

# Bilan Prévisionnel 2016 - 2030 de l'équilibre offre / demande d'électricité en NOUVELLE CALEDONIE

Version 2015









# **SOMMAIRE**

<b>PREAM</b>	BULE	3
1. L'éq	uilibre offre-demande	6
1.1 L	a demande	6
1.1.1	Résultats 2014	6
1.1.2	Pertes techniques et non techniques	7
1.1.3	Courbe de charge	7
1.1.4	Historique consommation et puissance de pointe	7
1.1.5	Maîtrise de la demande en électricité (MDE)	8
1.2 L	'offre : les moyens de production existants	8
1.2.1	Moyens thermiques	8
1.2.2	Energies renouvelables (EnR)	9
1.3 L	'équilibre du système interconnecté	11
2. Les ]	prévisions et les besoins en investissement	15
2.1 L	'évolution prévisionnelle de la consommation d'électricité	15
2.1.1	Distribution publique et mines	15
2.1.2	Métallurgie	17
2.2 L	e développement du parc de production	17
2.2.1	Prévisions de développement du parc de production	17
2.2.2	Sûreté du système	
2.2.3	Projets susceptibles de répondre au besoin	21
2.2.4	Développement du réseau électrique	23

## **PREAMBULE**

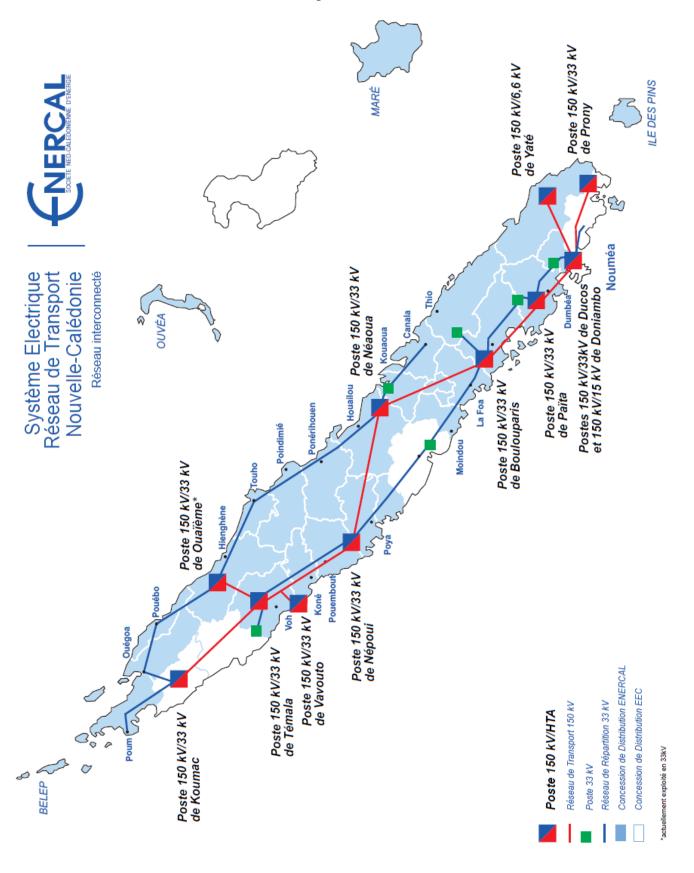
Le présent bilan constitue une actualisation du document établi en 2013. Cette mise à jour fait suite à l'évolution significative de certaines hypothèses:

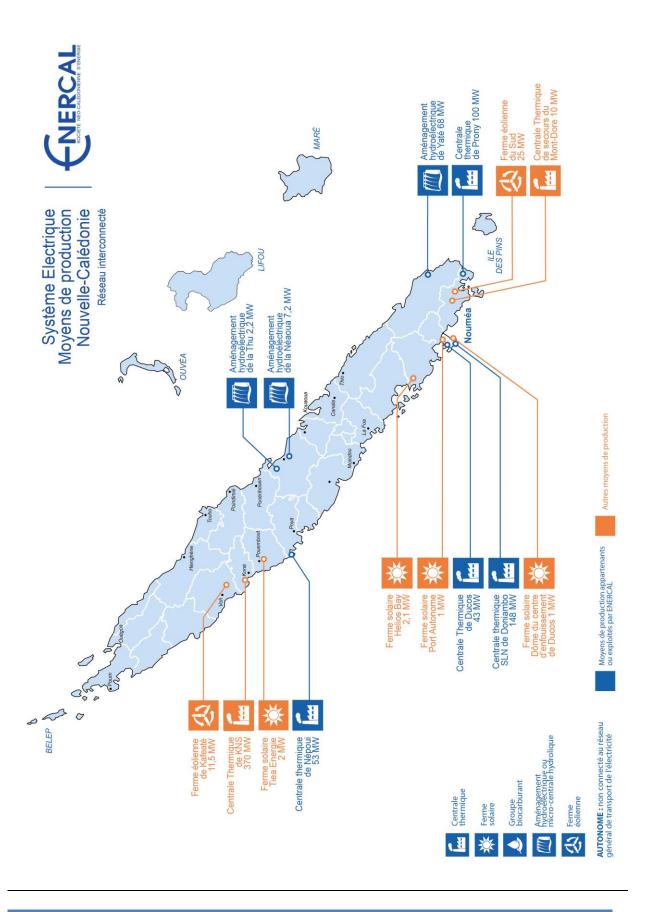
- Restitution à la distribution publique d'une part plus importante de l'énergie produite par Yaté à partir de 2022.
- Prise en compte du contrat de délestage des fours de la SLN en cas de déficit de production, contrat signé en juillet 2013.
- Consommation de la distribution publique plus faible que prévue en 2013 et 2014.
- Prévisions de consommation de certains métallurgistes revues à la baisse.
- Evolution du dimensionnement de la centrale de Doniambo C avec la suppression de la turbine à combustion.

