Clarke, Kieran (2015): Diesel subsidy reform in India: Lessons learned, ISSD, Winnipeg, [http://www.greenfiscalpolicy.org/wp-content/uploads/2015/11/ffsr\\_india\\_lessons-learned\\_may\\_2015.pdf](http://www.greenfiscalpolicy.org/wp-content/uploads/2015/11/ffsr_india_lessons-learned_may_2015.pdf) (dernier accès: Septembre 7, 2018)

- Coase, Roland (1960): The Problem of social cost, dans: Journal of Law and Economics, 3, p. 1-44
- Commission Européenne (2015): EU ETS handbook, European Commission, [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets\\_handbook\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf) (dernier accès: Septembre 5, 2018)
- Climate Action Tracker (2017): CAT emissions gaps, <https://climateactiontracker.org/global/cat-emissions-gaps/> (dernier accès: Juillet 3, 2018)
- Convery, FrankJ. (2009): Origins and development of the EU ETS, dans: Environmental and Resource Economics, 43, p. 391–412
- Dales, John (1968): Pollution, property, prices, Toronto University Press, Toronto.
- DEHSt (2017): CDM supply potential up to 2020, Discussion Paper, Berlin, [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/EN/project-mechanisms/CDM-Supply-Potential-up-to-2020.pdf;jsessionid=C9BAEABFE196F3EAC70E68EA997681EA.2\\_cid292?\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/EN/project-mechanisms/CDM-Supply-Potential-up-to-2020.pdf;jsessionid=C9BAEABFE196F3EAC70E68EA997681EA.2_cid292?_blob=publicationFile&v=7) (dernier accès: Juillet 3 2018)
- Dhanda, Kathy; Hartman, Laura (2011): The ethics of carbon neutrality: A critical examination of voluntary carbon offset providers, dans: Journal of Business Ethics, 100, p. 119-149
- Dransfeld, Björn; Hoch, Stephan, Honegger, Matthias; Michaelowa, Axel (2015): Developing sectoral mechanisms in the transition period towards a new climate treaty, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, [https://www.perspectives.cc/fileadmin/Publications/Developing\\_Sectoral\\_Mechanisms\\_in\\_the\\_Transition\\_Period\\_towards\\_a\\_New\\_Climate\\_Treaty\\_Hoch\\_Stephan\\_Michaelowa\\_Axel\\_Honegger\\_Matthias.pdf](https://www.perspectives.cc/fileadmin/Publications/Developing_Sectoral_Mechanisms_in_the_Transition_Period_towards_a_New_Climate_Treaty_Hoch_Stephan_Michaelowa_Axel_Honegger_Matthias.pdf) (dernier accès: Septembre 10 2018)
- Ecorys; Climate Focus; ECN; Wuppertal Institute for Climate, Environnement and Energy (2012): Design options for sectoral carbon market mechanisms, [https://www.emissions-euets.com/attachments/224\\_study\\_20120831\\_en.pdf](https://www.emissions-euets.com/attachments/224_study_20120831_en.pdf) (dernier accès: Août 31, 2018)
- EDF; IETA (2014): California - The world's carbon markets: A case study guide to emissions trading, <https://www.edf.org/sites/default/files/California-ETS-Case-Study-March-2014.pdf> (dernier accès: Septembre 10, 2018)
- EDF; IETA (2018): California: An emissions trading case study, [https://www.ieta.org/resources/Resources/Case\\_Studies\\_Worlds\\_Carbon\\_Markets/2018/California-Case-Study-Jan2018.pdf](https://www.ieta.org/resources/Resources/Case_Studies_Worlds_Carbon_Markets/2018/California-Case-Study-Jan2018.pdf) (dernier accès: Septembre 10, 2018)
- Enevoldsen, Martin (2005): The theory of environmental agreements and taxes: CO<sub>2</sub> policy performance in comparative perspective, Edward Elgar, Cheltenham
- Gloaguen, Olivier; Alberola, Emilie (2013): Assessing the factors behind CO<sub>2</sub> emissions changes over the phases 1 and 2 of the EU ETS: An econometric analysis, [http://www.cdcclimat.com/IMG/pdf/13-10\\_cdc\\_climat\\_r\\_wp\\_13-15\\_assessing\\_the\\_factors\\_behing\\_co2\\_emissions\\_changes.pdf](http://www.cdcclimat.com/IMG/pdf/13-10_cdc_climat_r_wp_13-15_assessing_the_factors_behing_co2_emissions_changes.pdf) (dernier accès: Septembre 7, 2018)
- Goulder, Lawrence (1995): Environmental taxation and the double dividend: A reader's guide, dans: International Tax and Public Finance, 2, p. 157-183

- Greiner, Sandra; Michaelowa, Axel (2003): Defining investment additionality for CDM projects - practical approaches, dans: Energy Policy, 31, p. 1007-1015
- Gupta, Sujata; Tirpak, Dennis; Burger, Nicholas; Gupta, Joyeeta; Höhne, Niklas; Boncheva, Antonina; Kanoan, Gorashi; Kolstad, Charles; Kruger, Joseph; Michaelowa, Axel; Murase, Shinya; Pershing, Jonathan; Saijo, Tatsuyoshi; Sari, Agus (2007): Policies, instruments and co-operative arrangements, dans: Metz, Bert; Davidson, Ogunlade; Bosch, Peter; Dave, Rutu; Meyer, Leo (eds) (2007): Climate change 2007: Mitigation, Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, p. 746-807
- Hamrick, Kelley; Gallant, Melissa (2017): Unlocking potential: State of the voluntary carbon markets 2017, Forest Trends' Ecosystem Marketplace, Washington DC
- Hermwille, Lukas; Kreibich, Nicolas (2016): Identity crisis? Voluntary carbon crediting and the Paris Agreement, JIKO Policy Brief 02, Wuppertal Institute, Wuppertal
- Hood, Christina (2010): Reviewing existing and proposed emission trading systems, International Energy Agency, [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ets\\_paper2010.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ets_paper2010.pdf) (dernier Août accès: 31, 2018)
- International Carbon Action Partnership (ICAP) (2018a): Emissions trading worldwide: Status report 2018, Berlin
- International Carbon Action Partnership (ICAP) (2018b): ETS detailed information: Mexico, Berlin
- International Carbon Action Partnership (ICAP) (2018c): ETS detailed information: Switzerland, Berlin
- IEA (2015): World energy outlook 2015 special report: Energy and climate change, International Energy Agency, Paris
- IEA (2016): Fossil fuel subsidy reform in Mexico and Indonesia, International Energy Agency, Paris
- IFDC (2014) : Senegal Fertilizer Assessment, Muscle Shoals
- IGES (2018): IGES NDC database, version 5.1 (mai 2018), <https://pub.iges.or.jp/pub/iges-ndc-database> (dernier accès: Juillet 3, 2018)
- Klenert, David; Mattauch, Linus; Combet, Emmanuel; Edenhofer, Ottmar; Hepburn, Cameron; Rafaty, Ryan; Stern, Nicholas (2018): Making carbon pricing work for citizens, dans: Nature Climate Change, 8, p. 669–677
- Konidari, Popi; Mavrakis, Dimitrios (2007): A multi-criteria evaluation method for climate change mitigation policy instruments, dans Energy Policy, 35, p. 6235–6257
- Li, Zheng; Zhao, Junjing (2017): Environmental effects of carbon taxes: A review and case study, dans: World Journal of Social Science, 4 p. 7-11
- Lin, Boqiang; Li, Xuehui (2011): The effect of carbon tax on per capita CO<sub>2</sub> emissions, dans: Energy Policy, 38, p. 5137-5146
- Marcu, Andrei; Alberola, Emilie; Caneill, Jean-Yves; Mazzoni, Marco; Schleicher, Stefan; Stoefs, Wijnand; Vailles, Charlotte; Vangenechten, Domien (2018): 2018 state of the EU ETS

