



DOSSIER DE DEMANDE D'AUTORISATION D'EXPLOITER



Centrale C



LIVRE II : ETUDE D'IMPACT

CHAPITRE D : RAISONS DU PROJET

JUILLET 2014

SOMMAIRE

1. Objectifs du projet	1
1.1. Situation actuelle	1
LA CENTRALE ACTUELLE DE LA SLN EST EN FIN DE VIE	1
LA PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE DE LA CENTRALE ACTUELLE EST INSUFFISANTE	1
LA COMPETITIVITE DE LA SLN EST FORTEMENT PENALISEE PAR SON COUT DE L'ENERGIE.....	2
1.2. Situation souhaitée	4
PRENDRE LE RELAIS DE LA CENTRALE B	4
PERFORMANCES ENVIRONNEMENTALES SLN	4
COMPETITIVITE DE LA SLN.....	4
2. Caractérisation des besoins en énergie.....	7
2.1. Besoins énergétiques du site de Doniambo de la SLN	7
QUANTITES	7
CARACTERISTIQUES	8
2.2. Besoins énergétiques de la Nouvelle-Calédonie.....	8
2.3. Balance.....	9
3. Introduction aux alternatives étudiées	10
3.1. Les critères de choix d'une technologie	10
3.2. Les technologies	10
ENERGIES RENOUVELABLES	11
ENERGIES FOSSILES	13
MIX DE MOYENS DE PRODUCTION ELECTRIQUE	13
3.3. Centrale au gaz.....	13
INTRODUCTION	13
PROJET SLN/EDF 2011.....	14
L'EVOLUTION PREVISIBLE DU PRIX DU GAZ NATUREL LIQUEFIE (GNL) DANS LA REGION ASIE-PACIFIQUE	16
3.4. Centrale au charbon	19
LES CENTRALES ELECTRIQUES AU CHARBON DANS LE MONDE.....	19
LES PRINCIPALES TECHNOLOGIES CHARBON DISPONIBLES	19

COMPARAISON DES TECHNOLOGIES CHARBON	21
4. Technologie retenue	25
4.1. Le combustible retenu : Le charbon	26
4.2. La technologie retenue : Le charbon pulvérisé	27
5. Site d'établissement retenu	28
5.1. Sur la presqu'île de Ducos.....	28
5.2. Prony.....	29
5.3. Doniambo.....	30
6. Comparaison du projet avec les meilleures technologies disponibles	31
6.1. Définition des meilleures technologies disponibles (MTD).....	31
6.2. MTD applicables	32
DECHARGEMENT, STOCKAGE ET MANIPULATION/MANUTENTION DES COMBUSTIBLES ET DES ADDITIFS	32
PRETRAITEMENT DES COMBUSTIBLES	33
COMBUSTION.....	34
RENDEMENT THERMIQUE	34
POUSSIERES	35
METAUX LOURDS	37
EMISSIONS DE SO ₂	37
EMISSIONS DE NOX	38
MONOXYDE DE CARBONE (CO)	39
ACIDE FLUORHYDRIQUE (HF) ET ACIDE CHLORHYDRIQUE (HCl)	39
AMMONIAC (NH ₃)	40
POLLUTION DE L'EAU	40
RESIDUS DE COMBUSTION.....	42
6.3. Conclusion.....	43

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Positionnement concurrentiel de la SLN 2013 en terme de coût de l'énergie (\$/MWh) et structure de coût SLN (£/lbNi)	2
Figure 2 : Positionnement concurrentiel de la SLN 2013 en terme de cash cost (\$/lb Ni)	3
Figure 3 : Projection 2018 des coûts des principaux producteurs de ferronickel (source WoodMackenzie)...	3
Figure 4 : Evolution comparée du cours du Nickel et du cash cost de production SLN (\$/lbNi).....	5
Figure 5 : Objectif de positionnement de la SLN sur le marché du ferronickel, au 3 ^{ème} quartile des coûts de production	6
Figure 6 : Besoin énergétique actuel et futur de l'usine de la SLN	7
Figure 7 : Moyens de production électrique	12
Figure 8 : Schéma d'une unité de stockage flottant (FSRU).....	15
Figure 9 : Prix du gaz en fonction des régions (Source Mars & Co).....	17
Figure 10 : Comparaison des coûts de combustible (Source Mars & Co)	18
Figure 11 : Part de la production électrique, en 2008, dans le monde, en fonction du combustible (en %) .	19
Figure 12 : Comparaison des émissions de NOx selon technologie et région.....	22
Figure 13 : Comparaison des émissions de SO ₂ selon technologie et région.....	22
Figure 14 : Comparaison des émissions de SO ₂ selon technologie et région.....	23
Figure 15 : Comparatif de la qualité des cendres.....	23
Figure 16 : Comparatif économique - Descriptif du scénario de base gaz / charbon	25
Figure 17 : Comparatif des coûts de revient du kWh des différentes options étudiées pour Doniambo	26
Figure 18 : Les variantes du choix d'implantation de la centrale sur Nouméa	29
Figure 19 : MTD de dépoussiérage des gaz émanant des installations de combustion au charbon et au lignite	36
Figure 20 : MTD pour le traitement des eaux usées	41
Figure 21 : Niveaux d'émissions associés à l'utilisation d'une MTD de traitement des eaux usées d'une FGD par voie humide.....	42

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : L'Energie dans le Développement de la Nouvelle-Calédonie
Annexe 2 : Justification du choix de la centrale à charbon
Annexe 3 : Feuille de route solaire thermodynamique

1. Objectifs du projet

La SLN s'est toujours engagée à valoriser en Nouvelle-Calédonie de manière optimale sa ressource minière, validée pour les 40 prochaines années.

A cette fin, SLN exploite son domaine minier en extrayant les minerais d'une teneur supérieure à environ 1,6 %. Après des processus d'enrichissement que SLN seule met en œuvre (laverie, trommel,...), le minerai est fondu (Pyro-métallurgie) en Nouvelle-Calédonie pour y produire du nickel métal, lequel est exporté.

Actuellement, pour assurer le fonctionnement de ses fours électriques de fusion/réduction de son site pyro-métallurgique à Doniambo, SLN a un besoin annuel d'énergie électrique d'environ 1300 GWh fourni par :

- Sa propre centrale thermique au fioul lourd (dite centrale B) qui assure 80 % de son besoin,
- La centrale hydroélectrique de Yaté pour les 20 % restants, ce qui représente 90 % du productible du barrage qui, par un accord de concession jusqu'en 2031, est réservé à la SLN. Cette énergie est acheminée vers Nouméa par une ligne HT de 150 kV.

La centrale B, mise en service au début des années 1970, comporte 4 tranches d'une puissance de 40 MW brute dont chaque chaudière est alimentée au fioul lourd, soit au total 160 MW brut. Elle arrive en fin de vie.

1.1. Situation actuelle

LA CENTRALE ACTUELLE DE LA SLN EST EN FIN DE VIE

A l'aube de ses 50 ans, une première tranche de la centrale B alimentant le site pyro-métallurgique de la SLN, devra passer sa cinquième visite décennale en 2018 (déchabillage complet des organes sous pression et test de ceux-ci). Malgré une excellente maintenance, ce contrôle sera extrêmement délicat au vu des heures de fonctionnement de cette installation, supérieure à 300,000 heures et rien n'indique qu'elle passera les tests avec succès.

D'autre part, les potentielles contraintes ou travaux complémentaires que pourrait requérir l'organisme certificateur pour donner un accord d'exploitation pour 10 ans supplémentaires pourraient être économiquement rédhibitoires. En effet, il n'existe pas à notre connaissance de centrale électrique de ce type ayant passé une cinquième visite décennale qui aurait permis de tirer des enseignements de cette expérience. Les 3 autres tranches subiront leur décennale dans la foulée année après année.

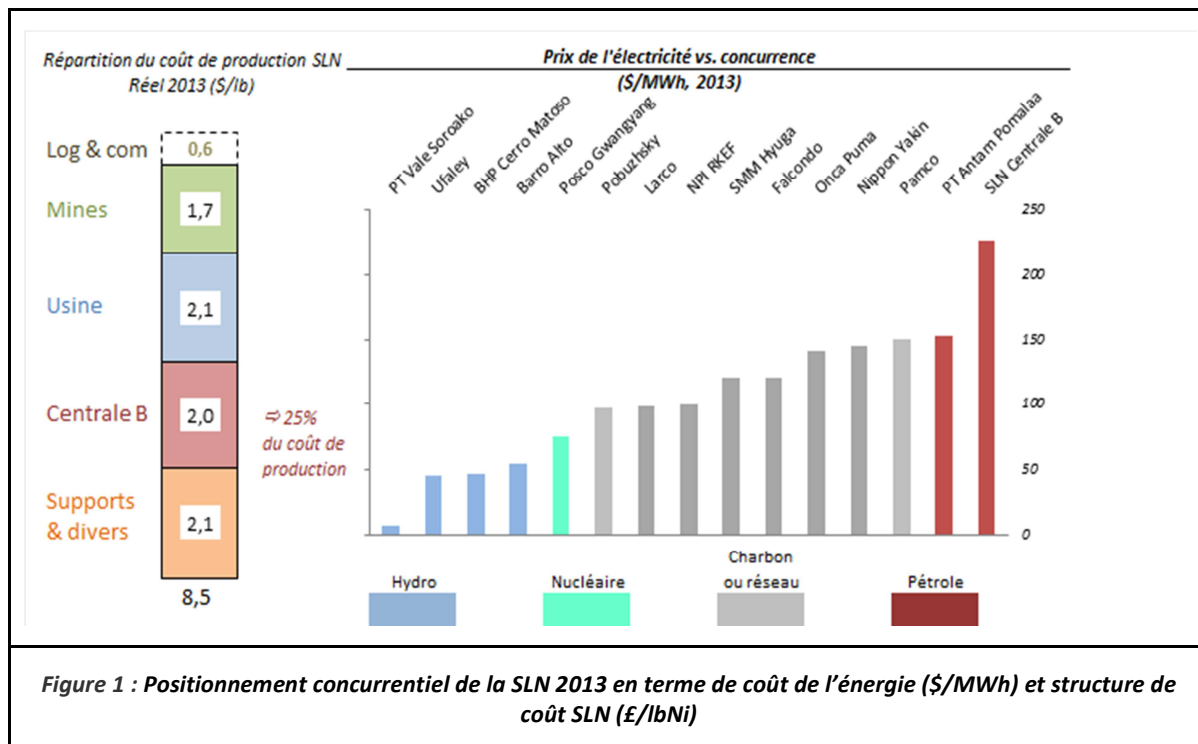
LA PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE DE LA CENTRALE ACTUELLE EST INSUFFISANTE

Réalisée avec une technologie des années soixante dans un contexte où le pétrole était abondant et avec des exigences et préoccupations environnementales qui n'avaient pas l'importance qu'on leur reconnaît d'aujourd'hui, la centrale B présente aujourd'hui les inconvénients majeurs suivants :

- Elle est inadaptée au respect des normes actuelles en matière de rejets atmosphériques et ne pourra être adaptée, le cas échéant, aux normes de la nouvelle délibération GIC de la Province Sud ou à des contraintes environnementales supérieures à celles qui lui sont actuellement appliquées, notamment en termes de poussières ou de SO₂,
- Son rendement est faible (29 %), comparé à celui des centrales thermiques modernes (supérieur à 35 % en fonction des technologies et combustibles applicables) et ne pourrait être amélioré sans un remplacement quasi complet de toutes les installations.

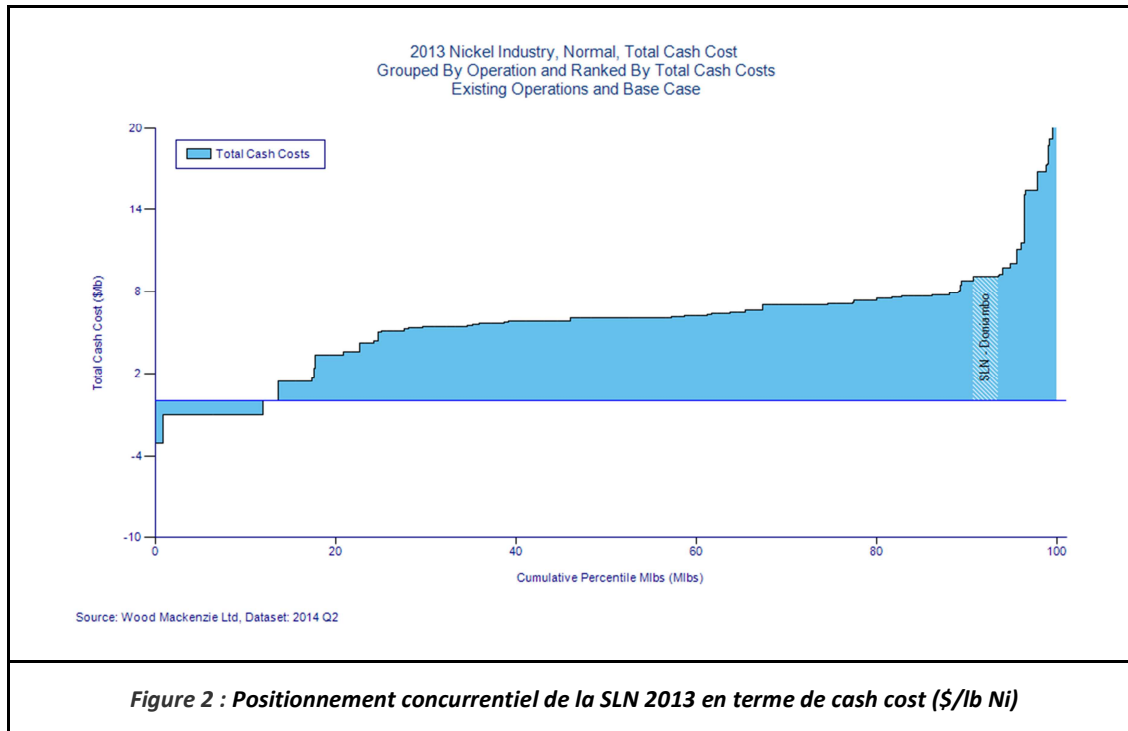
LA COMPETITIVITE DE LA SLN EST FORTEMENT PENALISEE PAR SON COUT DE L'ENERGIE

La centrale actuelle utilise un carburant fossile, le fioul lourd, dont les stocks mondiaux, généralement situés dans des zones géopolitiques instables, sont en cours d'épuisement. En conséquence, son prix est élevé, ne cesse d'augmenter et sujet à une volatilité importante. Il en résulte un coût de l'électricité très élevé qui lui-même pénalise le coût de production du Nickel de la SLN par rapport à ses concurrents qui ont accès à des sources d'énergie électrique beaucoup plus compétitives (hydroélectricité, charbon, nucléaire).

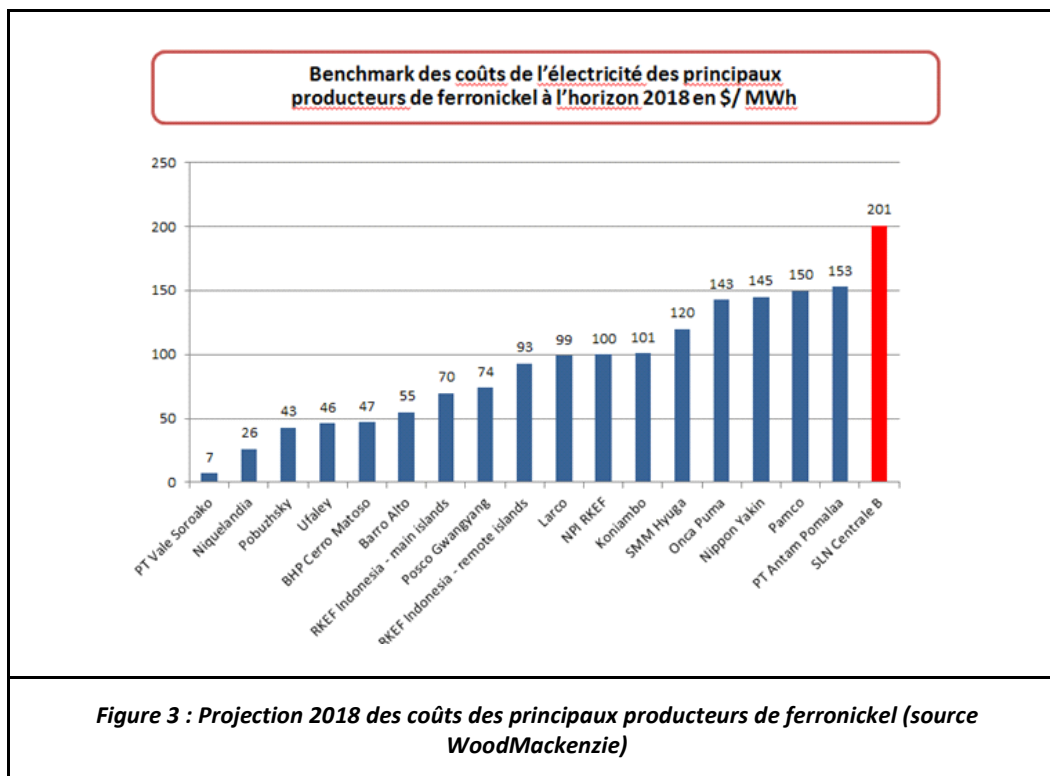


Le poste électricité tient une part très importante dans le coût de production d'une tonne de Nickel, de l'ordre de 24 % et l'usine pyro-métallurgique SLN reste décalée en coût du fait d'un coût **d'électricité très élevé** parmi les producteurs de ferronickel, et d'une dépendance au pétrole dont ses concurrents tendent par ailleurs à s'affranchir.