Ce document utilise entre autre comme données d'entrée les résultats des prévisions de consommation du Schéma Energie Climat (SEC) de juin 2015, réalisé par le cabinet BURGEAP sur commande de la DIMENC.

En mettant en évidence les besoins futurs en moyens de production, il permettra au gouvernement d'établir la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) en moyens de production.

## Réseau de transport 150 kV et 33 kV





# 1. L'équilibre offre-demande

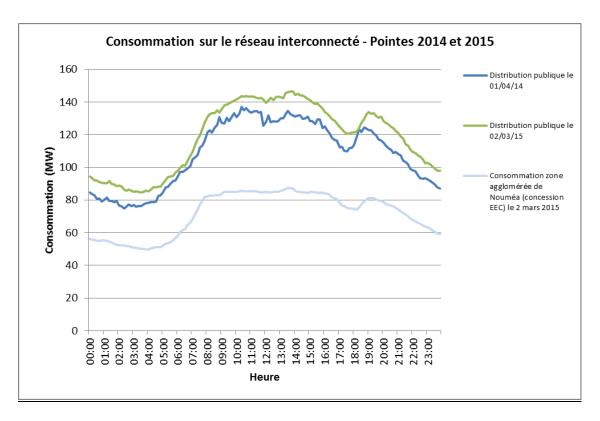
## 1.1 La demande

#### 1.1.1 Résultats 2014

L'énergie nette livrée à la distribution publique sur le réseau interconnecté s'est élevée à 743 GWh en 2014, en croissance de 1.0 % par rapport à 2013.

La puissance de pointe maximale sur 10 minutes de la consommation de la distribution publique a atteint 137 MW le 1 avril 2014, en augmentation de 4.3 % par rapport à l'exercice précédent.

A noter que début mars, le territoire a connu une période de fortes chaleurs. La consommation de la distribution publique a connu un nouveau record le 02 mars 2015: 147MW.



L'évolution sur 3 ans de la consommation annuelle moyenne d'énergie par client domestique est synthétisée dans le tableau ci-dessous. On note que celle-ci est en diminution constante depuis 2012.

Consommation annuelle d'énergie par client domestique												
MWh/client	2012	2013	2014									
Moyenne NC	3,4	3,37	3,31									
Min réseau interconnecté	1,92	2,04	2,04									
Max réseau interconnecté	4,14	4,07	3,98									

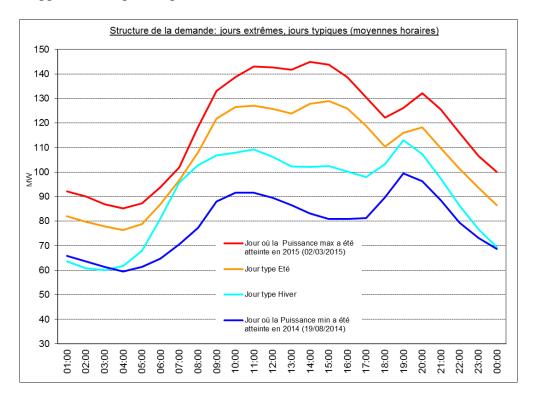
## 1.1.2 <u>Pertes techniques et non techniques</u>

En 2014, les pertes totales du réseau interconnecté, c'est-à-dire la différence entre l'énergie livrée à ce réseau et l'énergie consommée par les clients raccordés, ont atteint 33,8 GWh, soit 4,6 % de l'énergie livrée.

## 1.1.3 <u>Courbe de charge</u>

La courbe de charge est caractérisée par une pointe en journée sensible à la température (climatisation) et une pointe du soir sensible à la consommation domestique (éclairage, appareils domestiques).

En hiver, la pointe du soir est supérieure à la pointe de journée. En été, la pointe de journée prédomine (effet de la climatisation tertiaire), c'est durant cette période de l'année que la puissance appelée est la plus importante.



## 1.1.4 <u>Historique consommation et puissance de pointe</u>

L'évolution de l'énergie livrée et de la puissance de pointe sur la période 2010-2014 est fournie ci-après :

Energie livrée a	au réseau	2010	2011	2012	2013	2014
Energie nette (GWh)		693	722	739	735	743
Croissance	(%)		4.2%	2.3%	-0.5%	1.1%

L'évolution moyenne sur 5 ans de l'énergie appelée est de 1,7 %.

