

RAPPORT D'ACTIVITE 2021

RELATIF A LA MISE EN ŒUVRE DU SCHEMA POUR LA TRANSITION ENERGETIQUE DE LA NOUVELLE-CALEDONIE



GOUVERNEMENT DE LA
NOUVELLE
CALÉDONIE



Industrie, mines et énergie
GOUVERNEMENT DE LA NOUVELLE-CALÉDONIE

EDITION 2021

« Construisons notre pays, économisons l'énergie »

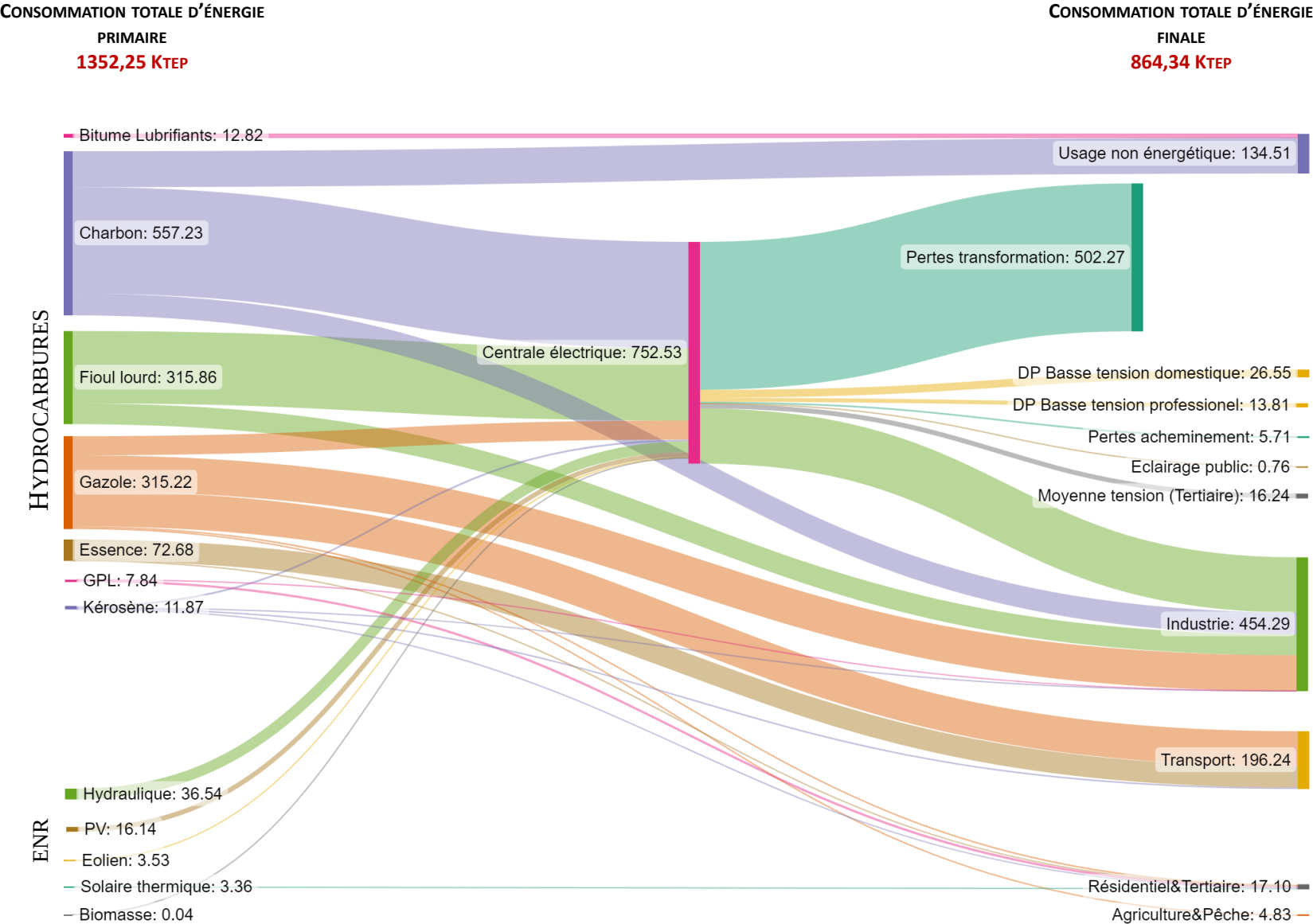
Sommaire

INDICATEURS ET SCHEMA ENERGETIQUE DE LA NOUVELLE-CALEDONIE.....	4
CONTEXTE ENERGETIQUE DE LA NOUVELLE-CALEDONIE	5
RAPPEL SUR LES ENGAGEMENTS CHIFFRES A 2030	7
RAPPEL DE LA STRATEGIE ENERGETIQUE	8
APPROVISIONNEMENT ENERGETIQUE DE LA NOUVELLE-CALEDONIE	9
1. RESSOURCES FOSSILES IMPORTEES	9
2. RESSOURCES LOCALES VALORISEES	10
3. CONSOMMATION D'ENERGIE PRIMAIRE	11
PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ELECTRICITE	14
1. ARCHITECTURE ET FONCTIONNEMENT DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	14
2. RESEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION.....	14
4. ACHEMINEMENT DE L'ELECTRICITE	16
<i>Le réseau de transport s'étend sur 1200km sur la Grande Terre.</i>	<i>16</i>
<i>Le réseau de transport interconnecté de la Grande Terre</i>	<i>16</i>
<i>Les réseaux de distribution moyenne tension (33 et 15 kV) et basse tension (410 et 230 volts)</i>	<i>17</i>
<i>Les réseaux autonomes.....</i>	<i>17</i>
5. PRODUCTION ELECTRIQUE.....	17
6. PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE	18
7. CONSOMMATION ELECTRIQUE	19
8. DES ENERGIES RENOUVELABLES AU SEIN DU SECTEUR ELECTRIQUE	21
9. LE FONDS D'ELECTRIFICATION RURAL (FER).....	22
<i>Objectifs et actions du FER.....</i>	<i>22</i>
<i>Plan pluriannuel d'électrification rurale 2018 à 2022.....</i>	<i>22</i>
<i>Les ressources du fonds.....</i>	<i>23</i>
<i>Kit photovoltaïque pour les habitats isolés</i>	<i>23</i>
<i>Focus sur le programme FER 2021.....</i>	<i>23</i>
CONSOMMATION D'HYDROCARBURES	25
1. CONSOMMATION.....	25
2. EVOLUTION DU PARC DE VEHICULES	26
PRODUCTION DE CHALEUR.....	28
CONSOMMATION D'ENERGIE FINALE	29
1. CONSOMMATION D'ENERGIE FINALE TOTALE.....	29
2. CONSOMMATION D'ENERGIE FINALE PAR PRODUIT	30
3. CONSOMMATION D'ENERGIE FINALE SECTORIELLE	31
EMISSIONS DE CO₂.....	33
1. EMISSIONS DE CO ₂ TOTALES.....	33
2. EMISSIONS DE CO ₂ LIEES A LA COMBUSTION DES PRODUITS ENERGETIQUES.....	33
ASPECTS ECONOMIQUES DE L'ENERGIE.....	34
<i>Contexte réglementaire</i>	<i>34</i>
1. PRIX PUBLICS DE L'ELECTRICITE	34
<i>Système tarifaire.....</i>	<i>34</i>
<i>Grille tarifaire du transport.....</i>	<i>34</i>
<i>Grille tarifaire de la distribution.....</i>	<i>35</i>
2. PRIX PUBLICS DE L'ESSENCE, DU GAZOLE.....	36
<i>Structure des prix de l'essence et du gazole.....</i>	<i>36</i>
<i>Evolution des prix publics de l'essence et du gazole</i>	<i>37</i>
3. PRIX PUBLICS DU GAZ	37
<i>Structure du prix du gaz</i>	<i>37</i>
<i>Evolution du prix de la recharge de bouteille de gaz T13</i>	<i>38</i>
MAITRISE DE L'ENERGIE ET TRANSITION ENERGETIQUE	39
1. CADRE REGLEMENTAIRE EN VIGUEUR EN MATIERE DE MAITRISE DE LA CONSOMMATION ENERGETIQUE	39

<i>Réglementation relative à l'efficacité énergétique des équipements</i>	39
<i>Réglementation relative à l'encadrement des bornes de recharge de véhicules électriques</i>	39
2. AVANCEMENT DES OBJECTIFS DU STENC	39
<i>Energies renouvelables</i>	40
<i>Consommation énergétique</i>	41
<i>Emissions de GES</i>	41
<i>Bilan du STENC 2016 -2021</i>	42
Les succès	42
Les limites	42
REVISION DU STENC	44
1. CONTEXTE ET METHODOLOGIE DE REVISION DU STENC	44
2. AMBITIONS DU NOUVEAU STENC	44
3. OBJECTIFS VISES	44
GLOSSAIRE	46
ANNEXES	47

INDICATEURS ET SCHEMA ENERGETIQUE DE LA NOUVELLE-CALEDONIE

DIAGRAMME ENERGETIQUE NOUVELLE-CALEDONIE 2021



Lecture du diagramme

énergétique :
Ce diagramme est utilisé pour visualiser les flux énergétiques : la largeur des flèches est proportionnelle au flux représenté.
**Usage non énergétique : correspond au charbon utilisé dans un procédé qui n'a pas pour finalité la production d'énergie.*

CONTEXTE ENERGETIQUE DE LA NOUVELLE-CALEDONIE



La Nouvelle-Calédonie est un ensemble d'îles et d'archipels mélanésien de l'océan Pacifique Sud, situé dans la mer de Corail. Elle couvre une superficie terrestre totale de 18 575,5 km² et environ 3 400 km de côtes. Sa zone économique exclusive (ZEE) est de 1 422 543 km², soit près de 13 % de la ZEE française, la deuxième plus importante pour un territoire français après celle de la Polynésie française.

La Nouvelle-Calédonie est centrée autour d'une île principale, la Grande Terre. Elle comprend également plusieurs ensembles d'îles plus petites, les îles Belep au nord-ouest de la Grande Terre, l'île des Pins au sud-est, les îles Loyauté au nord-est (Ouvéa, Lifou, Tiga et Maré), plus loin à l'ouest l'archipel des îles Chesterfield et les récifs de Bellone.

Sur une superficie d'environ 16 360,8 km² la Grande Terre est de loin la plus grande de toutes les îles néo-calédoniennes. Elle s'étire du nord-ouest au sud-est sur près de 400 km en longueur et 50 à 70 km en largeur. Elle est parcourue sur toute sa longueur par une chaîne montagneuse, dont le point culminant, le mont Panié, s'élève à 1 629 mètres d'altitude.

Les îles Loyauté sont situées en mer de Corail à une centaine de kilomètres à l'est. Lifou est la plus vaste de ces îles, avec 1 196,1 km², et est plus étendue que la Martinique. Viennent ensuite Maré (641,7 km²), Ouvéa (132,1 km²) et Tiga (11 km²). À 47 km au nord-ouest de la Grande Terre, les îles Belep couvrent 69,5 km² répartis en trois îles. Limite sud du lagon néo-calédonien, l'île des Pins, située à environ 50 km de la pointe sud-est de la Grande Terre, couvre quant à elle 152,3 km². À cela s'ajoute également plusieurs groupes d'îlots et de récifs à fleur d'eau non habités en mer de Corail et dans l'océan Pacifique.

La Nouvelle-Calédonie importe **95,6 %¹** de l'énergie qu'elle consomme. Ses importations sont constituées de combustibles fossiles : charbon et produits pétroliers.

De ce fort taux de dépendance aux énergies carbonées, il résulte pour le territoire une triple vulnérabilité à la fois économique, sociale et environnementale. En effet, le système de production et de consommation d'énergie est extrêmement fragile en termes de sécurité d'approvisionnement et de sensibilité aux prix des énergies importées. De plus, il contribue à l'accroissement des émissions des gaz à effet de serre et par conséquent à l'aggravation de l'effet de serre et du changement climatique.

L'aspiration légitime à un développement durable, tant pour l'ensemble de la population actuelle que pour les générations futures, impose une modification profonde du système de production et de consommation de l'énergie afin de le rendre moins dépendant de l'extérieur, moins gaspilleur des ressources finies et plus respectueux de l'environnement.

Ainsi, le schéma pour la transition énergétique de la Nouvelle-Calédonie (STENC) approuvé par le congrès de la Nouvelle-Calédonie le 23 juin 2016² définit la stratégie à mettre en œuvre pour répondre aux défis énergétiques et amorcer une transition. Cette stratégie se traduit concrètement par la réalisation d'actions dans tous les secteurs d'activités, permettant des résultats visibles et conséquents à court, moyen et long terme.

Comme le prévoit l'article 7 de la délibération n° 135 du 23 juin 2016, l'objet du présent rapport est de faire état des actions mises en œuvre depuis cette date dans le cadre du schéma pour la transition énergétique.

A noter également que, tous les cinq ans, ce rapport présentera un état des lieux des objectifs fixés par le STENC.

A noter que ce même article prévoit l'actualisation du STENC tous les cinq ans. Un processus de révision a donc débuté en 2021 avec notamment une phase de concertation des acteurs économique et du grand public. La dernière partie de ce rapport présente les avancées des réflexions autour de la révision du STENC.

La Nouvelle-Calédonie en chiffre :

	Unité	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Habitants	nbr	252100	256600	261400	265900	269050	269860	270580	271040	271290	271180	271180
Taux de croissance	%	1,86	1,75	1,84	1,69	1,17	0,30	0,27	0,17	0,09	-0,04	-
Produit Intérieur Brut	Milliards de F.CFP	887,4	897,1	912,1	955,3	939,8	941,0	969,0	995,0	1006,0	988,0	-
Taux de croissance	%	5,30	1,10	1,67	4,73	-1,62	0,13	2,98	2,60	1,11	-2,20	-
PIB/Habitant	Milliers de F.CFP	3 520	3 496	3 489	3 593	3 491	3 487	3 584	3 673	3 709	3 642	-
Taux de croissance	%	3,32	-0,68	-0,20	2,96	-2,83	-0,11	2,78	2,48	0,98	-2,20	-
Intensité par habitant (consommation d'énergie primaire/population)	tep/hab	4,42	4,38	4,64	5,62	5,38	5,87	5,93	6,29	6,06	5,51	4,99
Intensité par PIB (consommation d'énergie primaire/PIB)	tep/Milliards de F.CFP	1256,6	1253,7	1331,0	1564,2	1540,4	1684,5	1654,8	1712,6	1635,4	1511,4	-

¹ Observatoire de l'énergie – DIMENC - 2021

² Délibération n° 135 du 23 juin 2016 portant approbation du schéma pour la transition énergétique de la Nouvelle-Calédonie

RAPPEL SUR LES ENGAGEMENTS CHIFFRES A 2030

Objectif n°1 : Réduire nos consommations énergétiques

- ⇒ Réduire de **20 % la consommation primaire** (avec la mine et la métallurgie)
- ⇒ Réduire de **25 % la consommation finale** (hors mine et métallurgie)



Objectif n°2 : Accroître la part du renouvelable

Doubler la part du renouvelable pour atteindre :

- ⇒ **100 %** de la consommation de la **distribution publique électrique**
- ⇒ **100 %** de l'énergie **électrique dans les îles**

Objectif n°3 : Réduire nos émissions de gaz à effet de serre

- ⇒ Réduire de **35 %** les émissions dans les secteurs résidentiel et tertiaire (70 000 tonnes équivalent carbone d'émissions évitées sur une année)
- ⇒ Réduire de **10 %** les émissions dans le secteur de la mine et la métallurgie (140 000 tonnes équivalent carbone d'émissions évitées sur une année)
- ⇒ Réduire de **15 %** les émissions dans le secteur du transport (40 000 tonnes équivalent carbone évitées sur une année)

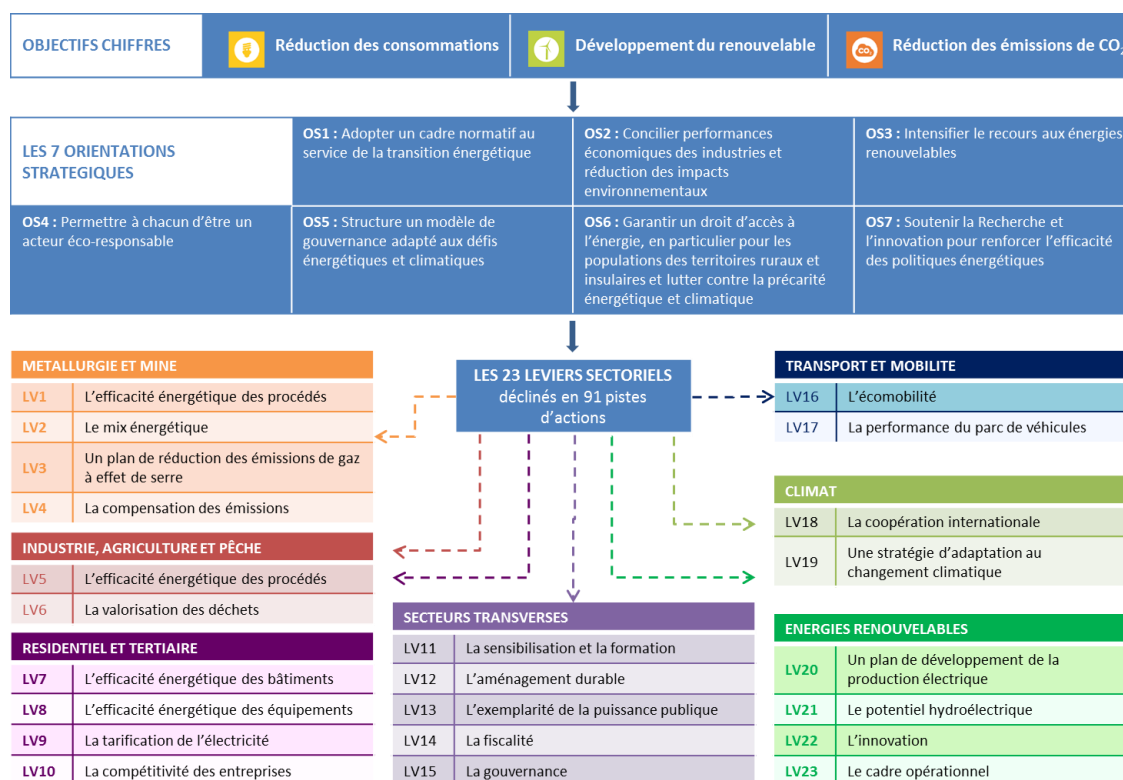


Nota : Les objectifs sont établis à partir du diagnostic énergétique et des projections de consommation à 2030.

RAPPEL DE LA STRATEGIE ENERGETIQUE

La stratégie à mettre en œuvre pour la transition énergétique de la Nouvelle-Calédonie s'articule autour :

-  des **enjeux** énergétiques et climatiques ;
-  des objectifs chiffrés : **3 grands objectifs à 2030** en matière de réduction des consommations énergétiques, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables ;
-  des orientations stratégiques : les **7 orientations stratégiques** pour donner les moyens de mener une politique publique permettant d'atteindre ces objectifs ;
-  des secteurs : les **23 leviers d'actions** identifiés dans tous les secteurs et déclinés en propositions d'actions concrètes qui sont dénommées « pistes d'actions ».



Les leviers d'actions identifiés et les pistes d'action proposées constituent les hypothèses du scénario dites de "maîtrise de l'énergie". C'est-à-dire que les leviers d'actions et les données de la prospective ont permis de simuler les réductions possibles de consommations d'énergie, d'émissions de CO₂ et de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030.

La mise œuvre de l'ensemble des actions proposées dans les différents secteurs doit permettre d'atteindre les objectifs chiffrés du schéma.

Le **comité permanent de l'énergie** (CPE) créé par la délibération n° 377 du 23 avril 2008 est chargé de suivre et d'évaluer les actions du schéma pour la transition énergétique de la Nouvelle-Calédonie. Le CPE est présidé par le président du gouvernement et se compose du haut-commissaire, des présidents du congrès et des trois provinces, des représentants de deux associations des maires et de la DIMENC. En pratique, ce rapport est présenté au congrès de la Nouvelle-Calédonie chaque année.

APPROVISIONNEMENT ÉNERGETIQUE DE LA NOUVELLE-CALEDONIE

L'approvisionnement énergétique de la Nouvelle-Calédonie se compose :

- Des ressources fossiles importées,
- Des ressources locales valorisées produites en Nouvelle-Calédonie (énergies renouvelables),
- Des variations des stocks d'hydrocarbures et de charbon.

