



# Compensation des émissions de GES de la Centrale C Doniambo

## Note de synthèse

Janvier 2014

*Document préparé par le cabinet Carbone 4*  
Alain Grandjean ([alain.grandjean@carbone4.com](mailto:alain.grandjean@carbone4.com))  
Julien Blanc ([julien.blanc@carbone4.com](mailto:julien.blanc@carbone4.com))  
Amélie Séguret ([amelie.seguret@carbone4.com](mailto:amelie.seguret@carbone4.com))

<b>1</b>	<b>Résumé à l'attention des décideurs .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Contexte et objectifs du projet .....</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Pourquoi s'intéresser aux émissions de GES ?.....</b>	<b>7</b>
3.1	Nous sommes dépendants des énergies fossiles, émettrices de CO <sub>2</sub> , et non renouvelables.....	7
3.2	Quand on brûle des énergies fossiles, ça chauffe! .....	7
3.3	La transition énergétique : changer de mix, mais surtout changer de modèle...	8
<b>4</b>	<b>Quelques principes méthodologiques .....</b>	<b>9</b>
4.1	Transparence .....	9
4.2	Périmètre de prise en compte des émissions .....	9
4.3	Choix des facteurs d'émissions .....	10
4.4	Emissions absolues ou émissions relatives .....	10
<b>5</b>	<b>Prix du CO<sub>2</sub> : de quoi parlons-nous ? .....</b>	<b>11</b>
5.1	Prix théorique et valeur tutélaire .....	11
5.2	Prix légal ou réglementaire .....	12
5.2.1	Le cas européen.....	12
5.2.2	Le cas français .....	14
5.2.3	Le cas australien .....	15
5.3	Prix volontaire.....	15
<b>6</b>	<b>Le projet de la SLN .....</b>	<b>16</b>
6.1	Le périmètre .....	17
6.2	Les facteurs d'émissions utilisés.....	18
6.2.1	Facteur d'émission du fioul lourd .....	18
6.2.2	Facteur d'émission du charbon.....	18
6.2.3	Remarque sur la non prise en compte de l'amont.....	19
<b>7</b>	<b>Calcul des émissions de GES.....</b>	<b>19</b>
<b>8</b>	<b>Quel scénario de compensation retenir ? .....</b>	<b>21</b>
<b>9</b>	<b>Quels projets de compensation ? .....</b>	<b>21</b>
9.1	Projets directement portés par la SLN .....	22
9.1.1	Valorisation des cendres.....	22
9.1.2	Production d'électricité d'origine renouvelable .....	22
9.2	Projets forestiers.....	23
9.3	Carbone « bleu » .....	23
9.4	Autres projets .....	24
<b>10</b>	<b>Récapitulatif et recommandations .....</b>	<b>24</b>

## 1 Résumé à l'attention des décideurs

Dans le cadre du projet de remplacement de la centrale thermique au fioul qui alimente actuellement le site de Doniambo par une centrale thermique au charbon, plus puissante et respectant la réglementation environnementale européenne, la SLN (Société Le Nickel) souhaite évaluer les différentes options de compensation, sur une base volontariste (les autres centrales construites dernièrement n'y sont pas soumises), de tout ou partie des émissions de CO<sub>2</sub> de cette centrale.

Acteur engagé sur le territoire, la SLN souhaite que cette compensation bénéficie à des projets en Nouvelle-Calédonie.

Carbone 4, mandaté par la SLN a étudié :

- Les émissions de gaz à effet de serre de la Centrale B et de la Centrale C
- Les différents mécanismes de prix du CO<sub>2</sub> en vigueur (compensation volontaire, mécanisme des quotas européens, taxe carbone australienne, contribution climat-énergie française)

Pour chiffrer les montants en jeu, on retient le scénario suivant : la production de **1 030GWh** par an pour une consommation totale de DBO de 1 300GWh, le solde étant assuré par Yaté (soit 270GWh).

Le rendement actuel de la Centrale B est de **29%**, et le rendement attendu de la Centrale C est de **36%**.

On a donc les émissions annuelles suivantes :

	Centrale B	Centrale C
Production électrique (MWh)	1 030 000	1 030 000
Rendement	29,00%	36,00%
Consommation combustibles (MWh PCI)	3 551 724	2 861 111
Facteur d'émissions (kgCO <sub>2</sub> eq/kWh)	0,284029851	0,340077902
Emissions de GES (tonnes CO <sub>2</sub> eq)	1 008 796	973 001

Deux scénarios de compensation sont théoriquement envisageables :

- Emissions « brutes » : Le montant à compenser correspond aux émissions de gaz à effet de serre sur le périmètre considéré
  - Cela correspond à 973 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an
- Emissions « nettes » : Le montant à compenser correspond à la différence entre les émissions avec projet (en l'occurrence le remplacement de la Centrale B par la Centrale C) et les émissions d'un scénario de référence (ici le maintien de la Centrale B)
  - Cela correspond à un **gain** de 36 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an

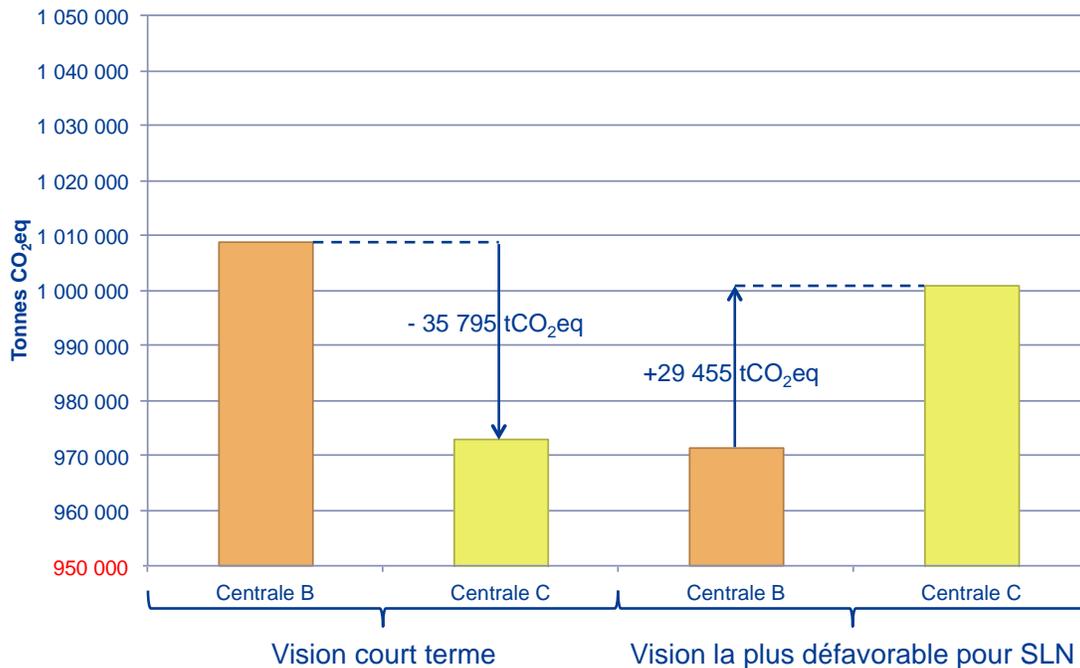
Les échanges avec la SLN ont également mis en lumière les deux points suivants :

- La Centrale C étant amenée à fonctionner durant de nombreuses années, le rendement est mécaniquement amené à se dégrader progressivement.
  - Nous avons retenu une valeur à moyen terme de **35%**.
- Le scénario de référence (i.e. le non remplacement de la Centrale B et donc sa prolongation) implique également des efforts supplémentaires de la SLN pour améliorer le rendement. Deux axes de travail principaux sont envisagés : le remplacement de quelques pièces importantes lors de maintenances programmées et l'optimisation du fonctionnement de la centrale B en collaboration avec Enercal, dans le cadre de l'optimisation des moyens de production de la Province Sud.
  - Dans cette optique, nous avons retenu comme valeur possible le meilleur rendement de la Centrale B sur ces six dernières années, soit **30,12%**.

On a donc les émissions annuelles suivantes :

	Centrale B		Centrale C	
	Vision actuelle	Vision optimisée	Vision court terme	Vision moyen terme
Production électrique (MWh)	1 030 000	1 030 000	1 030 000	1 030 000
Rendement	29,00%	30,12%	36%	35%
Consommation combustibles (MWh PCI)	3 551 724	3 419 871	2 861 111	2 942 857
Facteur d'émissions (kgCO <sub>2</sub> eq/kWh)	0,284029851	0,284029851	0,3400779	0,340077902
Emissions de GES (tonnes CO <sub>2</sub> eq)	1 008 796	971 345	973 001	1 000 801

Ce qui est résumé sur le graphique ci-dessous :



La compensation de la totalité des émissions correspond à une logique de « neutralité carbone ». Si les différents systèmes existants (EU-ETS et taxe carbone australienne par exemple) s'appuient sur ce type d'assiette, ils comportent tous des clauses d'exemptions pour préserver des industries soumises à la concurrence internationale. Ce cas est donc très théorique aujourd'hui et nous paraît inapplicable dans le cas du projet de la SLN, a fortiori en l'absence d'un tel système pour les autres industriels du Territoire (notamment pour les centrales de Prony et Koniambo).