- report, [https://www.i4ce.org/wp-core/wp-content/uploads/2018/04/20180416-2018-State-of-EU-ETS-Report-Final-all-logos\\_-1.pdf](https://www.i4ce.org/wp-core/wp-content/uploads/2018/04/20180416-2018-State-of-EU-ETS-Report-Final-all-logos_-1.pdf) (dernier accès: Septembre 5, 2018)
- Maslyuk, Svetlana; Dharmaratna, Dinusha (2011): Comparative analysis of existing and proposed ETS, Discussion paper 15/2011, Monash University, [https://www.monash.edu/\\_data/assets/pdf\\_file/0005/925385/comparative\\_analysis\\_of\\_the\\_existing\\_and\\_proposed\\_ets.pdf](https://www.monash.edu/_data/assets/pdf_file/0005/925385/comparative_analysis_of_the_existing_and_proposed_ets.pdf) (dernier accès: Août 31 2018)
- McLennan Magasanik Associates PTY Ltd (2009): Baseline and credit versus cap and trade emissions trading schemes, Policy Brief, [http://www.climateinstitute.org.au/verve/\\_resources/cap\\_and\\_trade\\_vs\\_baseline\\_briefing\\_paper\\_june\\_25\\_2009.pdf](http://www.climateinstitute.org.au/verve/_resources/cap_and_trade_vs_baseline_briefing_paper_june_25_2009.pdf) (dernier accès: Août 31, 2018)
- Métivier, Clément; Bultheel, Clément; Postic, Sébastien (2018): Les comptes mondiaux du carbone en 2018, I4CE – Institute for Climate Economics, Paris
- Michaelowa, Axel; Butzengeiger, Sonja (2017): Ensuring additionality under Art. 6 of the Paris Agreement, Perspectives Climate Research, Freiburg
- MÉXICO2; EDF; IETA (2018): Mexico: A market-based climate policy case study, [https://www.ieta.org/resources/Resources/Case\\_Studies\\_Worlds\\_Carbon\\_Markets/2018/Mexico-Case-Study-Jan2018.pdf](https://www.ieta.org/resources/Resources/Case_Studies_Worlds_Carbon_Markets/2018/Mexico-Case-Study-Jan2018.pdf) (dernier accès Juillet 30, 2018)
- Millard-Ball, Adam (2013): The trouble with voluntary emissions trading: Uncertainty and adverse selection in sectoral crediting programs, dans: Journal of Environmental Economics and Management, 65, p.40-55
- Ministère de l'énergie de la république de l'Inde (2017): Achievements under Perform, Achieve and Trade (PAT), Bureau of Energy Efficiency, New Delhi
- Montgomery, David (1972): Markets in licenses and efficient pollution control programs, dans: Journal of Economic Theory, 5, p. 395–418
- Müller, Nicolas (2017): CER demand, CDM outlook and Article 6 of the Paris Agreement, document présenté lors d'un atelier de formation au MDP pour les ADN et les parties prenantes au Pakistan, Islamabad, 21-22 Août 2017 [https://unfccc.int/files/na/application/pdf/04\\_current\\_cer\\_demand\\_cdm\\_and\\_art\\_6\\_of\\_the\\_pa\\_nm.pdf](https://unfccc.int/files/na/application/pdf/04_current_cer_demand_cdm_and_art_6_of_the_pa_nm.pdf) (dernier accès Juillet 3, 2018)
- Murray, Brian; Maniloff, Peter (2015): Why have greenhouse emissions in RGGI states declined? An econometric attribution to economic, energy market, and policy factors, dans: Energy Economics, 51, p. 581–589
- Murray, Brian; Rivers, Nicholas (2015): British Columbia's revenue-neutral carbon tax: A review of the latest "grand experiment" in environmental policy, dans: Energy Policy, 86, p. 674-683
- Narassimhan, Easwaran; Gallagher, Kelly; Koester, Stephahn; Rivera, Julio (2018): Carbon pricing in practice: A review of existing emissions trading systems, dans: Climate Policy, 18, p. 967-991
- Narula, Kapil (2013): Renewable energy certificates (RECs) in India- A performance analysis and future outlook, dans: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 27, p. 654-663
- Nett, Katharina; Wolters, Stephan (2017): Leveraging domestic offset projects for a climate neutral world: Regulatory conditions and options, DEHSt, Berlin

- O’Gorman, Marianna; Jotzo, Frank (2014): Impact of the carbon price on Australia’s electricity demand, supply and emissions, CCEP Working Paper 1411, Canberra
- OCDE (2018): Effective Carbon Rates 2018, Paris
- OCDE (2016): Fossil Fuel Support – Country Note – Indonesia, Paris
- Pigou, Arthur (1932): The Economics of welfare, 4<sup>th</sup> edition, McMillan&Co, London.
- Partnership for Market Readiness (PMR) (2011): Crediting mechanisms overview, Technical Note 1, World Bank Group, Washington, D.C.
- Partnership for Market Readiness (PMR); International Carbon Action Partnership (ICAP) (2016): Emissions trading in practice : A handbook on design and implementation, World Bank, Washington, D.C.
- Partnership for Market Readiness (PMR) (2017a) : Carbon tax guide: A handbook for policy makers, Partnership for market Readiness, World Bank, Washington, D.C.
- Partnership for Market Readiness (PMR) (2017b): Market Readiness Proposal (MRP) India, <https://www.thepmr.org/system/files/documents/India%20MRP%20Final%2027%20Feb%202017.pdf> (dernier accès: Août 14 t 2018)
- Postic, Sebastien; Shishlov, Igor; Ellis, Lindsay; Kerst, Johannes; Adithya, Pradeep (2017): Fossil fuel subsidy reforms: State of play and ways forward, I4CE – Institute for Climate Economics, Paris
- Rahman, Mohammad (2011): The proposed carbon tax in Australia: Impacts on income distribution, employment and competitiveness, dans: International Seminar on Income Distribution Theory and Policy, Wuhan, 15-16 October 2011 ,
- Scharin, Henrik; Jenny, Wallström (2018): The Swedish CO<sub>2</sub> tax – an overview, Anthesis Enveco, <http://www.enveco.se/wp-content/uploads/2018/03/Anthesis-Enveco-rapport-2018-3.-The-Swedish-CO2-tax-an-overview.pdf> (dernier accès: Août 24, 2018)
- Schneider, Lambert; Cames, Martin (2009): Sectoral crediting mechanism design. Öko-Institut. <http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/07/SCM-desing.pdf> (dernier accès: Octobre 12, 2018)
- Sénégal (2015a): 3<sup>e</sup> Communication nationale à la CCNUCC, Dakar
- Sénégal (2015b): Contribution prevue déterminée au niveau national, Dakar
- Shishlov, Igor; Cochran, Ian; Leguet, Benoit (2015): The Clean development mechanism and private funding, Private sector and development, Proparco, Paris
- Starbatty, Nikolaus (2010): Emission trading schemes, International Accounting Standards Board, London, [https://www.drsc.de/app/uploads/2017/03/150\\_06b\\_ResearchPaper.pdf](https://www.drsc.de/app/uploads/2017/03/150_06b_ResearchPaper.pdf) (dernier accès: Août 31, 2018)
- Stern, Nicholas; Stiglitz, Joseph (2017): Report of the high-level commission on carbon prices. World Bank, Washington DC
- Sumner, Jenny; Bird, Lori; Dobos, Hillary (2011): Carbon taxes: A review of experience and policy design considerations, dans: Climate Policy, 11, p. 922-943
- UNEP DTU (2018a): CDM pipeline, <http://www.cdmpipeline.org/> (dernier accès: Août 13, 2018)

UNEP DTU (2018b): PoA pipeline, <http://www.cdmpipeline.org/> (dernier accès: Août 13, 2018)

UNFCCC (2015): Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015. UNFCCC/CP/2015/10/Add.1

Vaidyula, Manasvini; Alberola, Emilie (2016): Recycling carbon revenues: Transforming costs into opportunities, I4CE – Institute for Climate Economics, Paris

Wooders, Peter; Gass, Philip; Bridle, Richard; Beaton, Christopher; Gagnon-Lebrun, Frédéric; Michaelowa, Axel; Hoch, Stephan; Honegger, Matthias; Matsuo, Tyler; Villa, Vanessa; Johnson, Mark; Harries, James (2016): Supporting energy pricing reform and carbon pricing policies through crediting, IISD, Genève

## 8. Annexes

### Annexe 1 : Résultats de l'atelier de lancement (9-10 août 2018) et liste de participants

Un atelier de lancement de l'étude d'opportunités sur les instruments de tarification carbone a été organisé par le Ministère de l'Environnement et du Développement Durable (MEDD), point focal de la CCNUCC en collaboration avec la Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD), le Secrétariat de la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC), les partenaires financiers de l'initiative « Instruments de Collaboration pour une Action Climatique Ambitieuse » (Ci-ACA), et le Centre Régional de Collaboration de la CCNUCC de Lomé (CRC) les 09 et 10 août 2018 à Dakar.

L'objectif de cet atelier était lancer le projet et d'évaluer les différentes options pour l'introduction d'instruments de tarification carbone au Sénégal selon un ensemble de critères tenant compte du contexte national. En s'appuyant sur le dispositif législatif et réglementaire existant et les expériences acquises par le Sénégal dans le cadre du Mécanisme de Développement propre (MDP), la réflexion devrait formuler des recommandations sur la façon dont le Sénégal pouvait utiliser la tarification carbone pour la mise en œuvre efficace de sa contribution déterminée au niveau national (CDN) et participer aux mécanismes de marché en vertu de l'article 6 de l'Accord de Paris.

Cet atelier, présidé par le premier conseiller technique du MEDD a accueilli une audience très variée (voir la liste des participants en Annexe 1) qui comprenait les ministères clés comme les départements de l'Energie, de l'agriculture, de l'Environnement (y compris les Eaux et Forêts), du Transport, de l'Economie et des Finances, le COMNACC, les industriels représentant le secteur privé (SENELEC, SONACOS, SOCOCIM, Dangote, ENERTEC), les représentants des universités et instituts de recherche (UCAD), les partenaires techniques et financiers (GIZ, APIX, CNCAS, PSE, etc...) et les partenaires au projet que sont le CRC Lomé représentant la CCNUCC, Perspectives et AEE. D'autres partenaires tels que le PNUD ou des représentants de projets de la Banque Mondiale (CETUD, PROGEDE) ont participé à la rencontre.

Après une présentation des options de tarification que sont le système d'échange de quotas d'émission (ETS), la Taxe carbone, les réformes fiscales (réduire les subventions aux combustibles fossiles/activités émettrices GES qui constituent effectivement un prix négatif du carbone) et le Mécanisme du scénario de référence et d'attribution de crédits carbone (récompenser les réductions d'émissions), les consultants ont proposé, pour amendement, des critères de hiérarchisation de ces options en fonction des secteurs retenus dans la CDN du Sénégal.

Ces présentations ont été suivies d'importantes discussions et d'échange afin de permettre aux participants de mieux comprendre l'intérêt pour le Sénégal d'explorer la tarification carbone pour la mise en œuvre de sa CDN tout en ayant à l'esprit les opportunités et les limites de tels outils à la lumière de certaines expériences de par le monde.

Les critères proposés par les consultants étaient l'efficacité environnementale, l'efficacité économique, les impacts socio-économiques, la faisabilité politique, la faisabilité institutionnelle et la faisabilité technique et réglementaire. Chaque critère est composé de plusieurs indicateurs parmi lesquels les différentes parties prenantes devraient choisir les plus appropriés au contexte national.