Le rapport entre les importations d'énergie fossile et les ressources locales valorisées permet ainsi de caractériser le taux d'indépendance énergétique.

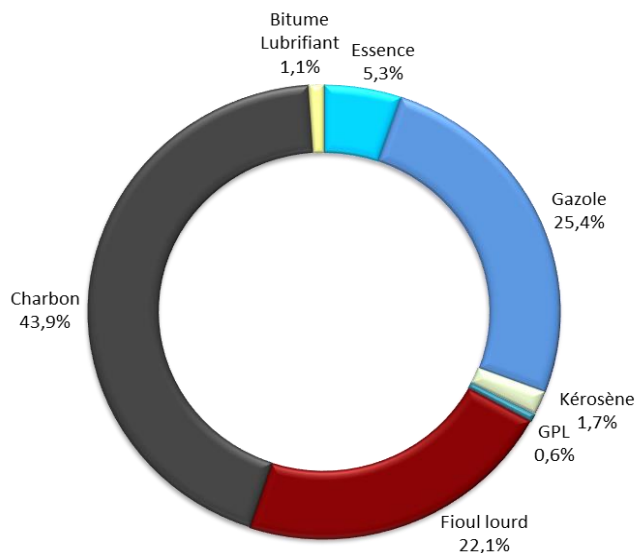
1. RESSOURCES FOSSILES IMPORTEES³

IMPORTATION DE RESSOURCES FOSSILES EN 2021 : 1 543 170 TONNES (1 220,9 Ktep)

Les importations de ressources fossiles de la Nouvelle-Calédonie atteignent 1220,9 Ktep⁴ en 2021, soit une baisse -20,5% par rapport à 2020. Cela s'explique par le contexte sanitaire (crise COVID-19). 98% de ces ressources (1196,8 Ktep) ont été consommées localement, le solde correspondant aux besoins du soutage international (avitaillement en gazole et en kérosène des flottes maritime et aérienne internationales), non comptabilisés dans la consommation d'énergie interne du territoire.

Etant en majeure partie destinés aux besoins conséquents de la production d'électricité et des secteurs métallurgique et minier, le charbon, le gazole et le fioul lourd sont dans l'ordre les principales ressources fossiles importées en constituant respectivement 43,9%, 25,4% et 22,1% de l'importation totale.

Ventilation des importations de ressources fossiles en 2021

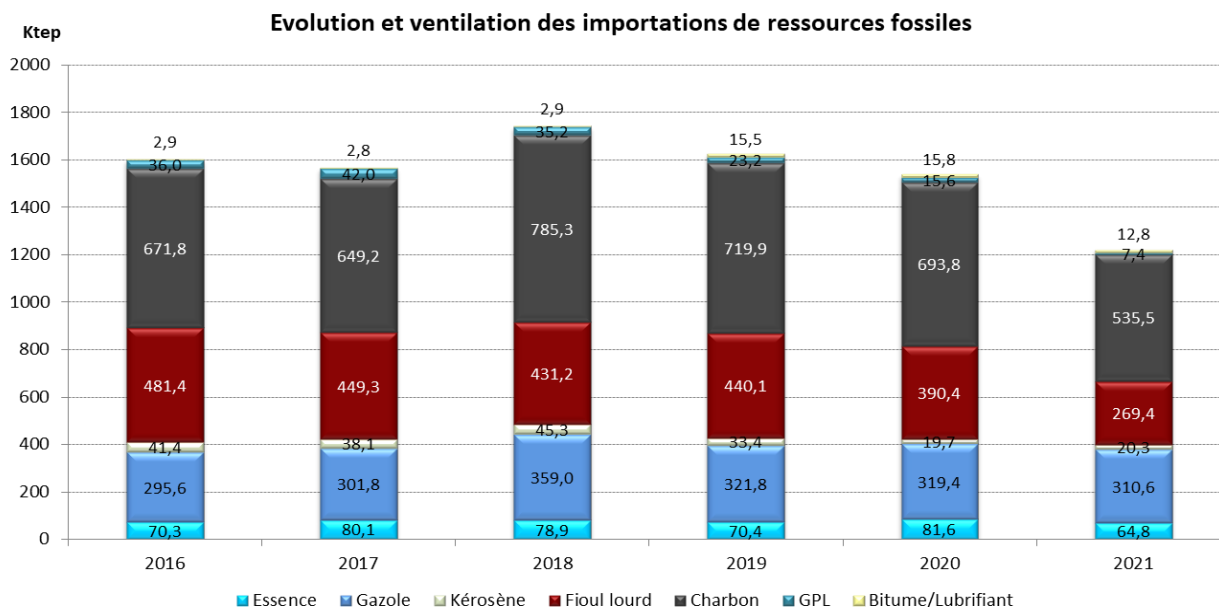


La Nouvelle-Calédonie a essentiellement importé ses hydrocarbures depuis Singapour (61,4%), la Malaisie (20%), le Japon (7,2%) et la Corée du Sud (5,1%). Les importations d'essence, gazole et kérosène proviennent pour 71,5% de Singapour et de Malaisie, le gaz de pétrole liquéfié (butane) et le charbon provenant par ailleurs d'Australie.

³ Observatoire de l'énergie – DIMENC 2021

⁴ Tonne équivalent pétrole (tep)

La quantité moyenne de ressources fossiles importées atteint 1 547 Ktep entre 2016 et 2021. Les importations de combustibles régressent notablement de -20,6% en 2021, la part liée aux hydrocarbures diminuant de -18,6%. Ces évolutions proviennent essentiellement d'un net recul des importations de charbon et de fioul lourd, en lien avec une diminution des besoins de la branche métallurgique pour la production électrique et autres usages finaux.

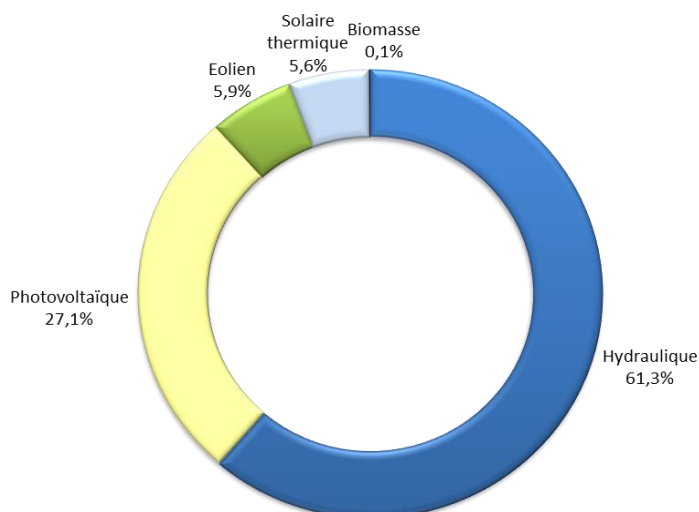


2. RESSOURCES LOCALES VALORISEES

RESSOURCES LOCALES VALORISEES (EnR) 2021 : 693,2 GWh (59,6 Ktep)

Les ressources locales en Nouvelle-Calédonie ont été valorisées à hauteur de 59,6 Ktep en 2021, soit une forte progression de +27,5% par rapport à 2020. Leur valorisation correspond ainsi aux productions d'électricité et d'eau chaude sanitaire fournies par les filières hydroélectrique, photovoltaïque, éolienne, biomasse et solaire thermique (chauffe-eau solaires). Cette augmentation s'explique par la forte progression du PV toiture pour la partie photovoltaïque et également par la pluviométrie élevée pour la partie hydraulique.

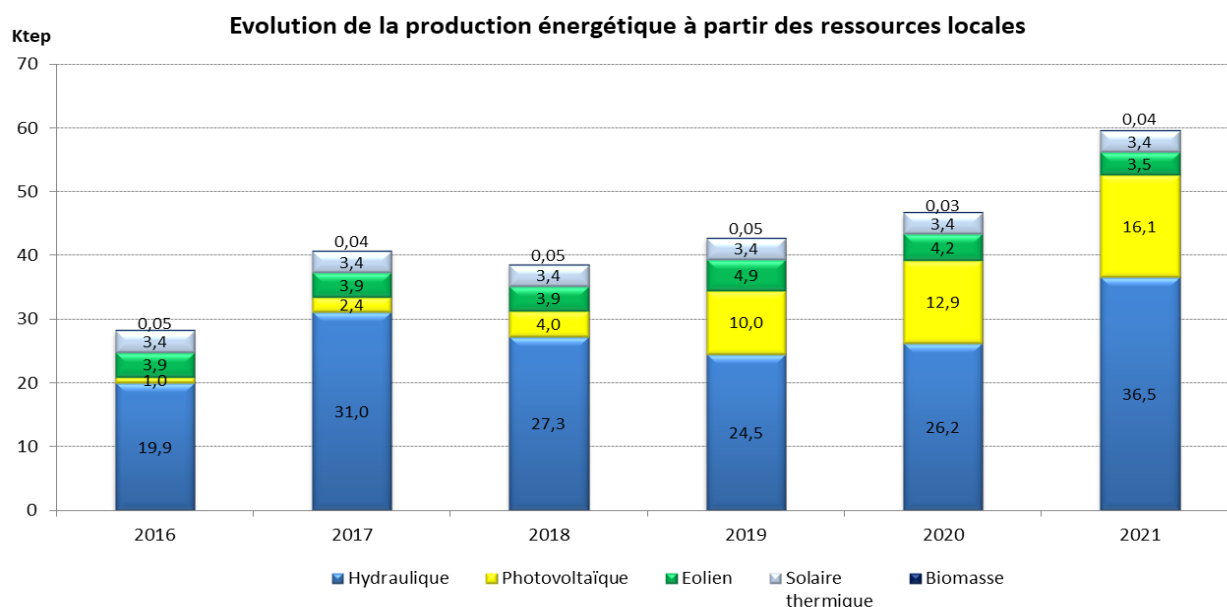
Ventilation des ressources locales valorisées (EnR) en 2021



L'hydroélectricité et les productions photovoltaïque et éolienne sont dans l'ordre les principales ressources valorisées en constituant respectivement 61,3%, 27,1% et 5,9% de la ressource totale, le solde étant réparti entre le solaire thermique (5,6%) et la biomasse (0,1%).

Entre 2016 et 2021, la production d'énergie locale représente en moyenne 42,8 Ktep, l'évolution de la production annuelle demeurant majoritairement corrélée à celle des filières hydroélectrique et photovoltaïque. Les productions d'origine éolienne et hydraulique restent par ailleurs dépendantes de conditions saisonnières plus ou moins favorables selon l'année (pluviométrie/hydraulicité, vent).

La hausse des ressources locales valorisées observée en 2021 est ainsi portée par une nette augmentation des productions d'origine hydraulique (+39,3%) et photovoltaïque. Dans la continuité de l'essor conséquent déjà observé en 2020, cette dernière progresse à nouveau notablement de +24,7% en 2021 pour constituer 27,1% de la production EnR totale, contre seulement 3,5% en 2016. L'entrée en service de nouvelles centrales a contribué à cette augmentation.



3. CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE⁵

CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE 2021 : 15 723,8 GWh (1 352,2 Ktep)

La consommation d'énergie primaire se répartit entre la consommation interne de la branche énergie (production d'électricité) et la consommation d'énergie finale des divers autres secteurs d'activité, elle-même composée d'usages énergétiques et non énergétiques.

La consommation primaire atteint 1 352,2 Ktep en 2021 et régresse de -9,4% par rapport à 2020, du fait d'une diminution de la part liée aux ressources fossiles. Cette tendance contribue à l'abaissement du taux de dépendance énergétique de la Nouvelle-Calédonie qui s'établit à 95,6% en 2021 au lieu de 96,9% en 2020, cette évolution étant en outre portée par une consommation primaire de ressources locales valorisées (EnR) en nette hausse de +27,5%. La consommation primaire de ressources fossiles recule à l'inverse de -10,6%, essentiellement du fait de diminutions notables des parts constituée par le charbon (-15,5%) et le fioul (-16,9%).

La part de ressources locales valorisées demeurant toutefois minime, la ventilation des différentes ressources suit une tendance relativement similaire à celle des importations d'énergie. Ainsi, le charbon,

⁵ Observatoire de l'énergie – DIMENC 2021

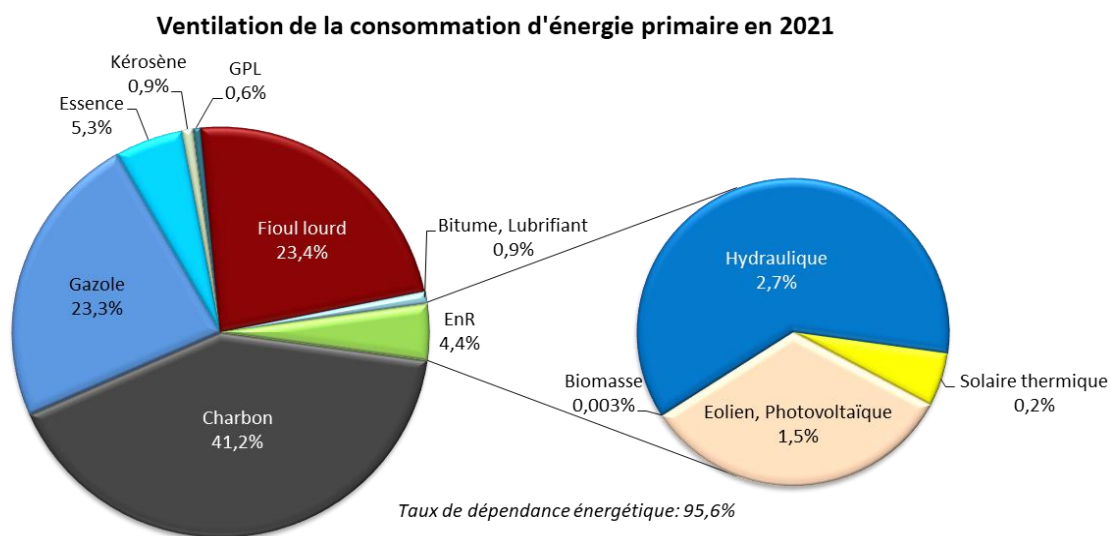
le fioul lourd et le gazole demeurent les principaux produits consommés en constituant respectivement 41,2%, 23,4% et 23,3% de la consommation primaire totale, ces produits étant principalement utilisés pour la production d'énergie électrique ainsi qu'en consommation finale pour l'industrie métallurgique et le transport.

Suivent ensuite l'essence (5,3%), utilisée en consommation finale quasi intégralement pour les transports, les bitumes et lubrifiants (0,9%), dédiés à des usages non énergétiques en consommation finale et le kérosène (0,9%), utilisé d'une part pour la production d'électricité et d'autre part en consommation finale pour le transport aérien domestique. Vient enfin le gaz de pétrole liquéfié (butane ; 0,6%), intégralement utilisé en consommation finale pour les usages domestique, tertiaire et industriel, les usages métallurgiques de propane ayant cessé avec l'arrêt de la raffinerie de l'usine PRNC.

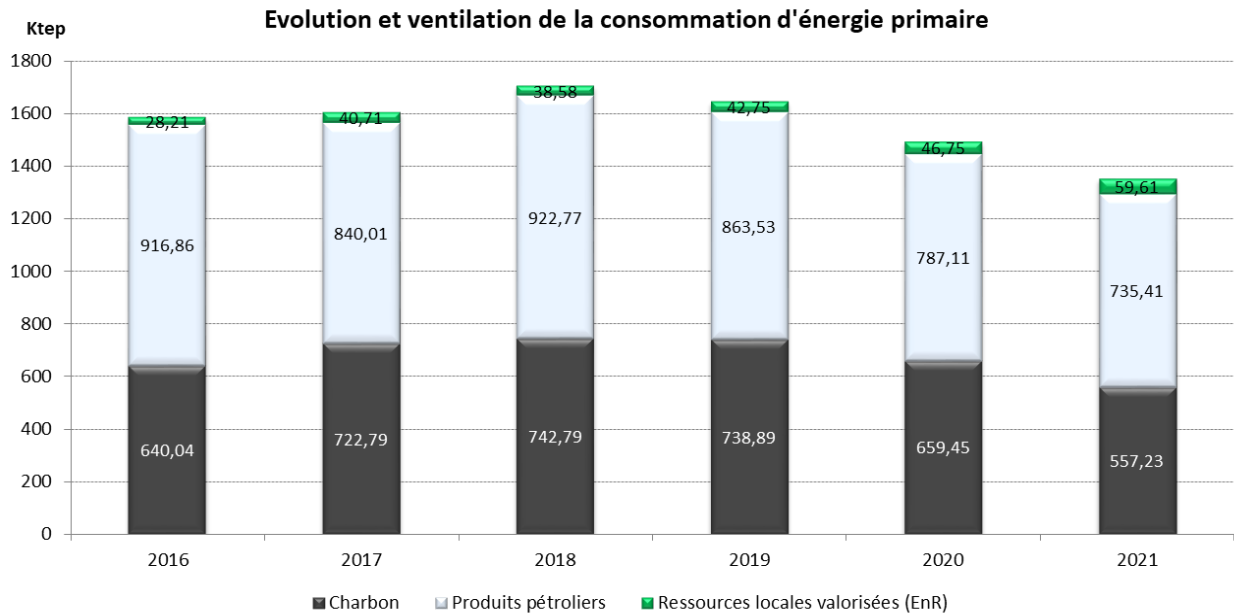
Enfin, la consommation d'énergie primaire d'origine renouvelable représente 4,4% de la consommation primaire totale en 2021 et progresse ainsi de +27,5% par rapport à 2020. Cette évolution est générée par de nettes hausses de production d'électricité des filières hydraulique (+39,3%) et photovoltaïque (+24,7%). Cette augmentation s'explique :

- pour la partie hydraulique, par des conditions pluviométriques plus favorables d'une part et d'autre part par la mise en service d'une nouvelle microcentrale,
- pour la partie photovoltaïque, par son essor continu avec le développement de nouvelles unités de production en 2021.

A l'instar de 2020, la production de la filière éolienne régresse en revanche de -15,5% en raison de conditions saisonnières moins favorables.

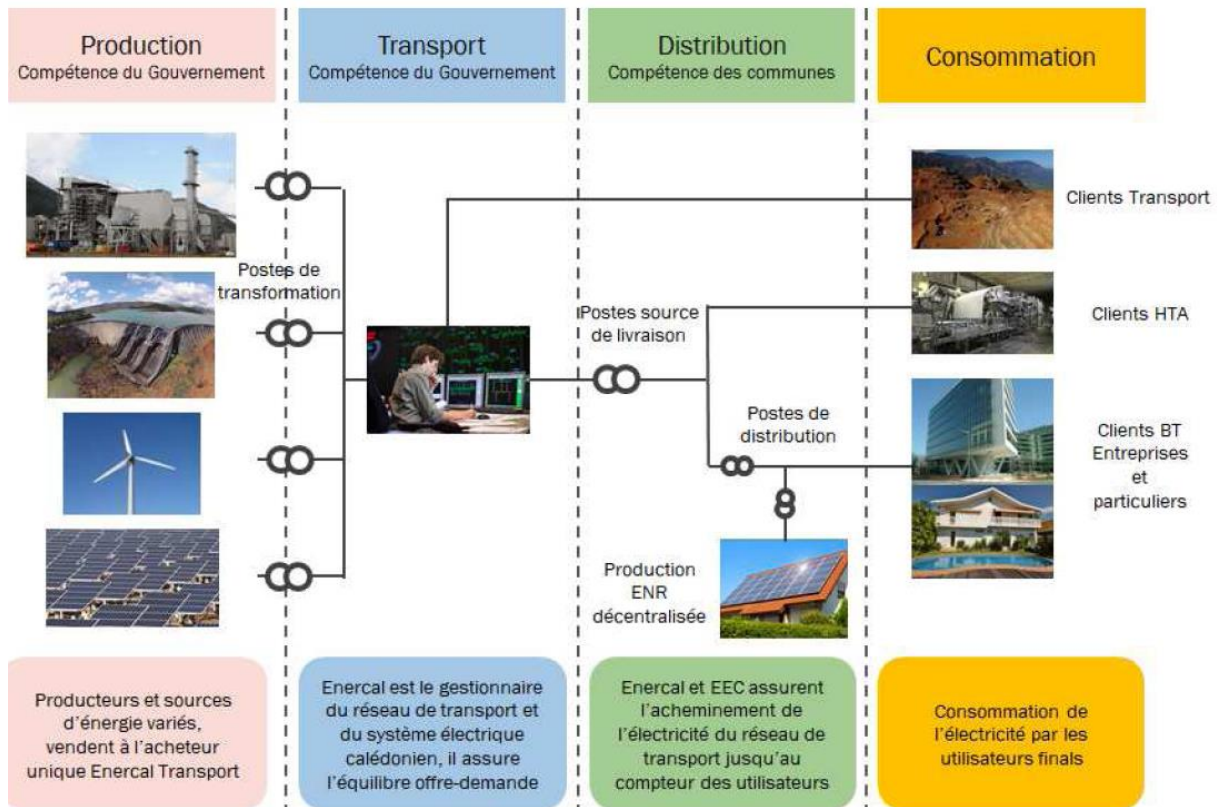


Entre 2016 et 2021, la consommation d'énergie primaire représente en moyenne 1563,9 Ktep. On note une nouvelle progression de la part EnR en 2021, portée par le développement du photovoltaïque et un regain de l'hydro-électricité. Le nouveau recul des parts constituées par le charbon et les produits pétroliers est généré par une réduction des besoins des unités de production électrique et des usages finaux des secteurs métallurgique et miniers, notamment du fait de la baisse d'activité générée par la crise sanitaire.



PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

1. ARCHITECTURE ET FONCTIONNEMENT DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE⁶



2. RESEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION⁷

En Nouvelle-Calédonie, sur la Grande Terre, la gestion du réseau de transport d'électricité est assurée par la société Enercal. La gestion du réseau de distribution est assurée, selon les communes, par Enercal ou EEC-Engie. Sur les îles (Maré, Ouvéa, Ile des Pins, Belep), les réseaux indépendants (c'est-à-dire non interconnectés au réseau de transport de la Grande Terre) sont gérés par Enercal, à l'exception de Lifou où le



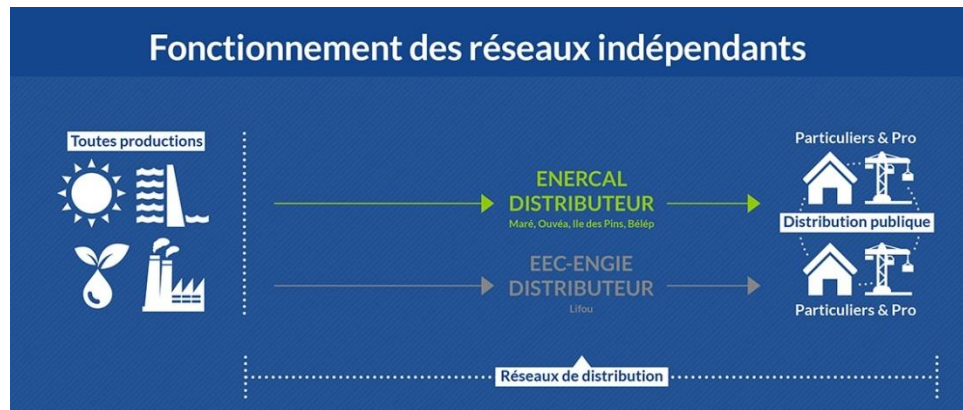
⁶ HTA : Réseau Haute Tension

BT : Basse Tension

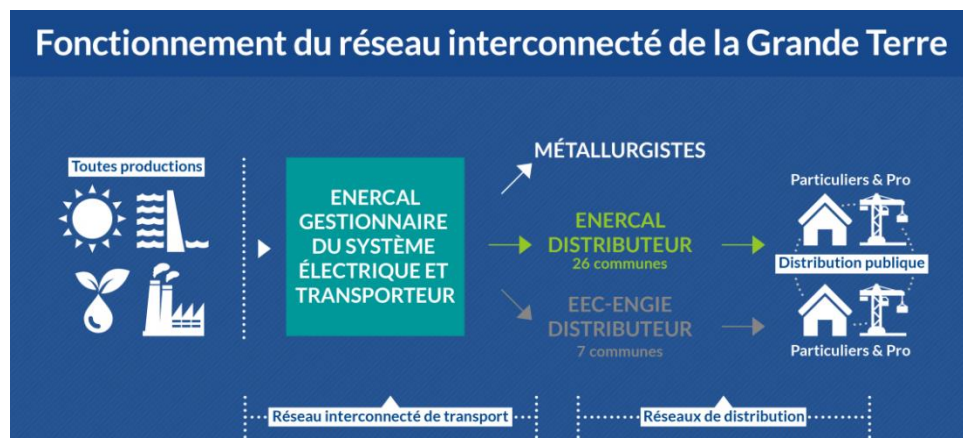
⁷ ENERCAL

réseau indépendant est géré par EEC-Engie.

Sur la Grande Terre, le gouvernement de la Nouvelle-Calédonie a confié à Enercal, au travers d'un contrat de concession, l'exploitation du réseau de transport de l'électricité : Enercal achète l'énergie produite par les différents producteurs et la livre, via ce réseau de transport aux métallurgistes et aux distributeurs que sont EEC et Enercal. Ces derniers livrent et vendent l'électricité aux particuliers et aux professionnels via les réseaux de distribution qui appartiennent aux communes et dont ils ont la gestion au travers d'un contrat de concession.



Sur les îles, le distributeur (EEC ou Enercal) achète directement l'énergie produite par les différents producteurs et la livre aux particuliers et aux professionnels sur les réseaux de distribution.



4. ACHEMINEMENT DE L'ÉLECTRICITÉ⁸



Lignes des réseaux de transport d'électricité en Nouvelle-Calédonie

Le réseau de transport s'étend sur 1200km sur la Grande Terre.

Le réseau de transport interconnecté de la Grande Terre



Le réseau de transport 150 000 volts achemine l'énergie produite par les centrales de Yaté, Némaoua, Doniambo, Prony, Népoui, Ducos et KNS vers les postes sources d'interconnexion 150/33 kV dans lesquelles sa tension est abaissée. Elle est alors envoyée sur les réseaux de répartition 33 000 volts.

Les réseaux de répartition 33 000 volts, acheminent l'énergie issue des postes sources et celle produite par les centrales d'une puissance installée plus modeste (ex : centrale hydraulique de la Thu) jusqu'aux concessions de distribution publique opérée par EEC-Engie ou ENERCAL Distributeur et les clients industriels.



⁸ ENERCAL

Les réseaux de distribution moyenne tension (33 et 15 kV) et basse tension (410 et 230 volts)

Les réseaux de distribution sont reliés au réseau de transport par des postes d'interconnexion 150 kV et 33 kV dans lesquels des transformateurs assurent le transit de l'électricité entre ces réseaux. L'énergie peut ainsi être livrée, par les distributeurs (EEC-Engie et ENERCAL), jusque chez les particuliers et les professionnels.



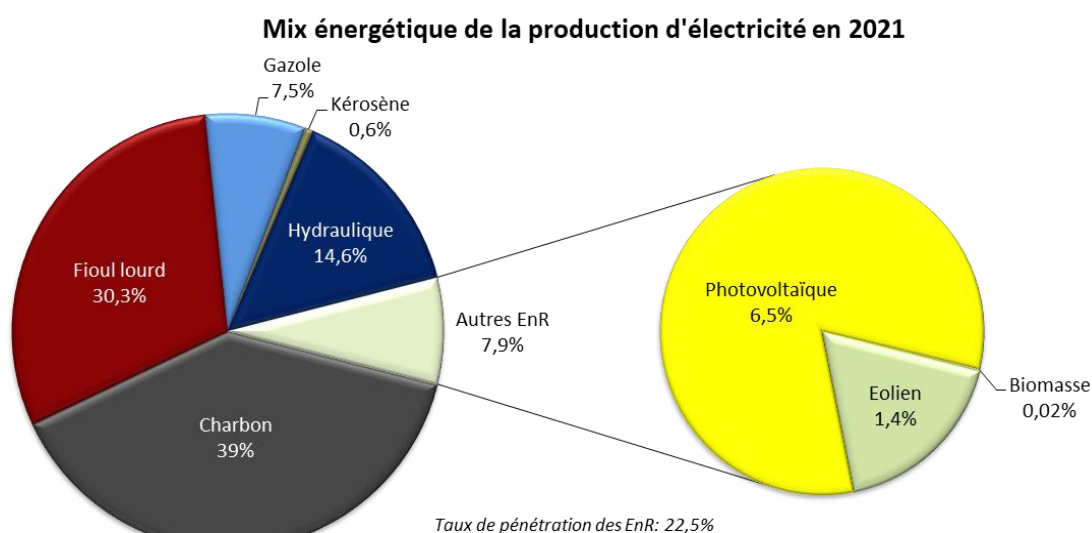
Les réseaux autonomes

Les communes non raccordées ou non raccordables au réseau interconnecté, telles que Bélep, les îles Loyauté et l'île des Pins, bénéficient néanmoins du service public de l'électricité au même titre que les communes de la Grande Terre, et au même tarif de fourniture (principe de la péréquation) que ces dernières. La desserte de l'électricité dans les communes non raccordées est réalisée par un réseau autonome répondant aux besoins de la commune. Il comprend des moyens de production thermiques et/ou renouvelables (photovoltaïque, éolien, biocarburant), un réseau électrique 15 000 volts desservant, par l'intermédiaire de transformateurs en 400 volts, les zones de consommation. Ces réseaux sont gérés par le Distributeur détenteur du contrat de concession de distribution publique d'électricité sur la commune, à savoir EEC-Engie ou ENERCAL selon la commune.

5. PRODUCTION ELECTRIQUE⁹

➤ PRODUCTION ELECTRIQUE 2021 : 2909,9 GWh (250,3 Ktep)

La production totale nette d'électricité de la Nouvelle-Calédonie (y compris production autonome du secteur métallurgique) s'élève en 2021 à 2909,9 GWh (250,3 Ktep) et régresse ainsi de -10% par rapport à l'année précédente. Elle provient à 77,5% des unités de production thermiques (2255,8 GWh) et à 22,5% des énergies renouvelables (654,1 GWh). La production à partir des combustibles fossiles recule considérablement de -17,3%, les parts produites à partir du charbon et du fioul lourd (totalisant 69,4% du mix énergétique) diminuant respectivement de -25,5% et -19,6% par rapport à 2020.

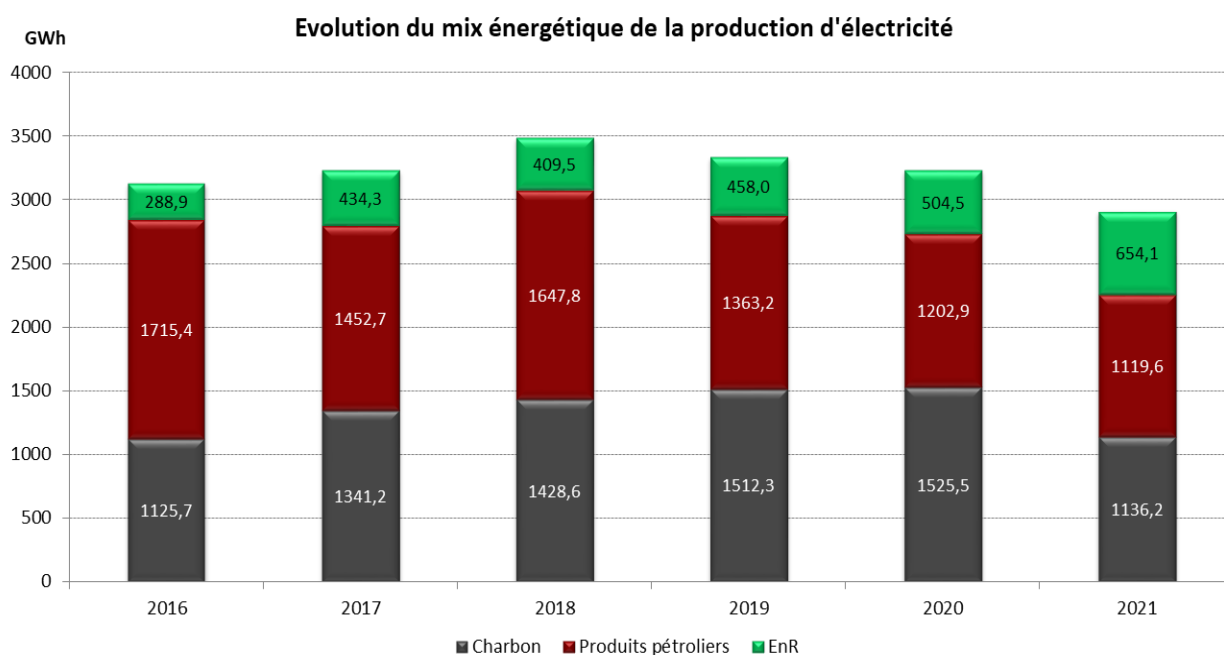


⁹ Observatoire de l'énergie – DIMENC 2021

Le net recul de la part produite à partir du charbon est lié à une utilisation amoindrie des unités de production correspondantes (KNS, PronyEnergies) pour cause d'avaries et d'opérations de maintenance. La régression de la production à base de produits pétroliers provient d'une nette diminution de la part produite à partir du fioul lourd (-19,6%) en raison d'une disponibilité réduite de la centrale de Doniambo (maintenance et avaries).

La production d'électricité à partir des énergies renouvelables progresse à nouveau considérablement en 2021 (+29,7% ; + 149,6 GWh). En fonction de conditions saisonnières (pluviométrie/hydraulicité, vent) plus ou moins favorables, les productions des filières hydroélectrique et éolienne évoluent respectivement de +39,3% (+120 GWh) et -15,5% (-7,8 GWh). Ce recul de la filière éolienne est contrebalancé par une production photovoltaïque progressant à nouveau notablement de +24,7% (+ 36,8 GWh) en 2021, en lien avec le développement continu des moyens de production. Six nouvelles centrales solaires ont ainsi été mises en service sur l'année, pour une puissance installée supplémentaire de 24 MW. La poursuite du fort développement des installations de deuxième catégorie sur toiture, dédiées à l'autoconsommation et/ou à la revente au réseau du surplus d'énergie produit, contribue en outre de manière significative à la montée en puissance de la filière avec environ 45,7 MW installés à fin 2021 contre 28,3 MW à fin 2020.

Entre 2016 et 2021, la production d'électricité annuelle s'établit en moyenne à 3220,1 GWh, avec une tendance haussière de 2016 à 2018 avant un recul observé à compter de 2019, les régressions observées sur 2020 et surtout 2021 étant toutefois à mettre en lien avec l'impact des épisodes Covid sur les besoins en électricité durant ces deux années. Les parts produites à partir du charbon, des produits pétroliers et des EnR représentent respectivement en moyenne 41,7%, 43,9% et 14,4% de la production globale, la progression de la part EnR étant essentiellement portée par le développement et l'apport accru du photovoltaïque.



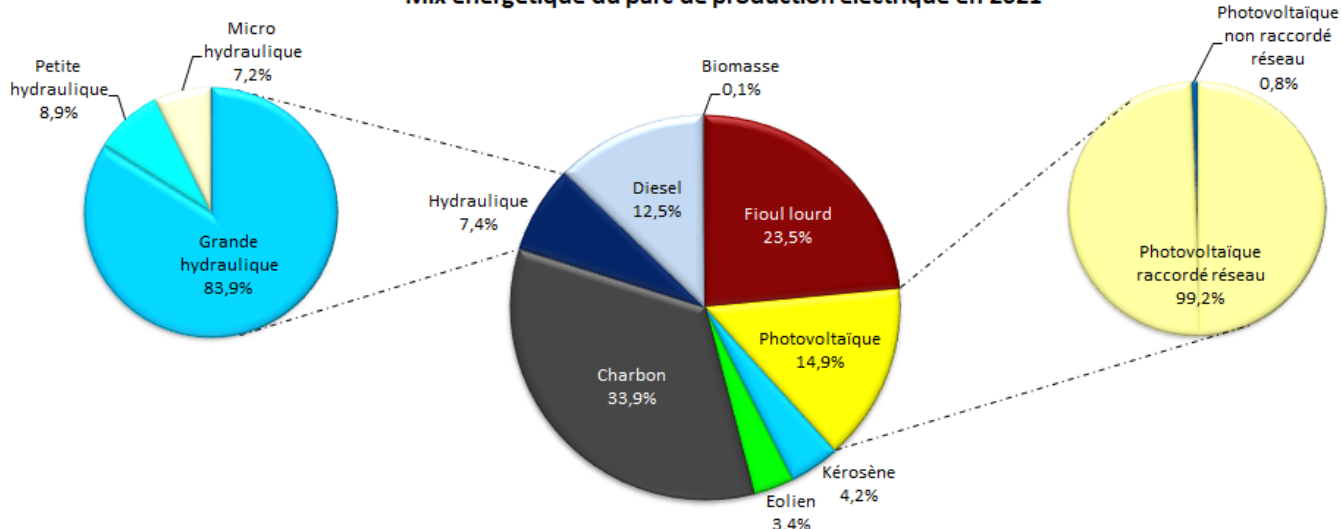
6. PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE

➤ PUISSANCE INSTALLEE

La production d'électricité de la Nouvelle-Calédonie est assurée à la fois par des centrales thermiques et par des énergies renouvelables représentant respectivement 74,1% et 25,9% de la puissance installée

totale, laquelle se monte en 2021, y compris unités de production du secteur métallurgique, à 1090,3 MW.

Mix énergétique du parc de production électrique en 2021



- Puissance installée disponible pour la distribution publique au 31/12/2021 : Grande Terre : 447,5 MW – Iles : 20,6 MW.
- Puissance autorisée (dont installations en cours de réalisation) en panneaux photovoltaïques au 31/12/2021 (centrale P.V. au sol et installations P.V. sur toiture) : 291,1 MWc.

7. CONSOMMATION ELECTRIQUE

➤ CONSOMMATION ELECTRIQUE 2021 : 2843,6 GWh (244,6 Ktep)

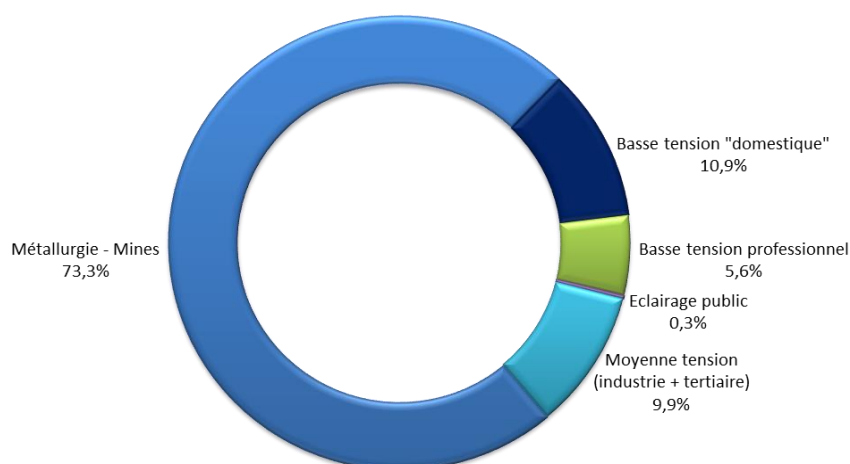
La consommation finale d'électricité de la Nouvelle-Calédonie (y compris autoconsommation du secteur métallurgique) s'élève pour l'année 2021 à 2843,6 GWh (244,6 ktep), soit une baisse conséquente de -10,2% par rapport à 2020.

La consommation des branches métallurgique et minière constitue 73,3% de l'électricité consommée en Nouvelle-Calédonie avec 2084 GWh, soit une nette diminution de -13,6%.

La consommation des usines métallurgiques (dont l'autoconsommation) se monte à 2052 GWh et régresse notablement de -13,8%, en lien avec la réduction d'activité engendrée par la crise Covid. La consommation des sites miniers s'établit à 31,9 GWh et reste stable (+2,7% par rapport à l'année précédente).

La consommation de la distribution publique (basse tension et moyenne tension à usage professionnel), intégrant l'autoconsommation d'électricité produite à partir des installations photovoltaïques sur toiture des particuliers et professionnels, représente 26,7% des besoins et s'élève à 759,6 GWh, soit une évolution de +0,9% par rapport à 2020.