En revanche, baser la compensation sur les émissions additionnelles liées au projet correspond plus à la logique généralement employée pour évaluer l'impact carbone de projets (notamment par les bailleurs de fonds internationaux comme l'AFD ou la Banque Mondiale).

Dans le cadre d'une démarche volontariste comme celle de la SLN, **seul le deuxième scénario** (différentiel d'émissions par rapport à un scénario de référence – le non remplacement de la Centrale B) **nous paraît pertinent et applicable.**

Pour tenir compte de l'engagement fort de la SLN en faveur d'un développement responsable, nous retenons le **scénario de référence le plus défavorable** : la prolongation de la Centrale B avec un **rendement de 30,12%**, qui rend nécessaire le développement progressif de projets de compensation pour tenir compte de la dégradation naturelle du rendement de la Centrale C.

Sur cette base, une compensation volontaire aux coûts du marché représenterait une enveloppe inférieure à 150 000€ par an (sur le marché de la compensation volontaire la tonne de CO<sub>2</sub> se négocie en moyenne à 5€).

La SLN, acteur engagé sur le Territoire, souhaite profiter de ce projet pour accompagner la Nouvelle-Calédonie dans sa transition vers une économie décarbonée.

Plusieurs projets ont déjà été envisagés, notamment la valorisation des cendres en remplacement de clinker pour la production de ciment, mais ils ne permettront pas de manière certaine de compenser la totalité du différentiel.

Compenser le solde se heurte à deux obstacles majeurs :

- les projets de compensation sur le Territoire sont encore trop peu nombreux par rapport à la demande de la SLN
- le coût de ces projets locaux sera sans doute plus élevé que celui de projets de compensation volontaire que la SLN pourrait trouver à l'extérieur du Territoire

En conséquence, Carbone 4, en accord avec la SLN, propose le schéma suivant :

- Tous les ans, la SLN évalue les émissions à compenser sur la base de la méthodologie proposée dans ce document
  - o Périmètre : consommation d'électricité de l'usine Doniambo
  - o Emissions de GES : uniquement la combustion des combustibles (émissions directes)
  - o Facteurs d'émissions : pour le charbon, calculé sur la base des caractéristiques du charbon utilisé ; pour le fioul, celui figurant dans ce document
  - o Comparaison avec un scénario de référence « Centrale B » : production de la même quantité d'électricité, avec un rendement de 30,12% (scénario le plus défavorable pour la SLN, meilleur rendement constaté sur les six dernières années)
- La SLN évalue également les émissions évitées par les projets portés par la SLN (valorisation des cendres et production d'électricité d'origine renouvelable). Ces émissions évitées sont déduites des émissions à compenser.
- Le solde restant à compenser est valorisé à hauteur de 22€/tonne de CO<sub>2</sub>.
  - o Ce prix correspond au montant de la « taxe carbone » française (cf. 5.2.2) en 2016.
  - o Dans le cas modélisé ici, et sans valorisation des cendres, cela représente à moyen terme de l'ordre de 660 000€.
  - o Pour mémoire, si on considère la production nominale de la centrale C (180MW et 92% de disponibilité), les émissions à compenser seraient de l'ordre de 41 500 tonnes CO<sub>2</sub>, soit une enveloppe de 913 000€.
- Cette somme vient abonder un fonds destiné à promouvoir la transition du Territoire vers une économie décarbonée.

Ce fonds, pensé comme un outil au service de la politique Energie-Climat du Territoire, aura pour activités principales :

- La recherche de sources de financements
- Le soutien de projets locaux à visée climatique, y compris via le financement d'études
- L'évaluation et la communication sur les résultats du fonds climat énergie

La transition vers une économie décarbonée étant l'affaire de tous, la structure en charge des activités du fonds proposé devra impliquer toutes les composantes de la société néo-calédonienne : représentant du Gouvernement, élus locaux, représentants des organisations syndicales, des employeurs, ONG, etc.

En tant que contributeur de premier ordre, la SLN souhaite être impliquée de manière opérationnelle dans la gestion du fonds.

La SLN souhaite utiliser les ressources qu'elle aurait pu consacrer à la compensation volontaire dans des pays en voie de développement pour promouvoir et développer ce projet de fonds Climat destiné à orienter le Territoire sur une trajectoire décroissante des émissions de gaz à effet de serre.

## 2 Contexte et objectifs du projet

Dans le cadre du projet de remplacement de la centrale thermique au fioul qui alimente actuellement le site de Doniambo par une centrale thermique au charbon, plus puissante et respectant la réglementation environnementale européenne, la SLN (Société Le Nickel), filiale du groupe Eramet, souhaite évaluer les différentes options de compensation, sur une base volontariste (les autres centrales construites dernièrement n'y sont pas soumises), de tout ou partie des émissions de CO<sub>2</sub> de cette centrale.

Acteur engagé sur le territoire, la SLN souhaite que cette compensation bénéficie de manière prioritaire à des projets en Nouvelle-Calédonie.

La SLN a mandaté Carbone 4 pour réaliser cette étude, dont ce document constitue le rapport final.

## 3 Pourquoi s'intéresser aux émissions de GES ?

### 3.1 *Nous sommes dépendants des énergies fossiles, émettrices de CO<sub>2</sub>, et non renouvelables*

Avec plus de 40% de l'énergie finale consommée dans le monde, le pétrole est la pierre angulaire de notre corne d'abondance énergétique. Or, le stock de pétrole n'est pas renouvelable, et sa consommation va donc atteindre un jour un niveau maximal avant de décliner.

Le consensus semble atteint dans la communauté des géologues et autres opérateurs pétroliers pour dire que la production mondiale de pétrole conventionnel, aujourd'hui de l'ordre de 85 millions de barils par jour, devrait plafonner d'ici 2015 à 2020 à 95 millions de barils par jour tout au plus (d'aucuns pensent que cette valeur ne sera même pas atteinte), avant d'entamer son déclin.

Les premières manifestations des troubles liés à l'énergie sont tangibles depuis plusieurs années : tensions sur le marché du pétrole, affrontements géopolitiques autour du gaz, intensification de l'usage du charbon... La récession qui a démarré en 2008, après 6 ans de forte hausse du prix de l'énergie, et qui a provoqué à la suite la crise financière que l'on connaît, est peut-être une première illustration de ce qui nous attend de manière chronique à l'avenir si notre machine économique reste fortement dépendante des hydrocarbures.

### 3.2 *Quand on brûle des énergies fossiles, ça chauffe!*

La consommation d'énergies fossiles conduit par ailleurs à une accumulation dans l'atmosphère terrestre de gaz à effet de serre, dont le plus connu est le CO<sub>2</sub>.

Ces gaz à effet de serre que nous avons émis en quantités massives depuis le début de la révolution industrielle conduisent à une dérive climatique dont nous avons simplement observé les prémices depuis les années 1970. Les mesures effectuées depuis des décennies indiquent que le réchauffement global a tendance à s'accélérer.

Le fait que le climat évolue n'est pas une chose nouvelle. Ce qui différencie profondément le phénomène en cours des changements observés par le passé se résume à deux caractéristiques nouvelles :

- c'est l'activité humaine qui en est à l'origine, essentiellement par son utilisation massive d'hydrocarbures fossiles.

- la vitesse du processus en marche, est 50 à 100 fois plus rapide que ce qui a pris place dans le passé observable (disons depuis quelques centaines de milliers d'années de manière probable, 10 000 ans de manière certaine).

Un changement climatique de grande ampleur sur un laps de temps aussi court (2 ou 3 générations d'hommes !) serait un facteur de déstabilisation très important des sociétés, non seulement sur le plan écologique, mais aussi sur le plan économique. Agir pour l'éviter coûtera toujours moins cher que d'en payer les conséquences (le rapport Stern est l'un des travaux allant dans ce sens).

Selon les chemins que l'humanité décidera d'emprunter, la communauté scientifique mondiale prévoit un accroissement de température se situant n'importe où entre +1 et +5 °C à la fin du siècle.

### ***3.3 La transition énergétique : changer de mix, mais surtout changer de modèle***

Ce qui est vrai pour l'énergie fossile est valable de manière plus générale pour les autres ressources : notre modèle économique est basé sur la consommation abondante de ressources naturelles, qui deviennent rares et chères, tandis que leur utilisation massive est polluante.

Face à ce constat c'est un nouveau modèle de production et de consommation qui doit émerger. Concrètement, il faut faire des économies d'énergie, optimiser nos systèmes de production et utiliser le plus possible les énergies et les ressources renouvelables. Autrement dit, il s'agit d'aller vers un modèle qui permette de satisfaire de manière durable, équitable et sûre, les besoins des citoyens et de l'économie française dans une société sobre en énergie et en carbone.

C'est un nouveau modèle à inventer : plus juste, porteur d'emplois et d'activités économiques.