Puissance de	pointe	2010	2011	2012	2013	2014 *
Puissance brute	(MW)	122	129	132	130	137
Croissance	(%)		5.6%	2.9%	-1.6%	

<sup>(\*)</sup> Depuis 2014, la puissance de pointe intègre la production d'origine éolienne et diesel raccordée sur le réseau de distribution sous concession EEC.

## 1.1.5 <u>Maîtrise de la demande en électricité (MDE)</u>

Des actions ont été entreprises depuis 2010 à l'initiative du gouvernement de la Nouvelle Calédonie, par le biais notamment d'incitations financières à l'achat de chauffe-eau solaires et d'électroménager à haute efficacité énergétique.

Deux campagnes institutionnelles ont également été lancées par ENERCAL afin de sensibiliser la population à la maîtrise de l'énergie.

Une première opération grand public sur la maîtrise des consommations en période tendue pour le système électrique a également été lancée (opération Energ'Eco, initiative de l'association Synergie reprise par le gouvernement en 2014).

Afin qu'elles aient un impact significatif sur la consommation du territoire, ces actions doivent encore être renforcées. Le gestionnaire du système électrique sera bien évidemment promoteur des démarches d'efficacité énergétique, en accompagnement de la politique du gouvernement. Le meilleur kilowattheure est en effet celui que l'on ne consomme pas, notamment au moment des pics de demande.

# 1.2 L'offre : les moyens de production existants

## 1.2.1 <u>Moyens thermiques</u>

Ils se répartissent en deux catégories principales : les moyens dits de base ou semi-base, qui assurent la satisfaction de la plus grande partie de la demande et qui fonctionnent plus de 2000 heures par an, et les moyens de pointe utilisés pour faire face aux situations critiques (pics de consommation, avaries ...).

## 1.2.1.1 Moyens de base et semi base

Les différents moyens de production sont les suivants :

- Centrale de Népoui (centrale Iékawé)

Elle comporte 4 moteurs diesel Wärtsila fonctionnant au fuel, deux d'une puissance nette de 12 MW mis en service en 1993 et deux d'une puissance nette de 14,5 MW mis en service en 1999. A fin 2014, les moteurs 1 et 2 comptabilisent plus de 150 000 heures de fonctionnement. Leur renouvellement est envisagé à moyen terme.

#### - Centrale de Prony

Cette centrale au charbon pulvérisé est composée de deux tranches d'une puissance nette unitaire de 50 MW (réceptionnées fin 2007 et début 2009). Une partie de l'énergie produite par cette centrale est réservée à l'alimentation de VALE NC.

#### - Centrale de Doniambo

Elle est composée de 4 tranches d'une puissance nette de 37 MW et fonctionne au fuel. Cette centrale est propriété de la SLN et exploitée par ENERCAL. Elle satisfait en priorité les besoins du site métallurgique de la SLN Doniambo, et alimente la distribution publique lorsque de l'énergie est disponible en fonction des besoins du gestionnaire du réseau de transport. Son renouvellement est prévu par la SLN en 2019.

## 1.2.1.2 Moyens de pointe et de secours

Ces moyens sont utilisés principalement pour pallier aux défaillances et assurer l'équilibre offre-demande lors des journées les plus chargées.

La TAC1, d'une puissance de 20 MW, a été mise en service en 1973. Cette turbine devra être renouvelée d'ici 2020.

La TAC2, d'une puissance de 23 MW, possède un meilleur rendement que la TAC1. Elle a été mise en service en 2003.

La centrale diesel de La Coulée, équipée de 10 groupes de 1 MW, sera mise en service dans le courant de l'année 2015.

## 1.2.2 <u>Energies renouvelables (EnR)</u>

#### 1.2.2.1 Hydraulique

L'aménagement principal est celui de Yaté, avec un productible moyen de l'ordre de 300 GWh. Il se compose de 4 groupes équipés de turbines Francis d'une puissance unitaire nette de 17 MW. La retenue fait l'objet d'une gestion annuelle. Son productible se répartit actuellement à 90 % pour le client industriel SLN et 10 % pour la distribution publique.

La centrale hydroélectrique de Néaoua produit annuellement en moyenne 30 GWh, pour une puissance installée de 2 x 3,6 MW (turbines Pelton). La retenue fait l'objet d'une gestion hebdomadaire.

L'aménagement de la Thu est constitué d'un groupe de 2,2 MW fonctionnant au fil de l'eau et produisant annuellement en moyenne 7 GWh. Sa production n'est pas modulable en fonction de la demande mais elle est stable et relativement prévisible.

#### 1.2.2.2 <u>Eolien</u>

11,5 MW sont installés sur le site de Kafeate (Voh), et 25 MW sur la commune du Mont Dore avec des productibles respectifs retenus dans le cadre du bilan prévisionnel de 13 GWh et 38 GWh. A noter que la puissance du site de Kaféate est limitée à 9 MW par la capacité d'évacuation de la ligne 33 kV.