Ventilation de la consommation d'électricité en 2021

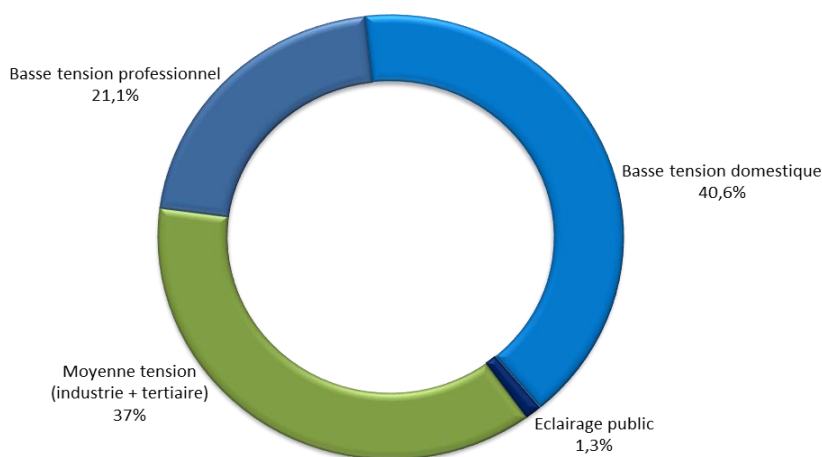


Concernant les usages constitutifs de la distribution publique, la "basse tension à usage domestique" (308,7 GWh), la "basse tension à usage professionnel" (160,6 GWh) ainsi que la "basse tension éclairage public" (8,9 GWh) évoluent respectivement de +3,2%, +1,2% et -11,2%.

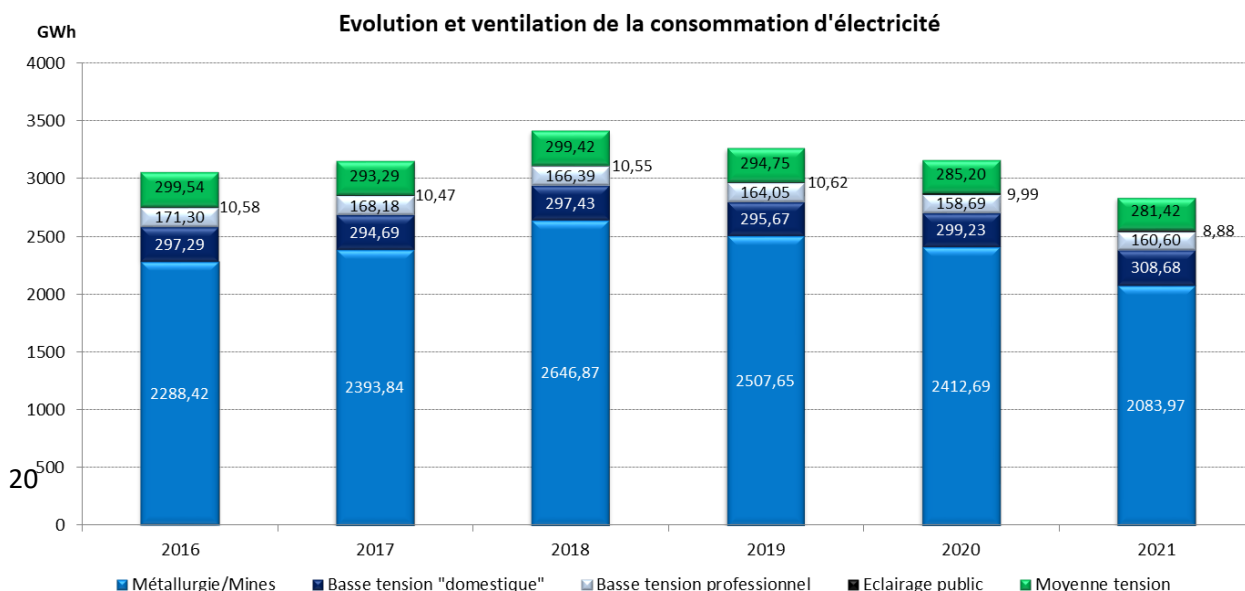
L'évolution des usages domestique peut être liée aux périodes de confinement survenues en 2021, favorisant un accroissement des besoins à domicile. Les besoins de la "moyenne tension à usage professionnel" (281,4 GWh) évoluent par ailleurs de -1,3%, les consommations des secteurs industriel (hors métallurgie/mines) et tertiaire évoluant respectivement de -0,8% et -1,6% par rapport à 2020.

En corrélation avec la répartition géographique de la population et des activités économiques, les provinces Sud, Nord et Iles constituent respectivement 66,6%, 32,7% et 0,7% de la consommation d'électricité totale, leur consommation respective évoluant par ailleurs de -9,6%, -11,4% et -2,7%. A l'instar de 2020, la baisse de consommation notable observée dans les provinces Nord et Sud est principalement liée au recul des besoins des usines métallurgiques, ces derniers constituant respectivement 86,8% et 65,8% de la consommation totale d'électricité enregistrée en provinces Nord et Sud sur l'année 2021.

Ventilation de la consommation d'électricité de la distribution publique en 2021



Entre 2016 et 2021, la consommation finale d'électricité s'établit en moyenne à 3155,1 GWh avec une tendance haussière jusqu'en 2018 puis un recul amorcé à partir de 2019, les consommations des années 2020 et surtout 2021 étant toutefois impactée par un contexte sanitaire exceptionnel. On remarque notamment que l'évolution de la consommation totale d'électricité est fortement corrélée à celle des besoins du secteur métallurgique, compte tenu de la part prépondérante de ces derniers.

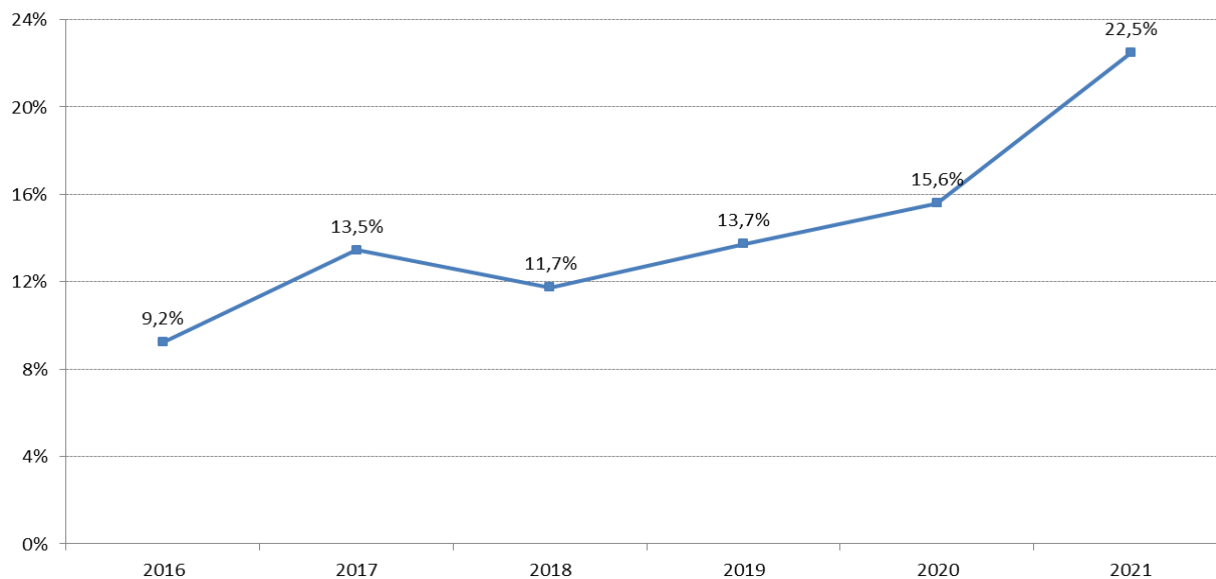


8. DES ENERGIES RENOUVELABLES AU SEIN DU SECTEUR ELECTRIQUE

➤ **RATIO PROD.ENR/PROD.TOTALE 2021 : 22,5%**

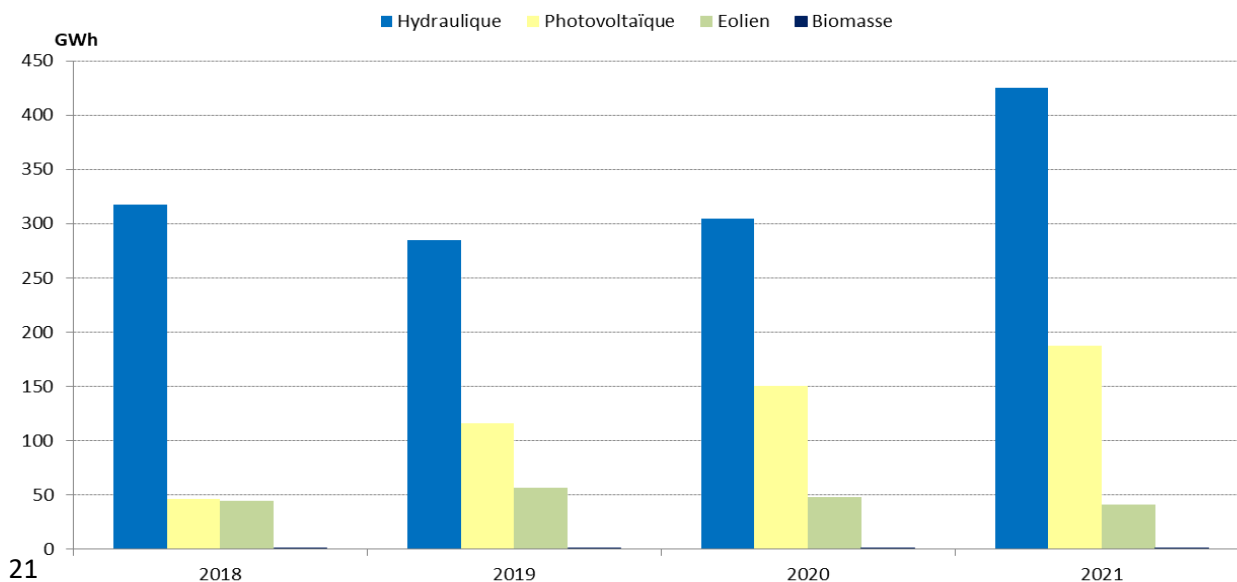
Le taux de pénétration des énergies renouvelables dans la production électrique totale du territoire se monte en 2021 à 22,5% contre 15,6% en 2020. La progression observée s'explique par l'essor continu de la production photovoltaïque, conjugué à un regain de l'hydroélectricité et à une baisse de la production thermique du secteur métallurgique liée à une régression des besoins.

**Evolution de la part de production d'origine EnR
sur la production d'électricité totale du territoire**



Grâce au verdissement des unités de production initié ces dernières années avec notamment un fort développement du secteur photovoltaïque, ainsi qu'à une année 2021 prolifique à la production hydroélectrique, la part d'électricité produite à partir des EnR affiche ainsi une progression annuelle moyenne de +17,2% entre 2019 et 2021. On notera que le parc de production photovoltaïque raccordé au réseau (centrales au sol et installations sur toiture) s'est largement accru de 65,4 MW sur la même période (+41 MW en 2021).

Evolution de la production électrique d'origine EnR par filière



9. LE FONDS D'ÉLECTRIFICATION RURAL (FER)

Depuis 1983, le fonds d'électrification rurale (FER) est employé pour financer en partie des extensions des réseaux de distribution, des micro-réseaux isolés ou l'installation de centrales individuelles de production électrique d'origine renouvelable. Au total depuis le début du FER, environ 10 300 foyers ont été équipés, représentant un montant d'environ 22,6 milliard F CFP.

A partir des données des communes, on peut estimer le taux de couverture à 97,4 % sur les communes adhérentes. On constate ainsi qu'il reste environ 579 foyers domestiques ou à caractère économique existants (entreprise, école, maison commune ou station de pompage) qui ne sont pas raccordés au réseau général à ce jour. Le coût global d'électrification des foyers existants s'élève à environ 3,7 milliards de francs CFP dont 2,6 milliards de francs CFP pourraient être financés par le FER sur la base des critères de financement actuels.

Objectifs et actions du FER

En 1983, la moitié seulement des foyers ruraux, soit 7 000 environ, bénéficiaient de l'électricité par le réseau public de distribution. La nécessité est apparue à cette époque, de mettre à la disposition des communes et syndicats de communes, des moyens de financement supplémentaires pour faire évoluer cette situation.

Le FER intervient en subventionnant des travaux d'extension du réseau de distribution, mais aussi, dans le cas de foyers très isolés, en finançant l'installation de centrale individuelle de production électrique d'origine renouvelable. Un dispositif unique à la Nouvelle-Calédonie permet alors aux bénéficiaires de devenir abonnés des sociétés de distribution (EEC et ENERCAL) et de privilégier d'un service de maintenance et d'assistance au même titre que ceux du réseau.



Plan pluriannuel d'électrification rurale 2018 à 2022

Le gouvernement fixe par arrêté le plan pluriannuel d'électrification rurale. Il détermine ainsi le montant global du plan, la façon dont il est ventilé par province, il précise les critères d'éligibilités et les règles à suivre pour définir le montant des subventions allouées.

Le plan actuellement en vigueur couvre la période de 2018 à 2022. Ce plan, d'un montant de 700 millions de francs CFP par an pendant 5 ans et comprenant la participation des concessionnaires de distribution d'énergie électrique, a pour objectif de desservir des foyers domestiques et des installations à caractère économique. Ce plan a été construit sur la base d'un inventaire des habitats existants restant à électrifier réalisé en 2017. Cet inventaire a mis en évidence 745 foyers existants à électrifier, dont les coûts d'électrification sont finançables à hauteur de 3,7 milliards de francs CFP par le FER, au regard des critères de financements.

L'enveloppe de 700 millions de francs CFP est répartie comme suit :

- pour les communes et leurs groupements de la province Nord : 160 millions de francs CFP

- pour les communes et leurs groupements de la province Sud : 470 millions de francs CFP
- pour les communes et leurs groupements de la province des îles : 70 millions de francs CFP

Cette répartition peut être ajustée si un accord intervient entre les communes.

Les ressources du fonds

Les recettes du fonds sont constituées d'une part par le produit de la taxe sur l'électricité due par les distributeurs publics d'énergie électrique et d'autre part par le versement consenti par les communes ou leurs groupements adhérents au FER.

Plus précisément, les distributeurs d'énergie sont redevables de la taxe sur l'électricité comme suit :

- 5 % sur les recettes provenant de l'énergie BT (hors éclairage public) distribuée sur le territoire d'une commune comportant une population, sans double compte, de plus de 13 000 habitants.

- 1 % sur les recettes provenant de l'énergie BT (hors éclairage public) distribuée sur le territoire d'une commune comportant une population, sans double compte, de moins de 13 000 habitants.

En 2019, 74,4% de ces recettes ont été affectées au fonds d'électrification rurale, le reste à l'Agence Calédonienne de l'Energie.

La participation des communes adhérentes au FER correspond à un pourcentage du montant des ventes d'énergie électrique tel que défini pour l'application de la taxe communale sur l'électricité. Ce pourcentage est fixé à 4 % de l'assiette de la taxe communale sur l'électricité pour les communes et à 3 % pour les groupements de communes.

Les ressources du fonds sont utilisées à la couverture des dépenses afférentes à des programmes d'électrification rurale par l'octroi de subventions ou la prise en charge de l'amortissement d'emprunts contractés pour cet objet par des collectivités publiques.

Kit photovoltaïque pour les habitats isolés

Lorsque le coût d'électrification d'un habitat selon une solution filaire est trop élevé, le fonds d'électrification rurale finance l'intégralité d'un kit photovoltaïque comprenant le système de batterie pour assurer le stockage de l'électricité et donc la continuité de la fourniture d'énergie électrique de l'habitat.



Focus sur le programme FER 2021

Suite au retrait du SIVM SUD au 31 décembre 2020, à partir du programme FER 2021, l'enveloppe initiale de la province Sud de 160 millions de F CFP est réduite à 80 millions de F CFP, soit l'équivalent de la participation du SIVM SUD aux recettes du FER.

Le tableau suivant présente la répartition du budget 2021 entre les différentes communes ou SIVM du territoire. Ce programme 2021 va permettre l'électrification de 207 foyers, dont 37 avaient été recensés dans l'inventaire 2017. Parmi ces 207 foyers, 70 vont être équipés de kits photovoltaïques.

Le coût global d'électrification est estimé à 1 milliards de francs CFP, dont :

- 478 millions sont financés par le FER 2021 ;

- 298 millions sont financés par des reliquats issus d'opérations achevées ou annulées ;
- 232 millions sont financés par les communes, les provinces et les bénéficiaires.

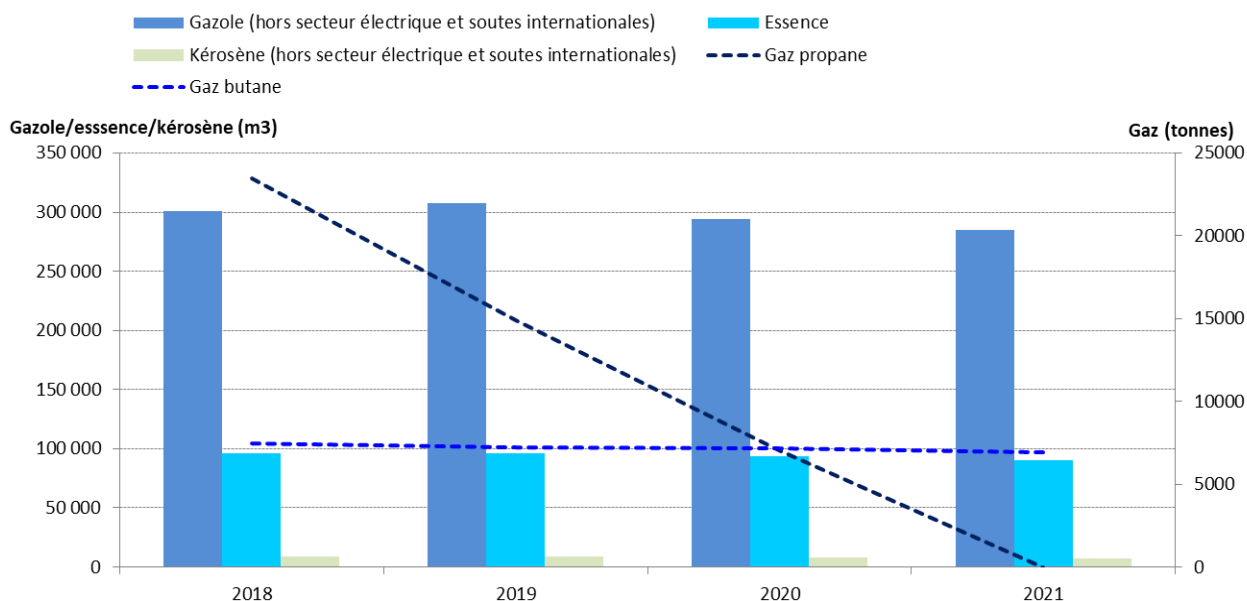
	COUT TOTAL PROJET	FER 2021	RELIQUATS	AUTRES	FOYERS D'HABITAT CONSTATES	FOYERS ECONOMIQUES CONSATES	TOTAL CONSTATE	FOYRS SUR INVENTAIRE 2017
PROVINCE ILES LOYAUTE								
MARE	89 103 365	57 880 000	12 319 758	18 903 607	13	0	13	0
Total PROVINCE ILES LOYAUTE	89 103 365	57 880 000	12 319 758	18 903 607	13	0	13	0
PROVINCE NORD								
CANALA	29 283 000	29 283 000	0	0	6	1	7	5
KAALA-GOMEN	43 300 000	35 493 425	0	7 806 575	9	1	10	0
KONE	65 730 000	20 652 285	41 802 268	3 275 447	16	0	16	0
KOUAOUA	65 475 000	28 812 836	35 217 164	1 445 000	13	0	13	0
OUEGOA	53 091 310	41 461 310	4 700 000	6 930 000	6	1	7	0
POUEMBOUT	20 890 000	17 340 000	3 550 000	0	5	1	6	1
POUM	45 980 000	21 197 305	24 302 695	480 000	7	0	7	0
POYA	37 210 000	12 110 000	24 090 000	1 010 000	11	1	12	7
SIVM EST	302 540 000	125 938 999	63 731 001	112 870 000	51	0	51	8
VOH	29 730 000	14 589 192	11 810 808	3 330 000	8	0	8	1
Total PROVINCE NORD	693 229 310	346 878 352	209 203 936	137 147 022	132	5	137	22
PROVINCE SUD								
BOURAIL	36 600 000	27 195 868	844 793	8 559 339	5	0	5	0
ILE DES PINS	12 260 000	5 100 134	1 399 866	5 760 000	1	0	1	0
SIVM SUD	89 930 000	0	64 827 860	25 102 140	23	1	24	2
THIO	56 930 000	26 613 998	0	30 316 002	18	0	18	13
YATE	31 530 000	14 590 000	10 000 000	6 940 000	9	0	9	0
Total PROVINCE SUD	227 250 000	73 500 000	77 072 519	76 677 481	56	1	57	15
Total général	1 009 582 675	478 258 352	298 596 213	232 728 110	201	6	207	37

CONSOMMATION D'HYDROCARBURES

1. CONSOMMATION

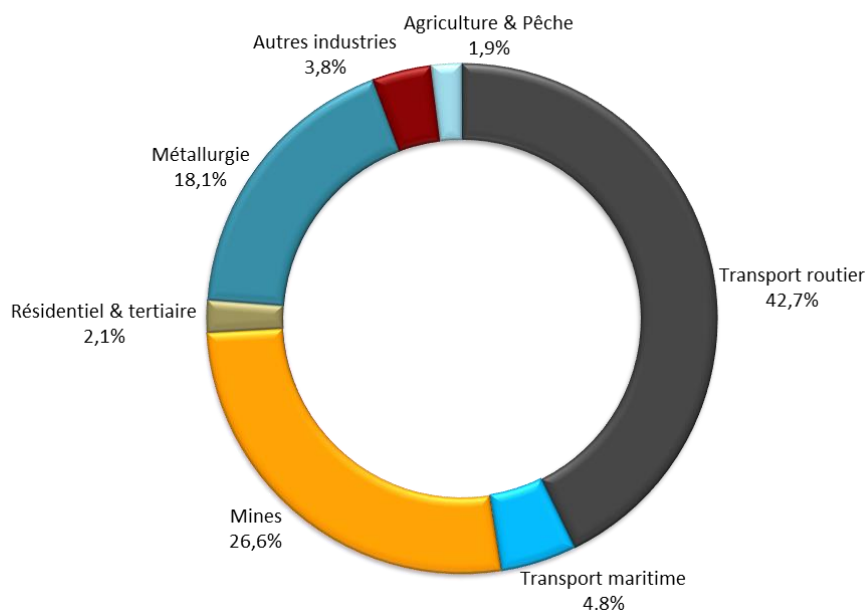
La consommation finale d'hydrocarbures de la Nouvelle-Calédonie (hors production d'électricité et soutage international) s'établit en 2021 à 473 496 m³ (-5,4% par rapport à 2020). Les consommations finales de gazole, d'essence, de kérosène et de gaz représentent respectivement 284 571 m³, 90 563 m³, 7 469 m³ et 12 622 m³ (6 943 tonnes), le solde étant constitué par la consommation finale de fioul lourd (78 271 m³ soit 73 563 tonnes).