Les enjeux d'une telle transition sont triples :

- Écologiques : réduire nos émissions de gaz à effet de serre et maîtriser l'ensemble des impacts environnementaux et sanitaires
- Économiques : réduire notre dépendance énergétique, gagner en compétitivité et créer de l'emploi
- Social : maîtriser le prix de l'énergie pour lutter contre la précarité énergétique

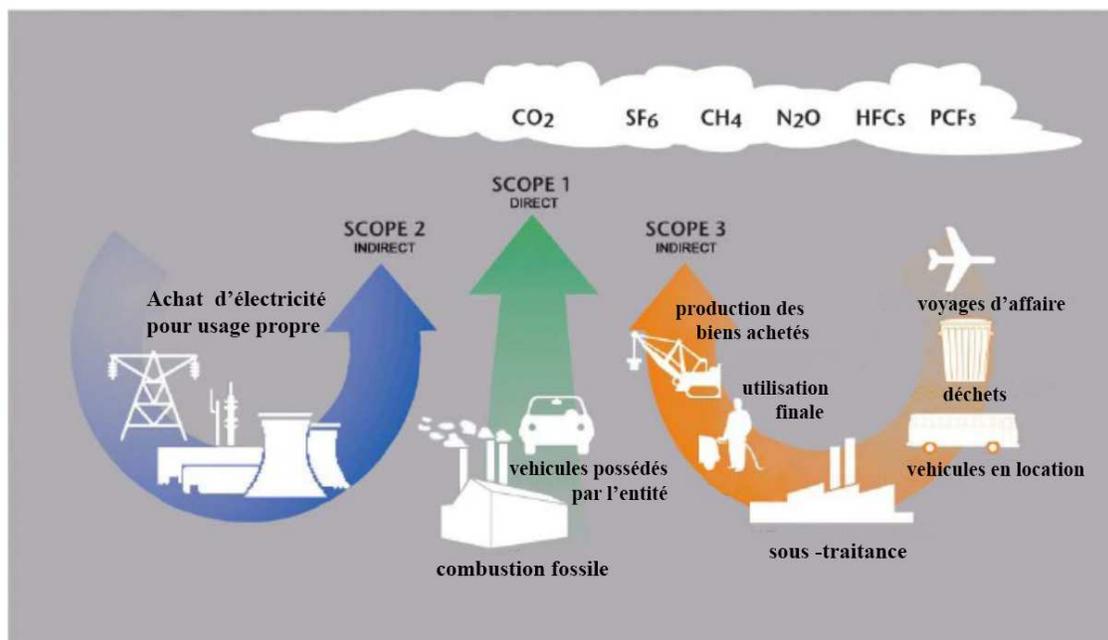
## 4 Quelques principes méthodologiques

### 4.1 Transparence

Le fil conducteur régissant les évaluations **volontaires** d'émissions de gaz à effet de serre est le principe de transparence. Le résultat du calcul est indissociable de la formulation et de l'explicitation des hypothèses retenues. Il s'agit en effet d'assurer la traçabilité du résultat et de permettre une meilleure comparabilité des résultats entre eux.

### 4.2 Périmètre de prise en compte des émissions

On distingue classiquement trois périmètres possibles pour le calcul de l'empreinte carbone d'un projet, tels qu'explicités dans le GHG Protocol<sup>1</sup>.



**Source :** Traduction Carbone 4 d'après Greenhouse Gas Protocol, *Corporate Accounting and Reporting Standard*, Chapitre 4 "Setting Operational Boundaries" (Avril 2004)

**Scope 1.-** Emissions directes : émissions résultant directement de l'activité (combustion, etc.)

**Scope 2.-** Emissions indirectes : émissions liées à l'achat d'électricité et de chaleur nécessaires à l'activité.

**Scope 3.-** Emissions indirectes : émissions liées à la production du matériel acheté pour l'activité, à l'élimination des déchets, à des activités sous-traitées, à l'utilisation du produit...

Dans le cas du projet de Centrale C de Doniambo, on peut se limiter aux émissions suivantes :

- combustion

<sup>1</sup> La méthode retenue s'appuie sur le chapitre 4 (Setting Operational Boundaries) du *Corporate Accounting and Reporting Standard*, issu du Greenhouse Gas Protocol (<http://www.ghgprotocol.org/>). Ce dernier définit trois scopes, correspondant à des périmètres de plus en plus étendus.

- amont des combustibles (extraction, transformation, transport)

Ce périmètre couvre classiquement plus de 95% des émissions d'une centrale de production d'électricité à partir de combustible fossile.

### 4.3 Choix des facteurs d'émissions

L'Empreinte Carbone est calculée en multipliant des données d'activités (ex : nombre de km parcourus en voiture) par des facteurs d'émissions (ex : tonnes éq. CO<sub>2</sub> par km parcouru en voiture) selon la formule :

$$GES = \sum_{i=1}^n A_i \cdot FE_i$$

Où  $i = 1$  à  $n$  : périmètre de l'empreinte carbone

$A_i$  : donnée d'activité

$FE_i$  : facteur d'émission permettant la conversion de  $A_i$  en tonnes équivalent CO<sub>2</sub>

Le choix des facteurs d'émission est donc déterminant pour le résultat.

Comme le recommandent les différentes méthodologies, nous nous sommes basés ici sur les facteurs d'émissions spécifiques aux combustibles effectivement utilisés dans les centrale B puis C, pour améliorer la précision de l'exercice. Ces valeurs ont été comparées à celles de la Base Carbone ([www.basecarbone.fr](http://www.basecarbone.fr)) de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) qui est la base de référence pour les bilans réglementaires des émissions de GES en France, pour valider l'ordre de grandeur des résultats obtenus.

### 4.4 Emissions absolues ou émissions relatives

Pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre d'un projet, il existe deux grandes façons de faire :

- Emissions « brutes » : on calcule ici l'ensemble des émissions dues au projet
- Emissions « nettes » : on compare les émissions dues au projet aux émissions dans une situation de référence donnée
  - o **C'est par exemple la façon de faire de l'Agence Française de Développement ou de la Banque Mondiale pour évaluer l'impact carbone de leurs financements.**
  - o Dans ce cas de figure, la définition du scénario de référence est déterminante.

On peut résumer ça de la manière suivante :



## 5 Prix du CO<sub>2</sub> : de quoi parlons-nous ?

On distingue trois types de prix :

- Le prix théorique
  - o Il s'agit d'un prix global, évalué par des études scientifiques, pour « résoudre » le problème climatique, en fonction d'un niveau mondial d'ambition
- Le prix légal ou réglementaire
  - o Plusieurs pays ou zones géographiques ont mis en œuvre des mécanismes qui peuvent s'apparenter directement ou indirectement à un prix sur les émissions de gaz à effet de serre
- Le prix volontaire
  - o Il s'agit du prix que des entreprises, des administrations ou des particuliers sont enclins à payer pour compenser de manière volontaire tout ou partie de leurs émissions de gaz à effet de serre

On peut également y ajouter le prix « pratique », qui correspond aux coûts (investissement et opération) requis pour réduire ses propres émissions de gaz à effet de serre.

### 5.1 Prix théorique et valeur tutélaire

De nombreuses études se sont penchées sur cette question. Le tableau ci-dessous, tiré du rapport Quinet sur la valeur tutélaire du carbone paru en 2009<sup>2</sup>, en montre quelques exemples.

	France (Boiteux II)	Royaume- Uni (DEFRA)	Union européenne (a)	États-Unis (b)		
				IGSM	MERGE	MiniCAM
2010	32	40 (27,6 £)		nd	nd	nd
2020	43	49 (33,6 £)	40 [17-70]	54	23	20
2030	58	60 (40,9 £)	55 [22 70]	81	40	36
2050	104	88 (60,8 £)	85 [20 180]	177	120	98
Objectif ppme	Nc	450-550	450	550* (c)	550*	550*
Taux actualisation	8 %	3,5 %	4 %	(3-7 %) (d)		
Croissance de la valeur carbone	3 %	2 %	2,5 % (e)	4 % (f)	5,7 %	5,4 %

Les prix évoqués vont de 20€ à 40€ la tonne de CO<sub>2</sub> « maintenant » (2008, 2010, 2015, en fonction des études) jusqu'à 80€ à 180€ la tonne de CO<sub>2</sub> en 2050.

<sup>2</sup> <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/rapports-publics/094000195/index.shtml>

Loin d'avoir une quelconque valeur obligatoire, ces études illustrent néanmoins le niveau d'ambition attendu pour s'attaquer de manière satisfaisante au problème du changement climatique.

## **5.2 Prix légal ou réglementaire**

Plusieurs pays, ou zones géographiques, ont mis en place des mécanismes qui permettent de fixer un prix aux émissions de gaz à effet de serre.

Il peut s'agir de taxe carbone (le plus souvent sur l'énergie), ou de système de quota.

Les prix vont d'environ quelque euros la tonne de CO<sub>2</sub> à plus de 100€.

Dans un grand nombre de cas, des exemptions ou des réductions sont prévues, notamment pour sauvegarder la compétitivité économique des industries nationales (Norvège, Suède, Finlande).

Nous avons choisi de nous concentrer sur deux mécanismes : le marché de quota européens et la taxe carbone australienne.