A l'issue des discussions les critères ont été redéfinis en tenant compte du contexte national et ont été approuvés avant que les participants procèdent à la hiérarchisation des options pour différents secteurs.

Malheureusement, le temps imparti et la différence de connaissance des options par les participants ont rendu très long cet exercice d'analyse multicritères et seul quelques orientations en ont découlé.

Dans l'ensemble, l'atelier a suscité beaucoup de questions telles que la différence entre les obligations vertes et les outils présentés dans le cadre de cet atelier ? Les risques de cette tarification ? Les systèmes de mesure et de contrôle ? La redistribution des revenus ? Les portes d'entrée qui seront utilisées ? La prise en compte de la situation sous régionale ? Est-ce que ce projet sera une source de financement pour d'autres projets ? Est-ce qu'une tarification carbone est pertinente pour le Sénégal ? Comment monnayer les crédits qui seront issus de ce système ? Est-ce qu'on peut arriver à un système hybride ? Quelles seront les dispositions juridiques à mettre en place ? Quelles seront les retombées socio-économiques de cette tarification ? Quelle est la position des collectivités locales, représentantes de la population, sur cette tarification carbone ? Ne faut-il pas proposer des variantes en termes d'avantages et d'inconvénients ? Comment financer le développement à travers les ressources qui seront issues de ce système ? Est-ce que cette tarification carbone s'agit de créer une nouvelle taxe ?

Toutes ces questions, les réponses apportées ainsi que les discussions et échanges qui en ont suivis démontrent la pertinence de l'étude et la nécessité pour le Sénégal de proposer des outils simples en associant l'ensemble des parties prenantes.

Le deuxième jour de l'atelier, a été consacré à la finalisation de la hiérarchisation et à la restitution des travaux de groupe.

Pour chaque secteur, les groupes devraient procéder à une hiérarchisation des instruments proposés par les consultants pour les différents secteurs et sous-secteurs considérés et afin de proposer les instruments les plus pertinents pour les secteurs qui seraient retenus.

Il s'agissait principalement de discuter de la pertinence, pour chaque secteur, des critères proposés par les consultants et de les amender, si nécessaire et de procéder à une analyse multicritères pour les hiérarchiser pour chaque secteur et sous-secteur.

Concernant l'analyse multicritères, il s'agissait de noter les différents secteurs et sous-secteurs par rapport aux critères retenus. Chaque membre a procédé à une appréciation qualitative des différents secteurs et sous-secteurs (de 1, « pas important » à 05, « très important »). La finalité étant de retenir au moins deux instruments à appliquer sur deux secteurs.

**Liste de participants :**

La liste des participants est fournie séparément, car un document numérisé est très lourd.

**Annexe 2 : Priorisation des instruments - Résultats des ateliers du 9 et 10 août 2018**

Secteur - Production Électricité	Effi. Enviro	Effi. Éco.	Impact soci-éco.	Faisabi. Polit.	Faisabi. Institutio	Faisabi. Tech. & régl.	SOMME	MOYENNE	MOYENNE / instrument	Rang
ETS - Gestion des prix	4	3	4	3	3	3	20	3,3	3,3	7
ETS - Utilisation des crédits carbone	4	3	3	3	3	3	19	3,2		9
Taxe - Neutre sur les revenus	5	3	3	4	4	4	23	3,8	3,7	3
Taxe - Non neutre sur les revenus	5	4	3	4	4	4	24	4,0		1
Taxe - Utilisation des crédits carbone	4	3	2	4	4	4	21	3,5		4
Recyclage revenus - Population	4	4	4	4	4	4	24	4,0		1
Recyclage revenus - Industrie	4	4	4	3	2	3	20	3,3		7
Recyclage revenus - Atténuation	4	3	3	4	4	3	21	3,5		4
Réforme fiscale	2	3	4	3	3	3	18	3,0		3,0
Système Crédits carbone National	4	3	2	4	4	4	21	3,5	3,3	4

Système Crédits carbone International - Article 6	4	3	4	3	3	2	19	3,2		9
<b>TOTAL</b>	44	36	36	39	38	37				
<b>Moyenne</b>	<b>4,0</b>	<b>3,3</b>	<b>3,3</b>	<b>3,5</b>	<b>3,5</b>	<b>3,4</b>				

Secteur - Production Pétrole et Gaz	Effi. Enviro .	Effi. Éco.	Impact soci-éco.	Faisabi. Polit.	Faisabi. Institutio .	Faisabi. Tech. & régl.	SOMME	MOYENNE	MOYENNE / instrument	Rang
ETS - Gestion des prix	4	3	4	3	3	3	20	3,3	3,3	7
ETS - Utilisation des crédits carbone	4	3	3	3	3	3	19	3,2		9
Taxe - Neutre sur les revenus	5	3	3	4	4	4	23	3,8	3,7	3
Taxe - Non neutre sur les revenus	5	4	3	4	4	4	24	4,0		1
Taxe - Utilisation des crédits carbone	4	3	2	4	4	4	21	3,5		4
Recyclage revenus - Population	4	4	4	4	4	4	24	4,0		1
Recyclage revenus - Industrie	4	4	4	3	2	3	20	3,3		7
Recyclage revenus - Atténuation	4	3	3	4	4	3	21	3,5		4
Réforme fiscale	2	3	4	3	3	3	18	3,0	3,0	11
Système Crédits carbone National	4	3	2	4	4	4	21	3,5	3,3	4
Système Crédits carbone International - Article 6	4	3	4	3	3	2	19	3,2		9
<b>TOTAL</b>	44	36	36	39	38	37				
<b>Moyenne</b>	<b>4,0</b>	<b>3,3</b>	<b>3,3</b>	<b>3,5</b>	<b>3,5</b>	<b>3,4</b>				

Secteur - Agriculture	Effi. Enviro.	Effi. Éco.	Impact soci-éco.	Faisabi. Polit.	Faisabi. Institutio.	Faisabi. Tech. & régl.	SOMME	MOYENNE	MOYENNE / instrument	Rang
ETS - Gestion des prix	3	2	2	2	1	1	11	1,8	1,8	4
ETS - Utilisation des crédits carbone	3	2	2	2	1	1	11	1,8		4
Taxe - Neutre sur les revenus	1	2	2	1	1	1	8	1,3	2,3	8
Taxe - Non neutre sur les revenus	3	2	2	1	1	1	10	1,7		7
Taxe - Utilisation des crédits carbone	3	2	3	1	1	1	11	1,8		4
Recyclage revenus - Population	3	3	3	1	1	1	12	2,0		3
Recyclage revenus - Industrie	3	4	4	3	3	3	20	3,3		2
Recyclage revenus - Atténuation	5	4	4	3	3	3	22	3,7		1
Réforme fiscale	/	/	/	/	/	/	/	/		/
Système Crédits carbone National	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Système Crédits carbone International - Article 6	/	/	/	/	/	/	/	/		/
<b>TOTAL</b>	24	21	22	14	12	12				
<b>Moyenne</b>	<b>3,0</b>	<b>2,6</b>	<b>2,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>				

Secteur - Foresterie	Effi. Enviro	Effi. Éco.	Impact soci-éco.	Faisabi. Polit.	Faisabi. Institutio	Faisabi. Tech. & régl.	SOMME	MOYENNE	MOYENNE / instrument	Rang
ETS GP	4	4	4	3	3	4	22	3,7	3,5	2
ETS CC	4	4	4	2	2	4	20	3,3		3
Taxe N	4	3	3	2	2	4	18	3,0	3,1	6
Taxe Rev	5	4	2	2	2	4	19	3,2		4
Taxe CC	5	4	2	2	2	4	19	3,2		4
Recyclage revenus - Population	3	3	3	3	3	2	17	2,8		7
Recyclage revenus - Industrie	2	2	2	2	2	4	14	2,3		9
Recyclage revenus - Attenuation	5	5	5	2	2	5	24	4,0		1
Réforme fiscale	5	1	1	4	3	3	17	2,8		2,8
SYST. CC National	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
SYST. CC Intern. Article 6	/	/	/	/	/	/	/	/		/
<b>TOTAL</b>	37	30	26	22	21	34				
	<b>4,1</b>	<b>3,3</b>	<b>2,9</b>	<b>2,4</b>	<b>2,3</b>	<b>3,8</b>				

### **Annexe 3 : Textes législatifs et réglementaires concernant une éventuelle tarification carbone (textes clés sont soulignés)**

#### **A. LES LOIS**

- Loi n° 64-46 du 17 juin 1964 relative au domaine national, JO du 11 juillet 1964, p.905.
- Loi n° 65-59 du 19 juillet 1965 relative à la production, au captage, au transport et à la distribution de l'eau et de l'énergie électrique, JO du 14 août 1965.
- Loi n° 76-66 du 2 juin 1976 portant Code du domaine de l'Etat, JO du 20 juillet 1976, p. 147.
- Loi n° 78-43 du 06 juillet 1978 portant orientation de l'Architecture sénégalaise
- Loi n° 81-13 du 4 mars 1981 portant Code de l'Eau, JO du 11 avril 1981, p. 411.
- Loi n° 83-71 du 5 juillet 1983 portant Code de l'Hygiène, JO du 6 août 1983, p. 692.
- Loi n° 86-13 du 14 avril 1986 portant Code pétrolier, JO du 7 juin 1986, p. 233.
- Loi n° 86-15 du 14 avril portant fixation des taxes relatives à la prospection, la recherche et l'exploitation des mines et carrières, au contrôle des bijoux en or, des appareils à vapeur et à pression de gaz et des établissements classés, JO du 24 mai 1986, p. 213.
- Loi n° 87-27 du 18 août 1987 portant Code de la pêche maritime, JO du 19 septembre 1987, p. 5180.
- Loi n° 96-06 du 22 mars 1996 portant Code des Collectivités locales.
- Loi n° 96-07 du 22 mars 1996 portant transfert de compétences, aux régions, communes et communautés rurales.
- Loi n° 98-03 du 8 janvier 1998 portant Code forestier, JO du 7 février 1998, p. 105.
- Loi n° 98-05 du 8 janvier 1998 portant Code pétrolier, JO du 21 février 1998, p. 121.
- Loi n° 98-32 du 14 avril 1998 portant Code de la Pêche maritime
- Loi n° 2001-01 du 15 janvier 2001 portant Code de l'Environnement, JO du 10 mars 2001, p. 115.
- Loi n° 2003-36 du 12 novembre 2003 portant Code minier, JO n° 6150 du 28 novembre 2004, p. 339.
- Loi n° 2008-59 du 24 septembre 2008 portant organisation du service public de l'eau potable et de l'assainissement collectif des eaux usées domestiques, JO du 18 avril 2009
- Loi n° 2009-24 du 8 juillet 2009 portant Code de l'Assainissement, JO n° 6493 du 10 octobre 2009.
- Loi n° 2010-21 du 20 décembre 2010 portant loi d'orientation sur les énergies renouvelables, JO n°6581 du 9 avril 2011.