#### 1.2.2.3 Photovoltaïque

La centrale d'Hélios Bay, première ferme solaire du territoire, est située sur la commune de Paita et a été mise en service en 2010. Sa puissance installée est de 2,1 MWc et son productible moyen de 3 GWh.

Les 3 centrales suivantes ont été ou seront mises en service dans le courant de l'année 2015 :

- TIEA Energie, située sur la commune de Pouembout, avec une puissance installée de 2 MWc et un productible estimé de 3 GWh.
- HELIO PANC, sur les toits du port autonome de Nouméa, avec une puissance installée de 1MWc, et un productible estimé de 1.5 GWh.
- Centrale du dôme de l'ancien centre d'enfouissement technique de Ducos, avec une puissance installée de 1 MWc, et un productible estimé de 1.5 GWh.

#### 1.2.2.4 Perspectives

A l'issue de la publication du présent document, le gouvernement prévoit d'établir la prochaine PPI (programmation pluriannuelle des investissements) d'ici la fin de l'année 2015. Celle-ci donnera les orientations du développement du parc de production du territoire.

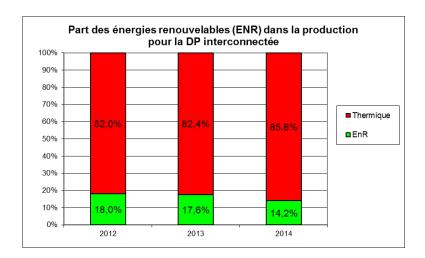
#### Tableau récapitulatif

Site	Technologie	Fonctionnement	Puissance nette installée (MW)
Centrale de YATÉ	Hydraulique	Base / Pointe	68
Centrale de DONIAMBO	Chaudière Fuel	Base	148
Centrale de PRONY	Chaudière Charbon	Base	100
TAC DUCOS	Turbine à combustion	Pointe	43
Centrale de NÉAOUA	Hydraulique	Base/Pointe	7.2
Aménagement de la THU	Hydraulique	Fil de l'eau	2.2
Centrale de NÉPOUI	Moteurs diesel	Semi Base	53
Ferme éolienne de KAFEATE	Eolien	Intermittent	11.5
Fermes éoliennes du Mont Dore	Eolien	Intermittent	25
Ferme solaire d'HÉLIOS BAY	Photovoltaïque	Intermittent	2.1
Centrale diesel de La Coulée	Moteurs diesel	Pointe	10
Ferme solaire TIEA Energie	Photovoltaïque	Intermittent	2
Ferme solaire HELIO PANC	Photovoltaïque	Intermittent	1
Ferme solaire CET Ducos	Photovoltaïque	Intermittent	1
Puissance totale installée sui	le réseau interconnecté	e (MW)	460

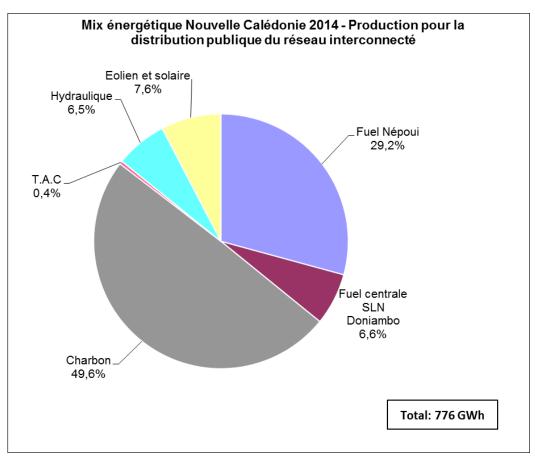
# 1.3 L'équilibre du système interconnecté

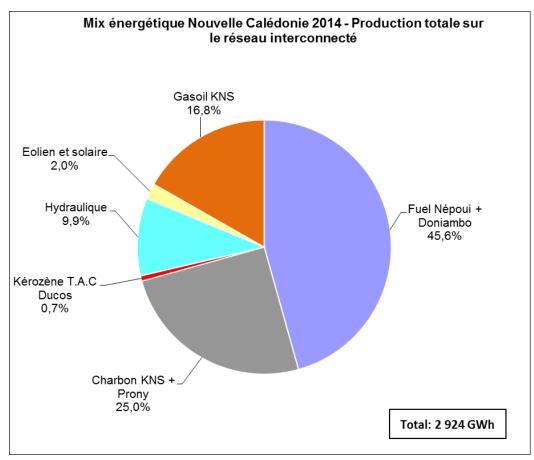
#### Bilan 2014:

La production alimentant la distribution publique est majoritairement d'origine thermique (charbon et fuel). Le productible du principal aménagement hydroélectrique, Yaté, étant actuellement réservé à 90 % pour la SLN, la part de renouvelable sur le mix énergétique de la distribution publique interconnectée est de 14.1%. Notons que 2014 a été une année à faible hydraulicité.