### **5.2.1 Le cas européen<sup>3</sup>**

L'Europe a mis en place un système communautaire d'échange de quotas d'émission (European Union Emission Trading Scheme - EU ETS en anglais), qui couvre environ 45% des émissions de gaz à effet de serre européenne, en allouant des quotas, progressivement réduits, aux grosses installations des secteurs énergétiques et industriels.

Dans le cas où une entreprise ne satisfait pas à ses obligations (i.e. elle déclare des émissions supérieures au quota qui lui a été attribué), chaque installation peut :

- Investir pour réduire ses émissions
- Acheter des « droits à émettre » sur les marchés du carbone, couvrant la différence entre ses émissions réelles et son quota.

Ces droits proviennent :

- o D'installations performantes qui déclarent des émissions de GES inférieures à leur quota et vendent le surplus sur les marchés
- o De projets de compensation mis en place dans le cadre des mécanismes du protocole de Kyoto (Mécanismes de Développement Propre et Mise en Œuvre Conjointe)

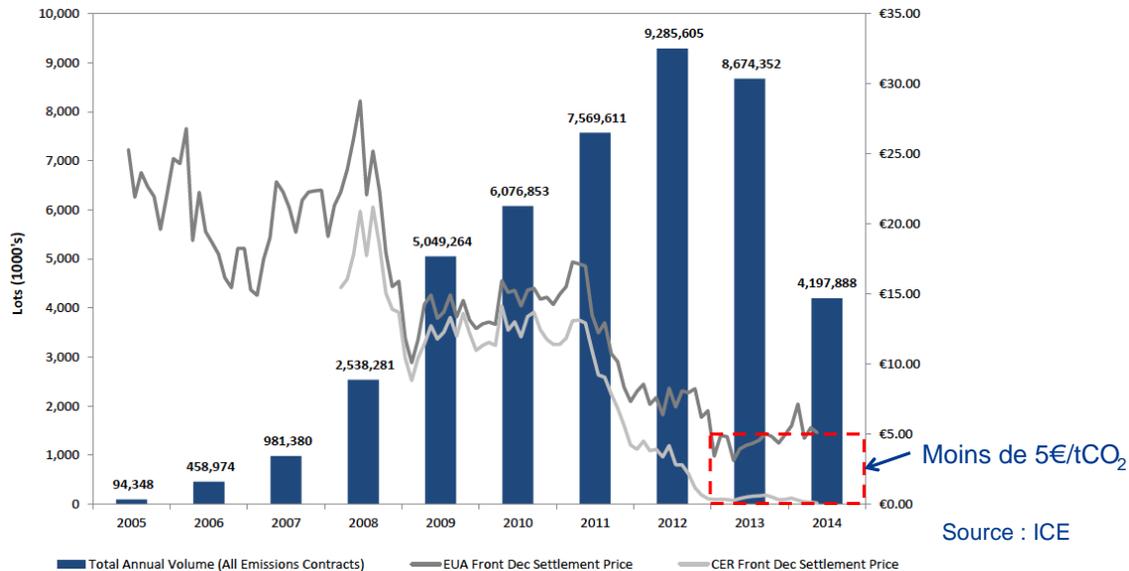
Sur les deux premières périodes (2005-2007 et 2008-2012), étaient concernés les producteurs d'électricité, d'acier, la combustion pour le secteur de la chimie et de l'agro-alimentaire, les raffineries, le chauffage urbain, les cimentiers, les papetiers et les producteurs de verre. Les quotas étaient alloués gratuitement (et généreusement) aux différentes installations.

Cette sur-allocation, combinée à la crise économique, a immanquablement conduit à un effondrement du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur les marchés, comme le montre le graphique ci-dessous.

---

<sup>3</sup> [http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet\\_ets\\_2013\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_2013_fr.pdf)

## Annual Total Volume & Settlement Price



En 2013, une tonne de CO<sub>2</sub> se négocie à des valeurs inférieures à 5€, et le cours se maintient à ce niveau en 2014.

La nouvelle période (2013-2020) vise à corriger une partie des dysfonctionnements constatés du système. En particulier, les quotas seront attribués par l'Union Européenne (et non plus par les gouvernements nationaux), et feront l'objet de ventes aux enchères (au lieu d'être attribués gratuitement) :

- Pour les producteurs d'électricité, dont l'UE a constaté qu'ils parvenaient à répercuter le surcoût sur les consommateurs, la totalité des quotas sera mis aux enchères. Les producteurs d'électricité devront donc payer pour la totalité de leurs émissions.
  - o Des exemptions subsistent toutefois pour huit pays (Bulgarie, République tchèque, Estonie, Chypre, Hongrie, Lituanie, Pologne et Roumanie).
- Pour l'industrie manufacturière, la règle générale est que 80% des quotas seront alloués gratuitement en 2013, avec un objectif de baisse progressive jusqu'à 30% en 2020. Comme pour le secteur de l'électricité, les quotas non alloués gratuitement feront l'objet de ventes aux enchères.

Mais pour les secteurs présentant **un risque de « fuite de carbone »** (i.e. un risque de délocalisation vers d'autres pays appliquant une réglementation moins stricte concernant les émissions de GES), l'Union Européenne délivrera **gratuitement** les quotas d'émissions, sur la base de des référentiels de performance établis en consultation avec l'industrie. Sont notamment concernés les secteurs suivants :

- Industries extractives :
  - o Extraction et agglomération de la houille
  - o Extraction de minéraux pour l'industrie chimique et d'engrais naturels
  - o Extraction de minerais de fer
  - o Extraction de minerais de métaux non ferreux
  - o Extraction de pierres ornementales et de construction
  - o Extraction d'argiles et de kaolin
  - o Autres industries extractives
- Sidérurgie et métallurgie

- Sidérurgie
- Métallurgie de l'aluminium
- Métallurgie du cuivre
- Métallurgie des autres métaux non ferreux
- Métallurgie du plomb, du zinc ou de l'étain

Pour ces secteurs, l'incitation restera donc identique aux périodes précédentes : abaisser progressivement les émissions de GES sous peine de devoir se fournir en « droits à émettre » additionnels sur les marchés du carbone.

Malgré cela, et comme le montre le tableau ci-dessous également tiré d'une étude ICE, les perspectives d'évolution du prix du CO<sub>2</sub> se sont également effondrées.

		Marché secondaire - Prix (€/t) et volumes EUA, CER, ERU (ktCO <sub>2</sub> )													
		Avr-12	Mai-12	Juin-12	Juil-12	Août-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Déc-12	Jan-13	Fév-13	Mar-13	Avr-13	
ICE Futures Europe	Daily spot	Prix EUA phase 2	6,93	6,67	7,15	7,45	7,55	7,75	7,86	7,46	6,64	5,18	4,59	4,07	3,88
		Volume EUA phase 2	-	-	-	-	-	-	-	-	265	635	17 518	3 429	7 368
		Prix EUA phase 3	-	-	-	-	-	-	-	-	6,79	5,19	4,59	4,09	3,88
		Volume EUA phase 3	-	-	-	-	-	-	-	-	59	322	1 579	6 023	78 306
		Prix CER	3,88	3,58	3,65	3,34	2,90	2,10	1,49	0,89	0,40	0,17	0,15	0,17	0,09
		Volume CER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	327	1 099	1 541	1 901
	Déc.13	Prix EUA	7,54	7,21	7,69	7,98	8,05	8,18	8,24	7,78	6,88	5,35	4,71	4,18	3,94
		Volume EUA	117 472	115 382	86 167	100 827	99 723	125 361	172 430	200 276	189 911	418 524	577 206	443 144	494 819
		Prix CER	4,39	3,90	3,96	3,66	3,24	2,35	1,68	1,07	0,52	0,38	0,34	0,33	0,32
		Volume CER	10 353	17 842	14 262	13 537	16 445	26 805	38 256	34 684	52 279	41 549	26 190	21 420	20 693
		Prix ERU	4,60	3,97	3,73	3,44	3,01	2,17	1,46	0,76	0,44	0,25	0,14	0,13	0,09
		Volume ERU	-	-	100	500	665	5 343	12 815	18 506	24 314	9 407	7 344	1 425	4 804
	Déc.14	Prix EUA	8,11	7,69	8,22	8,48	8,56	8,71	8,69	8,20	7,22	5,61	4,94	4,37	4,11
		Volume EUA	36 978	38 724	36 878	58 473	50 089	37 884	59 562	69 731	42 296	70 721	78 927	79 675	112 934
		Prix CER	4,63	4,14	4,18	3,79	3,43	2,51	1,78	1,15	0,59	0,43	0,38	0,37	0,35
		Volume CER	5 105	2 552	4 081	12 152	8 270	5 157	11 757	7 128	3 505	5 883	4 361	2 089	3 885
	Déc.15	Prix EUA	8,68	8,10	8,68	8,98	9,04	9,20	9,08	8,61	7,57	5,87	5,15	4,55	4,28
		Volume EUA	14 654	28 946	9 110	20 847	22 887	16 553	21 338	24 491	28 890	41 647	57 190	49 718	61 556
Prix CER		0,49	4,40	4,40	3,91	3,50	2,62	1,89	1,23	0,68	0,51	0,43	0,41	0,38	
	Volume CER	1 330	1 542	2 980	2 776	2 493	2 520	5 030	4 094	2 738	2 281	2 767	710	1 706	

Sources : ICE Futures Europe

On peut dégager quelques messages clés concernant le mécanisme européen :

- Une mise en œuvre très progressive (la phase 1 a débuté en 2005)
- Une volonté d'uniformiser les règles pour tous les acteurs du territoire
- Des exemptions pour les industries des secteurs présentant un risque de « fuite de carbone »
- Un prix du CO<sub>2</sub> à moins de 5€ la tonne en 2013, avec des perspectives relativement stables sur les deux prochaines années

### 5.2.2 Le cas français

Le 9 octobre 2013, la commission des finances de l'Assemblée nationale a adopté sans amendement l'article 20 du projet de loi de finances 2014, portant sur l'aménagement des taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques, soit la contribution climat-énergie (ou taxe carbone).