Evolution de la consommation finale de gazole, d'essence, de kérosène et de gaz



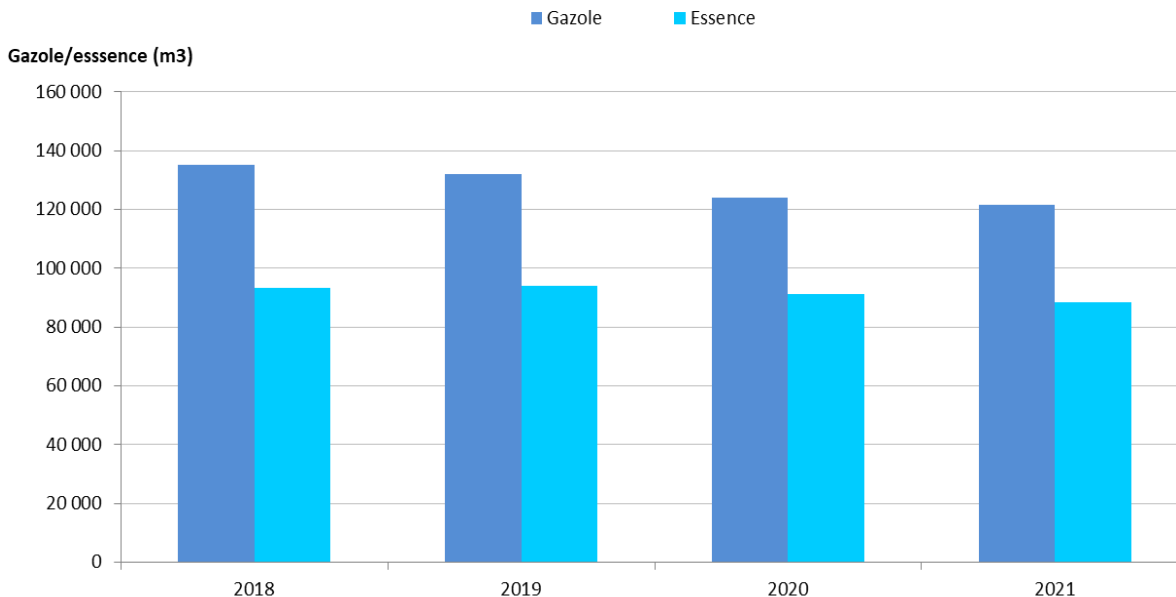
L'essence est utilisée quasi intégralement pour le secteur des transports (99,8%), celui-ci constituant par ailleurs 47,5% des besoins en gazole, produit par ailleurs consommée dans le cadre de secteurs d'activité beaucoup plus diversifiés.

Ventilation de la consommation finale de gazole en 2021



Concernant le transport routier plus spécifiquement, celui-ci représente ainsi 97,9% de la consommation finale d'essence et 42,7% de la consommation finale de gazole.

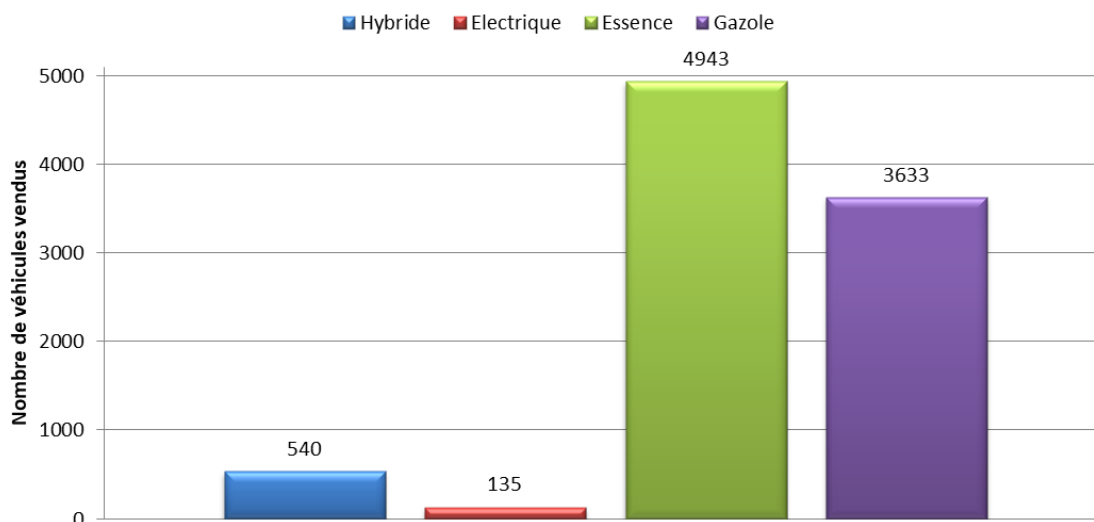
Evolution de la consommation de gazole et d'essence du transport routier



2. EVOLUTION DU PARC DE VEHICULES

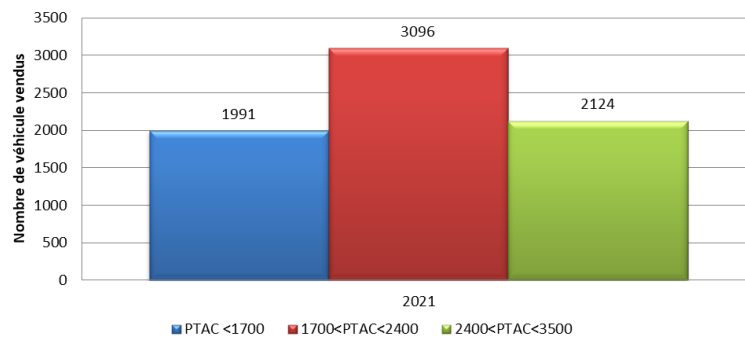
Les véhicules essence sont les plus répandus sur le territoire représentant 53% des immatriculations en 2021, suivi des véhicules gazole (39% des immatriculations). La part des véhicules hybrides et électriques est en augmentation par rapport aux années précédentes mais reste faible avec respectivement 6 % et 1,5 % des immatriculations en 2021.

Evolution des immatriculations de véhicules par motorisation en 2021



En 2021 la majorité des véhicules immatriculés (43%) sont de type berline/petits SUV¹⁰. Les véhicules type citadine représentent 28% des immatriculations et les véhicules types SUV/pick up représentent 29 % des immatriculations.

Evolution des immatriculations de véhicule par gabarit en 2021



PTAC: Poids Total Autorisé en Charge

- PTAC < 1700 : Citadines

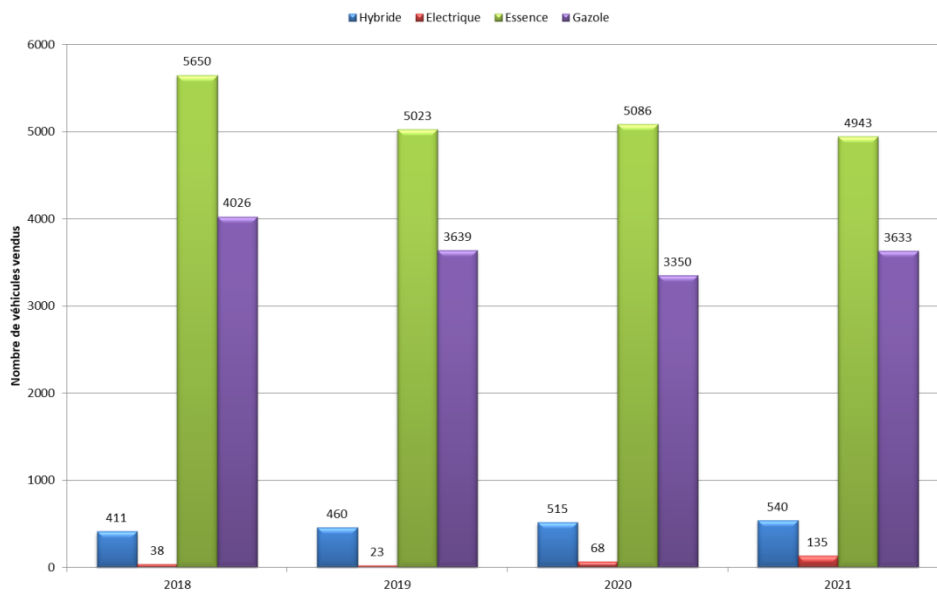
- 1700 < PTAC < 2400 : Berlines, petits SUV

- 2400 < PTAC < 3500 : SUV, Pick-up

Le nombre total de véhicule immatriculé en 2021 est de 9251, soit une légère augmentation par rapport à 2020 (9019).

Le nombre d'immatriculation de véhicules hybride et électrique est en hausse depuis 2017. Le nombre d'immatriculation des véhicules hybrides et électriques a notamment bondi depuis 2017 passant respectivement de 175 à 540 et de 22 à 135.

Evolution des immatriculations de véhicule par motorisation



¹⁰ Véhicule utilitaire sport

PRODUCTION DE CHALEUR

Le solaire thermique permet de produire de la chaleur à partir de capteurs exploitant l'énergie solaire. Il permet notamment la production d'eau chaude pour les besoins en eau chaude sanitaire pour les secteurs résidentiels, industriels et hôteliers.

L'utilisation d'un chauffe-eau solaire permet de substituer l'électricité ou le gaz consommé pour la production d'eau chaude sanitaire. Ce faisant, les chauffe-eaux solaires constituent une solution avantageuse pour la maîtrise de l'énergie électrique, et un levier de réduction de la dépendance énergétique du territoire aux énergies fossiles.



La Nouvelle-Calédonie bénéficie d'un ensoleillement très élevé (environ 2 000 kWh/m²/an) très propice au développement de la filière solaire thermique.

Selon le recensement de la population de 2014, 21 00 logements étaient équipées d'un chauffe-eau solaire soit 25% de l'ensemble des logements de Nouvelle-Calédonie¹¹.

¹¹ ISEE

CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE

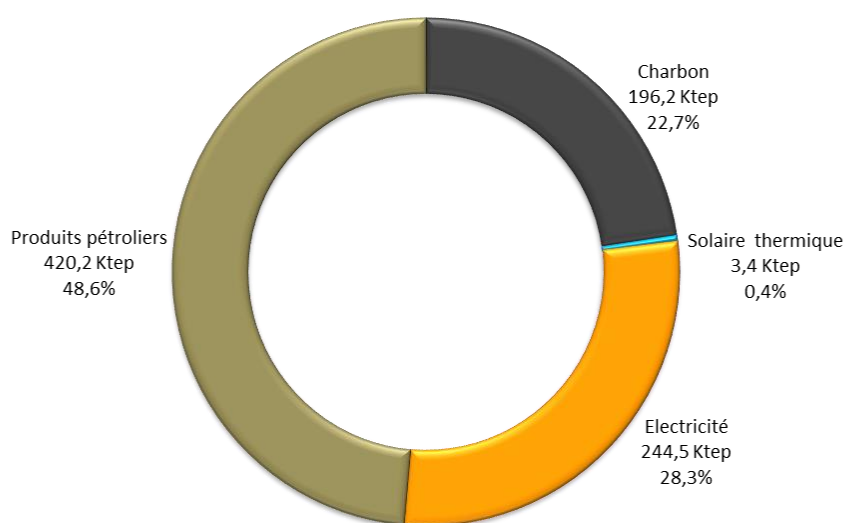
CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE 2021: 10 050,4 GWh (864,3 Ktep)

1. CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE TOTALE

La consommation d'énergie finale totale de la Nouvelle-Calédonie se monte à 864,3 Ktep en 2021, soit une évolution de -8% par rapport à 2020.

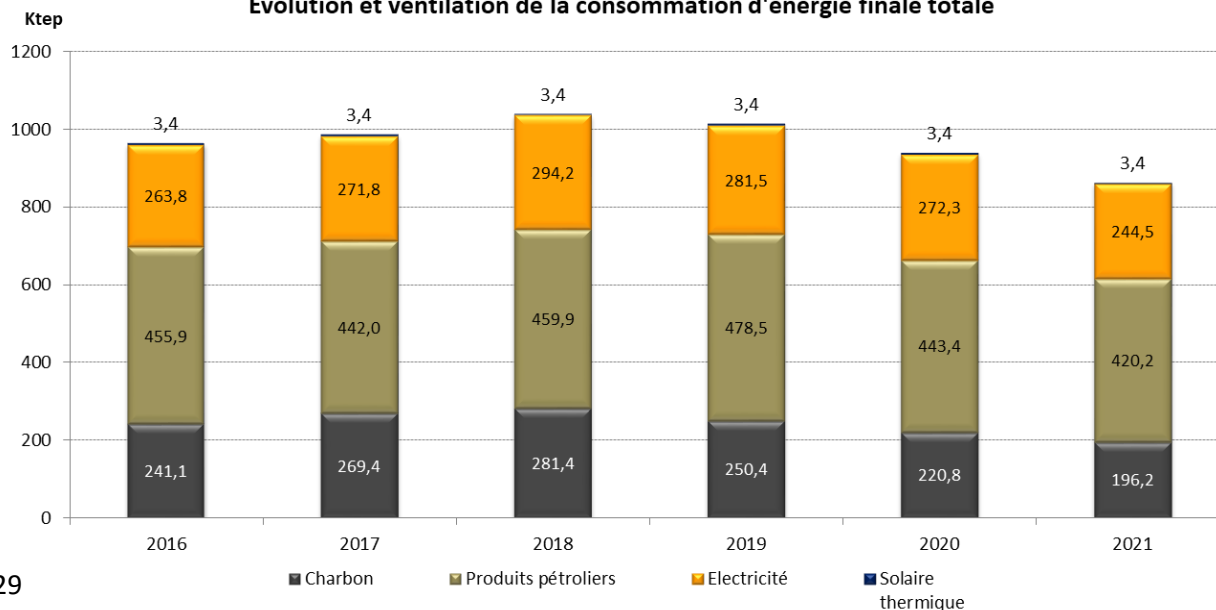
L'énergie finale est majoritairement consommée sous forme de combustibles fossiles (71,3% dont 48,6% pour les produits pétroliers et 22,7% pour le charbon), le solde de la consommation finale étant constitué par l'électricité (28,3%) et l'énergie solaire thermique pour la production d'eau chaude sanitaire (0,4%).

Ventilation de la consommation d'énergie finale totale en 2021



Entre 2016 et 2021, la consommation d'énergie finale totale s'établit en moyenne à 967,9 Ktep, en progressant de manière continue de 2016 et 2018 avant d'amorcer un léger retrait observé à partir de 2019. Après celui observé en 2020, le nouveau recul de la consommation finale enregistrée en 2021 reflète une régression globale des besoins finaux (charbon, produits pétroliers et électricité) amplifiée par la crise sanitaire, notamment au niveau du secteur métallurgique, principal consommateur.

Evolution et ventilation de la consommation d'énergie finale totale

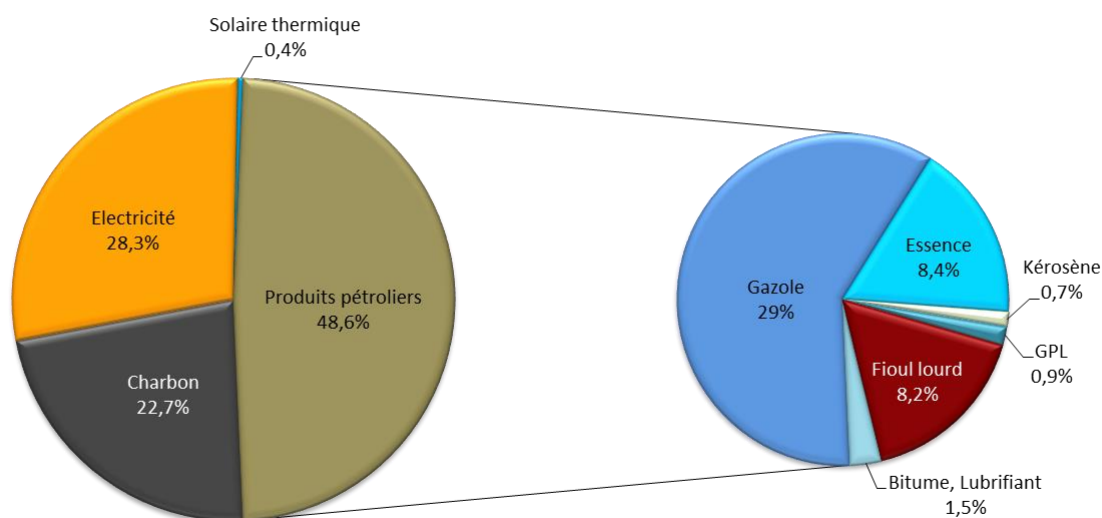


2. CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE PAR PRODUIT

La consommation finale de ressources fossiles décroît de -7,2%, les consommations finales de produits pétroliers et de charbon évoluant respectivement de -5,2% et -11,1% par rapport à l'année précédente. Concernant la consommation finale d'électricité, celle-ci régresse par ailleurs de -10,2%.

La consommation finale de charbon correspond aux besoins de la branche métallurgique et s'élève à 196,2 Ktep en 2021. La baisse de consommation observée est principalement générée par une régression notable des besoins énergétiques et non énergétiques (process pyrométallurgique) de la SLN, en lien avec la récession de l'activité durant la crise Covid.

Ventilation de la consommation d'énergie finale par produit en 2021



Concernant les produits pétroliers, la consommation finale d'hydrocarbures recule de -4,7%. Les consommations finales de fioul lourd (70,6 Ktep), de gazole (250,4 Ktep) et d'essence (72,7 Ktep) évoluent respectivement de -1,2%, -3,3% et -3,2% en 2021 et totalisent ainsi 96,6% de la consommation finale totale d'hydrocarbures (soit 45,5% de la consommation finale totale). Du fait du contexte sanitaire rencontré en 2021, la régression des besoins finaux en gazole provient d'une baisse des consommations observée dans la majorité des principaux secteurs consommateurs de ce produit (mines et autres industries, transport routier et maritime, agriculture et pêche). La régression des consommations finales d'essence est également liée à un recul des besoins du transport routier, représentant la quasi-intégralité des usages. La relative stabilité des consommations finales de fioul lourd peut s'expliquer par une augmentation des besoins métallurgiques contrebalançant une baisse du recours au charbon dans ce secteur.