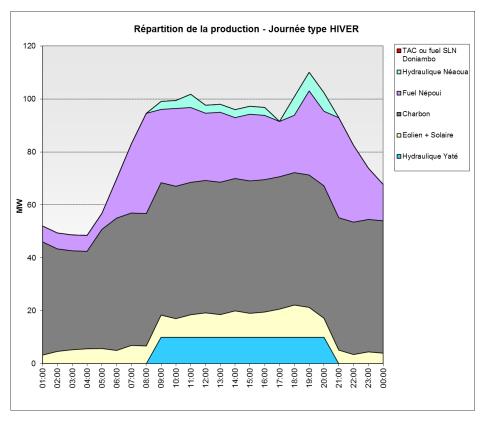
La part de renouvelable sur la production totale d'électricité du territoire (incluant la production pour l'alimentation des usines de VALE NC, KNS et SLN Doniambo) est de 11.9 %.

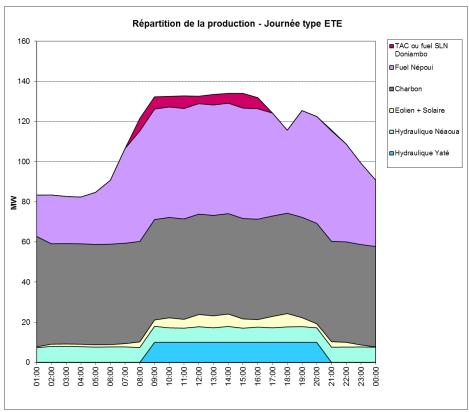




## Equilibre journalier:

Les graphiques ci-dessous reproduisent l'empilement des moyens de production disponibles pour deux journées type, l'une d'hiver et l'autre d'été.





Pour garantir l'équilibre offre/demande au moindre coût, le placement des moyens de production se fait par « ordre de mérite », c'est-à-dire du moins coûteux au plus coûteux, à l'exception du photovoltaïque et de l'éolien qui sont placés quel que soit le positionnement de leur coût dans le mix énergétique (énergies « fatales »).

Le fil de l'eau (Thu), les obligations d'achat des EnR fatales (éolien, solaire), la part de Yaté réservée au gestionnaire du réseau et la production charbon (Prony Energies) constituent la production de base.

En semi-base, les groupes diesel de Népoui assurent le complément pour satisfaire la demande.

L'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de la Néaoua est saisonnalisée, principalement en base pendant la saison des pluies et en optimisation du mix énergétique le reste du temps.

Enfin, les turbines à combustion de Ducos ainsi que la future centrale de La Coulée assurent la pointe et le secours du système. Leur utilisation peut être substituée par de l'achat d'énergie à la SLN lorsque cette énergie est disponible.

# 2. Les prévisions et les besoins en investissement

# 2.1 L'évolution prévisionnelle de la consommation d'électricité

## 2.1.1 <u>Distribution publique et mines</u>

Deux scénarios de consommation ont été pris en compte, un scénario de référence et un scénario de Maîtrise De l'Energie (MDE). Le dimensionnement à moyen terme du parc de production ne pouvant pas se faire sur la base d'un scénario haut, celui-ci n'a pas été étudié.

## 2.1.1.1 <u>Scénario de référence</u>

En juin 2015, le cabinet BURGEAP mandaté par la DIMENC a établi, dans le cadre de la mission d'étude pour l'élaboration du Schéma Energie et Climat de la Nouvelle-Calédonie, un scénario tendanciel d'évolution de la consommation d'énergie électrique à l'horizon 2050.

ENERCAL a choisi de retenir dans le cadre du scénario de référence, les croissances prévues dans le scénario tendanciel du Schéma Energie Climat.

#### 2.1.1.2 Scénario MDE

En cohérence avec le Schéma Energie Climat, ENERCAL a retenu, dans le cadre du scénario MDE du bilan prévisionnel, les valeurs du scénario de référence jusqu'en 2015 puis, à partir de l'année 2016, une baisse régulière de la croissance de la demande avec un palier entre 2024 et 2027 et une décroissance à partir de 2028.

En énergie, ce scénario correspond à une économie de consommation d'électricité de 5% en 2020, 10% en 2024 et 21% en 2030 par rapport au scénario tendanciel de référence.

#### 2.1.1.3 Pertes

Avec la croissance de la part de production de la centrale de Népoui dans l'alimentation de la distribution publique (DP), il est prévu une augmentation des pertes de 0,1 % par an entre 2016 et 2021. A partir de 2022, une part beaucoup plus significative de Yaté entrera dans le mix énergétique de la DP en substitution de Népoui. Nous anticipons ainsi une diminution des pertes.