D'après les chiffres du ministère de l'Écologie, cette mesure conduirait à économiser un million de tonnes de CO<sub>2</sub> dans le secteur des transports routiers et deux millions de tonnes de CO<sub>2</sub> dans le secteur du bâtiment à l'horizon 2017, par rapport au niveau de référence.

Concrètement, la mesure consiste à relever les taux de TIC (Taxes Intérieures sur la Consommation d'énergies fossiles) de manière progressive et proportionnée au contenu en

dioxyde de carbone des produits énergétiques par l'introduction d'une « composante carbone ».

Les valeurs sont les suivantes :

Valeur de la contribution (€/unité)	2014	2015	2016
Emissions de GES (€/tonne CO <sub>2</sub> )	7	14,50	22
Fioul lourd (€/tonne)	21,90	45,30	68,80
Gaz naturel (€/MWh)	1,41	2,93	4,45
Houilles, lignites et cokes (€/MWh)	2,29	4,75	7,21

Les secteurs et activités traditionnellement « hors-champs » des taux de TIC, notamment le transport aérien et maritime, ni les taux réduits et exonérations de taxe, par exemple pour les départements d'outre mer (exclusion du champ d'application de la TIC) ou encore les agriculteurs (remboursement partiel) ne sont pas concernés par cette contribution.

Les entreprises électro-intensives soumises à quotas sont également exonérées de l'application de la mesure, au nom de la préservation de la « compétitivité des entreprises ».

Le gouvernement évalue la part des ménages dans le coût du dispositif à 67 % en 2014 contre 33% pour les entreprises.

### 5.2.3 Le cas australien

Depuis juillet 2012, les entités responsables de l'émission de plus de 25 000 tonnes de CO<sub>2</sub> annuellement (à l'exception de l'agriculture et des transports) sont soumises à une taxe carbone fixée à 23\$AU / tonne CO<sub>2</sub> (environ 15,5€ / tonne CO<sub>2</sub>). Seules les émissions liées à la combustion de combustibles fossiles sont concernées (par exemple les fuites de méthane de l'activité minière sont pour l'instant exclues du dispositif).

Si le montant paraît élevé, il existe là encore de nombreuses exemptions. En particulier, **les industries soumises à la concurrence internationale** peuvent bénéficier d'une exonération allant de 66% (notamment pour le secteur de la production de nickel) à 94,5%.

Ce dispositif de taxe doit évoluer à partir de juillet 2015 vers un système de marché et d'allocations de quota, sur le même modèle que le système européen.

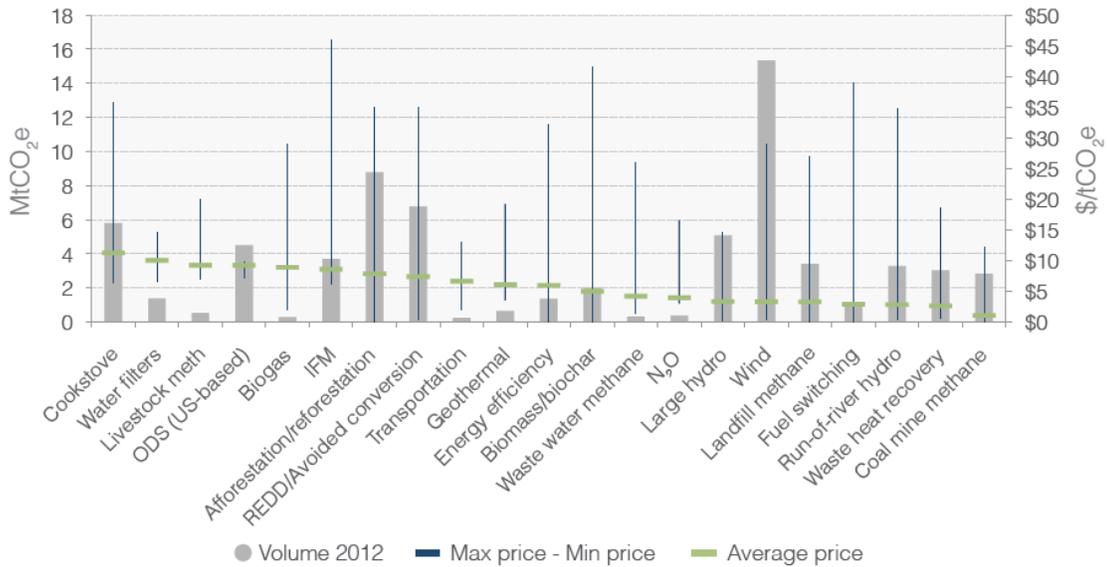
Comme pour le mécanisme européen, on a donc les caractéristiques suivantes :

- Une volonté d'uniformiser les règles pour tous les acteurs du territoire
- Des exemptions pour les industries des secteurs présentant un risque de « fuite de carbone »

**IMPORTANT :** Lors des dernières élections législatives (09/2013), le chef de file de l'opposition, Tony Abbott, a fait de la suppression de la taxe carbone l'un des enjeux du scrutin. Devenu premier ministre à la faveur de la victoire du Parti libéral, il a présenté à la presse le 15 octobre son projet de loi visant à supprimer la taxe carbone au 1er juillet prochain. Ce projet sera le premier à l'ordre du jour lorsque le Parlement reprendra ses travaux, le 12 novembre 2013.

## 5.3 Prix volontaire

Le marché de la compensation volontaire étant tiré par le marché européen, le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> s'est également orienté à la baisse.



Notes: Findings based on 77 MtCO<sub>2</sub>e associated with transaction-level price, volume, and project type.  
 Source: Forest Trends' Ecosystem Marketplace. *State of the Voluntary Carbon Markets 2013*.

Comme le montre le graphique ci-dessus, le prix moyen en 2012 était aux alentours de 5€/tonne de CO<sub>2</sub>.

## 6 Le projet de la SLN

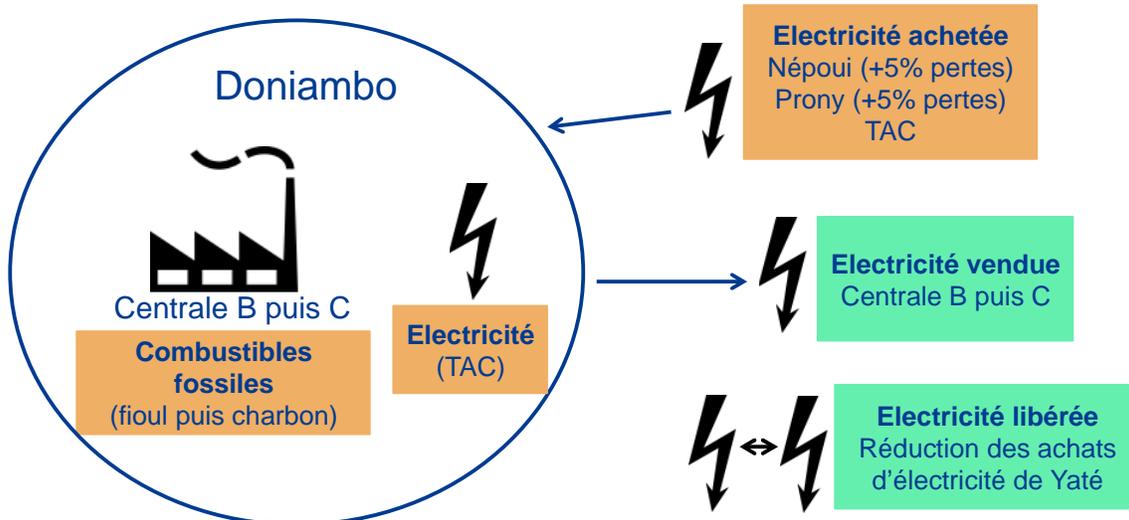
### 6.1 Le périmètre

Dans le cadre du projet de remplacement de la Centrale B par la Centrale C, deux périmètres étaient envisageables :

- Périmètre « centrale » : on considère les émissions liées à la production d'électricité de la centrale B puis C
- Périmètre « usine » : on considère les émissions liées à la production d'électricité de la centrale B puis C, mais également les interactions avec le réseau électrique (vente d'électricité et consommation d'électricité de réseau)

**Dans la mesure où des interactions non négligeables existent entre l'usine, la centrale B puis C et l'ensemble du système électrique néo-calédonien, nous recommandons de prendre en compte le périmètre « usine », mieux à même de rendre compte des impacts du projet sur les émissions du Territoire.**

Le périmètre et les émissions prises en compte sont résumés ci-dessous :



On prend donc en compte :

- De manière positive :
  - o Les émissions liées à l'utilisation des combustibles fossiles (combustion seule, cf. infra) par la centrale B puis C
  - o Les émissions liées à la production d'électricité par la TAC de Doniambo
  - o Les émissions liées à la production de l'électricité achetée par Doniambo (Népoui, Prony, TAC)
- De manière négative (ou émissions évitées)
  - o Les émissions liées à la production de l'électricité par la centrale B puis C vendue
    - On fait l'hypothèse que cette électricité se substitue à de l'électricité produite par la centrale de Népoui
  - o Les émissions liées à la moindre consommation d'électricité en provenance du barrage de Yaté
    - On fait l'hypothèse que cette hydroélectricité se substitue là encore à de l'électricité produite par la centrale de Népoui

## 6.2 Les facteurs d'émissions utilisés

Pour plus de cohérence avec les différents mécanismes de compensation ou de prix du CO<sub>2</sub>, on ne retiendra dans les calculs que les émissions liées à la combustion (qui sont les seules que l'on peut déterminer avec certitudes, et donc les seules sur lesquels les mécanismes de prix du CO<sub>2</sub> s'appliquent habituellement).