La consommation finale de GPL s'établit en 2021 à 7,8 Ktep et régresse de moitié (-51,1%) par rapport à 2020. Cette évolution coïncide avec l'arrêt des besoins conséquents en propane de l'usine PRNC suite à l'arrêt de sa raffinerie. La consommation de butane, principalement dédiée aux besoins du secteur résidentiel et tertiaire, évolue en outre de -2,9% par rapport à 2020.

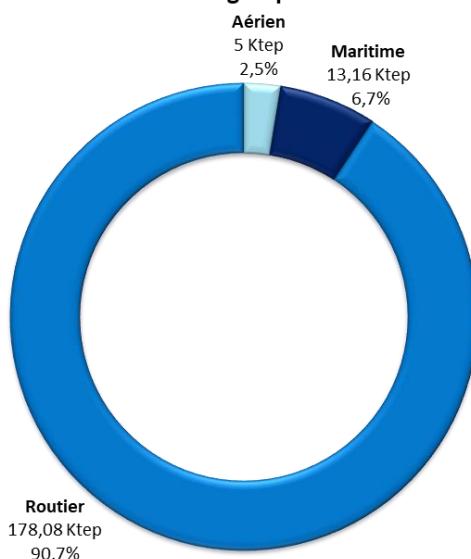
La consommation finale de kérosène se monte à 5,9 Ktep en 2021 et diminue de -5,1% du fait d'une régression des besoins en carburacteur du transport aérien domestique de -6,3%, en lien avec la suspension des vols intervenue durant la crise Covid.

3. CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE SECTORIELLE

Hors secteurs métallurgique et minier, le transport demeure la branche prépondérante de la demande énergétique finale (22,7%) avec une consommation de 196,2 Ktep en 2021, soit une évolution de -3,7%. Cette dernière est générée, compte tenu du contexte lié à la crise sanitaire, par une réduction de la demande de l'ensemble des composantes du secteur. Les besoins du transport routier (-2,4%) et du transport maritime (-17,3%) constituent respectivement 90,7% et 6,7% de la demande totale du secteur, le solde correspondant au transport aérien domestique (2,5% des besoins), dont la consommation en carburéacteur et en essence aviation régresse de -6,9%.

Le secteur des transports, exclusivement consommateur d'hydrocarbures liquides, constitue ainsi 59,3% de la demande globale en essence et gazole, et 46,7% de la consommation finale totale de produits pétroliers.

Ventilation de la consommation énergétique finale du secteur des transports

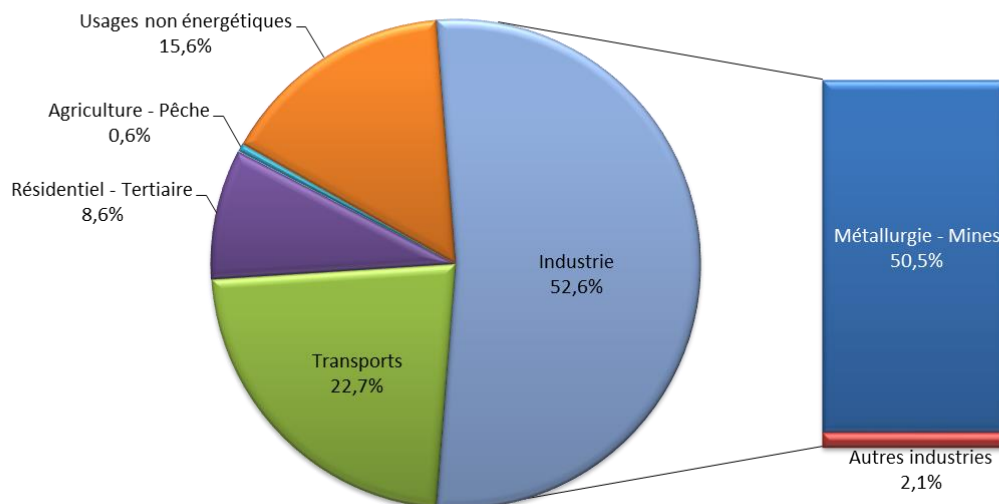


L'industrie reste le principal secteur consommateur d'énergie finale avec 52,6% des besoins totaux et une consommation de 454,3 Ktep en 2020, soit une baisse de -11,6%. La demande énergétique du secteur de l'industrie provient très majoritairement de la branche métallurgique totalisant 80,8% des besoins, le solde de la consommation étant réparti entre l'activité minière (15,3%) et les industries autres (3,9%). Les combustibles fossiles constituent 58,8% des consommations de l'industrie (dont 42,4% pour les produits pétroliers et 16,4% pour le charbon), la part restante correspondant à l'électricité (41,2%).

Le recul de la consommation finale de l'industrie observée en 2021 s'explique principalement par une diminution conséquente des besoins de la métallurgie (-13,3%), les consommations de produits pétroliers, de charbon et d'électricité régressant respectivement de -6,4%, -21,1% et -13,8%.

Les besoins finaux de la branche minière et des industries autres baissent également de -3,2% et -5,3%, ces évolutions correspondant à un recul équivalent des consommations de gazole pour le secteur minier (-3,4%) et à une diminution des besoins en produits pétroliers pour les industries autres (-8,7%).

Ventilation de la consommation d'énergie finale sectorielle en 2021



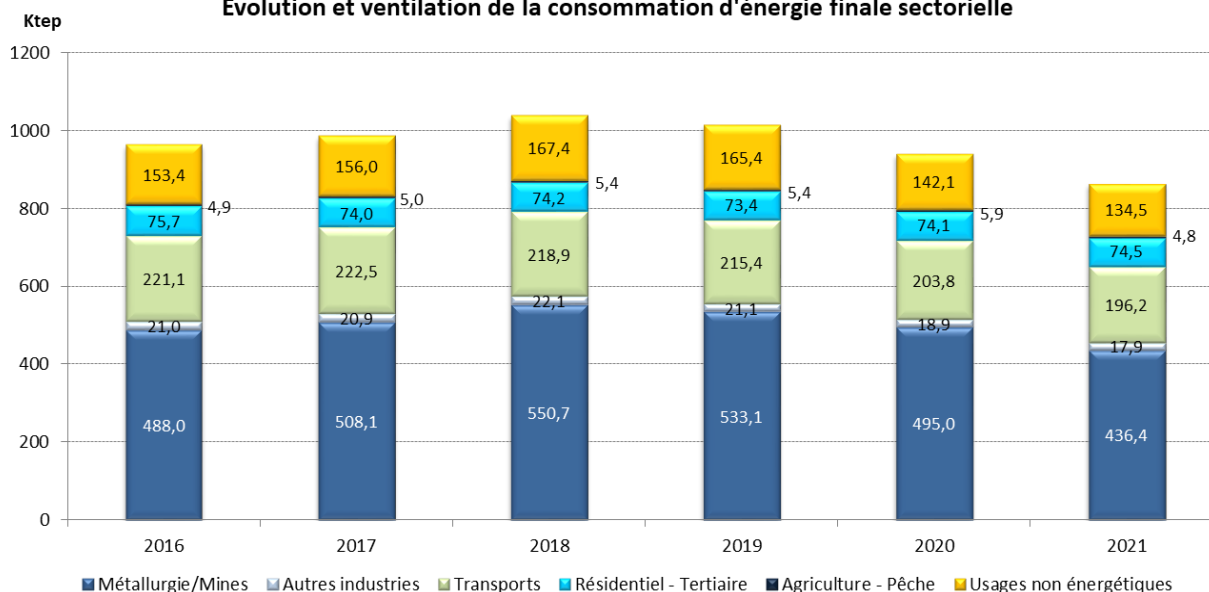
La demande énergétique finale du secteur résidentiel et tertiaire se monte à 74,5 Ktep en 2021 et demeure stable par rapport à l'année précédente (+0,5%).

Ce secteur consomme majoritairement de l'électricité (77%) pour la production d'eau chaude sanitaire, la climatisation, l'éclairage et autres usages spécifiques (équipements, divers, etc...) ainsi que des produits pétroliers (18,5%) essentiellement utilisés pour les besoins en eau chaude sanitaire et en cuisson, le gaz butane constituant notamment 56,3% des usages du secteur en produits pétroliers. Les consommations liées au solaire thermique (production d'eau chaude sanitaire) sont également comptabilisées pour ce secteur et représentent 4,5% de sa consommation globale.

La consommation énergétique finale du secteur de l'agriculture et de la pêche, liée intégralement à des besoins en gazole, se monte à 5 Ktep en 2021, soit une régression notable de -17,4% de la demande en carburant de ce secteur par rapport à l'année précédente.

Enfin, la consommation finale liée aux usages non énergétiques, correspondant pour 90,5% aux usages pyrométallurgiques de charbon et d'anhracite, s'établit en 2021 à 134,5 Ktep et recule de -5,3%, du fait d'une baisse conséquente des besoins en charbon de la SLN pour le process de traitement du minerai. Le solde de la consommation finale non énergétique est constitué par les usages de bitumes et lubrifiants (9,5%).

Evolution et ventilation de la consommation d'énergie finale sectorielle



EMISSIONS DE CO₂

1. EMISSIONS DE CO₂ TOTALES

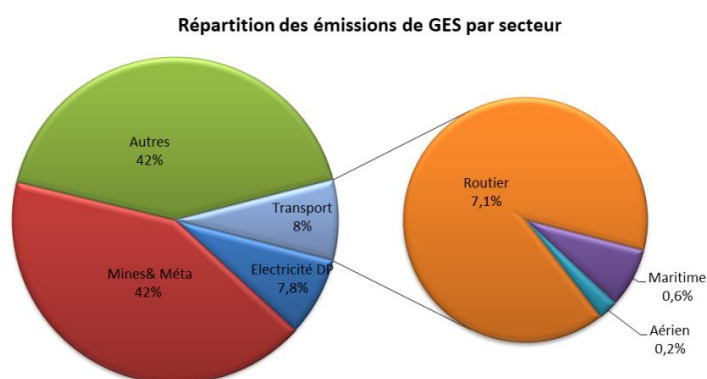
EMISSIONS TOTAL DE GES EN 2021 : 7310 KT EQ CO₂

Les émissions de GES ont diminuées de 5% par rapport à 2020. Cette baisse est liée à la diminution des consommations énergétiques. Plusieurs hypothèses peuvent expliquer cela :

- Baisse général de l'économie

La Mines et la métallurgie sont les premiers secteurs émetteurs de CO₂ avec 3067 kt eq CO₂ (39%). Le secteur des transports est le second secteur émetteur de CO₂ avec 582 kt eq CO₂ (8 %), suivi du secteur de la production d'électricité pour la distribution publique avec 571 kt eq CO₂ (7,8%).

Le secteur « autres » regroupe l'ensemble des secteurs qui n'ont pas pu être détaillé pour cette estimation (solvant, traitement des déchets, agriculture, résidentiel, UTCF).



- Emissions directes de CO₂ par habitant :

27 t eq CO₂/hab./an

- Emissions directes de CO₂ par habitant, hors mines et métallurgies :

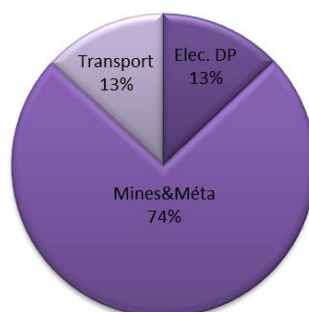
15,6 t eq CO₂/hab./an

2. EMISSIONS DE CO₂ LIEES A LA COMBUSTION DES PRODUITS ENERGETIQUES

EMISSIONS DE GES DU SECTEUR ENERGETIQUE EN 2021: 4414 KT EQ CO₂

Les émissions de GES du secteur énergétique ont diminuées de 1% par rapport à 2020. La répartition par secteur reste néanmoins similairement la même avec 74% des émissions dues à la Mine & Métallurgie (73%) et les autres industries (1%), 13% liée aux transports et 13% liées à la distribution publique d'électricité.

Répartition des émissions de GES du secteur énergétique



ASPECTS ECONOMIQUES DE L'ENERGIE

Contexte réglementaire

La réglementation des prix de l'énergie vise plusieurs objectifs :

- Un objectif de pérennité financière pour l'ensemble des acteurs des marchés des produits pétroliers et du système électrique, qui doivent pouvoir anticiper des revenus stables dans le temps sur des horizons pluriannuels afin de garantir leur capacité à mettre en œuvre les moyens nécessaires à leurs missions.
- Un objectif d'efficacité économique, qui doit prévenir la dérive des coûts d'exploitation des opérateurs.
- Un objectif politique et social : compte tenu de l'importance du secteur énergétique dans l'économie locale et du caractère de service public, les pouvoirs publics doivent pouvoir maîtriser l'impact des coûts sur les consommateurs finaux afin d'accompagner des politiques publiques autres.

1. PRIX PUBLICS DE L'ELECTRICITE

Système tarifaire

Le système tarifaire en vigueur régle l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur électrique :

- Le modèle tarifaire organise les flux financiers entre les différents acteurs de la chaîne et fixe le niveau de rémunération des activités régulées associées. Le modèle intègre des paramètres de correction permettant d'insensibiliser les revenus des gestionnaires de réseaux aux volumes de vente.
- Le modèle tarifaire applique le principe de péréquation tarifaire : les tarifs appliqués au niveau des réseaux de transport et de distribution sont donnés par la grille tarifaire et s'appliquent uniformément sur l'ensemble du territoire. Ce principe impose l'application de paramètres correctifs conduisant à des flux financiers entre les gestionnaires de réseau pour compenser l'hétérogénéité de leurs coûts (production et distribution)

Grille tarifaire du transport

Les tarifs publics de l'électricité au sortir du réseau de transport sont actualisés chaque trimestre. Les tarifs de transport intègrent l'ensemble des coûts amont de la chaîne d'approvisionnement.

TARIFS	STRUCTURE	
CLIENT CONCESSIONNAIRE DE DISTRIBUTION PUBLIQUE	Puissance souscrite (en MVA/CP/kVA/an)	25,13
	Energie consommée (en MVA/CP/kWh)	11,76
CLIENT DIRECT	Puissance souscrite par période	
	P1 (en MVA/CP/kVA/an)	10,23
	P2 (en MVA/CP/kVA/an)	5,46
	P3 (en MVA/CP/kVA/an)	10,23
	Energie consommée par période	
	P1 (en MVA/CP/kWh)	21,07
	P2 (en MVA/CP/kWh)	10,15
	P3 (en MVA/CP/kWh)	10,15

Tarifs de base - Transport

Grille tarifaire de la distribution

Les tarifs publics de l'électricité au sortir des réseaux de distribution sont actualisés chaque trimestre. Les tarifs de la distribution intègrent l'ensemble des coûts amont de la chaîne d'approvisionnement.

TARIF MOYENNE TENSION

TARIFS	STRUCTURE	
MT-COURTE UTILISATION	Puissance souscrite (en MVA/CP/kVA/an)	16,40
	Energie consommée (en MVA/CP/kWh)	15,73
MT-LONGUE UTILISATION	Puissance souscrite par période	
	P1 (en MVA/CP/kVA/an)	10,45
	P2 (en MVA/CP/kVA/an)	5,28
	P3 (en MVA/CP/kVA/an)	10,45
	Energie consommée par période	
	P1 (en MVA/CP/kWh)	20,18
	P2 (en MVA/CP/kWh)	9,72
	P3 (en MVA/CP/kWh)	9,72

TARIF BASSE TENSION

TARIFS	STRUCTURE	
USAGE DOMESTIQUE	Puissance souscrite (en MVA/CP/kVA/an)	
	1°) lorsqu'elle est au plus égale à 3,3 kVA	4,40
	2°) lorsqu'elle est supérieure à 3,3 kVA	5,24
	Energie consommée (en MVA/CP/kWh)	31,38
	Tarif monôme (en MVA/CP/kWh) dédié au compteur à prépaiement lorsque la puissance souscrite est au plus égale à 3,3 kVA	42,85
USAGE PROFESSIONNEL	Puissance souscrite (en MVA/CP/kVA/an)	10,37
	Energie consommée (en MVA/CP/kWh)	22,01
ECLAIRAGE PUBLIC	Energie consommée (en MVA/CP/kWh)	29,87
IRRIGATION	Heures pleines (en MVA/CP/kWh)	27,59
	Heures creuses (en MVA/CP/kWh)	9,2

Tarifs de base - Distribution

2. PRIX PUBLICS DE L'ESSENCE, DU GAZOLE

La réglementation applicable en Nouvelle-Calédonie détermine notamment les méthodes de calcul des prix d'importation de l'essence et du gazole et les composantes de rémunération octroyées aux compagnies pétrolières implantées sur le territoire, comptabilisées dans le prix public de ces deux produits.

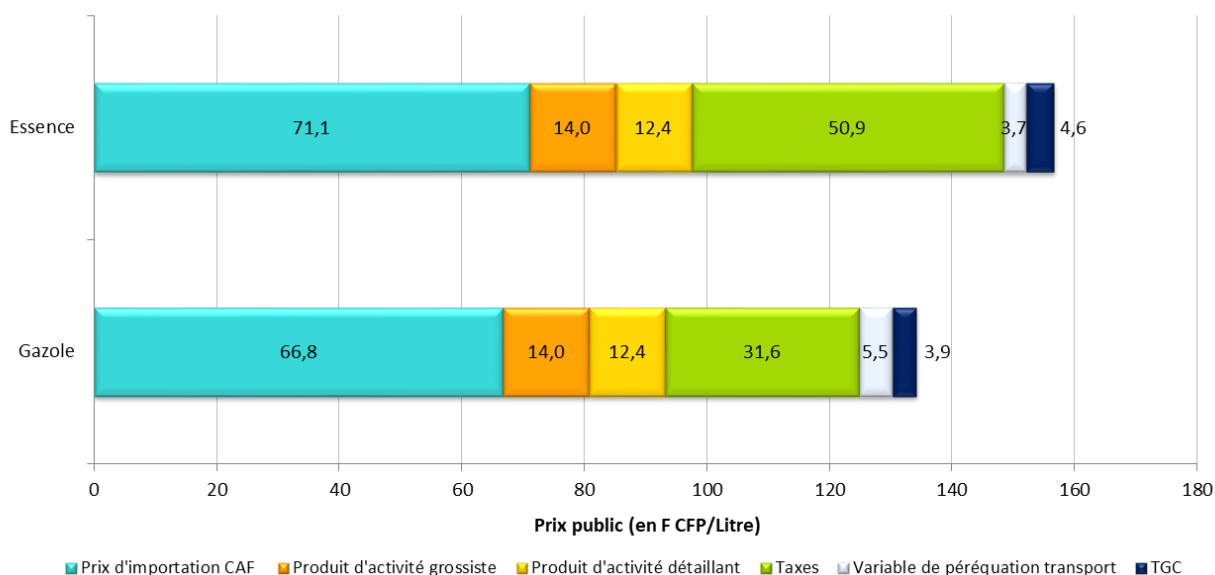
Structure des prix de l'essence et du gazole

Le prix public des carburants, fixé mensuellement, dépend essentiellement du prix CAF (coût assurance fret) des produits, c'est-à-dire leur prix arrivé en Nouvelle-Calédonie, ce dernier étant fortement corrélé aux fluctuations des cotations des produits sur le marché et du cours du dollar US.