	2015	2016	2021	2022	2023	2024	2030
Taux de pertes	4.50%	4.60%	5.10%	4.00%	4.05%	4.10%	4.40%

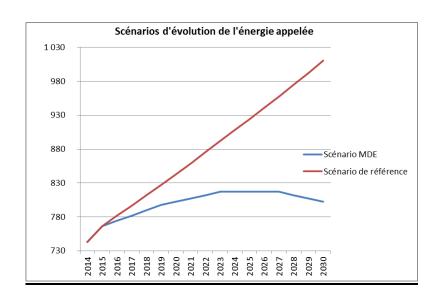
# 2.1.1.4 <u>Evolution de la puissance de pointe maximale</u>

L'hypothèse a été faite d'une évolution de la puissance de pointe dans les mêmes proportions que celle des consommations.

## 2.1.1.5 Récapitulatif

Distribution publique pertes incluses (GWh)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Scénario MDE	776	801	810	819	827	837	842	848	844	850	850	851	851	852	847	842	837
Scénario Référence	776	801	818	834	851	868	885	903	910	928	945	963	980	998	1 017	1 036	1 055

	Taux de croissance annuel moyen										
Distribution publique pertes incluses (GWh)	2015 16/19 20/23 24/27 28/30										
Scénario MDE	3,2%	1.0%	0.6%	0.0%	- 0.6%						
Scénario Référence	3,2%	1,9%	1,9%	1.8%	1.8%						



## 2.1.2 <u>Métallurgie</u>

#### 2.1.2.1 VALE NC

Le scénario de consommation fourni par VALE a été retenu.

#### 2.1.2.2 SLN

Le scénario de consommation fourni par la SLN pour l'usine métallurgique de Doniambo et ses centres miniers a été retenu.

#### 2.1.2.3 KNS

En octobre 2012 une interconnexion 150 kV a été créée, permettant des échanges limités à 35 MVA entre le réseau interconnecté et KNS. En phase d'opération de l'usine de KNS, le site de Vavouto sera autonome en énergie et n'appellera de la puissance depuis le réseau de transport qu'en secours, si celle-ci est disponible. La consommation de KNS n'aura ainsi pas d'impact sur les conclusions du bilan prévisionnel de la Nouvelle Calédonie.

## 2.2 Le développement du parc de production

## 2.2.1 <u>Prévisions de développement du parc de production</u>

## 2.2.1.1 Hypothèses de base

La disponibilité des moyens de production d'ENERCAL et de Prony Energies a été calée sur les performances connues et attendues des équipements.

L'éventuelle adaptation de la centrale de Prony à la directive GIC (Grandes Installations de Combustion) n'a pas été prise en compte. Celle-ci aurait notamment pour conséquence une perte de 20 GWh de productible annuel sur la centrale.

Le contrat de délestage des fours de la SLN signé en juillet 2013 entre ENERCAL et la SLN a été intégré. Grace à ce contrat, le gestionnaire du système peut agir ponctuellement sur la consommation des fours et ainsi limiter de façon significative le recours aux coupures de la distribution publique.

Les installations futures suivantes ont été intégrées à l'étude :

- 20 MW d'éolien en 2017 (Eole Yaté).
- 3 MW d'hydroélectricité en 2017 (Wé Paalo)
- Remplacement de la centrale au fuel de Doniambo B (148 MW nets) par une centrale charbon de 2 tranches d'une puissance unitaire de 90 MW nets (Doniambo C) avec un impact sur le bilan prévisionnel à partir de 2020.

- Augmentation de la contribution de Yaté dans le mix énergétique de la distribution publique, de 10% du productible annuel (soit en moyenne 30 GWh) aujourd'hui à 210 GWh moyens à partir de 2022 (90GWh étant toujours destinés à la SLN pendant les arrêts des tranches de Doniambo C). Cette évolution est liée à la mise en service de la centrale de Doniambo C qui prendra une part plus importante que Doniambo B dans l'alimentation de l'usine métallurgique de Doniambo. Cette hypothèse a un impact majeur sur les résultats du présent document.

L'injection de la centrale de KNS sur le réseau, qui ne fait l'objet d'aucune garantie contractuelle, n'a pas été prise en compte. Elle influera principalement sur le coût du mix énergétique mais ne peut être utilisée pour dimensionner le système.

#### 2.2.1.2 <u>Impact de l'hydraulicité</u>

Les apports annuels dans la retenue de Yaté ont un effet important sur l'équilibre offre-demande du système. Ainsi, le scénario dimensionnant est celui d'une année à faible hydraulicité dont l'occurrence est de l'ordre d'une année sur six. Les hypothèses sont alors : apports de l'année 1994 pour Yaté (soit une production de 235GWh), apports égaux à 80% des apports moyens sur les autres centrales hydroélectriques.

#### 2.2.1.3 Résultats

#### 2.2.1.3.1 Scénario dimensionnant

Le scénario dimensionnant est celui d'une consommation selon le scénario de référence, couplée à une hydraulicité faible. Les besoins en nouveaux moyens de production sont présentés ci-dessous (puissance en MW).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Semi							180					20			
Base							53								
Pointe					20										
Fointe						10									

Renouvellement	Nouveau besoin	Secours	Transfert Yaté (GWh)

Nota : en 2021, selon le phasage de l'arrêt de la centrale de Doniambo B décidé par la SLN, le besoin de secours pourrait disparaître.