Avec un tel coût de l'énergie, la SLN se place aujourd'hui au 9^{ème} décile de la profession selon l'analyste de référence Wood Mackenzie. Cette position est d'autant plus fragile que bon nombre des producteurs moins compétitifs sont des projets en phase de démarrage dont les coûts s'amélioreront fortement une fois la capacité nominale atteinte.



A l'horizon 2018, lorsque la Centrale B arrivera en fin de vie, compte tenu des prévisions d'évolution du cours du pétrole et en intégrant les projets d'aménagement des ressources énergétiques des principaux concurrents de SLN, la situation prévisible sera la suivante :



1.2. Situation souhaitée

PRENDRE LE RELAIS DE LA CENTRALE B

De par ses faibles besoins en terme de distribution publique, il n'existe aucune alternative en Nouvelle-Calédonie pour fournir l'électricité nécessaire à l'usine pyro-métallurgique de Doniambo une fois la centrale B arrêtée. Il est donc indispensable de considérer l'année 2018 comme l'échéance la plus tardive à laquelle une nouvelle centrale électrique devra commencer à prendre le relais de la centrale B afin d'assurer la continuité des activités pyro-métallurgiques de la SLN pour les 40 ans à venir. A défaut, la SLN devra dans un premier temps diminuer, puis pourrait cesser son activité à Doniambo dès 2020 alors même que les divers investissements effectués sur le site et la validation des réserves minières garantissent la pérennité du modèle économique de SLN sur une période de 40 ans.

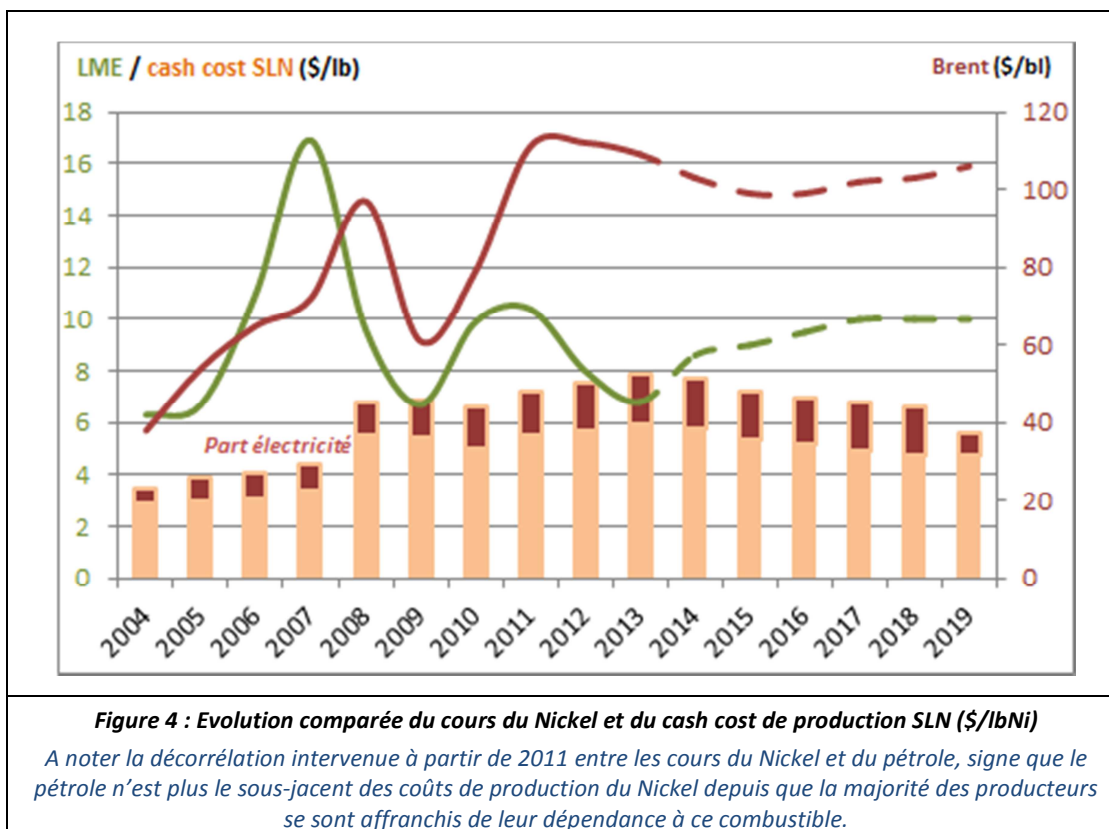
PERFORMANCES ENVIRONNEMENTALES SLN

La Centrale C permettra d'accélérer sensiblement l'amélioration de la performance environnementale de la SLN en respectant les normes environnementales provinciales les plus récentes (délibération GIC publiée le 12 Juin 2014) et les plus sévères en matière de rejets atmosphériques pour ce type d'équipement. La qualité de l'air dans le périmètre d'influence du site SLN de Doniambo sera de ce fait grandement améliorée.

COMPETITIVITE DE LA SLN

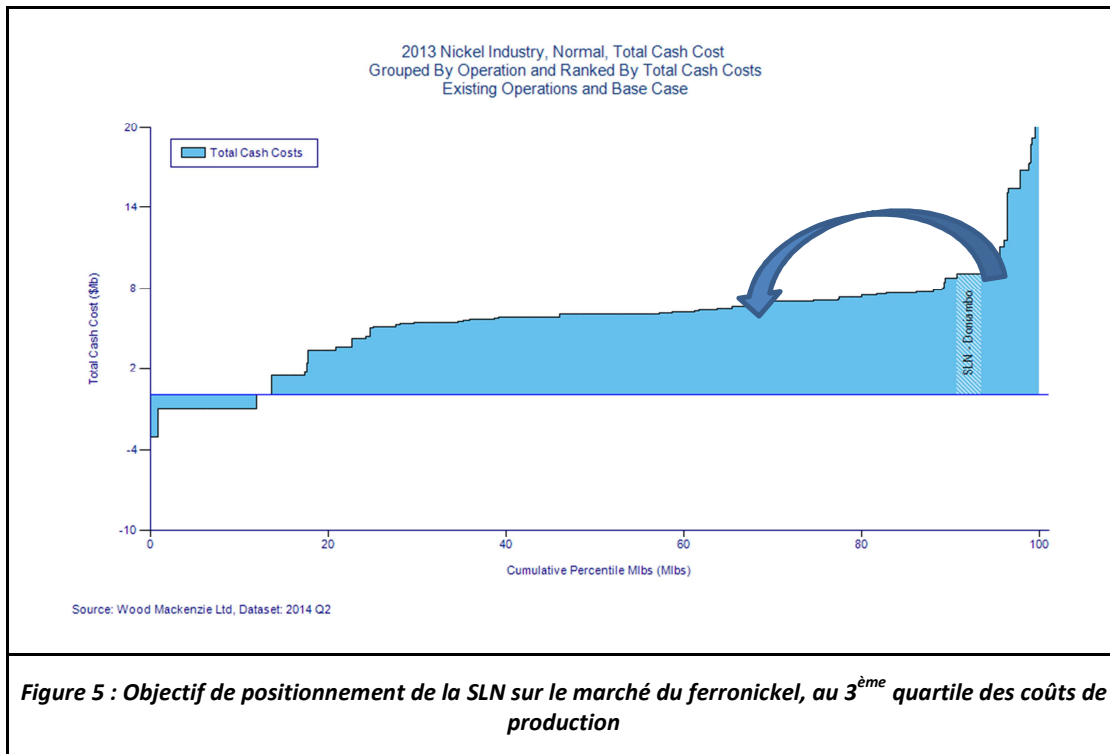
Pour améliorer sa compétitivité parmi les différents acteurs économiques, la SLN s'est engagée à poursuivre les efforts de productivité initiés en 2008, avec l'objectif de réduire de 1\$/lb son cash cost d'ici 2018. Au-delà, elle doit impérativement **maîtriser ses coûts énergétiques**.

L'investissement dans une nouvelle centrale à combustible « Charbon », en divisant par 2 au moins le coût de l'énergie électrique, permettra de rétablir définitivement la compétitivité de la SLN. L'objectif visé est, dès le démarrage de la Centrale C, de baisser le coût de l'énergie électrique nécessaire à la production de nickel de 1 US\$ par livre, puis d'environ 1.5 US\$ par livre une fois la dette liée au financement remboursée. Au total, c'est un gain de plus d'environ 2\$/lb qui est visé, pour moitié par les chantiers de productivité en cours, pour l'autre moitié par la nouvelle Centrale :



La nouvelle centrale fondée sur un combustible charbon, associée au plan de productivité en cours, permettra à terme de repositionner le cash cost de la SLN dans le 3^{ème} quartile et de sécuriser une position compétitive par rapport aux producteurs NPI chinois.

Ce repositionnement concurrentiel permettra d'assurer la pérennité du modèle économique de la SLN de



valorisation du minerai de nickel en Nouvelle-Calédonie, ce qui est le plus créateur de richesse pour le pays.

2. Caractérisation des besoins en énergie

2.1. Besoins énergétiques du site de Doniambo de la SLN

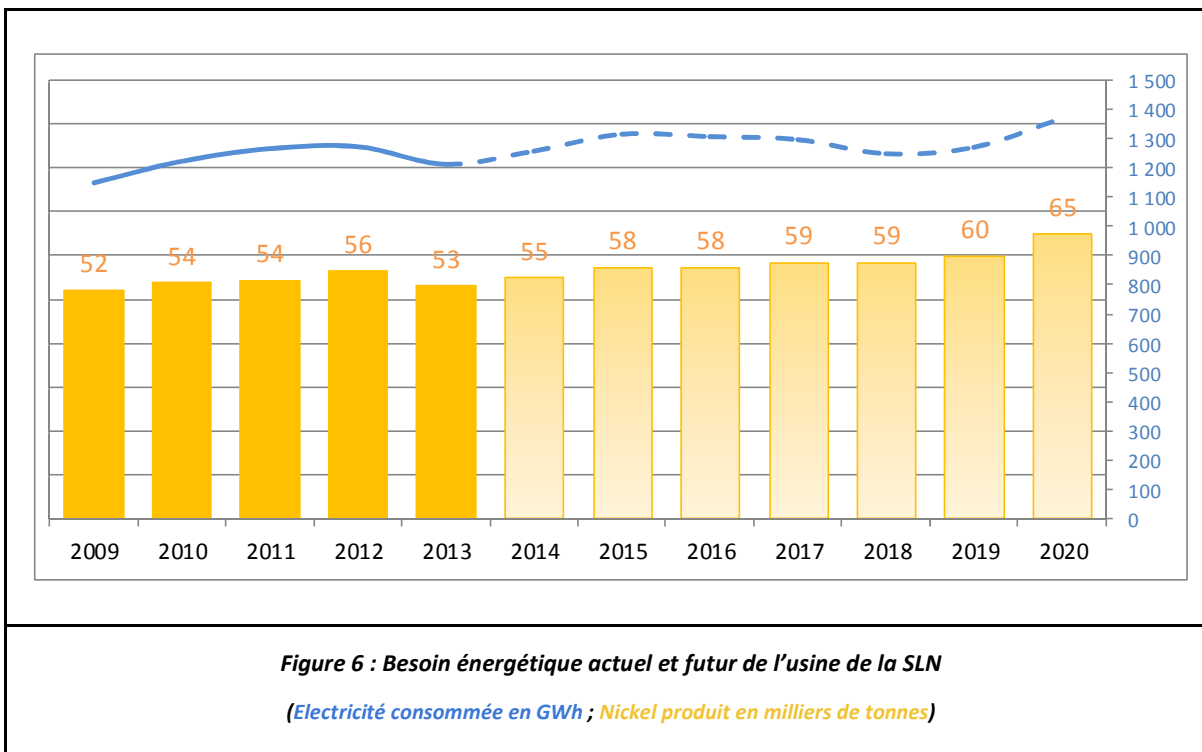
QUANTITES

La puissance nominale (maximale) des 3 fours électriques de la SLN est de 172 MW auquel il faut ajouter les besoins auxiliaires (force motrice, climatisation, éclairage...) pour 18 MW ce qui justifie la puissance de 180MW de la nouvelle Centrale C pour un maximum de 190 MW appelable et sans l'apport complémentaire du barrage de Yaté.

En termes d'énergie disponible, sur une année sans grande maintenance, la Centrale C mettra à disposition 1450 GWh, ce qui couvrira les besoins actuels mais également les besoins prévisibles à long terme : il faut en effet 1 300 GWh pour assurer la production de 60 000 tonnes de nickel avec une teneur des minerais en baisse et sans l'apport d'énergie du barrage de Yaté – horizon 2031.

Néanmoins, pendant les arrêts pour maintenance ou panne d'une tranche de la Centrale C, la SLN aura un besoin complémentaire. Ce besoin est estimé à un maximum de 100 GWh par an. Ce besoin complémentaire sera essentiellement couvert jusqu'en 2031 par le barrage de Yaté et il sera par la suite nécessaire de recourir soit à la distribution publique, soit à un moyen de production complémentaire.

Par différence, la Centrale C pourrait ainsi mettre à disposition de la distribution publique jusqu'à 250 GWh, énergie qui se substituerait à celle produite par des moyens plus coûteux et/ou très polluants, voir éviter un investissement coûteux de production pour la distribution publique.



CARACTERISTIQUES

Les éléments les plus sensibles du site de Doniambo sont les 3 fours électriques Demag de fusion/réduction. La source d'énergie électrique qui les alimente doit satisfaire aux impératifs suivants :

- Disponibilité permanente et de proximité pour préserver l'intégrité des fours : une interruption totale de l'alimentation d'un four ne doit jamais dépasser 24 h et un fonctionnement « au ralenti » avec un disponible de 90 MW ne doit pas dépasser 3 jours.
- Le procédé de fusion génère des brusques changements de charge que le réseau calédonien ne peut absorber. La nouvelle centrale, tout comme l'actuelle, devra donc être capable de les gérer.
- Respect de toutes les normes environnementales en vigueur, relatives notamment aux émissions diverses (rejets atmosphériques, terrestres et marins, bruit).

2.2. Besoins énergétiques de la Nouvelle-Calédonie

Les besoins électriques de la Nouvelle-Calédonie ont été définis en 2013 par l'opérateur du réseau calédonien dans le document "Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande en NC 2013-2025", disponible en ligne¹.

Les points principaux du scénario de référence issus des simulations effectuées et présentées dans ce rapport sont les suivants :

- "Remplacement de la centrale B au fuel de 148 MW net par 2 tranches charbon d'une puissance unitaire de 90MW en Janvier 2019 (Centrale C)",
- Augmentation du productible de "Yaté consacré à la distribution publique, avec une contrainte pour le système électrique d'alimenter l'usine pyro-métallurgique de la SLN à hauteur de 60 MW pendant 6 à 8 semaines par an (périodes de révision de la Centrale C)",
- "La nécessité d'un moyen de semi base de 15 MW apparait en 2017 en cas d'hydroélectricité basse" tout en considérant "un moyen de pointe de 20 MW en 2014" dans le cas où l'effet de la "Maîtrise de la Demande en Electricité ne se fasse sentir qu'à partir de 2015".

Toutes les simulations effectuées indiquent que sur la base des hypothèses précédentes, et une fois l'entrée en service de la Centrale C, "le système électrique ne requiert aucun besoin de production complémentaire jusqu'en 2025".

Le projet de la Centrale C est pleinement compatible avec le rapport prévisionnel des besoins en électricité de la Nouvelle-Calédonie établi par l'opérateur du réseau. De plus, la Centrale C permettra à l'opérateur du réseau de ne pas effectuer d'investissement public significatif en matière d'augmentation de ses moyens de production avant 2025.

Une fois la Centrale C fiabilisée, un accord "gagnant-gagnant" pourrait être établi avec Enercal pour une utilisation optimisée du barrage de Yaté profitant au mieux de sa variabilité de production avec son réservoir d'eau.

D'autre part, pour optimiser l'ensemble de la filière électrique calédonienne, il conviendra de coordonner, au niveau du pays, les arrêts pour maintenance de tous les outils de production.