De même, et comme le recommandent les différentes méthodologies, nous utiliserons des facteurs d'émissions spécifiques aux combustibles effectivement utilisés dans les centrale B puis C, pour améliorer la précision de l'exercice.

### 6.2.1 Facteur d'émission du fioul lourd

Le fioul utilisé par la SLN a les caractéristiques suivantes :

- PCI – sec : 40 200 kJ/kg
- PCI – sec : 11 166,66667 kWh/tonne
- Carbone actif : 87%

En faisant l'hypothèse d'une combustion totale et parfaite du carbone présent dans le fioul on a donc le facteur d'émission suivant : 865 kgCeq/tonne ou encore 3 172 kgCO<sub>2</sub>eq/tonne.

Ce qui nous fait : **0,284 kgCO<sub>2</sub>eq/kWh PCI**, valeur que nous retenons.

A titre d'information, nous reprenons ici les informations mises à disposition par l'ADEME dans la Base Carbone.

*« Les émissions amont des combustibles liquides concernent l'extraction du pétrole brut, le transport de ce dernier, soit par bateau soit par pipe-line, et le raffinage, opération qui est la plus émissive de la chaîne. »*

Ces valeurs sont :

- Pour l'amont (extraction, transport et raffinage) : 0,045 kgCO<sub>2</sub>e/kWh PCI
- Pour la combustion : 0,283 kgCO<sub>2</sub>e/kWh PCI, à comparer aux 0,284 kgCO<sub>2</sub>e/kWh PCI calculé pour le fioul utilisé par la SLN.

### 6.2.2 Facteur d'émission du charbon

Le charbon qui serait utilisé par la SLN a les caractéristiques suivantes :

- Total moisture (as received basis) : 12%
- Ash (as received basis) : 10,5%
- Net calorific value (as received basis) : 5 953 kcal/kg
- Carbon (dry ash free basis) : 82,8%

En faisant l'hypothèse d'une combustion totale et parfaite du carbone présent dans le charbon (une combustion incomplète aurait un impact tout à fait marginal sur le facteur d'émission de la combustion), on a donc le facteur d'émission suivant : 828 kgCeq/tonne (dry ash free basis) ou encore 3 036 kgCO<sub>2</sub>eq/tonne (dry ash free basis).

Ce qui nous fait : **0,340 kgCO<sub>2</sub>eq/kWh PCI**, valeur que nous retenons.

A titre d'information, nous reprenons ici les informations mises à disposition par l'ADEME dans la Base Carbone.

*« Le facteur d'émission avec amont prend en compte le transport amont, les fuites de CH<sub>4</sub> lors de l'extraction ainsi que les émissions liées à l'énergie consommée pour extraire ces matériaux. »*

Ces valeurs sont :

- Pour l'amont (extraction, process et transport) : 0,029 kgCO<sub>2</sub>eq/kWh PCI
- Pour la combustion : 0,346 kgCO<sub>2</sub>e/kWh PCI, à comparer aux 0,340 kgCO<sub>2</sub>e/kWh PCI calculé pour le charbon utilisé par la SLN.

### 6.2.3 Remarque sur la non prise en compte de l'amont

La prise en compte de l'amont des combustibles aurait conduit à **réduire** l'écart entre les émissions de la Centrale B et celles de la Centrale C, les émissions amont du fioul étant supérieures aux émissions amont du charbon.

## 7 Calcul des émissions de GES

Deux scénarios de compensation sont envisageables :

- Emissions « brutes » : le montant à compenser correspond aux émissions de gaz à effet de serre de la centrale C sur le périmètre considéré
- Emissions « nettes » : le montant à compenser correspond à la différence entre les émissions avec projet (en l'occurrence le remplacement de la centrale B par la centrale C) et les émissions d'un scénario de référence
  - Le choix du scénario de référence est déterminant, et nous avons choisi le non remplacement de la centrale B.
  - Dans tous les cas, le scénario de référence se doit d'être une alternative techniquement et économiquement pertinente (ce qui exclut de facto les comparaisons avec une centrale au gaz)

Pour chiffrer les montants en jeu, on retient le scénario suivant : la production de **1 030GWh** par an pour une consommation totale de DBO de 1 300GWh, le solde étant assuré par Yaté (soit 270GWh).

Le rendement actuel de la Centrale B est de **29%**, et le rendement attendu de la Centrale C est de **36%**.

On a donc les émissions annuelles suivantes :

	Centrale B	Centrale C
Production électrique (MWh)	1 030 000	1 030 000
Rendement	29,00%	36,00%
Consommation combustibles (MWh PCI)	3 551 724	2 861 111
Facteur d'émissions (kgCO <sub>2</sub> eq/kWh)	0,284029851	0,340077902
Emissions de GES (tonnes CO <sub>2</sub> eq)	1 008 796	973 001

Ce qui nous donne les montants suivants pour nos deux scénarios de compensation :

- Emissions « brutes » : 973 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an
- Emissions « nettes » : **gain** de 36 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an

Les échanges avec la SLN ont également mis en lumière les deux points suivants :

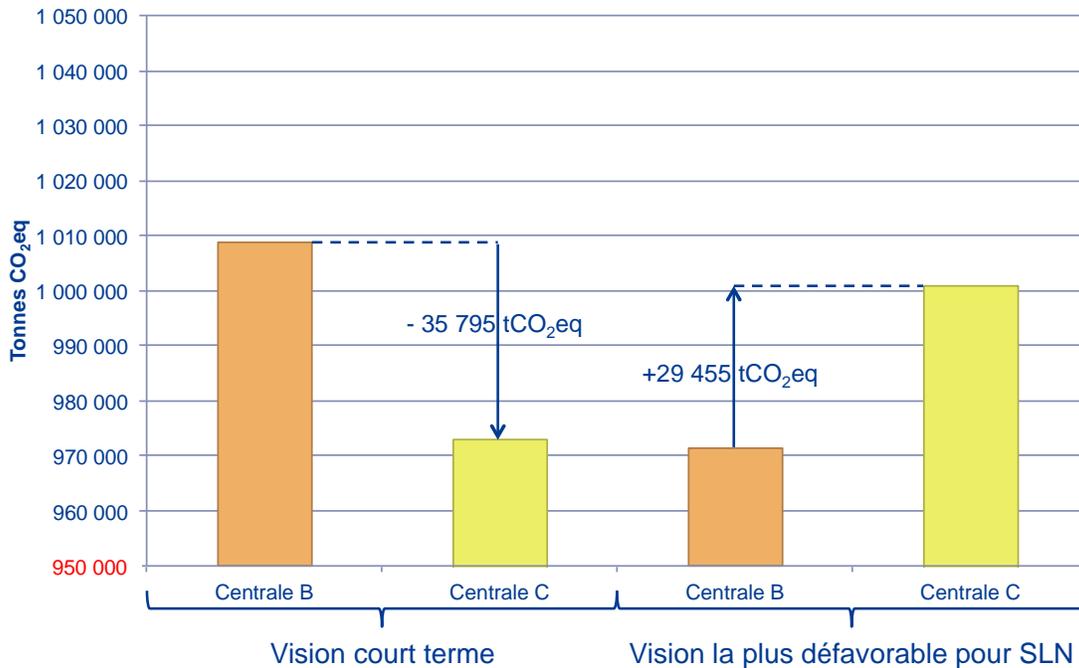
- La Centrale C étant amenée à fonctionner durant de nombreuses années, le rendement est mécaniquement amené à se dégrader progressivement.
  - Nous avons retenu une valeur à moyen terme de **35%**.
- Le scénario de référence (i.e. le non remplacement de la Centrale B et donc sa prolongation) implique également des efforts supplémentaires de la SLN pour améliorer le rendement. Deux axes de travail principaux sont envisagés : le remplacement de quelques pièces importantes lors de maintenances programmées et l'optimisation du fonctionnement de la centrale B en collaboration avec Enercal, dans le cadre de l'optimisation des moyens de production de la Province Sud.