#### Comparaison par rapport aux résultats du bilan prévisionnel de 2013 :

En 2013, l'étude mettait en évidence un besoin de 20MW de pointe à partir de 2014, ainsi qu'un besoin de 15MW de semi base à partir de 2017.

Ces 20MW de pointe correspondaient à la maille d'une turbine à combustion. Suite à la dépose d'un projet alternatif de groupes diesels d'une puissance unitaire de 1MW, l'analyse a été affinée. 10MW de pointe sont alors apparus suffisant. L'étude actualisée en 2015 a tenu compte de l'existence de cette centrale.

Le besoin d'un nouveau moyen de semi-base a été repoussé de 2017 à 2024 dans la présente actualisation. En effet :

- Le contrat de délestage des fours de la SLN limite le recours aux coupures de la distribution publique.
- L'évolution de la consommation de la distribution publique a été, en 2013 et 2014, plus faible que prévue.
- Certains métallurgistes ont revu significativement à la baisse leurs prévisions de consommation.
- L'augmentation de la part de Yaté dans l'alimentation de la distribution publique à partir de 2022 soulage le système.

#### 2.2.1.3.2 Scénario MDE

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Semi							180								
Base							53								
Pointe		_	·	_	20									·	

Si le scénario MDE devenait le scénario dimensionnant, le besoin en nouveau moyen de production thermique serait repoussé au-delà de 2030.

#### 2.2.1.3.3 <u>Développement des énergies renouvelables</u>

Une autre manière de répondre au besoin prévisible de consommation sur les 15 ans à venir, est de s'inscrire résolument dans un scénario de développement volontariste des EnR qui accélère notre marche vers l'autonomie énergétique du territoire. Ce scénario est sans doute plus coûteux à court terme mais trouvera une rentabilité à long terme bénéfique aux générations futures. Ainsi le plan de production EnR proposé ci-après, simulé avec les consommations du scénario de référence, permet de repousser le besoin d'un nouveau moyen thermique au-delà de 2030.

Puissance installée (MW)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hydraulique avec retenue	-	3	-	-	-	1	64	44*	-	1	,	1	1	1	-
Hydraulique fil de l'eau	-	3	3	3	3	-	3	-	3	1	3	-	3	1	3
Eolien	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Solaire	5	5	4	5	5	4	5	5	4	-	-	4	5	5	4
Biomasse	-	-	1	-	-	1	-	-	1	-	-	1	-	-	1

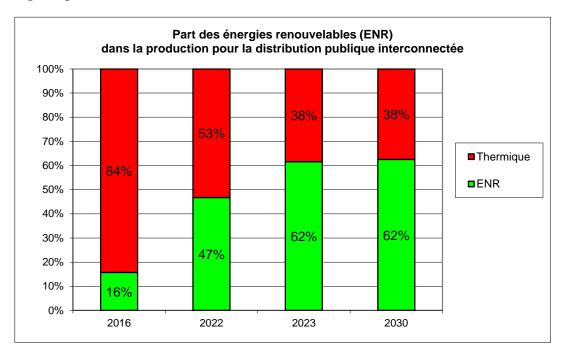
Productible (GWh)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hydraulique avec retenue	-	2	-	-	-	-	180	139*	-	-	-	-	-	,	-
Hydraulique fil del'eau	-	7	7	7	7	-	7	-	7	1	7	1	7	1	7
Eolien	-	32	-	-	-	-	-	-	-	-	16	-	-	-	-
Solaire	7	7	6	7	7	6	7	7	6	-	-	6	7	7	6
Biomasse	-	-	4	-	-	4	-	-	4	-	-	4	-	-	4

<sup>\*</sup> Projet de centrale hydro-électrique de la Ouinné

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Semi Base (MW)							180								
							53								
Pointe (MW)					20										
Hydraulique avec		2						120							
retenue (GWh)		2						139							
EnR (GWh)	7	46	17	14	14	10	14	7	17		23	10	14	7	17

Renouvellement	Nouveau besoin	Secours	Transfert Yaté (GWh)
----------------	----------------	---------	----------------------

La part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique alimentant la distribution publique évoluerait alors ainsi :



L'intégration des EnR fatales et intermittentes nécessitera la mise en place d'une politique tarifaire et d'un modèle économique adapté, et devra prévoir en particulier l'achat d'une partie de cette énergie par les métallurgistes en période de faible charge sur la distribution publique.

## 2.2.2 <u>Sûreté du système</u>

L'étude de sureté du système sera réactualisée par ENERCAL dans le cadre de ce nouveau Bilan Prévisionnel.

#### 2.2.2.1 Equilibre offre-demande

La dimension idéale des groupes de production de base et semi base à l'échelle de la consommation de la distribution publique de la Nouvelle Calédonie est de l'ordre de 20MW. Ce dimensionnement offre en effet une flexibilité et permet de limiter l'impact des avaries des groupes.