¹ <http://www.enercal.nc/medias/fb/rapports.php?m=enercal-rapport-previsionnel-2013-2025>

2.3. Balance

La centrale électrique de Doniambo Énergie² vendra la totalité de l'électricité produite à l'usine pyrométallurgique de la SLN. Celle-ci en consommera la plus grande part, mais sera également à même de fournir de l'électricité à la distribution publique du pays en fonction de ses propres besoins et de la disponibilité de la Centrale C.

² Pour développer et exploiter le projet de la Centrale C, la société Doniambo Energie (ci-après dénommée « **Doniambo Energie** » ou « **DBOE** ») a été créée. Doniambo Energie sera l'exploitant de la Centrale C au sens de la législation et de la réglementation applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement. Doniambo Energie est une filiale à 100% de SLN, dont la maison-mère est ERAMET.

3. Introduction aux alternatives étudiées

En parallèle des travaux de recherche et d'analyse conduits par SLN, plusieurs études indépendantes ont été réalisées ces dernières années afin de définir le meilleur moyen de production électrique à installer en Nouvelle-Calédonie au regard des contraintes du projet, ainsi que pour critiquer / valider le choix final d'une centrale au charbon. Parmi ces rapports d'expertise on peut citer :

- En 2009, sur une commande conjointe du Gouvernement de la Nouvelle-Calédonie et de l'ADEME, une analyse exhaustive des moyens de production d'électricité techniquement et économiquement envisageables en Nouvelle-Calédonie a été réalisée par une **expertise collégiale dirigée par l'IRD**³. La synthèse de cette expertise, pour sa partie relative aux nouvelles technologies de production et de stockage d'énergie est disponible sur internet⁴.
- En 2013, à la demande d'élus calédoniens, une mission d'**expertise menée par les ministères de l'Industrie, de l'Environnement et des Outremers**, a été réalisée pour évaluer le choix fait par la SLN d'une centrale au charbon pour alimenter son usine pyro-métallurgique de Doniambo. Cette expertise est disponible sur internet⁵.

3.1. Les critères de choix d'une technologie

Dans le contexte particulier d'une centrale électrique implantée en Nouvelle-Calédonie, les critères fondamentaux qui doivent impérativement être remplis par la technologie qui sera retenue sont :

- Le caractère éprouvé de la solution absolument nécessaire dans un contexte d'éloignement insulaire en vue de la maîtrise du risque industriel et de la sécurité,
- Un coût d'investissement et d'exploitation ne mettant pas en péril la pérennité du modèle économique de la SLN,
- Une disponibilité du combustible en cohérence avec la situation géographique de la Nouvelle-Calédonie : proximité, facilité de stockage et stabilité de l'approvisionnement,
- Une taille critique en ligne avec le besoin de puissance de la SLN,
- La capacité de se conformer aux réglementations applicables en matière d'environnement : émissions, rejets thermiques, impact visuel,
- La compatibilité entre les contraintes d'exploitation de SLN et les paramètres du cycle thermodynamique pour la puissance ciblée : rendement, puissance, temps de démarrage,
- Une robustesse et une réactivité nécessaires au bon fonctionnement sur le réseau électrique de la Nouvelle-Calédonie comme du réseau électrique du site industriel de Doniambo.

3.2. Les technologies

Plusieurs filières de production d'électricité sont envisageables. Certaines ont été employées largement dans le passé (centrales à turbine à vapeur), d'autres sont plus récentes (centrales combinées à turbine à

³ L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie - Yves Le Bars et collaborateurs – collection expertise collégiale IRD

⁴ http://books.google.com/books/about/L_%C3%A9nergie_Dans_Le_D%C3%A9veloppement_de_la.html?id=F9CnRUQZCTEC

⁵ <http://www.nouvelle-caledonie.gouv.fr/site/content/download/13505/70816/file/NvCal%20rapport%20%20final%20publication-1.pdf>

gaz et turbine à vapeur), d'autres enfin seront peut-être un jour employées à grande échelle (centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée du charbon).

Les sources d'énergie renouvelable ont été analysées, toutefois comme l'a rappelé en 2013 la mission d'experts mandatée par l'Etat Français à la demande de la Nouvelle-Calédonie, les énergies renouvelables ne constituent pas une alternative envisageable de par la puissance requise et leur nature intermittente, y compris le solaire thermodynamique analysé dans les détails avec l'ADEME.

ENERGIES RENOUVELABLES

Ce chapitre analyse les différents moyens de production électrique à base d'énergie renouvelable à envisager et leur adéquation avec les besoins de SLN en vue du remplacement de sa centrale électrique actuelle :

- En s'assurant de leur adéquation avec les besoins électriques de la SLN,
- En vérifiant la possibilité de les implanter en Nouvelle-Calédonie.

Elle s'appuie en partie sur l'expertise collégiale réalisée par l'IRD disponible dans l'Annexe 1 : L'Energie dans le Développement de la Nouvelle-Calédonie.

Une analyse plus détaillée est également disponible dans l'Annexe 2 : Justification du choix de la centrale à charbon.

Moyens de production d'électricité :

Le tableau suivant passe en revue les principaux moyens de production électrique renouvelables.

	Adaptation aux besoins de la SLN (180 MW, 7j/7 24h/24, fiabilité)	Adaptation au contexte de la Nouvelle-Calédonie
Eoliennes	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance très faible (~1 MW par éolienne), • Production d'électricité intermittente (disponibilité de l'ordre de 25 %) 	<ul style="list-style-type: none"> • Conditions favorables, hors la possibilité de cyclones limitant la taille et la puissance unitaire des éoliennes.
Champ photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> • Production d'électricité intermittente (disponibilité de l'ordre de 25 %), • Puissance faible par unité (~150 W/m²) 	<ul style="list-style-type: none"> • Conditions favorables (>2000 h/an de rayonnement solaire direct), surface requise réductrice.
Centrale solaire thermodynamique	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance commençant à atteindre des puissances élevées (centrales espagnoles, USA)⁶, • Production d'électricité intermittente 	<ul style="list-style-type: none"> • Conditions défavorables du fait de la couverture nuageuse.

⁶ Les promesses et les limites du procédé dit solaire thermodynamique sont décrites plus en détail dans la note en Annexe 3 : Feuille de route solaire thermodynamique de l'Ademe.

Barrage hydroélectrique	<ul style="list-style-type: none"> • Production d'électricité régulière de puissance suffisante si réserve d'eau adéquate 	<ul style="list-style-type: none"> • Plus de rivière disponible en NC permettant un barrage de la puissance nécessaire⁷
Hydroliennes	<ul style="list-style-type: none"> • Projets pilotes en cours limités à des puissances d'une dizaine de MW • Production prévisible (entraînement par les courants marins) 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessité d'implanter les hydroliennes à des endroits où le courant marin est fort (passes), rares en NC, et pouvant poser des problèmes techniques forts et d'acceptabilité • Fiabilité non éprouvée (prototype)
Figure 7 : Moyens de production électrique		

On voit que les puissances délivrées par ces moyens de production électrique restent pour la plupart faibles par rapport aux besoins de la SLN, par ailleurs leur caractère intermittent nécessiterait la mise en œuvre d'un système de stockage d'énergie adéquat.

Le stockage d'énergie :

Les stations de transfert d'énergie par pompage représentent 99 % des capacités actuelles de stockage d'énergie dans le monde : 127 GW, dont 35 GW en Europe et 4 GW en France.

Elles sont composées de deux retenues d'eau à des hauteurs différentes reliées par un système de canalisations. En aval, un système de turbinage et de pompage permet soit de générer ("turbinage"), soit de stocker de l'électricité ("pompage" dans la retenue supérieure).

Il faut évidemment considérer l'énergie nécessaire pour remonter l'eau dans la retenue amont pour déterminer l'efficacité globale. Les pertes liées à la consommation d'électricité pendant la phase de pompage sont de l'ordre de 25 %.

Application à la Centrale C :

Pour bien se représenter les ordres de grandeur des retenues et des moyens de production électriques nécessaires dans notre cas, nous avons choisi l'exemple d'une centrale solaire thermodynamique couplée à une station de transfert d'énergie.

Les centrales solaires thermodynamiques à concentration exploitent le rayonnement direct du soleil via chauffage d'un fluide, sans effet photovoltaïque (il ne faut pas de nuage). La disponibilité de ces centrales est donc inférieure à 50 % et nécessiterait le recours à une station de transfert d'énergie par pompage pour alimenter les fours de la SLN jour et nuit.

- Dimension de la centrale thermodynamique solaire : 405 MW - 1 600 ha,
- Dimension des 2 retenues d'eau amont et aval : 11 millions de m³ (110 ha x 10 m) avec 100 m de dénivelé.

⁷ Une étude réalisée pour la Dimenc en 2006 a permis de définir le "Potentiel hydroélectrique de la Nouvelle-Calédonie". Il en ressort que la totalité de l'énergie qui pourrait être fournie par ces barrages supplémentaires serait de 250 GWh par an, soit 17% de l'énergie nécessaire à la SLN.

Cette solution n'est pas adaptée au besoin de la SLN et ne pourrait pas être mise en œuvre à cette échelle en Nouvelle-Calédonie.

Il faut noter que les moyens de production d'électricité renouvelables (hors hydraulique) ne sont actuellement utilisés que pour la distribution publique, et sont encore fortement subventionnés (tarifs de rachat élevés répercutés sur la facture électrique des particuliers).

ENERGIES FOSSILES

Nucléaire :

On peut éliminer rapidement la solution d'une centrale nucléaire : la taille des tranches actuellement développées rend cette solution non applicable en Nouvelle-Calédonie, où le besoin complet (KNS + Vale + SLN + distribution publique) reste largement inférieur à une seule tranche (~1000 MW). Les solutions de tranches plus petites sont encore à l'état de prototypes. Le cycle de vie des centrales nucléaires ainsi que le volet environnemental du traitement et du stockage des déchets dans la zone géographique du projet viennent appuyer l'élimination de cette option.

Combustible liquide :

Une centrale thermique moderne fonctionnant au combustible liquide (fioul lourd ou gazole) ne permettrait pas de respecter les impératifs de réduction du prix de revient de la tonne de nickel produite par la SLN. Cette technologie n'a pas pu être retenue.

Gaz et Charbon :

Les solutions "fossiles" restantes, répondant à la fois aux besoins de la SLN et pouvant être envisagées en première approche en Nouvelle-Calédonie, sont une centrale au gaz (gaz naturel liquéfié - GNL) ou une centrale au charbon.

Une étude détaillée de ces deux solutions a été réalisée et est présentée dans les chapitres suivants.

Les centrales au gaz ou au charbon permettent de satisfaire à plusieurs des critères fondamentaux de choix d'une technologie. L'étude de ces deux technologies est développée dans les pages suivantes.

MIX DE MOYENS DE PRODUCTION ELECTRIQUE

Il pourrait être envisagé de mixer ces solutions avec la production d'énergies renouvelables (solaire ou éolien).

Les moyens de production électrique, tels l'éolien ou le solaire photovoltaïque, pourraient difficilement représenter plus de 10 % des besoins de la SLN. Il serait possible, dans le cas d'une centrale au gaz, de moduler la production d'électricité pour recourir à de l'électricité renouvelable éventuellement perdue dans des périodes de faible consommation sur le réseau public.

Une centrale au charbon quant à elle demande environ 8 heures pour démarrer ou pour s'arrêter, ce qui n'est pas adapté à un fonctionnement alterné de ce type.

3.3. Centrale au gaz

INTRODUCTION

La technologie des centrales au gaz à cycle combiné, qui fut examinée par le passé, permet d'atteindre un rendement élevé (> 50 %) grâce à la combinaison de deux étapes, la première utilisant des turbines à

combustion, la seconde utilisant des turbines à vapeur; ces dernières étant alimentées par de la vapeur produite avec les gaz chauds d'échappement des premières à travers une chaudière de récupération.

Par ailleurs, les rejets atmosphériques de ces centrales ne contiennent naturellement que très peu de poussières et d'infimes quantités de SO₂ grâce au traitement du gaz en amont. Les émissions de CO₂ sont les plus basses que l'on puisse obtenir avec un combustible fossile.

Cependant, les problèmes rencontrés par cette technologie sont les suivants :

- Il est pratiquement impossible de conclure un contrat d'approvisionnement en GNL⁸ auprès des vendeurs étant données les quantités très faibles nécessaires au fonctionnement de la Centrale C au regard des contrats standards d'approvisionnement,
- Le prix du gaz est indexé sur le prix du pétrole et élevé dans la zone Asie-Pacifique. Ce coût est d'autant plus fort qu'une logistique de transport spécifique doit être mise en œuvre pour des petits volumes.

La SLN a étudié à deux reprises la solution d'une centrale au gaz, la première en 2006 avec Distrigaz (Groupe Suez) sur une solution classique nécessitant un terminal méthanier à terre, la seconde en 2011, en partenariat avec EDF, avec une solution innovante de terminal méthanier flottant (FSRU), dans un contexte de découvertes de gaz non conventionnels.

PROJET SLN/EDF 2011

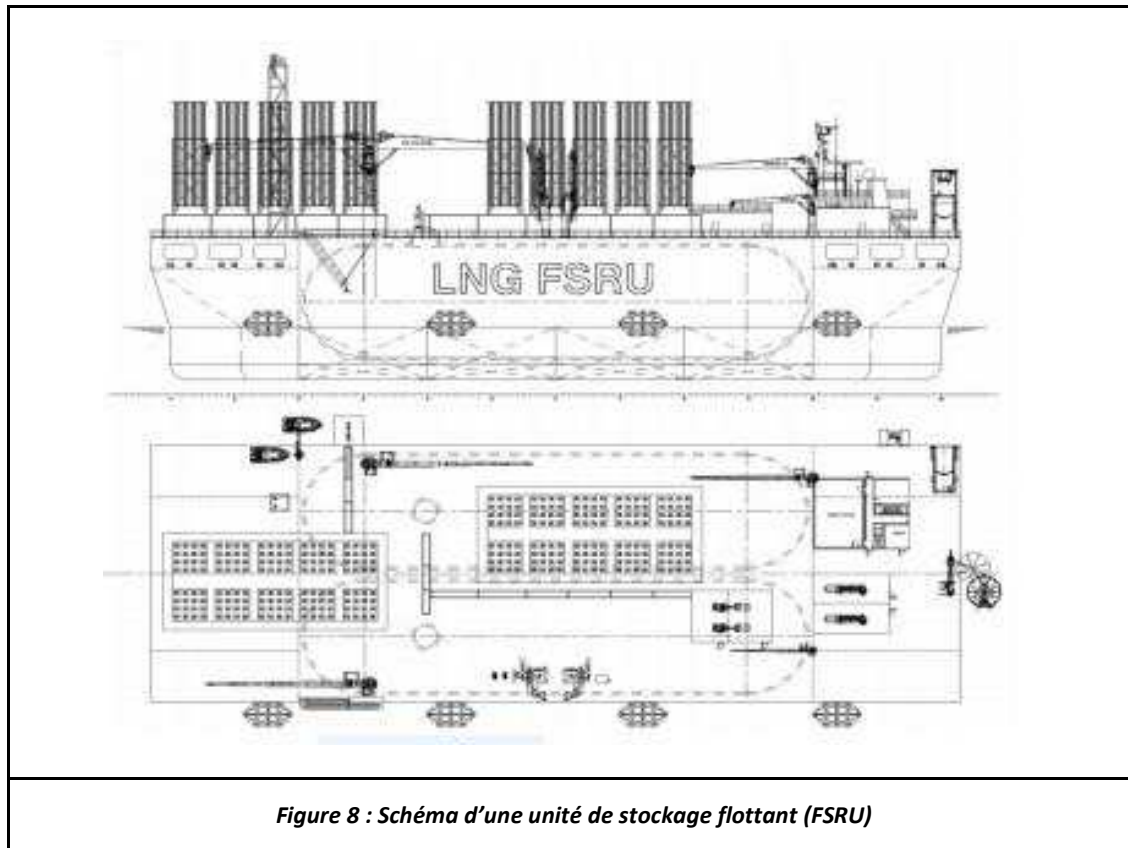
En 2011, devant l'essor de l'exploitation des gisements non conventionnels de gaz naturel (gaz de charbon, gaz de schiste) et l'apparition de concepts logistiques mid-scale basée sur des solutions de stockage flottant (FSRU) proposée par notre partenaire EDF, **la SLN a souhaité approfondir à nouveau l'option d'une centrale au gaz** compte tenu des avantages environnementaux de cette technologie.

Cette solution avait été choisie en février 2011 pour réaliser un Avant-Projet Détaillé (APD), malgré son surcoût par rapport à une centrale au charbon et au regard des conditions économiques de long terme. Le coût s'est avéré au final 25% plus élevé qu'estimé en Avant-Projet Sommaire (APS), conduisant à un écart de coût très important et économiquement non viable pour SLN entre les solutions gaz et charbon.

La solution Gaz étudiée comprenait :

- Une unité FSRU (Floating Storage Regaseification Unit) avec une capacité de 30 000 m³ de GNL,
- Un pipeline de 2 km environ reliant le stockage à la centrale,
- Une centrale gaz à cycle combiné de 200 MWe, du type multi-arbres, composé de 2 lignes comprenant chacune 2 turbines à combustion de 36 MWe, 2 chaudières à récupération et 1 turbine à vapeur de 28 MWe.