- Dans cette optique, nous avons retenu comme valeur possible le meilleur rendement de la Centrale B sur ces six dernières années, soit **30,12%**.

On a donc les émissions annuelles suivantes :

	Centrale B		Centrale C	
	Vision actuelle	Vision optimisée	Vision court terme	Vision moyen terme
Production électrique (MWh)	1 030 000	1 030 000	1 030 000	1 030 000
Rendement	29,00%	30,12%	36%	35%
Consommation combustibles (MWh PCI)	3 551 724	3 419 871	2 861 111	2 942 857
Facteur d'émissions (kgCO <sub>2</sub> eq/kWh)	0,284029851	0,284029851	0,3400779	0,340077902
Emissions de GES (tonnes CO <sub>2</sub> eq)	1 008 796	971 345	973 001	1 000 801

Ce qui est résumé sur le graphique ci-dessous :



Nos scénarios de compensation sont donc :

- Dans la vision court terme :
  - Emissions « brutes » : 973 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an
  - Emissions « nettes » : **gain** de 36 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an
- Dans la vision la plus défavorable pour SLN :
  - Emissions « brutes » : 1 000 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an
  - Emissions « nettes » : 30 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an

A titre d'information, on aurait les chiffres suivant en considérant la production nominale de la Centrale C :

	Centrale B		Centrale C	
	Vision actuelle	Vision optimisée	Vision court terme	Vision moyen terme
Production électrique (MWh)	1 450 656	1 450 656	1 450 656	1 450 656
Rendement	29,00%	30,12%	36,00%	35,00%
Consommation combustibles (MWh PCI)	5 002 262	4 816 559	4 029 600	4 144 731
Facteur d'émissions (kgCO <sub>2</sub> eq/kWh)	0,284029851	0,284029851	0,340077902	0,340077902
Emissions de GES (tonnes CO <sub>2</sub> eq)	1 420 792	1 368 047	1 370 378	1 409 532

Ce qui nous donnerait les montants suivants pour nos scénarios de compensation :

- Dans la vision court terme :
  - Emissions « brutes » : 1 370 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an
  - Emissions « nettes » : **gain** de 50 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an
- Dans la vision la plus défavorable pour SLN :
  - Emissions « brutes » : 1 410 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an
  - Emissions « nettes » : 41 000 tonnes CO<sub>2</sub>eq par an

## 8 Quel scénario de compensation retenir ?

La compensation de la totalité des émissions correspond à une logique de « neutralité carbone ».

Si les différents systèmes existants (EU-ETS et taxe carbone australienne par exemple) s'appuient sur ce type d'assiette, ils comportent tous des clauses d'exemptions pour préserver des industries soumises à la concurrence internationale.

Ce cas est donc très théorique aujourd'hui et nous paraît inapplicable dans le cas du projet de la SLN, a fortiori en l'absence d'un tel système pour les autres industriels du Territoire (notamment pour les centrales de Prony et Koniambo).

En revanche, baser la compensation sur les émissions additionnelles liées au projet correspond plus à la logique généralement employée pour évaluer l'impact carbone de projets (notamment par les bailleurs de fonds internationaux comme l'AFD ou la Banque Mondiale).

Dans le cadre d'une démarche volontariste comme celle de la SLN, **seul le deuxième scénario** (différentiel d'émissions par rapport à un scénario de référence – le non remplacement de la Centrale B) **nous paraît pertinent et applicable**.

Pour tenir compte de l'engagement fort de la SLN en faveur d'un développement responsable, nous retenons le **scénario de référence le plus défavorable** : la prolongation de la Centrale B avec un **rendement de 30,12%**, qui rend nécessaire le développement progressif de projets de compensation pour tenir compte de la dégradation naturelle du rendement de la Centrale C.

## 9 Quels projets de compensation ?

### 9.1 Projets directement portés par la SLN

Dans sa réflexion sur la réduction de l'impact environnemental de ses activités, la SLN a déjà envisagé plusieurs projets qui permettent de réduire les émissions de GES.

Ces projets sont :

- La valorisation des cendres
- La production d'électricité d'origine renouvelable

#### 9.1.1 Valorisation des cendres

La première piste de valorisation concerne la production de ciment néo-calédonien : il s'agit de remplacer du clinker par des cendres issues de la combustion du charbon.

En effet, la production de clinker, constituant essentiel du ciment, est responsable d'importantes émissions de CO<sub>2</sub> : la Base Carbone nous donne 1 041 kgCO<sub>2</sub>eq / tonne.

On a les éléments suivants :

- Avec les hypothèses prises sur le rendement de la centrale C et les caractéristiques du charbon, on a une production annuelle de cendres d'environ 45 000 tonnes
- La production de ciment néo-calédonien entre 2006 et 2011 est comprise entre 121 000 tonnes et 160 000 tonnes<sup>4</sup>
  - o On retient la valeur de 120 000 tonnes dans le calcul effectué
- La norme autorise déjà entre 6% et 35% de cendres dans les ciments de type CEM II

On peut donc valoriser jusqu'à 42 000 tonnes de cendres par an (avec une hypothèse de 35% de cendres dans le ciment CEM II) qui viendraient se substituer au clinker (pour 30%) et à un additif (pour 5%, avec une hypothèse de 5% d'additif dans le ciment initial).

Cette valorisation permettrait d'éviter annuellement **jusqu'à 37 500 tonnes de CO<sub>2</sub>**, grâce à la non-production de 36 000 tonnes de clinker.

La deuxième piste de valorisation serait sur le même principe, mais avec la production d'un ciment tourné également vers l'export et composé de clinker (20%), de cendres (40%) et de scories (40%).

La valorisation des 45 000 tonnes de cendres conduirait à produire 112 500 tonnes de ciment.

Cette valorisation conduirait à éviter **au plus 87 800 tonnes de CO<sub>2</sub>** par an (en faisant l'hypothèse d'une substitution d'un ciment composé de 95% de clinker et 5% d'additifs).

#### 9.1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable

La SLN a considéré la possibilité d'installer des éoliennes sur 4 sites. La puissance installée sur chacun des sites serait d'environ 2 à 3MW.

Si on se base sur la production de Kafeate et du Mont Doré (1,5GWh par MW installé), on obtient une production annuelle moyenne de 12 à 18GWh.

---

<sup>4</sup> Nouvelle Calédonie – Rapport annuel 2011, Institut d'Emission d'Outre-Mer, 2012

En faisant l'hypothèse que cette électricité se substitue à de l'électricité produite par la centrale de Népoui (avec un facteur d'émission de 930gCO<sub>2</sub>/kWh), l'installation de ces éoliennes permettrait d'éviter **entre 11 100 et 16 700 tonnes de CO<sub>2</sub>** par an.

Un projet de compensation a d'ailleurs été conduit à Prony, et les crédits carbonés ainsi générés ont été acquis par La Poste suisse pour 13 CHF/tonne CO<sub>2</sub>, soit 10,5€/tonne CO<sub>2</sub>.

La SLN a également envisagé la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques. Deux scénarios ont été étudiés :

- installation de 2 000m<sup>2</sup> de panneaux en se limitant aux bâtiments administratifs ;
- installation de 15 000 m<sup>2</sup> de panneaux en incluant également le bâtiment de stockage du charbon

En considérant une puissance moyenne de 0,1kWc par m<sup>2</sup> de panneau et une production moyenne de 1,4MWh annuel par kWc installé, on obtient une production annuelle moyenne comprise entre 280MWh et 2,1GWh.

Si on fait la même hypothèse que pour l'éolien, à savoir une substitution de l'électricité produite par la centrale de Népoui, l'installation de ces panneaux permettrait d'éviter **entre 260 et 1 950 tonnes de CO<sub>2</sub>** par an.

## 9.2 Projets forestiers

La création de la Société d'Economie Mixte Sud-Forêt constitue une opportunité de développer des projets de compensation forestière sur le Territoire.

Les surfaces mobilisables sont d'après la Société Forestière de la Caisse des Dépôts de quelques dizaines de milliers d'hectare.

Si la capacité de séquestration de carbone dépend du type de projet (plantation, gestion sylvicole, essence considérée...), on peut en première approche utiliser un ratio compris entre 5 et 10 tCO<sub>2</sub> / ha / an.

Ces estimations permettent de donner un ordre de grandeur du potentiel de compensation via des projets forestiers en Nouvelle-Calédonie : de 50 000 à 200 000 tCO<sub>2</sub> par an.

Le coût de ce type de projet n'est donc pas encore bien connu, mais serait a priori proche des coûts de projet similaire en France. La CDC Climat a chiffré à 8€/tCO<sub>2</sub> le seuil de rentabilité (donc le prix minimal de la compensation) d'un projet de boisement à vocation de bois d'œuvre en France. On peut donc considérer ce prix comme étant un prix plancher pour un projet de compensation forestière en Nouvelle-Calédonie.

Dans le même ordre d'idée, la SLN pourrait également participer à la lutte contre les incendies, qui sont également des sources importantes d'émissions de gaz à effet de serre.