#### **B. LES DECRETS**

- Décret n° 64-573 du 30 juillet 1964 fixant les conditions d'application de la loi n° 64-46 relative au domaine national du 17 juin 1964, JO du 29 août 1964, p. 1124.

- Décret n° 72-1288 du 27 octobre 1972 relatif aux conditions d'affectation et de désaffectation des terres du domaine national situées en zone des terroirs, JO du 18 novembre 1972, p. 1894.
- Décret n° 74-338 du 10 avril 1974 réglementant l'évacuation et les dépôts des ordures ménagères, JO du 4 mai 1974, p. 677.
- Décret n° 96-1134 du 27 décembre 1996 portant application de la loi portant transfert de compétences aux régions, aux communes et aux communautés rurales, en matière d'environnement et de gestion de ressources naturelles, JO du 27 décembre 1996, p. 572.
- Décret n° 98-164 du 20 février 1998 portant application du Code forestier, JO du 7 février 1998, p. 361.
- Décret n° 98-498 du 10 juin 1998 fixant les modalités d'application de la loi n° 98-32 du 14 avril 1998, portant Code de la Pêche maritime, JO du 1er août 1998, p. 498.
- Décret n° 98-555 du 25 juin 1998 portant application des dispositions du Code de l'Eau relatives aux autorisations de construction et d'utilisation d'ouvrages de captage et de rejet, JO du 8 août 1998, p. 512.
- Décret n° 2001-72 du 26 janvier 2001 relatif à l'importation de véhicules, cycles et cyclomoteurs usagers.
- Décret n° 2006-08 du 9 janvier 2006 portant création, organisation et fonctionnement de l'Agence nationale de la Propreté du Sénégal (APROSEN), JO n° 6271 du 1er avril 2006, p. 296 et s.
- Décret n° 2006-860 du 18 septembre 2006 portant transfert du programme de gestion des déchets solides urbains au Ministère de l'Environnement et de la Protection de la Nature, JO du 24 février 2007, p. 2249.
- Décret n° 2009-1450 du 30 décembre 2009 portant partie réglementaire du Code de l'Urbanisme, JO n° 6525 du 8 mai 2010..
- Décret n° 2011-245 du 17 février 2011 portant décret d'application du Code de l'assainissement, JO n° 6588 du 14 mai 2011.

### **C. LES ARRETES**

- Arrêté n° 5295 du 2 août 1999 portant organisation de la Direction de l'Environnement et des Etablissements classés.
- Arrêté n°9469 MJEHP-DEEC du 28 novembre 2001 portant organisation et fonctionnement du comité technique, JO du 12 janvier 2002, p. 794.
- Arrêté n°9470 MJEHP-DEEC du 28 novembre 2001 fixant les conditions de délivrance de l'agrément pour l'exercice des activités relatives aux études d'impact sur l'environnement, JO du 12 janvier 2002, p. 796.
- Arrêté n°9471 MJEHP-DEEC du 28 novembre 2001 portant contenu des termes de référence des études d'impact, JO du 12 janvier 2002, p. 796.
- Arrêté n°9472 MJEHP-DEEC du 28 novembre 2001 portant contenu du rapport de l'étude d'impact environnemental, JO du 12 janvier 2002, p. 797.
- Arrêté ministériel n° 130-MJEHP-DEFCCS du 11 janvier 2002 portant organisation de la campagne d'exploitation forestière 2000, JO du 16 mars 2002, p. 1002.

- Arrêté ministériel n° 794 MJEHP du 6 février 2002 réglementant l'exploitation d'une activité de distribution d'hydrocarbures d'une installation dangereuse, insalubre ou incommode, JO du 8 juin 2002, p. 1253.
- Arrêté interministériel n° 1555 du 14 mars 2002 fixant les conditions d'application de la norme NS 05-061 sur les rejets des eaux usées, JO du 3 août 2002, p. 1438.
- Arrêté ministériel n° 3319 MJ-EHP du 17 mai portant création de la de coordination du Programme de reboisement villageois (CPRV), JO du 19 octobre 2002, p. 1774.
- Arrêté ministériel n° 3820 MJEHP-DEEC du 5 juin 2002 portant création du Comité de pilotage du projet n° 200°1-55 intitulé « Appui institutionnel au secteur de l'environnement au Sénégal », JO du 30 novembre 2002, p. 1902.
- Arrêté ministériel n° 4882 MET en date du 26 juillet 2002 portant création, organisation et fonctionnement des cellules environnementales du secteur des transports et du Comité nationale de coordination et de suivi environnemental des activités de transport, JO du 31 mai 2003,
- Arrêté ministériel n° 71 du 8 janvier 2003 portant application des dispositions du décret n° 98-555 du 25 juin 1998 relatives aux autorisations d'installation d'ouvrages de déversements, d'écoulement ou de rejet, JO du 26 juillet 2003, p. 783.
- Arrêté ministériel n° 7358 en date du 5 novembre 2003 fixant les conditions d'application de la norme NS-05-062 sur la pollution atmosphérique, JO du 10 avril 2004, p. 583 et s.
- Arrêté ministériel n° 2459 MEPN-DEEC en date du 19 avril 2006 portant création du Bureau national MDP du Sénégal, JO n° 6293 en date du 19 août 2006, pp. 867-868.
- Arrêté ministériel n° 5610 MEPN-DEEC en date du 22 août 2006 portant création de l'Unité nationale pour le Mécanisme pour un Développement propre (MDP) du Sénégal, JO n° 6318 du 13 janvier 2007, p. 2083-2084.
- Arrêté ministériel n° 3567 MPDDCI-DPNCPR-DPR en date du 24 mai 2007 portant organisation et fonctionnement de la Commission nationale de développement durable, JO n° 6376 du 24 novembre 2007, p. 3219.
- Arrêté ministériel n° 8622 MUHHHA en date du 2 octobre 2008 portant révision des tarifs d'eau, JO du 21 mars 2009
- Arrêté primatorial n° 8998 en date du 17 octobre 2008 portant création d'une Commission nationale du Développement durable, JO n° 6458 du 7 mars 2009, pp. 227-228.
- Arrêté ministériel n° 6436 MEPNBRLA en date du 10 juin 2009 portant création, organisation et fonctionnement du Projet « Auto-évaluation Nationale des Capacités à Renforcer pour la question de l'environnement mondial » (ANCR), JO n° 6491 du 10 octobre 2009
- Arrêté interministériel n° 1551 en date du 15 février 2011 portant sur les modalités de contrôle des normes des lampes à économie d'énergie, JO n°6576 du 14 mars 2011

#### **D. LES CIRCULAIRES**

- Circulaire Primatoriale n° 9 du 30 juillet 2001 sur l'application des dispositions du Code de l'environnement relatives aux études d'impact environnemental.

- Circulaire primatoriale n° 0001 PM/SP du 22 mai 2007 relative à l'application du Code de l'environnement.

## Annexe 4 : Dispositifs fiscaux liés à l’environnement au Sénégal

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et exemptions (voir si à ajouter la suspension de TVA)	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
<b>Dispositifs fiscaux liés à l'exploitation des ressources</b>					
Taxe sur la <b>valeur</b> ajoutée (TVA) (Article 351 du CGI)	Impôt sur la consommation assis sur le chiffre d'affaires perçu à tous les stades du circuit commercial et de prestations de services	<p><u>Exonérations :</u> Cf liste des exonérations figurant à l'article 361 du CGI.</p> <p><u>Exemptions</u> Activités exemptées :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- activités agricoles ;</li> <li>- activités salariées au sens du Code du Travail ;</li> <li>- prélèvement effectué pour donner des cadeaux de faible valeur ou échantillons pour les besoins de l'entreprise.</li> </ul> <p><u>Personnes exemptées :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- personnes ou organismes de droit public</li> </ul>	<p>Taux de droit commun : 18% sur une base hors taxe.</p> <p>Taux réduit : 10% pour les prestations fournis par les établissements d'hébergement touristiques agréés.</p>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	L'exonération faite aux livraisons de matériels destinés à la production d'énergies renouvelables, définie à l'article 361-27, est une dépense fiscale à visée environnementale
Contribution économique locale (Art. 320 du CGI)	Contribution annuelle perçue sur toute personne qui exerce au Sénégal un commerce, une industrie, une profession et soumise,	<p><u>Exemptions :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- personnes exerçant une activité salariée au sens du Code du Travail</li> <li>- Exemptions permanentes</li> </ul>	<p><u>Contribution sur la valeur locative des locaux professionnels (CEL VL) :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de 15% applicable aux locaux loués ou occupés à titre gratuit ;</li> </ul>	Recouvrement par le Trésor public pour le budget des Communes	Recette fiscale hydrique