⁸ Gaz Naturel Liquéfié



Concernant la fourniture du combustible, sur 25 prospects approchés, seuls 2 ont répondu positivement :

- Liquid Nuigini (Papouasie NG) avec un projet, très loin de la décision d'investissement et caractérisé par un actionnariat fragile,
- Shell avec un terminal LNG à Gladstone dont la décision d'investissement n'était pas attendue avant fin 2013, laquelle fut d'ailleurs repoussée, et une possibilité de backup sur le projet Gorgon.

Ce manque d'intérêt des fournisseurs est principalement dû à la faible quantité relative de gaz nécessaire pour la centrale SLN (200 kt/an) et à une taille de bateaux inhabituelle : le volume de notre approvisionnement annuel est celui d'une seule cargaison d'un méthanier typique du marché.

L'option a donc finalement été abandonnée à cause :

- De la difficulté à pouvoir s'appuyer sur un fournisseur fiable en raison de la demande trop petite et trop spécifique,
- Des coûts élevés de logistique en raison de la faible taille de notre projet et de la nécessité de devoir développer un bateau spécifique adapté à ce faible besoin,
- De l'alimentation de GNL chère, car indexée sur le prix du pétrole en Asie-Pacifique.

Depuis mi-2012, aucun nouveau projet n'a vu le jour en Australie : ceux qui avaient fait l'objet d'une décision finale d'investissement à l'époque, et qui avaient donc complètement contractualisé leur production, sont en train d'être construits, mais il n'y en aura pas de nouveau terminal LNG à court terme :

- Le projet Arrow (Shell/Petrochina) qui était le seul crédible pour une éventuelle fourniture à SLN à l'époque a été repoussé pour la énième fois en Février dernier (avec 250 personnes du projet réaffectées).
- Le projet de terminal flottant Bonaparte LNG (Santos/GDF) vient d'être officiellement arrêté (annonce du 19/06/2014).

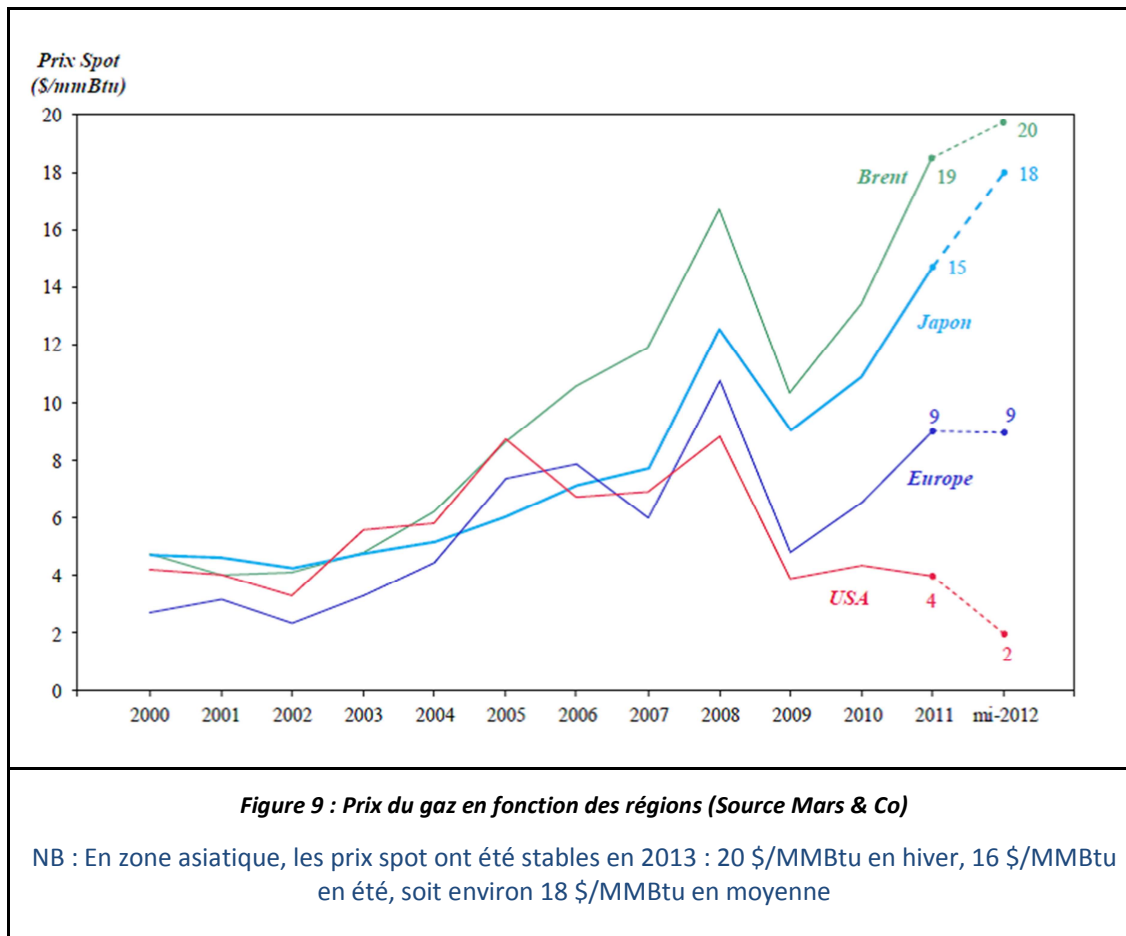
Ces projets Australiens ne sont pas rentables compte tenu des surcoûts de capex, et subissent d'autre part la pression engendrée par l'éventuelle arrivée de volumes depuis les USA ou la Sibérie.

L'EVOLUTION PREVISIBLE DU PRIX DU GAZ NATUREL LIQUEFIE (GNL) DANS LA REGION ASIE-PACIFIQUE

La découverte de réserves de gaz non conventionnel exploitables a modifié profondément le marché du gaz naturel aux États-Unis (baisse du prix du gaz, abandon de l'indexation au pétrole). Or, des réserves de gaz non conventionnel exploitables semblent disponibles un peu partout dans le monde.

Les trois principaux marchés mondiaux du gaz sont les États-Unis, l'Europe et l'Asie. Cette dernière représente le principal marché du Gaz Naturel Liquéfié (2/3 des imports mondiaux de GNL), avec une perspective de forte croissance de sa consommation (taux prévisionnel moyen de croissance annuel de 3,7 % sur la période 2010 – 2030).

Contrairement au prix du pétrole qui est quasiment identique partout dans le monde (cours "Brent"), les prix du gaz sont très différents d'une région à l'autre. La figure suivante montre l'évolution récente des cours du gaz. On y voit la baisse aux USA liée à l'exploitation du gaz non conventionnel, distribué par des pipelines généralement existants, l'augmentation en Europe en corrélation avec le cours du pétrole, et l'augmentation forte en Asie, liée au cours du pétrole et à l'augmentation très forte de la consommation.



Plusieurs projets d'exploitation de gaz non conventionnel (gaz de charbon) sont en construction sur la côte est de l'Australie.

Ces projets s'avèrent d'un coût extrêmement élevé (entre 10 et 40 milliards de dollars pour l'exploration d'un gisement, sa mise en production et la réalisation des infrastructures de liquéfaction). La conséquence est que ces projets sont portés par de grandes compagnies pétrolières qui cherchent à sécuriser leur investissement par la passation de contrats de long terme portant sur de gros volumes. Les risques d'excès d'offre sont ainsi fortement limités, et les équilibres offre/demande resteront tendus à moyen et long terme, afin de rentabiliser de tels investissements.

De plus, on peut s'attendre à une forte augmentation des coûts de développement des nouveaux projets du fait de facteurs structurels (complexité des gisements, situation offshore, techniques d'extraction des gaz non conventionnels) et conjoncturels (pénurie de main-d'œuvre, goulot d'étranglement des sociétés d'ingénierie). Ces coûts élevés contribueront à maintenir un niveau de prix élevé à moyen et long terme.

Enfin, le contexte régional apparaît peu propice à une baisse des prix à moyen terme:

- Les marchés matures Asiatiques (Japon, Corée du Sud, Taïwan), sont particulièrement attentifs à la sécurisation de leurs approvisionnements, participant de fait au développement de ces nouveaux projets GNL. Les niveaux de prix du GNL dans ces pays ne sont pas un critère prépondérant,
- L'apparition d'un marché spot du gaz est très peu probable compte tenu du faible niveau d'interconnexion et de la difficulté à accéder à des volumes significatifs de gaz sur le long terme,

- En raison d'une chaîne logistique longue, le prix du GNL importé des Etats-Unis et rendu en Asie restera proche du prix proposé par la plupart des projets Australiens.

La modestie des besoins de la SLN (200 000 tonnes/an) ne la rend pas attractive pour les fournisseurs, comme en témoigne le faible nombre de réponses positives obtenues auprès des fournisseurs potentiels de la zone (2 réponses positives sur 25, sur des projets dont la décision d'investissement n'est pas encore prise à ce jour).

De plus, l'utilisation d'un méthanier de "petite taille" (par rapport aux standards actuels) et d'un stockage réduit entraîne des perturbations dans la logistique du fournisseur : encombrement du quai du fait de rotations plus fréquentes.

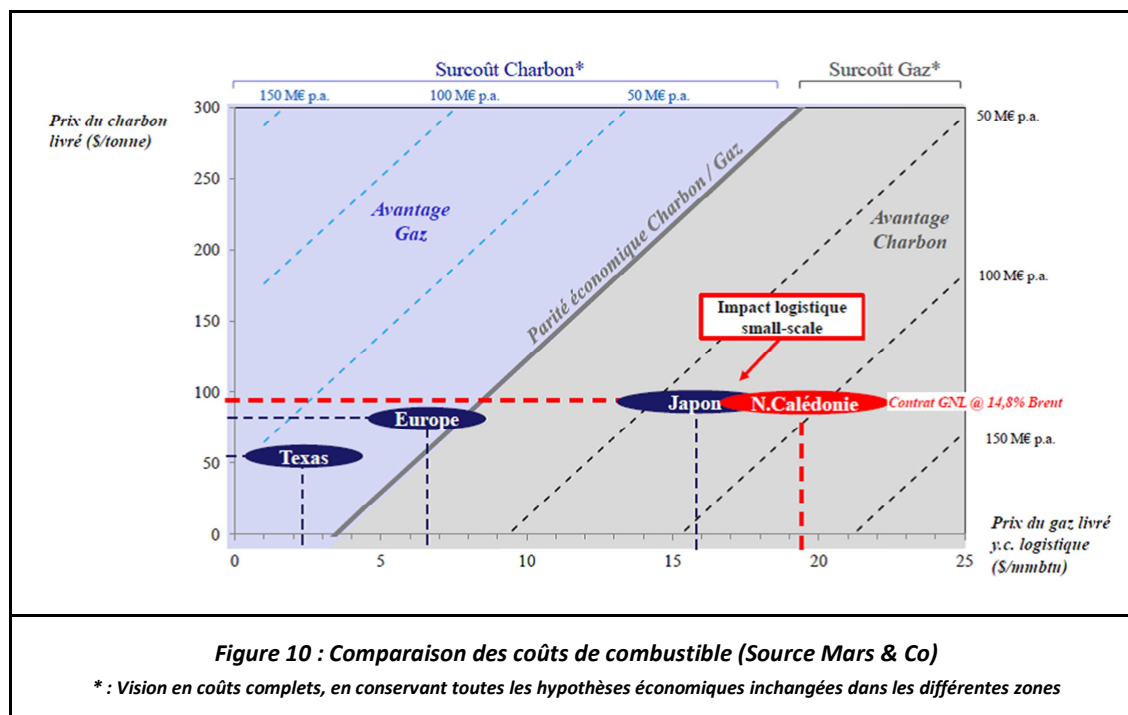
Pour ces raisons, l'étude prospective de la société Mars & Co, conclut de la façon suivante :

"Un marché GNL Asie qui restera cher et tendu à moyen et long terme : Oligopole; Inflation structurelle des coûts; Nouveaux entrants (US notamment) économiquement peu menaçants. Pas de remise en cause d'une indexation pétrole à un prix élevé à moyen-terme".

Les désavantages structurels de la SLN dégradent encore ce constat :

- Le gaz livré à Nouméa restera durablement parmi les plus chers au plan mondial,
- A noter que l'option Gaz maintiendrait par ailleurs la SLN dans une indexation pétrole dont tous les concurrents, hors compagnies japonaises, sont aujourd'hui sortis.

Par conséquent, on peut comparer ainsi les avantages spécifiques des technologies gaz / charbon dans le contexte de la Nouvelle-Calédonie :



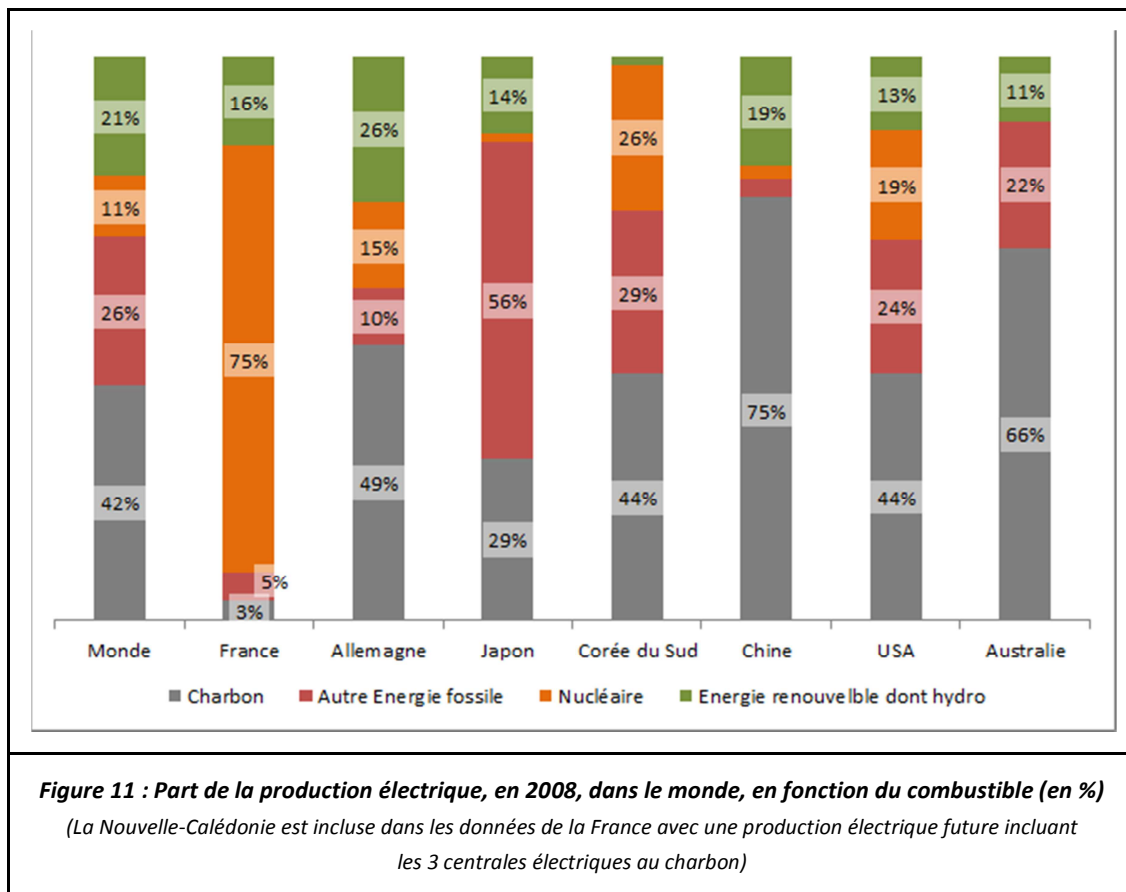
Dans ces conditions, la supériorité économique sur le long terme d'une solution Charbon à Nouméa est robuste et peut difficilement être remise en cause à moyen et long terme.

3.4. Centrale au charbon

LES CENTRALES ELECTRIQUES AU CHARBON DANS LE MONDE

Les centrales au charbon assurent la majorité de la production électrique dans le monde et leur part dans le mix de production ne cesse d'augmenter.

De nouvelles centrales sont mises en production, par exemple en Allemagne, où 3 fois plus de puissance charbon sera mise en service en 2014 qu'il n'en sera retiré.



LES PRINCIPALES TECHNOLOGIES CHARBON DISPONIBLES

Les descriptions qui suivent sont tirées du document LCP-BREF qui décrit les meilleures technologies disponibles pour les installations de combustion, dont les centrales au charbon.

Centrales IGCC

La centrale IGCC (Integrated Gaz Combined Cycle) est une centrale à cycle combiné, qui brûle à la place du gaz naturel un gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$), obtenu par la gazéification du charbon.