## 9.3 Carbone « bleu »

Le Carbone « bleu » est le carbone capturé par les organismes vivants des océans (mer ouverte et région côtière). En milieu côtier et marin, il est accumulé dans les substrats des écosystèmes caractéristiques des milieux tropicaux : les mangroves, les marais salant et les herbiers.

Comme pour le Carbone « vert » (carbone fixé par photosynthèse et stocké dans les plantes et sols des écosystèmes naturels, on considère ici les écosystèmes terrestres), on peut tout à fait considérer des projets de compensation par le biais de préservation ou de restauration d'aires marines.

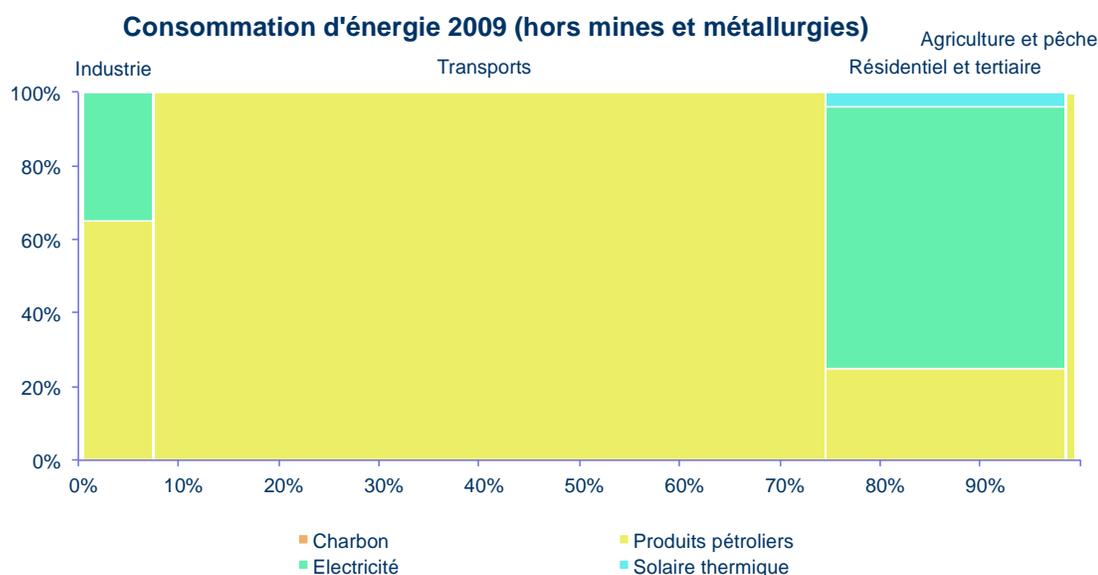
Le document proposé en annexe dresse un premier constat des possibilités de développement de projets de ce type en Nouvelle-Calédonie.

Les écosystèmes concernés stockeraient de l'ordre de 900 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an.

En revanche, un tel projet est difficilement envisageable à l'échelle de la seule SLN et nécessiterait la création d'une structure ad hoc, portée par le Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie.

## 9.4 Autres projets

De nombreux autres projets de compensation sont théoriquement possibles. Le graphique ci-dessous montre la répartition des consommations d'énergie (hors mines et métallurgie) en Nouvelle-Calédonie en 2009.



Comme on le voit, les transports représentent une part très importante (près de 70%) de la consommation énergétique. Des projets de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans ce domaine existent (transports collectifs, efficacité carbone des véhicules, agro-carburants, etc.) mais dépassent de loin ce que la SLN pourrait entreprendre seule.

C'est la même chose pour le résidentiel et le tertiaire, avec une demande diffuse et sur laquelle il est difficile pour la SLN d'agir. Le seul levier immédiatement accessible concerne la production d'électricité d'origine renouvelable, comme cela a été évoqué plus haut.

Enfin, la SLN pourrait également participer au financement de projets autour de la thématique du changement climatique, comme par exemple sur la thématique du piégeage de CO<sub>2</sub>.

## 10 Récapitulatif et recommandations

Comme on l'a vu plus haut, le scénario 2 (compensation des émissions « nettes », i.e. les émissions additionnelles liées au passage du fioul au charbon) nous paraît être le plus pertinent dans le cadre du projet de compensation volontaire porté par la SLN.

Sur cette base, une compensation volontaire aux coûts du marché représenterait une enveloppe inférieure à 150 000€ par an (sur le marché de la compensation volontaire la tonne de CO<sub>2</sub> se négocie en moyenne à 5€).

La SLN, acteur engagé sur le Territoire, souhaite profiter de ce projet pour accompagner la Nouvelle-Calédonie dans sa transition vers une économie décarbonée.

Plusieurs projets ont déjà été envisagés, notamment la valorisation des cendres en remplacement de clinker pour la production de ciment, mais ils ne permettront pas de manière certaine de compenser la totalité du différentiel.

Compenser le solde se heurte à deux obstacles majeurs :

- les projets de compensation sur le Territoire sont encore trop peu nombreux par rapport à la demande de la SLN
- le coût de ces projets locaux sera sans doute plus élevé que celui de projets de compensation volontaire que la SLN pourrait trouver à l'extérieur du Territoire

En conséquence, Carbone 4, en accord avec la SLN, propose le schéma suivant :

- Tous les ans, la SLN évalue les émissions à compenser sur la base de la méthodologie proposée dans ce document
  - o Périmètre : consommation d'électricité de l'usine Doniambo
  - o Emissions de GES : uniquement la combustion des combustibles (émissions directes)
  - o Facteurs d'émissions : pour le charbon, calculé sur la base des caractéristiques du charbon utilisé ; pour le fioul, celui figurant dans ce document
  - o Comparaison avec un scénario de référence « Centrale B » : production de la même quantité d'électricité, avec un rendement de 30,12% (scénario le plus défavorable pour la SLN, meilleur rendement constaté sur les six dernières années)
- La SLN évalue également les émissions évitées par les projets portés par la SLN (valorisation des cendres et production d'électricité d'origine renouvelable). Ces émissions évitées sont déduites des émissions à compenser.
- Le solde restant à compenser est valorisé à hauteur de 22€/tonne de CO<sub>2</sub>.
  - o Ce prix correspond au montant de la « taxe carbone » française (cf. 5.2.2) en 2016.
  - o Dans le cas modélisé ici, et sans valorisation des cendres, cela représente à moyen terme de l'ordre de 660 000€.
  - o Pour mémoire, si on considère la production nominale de la centrale C (180MW et 92% de disponibilité), les émissions à compenser seraient de l'ordre de 41 500 tonnes CO<sub>2</sub>, soit une enveloppe de 913 000€.
- Cette somme vient abonder un fonds destiné à promouvoir la transition du Territoire vers une économie décarbonée.

Ce fonds, pensé comme un outil au service de la politique Energie-Climat du Territoire, aura pour activités principales :

- La recherche de sources de financements, et notamment :

- en incitant les acteurs du Territoire à abonder le fonds dans le cadre d'une démarche de compensation volontaire comme celle proposée par la SLN
- en valorisant les projets au moyen de la finance carbone
- Le soutien de projets locaux à visée climatique, y compris via le financement d'études
  - L'émergence de projets de compensation et leur développement sont des éléments clés.
- L'évaluation et la communication sur les résultats du fonds climat énergie

La transition vers une économie décarbonée étant l'affaire de tous, la structure en charge des activités du fonds proposé devra impliquer toutes les composantes de la société néo-calédonienne : représentant du Gouvernement, élus locaux, représentants des organisations syndicales, des employeurs, ONG, etc.

En tant que contributeur de premier ordre, la SLN souhaite être impliquée de manière opérationnelle dans la gestion du fonds

Même si le coût de la tonne d'équivalent CO<sub>2</sub> sur le Territoire est plus élevé que celui dans les pays en voie de développement, la stratégie de créer un fonds local présente plusieurs intérêts :

- Le fonds est **INNOVANT** : il s'agit en effet d'un fonds régional, impliquant les acteurs locaux et faisant la promotion de réductions d'émissions et de consommation d'énergie sur le Territoire, alors que la plupart des fonds existants permettent le financement de projets dans les pays en voie de développement.
- Les activités du fonds sont **VISIBLES** : le fait de soutenir des projets développés localement permet d'avoir une vision directe de l'utilisation des financements versés.
- Le fonds est **EFFICACE** : la valorisation des outils financiers et la hiérarchisation des projets à aider en priorité en fonction de leur coût par rapport à leurs performances permettent une baisse des émissions de CO<sub>2</sub> du territoire au meilleur prix.
- Le fonds est **ETHIQUE** : en priorisant le financement des projets menés localement par rapport à ceux menés dans les pays en voie de développement, le fonds laisse la possibilité à ces pays de profiter eux-mêmes des bénéfices des projets menés sur leur territoire et ne les dévalise pas des tonnes de carbone cessibles sur le marché international.

La SLN souhaite utiliser les ressources qu'elle aurait pu consacrer à la compensation volontaire dans des pays en voie de développement pour promouvoir et développer ce projet de fonds Climat destiné à orienter le Territoire sur une trajectoire décroissante des émissions de gaz à effet de serre.