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et exemptions (voir si à ajouter la suspension de TVA)	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
	par ailleurs, à un régime d'imposition du bénéfice du réel.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'Etat, les collectivités territoriales et les établissements publics ;</li> <li>- les artistes (peintres, sculpteurs, graveurs et dessinateurs) ;</li> <li>- les cultivateurs ;</li> <li>- etc ... (Cf. liste des exemptions permanentes figurant à l'article 322.</li> <li>- Exemptions temporaires</li> <li>- les entreprises titulaires de permis de recherche</li> <li>- de substances minérales ou pétrolières ;</li> <li>- les entreprises titulaires de concessions minières ;</li> <li>- les entreprises exportatrices.</li> </ul> <p><u>Contribution sur la valeur ajoutée</u> Exonérations :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les entreprises relevant de la loi n° 2008-47 du 3 septembre 2008 portant réglementation des systèmes financiers décentralisés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de 20% applicable aux locaux, terrains et installations inscrits à l'actif du bilan du contribuable.</li> </ul> <p>Contribution sur la valeur ajoutée (CEL VA) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de 1% de la valeur ajoutée dégagée au cours de l'exercice précédent ;</li> <li>- Taux de 0,075% du chiffre d'affaires pour les contribuables relevant des secteurs à faible marge ou ceux dans lesquels les prix sont réglementés ;</li> <li>- Taux de 0,30% du chiffre d'affaires des exploitants de réseaux de télécommunications ouverts au public agréés au Sénégal</li> </ul>		

Source : Code Général des Impôts (2013) au Sénégal. Tableau synoptique des impôts, taxes, redevances et prélèvements divers du dispositif fiscal sénégalais. Edition (à chercher). b La vision politique des dispositifs fiscaux : impositions à visée purement environnementale, impositions dont l'objectif est budgétaire mais qui présentent un impact sur l'environnement ou impositions « ambivalentes ou hybrides » dont le double but est incitatif et fiscal.

Eléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
Impôt sur les sociétés (Art. 2 du CGI)	Impôt annuel perçu sur l'ensemble des bénéfices réalisés au Sénégal (sous réserve des dispositions des conventions internationales relatives aux doubles impositions) par les sociétés et autres personnes morales visées à l'article 4	<p>Exonérations (3 ans) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les sociétés d'investissement à capital fixe pour la partie des bénéfices provenant des produits nets de leur portefeuille</li> </ul> <p>Exemptions (dans la limite de l'objet social) :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les groupements d'achat de consommation ;</li> <li>- les caisses de crédit agricole mutuel ;</li> <li>- les organismes coopératifs agricoles et leurs unions ;</li> <li>- etc... (Cf. liste des exemptions figurant à l'article 5)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de 30% du bénéfice imposable ;</li> <li>- Taux de 15% du bénéfice imposable des entreprises bénéficiant du statut d'entreprise franche d'exportation</li> </ul>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride
Impôt minimum forfaitaire sur les sociétés (article 38 du CGI)	Il est dû par toutes les sociétés ou personnes morales déficitaires ou dont le résultat fiscal ne permet pas de générer un impôt sur les sociétés supérieur au montant déterminé par le tarif visé à l'article 40	<p>Exonérations :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les entreprises ayant commencé leurs premières opérations dans le courant de l'année précédant celle de l'imposition et les sociétés ayant clos leur premier bilan au cours ou à la fin de ladite année, à la condition, dans ce cas, que l'exercice ne soit pas d'une durée supérieure à douze mois ;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tarif de 0,5 % sur le chiffre d'affaires hors taxes réalisé l'année précédant celle de l'imposition.</li> </ul> <p>Le montant dû ne peut cependant être ni inférieur à 500.000 francs ni supérieur à 5.000.000 francs.</p>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- les entreprises ayant pour objet exclusif l'édition, l'impression ou la vente de publications périodiques ;</li> <li>- Etc .... (cf. liste des entreprises exonérées figurant à l'article 39)</li> </ul>			
Impôt sur le revenu des personnes physiques (Art. 47 du CGI)	Impôt annuel perçu sur les revenus de source sénégalaise et/ou étrangère des personnes physiques	<p>Personnes exonérées :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les personnes dont le revenu net imposable tel qu'il est fixé par l'article 54 n'excède pas la somme de 630.000 francs pour le calcul de l'impôt sur le revenu ;</li> <li>- les agents diplomatiques et consulaires de nationalité étrangère, mais seulement dans la mesure où les pays qu'ils représentent concèdent des avantages analogues au personnel diplomatique et consulaire sénégalais et exclusivement pour les revenus de l'exercice de leurs fonctions diplomatiques ou consulaires.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Application du barème progressif figurant à l'article 173-1 ;</li> </ul> <p>Par dérogation à la disposition supra, en ce qui concerne les revenus de capitaux mobiliers, il est fait application d'une retenue à la source aux taux suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 25 %, pour les plus-values prévues à l'article 259-2 ;</li> <li>- 10 %, pour les produits des actions, parts sociales et parts d'intérêts des sociétés passibles de l'impôt sur les sociétés ;</li> <li>- 13 %, pour les revenus d'obligations, ramené à 6% pour les revenus des obligations, à échéance d'au moins cinq ans, émises au Sénégal ;</li> <li>- 15 %, pour les lots ;</li> <li>- etc. ... (cf. liste des taux catégoriels figurant à l'article 173-2)</li> </ul>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
Contribution globale foncière  (article 74 du CGI)	Contribution perçue sur le montant brut locatif annuel, représentative des impôts et taxes ci-après : - Impôt sur les revenus fonciers ; - Impôt du minimum fiscal ; - Contribution foncière des propriétés bâties ; - Contribution forfaitaire à la charge des employeurs.	Exemptions : - les personnes morales	Suivant le niveau du revenu brut annuel, la contribution due est de 1 à 2 mois de loyer, sans être inférieure à 30.000 Francs, pour les personnes assujetties n'ayant pas opté pour le régime du réel.	Recouvrement par le Trésor public pour le budget de l'Etat et des Communes	Recette fiscale hydride

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
Revenus des valeurs mobilières (article 84 du CGI)	Impôt perçu sur les revenus distribués par les personnes morales passibles de l'impôt sur les sociétés au sens de l'article 4	<p>Exemptions :</p> <p>Sont exonérés de l'impôt sur le revenu, les intérêts, arrérages et tous autres produits des obligations, effets publics et tous autres titres d'emprunts négociables émis par :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- l'Etat, les communes, les établissements publics ne se livrant pas à une exploitation ou à des opérations à caractère lucratif;</li> <li>- la Banque de l'Habitat du Sénégal;</li> <li>- Etc... (cf. liste des personnes exemptées figurant à l'article 91)</li> </ul>	<p>Une retenue à la source est opérée aux taux suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 25 %, pour les plus-values prévues à l'article 259-2 ;</li> <li>- 10 %, pour les produits des actions, parts sociales et parts d'intérêts des sociétés passibles de l'impôt sur les sociétés ;</li> <li>- 13 %, pour les revenus d'obligations ; Toutefois, pour les revenus des obligations, à échéance d'au moins cinq ans, émises au Sénégal, le taux est porté à 6 % ;</li> <li>- 15 %, pour les lots ;</li> </ul>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride
Revenus des créances, dépôts et cautionnements (article 101 du CGI)	<p>Impôt perçu sur les intérêts, arrérages et tous autres produits :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- des créances hypothécaires, privilégiées et chirographaires, à l'exclusion de toute opération commerciale ne présentant pas le caractère juridique d'un prêt ;</li> <li>- des dépôts de sommes d'argent, à</li> </ul>	<p>Exemptions :</p> <p>Les intérêts, arrérages et tous autres produits de comptes courants figurant dans les recettes provenant de l'exercice d'une profession industrielle, commerciale, ou agricole ou d'une exploitation minière, sous la double condition :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- que les contractants, aient la qualité d'industriel, de commerçant ou d'exploitant agricole ou minier;</li> <li>- que les opérations inscrites au compte courant se</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de 16% du revenu de capitaux mobiliers ;</li> <li>- Taux de 8 % pour les intérêts, arrérages et autres produits des comptes de dépôtset des comptes courants ;</li> <li>- Taux de 20% pour les intérêts des bons de caisse, nominatifs ou au porteur.</li> </ul>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride

Eléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
	<p>vue ou à échéance fixe, quel que soit le dépositaire et quelle que soit l'affectation du dépôt ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Etc... (cf. liste figurant à l'article 101)</li> </ul>	<p>rattachent exclusivement à l'industrie, au commerce ou à l'exploitation des deux parties.</p> <p>Exonérations :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les intérêts, arrérages et tous autres produits des titres d'emprunt émis par l'Etat ou les collectivités territoriales ;</li> <li>- les intérêts, arrérages et tous autres produits des comptes de dépôts ouverts dans les écritures de la Banque de l'Habitat du Sénégal, ainsi que des prêts et avances, quelle que soit leur forme, consentis à cet établissement ;</li> <li>- Etc... (cf. liste des exonérations figurant à l'article 105)</li> </ul>			
Contribution forfaitaire à la charge des employeurs  (article 263 du CGI)	<p>Contribution, à la charge des personnes physiques, morales et organismes, perçue sur les traitements bruts payés à leurs employés</p>	<p>Exonérations permanentes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- l'Etat et les collectivités locales ;</li> <li>- les organismes publics ou parapublics étrangers ou internationaux</li> <li>- etc... (cf. liste des exonérations figurant à l'article 263-2).</li> </ul> <p>Exonérations temporaires :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les entreprises titulaires de permis de recherche de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de 3% du montant total des traitements et salaires</li> </ul>	<p>Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat</p>	<p>Recette fiscale hydrique</p>