La structure des prix public des carburants en vigueur en Nouvelle-Calédonie intègre ainsi les postes suivants :

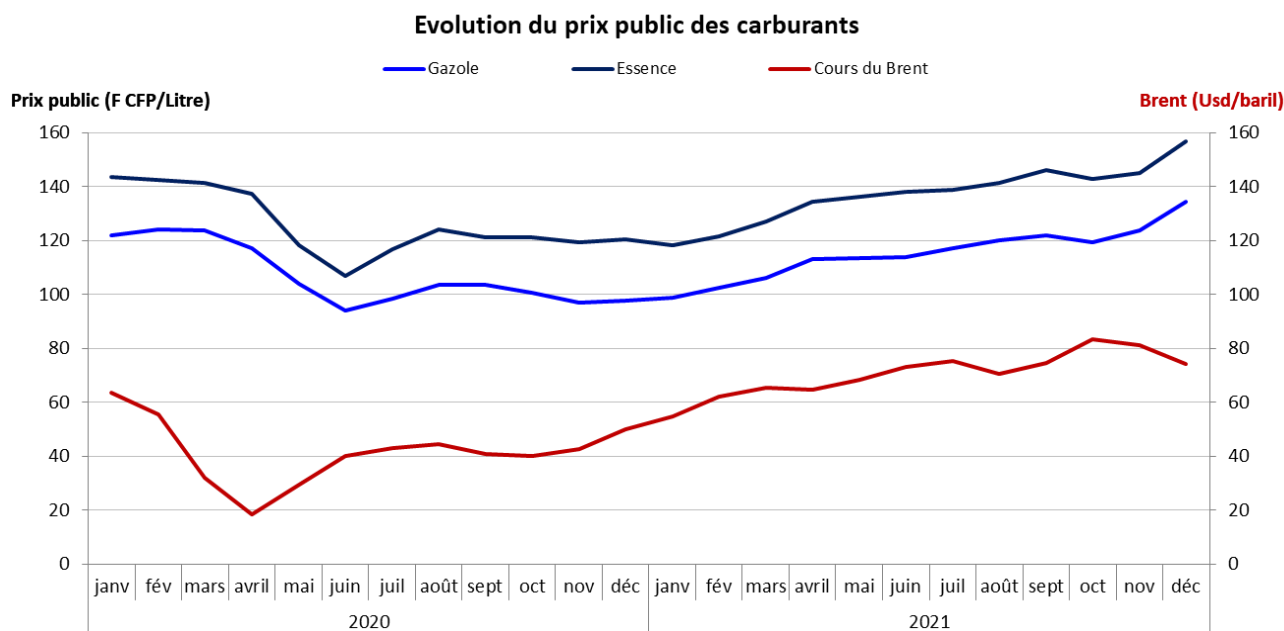
- le prix d'importation CAF (coûts d'achat du produit en raffinerie et de transport maritime) ;
- les taxes, correspondant aux taxations en vigueur (hors TGC) réglées par les importateurs, auxquelles s'ajoute une part variable (centimes additionnels) fonction du prix CAF ;
- la rémunération des grossistes (sociétés pétrolières), composée d'une rémunération au titre de l'investissement actualisée annuellement au 1^{er} avril (en fonction de l'évolution des volumes de vente et d'une analyse comptable des opérateurs) ainsi que d'une rémunération au titre de l'exploitation révisée mensuellement (en fonction d'indices de prix spécifiques) ;
- la rémunération des détaillants (stations-services), réévaluée annuellement au 1^{er} avril en fonction de l'évolution des volumes de vente et d'indices de prix spécifiques ;
- la variable de péréquation transport, qui permet de garantir un prix public du carburant identique sur les trois provinces de la Nouvelle-Calédonie.
- la TGC, appliquée selon un taux de 3% à la somme des postes constitutifs énumérés ci-dessus.

Décomposition du prix public des carburants au 01/12/2021



Evolution des prix publics de l'essence et du gazole

Les prix moyens annuels de l'essence et du gazole se sont respectivement établis en 2021 à 137,2 et 115,3 F CFP/Litre, soit une augmentation conséquente de +8,9% pour l'essence (+11,2 F CFP/Litre) et +7,6% pour le gazole (+8,2 F CFP/Litre) par rapport à 2020.



Cette augmentation est générée par une hausse notable du prix CAF moyen des produits de +24,8% pour l'essence et +18% pour le gazole, cette évolution étant liée à une remontée du cours moyen annuel du pétrole brut de +69,3% sur l'année 2021. Cette hausse des cours, portée par la limitation de production instaurée par l'OPEP début 2021, est légèrement contrebalancée par une régression du cours moyen annuel du dollar US (-1,9%). Le prix du baril de Brent est ainsi passé de 54,8 à 83,5 dollars entre janvier et octobre 2021 (+52,5%), le cours moyen enregistré sur le deuxième semestre 2021 étant très nettement supérieur à celui du deuxième semestre 2020 (+76%).

3. PRIX PUBLICS DU GAZ

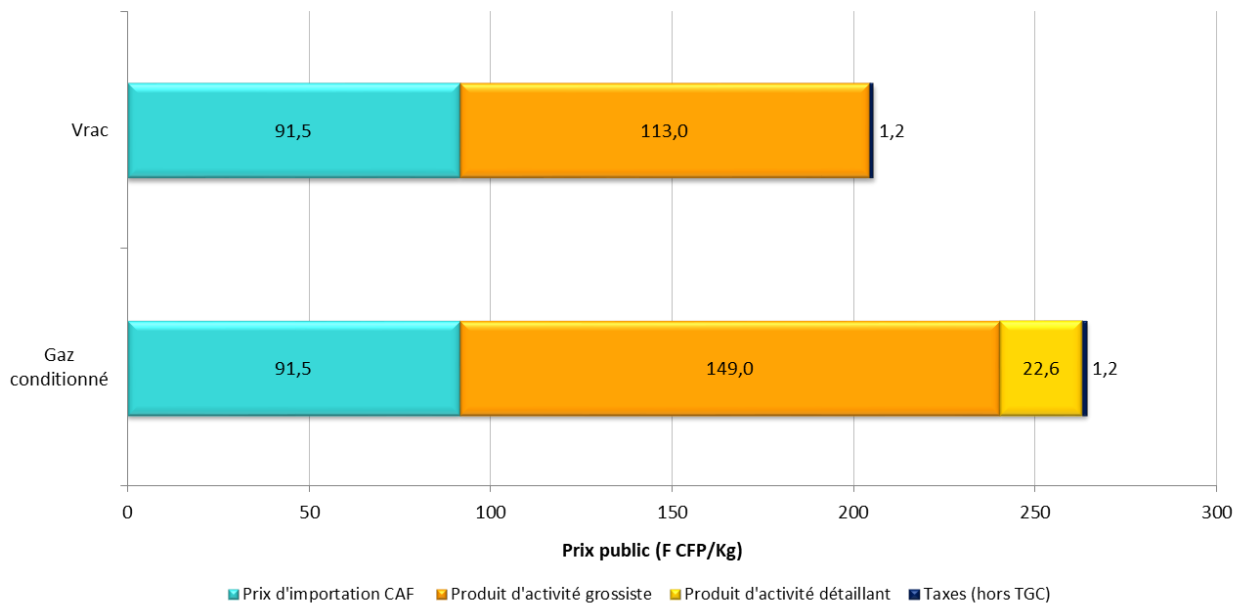
Le gaz butane destiné à la vente au public en Nouvelle-Calédonie est importé depuis l'Australie ou la Nouvelle Zélande et est commercialisé sous forme conditionnée (bouteilles de gaz) ou en vrac.

Structure du prix du gaz

A l'instar des carburants, le prix public du gaz fixé chaque bimestre est principalement conditionné par l'évolution du prix d'importation CAF et suit donc les variations des cours du GPL et du dollar.

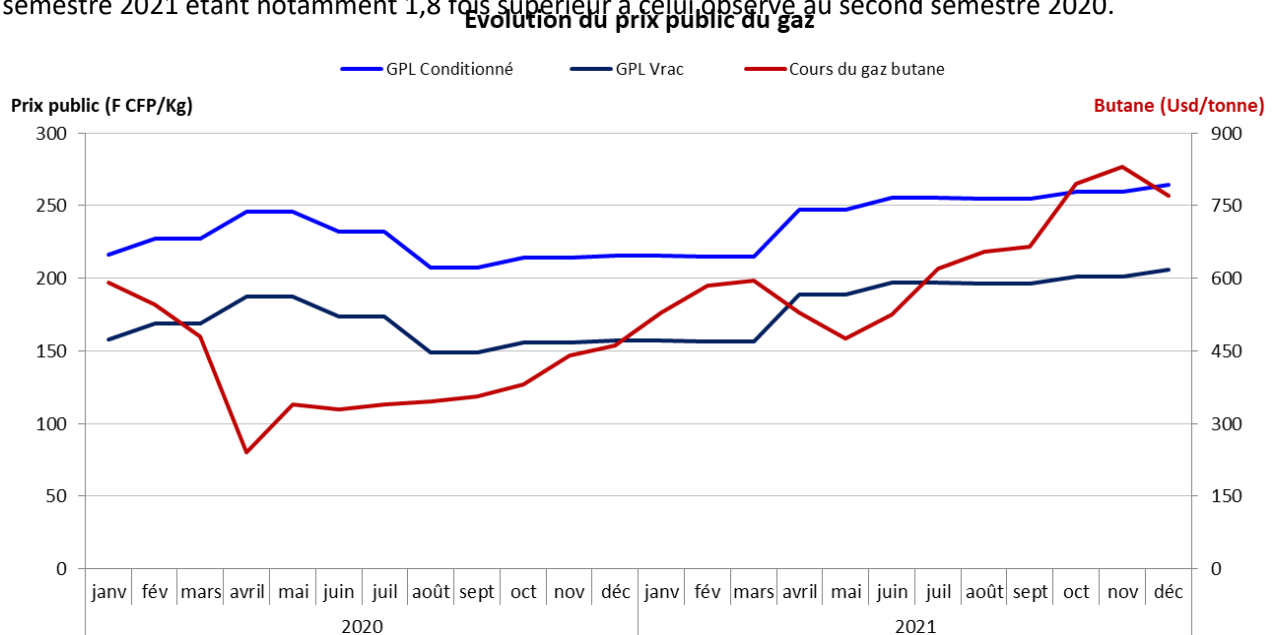
La structure des prix public du gaz (conditionné et vrac) en vigueur intègre des postes similaires à celle applicable aux carburants : prix d'importation CAF, taxes, rémunérations grossiste et détaillant actualisées périodiquement. La somme desdits postes constitue le prix de vente au détail du gaz conditionné (en F CFP/kg), auquel vient s'appliquer la TGC (3%) pour fixer le tarif final des recharges de bouteilles en fonction de leur contenance respective.

Décomposition du prix public du gaz (hors TGC) au 01/12/2021



Evolution du prix de la recharge de bouteille de gaz T13

Le prix d'achat moyen de la recharge de bouteille T13 s'établit à 3 158 F CFP en 2021 contre 2 880 F CFP en 2020, soit une augmentation de +9,7% liée à une hausse du prix CAF moyen de l'ordre de 12,3%, compte tenu de la nette progression de la cotation moyenne du gaz butane sur 2021 (+56,3% par rapport à 2020). A l'image du cours du pétrole auquel il est corrélé, le cours du GPL est ainsi passé de 530 à 830 USD/tonne entre janvier et novembre 2020 (+56,6%), le cours moyen enregistré sur le second semestre 2021 étant notamment 1,8 fois supérieur à celui observé au second semestre 2020.



MAITRISE DE L'ENERGIE ET TRANSITION ENERGETIQUE

1. CADRE REGLEMENTAIRE EN VIGUEUR EN MATIERE DE MAITRISE DE LA CONSOMMATION ENERGETIQUE

Réglementation relative à l'efficacité énergétique des équipements

En décembre 2018, le congrès de la Nouvelle-Calédonie a voté la loi du pays n°2018-25 relative à l'efficacité énergétique des équipements, entre autres. Cette réglementation interdit l'importation d'équipement ne disposant pas de norme d'efficacité énergétique dans leur pays d'origine et oblige l'apposition de l'étiquette énergétique en magasin.

Cette mesure vise ainsi à informer et orienter les ménages calédoniens sur leurs consommations énergétiques afin qu'ils prennent conscience de l'impact de leurs choix lors de l'achat d'équipement au regard des coûts de fonctionnement, notamment énergétiques, sur la durée de vie des appareils.

En 2021, l'étiquette énergétique a évolué pour certains équipements électroménagers (téléviseurs, lave-vaisselle, lave-linge, réfrigérateur, congélateur, cave à vin). Cette évolution permet à la fois de s'adapter aux progrès réalisés ces dernières années en matière d'efficacité énergétique et d'améliorer la lisibilité en remplaçant l'échelle actuelle (A+++ à D) par une échelle de A à G. La réglementation a donc évolué dans ce sens (arrêté n° 2021-275/GNC du 9 février 2021).

Réglementation relative à l'encadrement des bornes de recharge de véhicules électriques

Le transport est le 2^{ème} secteur le plus important en termes de consommation d'énergie finale et d'émission de GES en Nouvelle-Calédonie. Ce secteur doit encore accroître ses efforts pour réduire son impact sur l'environnement, que ce soit au niveau de sa contribution au réchauffement climatique ou de la qualité de l'air.

Le véhicule électrique peut représenter une opportunité pour la Nouvelle-Calédonie, dans la mesure où les contraintes liées à la spécificité du territoire sont correctement prises en compte.

Ainsi une réglementation (délibération n° 143 du 23 avril 2021 relative aux infrastructures de recharge ouvertes au public pour véhicules électriques et arrêté correspondant n°2021-2233 du 8 décembre 2021) a été votée en 2021 afin de doter la Nouvelle-Calédonie d'un cadre pour encadrer les caractéristiques techniques, l'installation et le développement des infrastructures de recharge de véhicule électrique (notamment celles ouvertes au public), le régime d'autorisation d'exploiter ainsi que la gestion de l'énergie pour les alimenter.

En effet, sans réglementation encadrant ce type d'infrastructure en Nouvelle-Calédonie, le risque est de voir se développer, de manière non contrôlée, différents types de borne de recharge non standardisées et ne répondant à aucune réglementation en terme à la fois de sécurité des usagers et de sécurité et gestion du réseau électrique.

2. AVANCEMENT DES OBJECTIFS DU STENC

Les objectifs du STENC ont été bâtis selon une approche sectorielle, sur la base d'une modélisation de la trajectoire des émissions des GES entre 2014 et 2030.

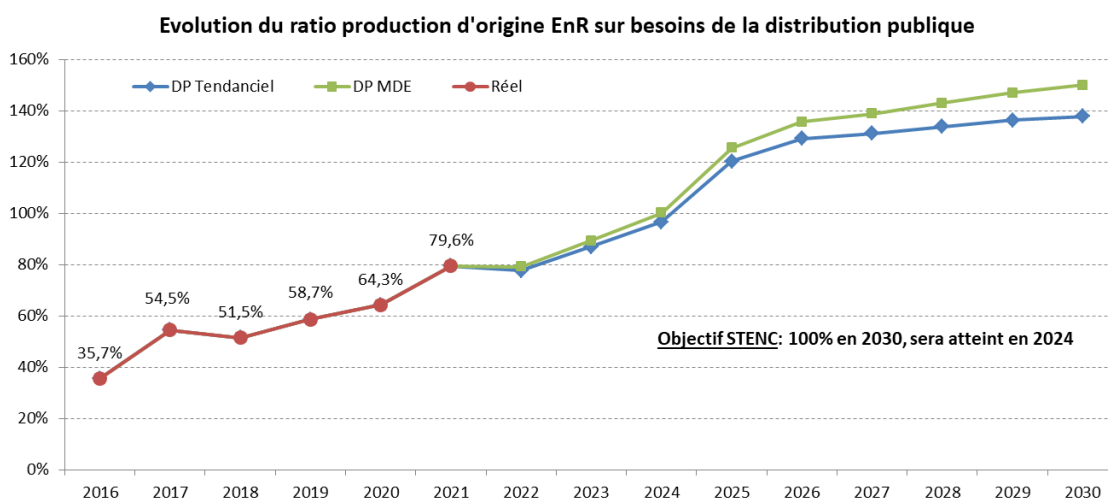
Deux scénarios ont été établis à l'horizon de 2030 à l'échelle du territoire de la Nouvelle-Calédonie :

- un scénario «tendanciel» qui révèle ce que pourrait être la consommation énergétique finale, par secteur, de la Nouvelle-Calédonie, dans le cas où aucun programme de maîtrise de l'énergie ne soit pris et dans la tendance d'évolution actuelle (économique, technique, technologique, etc.) ;
- un scénario alternatif dit de «maîtrise de l'énergie» (MDE) qui permet de comparer des avenir énergétiques possibles au scénario «tendanciel», suite à la mise en œuvre de la stratégie énergétique proposée.

Dans les parties qui suivent, le suivi de l'avancement des objectifs du STENC sera présenté par rapport à ces 2 scénarios.

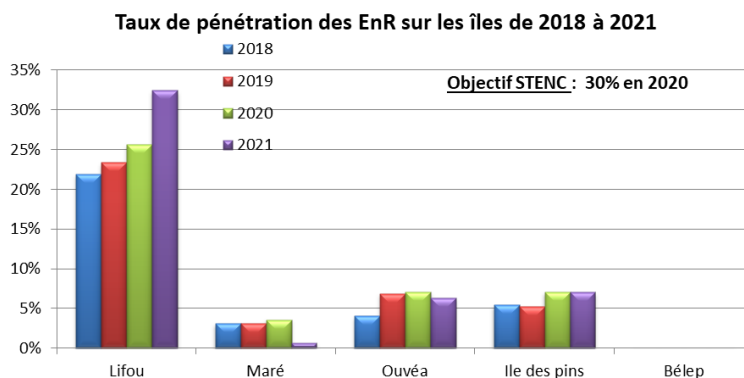
Energies renouvelables

Le STENC fixe l'objectif que la production d'énergie renouvelable du territoire en 2030 soit au moins équivalente au besoin en électricité de la distribution publique. Le graphe ci-dessous présente l'évolution de ce ratio de 2016 à 2030.



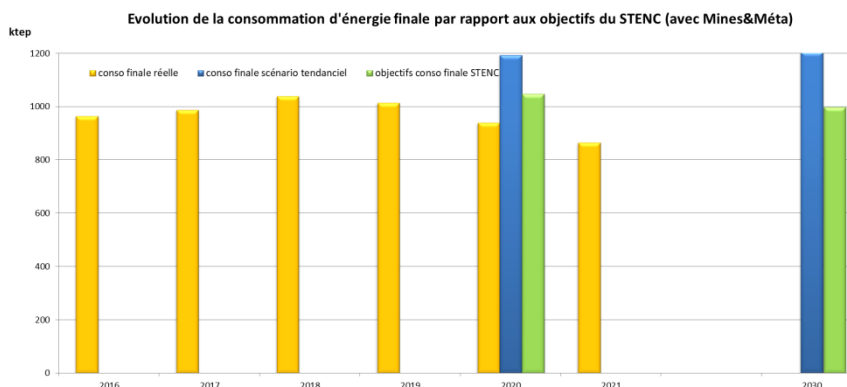
En 2021, ce taux atteint 79,6%. En considérant les objectifs de développement des énergies renouvelables prévus par la Programmation Pluriannuelle des Investissements de production électrique modifiée en juillet 2020, l'objectif d'un taux de 100% devrait être atteint dès 2024.

Le STENC fixe également l'objectif d'une autonomie électrique des îles Loyauté, de l'île des pins et des îles Bélep en 2030. Le graphe suivant présente le taux couverture électrique de ces îles par des EnR entre 2018 et 2021.



Consommation énergétique

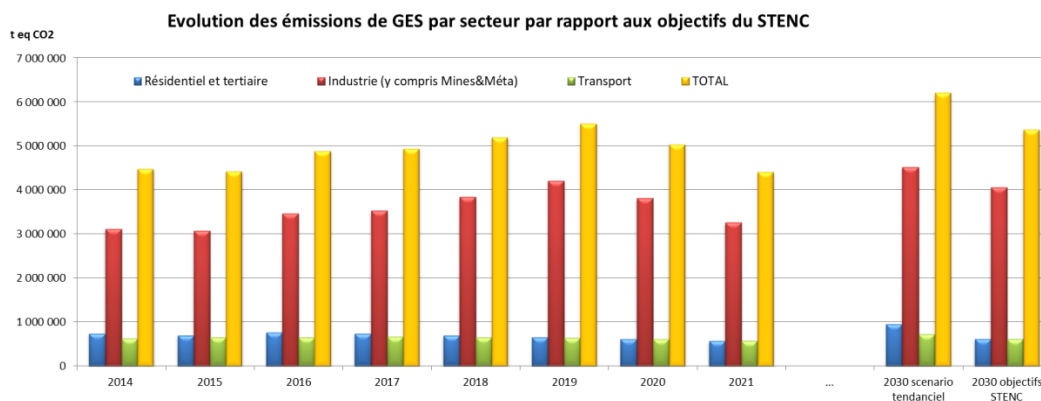
Le graphe ci-dessous présente l'évolution de la consommation d'énergie finale réelle par rapport aux scénarios tendanciel (évolution attendue si aucune action n'est mise en place) et au scénario MDE (maîtrise de l'énergie) permettant d'atteindre les objectifs du STENC :



L'évolution de la consommation réellement observée depuis 2016 semble pouvoir s'inscrire dans la trajectoire du scénario MDE. En effet, une baisse de la consommation d'énergie finale s'est amorcée en 2020. Cette tendance s'est confirmée en 2021. Néanmoins, au vu du contexte économique du territoire, il semble que cette baisse soit davantage les causes d'une inflation générale que de véritables actions de réduction des consommations. Cette tendance sera à suivre dans les années à venir et surtout elle ne doit pas faire illusion.