Cette technologie est aujourd'hui au stade de développement et n'est pas éprouvée, elle ne peut être retenue.

Centrales à lit fluidisé :

La combustion en lit fluidisé est une technologie dans laquelle le combustible (charbon, biomasse) est brûlé dans un lit de particules solides maintenues en suspension dans un courant d'air ascendant.

Cette chaudière produit de la vapeur qui alimente une turbine. La combustion se réalise à température modérée, de l'ordre de 850°C de manière à éviter la fusion des cendres et à limiter la formation d'oxydes d'azote. Les centrales à lit fluidisé atteignent des rendements de l'ordre de 40 %, en conditions optimales. En ce qui concerne les émissions polluantes, les centrales à lit fluidisé permettent une capture des polluants en amont, au cours du cycle de combustion.

La désulfuration s'effectue par une injection de calcaire dans le lit.

L'ensemble des valeurs d'émissions atmosphériques peut donc être maintenu en dessous des seuils réglementaires actuels (150 mg/Nm³ SO₂, 150 mg/Nm³ NO_x, 10 mg/Nm³ poussières).

Cette technologie est adaptée aux puissances à partir de *minima* voisin de 150 MWth (50 MWe) jusqu'à des *maxima* de 1800 MWth (600 MWe).

Le taux élevé de zones réfractaires et les vitesses de fumées élevées dans le foyer affectent la fiabilité de tenue dans le temps des parties sous pression, de sorte que les temps de marche effectifs annuels se situent entre 7000 et 7500 heures.

Cette limitation des temps de marche est due essentiellement :

- A la longueur des arrêts pour remise en état après un incident fortuit,
- A la nécessité de devoir programmer, à titre préventif, des examens des parties sous pression.

Ce type de foyer a été conçu initialement pour des combustibles difficiles à brûler (lignite, biomasse, ...). Ces deux aspects permettent alors d'obtenir le taux de recirculation de solides suffisant pour assurer une combustion optimale dans l'ensemble réacteur/dispositif de recirculation.

La consommation électrique des auxiliaires est élevée.

En termes d'environnement :

- Cette technologie permet d'obtenir sans traitement complémentaire des taux d'émission de NO_x inférieurs aux impositions de la réglementation actuelle.
- La désulfuration des fumées est possible jusqu'à 90 % par injection de calcaire ou de chaux éteinte conjointe au charbon.
- Les cendres sont récupérées intégralement sous forme de cendres volantes à caractère sulfo-calcaïque dont la valorisation sera très problématique (impossibilité de la joindre à du clinker pour en faire un ciment vert).

Centrales à charbon pulvérisé :

La combustion du charbon broyé à une granulométrie inférieure à 75 µm est assurée sous forme de flamme générée par des brûleurs.

Cette technologie est adaptée à une large plage de puissance, à partir de 50 MW.

Les installations mettent en œuvre un cycle eau-vapeur comprenant un générateur de vapeur (chaudière), une turbine à vapeur avec une ou deux resurchauffes et plusieurs soutirages (6 à 7 pour les grosses unités), un condenseur, un poste d'eau et tous les systèmes auxiliaires complémentaires.

Selon les conditions de température et de pression de la vapeur à l'entrée de la turbine, on distingue les cycles subcritiques (pression < 221 bar), les cycles supercritiques SC (pression jusqu'à 250 bar, température de 565°C), les cycles supercritiques avancés ASC (pression jusqu'à 300 bar, température de 585°C), les cycles ultra-supercritiques USC (pressions supérieures à 300 bar, température de 585°C à 600°C).

Pour des conditions aux limites identiques (condenseur, air, efficacités, pertes de charge, etc), le rendement net peut atteindre 38 % en subcritique, 42 % en supercritique, 45 % en ultra-supercritique. Les cycles à haute pression (supercritiques et au-delà) sont réservés aux installations de forte puissance (plus de 300 MWe).

Afin de satisfaire aux normes relatives aux émissions polluantes, les centrales à charbon pulvérisé doivent être équipées en complément de la chaudière de plusieurs éléments : filtres (électrostatiques ou à manches) pour arrêter les poussières, installation de dénitrification avec injection d'ammoniac, installation de désulfuration avec injection de réactif alcalin soit par voie humide, soit par voie sèche.

Grâce à ces techniques, il est possible de satisfaire intégralement aux exigences réglementaires les plus récentes en matière de niveaux d'émissions dans l'atmosphère. La perte de rendement de la centrale due aux dispositifs antipollution est comprise entre 1 et 2 points de rendement. Ces dispositifs interviennent pour plus de 20 % dans l'investissement.

Les vitesses de fumées dans le foyer restent raisonnablement basses et le faible taux de zones réfractaires garantit une grande fiabilité des parties sous pression permettant des temps de marche effectifs annuels supérieurs à 8 000 heures.

La technologie permet d'assurer la combustion des charbons du marché international sur une large gamme de teneur en cendres

Le maintien des conditions nominales de fonctionnement est excellent sur une période d'au moins 8000 h/an.

En termes d'environnement :

- Le respect des réglementations actuelles est obtenu pour le SO₂ par traitement des fumées et en fonction de la qualité finale du gypse créé, celui-ci peut être valorisable en cimenterie ou dans les matériaux de construction,
- Le respect des réglementations environnementales actuelles est obtenu au niveau du NO_x par l'utilisation de brûleurs « Bas NO_x » puis du traitement des fumées au travers d'une installation de dénitrification à l'ammoniac,
- Les résidus de combustion sont principalement obtenus sous forme de cendres volantes (80%): cendres silico alumineuses à faible taux de carbone valorisables dans les matériaux de construction par substitution du clinker,
- Les cendres sous chaudière constituent le solde des résidus de combustion et sont récupérées en fond de chaudière

COMPARAISON DES TECHNOLOGIES CHARBON

Il est également pertinent de rappeler quelques références sur la performance environnementale des bases de production thermique installées dans le monde :

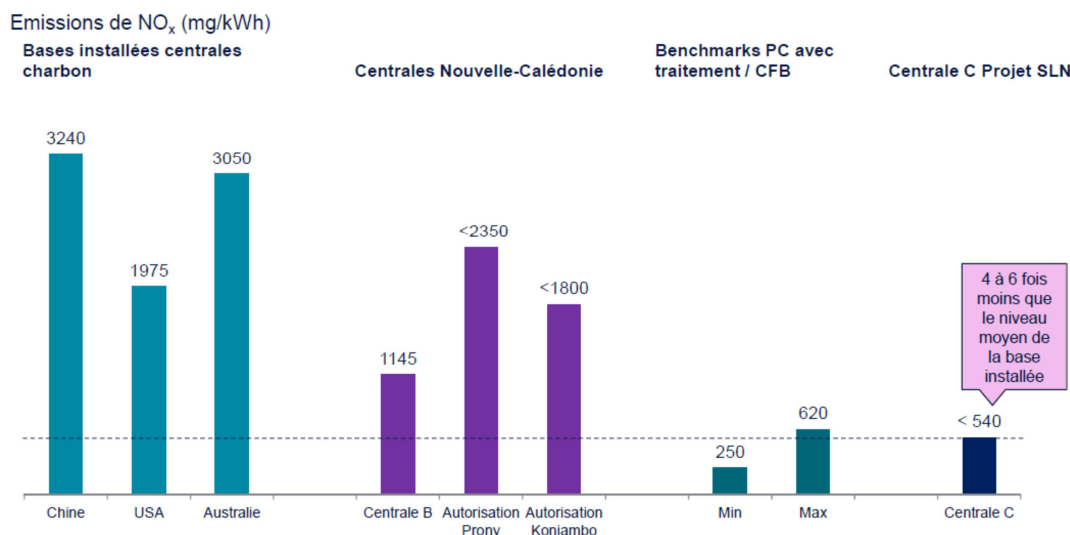


Figure 12 : Comparaison des émissions de NO_x selon technologie et région

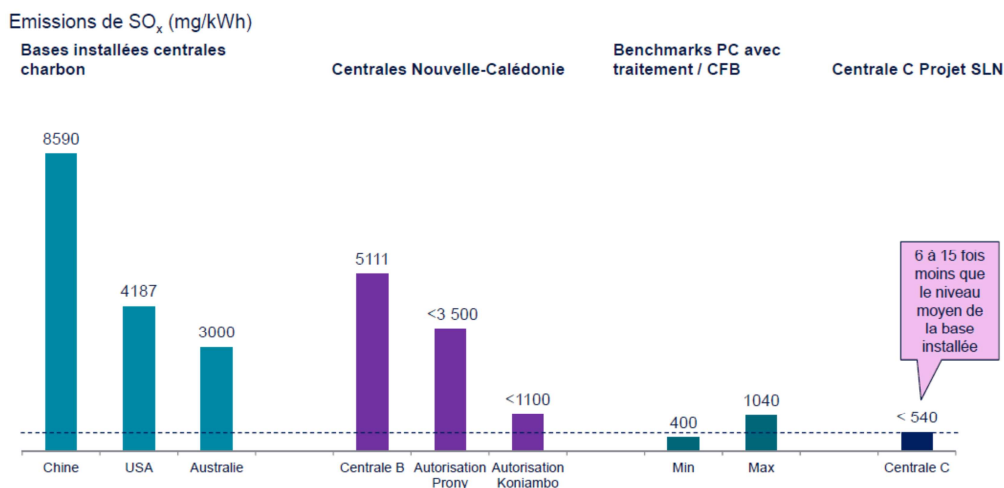
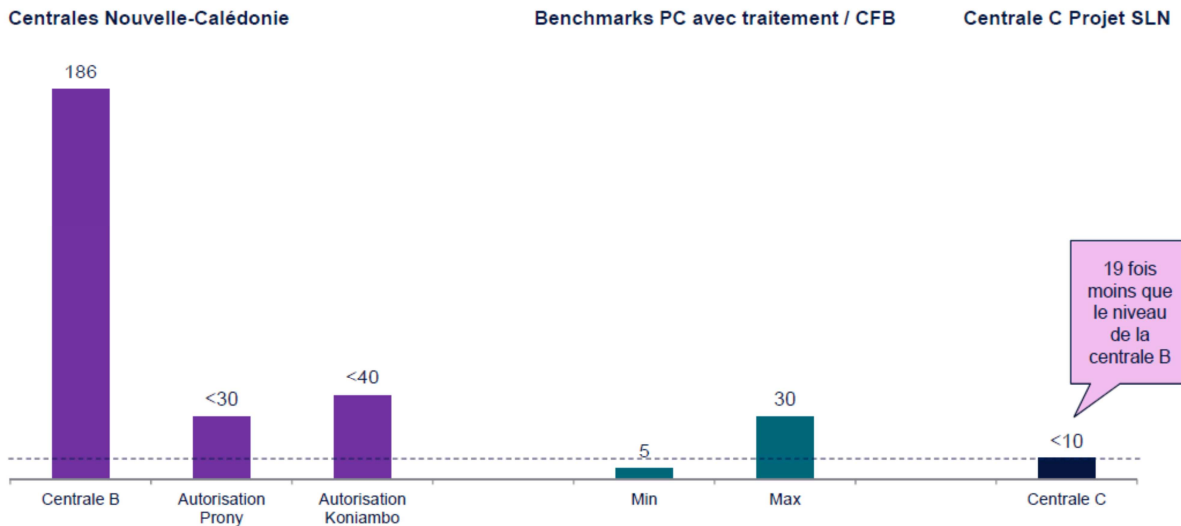


Figure 13 : Comparaison des émissions de SO₂ selon technologie et région

Légende : PC = Charbon pulvérisé et CFB = lit fluidisé circulant

Emissions de poussières (mg/nm³)Figure 14 : Comparaison des émissions de SO₂ selon technologie et région

Ce choix d'une technologie de centrale à charbon pulvérisé peut également constituer un avantage pour la qualité des cendres et permet de viser un taux de carbone non brûlé dans les cendres compatible avec les besoins de valorisation via un approvisionnement en charbon de qualité :



Figure 15 : Comparatif de la qualité des cendres

(Sources : benchmarks, Harvard University, producteurs charbon, MFS, données DBO Energie)

Enfin, sur le plan de la sécurité, hors activité d'extraction/exploration, l'accidentologie 'grave' de l'activité charbon est 20 fois moindre que les activités gaz naturel⁹.

Le choix d'une technologie PC subcritique réduit aussi les risques :

- La technologie PC est totalement éprouvée dans la gamme de puissance envisagée pour la Centrale C,
- Le fonctionnement sous critique induit un couple {température, pression} moins élevés.

⁹ Source : base de données ENSAD (Energy-related Severe Accident Database)

Les centrales à lit fluidisé et les centrales à charbon pulvérisé (subcritique ou supercritique) peuvent toutes être considérées comme meilleures technologies disponibles. Le choix sera ainsi basé sur des critères techniques, environnementaux, économiques et locaux (tels que la disponibilité du combustible, les exigences opérationnelles, les exigences du réseau, etc.).

Le rendement thermique des centrales à charbon pulvérisé est généralement meilleur que celui des centrales à lit fluidisé de taille équivalente.

Les techniques de réduction d'émissions de poussières applicables sont identiques pour ces deux types de centrales, charbon pulvérisé ou lit fluidisé circulant : électrofiltres ou filtres à manche.

Les émissions à la source de NO_x, comme de SO₂, sont plus importantes pour le procédé charbon pulvérisé et nécessitent la mise en place de techniques de réduction spécifiques, ce qui permet d'atteindre alors de meilleurs niveaux d'émissions qu'une centrale à lit fluidisé circulant.

4. Technologie retenue

Dans les différents contextes précédemment évoqués (géographique, logistique et économique), ainsi que sur la base des conclusions des expertises et études réalisées en 2011-2012 et disponibles (IRD et Mars & Co), SLN a pu prendre une décision éclairée sur le choix du combustible et de la technologie associée.

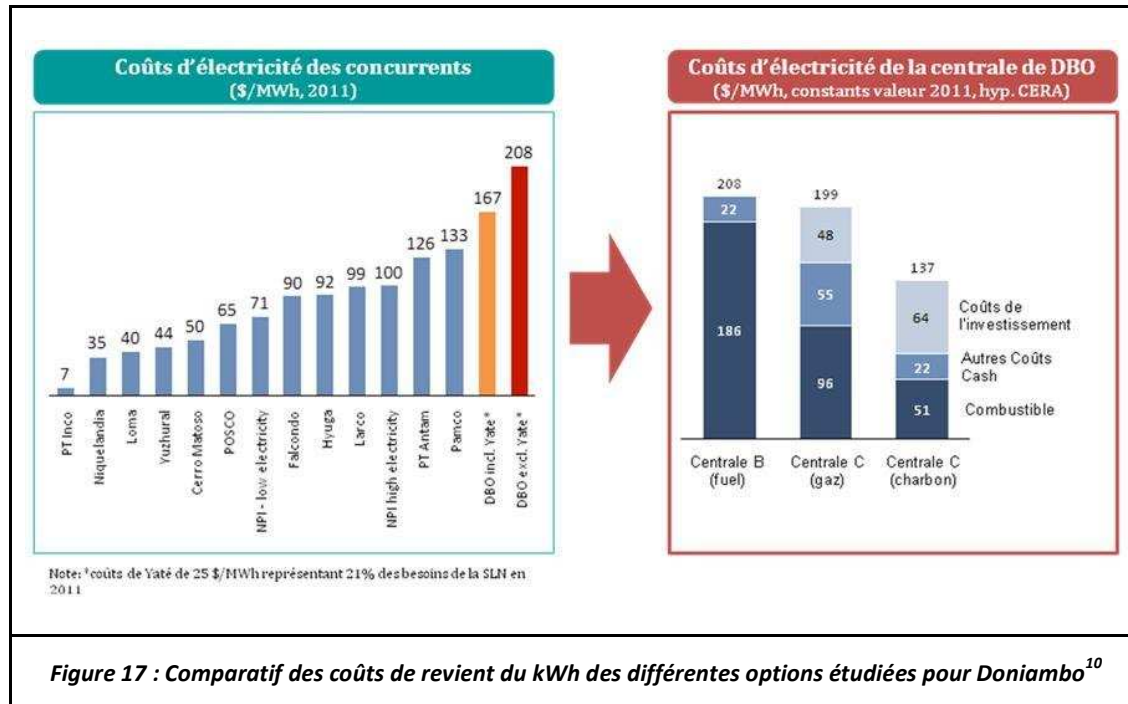
Les résultats de ces études sont présentés dans les pages qui suivent.

De plus, les résultats des deux études détaillées entre les solutions charbon (2008) et gaz (2010-2011) ont permis d'établir une comparaison économique entre les deux technologies (tableau ci-dessous).