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
		substances minérales ou pétrolières ; - Les entreprises titulaires de titre minier, pendant la phase d'exploitation et pour une durée de 3 ans à compter de la date de 1 <sup>ère</sup> production.			
Taxe sur les affaires financières  (article 400 du CGI)	Taxe appliquée à toutes les rémunérations perçues sur les opérations financières réalisées au Sénégal	Exonérations : - les intérêts sur prêts, avances, dépôts en comptes correspondants fonctionnant comme tels ainsi que les commissions d'engagements par signature et opérations assimilées, conclus ou réalisés entre banques ou entre banques et établissements financiers installés ou non au Sénégal ou entre banques et systèmes financiers décentralisés dûment agréés par les autorités compétentes ; - Etc... (liste des exonérations figurant à l'article 402).	- Taux de 17% pour les activités financières ; - Taux de 7% pour les intérêts, commissions et frais perçus à l'occasion de toutes les opérations finançant les ventes à l'exportation	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride
Les droits de timbre  (Article 512 du CGI)	Droits de timbre proprement dit : - Contribution perçue sur tous les papiers destinés aux actes civils et judiciaires et aux écritures qui	Exonérations : - les titres de transport aérien, quelle que soit la forme de leur support ; - les actes faits en vertu et pour l'exécution des textes relatifs aux accidents du travail,	<u>Droits de timbre proprement dit</u> Timbre des formules de chèques : - Tarif de 25 francs par formule Timbre des connaissements : - 25 000 francs pour un seul des quatre originaux, destiné au capitaine ;	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
	<p>peuvent être produites en justice et y faire foi.</p> <p>Droits de délivrance de documents et perceptions</p> <p>Diverses</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cf. champ d'application définie aux articles 524 à 535 du CGI</li> </ul>	<p>lesprocès-verbaux de conciliation et les décisions des juridictions en manière de droit du travail etde pensions ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Etc... (cf. liste des exonérations figurant à l'article 514 Bis du CGI)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 5 000 francs pour le petit cabotage de port sénégalais à port sénégalais, et aux connaissements venant de l'étranger avant tout usage au Sénégal ;</li> <li>- Etc... (cf. liste de désignation des tarifs figurant à l'article 516 du CGI)</li> </ul> <p><u>Droits de délivrance de documents et perceptions</u></p> <p><u>Diverses</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tarif de 1000 F, par cheval, pour les véhicules de transport public ;</li> <li>- Tarif de 2000 F, par cheval vapeur, les récépissés de déclaration de mise en circulation de véhiculesautomobiles et de tous véhicules à moteurs autres que les tracteurs agricoles et les vélomoteurs, scooters et cyclomoteurs d'une cylindrée inférieure ou égale à 125 m3 ;</li> <li>- Etc... (cf. liste des différents tarifs figurant aux articles 524 à 535 du GI)</li> </ul>		

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
Droits de publicité foncière (Article 536 du CGI)	Droits perçus sur les actes déclaratifs, constitutifs, translatifs ou extinctifs de droits réels ou personnels et ceux portant prorogation ou renouvellement d'inscription, soumis à la formalité de la publicité.	Exonérations : (sous réserve des conventions internationales) - toutes les formalités requises par l'Etat ou les collectivités territoriales lorsque le paiement de ces droits leur incombe légalement ; - les formalités requises à la suite d'une fusion de sociétés et opérations assimilées ; - les formalités requises par les établissements de finance islamique, en exécution d'un contrat de financement, quelles que soient leurs dénominations, lorsque ledit contrat prévoit à terme la cession définitive du bien.	Tarifs des droits fixes : - 30.000 F pour l'immatriculation et le duplicata par titre ; - 20.000 F pour la fusion et le morcellement par titre fusionné ou créé ; - 5.000 F pour les autres inscriptions par titre.  Tarifs des droits proportionnels : - 1% pour l'immatriculation au livre foncier ; <sup>α</sup> - 0,80% pour tous les autres actes prévus à l'article 536. <sup>μ</sup>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat et les parts du Conservateur	Recette fiscale hydride
Taxe sur les conventions d'assurances (Article 540 du CGI)	Taxe perçue sur les conventions d'assurances ou de rente viagère conclues avec une société ou compagnie d'assurances ou avec tout autre assureur sénégalais ou étranger, ainsi que tous actes ayant exclusivement pour objet la formation, la	Exonérations : - les réassurances, sous réserve de ce qui est dit au dernier alinéa du présent article ; - les assurances bénéficiant, en vertu de dispositions exceptionnelles, de l'exonération des droits de timbre et d'enregistrement ; - les assurances passées par les sociétés ou caisses d'assurances mutuelles agricoles avec des personnes	Les tarifs sont : - 5% pour les assurances contre les risques de toute nature de navigation maritime, fluviale ou aérienne ; - 5 % pour les assurances multirisques habitation et les assurances incendies des bâtiments à usage d'habitation exclusif ; - 3% pour les assurances de groupe, y compris les contrats de rente différée de moins de 3ans sous réserve des exonérations prévues à l'article 540 ;	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride

Eléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
	modification ou la résiliation amiable de ces conventions, quel que soit le lieu et la date auxquels elles sont ou ont été conclues.	<ul style="list-style-type: none"> <li>exerçant une profession agricole et couvrant des risques agricoles ;</li> <li>- Etc... (cf. liste des exonérations figurant à l'article 540 du CGI)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Etc... (cf. liste des tarifs figurant à l'article 542 du CGI)</li> </ul>		

Eléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
Taxe annuelle sur les véhicules ou engins à moteur (article 549 du CGI)	<p>Taxe perçue sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les véhicules terrestres à moteur qui sont immatriculés au Sénégal, ainsi que les véhicules de même nature et les engins à moteur, non soumis au régime de l'immatriculation, utilisés au Sénégal ;</li> <li>les véhicules de même nature, non immatriculés au Sénégal, soumis ou non au régime de l'immatriculation, qui sont en service au Sénégal et appartiennent à une personne physique ou morale ayant ou non au Sénégal son domicile, sa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les véhicules et engins à moteur non définis à l'article 549-1</li> </ul>	<p>Le montant de la taxe est défini selon les modalités ci-après, prévues à l'article 444 du CGI<sup>a</sup> :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 21.665 FCFA par hectolitre pour le super carburant ;</li> <li>- 19.847 FCFA par hectolitre pour l'essence ordinaire ;</li> <li>- 3.856 FCFA par hectolitre pour l'essence pirogue ;</li> <li>- 10.395 FCFA par hectolitre pour le gasoil.</li> </ul>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
	résidence habituelle, son siège ou une agence d'exploitation.				
Taxe spéciale sur les voitures particulières des personnes Morales  (article 550 du CGI)	Taxe perçue sur les véhicules classés dans la catégorie des voitures particulières par le Code de la Route et ceux non soumis à la contribution économique locale <sup>α</sup>	<p>Exonérations :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les véhicules des négociants en automobiles destinés à la vente, y compris ceux provisoirement utilisés par ces négociants pour la démonstration et les essais dans la mesure où la durée de détention n'excède pas 3 mois ;</li> <li>- les véhicules destinés à l'exécution d'un service de transport à la disposition du public : taxis et véhicules assimilés, véhicules des sociétés de transport automobiles ;</li> <li>- les véhicules des écoles agréées de formation à la conduite automobile ;</li> <li>- les véhicules destinés exclusivement aux compétitions sportives ; les véhicules destinés à la location sans chauffeur.</li> </ul>	<p>Les tarifs sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 50.000 F par an pour les véhicules d'une puissance fiscale inférieure ou égale à 4 CV ;</li> <li>- 100.000 F par an pour les véhicules d'une puissance fiscale comprise entre 5 et 11 CV ;</li> <li>- 200.000 F par an pour les véhicules d'une puissance fiscale supérieure à 11 CV.</li> </ul>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride
Taxe sur les boissons et liquides alcoolisés  (Article 411 du CGI)	Taxe perçue sur : - tous les alcools et liquides alcoolisés produits ou importés	Exonérations Les mises à la consommation et les cessions ou opérations assimilées, portant sur les produits suivants :	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de 40% pour les alcools et liquides alcoolisés <sup>α</sup> ;</li> <li>- Taux de 5% pour les autres boissons et liquides.</li> </ul>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale à visée de santé publique

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
	<p>au Sénégal quelle que soit leur dénomination ;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les boissons non alcoolisées à l'exclusion de l'eau.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- vins destinés à la célébration du culte ;</li> <li>- produits médicamenteux alcoolisés à l'exception de l'alcool de menthe et de l'alcool éthylique rectifié ;</li> <li>- cidres, poirés et vins de palme vendus à l'état nature ;</li> <li>- Etc... (cf. liste des exonérations figurant à l'article 412 du CGI).</li> </ul>			
Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
<p>Taxe sur le café (Article 425 du CGI)</p>	<p>Taxe perçue sur le café, même torréfié ou décaféiné, les coques et pellicules de café, succédanés de café contenant du café, quelles que soient les proportions du mélange :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- café vert décaféiné ou non, y compris les coques et les pellicules non torréfiées ;</li> <li>- café vert décaféiné ou non, y compris les coques et les pellicules non torréfiées ;</li> <li>- café torréfié moulu ou non, décaféiné ou non</li> </ul>	<p>Cf ... article 410 du CGI</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- (A discuter)</li> </ul>	Taux de 5%	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
	<ul style="list-style-type: none"> <li>et les succédanés de café contenant du café torréfié moulu ou non ;</li> <li>- les extraits de café (solubles, concentrés...);</li> <li>- les essences de café ;</li> </ul> les préparations à base de ces extraits ou essences.				
Taxe sur le thé  (Article 427 du CGI)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taxe perçue sur le thé noir et le thé vert, les extraits (concentrés ou solubles) de thé, les essences de thé et les préparations à base de ces extraits ou essences</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cf ... article 410 du CGI (A discuter)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de 5%</li> </ul>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hybride
Taxe sur les corps gras alimentaires  (Article 429 du CGI)	Taxe perçue sur tous les corps gras alimentaires, à l'exclusion des huiles d'arachide, fluides ou concrètes, brutes, épurées ou raffinées, ainsi que les huiles alimentaires contenant au moins 60% d'huile d'arachide.	Exonérations : <ul style="list-style-type: none"> <li>- les huiles brutes destinées à être raffinées au Sénégal ainsi que les corps gras alimentaires destinés à être utilisés au Sénégal pour la production de corps gras alimentaires.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de 15% pour les beurres, crèmes de lait et les succédanés ou mélanges contenant du beurre ou de la crème, quelles que soient les proportions du mélange ;</li> <li>- Taux de 10% pour les autres corps gras.</li> </ul>	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale à visée de santé publique