Il convient de poursuivre la mise en œuvre des actions en faveur de la maîtrise de l'énergie (réglementation énergétique des bâtiments, diagnostic énergétique, sensibilisation, incitation aux moyens de transport écomobile...).

Emissions de GES



De la même manière que la consommation énergétique une baisse des émissions de GES s'est amorcée en 2020. Cette tendance s'est confirmée en 2021. Les causes et conclusions sont les mêmes que celles liées à l'évolution des consommations énergétiques.

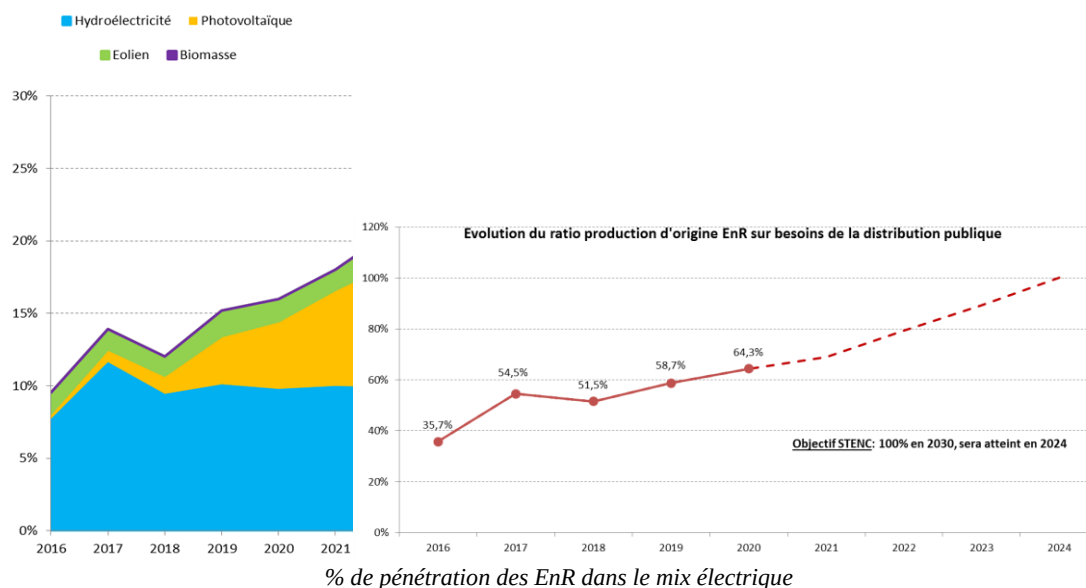
Il convient donc de poursuivre la mise en œuvre des actions de décarbonations dans les différents secteurs.

Bilan du STENC 2016 -2021

Les succès

L'un des objectifs majeur de la première version du STENC était de pouvoir alimenter l'équivalent de 100% de la distribution publique en énergie décarbonée (renouvelable). Cet objectif sera atteint avec 5 ans d'avance (2024 au lieu de 2030).

En effet depuis 2016, une forte montée en puissance de la filière photovoltaïque a été enregistrée, avec une augmentation de 10% à 20% environ d'énergie renouvelable dans le mix électrique entre 2016 et 2021 :



De plus, depuis 2016, un certain nombre de réglementations en lien avec la maîtrise des consommations énergétiques ont été votées :

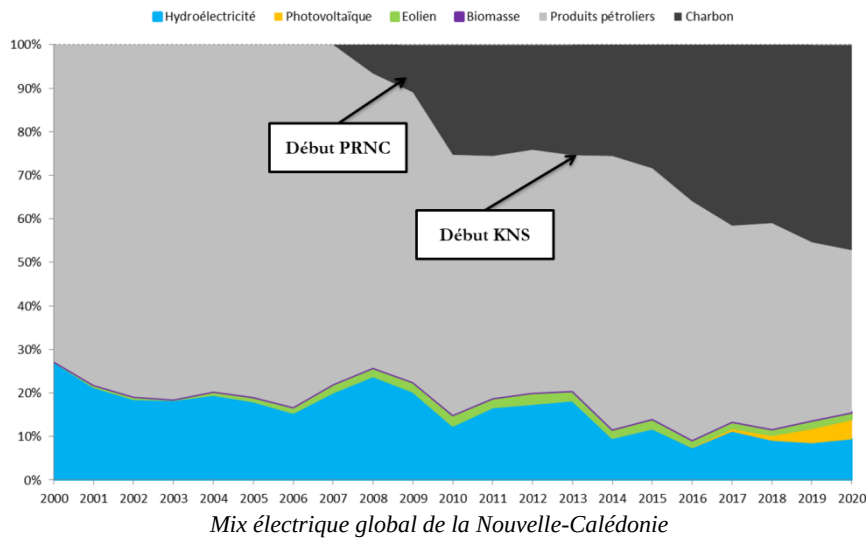
- Interdiction d'importation d'ampoules à incandescence et halogènes à partir du 1er janvier 2020
- Interdiction d'importation d'équipements contenant des substances (froid) appauvrissant la couche d'ozone et GES
- Norme d'efficacité énergétique et étiquette énergétique obligatoire pour certains équipements électroménagers
- Déduction des impôts pour les classes énergétiques performantes
- Mention obligatoire sur les publicités en lien avec l'énergie
- Norme sur la performance énergétique des bâtiments
- Cadre réglementaire sur le développement des bornes de recharges des véhicules électriques

Les limites

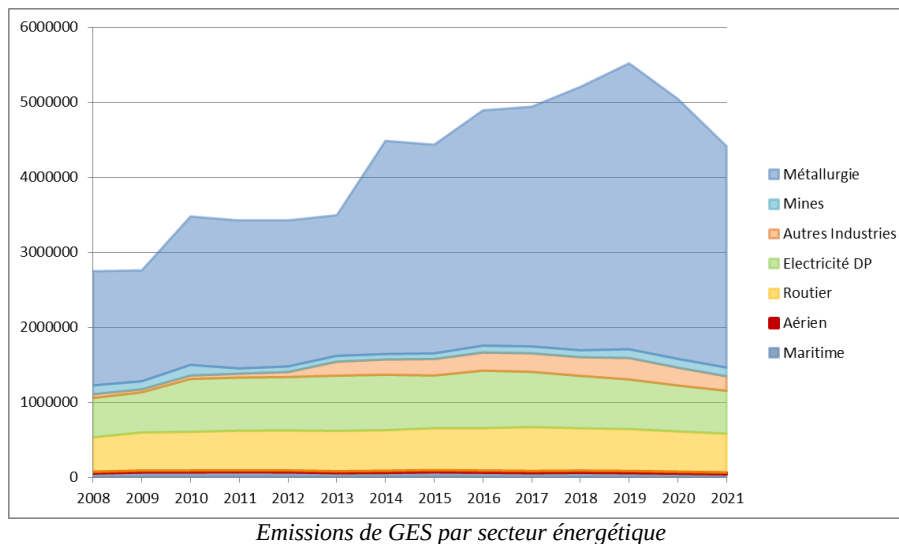
Comme vu dans ce rapport, en 2021 la Nouvelle-Calédonie importe 95,6% de l'énergie qu'elle consomme. Cette énergie est consommée sous deux grandes formes: l'électricité et le carburant.

Les secteurs les plus consommateurs d'électricité sont l'industrie, avec en majorité la mine et la métallurgie, et le résidentiel/tertiaire. Le secteur le plus consommateur de carburant est le transport routier, y compris celui sur mines.

Malgré les succès du STENC V1, l'impact sur le mix électrique global de la Nouvelle-Calédonie reste modeste, avec une dominance de production électrique à partir de produits pétroliers et de charbon :



De plus, les émissions de GES sont toujours en augmentation, avec une part prépondérante de la métallurgie (1^{er} émetteur), suivi du transport (routier principalement) et de la distribution publique d'électricité :



Au vu de ces constats il apparaît que la première mesure pour réduire notre impact sur le climat doit être de décarboner la production d'électricité et notamment celle des métallurgistes.

La deuxième mesure est de passer d'un parc de véhicules thermiques à un parc de véhicules propres, y compris sur les mines. Enfin l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments devra également être priorisée afin de diminuer les consommations d'électricité (DP).

REVISION DU STENC

1. CONTEXTE ET METHODOLOGIE DE REVISION DU STENC

Une révision du STENC, outre l'aspect réglementaire, semble indispensable car, malgré des succès réels observés suite à la politique publique du STENC de 2016 (certains des objectifs sont atteints avec 5 ans d'avance), les émissions de GES ont augmenté en volume et l'énergie de la Nouvelle-Calédonie conserve un caractère très carboné.

Ainsi en 2021, les travaux de révision du STENC ont débuté : en complément de la table ronde sur la transition énergétique et économique qui a eu lieu le 10 juin 2021 et qui a réuni les acteurs économiques et institutionnels, une phase de consultation publique a été proposée. Cette consultation s'est réalisée du 16 août au 29 septembre 2021 (consultation mise en ligne sur le site internet de la DIMENC).

A la suite de cette consultation la DIMENC et l'ACE ont traité l'ensemble des retours (96 au total) et le gouvernement a organisé une 2ème table ronde le 19 mai 2022 afin d'échanger sur les retours de la consultation publique et de présenter la nouvelle version du STENC.

2. AMBITIONS DU NOUVEAU STENC

Les secteurs à prioriser dans la révision du schéma pour la transition énergétique de la Nouvelle-Calédonie ont donc été définis au vu des constats issus du bilan de la première version du STENC (2016-2021) :

Ainsi, 3 ambitions ont été fixées :

- **Ambition 1 : Verdir l'industrie minière et métallurgique**
Objectif 2030 : Taux de pénétration des EnR de minimum 50 % dans le mix énergétique Métallurgie
- **Ambition 2 : Développer la mobilité décarbonée**
Objectif 2030 : 18 500 véhicules 100% électrique minimum en circulation et 50% des nouvelles ventes de véhicules
- **Ambition 3 : Accélérer la transition énergétique du territoire et de l'industrie calédonienne**
Objectif 2030 : Baisse de 30% minimum de la consommation énergétique du secteur résidentiel et tertiaire comparativement à 2019

3. OBJECTIFS VISES

La politique de transition énergétique de Nouvelle-Calédonie vise l'autonomie énergétique du territoire, à partir d'une énergie fiable, décarbonée, résiliente et abordable. La politique de transition énergétique, fondée sur le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, a l'ambition de contribuer au renforcement des capacités industrielles et des compétences locales en vue d'un bénéfice partagé par toutes les strates de la société.

L'objectif global est d'atteindre d'ici 2035 la réduction minimum de 70% des gaz à effet de serre comparativement à 2019. Cette réduction sera atteinte par l'arrêt des centrales thermiques au fioul et au charbon en Nouvelle-Calédonie, le déploiement des énergies renouvelables à destination du secteur de la métallurgie et la transformation du parc de véhicules routiers.

L'action sur l'efficacité et la sobriété sera principalement orientée sur les secteurs les plus émissifs (industrie, transport, bâtiment, collectivités et particuliers).

GLOSSAIRE

CONSOMMATION D'ÉNERGIE PRIMAIRE

L'énergie primaire est définie comme l'ensemble des produits énergétiques exploités directement ou importés. La consommation d'énergie primaire permet de mesurer le taux de dépendance énergétique.

CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE

L'énergie finale correspond à l'énergie livrée à l'utilisateur pour sa consommation finale après transformation, transport et pertes, hors usages non énergétique.

GES FINALE

Gaz à effet de serre

INTENSITE ENERGETIQUE

C'est une mesure de l'efficacité énergétique de l'économie du pays. Plus l'intensité est élevée, plus le pays est consommateur.

TAUX DE DEPENDANCE ENERGETIQUE

Rapport entre les ressources locales et la consommation d'énergie primaire.

TAUX DE PENETRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES

Part des énergies renouvelables dans la production électrique totale.

P.V.

Abréviation pour désigner les systèmes photovoltaïques.

TONNE EQUIVALENT PETROLE (TEP)

C'est une unité d'énergie d'un point de vue économique et industriel. Elle vaut, par définition 41,868 GJ (10 Gcal), ce qui correspond au pouvoir calorifique d'une tonne de pétrole. Elle sert aux économistes de l'énergie pour comparer entre elles des formes d'énergie différentes. Les équivalences sont calculées en fonction du contenu énergétique ; ce sont des moyennes choisies par convention. L'équivalence la plus utilisée concerne l'électricité : 1000 kWh = 0,086 tep.

TONNE EQUIVALENT CO₂ (EQCO₂)

L'équivalent CO₂ est, pour un gaz à effet de serre, la quantité de CO₂ qui provoquerait le même forçage radiatif que ce gaz, c'est-à-dire qui aurait la même capacité à retenir le rayonnement solaire.

Il est exprimé en appliquant un facteur de conversion, le potentiel de réchauffement global (PRG), qui dépend de la longueur de la période considérée.

MEGA WATT CRETE (MWC)

Unité de puissance théorique pour caractériser une installation photovoltaïque.

ZONES INSULAIRES NON INTERCONNECTEES (ZNI)

Désignent les territoires français dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental.

ANNEXES

Principaux indicateurs énergétiques de la Nouvelle-Calédonie

THEMES	INDICATEURS	Unité	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ENERGIE PRIMAIRE	Production énergie primaire	Ktep	39,2	42,2	46,8	32,9	38,5	28,2	40,7	38,5	42,8	46,8	59,6
		GWh	456,4	490,5	544,6	382,3	448,1	328,0	473,3	447,8	497,1	543,6	693,1
	Consommation énergie primaire	Ktep	1115,1	1124,7	1214,0	1494,3	1447,7	1585,1	1603,5	1704,1	1645,2	1493,3	1352,3
		GWh	12966,5	13078,3	14116,2	17375,1	16833,5	18431,6	18645,4	19814,8	19129,9	17364,1	15723,8
	Taux dépendance énergétique	%	96,5	96,3	96,1	97,8	97,3	98,2	97,5	97,7	97,4	96,9	95,6
INTENSITE ENERGETIQUE	Intensité par habitant (consommation d'énergie primaire/population)	tep/hab	4,4	4,4	4,6	5,6	5,4	5,9	5,9	6,3	6,1	5,5	5,0
	Intensité par PIB (consommation d'énergie primaire/PIB)	tep/Milliards de F.CFP	1256,6	1253,7	1331,0	1564,2	1540,4	1684,5	1654,8	1712,6	1635,4	1511,4	-
CONSOMMATION ENERGIE FINALE	Consommation énergie finale	Ktep	763,8	785,7	823,0	931,9	911,4	964,1	986,6	1038,8	1013,7	939,8	864,3
		GWh	8881,2	9136,0	9569,7	10836,5	10597,2	11210,3	11471,9	12079,0	11787,1	10927,3	10050,5
PRODCUTION D'ELECTRICITE	Production totale d'électricité	GWh	2258,1	2287,3	2505,0	3010,9	2902,8	3129,9	3228,2	3485,4	3333,6	3232,9	2909,9
		Ktep	194,2	196,7	215,4	258,9	249,6	269,2	277,6	299,8	286,7	278,0	250,3
	Taux de pénétration ENR	%	18,8	20,1	20,5	11,7	14,1	9,2	13,5	11,7	13,7	15,6	22,5
CONSOMMATION FINALE ELECTRIQUE	Consommation électrique totale	GWh	2194,5	2217,0	2437,3	2953,3	2842,0	3067,1	3160,5	3420,3	3272,6	3165,8	2843,6
		Ktep	188,7	190,7	209,6	254,0	244,4	263,8	271,8	294,2	281,4	272,3	244,6
	Consommation électrique par habitant	tep/hab	0,75	0,74	0,80	0,96	0,91	0,98	1,00	1,09	1,04	1,00	0,90
		MWh/hab	8,70	8,64	9,32	11,11	10,56	11,37	11,68	12,62	12,06	11,67	10,49
	Consommation électrique hors mines et métallurgie	GWh	699,3	721,4	715,0	711,8	738,3	778,7	766,6	773,5	765,0	753,1	759,6
		Ktep	60,1	62,0	61,5	61,2	63,5	67,0	65,9	66,5	65,8	64,8	65,3
	Consommation électrique par habitant hors mines et métallurgie	tep/hab	0,24	0,24	0,24	0,23	0,24	0,25	0,24	0,25	0,24	0,24	0,24
CONSOMMATION FINALE TRANSPORT	Consommation énergie totale	ktep	196,49	202,34	206,16	210,31	216,55	221,08	222,52	218,93	215,40	203,83	196,24
	Conso Routier	ktep	180,50	185,27	189,92	192,58	197,94	200,81	200,02	193,92	191,59	182,54	178,08
	Conso Aérien	ktep	4,83	4,90	5,22	5,72	5,83	5,86	6,21	5,88	6,21	5,37	5,00
	Conso Maritime	ktep	11,16	12,17	11,02	12,02	12,78	14,40	16,29	19,13	17,61	15,92	13,16
	Part Routier	%	89,2%	89,9%	90,3%	88,9%	89,5%	90,2%	91,4%	88,6%	87,5%	83,4%	81,3%
	Part Aérien	%	2,4%	2,4%	2,5%	2,6%	2,6%	2,6%	2,8%	2,7%	2,8%	2,5%	2,3%
	Part Maritime	%	5,5%	5,9%	5,2%	5,6%	5,8%	6,5%	7,4%	8,7%	8,0%	7,3%	6,0%
PRIX DE VENTE	Prix moyen essence	F CFP/l	152,3	163,1	161,8	157,5	140,2	126,8	133,8	141,5	138,9	126	137,2
	Prix moyen gazole	F CFP/l	125,7	138,3	135,9	132,2	112	99,7	107,4	119,1	122,2	107,2	115,3
	Prix moyen gaz (bouteille T13)	F CFP/bouteille T13	2683	2770	2790	2979	2714	2611	2863	2940	2939	2880	3158
IMMATRICULATION	Nombre total	nb	13658	12896	11837	11644	10659	9335	9996	10125	9146	9019	9251
	Nb Essence	nb	6727	6674	6167	6092	5751	5335	5738	5650	5021	5086	4943
	Nb Gazole	nb	6922	6208	5661	5535	4886	3891	4060	4026	3641	3350	3633
	Nb hybride	nb	0	0	0	13	16	99	175	411	461	515	540
	Nb Electrique	nb	7	12	8	4	6	9	22	37	23	68	135
	Part essence	%	67,3%	66,8%	61,7%	60,9%	57,5%	53,4%	57,4%	56,5%	50,2%	50,9%	49,4%
	Part diesel	%	69,2%	62,1%	56,6%	55,4%	48,9%	38,9%	40,6%	40,3%	36,4%	33,5%	36,3%
	Part hybride	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	1,0%	1,8%	4,1%	4,6%	5,2%	5,4%
	Part électrique	%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,4%	0,2%	0,7%	1,4%
	Emissions totales*	kt eq CO2	5913	5984	6231	7259	7193	7718	7780	8059	7953	7524	7311
EMISSIONS GES	Part transport	%	10,5%	10,4%	9,9%	8,7%	9,1%	8,5%	8,6%	8,1%	8,1%	7,6%	7,3%
	Part électricité DP	%	12,0%	11,9%	11,8%	10,2%	9,7%	9,9%	9,5%	8,7%	8,1%	7,6%	7,2%
	Part Métallurgie&Mines	%	34,6%	33,8%	31,3%	40,2%	39,7%	41,8%	42,3%	44,7%	45,0%	40,8%	38,6%
	Ratio CO2/hab	t eq CO2/an/hab	23,5	23,3	23,8	27,3	26,7	28,6	28,8	29,7	29,3	27,7	27,0
	Ratio CO2/euros PIB	t eq CO2/Milliards de F.CFP	6663,5	6670,4	6831,9	7598,8	7653,5	8201,9	8028,8	8099,5	7905,7	7615,7	-
	Facteur d'émission d'électricité DP	gCO2/kWh	1012	988	1030	1037	950	985	960	901	847	805	752

* estimation simplifiée à partir des données de l'observatoire de l'énergie et sur la base de l'inventaire GES 2016 du CITEPA