Aujourd'hui, la perte d'une unité de la centrale de Prony (50 MW) ou de la ligne de transport avec la centrale de Népoui (53 MW) constitue un risque important pour le système électrique. Les moyens de production restants ne sont pas toujours en mesure de maintenir l'équilibre offredemande ce qui impose l'appel à un délestage automatique pour éviter une coupure généralisée sur tout le territoire.

A ce jour, le délestage automatique s'applique sur les fours de la SLN dans un premier temps, puis sur la distribution publique du Grand Nouméa si le premier stade de délestage des fours n'est pas suffisant.

#### 2.2.2.2 Sensibilité du système

#### Spatialisation du besoin :

La consommation de la distribution publique est concentrée principalement sur le territoire du Grand Nouméa. Son alimentation dépend fortement des lignes de transport 150 kV : liaisons avec les centrales de Népoui (235 km), de Prony (60 km) et de Yaté (60 km) principalement. Seules les turbines à combustion de Ducos et la centrale de pointe de La Coulée alimentent directement Nouméa.

La proximité des projets est par conséquent un argument en faveur de la sécurité d'alimentation du grand Nouméa et de la réduction des pertes inhérentes au transport de l'énergie.

#### Résultats des simulations :

D'importantes disparités existent entre les résultats selon l'instant auquel se produisent les avaries sur les centrales de production (écart type élevé). Ceci est révélateur de la sensibilité du système au niveau de la distribution publique, qui dépend en partie de l'énergie non garantie provenant des moyens de production de la SLN.

## 2.2.3 <u>Projets susceptibles de répondre au besoin</u>

#### 2.2.3.1 Nouveaux moyens thermiques

Semi-Base : augmentation de la puissance installée à Népoui dans le cadre du programme de renouvellement des groupes de la centrale.

Pointe : remplacement de la TAC1 par une turbine à combustion de puissance supérieure ou par une nouvelle centrale composée de groupes diesel de petite taille (de l'ordre du MW).

## 2.2.3.2 Nouveaux moyens hydrauliques d'importance significative

Les études concernant la valorisation du potentiel hydroélectrique de la Ouinné ont été mises à jour par ENERCAL. Le productible annuel estimé est de 139 GWh, pour une puissance installée de 44 MW.

La faisabilité de réalisation d'une STEP, consistant à pomper l'énergie en heure creuse et à turbiner l'eau pompée en périodes de pointe a également été étudiée par ENERCAL. Cette technologie présenterait notamment l'intérêt de permettre une pénétration plus importante des énergies renouvelables dites « fatales », c'est-à-dire dont la production dépend essentiellement du vent, du soleil ou des apports hydrologiques.

L'atlas hydroélectrique du territoire a également été mis à jour par ENERCAL et a permis d'identifier 80 projets pour un potentiel de 300 GWh.

Les projets en cours d'étude sont identifiés dans le scénario présenté au paragraphe 2.2.1.3.3. (hydraulique fil de l'eau)

Ces projets hydroélectriques constituent les éléments essentiels d'un scénario « vert » visant à réduire notre dépendance énergétique.

#### 2.2.3.3 <u>Autres projets</u>

Le renforcement de la production d'origine éolien et solaire ira dans le sens de l'autonomie énergétique du territoire. Toutefois, la production correspondante n'étant pas garantie, elle ne dispense pas le système des investissements nécessaires à sa sûreté. Une réflexion sur le stockage de l'électricité devra également être menée afin d'être en mesure d'augmenter la pénétration de ces sources d'énergie intermittentes.

Les conclusions du schéma Energie Climat seront également utiles pour dessiner de nouvelles pistes (potentiel biomasse, énergies marines ...).

#### 2.2.3.4 Maîtrise de la demande d'électricité

La réussite des actions de MDE est essentielle pour faire émerger le scénario le plus vertueux du Bilan Prévisionnel.

Elles peuvent se faire à plusieurs niveaux et notamment :

- La diminution générale de la consommation d'énergie via l'utilisation d'équipements à haute efficacité énergétique, le changement des habitudes de consommation, l'isolation thermique des bâtiments....
- L'adaptation de la consommation aux contraintes du réseau, par la mise en place d'actions volontaristes et réglementaires d'effacement sur demande du gestionnaire du réseau. Ainsi, depuis 2012, le dispositif Energ'Eco constitue une action intéressante de participation à l'équilibre offre-demande. Une amplification de ce dispositif par le gouvernement paraît souhaitable.

- La mise en place d'une politique tarifaire incitative et flexible.

# 2.2.4 <u>Développement du réseau électrique</u>

Le choix d'origine du niveau de tension (150 kV) et de la section des conducteurs du réseau de transport de l'électricité a fait qu'actuellement aucune contrainte de capacité des lignes ne vient perturber le système. L'absence de bouclage du réseau HTB aura cependant un impact significatif sur l'organisation et le coût des maintenances lourdes qui seront à prévoir.

Suivant le positionnement des futurs moyens de production, une étude sur le dimensionnement du réseau de transport sera menée.