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
<p>Taxe sur les tabacs</p> <p>(Article 432 du CGI)</p>	<p>Taxe perçue sur les tabacs de toutes natures produits ou importés au Sénégal.</p>	<p>Exonérations : les tabacs reçus en vrac, en manques ou feuilles, lorsqu'ils sont destinés à être utilisés au Sénégal pour la production de cigares, cigarillos, cigarettes, tabacs à fumer et autres tabacs, notamment ceux à mâcher ou à priser.</p>	<p>- Taux de 50%</p>	<p>Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat</p>	<p>Recette fiscale à visée de santé publique</p>
<p>Taxe sur les produits cosmétiques</p> <p>(Article 441 du CGI)</p>	<p>La taxe est perçue sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- les produits de beauté ou de maquillage préparés et préparations pour l'entretien ou les soins de la peau, autres que les médicaments, y compris les préparations antisolaires et les préparations pour bronzage, pour bains et douche et préparations pour manucure ou pédicure ;</li> <li>- les préparations capillaires : shampoing, préparations pour l'ondulation ou le</li> </ul>	<p>Cf ... article 410 du CGI</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- (A discuter)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux commun de 10% ;</li> <li>- Taux de 15% pour les produits dépigmentants figurant sur une liste établie par arrêté conjoint du Ministre chargé des Finances et du Ministre chargé de la Santé.</li> </ul>	<p>Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat</p>	<p>Recette fiscale hydride</p>

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
	<p>défrisage permanent, les laques pour cheveux et autres préparations destinées à être appliquées sur les cheveux telles que les brillantines, les huiles, les pommades, les fixateurs, les teintures et les produits décolorants pour cheveux, les rinces-crèmes ;</p> <p>- les parfums.</p>				

Eléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
Taxe sur les produits pétroliers  (Article 443 du CGI)	Taxe perçue sur le super carburant, l'essence ordinaire, l'essence pirogue et le gasoil.	- Aucune	Les tarifs sont : - 21.665 FCFA par hectolitre pour le super carburant ; - 19.847 FCFA par hectolitre pour l'essence ordinaire ; - 3.856 FCFA par hectolitre pour l'essence pirogue ; - 10.395 FCFA par hectolitre pour le gasoil.	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride
Taxe sur les armes à feu  (Article 346 du CGI)	- Taxe perçue sur tout détenteur d'armes à feu	Exemptions : - les revolvers d'ordonnance des officiers et sous-officiers en activité de service ou appartenant à la réserve ; - les armes d'honneur données par l'Administration aux anciens chefs coutumiers en récompense de leurs services ; - Etc... (cf. liste des exemptions figurant à l'article 347 du CGI)	Les tarifs sont : - 60.000 F pour les revolvers et pistolets ; - 15.000 F pour les armes de traite ; - 60.000 F pour les fusils à canons lisse (quel que soit le nombre de canons) - Etc.. (cf. tarification figurant à l'article 346 du CGI)	Service de recouvrement compétent à vérifier	Recette fiscale à visée sécuritaire

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
Taxe sur les sachets en plastique  (Article 444 Bis du CGI)	La taxe est perçue sur les sachets en plastique de toutes natures, produits ou importés au Sénégal.	Cf ... article 410 du CGI - (A discuter)	- Tarif de trois (3) francs par gramme de sachets en plastique.	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale à visée environnementale
Taxe sur les véhicules de tourisme dont la puissance est supérieure ou égale à 13 chevaux  (Article 439 du CGI)	Taxe perçue sur les véhicules conçus pour transporter des personnes, à l'exclusion des véhicules destinés au transport public de voyageurs	Cf ... article 410 du CGI (A discuter)	- Taux de 10%	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale à visée environnementale

Dispositifs fiscaux liés à l'émission de polluants dans les matrices sol, eau et air					
Contribution spéciale sur les produits des mines et carrières  (Article 19 de la Loi n° 2013-07 du 18 décembre 2013, modifiée par l'Article 18 de la Loi 2016-35 du 23 décembre 2016)	- Contribution perçue sur les substances minérales et fossiles visées à l'article 4 du Code minier et au ciment.	Exonérations : - Les produits des mines et carrières lorsqu'ils sont utilisés dans la production de biens soumis à cette même contribution ; - les exportations de ciment.	Taux Pour l'or : - 4% pour 2014 - 3% pour 2015 - 2% à partir de 2016 Pour les autres produits : - Taux de 3%	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride

Éléments constitutifs	Caractéristiques	Exonérations et déductions	Taux ou tarifs	Recouvrement et affectation	Type d'imposition
Taxe sur le ciment  (Article 22 de la Loi 2016-35 du 23 décembre 2016)	Taxe perçue sur le ciment produit ou importé au Sénégal à l'exclusion des exportations.	Exonérations : les reventes en l'état de ciment ayant déjà effectivement supporté au Sénégal, la taxe.	- Le tarif de la taxe est fixé à trois (3) francs par kilogramme de ciment.	Recouvrement par la DGID pour le budget de l'Etat	Recette fiscale hydride

## Annexe 5 : Expérience MDP au Sénégal

Tableau 24: Extrait du CDM Pipeline pour le Sénégal

ID	Title	Status	Sub-type	1st period ktCO2e/y r	2nd period ktCO2e/ yr	3rd period ktCO2e/ yr	yrs.	Credit start	Expected accumu- lated 2012 ktCO2e	Expected accumu- lated 2020 ktCO2e	Expected accumu- lated 2030 ktCO2e	Total issuance (kCERs)	Issuance delay (months)	Date of registration
CDM1 0526	M'beubeuss Landfill Methane Recovery Project	Replaced Validation terminated	Landfill flaring	131			10	13-oct-07	784	1313	1313			
CDM0 5463	Energy efficiency improvement Project of CSS sugar mill	Registered	Bagasse power	37			7	28-dic-10	75	374	749		91	28-déc-10
CDM0 7178	Oceanium mangrove restoration project	Registered	Mangroves	2,7			30	27-jun-08	12	34	61		76	21-mar-12
CDM0 4259	Partial Substitution of Coal by Jatropha Fruits and Biomass Residues in the Production of Portland Cement	Registered	Agricultural residues: other kinds	54			7	01-mar-12	45	480	1024		77	02-jan-12
CDM0 7852	Taiba N'diaye Wind Energy project, Senegal	Registered	Wind	267			7	01-sep-13	0	1962	4637		59	29-feb-12
CDM1 2595	Grid-connected Solar PV project in Méouane	Registered	Solar PV	34			7	01-may-17		125	465		14	11-oct-16
CDM1 2605	Grid-connected Solar PV project in Bokhol	Registered	Solar PV	23			7	01-nov-16		96	326		20	24-oct-16
CDM1 2632	Grid-connected Solar PV project in Mérina Dakhar	Registered	Solar PV	34			7	01-oct-17		112	456		9	02-mai-17

ID	Title	Status	Sub-type	1st period ktCO <sub>2</sub> e/yr	2nd period ktCO <sub>2</sub> e/yr	3rd period ktCO <sub>2</sub> e/yr	yrs.	Credit start	Expected accumulated 2012 ktCO <sub>2</sub> e	Expected accumulated 2020 ktCO <sub>2</sub> e	Expected accumulated 2030 ktCO <sub>2</sub> e	Total issuance (kCERs)	Issuance delay (months)	Date of registration
CDM01779	M'beubeuss Landfill Methane Recovery Project	At Validation	Landfill flaring	198			7	01-jun-12	0	1702	3686			

Source: UNEP DTU<sup>18</sup>

Tableau 25: Extrait du PoAs Pipeline pour le Sénégal

ID	Title	Status	Sub-type	1st period ktCO <sub>2</sub> /yr	2nd period ktCO <sub>2</sub> /yr	PoA lifetime start	POA Lifetime	yrs.	CPA Credit start	2012 ktCO <sub>2</sub>	2020 ktCO <sub>2</sub>	Total issuance (kCERs)	Expected kCERs	Barrier Analysis Type
PoA006	Promotion of Energy-Efficient lighting using Compact Fluorescent Light Bulbs in rural areas in Senegal	Registered	Lighting	4,2		01-ene-09	28			0,000	41,730	0,000		
CPA006.01	Promotion of Energy-Efficient lighting using Compact Fluorescent Light Bulbs in the concession of Saint-Louis-Dagana-Podor as part of the Senegalese rural electrification plan.	Registered	Lighting	4,2				10	10-oct-12		41,730			Investment;P revailing practice
PoA0283	Distribution of Improved Cook Stoves in Sub-Saharan Africa	Registered	Stoves	39,1		20-abr-12	28			19,045	329,415	0,000		
CPA0283.01	Distribution of Improved Cook Stoves in Sub-Saharan Africa in Senegal – CPA-001	Registered	Stoves	39,1				7	01-ago-12	19,045	329,415			Investment
PoA0309	CDM Africa Sustainable Energy Programme	Replaced At Validation	Stoves			30-abr-12	28							