Centrale	Coût d'investissement	Coût Opex / Combustible	Calendrier
Charbon 2008	66 BXPF (550 MEUR) (offre EPC clé en mains + coûts amont charbon, interfaçage électrique,...)	Estimation charbon fournie par le cabinet IHS CERA (77 USD/t). Ajout d'une logistique de 15 USD/t de charbon.	Mise en service en 2017, après 3 ans de construction. 8 mois de ramp-up.
Gaz 2010-2011	40 BXPF (330 MEUR) (offre EDF hors logistique comprise dans les coûts d'exploitation)	Estimation « Brent » fournie par le cabinet IHS CERA (90 USD/bl). Coût logistique de 60 MUSD/an pendant 3 ans (appro. à Dampier), puis 50 MUSD/an (appro à Gladstone) : FSRU + méthanier.	Mise en service en 2017, après 3 ans de construction. 3 mois de ramp-up.
Figure 16 : Comparatif économique - Descriptif du scénario de base gaz / charbon			

Un surcoût de l'ordre de 7,2 milliards XPF par an a été identifié entre le gaz et le charbon, à l'avantage de la technologie charbon.

Ainsi, au-delà des avantages techniques développés dans les chapitres précédents, seule la solution charbon est aujourd'hui réaliste et adaptée au besoin pour atteindre le saut de compétitivité nécessaire à la SLN de l'ordre de 1\$/lb tout en répondant aux contraintes environnementales.



La nouvelle centrale basée sur un combustible charbon, associée au plan de productivité en cours, permettra à terme de repositionner le cash cost dans le 3^{ème} quartile, et de sécuriser l'avantage compétitif de la SLN notamment par rapport aux producteurs NPI chinois.

4.1. Le combustible retenu : Le charbon

Comme nous l'avons vu dans les chapitres précédents, la faisabilité de la solution cycle combiné alimentée au gaz naturel, bien que très satisfaisante en matière d'environnement, n'a pas été démontrée compte tenu de :

- La SLN est un trop petit consommateur pour utiliser les circuits classiques de vente et de transport du GNL, le contrat d'approvisionnement et la logistique de transport seraient tout à fait hors normes,
- L'environnement technologique et humain permettrait très difficilement de garantir un niveau de sécurité de fonctionnement adéquat (risque de sinistre majeur),
- Le terminal gazier et le stockage présentent à eux seuls un investissement de l'ordre de 20 milliards de CFP,
- Le coût du combustible est pratiquement indexé sur le coût du pétrole.

L'option d'une centrale au gaz a donc finalement été abandonnée pour une solution centrale au charbon de technologie éprouvée, répondant aux MTD et aux dernières normes environnementales applicables et adaptée à la petite taille du projet (2 x 90 MW).

Le 4 Décembre 2012, la décision en faveur de l'option charbon a été actée par le conseil d'administration de la SLN (en sa qualité d'actionnaire de Doniambo Energie).

¹⁰ A conditions économiques constantes de 2008

Le 29 Septembre 2013, le ministre des Outre-Mer Victorin Lurel, a annoncé la confirmation de ce choix par les experts mandatés par l'Etat Français à la demande de la Nouvelle-Calédonie.

4.2. La technologie retenue : Le charbon pulvérisé

La définition de la nouvelle unité et les choix technologiques des équipements ont été guidés par les aspects fondamentaux suivants :

- **Limiter la consommation de combustible :**
 - ✓ En maximisant le rendement du cycle :
 - Par optimisation du point de fonctionnement (température/pression) de la vapeur,
 - Par le choix d'un combiné chaudière/turbo-alternateur à soutirages multiples et récupération de l'énergie disponible grâce à l'utilisation d'un système resurchauffe.
 - ✓ En choisissant la technologie de chaudière la mieux adaptée à la puissance de 90MWe nécessaire et présentant le rendement de combustion le plus élevé possible.
- **Maximiser la disponibilité (supérieure à 8000 h/an sur sa durée de vie) et limiter le risque industriel.**
- **Minimiser l'impact sur l'environnement :**
 - ✓ En maîtrisant les polluants contenus dans les fumées afin de se conformer aux dernières exigences réglementaires,
 - ✓ En valorisant les sous-produits autant que possible en Nouvelle-Calédonie,
 - ✓ En limitant les consommations d'eau brute.

Compte tenu des différents points évoqués ci-dessus, Doniambo Energie a retenu la technologie du charbon pulvérisé.

5. Site d'établissement retenu

Une centrale électrique au charbon de 180 MWe consomme environ 600 000 tonnes de charbon par an. Ce charbon sera apporté par des vraquiers de 35 000 à 40 000 t¹¹, dont les tirants d'eau varient respectivement de 10 à 12 mètres.

Le transfert du charbon entre le port et le site de stockage peut être réalisé par convoyeur ou par camions. Compte tenu de l'intensité de circulation que cette dernière solution générerait, l'utilisation des voies de circulation publiques serait difficilement envisageable.

La centrale doit donc être implantée à proximité d'un port ayant un tirant d'eau suffisant.

De plus, le site d'installation doit :

- Présenter une surface plane et stable d'environ 15 ha,
- Etre suffisamment proche de la mer pour pouvoir pomper et rejeter de l'eau pour le refroidissement de la centrale, sans inconvénient pour l'environnement,
- Permettre le raccordement à un réseau électrique à haute tension afin de transporter la production électrique de la centrale vers son consommateur final, l'usine.

Les endroits propices à ce type de port, ne nécessitant pas de dynamitage de corail ou de dragage important, se limitent en Province Sud :

- A la rade de Doniambo, soit sur le site industriel de Doniambo lui-même, soit sur la presqu'île de Ducos. Il a en effet été envisagé de construire la centrale électrique sur la presqu'île de Ducos, mais les emplacements de surface suffisante sont peu nombreux. Par ailleurs cette solution ne résoudrait pas le problème d'une centrale électrique en ville tout en éloignant le producteur du consommateur et en l'implantant dans une zone non industrielle. Cette solution n'est pas retenue,
- A la baie de Prony.

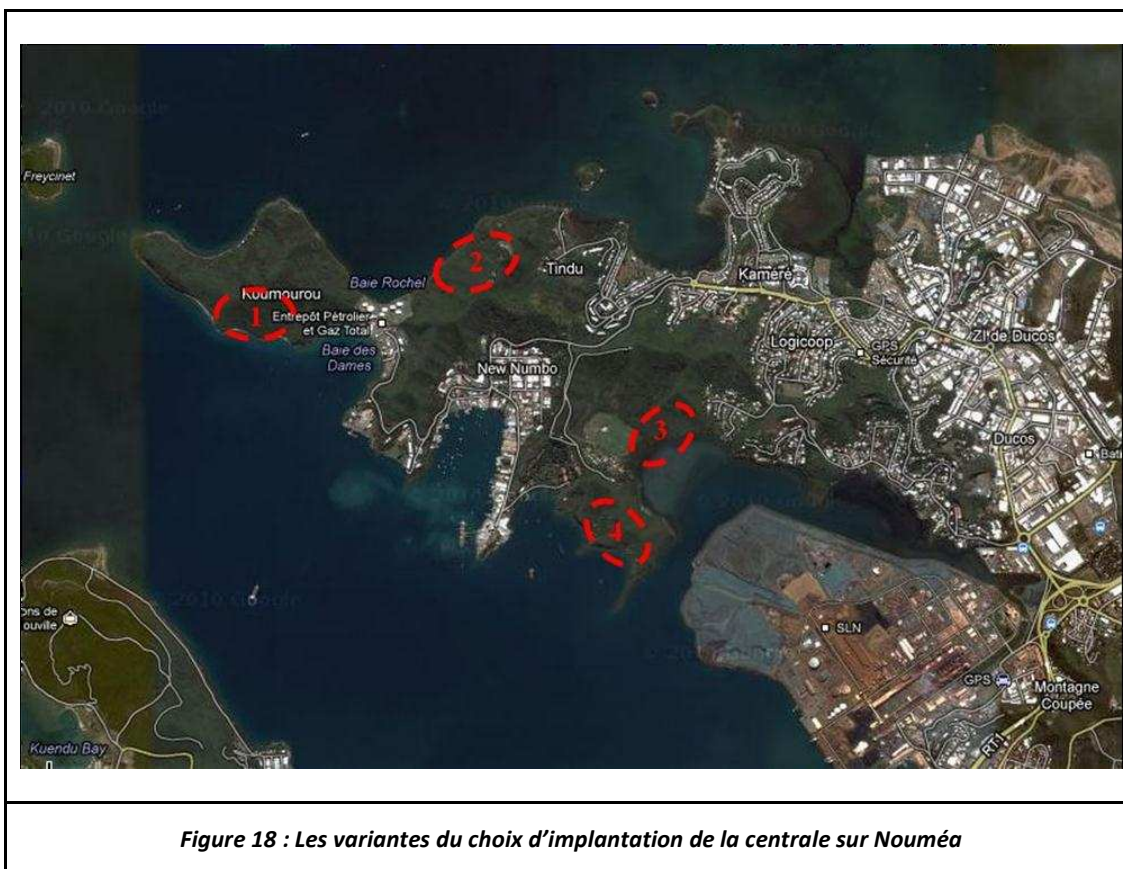
5.1. Sur la presqu'île de Ducos

Quatre emplacements ont été examinés (Figure suivante), mais se sont révélés inadaptés. Il s'agit de :

1. **La pointe de Koumourou** : les pentes y sont abruptes, d'importants travaux de déblai/remblai seraient à prévoir; l'impact visuel serait important sur le site de Fort Tereka qui lui fait face et la construction d'une ligne Haute Tension de plusieurs kilomètres serait nécessaire pour raccorder l'usine,
2. **Dans la baie Rochel** : les fonds d'une profondeur à minima de 10 m sont à plus d'un kilomètre du rivage, et d'importants travaux de dragage seraient nécessaires; la construction d'une ligne Haute tension de plusieurs kilomètres serait également nécessaire pour raccorder l'usine,
3. **Dans l'Anse Uaré (ou N'du)** : la zone est inaccessible aux vraquiers; la centrale serait à proximité immédiate de bâtiments classés à l'inventaire des monuments historiques (bâtiments du centre Raoul Follereau),
4. **Dans l'anse Nbi, au Nord-Ouest de la verse de la SLN** : les pentes sont abruptes, des bâtiments historiques se trouvent à proximité (Maison Rochefort, Maison Bernaleau). La proximité de la verse

¹¹ tonnes port lourd : charge maximale qu'un navire peut embarquer

rend cette solution peu avantageuse tant du point de vue économique que du point de vue environnemental par rapport à une implantation sur le site de Doniambo lui-même.



5.2. Prony

L'implantation envisagée dans ce cas se situerait à proximité de la centrale existante, opérée par Prony Energie, afin de mutualiser dans la mesure du possible certains équipements lourds (installations portuaires, convoyeur, stockage de charbon).

Dès la conception de la centrale de Prony, il a été prévu que deux tranches supplémentaires pourraient être ajoutées, dont une tranche pour Vale et d'autres tranches pour la distribution publique. De ce fait, la superficie nécessaire à l'implantation d'une centrale du type requis pour l'alimentation de Doniambo existe, sans qu'il soit nécessaire de réaliser des défrichages ou terrassements supplémentaires.

Cette option imposerait que les nouvelles tranches soient réalisées dans le cadre de Prony Energie et soient donc soumises à l'accord des actionnaires d'Enercal.

Concernant le déchargement des vraciers et le transport du charbon jusqu'à la centrale, il apparaît que, même en mutualisant l'approvisionnement en charbon de la centrale actuelle et des nouvelles tranches envisagées, les installations portuaires et le transport par convoyeur seraient saturés, ce qui imposerait de construire un nouvel ensemble quai – convoyeur.

La zone de stockage de charbon apparaît mutualisable avec Prony Energie sous réserve que le charbon utilisé par les 2 centrales soit identique. Or, Prony Energie n'a pas de dispositif de traitement des fumées.

Consommer un charbon identique dans les deux centrales reviendrait donc à ce que la Centrale C soit capable de traiter à la fois ses propres fumées et celles issues de la combustion de la centrale électrique de Prony Energie : il s'agit d'un surdimensionnement important des installations de dénitrification et de désulfuration. La ligne électrique actuelle (150 kV) Prony-Nouméa a une capacité de transport de 180 MW. Sur ces 180 MW, 50 MW sont réservés à la Distribution Publique, ce qui laisse un disponible de 130 MW, insuffisant pour l'alimentation de Doniambo (180 MW nécessaires). La construction d'une nouvelle ligne est donc nécessaire, empruntant le même tracé que la ligne existante jusqu'à l'entrée de Nouméa, où un tracé alternatif devra probablement être trouvé (l'emprise actuelle autorise un passage en double terne, mais sera insuffisante pour un passage en triple terne).

En effet, une interruption d'électricité de plus de 24 heures fait courir le risque que les fours soient irrémédiablement impactés et que ceux-ci ne puissent jamais redémarrer, du fait de l'apparition de fissures dans le revêtement réfractaire, ce qui mettrait en péril l'activité métallurgique de la SLN.

Le risque cyclonique avéré pesant sur les lignes de transport électrique en Nouvelle Calédonie confirme également qu'il n'y a pas d'hypothèse de localisation possible autre que le site de Doniambo sauf à augmenter fortement le risque pesant sur le fonctionnement de l'usine pyro-métallurgique. La ligne Yaté-Nouméa a déjà fait l'objet d'actes de vandalisme/sabotage (destruction des isolateurs par tirs d'armes à feu). De plus, ces actes avaient été commis dans une zone d'insécurité et la réparation – techniquement simple – avait été retardée de plusieurs mois.

En conclusion, bien qu'entraînant divers surcoûts, la construction de la nouvelle centrale sur le site de Prony apparaît donc techniquement faisable, mais des considérations de sécurité de l'approvisionnement électrique pour l'usine de Doniambo conduisent à abandonner cette option compte tenu du risque encouru pour l'activité métallurgique de la SLN et les retombées économiques associées.

Les missions d'experts mandatés par l'Etat Français, à la demande de la Nouvelle Calédonie, aboutissent dans leur rapport aux mêmes conclusions.

5.3. Doniambo

En fonction des contraintes visées précédemment, et par rapport aux autres sites examinés, le choix de Doniambo apparaît être le plus pertinent, car :

- Le positionnement du producteur au plus près de son consommateur quasi exclusif sécurise la conduite des installations industrielles et supprime les impacts et risques liés à son transport,
- La superficie nécessaire à l'installation de la centrale et de ses installations connexes est disponible sur une zone industrielle qui ne nécessite aucun travail de défrichement,
- Les infrastructures lourdes nécessaires à l'approvisionnement de la centrale sont déjà en place : la sous-station HT nécessitera une extension, le quai ne nécessitera qu'un prolongement d'environ 60 mètres,
- Le refroidissement pourra être assuré par pompage de l'eau de mer, sans que cela ne génère d'impact environnemental significatif,
- Le contrôle des accès à la Centrale C et la protection des installations sera facilité par son intégration au cœur du site industriel SLN de Doniambo,
- Le site utilise déjà du charbon et en maîtrise la manutention et l'utilisation.

Il est rappelé que le respect des normes environnementales strictes de la délibération GIC, notamment en matière de rejets atmosphériques, va entraîner une amélioration conséquente de la qualité de l'air à la périphérie de l'usine SLN.

6. Comparaison du projet avec les meilleures technologies disponibles

6.1. Définition des meilleures technologies disponibles (MTD)

Le terme "Meilleures Technologies Disponibles" (MTD) ou "Best Available Technologies" (BAT) fait référence à l'Article 2.11 de la Directive 96/61/EC sur la Prévention et le Contrôle Intégré de la Pollution (IPPC).

Cette directive vise à partager le plus largement possible les données sur les meilleures techniques disponibles permettant de réduire les émissions et, en règle générale, l'impact sur l'environnement dans des conditions techniquement et économiquement acceptables.

Les éléments qui suivent s'appuient sur le document de référence ("BREF") relatif aux Meilleures Technologies Disponibles pour les installations de combustion de grande dimension (Large Combustion Plant BREF ou LCP-BREF).

Ce BREF a été adopté en Juillet 2006, et la révision de ce document a été initiée le 25 Octobre 2011. Un premier draft de révision (D1) a été émis en Juin 2013 et a fait l'objet de plus de 9000 commentaires. C'est le document BREF qui a retenu le plus de commentaires à ce jour. Le document final devait être discuté en Groupe de Travail Technique fin 2014, mais il est probable qu'il soit retardé.

Les MTD prises en compte dans la suite de ce document, et à fortiori pour la conception de la centrale, sont celles actuellement disponibles.

Il est important de noter que le BREF ne donne pas une unique "meilleure technologie disponible", mais bien un panel de technologies, applicables en fonction de différents critères, et qui seront considérées comme les meilleures technologies dans leur domaine d'application.

Par exemple, même si des techniques existent pour optimiser le rendement de l'installation de combustion (par exemple cycles supercritiques, cycles de resurchauffe, etc.), elles ne seront pas applicables pour toutes les tailles d'installation. De ce fait, une unité de taille moyenne qui ne ferait pas appel à ces techniques répondra complètement aux meilleures technologies disponibles, même si le rendement atteint reste éloigné des valeurs optimales qui ne sont considérées comme disponibles que pour des installations de grande taille.