<sup>18</sup> <http://cdmpipeline.org/> (version 1 juillet 2018)

ID	Title	Status	Sub-type	1st period ktCO2/yr	2nd period ktCO2/yr	PoA lifetime start	POA Lifetime	yrs.	CPA Credit start	2012 ktCO2	2020 ktCO2	Total issuance (kCERs)	Expected kCERs	Barrier Analysis Type
CPA03 09.01	CDM Africa Sustainable Energy Programme in Dakar, Senegal CPA-001	Replaced At Validation	Stoves	138,6				10	01-ago-12	57,733	1.385,590			Investment; Other
PoA03 98	Mangrove Restoration Program in Senegal	Validation Terminated	Mangroves	13,5		21-jun-10	60			26,298	142,766	0,000		
CPA03 98.01	Oceanium Mangrove Restoration campaign 2010; ID: Mangrove Restoration Program in Senegal-CPA/001	Validation Terminated	Mangroves	13,5				30	21-jun-10	26,298	142,766			Investment; Other; Prevailing practice; Technological
PoA04 33	CDM Sustainable Energy Programme	Registered	Stoves	72,3		19-jul-13	28			0,000	370,174	0,000		
CPA04 33.01	CDM Sustainable Energy Project Dakar 1, Version 01.	Registered	Stoves	31,3				7	20-mar-15	0,000	181,411			
CPA04 33.02	CDM Sustainable Energy Project Dakar 2, Version 01.	Registered	Stoves	41,0				7	26-may-16	0,000	188,763			
PoA04 90	Senegal Rural Electrification Program	Registered	Solar PV	67,6		07-jun-11				0,0	210,1	19,992		
CPA04 90.01	CPA001 Senegal Rural Electrification - Mini-Grids	Registered	Solar PV	27,1				7	01-jun-18		70,0	19,992		
CPA04 90.02	CPA002 Senegal Rural Electrification – Grid Extension	Registered	Connection of Isolated grid	13,4					17-may-18		70,0			
CPA04 90.03	CPA003 Senegal Rural Electrification – Solar Home Systems	Registered	Solar PV	27,1					17-may-18		70,0			
PoA05 05	The Haidar El Ali Mangrove Initiative (HEAMI)	At Validation	Reforestation	233,2				10		0,0	2331,6	0,000		
CPA05 05.01	The Haidar El Ali Mangrove Initiative (HEAMI). CPA 1	At Validation	Reforestation	233,2				10	01-jul-18		2331,6			

Source : UNDEP DTU<sup>19</sup>

## Annexe 6 : Résumé de la session de concertation du 10 octobre

### Compte rendu réunion du 10 Octobre 2018

Dans le cadre de l'étude d'opportunité de mise en place d'instruments de tarification carbone au Sénégal du projet CI-ACA pour la mise en œuvre de la CDN, une réunion de travail des groupes Ad Hoc mis en place par la DDEC et le COMMNAC s'est tenue à la salle de réunion de la DEEC, rue Carnot à Dakar le 10/10/2018 de 10h à 13H. L'objet de la rencontre était de continuer le travail de hiérarchisation entamé lors de l'atelier du 10 Août 2018.

Mr El Hadji Mbaye Diagne a entamé la réunion de travail en présentant le PV de l'atelier de démarrage de l'étude d'opportunités sur les instruments de tarification carbone tenu les 09 et 10 août 2018 à Dakar, le rapport intermédiaire préparé par les consultants ainsi que la note d'évaluation de ce rapport par les responsables du projet CI-ACA au sein du secrétariat de la CCNUCC. La présentation de ces trois documents était un moyen pour lui de rappeler aux participants les quatre options qui sont principalement retenues pour les instruments de tarification du carbone au Sénégal à savoir : un Système d'échange de quotas d'émission (ETS), la Taxe carbone, les réformes fiscales (réduire les subventions aux combustibles fossiles/activités émettrices GES qui constituent effectivement un prix négatif du carbone) et le Mécanisme du scénario de référence et d'attribution de crédits carbone (récompenser les réductions d'émissions) ainsi que les différentes options relatives à ces options. Les options d'utilisation ou non des revenus des instruments de tarification carbone ont aussi été passées en revue.

Mr Diagne a rappelé qu'après classification des instruments, les participants doivent donner une hiérarchisation pour les meilleures options d'utilisation de la taxe collectée pour l'ensemble des secteurs et sous-secteurs retenus.

À l'unanimité, les participants ont souligné qu'en réalité, la hiérarchisation qui a été faite dans les travaux de groupe lors de l'atelier de démarrage n'a pas été menée suivant les règles de l'art parce que les membres des groupes n'avaient pas tous le même niveau de compréhension des concepts et que le temps alloué pour réaliser la tâche était trop court.

Mr Diagne a ainsi pris plus d'une heure de temps pour expliquer certains aspects relatifs aux options de tarification carbone ainsi que les variantes et les options d'utilisation ou non des revenus des options qui n'étaient pas clairs pour certains.

Finalement il a été retenu que tous les rapports (rapport intermédiaire des consultants et d'évaluation du secrétariat de la CCNUCC) ainsi que les compte-rendus des rencontres seront partagés avec les participants pour une meilleure appréhension des aspects du projet de tarification. Un délai de 3 jours est alors donné aux participants pour l'exploitation des différents documents ainsi qu'une nouvelle notation des instruments.

Les participants ont convenu que secteurs de l'agriculture et de la foresterie, bien que constituant près de la moitié des émissions du pays, ne seront pas considérés comme des secteurs pour lesquels il faudra de mettre en place un système de tarification mais plutôt des secteurs pouvant bénéficier du recyclage des revenus des instruments qui seront mis en place. Ceci incitera les exploitants à adopter les meilleures pratiques pour l'atténuation et l'adaptation. Le secteur de l'énergie et plus particulièrement la production d'électricité et exploitation pétrolière, le secteur de l'industrie et les déchets (solides et liquides) deviennent les différents secteurs concernés par les

instruments à mettre en place. Le travail consistera à remplir (notation de 1 à 5) les 2 tableaux en annexe pour chaque secteur.

Le premier tableau est relatif à la hiérarchisation des instruments pour tous les secteurs et sous- secteurs retenus alors que le deuxième servira à identifier les meilleures options de recyclage pour les deux options les mieux classés.

Ces nouvelles notations des membres du groupe Ad hoc seront compilées pour en faire une synthèse.

Pour le secteur des déchets, une suggestion de Mr Ousmane Fall Sarr était de séparer ce secteur en déchets solides et déchets liquides. Plusieurs réactions ont suivi la question de Mr Diagne : sur qui appliquer la taxe carbone du secteur des déchets. Certains participants pensent que la taxe devrait être appliquée sur le collecteur des déchets (ordures ménagères), les concessionnaires ; d'autres suggèrent qu'elle soit appliquée aux ménages qui produisent ces ordures où même aux importateurs qui font entrer dans le pays des produits susceptibles de produire des déchets ou même aux concessionnaires qui collecte les ordures ménagères sans faire de tri.

Mais pour Mr Diagne, c'est la personne qui gère le centre d'enfouissement des déchets qui devrait être taxée car c'est elle qui peut disposer d'un centre de stockage performant qui permettrait d'éviter les émissions de méthane tel que prévu dans les options d'atténuation de ce secteur dans ma CDN. En plus le système de tri n'est pas pris en compte dans le contexte sénégalais. En bref, c'est la gestion du stockage des déchets qui génère de l'émission, donc les concessionnaires devront être les personnes à taxer dans le secteur des déchets.

D'autres recommandations ont été soulevées aussi:

- Avec l'utilisation de l'instrument taxe avec ou sans crédit carbone, les crédits carbone pourraient être vendus sur le marché de carbone international.
- Neutralisation de la taxe carbone : avec l'exploitation de pétrole au Sénégal, les prix vont surement diminuer. On devrait essayer de voir comment intégrer la taxe carbone en compensation de cette probable réduction des prix.
- la possibilité de recycler les revenus des instruments retenus au profit plusieurs acteurs (industriels et consommateurs et secteurs). Les options proposées ne sont pas exclusives.

Enfin il a été retenu :

- De partager l'ensemble des documents du projet avec les membres du groupe Ad Hoc ;
- De diffuser le présent PV le jeudi 11 Octobre ;
- Les membres du groupe Ad Hoc devront procéder à la hiérarchisation des instruments de tarification carbone ainsi qu'à la classification des options de recyclage des revenus pour les options retenus pour chaque sous-secteur. Ces notes seront transmises à AEE au plus tard le 15/10 ;
- Les consultants de AEE feront la synthèse afin de dégager des notes moyennes et partageront les résultats avec les membres du groupe Ad Hoc et Perspectives le 16/10;
- Une deuxième réunion d'analyse des résultats et de finalisation de la consultation des parties prenantes aura lieu le 19 Octobre 2018. Elle sera précédée de certaines rencontres sectorielles le 18 Octobre si nécessaire.

La réunion de travail du jour à durée 3h (10h 15 mn- 13h 15mn).



Perspectives Climate Research gGmbH

Hugstetter Str. 7 | 79106 Fribourg | Allemagne

+49 761 590 33 823 | [michaelowa@perspectives.cc](mailto:michaelowa@perspectives.cc) | [www.perspectives.cc](http://www.perspectives.cc)