De même, pour un domaine particulier (par exemple réduction des poussières), plusieurs techniques même très différentes pourront être toutes considérées comme Meilleures Technologies Disponibles (par exemple filtre à manches et électrofiltres), en ayant chacune leurs avantages et leurs inconvénients.

Le présent document examine successivement les différentes MTD applicables à la Centrale C et détermine systématiquement le positionnement du Projet en regard de celles-ci.

6.2. MTD applicables

DECHARGEMENT, STOCKAGE ET MANIPULATION/MANUTENTION DES COMBUSTIBLES ET DES ADDITIFS

Charbon – Emissions de poussières :

Extrait BREF GIC, MTD

Les MTD récapitulées sont :

- *"Utilisation d'équipement de chargement et de déchargement qui réduit la hauteur de chute du combustible sur le stock afin de diminuer la production de poussières fugitives,*
- *Dans les pays qui ne connaissent pas le gel, l'utilisation de systèmes de pulvérisation d'eau pour réduire la formation des poussières fugitives provenant des stocks de charbon,*
- *En fonction de la production d'émissions fugitives, couverture des stocks de coke de pétrole,*
- *Engazonnement des surfaces de stockage à long terme de charbon afin d'empêcher les émissions fugitives de poussières et de combustible, provoquées par l'oxydation au contact de l'oxygène de l'air,*
- *Application du transfert direct de lignite via des transporteurs à courroie ou des trains de mine vers la zone de stockage du lignite sur site,*
- *Placement des convoyeurs de transfert dans des zones sûres et ouvertes, en surface, afin d'éviter les dommages causés par les véhicules et autres équipements,*
- *Utilisation de systèmes d'épuration pour les transporteurs à courroie afin de réduire la génération de poussières fugitives,*
- *Utilisation de convoyeurs clos munis, aux points de transfert, d'un équipement d'extraction et de filtration bien conçu et robuste afin de prévenir l'émission de poussières,*
- *Rationalisation des systèmes de transport de manière à réduire la production et le déplacement des poussières sur le site,*
- *Utilisation de pratiques de conception et de construction correctes et maintenance adéquate".*

Positionnement Projet Centrale C

Le charbon est déchargé des bateaux dans des trémies qui sont vidées dans des camions. Une fois transporté sur stock, le charbon est déversé des camions à terre avant d'être repris par des pelles pour être stocké. Il n'y a donc pas de hauteur de chute.

Un système de brumisation sur toute la surface du stock de charbon est prévu.

Le stockage de charbon est couvert.

Il s'agit d'un stockage court terme (la capacité du stockage correspond à 5 semaines) géré en FIFO (First In First out), ce qui limite les manipulations de charbon.

Le charbon approvisionné dans le cadre du projet aura un taux d'humidité permettant de contenir les émissions liées aux ré-envols lors des opérations de manutention. La route de roulage sera goudronnée. Elle sera humidifiée régulièrement par une arroseuse pendant toute la durée du déchargement pour éviter les ré-envols de poussières. En outre, sur l'alimentation des chaudières, depuis le stockage charbon des convoyeurs clos seront en place.

Charbon - Contamination de l'eau :

Extrait BREF GIC, MTD

- "Stockage sur des surfaces étanches avec drainage, collecte par drainage et traitement de l'eau par décantation,
- Collecte des eaux de ruissellement de surface (eau de pluie), provenant des zones de stockage du charbon et du lignite, qui nettoient les particules du combustible, et traitement de cet effluent collecté (décantation) avant rejet. On considère que le niveau d'émission de MTD associé à l'eau rejetée est inférieur à 30 mg/l".

Positionnement Projet Centrale C

Le stock de charbon est couvert ce qui protège le charbon des eaux de pluie.

Les eaux de ruissellement des chaussées de roulage du charbon et des toitures des bâtiments sont collectées et traitées par un séparateur à hydrocarbures intégrant un décanteur avant rejet.

Au rejet du site il est prévu de se conformer à une teneur en MES < 30 mg/l.

Charbon - Prévention des incendies :

Extrait BREF GIC, MTD

"Inspection des zones de stockage du charbon et du lignite à l'aide de systèmes automatiques afin de détecter les éventuels incendies provoqués par l'auto-inflammation et d'identifier les points à risque".

Positionnement Projet Centrale C

De manière préventive, en phase avec les recommandations de l'INERIS (Cf. Annexe de l'Etude de Danger), des contrôles réguliers avec cannes de mesure de température auront lieu. En parallèle, l'exploitant organisera des contrôles pour détection de fumées.

Calcaire - Emissions de poussières :

Extrait BREF GIC, MTD

"Utilisation de convoyeurs clos, de systèmes de transfert pneumatiques et de silos munis, aux points de transfert du transport et d'approvisionnement, d'équipement d'extraction et de filtration bien conçu et robuste afin de prévenir l'émission de poussières".

Positionnement Projet Centrale C

Le calcaire est livré sous forme de cailloux (Diamètre < 125 mm) par camion. Le calcaire est chargé dans l'installation de concassage. Après concassage tous les transferts sont faits dans un environnement clos et étanche.

PRETRAITEMENT DES COMBUSTIBLES

Extrait BREF GIC, MTD

"Pour le prétraitement du charbon et du lignite, les opérations de mélange des combustibles sont considérées comme faisant partie intégrante des MTD afin de garantir la stabilité des conditions de combustion et donc de réduire les pics d'émissions. Le changement de combustible, par exemple d'un

charbon par un autre charbon dont le profil environnemental est meilleur, peut également être considéré comme une MTD".

Positionnement Projet Centrale C

Afin de limiter le temps de résidence dans le stockage, en phase avec les MTD, la livraison du charbon est faite en flux quasi-tendu, le stockage contient au mieux une livraison complète plus le reliquat de la livraison du mois précédent. Le faible nombre de fournisseurs retenus pour l'alimentation du charbon contribue à l'homogénéité des livraisons entre elles.

L'homogénéité d'une même livraison est réalisée par le biais des opérations de chargements / déchargement des navires.

COMBUSTION

Extrait BREF GIC, MTD

"Pour la combustion du charbon et du lignite, la combustion pulvérisée (PC), la combustion en lit fluidisé (CFBC et BFBC), la combustion en lit fluidisé sous pression (PFBC) et la combustion en couche sont toutes considérées comme des MTD pour les installations nouvelles et existantes".

Positionnement Projet Centrale C

La technologie retenue est du Charbon Pulvérisé.

RENDEMENT THERMIQUE

Extrait BREF GIC, MTD

"Pour la réduction des gaz à effet de serre, en particulier les rejets de CO₂ des installations de combustion au charbon et au lignite, les meilleures options disponibles à l'heure actuelle sont les techniques et les mesures d'exploitation pour augmenter le rendement thermique.

Il convient de garder à l'esprit que ces niveaux de MTD ne peuvent pas être atteints dans toutes les conditions de fonctionnement. Le rendement énergétique est à son maximum au point de conception de l'installation. Les rendements énergétiques réels lors de la période de fonctionnement des installations peuvent être inférieurs à cause de modifications de la charge lors du fonctionnement, de la qualité du combustible, etc..

...

En général, les mesures suivantes doivent être prises en compte pour augmenter le rendement :

- *Combustion : réduction de la perte de chaleur à cause des gaz et des éléments non brûlés dans les déchets et les résidus solides de la combustion,*
- *Température et pression de la vapeur de pression moyenne les plus élevées possible. Surchauffe répétée de la vapeur pour améliorer le rendement électrique net,*
- *Chute de pression de la basse pression à l'extrémité de la turbine de vapeur la plus élevée possible par le biais de la température de l'eau de refroidissement la plus basse possible (refroidissement par eau fraîche),*
- *Réduction de la perte de chaleur par les fumées (utilisation de la chaleur résiduelle ou du chauffage urbain),*
- *Réduction de la perte de chaleur par le biais du mâchefer,*

- Réduction de la perte de chaleur par le biais de la conduction et de la radiation avec l'isolation,
- Réduction de la consommation d'énergie interne en prenant les mesures appropriées, par exemple, la scorification de l'évaporateur, l'optimisation du rendement de la pompe d'alimentation en eau, etc...,
- Préchauffe de l'eau d'alimentation de la chaudière avec de la vapeur,
- Amélioration de la géométrie des aubes des turbines,

Niveaux de rendement thermique de l'unité net : pour Charbon Pulvérisé (DBB : Charbon, chaudière à cendres pulvérulentes) : 43-47 %".

Positionnement Projet Centrale C

Le rendement attendu (36 %) est optimisé pour le type de chaudière retenu en cycle sub-critique. Des cycles de resurchauffe sont prévus et participent à ce niveau de rendement optimisé.

Le refroidissement à l'eau de mer en circuit ouvert (source froide infinie à température stable) augmentant par là même la récupération d'énergie. Les tuyauteries et les parois des installations seront calorifugées. L'eau alimentaire est préchauffée par de la vapeur et par récupération de chaleur sur les fumées.

POUSSIÈRES

Extrait BREF GIC, MTD

"Aux fins de dépoussiérage des gaz émanant des installations de combustion au charbon et au lignite nouvelles et existantes, la MTD est considérée être l'utilisation d'un électrofiltre (ESP) ou d'un filtre à manches (FF), ce dernier permettant normalement d'atteindre des niveaux d'émission inférieures à 5 mg/Nm³. De plus, les meilleurs niveaux de réduction du Hg sont généralement atteints par les systèmes de réduction des émissions (par exemple, FGD + dispositif de réduction des particules) utilisant les filtres à manches.

Les conclusions relatives aux MTD en matière de dépoussiérage et les niveaux d'émission associés sont récapitulés dans la figure 25. Les niveaux de poussières associés prennent en compte le besoin de réduire les particules fines (PM10 et PM2.5) et l'émission des métaux lourds (en particulier l'émission de Hg liée aux particules) car ils ont tendance à s'accumuler de préférence sur les particules de poussières fines. Pour les installations de combustion supérieures à 100 MWth, et plus particulièrement de plus de 300 MWth, les niveaux de poussières sont inférieurs car les techniques de FGD, qui font déjà partie des conclusions relatives aux MTD en matière de désulfuration, réduisent également les particules.

Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, des conditions standard et un niveau d'O₂ de 6 %, et cela représente une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur une courte période qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte".

Puissance (MW _e)	Niveau d'émission de poussières (mg/Nm ³) Inst. Nouvelles/Inst. existantes		MTD pour atteindre ces niveaux	Contrôle	Applicabilité	Commentaires
50-100	5-20 ⁽¹⁾	5-30 ⁽²⁾	ESP ou FF	Continu	Installations nouvelles et existantes	<ul style="list-style-type: none">le taux de réduction associé à l'utilisation d'un ESP est de l'ordre de 99,5 % ou plus
100-300	5-20 ⁽³⁾	5-25 ⁽⁴⁾	ESP ou FF combiné à la FGD (par voie hum, sds ou dsi) pour PC ESP ou FF pour CFBC	Continu	Installations nouvelles et existantes	<ul style="list-style-type: none">le taux de réduction associé à l'utilisation d'un FF est de l'ordre de 99,95 % ou plus
> 300	5-10 ⁽⁵⁾	5-20 ⁽⁶⁾	ESP ou FF combiné à la FGD(hum) pour PC	Continu	Installations nouvelles et existantes	<ul style="list-style-type: none">le taux de réduction associé à l'utilisation d'un ESP est de l'ordre de 99,5 % ou plusle taux de réduction associé à l'utilisation d'un FF est de l'ordre de 99,95 % ou plus
	5-20 ⁽⁵⁾	5-20 ⁽⁶⁾	ESP ou FF pour CFBC			<ul style="list-style-type: none">un épurateur par voie humide utilisé pour la désulfuration réduit également les poussières
Remarques : ESP (électrofiltre), FF (filtre à manches) FGD(hum) (désulfuration des fumées par voie humide) FGD(sds) (désulfuration des fumées par procédés d'épuration semi-secs) FGD(dsi) (désulfuration des fumées par procédés d'épuration semi-secs (injection de sorbant sec) Pour les concentrations très élevées de poussières dans les gaz bruts (par exemple dans le cas du lignite à faible pouvoir calorifique utilisé comme combustible), le taux de réduction de 99,95 % de l'ESP ou de 99,99 % des FF est considéré comme le niveau associé aux MTD, plutôt que les niveaux de concentration en poussières mentionnés dans ce tableau.						
1	Le secteur et un État membre ont proposé 10-50 mg/Nm ³					
2	Le secteur et un État membre ont proposé 20-100 mg/Nm ³					
3	Le secteur et un État membre ont proposé 10-30 mg/Nm ³					
4	Le secteur et un État membre ont proposé 10-100 mg/Nm ³ pour l'ESP ou le FF, et 10-50 mg/Nm ³ dans le cas d'une combinaison avec la FGD par voie humide					
5	Le secteur et un État membre ont proposé 10-30 mg/Nm ³					
6	Le secteur et un État membre ont proposé 10-100 mg/Nm ³ pour l'ESP ou le FF, et 10-50 mg/Nm ³ dans le cas de la combinaison avec la FGD par voie humide					
<p>Les raisons données par le secteur qui a proposé les valeurs mentionnées ci-dessus, c'est que des éléments comme les caractéristiques des combustibles, la résistivité des cendres, la concentration en SO₂ à l'entrée des fumées déterminant la nécessité de disposer d'une FGD, l'aspect économique ainsi que les exigences en matière de rendement net élevé de l'unité, n'ont pas été complètement prises en compte. Un État Membre a soutenu le point de vue du secteur et a maintenu que même avec des ESP à haut rendement, les niveaux d'émission de poussières atteints lors de l'utilisation de lignite de qualité inférieure avec une résistivité des cendres élevée et une teneur en cendres élevée, n'atteindront jamais les valeurs inférieures des niveaux proposés pour les installations existantes qui ne nécessitent aucune FGD par voie humide, grâce à la désulfuration naturelle.</p>						
1.2	Un représentant du secteur a indiqué que pour les installations de combustion au charbon entre 50 et 100 MW, les émissions de poussières inférieures à 30 mg/Nm ³ sont trop optimistes et ne fournissent aucune marge pour la dégradation de l'installation en service (principalement les FF) ou pour la variabilité de la collecte (principalement les ESP). Une limite d'émission de poussières toujours très stricte, mais plus facilement réalisable, est 50 mg/Nm ³ .					
5.6	Un État membre a proposé que le niveau de MTD soit de 10-50 mg/Nm ³ car ces niveaux sont conformes aux limites d'émission des États membres. Leurs systèmes de réduction ont été installés pour respecter ces limites. Pour les nouvelles installations, l'État membre en question possède un programme sur les installations de combustion au charbon dans lesquelles un niveau d'émission de poussières de 20 mg/Nm ³ est prévu.					

Tableau 4.67 : MTD de dépoussiérage des gaz émanant des installations de combustion au charbon et au lignite

Figure 19 : MTD de dépoussiérage des gaz émanant des installations de combustion au charbon et au lignite

Positionnement Projet Centrale C

La Centrale C sera équipée d'un électrofiltre et d'un système de désulfuration par voie humide. Le tout permet d'abattre les poussières en deçà de 10 mg/Nm^3 . La Centrale sera équipée d'un système de mesure en continu entre autre des émissions SO_2 , NOx , CO , O_2 et poussières.

METAUX LOURDS

Extrait BREF GIC, MTD

"En tenant compte du fait que les épurateurs FGD par procédés semi-secs et les épurateurs par voie humide à la chaux/au calcaire sont considérés comme des MTD dans le cadre de la réduction du SO_2 pour les installations de combustion plus grandes, des niveaux d'émission de Hg faibles sont atteints.

Pour la réduction et la limitation des émissions de Hg, on peut déclarer que les charbons de bonne qualité ont des teneurs en Hg faibles, et que les meilleurs niveaux de réduction sont généralement obtenus par les systèmes de réduction des émissions qui utilisent des FF et des ESP, lorsque les ESP à efficacité élevée montrent des capacités d'élimination du Hg satisfaisantes (charbon bitumineux) à des températures inférieures à 130°C . De plus, certaines associations de systèmes d'épuration des fumées peuvent supprimer dans une certaine mesure le Hg oxydé et lié aux particules. Dans le cas d'électrofiltres ou de filtres à manches combinés à des techniques de désulfuration des fumées, tels que les épurateurs par voie humide à la chaux, par procédés semi-secs ou par procédés secs par injection de sorbant sec, on peut obtenir un taux moyen d'élimination de 75 % (50 % dans l'ESP et 50 % dans la FGD), et de 90 % si l'on ajoute un dispositif de SCR. Le taux de réduction lors de la combustion du charbon ou du lignite sub-bitumineux est largement inférieur, de l'ordre de 30 à 70 %. Les niveaux inférieurs de captage de Hg dans les installations de combustion au charbon et au lignite sub-bitumineux sont attribués à la faible teneur en carbone des cendres volantes et aux quantités relativement importante de Hg gazeux dans les fumées issus de la combustion de ces combustibles.

Le contrôle régulier du Hg est une MTD. Une fréquence de contrôle comprise entre tous les ans et tous les trois ans est recommandée. Les émissions de Hg totales doivent être surveillées, et pas seulement le Hg présent dans les particules".

Positionnement Projet Centrale C

La Centrale C sera équipée d'un système de dénitrification à catalyseur (SCR) suivi d'un électrofiltre et d'un système de désulfuration par voie humide. Le tout permet d'abattre un maximum de métaux lourds.

Des contrôles ponctuels de métaux seront opérés. Les rejets de mercure visés seront $< 50 \mu\text{g/Nm}^3$.

EMISSIONS DE SO_2

Extrait BREF GIC, MTD

"En règle générale, pour les installations de combustion au charbon et au lignite, la désulfuration (FGD) et l'utilisation d'un combustible à faible teneur en soufre sont considérées comme des MTD. Cependant, l'utilisation d'un combustible à faible teneur en soufre peut représenter une technique complémentaire (en particulier pour les installations de plus de 100 MWth), mais elle n'est généralement pas suffisante pour réduire seule les émissions de SO_2 .

Une différence entre les MTD a été effectuée en fonction de la technologie de la chaudière : on distingue les grandes installations de combustion au charbon et au lignite pulvérisé des chaudières en lit fluidisé à

cause des différentes options techniques de la désulfuration. Outre l'utilisation du charbon à faible teneur en soufre, les techniques qui sont considérées comme des MTD dans les installations de combustion au charbon et au lignite pulvérisé sont : épurateurs par voie humide et épurateurs par procédés semi-secs, et pour les installations plus petites (inférieures à environ 250 MWth), l'injection de sorbant sec (c'est-à-dire la dry FGD avec un filtre à manches). Ces techniques détiennent une part de marché de plus de 90 % des techniques de désulfuration des fumées. Le taux de désulfuration correspondant est de l'ordre de 85 à 98 % pour les épurateurs par voie humide, de 80 à 92 % pour les épurateurs par procédés semi-secs et de 70 à 90 % pour l'injection de sorbant sec. Il est toutefois inutile d'appliquer la désulfuration à ces niveaux si les émissions de SO₂ qui peuvent être atteintes de cette façon sont largement inférieures aux niveaux d'émission associés aux MTD. L'épurateur par voie humide possède également un taux de réduction élevé pour le HF et le HCl (98 - 99 %). Le niveau d'émission associé aux deux polluants par l'utilisation d'un épurateur par voie humide est de 1 à 5 mg/Nm³. Les FGD qui sont dotées d'échangeurs de chaleur gaz - gaz pivotants présentent des émissions supérieures. L'efficacité d'élimination globale est inférieure à celle du SO₂ et du HCl, principalement pour le HF. Un autre avantage de l'épurateur par voie humide, c'est qu'il contribue à réduire les émissions de poussières et de métaux lourds (comme le Hg). Les installations existantes qui ont déjà appliqué un système de FGD par voie humide peuvent réduire les émissions de SO₂ en optimisant la configuration d'écoulement dans la colonne de l'absorbeur. Le procédé d'épuration par voie humide est cher pour les installations plus petites et n'a donc pas été considéré comme une MTD pour les installations d'une puissance inférieure à 100 MWth. Cependant, contrairement aux autres systèmes de FGD, les épurateurs par voie humide produisent du gypse qui peut être commercialisé et utilisé dans les secteurs du ciment et de la construction. Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, des conditions standard et un niveau d'O₂ de 6 %, et cela représente une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur une courte période qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte".

Positionnement Projet Centrale C

La MTD préconise pour des centrales à CP > 300 MWth une émission de SO₂ < 150 mg/Nm³. Le niveau prévu par le projet est en phase avec cette recommandation.

Du charbon à faible teneur en Soufre (< 1 %) sera approvisionné. Un traitement de désulfuration par voie humide avec ajout de calcaire est prévu (FGD).

La surveillance du SO₂ au rejet sera réalisée en continu.

EMISSIONS DE NOX

Extrait BREF GIC, MTD

"En général, pour les installations de combustion au charbon et au lignite, la réduction des oxydes d'azote (NOx) à l'aide d'une combinaison de mesures primaires et/ou secondaires est considérée comme une MTD. Les composés de l'azote intéressants sont le monoxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO₂) qui sont tous les deux appelés NOx et le protoxyde d'azote (N₂O). Une différence de MTD existe en fonction de la technologie de la chaudière, c'est-à-dire la combustion en lit fluidisé ou pulvérisé, et l'utilisation de charbon ou de lignite comme combustible.

Dans les installations de combustion à charbon pulvérisé, la réduction des émissions de NOx par des mesures primaires en combinaison avec des mesures secondaires, telles que la réduction sélective catalytique (SCR), est une MTD, la SCR atteignant une efficacité de séparation est comprise entre 80 et 95 %. De nos jours, différents procédés sont disponibles pour la régénération des catalyseurs utilisés, permettant d'augmenter considérablement leur durée de vie et réduisant par conséquent les coûts de fonctionnement. La faisabilité économique relative à l'application d'un système SCR sur une chaudière existante est d'abord

une question de durée de vie restante attendue de l'installation, qui ne peut être nécessairement déterminée par l'âge de l'installation. L'utilisation de la SCR présente l'inconvénient d'une émission d'ammoniac « non réagi » (une fuite d'ammoniac). En tenant compte de la concentration en ammoniac lors de l'utilisation d'une SCR, un niveau inférieur à 5 mg/Nm³ représente le niveau de MTD associé. Ce niveau permet également d'éviter des problèmes lors de l'utilisation future des cendres volantes, mais aussi l'odeur des fumées dans les environs de l'installation.

Les conclusions relatives aux MTD dans le cadre de la prévention et de la réduction des émissions de NO_x et des niveaux d'émission associés sont récapitulées dans le tableau 4.69. Les niveaux d'émission associés aux MTD sont basés sur une moyenne journalière, des conditions standard et un niveau d'O₂ de 6 %, et cela représente une situation de charge classique. Pour les pointes de charge, les périodes de démarrage et d'arrêt ainsi que pour les problèmes de fonctionnement des systèmes d'épuration des fumées, des pics de valeurs sur une courte période qui pourraient être supérieures doivent être prises en compte".

Positionnement Projet Centrale C

La MTD préconise pour des centrales à CP > 300 MWth une émission de NO_x < 150 mg/Nm³.

Le niveau prévu par le projet est en phase avec cette recommandation.

Des brûleurs bas-NO_x associés à une SCR permettent d'atteindre ces niveaux d'émissions.

La surveillance des NO_x au rejet sera réalisée en continu. Le niveau de rejet d'ammoniac de la MTD sera respecté.

MONOXYDE DE CARBONE (CO)

Extrait BREF GIC, MTD

"La MTD de réduction des émissions de CO consiste en une combustion complète, qui passe par une bonne conception du foyer, l'utilisation de techniques de surveillance et de contrôle de procédé à haute performance, ainsi que l'entretien du système de combustion. À cause des effets négatifs liés à la réduction des émissions de NO_x sur le CO, un système optimisé visant à réduire les émissions de NO_x permettra de garder les niveaux de CO à un faible niveau (30 à 50 mg/Nm³ pour la combustion pulvérisée et moins de 100 mg/Nm³ pour la FBC). Pour les installations de combustion au lignite, dans lesquelles les mesures primaires sont principalement considérées comme des MTD en matière de réduction des émissions de NO_x, les niveaux de CO peuvent être supérieurs (100 à 200 mg/Nm³)".

Positionnement Projet Centrale C

Le dimensionnement du foyer conjoint à la bonne maîtrise de la combustion permettra d'atteindre des émissions de CO inférieure à 50mg/Nm³.

ACIDE FLUORHYDRIQUE (HF) ET ACIDE CHLORHYDRIQUE (HCL)

Extrait BREF GIC, MTD

"Pour les installations de combustion, le procédé d'épuration par voie humide (en particulier pour les installations d'une puissance de plus de 100 MWth) et le procédé par voie semi-sèche sont considérés comme des MTD en matière de réduction des émissions de SO₂. Ces techniques permettent d'obtenir un taux de réduction élevé pour le HF et le HCl (98-99 %). Grâce à l'épurateur par voie humide ou par voie semi-sèche, le niveau d'émission associé pour HCl est de 1 à 10 mg/Nm³ et pour HF, de 1 à 5 mg/Nm³. Si aucune FGD n'est appliquée, par exemple si de la chaux sèche est ajoutée dans une chaudière FBC, le niveau d'émission du HCl et du HF peut être nettement supérieur".

Positionnement Projet Centrale C

Le système de désulfuration retenu pour la Centrale C est un procédé par voie humide au calcaire qui permet aussi d'obtenir un bon abattement des acides chlorhydriques et fluorhydriques.

Les émissions seront en phase avec la recommandation de la MTD, i.e :

- $\text{HCl} < 10 \text{ mg/Nm}^3$,
- $\text{HF} < 5 \text{ mg/Nm}^3$.

AMMONIAC (NH_3)

Extrait BREF GIC, MTD

"L'utilisation des systèmes de réduction sélective catalytique et non catalytique présente l'inconvénient d'une émission d'ammoniac non réagi dans l'air ("fuite d'ammoniac"). La concentration en ammoniac associée à l'utilisation de MTD est considérée comme étant inférieure à 5 mg/Nm^3 pour éviter des problèmes lors de l'utilisation des cendres volantes, mais aussi l'odeur éventuelle des fumées dans les environs de l'installation. La fuite d'ammoniac est souvent le facteur limitant de l'utilisation de la technique de SNCR. Pour éviter toute fuite d'ammoniac avec la technique de SNCR, une faible couche de catalyseur de la SCR peut être installée dans la zone de l'économiseur de la chaudière. Lorsque ce catalyseur réduit la fuite d'ammoniac, il permet également de réduire la quantité de NOX correspondante".

Positionnement Projet Centrale C

La Centrale C sera équipée d'un système de dénitrification par réduction sélective catalytique (SCR) suivi d'un électrofiltre puis d'une désulfuration par voie humide. La quantité mesurée de NOx au rejet permet d'ajuster le ratio d'ajout d'ammoniac de manière à rester avec un niveau de NH_3 en sortie cheminée $< 5 \text{ mg/Nm}^3$.

POLLUTION DE L'EAU

Traitement des eaux usées :

Extrait BREF GIC, MTD

"Différents flux d'eaux usées sont générés dans les installations de combustion au charbon et au lignite. Pour réduire les émissions dans l'eau et pour éviter de contaminer l'eau, toutes les mesures qui ont été présentées dans le chapitre 3.10 sont considérées comme des MTD, et elles sont récapitulées dans la figure 26".

Technique	Principal avantage pour l'environnement	Applicabilité	
		Nouvelles installations	Installations existantes
FGD par voie humide			
Traitement de l'eau par floculation, sédimentation, filtration, échange d'ions et neutralisation	Élimination des fluorures, des métaux lourds, de la DCO et des particules	MTD	MTD
Réduction d'ammoniac par séparation d'air, précipitation ou biodégradation	Réduction de la teneur en ammoniac	MTD uniquement si la teneur en ammoniac des eaux usées est élevée à cause de l'utilisation d'une SCR/SNCR en amont de la FGD	
Fonctionnement en circuit fermé	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Mélange d'eau résiduelle et de cendres de charbon	Évacuation des eaux usées évité	MTD	MTD
Vidange et transport du mâchefer			
Circuit d'eau fermé par filtration ou sédimentation	Réduction de l'écoulement d'eaux usées	MTD	MTD
Régénération des déminéraliseurs et des polisseurs de condensat			
Neutralisation et sédimentation	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Élutriation			
Neutralisation		MTD uniquement avec un fonctionnement alcalin	
Nettoyage des chaudières, préchauffeurs d'air et précipitateurs			
Neutralisation et fonctionnement en circuit fermé ou remplacement par des méthodes de nettoyage par voie sèche	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD
Eaux de ruissellement de surface			
Sédimentations ou traitement chimique et réutilisation interne	Réduction de l'évacuation d'eaux usées	MTD	MTD

Tableau 4.70 : MTD pour le traitement des eaux usées

Figure 20 : MTD pour le traitement des eaux usées

Positionnement Projet Centrale C

Les eaux de ruissellement de surface seront collectées pour être sédimentées, elles passeront dans un dispositif pour enlever les éventuels hydrocarbures. Il est prévu une réutilisation en interne dans la mesure des besoins, sinon elles seront rejetées.

Les eaux en provenance de la FGD seront traitées dans une installation dédiée, qui permettra la précipitation des matières en suspension et des métaux lourds ainsi qu'un ajustement du pH.

Les autres eaux seront traitées par voie physico-chimique dans des installations dédiées.

Eaux usées de la désulfuration par voie humide

Extrait BREF GIC, MTD

"La conclusion concernant les MTD pour la désulfuration par voie humide est liée à la mise en œuvre d'une station d'épuration des eaux usées. Cette installation consiste en différents traitements chimiques visant à éliminer les métaux lourds et à diminuer la quantité de matières solides rejetées dans l'eau. La station comprend un ajustement du pH, la précipitation des métaux lourds, l'élimination des matières solides et le précipité des eaux usées. Grâce à la technologie moderne, les paramètres suivants sont contrôlés (ces

composants ne doivent pas tous nécessairement subir un contrôle régulier) : pH, conductivité, température, teneur en matière sèche, teneur en chlore, concentrations en métaux lourds (comme As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, V, Zn,), concentrations en fluor et demande chimique en oxygène (DCO). Les eaux usées d'une FGD par voie humide traitées par filtration et neutralisation dispose toujours d'une teneur en DCO nécessitant un traitement supplémentaire. La qualité des eaux usées après l'intervention de l'installation de traitement des eaux usées varie considérablement en fonction de la qualité du combustible, du procédé de désulfuration utilisé et de l'évacuation des eaux usées. Néanmoins, les niveaux d'émission associés à l'utilisation d'une MTD de traitement des eaux usées sont récapitulés dans le tableau 4.71".

Émissions dans l'eau provenant d'une installation de traitement des eaux usées d'une FGD par voie humide (mg/l)	
Solides	5-30
DCO	< 150
Composés azotés	< 50
Sulfate	1 000-2 000
Sulfite	0,5-20
Sulfure	< 0,2
Fluorure	1-30
Cd	< 0,05
Cr	< 0,5
Cu	< 0,5
Hg	0,01-0,02
Ni	< 0,5
Pb	< 0,1
Zn	< 1

Tableau 4.71 : niveaux d'émission associés à l'utilisation d'une MTD de traitement des eaux usées d'une FGD par voie humide, fournis sous la forme d'un échantillon représentatif moyen sur 24 heures

Figure 21 : Niveaux d'émissions associés à l'utilisation d'une MTD de traitement des eaux usées d'une FGD par voie humide

Positionnement Projet Centrale C

L'unité de traitement de l'eau de la FGD permettra de précipiter les matières en suspension, les métaux lourds et permettra d'ajuster le pH. Les eaux seront analysées avant rejet.

Les niveaux du tableau ci-dessus seront respectés.

RESIDUS DE COMBUSTION

Extrait BREF GIC, MTD

"L'utilisation et la réutilisation constituent donc la meilleure option, et elles sont prioritaires. De nombreuses options différentes de réutilisation des résidus et des sous-produits provenant des installations de combustion au charbon et au lignite sont présentées dans le tableau 4.2. Il existe des dizaines d'utilisations possibles pour différents sous-produits. Chaque option renvoie à des critères particuliers pour la qualité des cendres dont elle a besoin. Il est impossible de couvrir tous ces critères dans ce BREF. Les critères de qualité sont habituellement liés aux propriétés structurelles des cendres ainsi qu'à la teneur en substances nocives, par exemple la quantité de charbon imbrûlé dans les cendres, la solubilité des métaux lourds, etc.

Les cendres riches en carbone peuvent être récupérées dans le flux de cendres. Cela produit des cendres riches en carbone, qui peuvent être recyclées dans la chaudière afin de récupérer l'énergie du carbone, et un flux de cendres à teneur en carbone inférieur qui est moins limité en termes d'options en vue d'une réutilisation utile.

Le produit final de la technique d'épuration par voie humide est le gypse, qui est un produit commercial de la centrale. Il peut être vendu et utilisé en remplacement du gypse naturel. Les boues de la FGD peuvent être intégrées dans un sous-produit du procédé de FGD (gypse), dans les limites autorisées. Les boues peuvent être réinjectées dans le foyer lorsque les techniques de FGD et de SCR sont appliquées. La majeure partie du gypse produit dans les centrales électriques est utilisée dans l'industrie des plaques de plâtre. La pureté du gypse limite la quantité de calcaire qui peut être apportée dans le procédé".

Positionnement Projet Centrale C

Comme décrit au Chapitre C- Effet et mesures dans le paragraphe Déchets spécifiques, le Projet met en œuvre les MTD recommandées.

6.3. Conclusion

Il ressort de la confrontation des dispositions constructives de la Centrale C que ce Projet est bien en phase avec les prescriptions de toutes les MTD applicables.

