



BILAN PRÉVISIONNEL

**de l'équilibre offre-demande
d'électricité en Guyane du littoral**

2022

Résumé

EDF Systèmes Energétiques Insulaires (SEI), en sa qualité de gestionnaire de réseau, a pour mission d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins en électricité du territoire et l'offre disponible pour les satisfaire, ainsi que les éventuels besoins en puissance permettant de garantir le respect du critère de défaillance. Cet exercice est réalisé au travers du Bilan Prévisionnel.

L'analyse du dimensionnement du parc de la Guyane du littoral de 2022 à 2038 est réalisée selon une approche stochastique visant le respect du critère de trois heures de défaillance annuelle inscrit dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Afin d'explorer le champ des futurs possibles, deux scénarios sont étudiés, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous.

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	80 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut	Scénario PIB/habitant haut
Emeraude	Parc connu et développement très conséquent des EnR	100 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite très ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE central	Scénario PIB/habitant bas

Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Dans les deux scénarios, la consommation d'énergie est en hausse sur tout l'horizon considéré, portée par la croissance de la population et du PIB ainsi que par la dynamique de développement de la mobilité électrique. Les actions de maîtrise de la demande en énergie s'avèrent également structurantes pour réduire le niveau de la demande. Parallèlement, le besoin de puissance lors des pointes de consommation connaît une hausse limitée grâce au pilotage partiel de la recharge des véhicules électriques.

Conformément aux cibles visées dans la PPE en vigueur en 2022, les capacités des énergies renouvelables fatales augmentent de manière marquée dans les deux scénarios (développement ambitieux du photovoltaïque tout au long de l'horizon ainsi que développement de l'éolien en fin de période) et la filière de la biomasse solide connaît un développement significatif. Par ailleurs, les moteurs diesel, les TAC de Dégrad des Cannes et de Kourou ainsi que les groupes électrogènes sont considérés comme déclassés lors de la mise en service de la centrale de Larivot (conformément à la PPE révisée en 2021). Les groupes diesel de l'Ouest auront alors été remplacés par des projets à énergie renouvelable « garantie » pour sécuriser l'agglomération de St-Laurent.

A cet horizon, le mix électrique de la Guyane du littoral serait ainsi 100% renouvelable.

Sur la base de ces hypothèses, et sous réserve de la concrétisation aux échéances considérées de projets de biomasse solide et des projets concourant à la sécurisation de l'Ouest, le critère de défaillance serait respecté sur tout l'horizon étudié.

Pour autant, les analyses apportent des éclairages essentiels sur d'autres aspects du système électrique. Ainsi, la sollicitation des moyens de production fonctionnant à la biomasse solide dépendra des autres composantes du système. Par ailleurs, la mise en place du pilotage de la recharge du véhicule électrique s'avère indispensable pour gérer au mieux la courbe de demande au fil de la journée. Enfin, le fort développement des énergies renouvelables fatales induira un besoin de flexibilité horaire accru et nécessitera que soient mis en œuvre des leviers d'accompagnement : respect par les installations de production d'énergie renouvelable des performances exigées (notamment sur creux de tension), mise en œuvre d'automates innovants (ex. : délestage à dérivée de fréquence), développement de moyens apportant le service de réserve rapide et maintien de moyens d'inertie.

Sommaire

Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition 7

1 La part des énergies renouvelables s'élève à 71 % en 2021, en raison d'une année hydraulique favorable..... 8

1.1 La demande continue d'augmenter 9

1.1.1 La consommation annuelle est en hausse alors que la pointe connaît une légère baisse 9

1.1.2 La consommation de la Guyane du littoral est concentrée sur les villes de Kourou et Cayenne..... 10

1.1.3 Les actions de maîtrise de la demande en énergie continuent leur progression 11

1.2 L'année 2021 est marquée par une forte production hydraulique, en augmentation par rapport à l'année précédente 11

1.2.1 Les moyens de production se concentrent autour de deux pôles principaux, Cayenne et Petit-Saut 12

1.2.2 2021 : une année de production hydraulique record (580 GWh) 12

1.2.3 Energies renouvelables non synchrones (57 GWh) 13

1.2.4 Autres énergies renouvelables (environ 34 GWh) 13

1.2.5 Moyens fossiles (277 GWh)..... 14

1.2.6 Stockage 14

1.2.7 Tableau de synthèse du parc installé au 31/12/2021 15

1.3 L'équilibre offre-demande 16

2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles17

2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans 17

2.1.1 Les scénarios retenus pour les analyses reflètent les changements en cours .. 17

2.2 Malgré les actions de MDE, la demande croît en raison du dynamisme économique et démographique du territoire 18

2.2.1 La population est en croissance dans les deux scénarios 18

2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour le niveau de consommation 19

2.2.3	Les deux scénarios font l'hypothèse d'un développement rapide du véhicule électrique dont la recharge partiellement optimisée permet de limiter l'impact à la pointe	20
2.2.4	La consommation d'énergie est en hausse dans les deux scénarios	24
2.3	La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables	25
2.3.1	L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de la décroissance du parc actuel et de l'arrivée de nouveaux actifs	25
2.3.2	La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies	28
3	La sécurité d'approvisionnement de la Guyane du littoral est garantie sur l'horizon du Bilan Prévisionnel mais le système électrique nécessitera de plus en plus de flexibilité	29
3.1	Le critère de défaillance est respecté sur tout l'horizon	29
3.2	La gestion du système devra être adaptée en fonction du développement des énergies non synchrones pour garantir un bon niveau de sûreté	30
3.2.1	La robustesse des installations est indispensable pour accompagner l'augmentation des énergies non synchrones	30
3.2.2	Le développement des énergies non synchrones doit s'accompagner de services systèmes pour permettre leur insertion	32
3.3	La montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité du système	33
3.3.1	Le profil de demande résiduelle est modifié et le besoin de flexibilité augmente	33
3.3.2	La sollicitation de la biomasse solide dépend de la nature des autres composantes du système	34
3.4	Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge	35
3.5	L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau	36
	Glossaire	38

Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition

Le présent document constitue le Bilan Prévisionnel de la Guyane. Conformément à l'article L 141-9 du Code de l'Energie, il est établi par le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité du territoire dans les zones non interconnectées (ZNI*) au réseau métropolitain continental. Il a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la demande en électricité du territoire et l'offre disponible pour la satisfaire. Le Bilan Prévisionnel détermine notamment les besoins en puissance permettant de garantir le respect du critère de défaillance*, fixé dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE) de la Guyane¹ à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2022, dont les dernières estimations de l'INSEE. Il intègre également en hypothèses d'entrée les éléments issus de du décret n°2017 457 du 30 mars 2017 relatif à la PPE de Guyane tel que modifié par le décret n° 2021-1126 du 27 août 2021 (révision simplifiée), après la décision de la ministre de la Transition énergétique et de la Collectivité Territoriale de Guyane.

Une première partie dresse le bilan de l'année écoulée ainsi qu'un état des lieux de l'évolution récente de la consommation et du parc de production.

Une deuxième partie est consacrée aux évolutions prospectives à l'horizon quinze ans du système électrique. Ce dernier connaît depuis quelques années, et va continuer à connaître, des transformations profondes et rapides. Elles concernent :

- la consommation, avec la montée en puissance de la mobilité électrique et le développement de la maîtrise de la demande en énergie (MDE) ;
- la production, avec une forte dynamique de développement des énergies renouvelables ;
- l'adaptation globale du système pour réussir l'insertion des énergies renouvelables interfacées par électronique de puissance et préparer l'arrivée de nouvelles installations comme le stockage, en assurant la sécurité du système.

La réussite de la transition énergétique est en effet une ambition majeure pour le territoire.

Les analyses du Bilan Prévisionnel se basent sur deux scénarios, Azur et Emeraude. Contrastés, ils permettent d'explorer des futurs possibles afin de disposer d'une large vision des évolutions envisageables du système électrique. Crédibles, les hypothèses considérées sont construites à partir de la réglementation et de l'expertise de sources externes lorsqu'elles sont disponibles ou de l'expertise interne de EDF R&D. La cohérence des hypothèses au sein de chaque scénario est également assurée². Les sous-jacents de ces scénarios sont détaillés dans la seconde partie du document.

Ces hypothèses sont ensuite utilisées pour évaluer les besoins en puissance du système électrique dont les résultats sont présentés en troisième partie.

Nota Bene : la définition des mots signalés par un astérisque figure dans le glossaire, en fin de document.

¹ Décret n° 2017-530 du 12 avril 2017 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane.

² Exemple : une très forte ambition en termes de développement des EnR et d'efficacité énergétique est considérée dans le scénario où la transition énergétique présente un rythme très soutenu.

1 La part des énergies renouvelables s'élève à 71 % en 2021, en raison d'une année hydraulique favorable

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système guyanais en 2021. Par ailleurs, au titre de ses obligations de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, EDF a créé en 2017 un portail *Open Data* EDF Guyane (<https://opendata-guyane.edf.fr/>). Les données disponibles se répartissent actuellement selon cinq thématiques, enrichies régulièrement.

Thématique	Contenu
Système électrique et production 	Le mix énergétique par filière de production est publié en temps réel, selon la meilleure estimation basée sur les données disponibles. Des valeurs consolidées sont ensuite mises en ligne dans un délai d'un mois et les valeurs définitives sont publiées une fois par an. Sont également publiés les rubriques suivantes : émissions annuelles directes de CO ₂ liées à la production d'électricité, file d'attente producteur, déconnexion maximale des installations photovoltaïques et registre des installations de production et de stockage.
Infrastructures 	La cartographie des réseaux de haute tension (HTB et HTA aériens) et des réseaux basse tension aériens (BT) est disponible, ainsi que les capacités d'accueil des réseaux et les données relatives aux lignes (longueur) et aux postes (nombre).
Consommation d'électricité 	Des données sont disponibles par secteur géographique et par secteur d'activité. En 2019, la granularité de ces données a pu être affinée, avec notamment un découpage infracommunal en cohérence avec celui de l'INSEE (maille IRIS ³) publié sur le site du ministère de la Transition écologique. Les effacements de consommation mensuels sont également publiés.
Efficacité énergétique 	Depuis 2018, les actions de maîtrise de la demande en énergie effectuées auprès des particuliers et dont le gestionnaire de réseau a connaissance sont publiées.
Mobilité électrique 	Le site met à disposition un signal afin d'informer sur les moments où la recharge des véhicules électriques aura le moins d'impact, du point de vue du système électrique et du point de vue environnemental.

Tableau 1: données disponibles en 2022 sur le portail *Open Data* d'EDF, gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

³ <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>

1.1 La demande continue d'augmenter

1.1.1 La consommation annuelle est en hausse alors que la pointe connaît une légère baisse

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution de l'énergie électrique livrée au réseau et de la puissance de pointe, sur un historique de huit ans.

Energie livrée au réseau	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energie nette (GWh)	863	882	910	923	910	927	932	949
Croissance (par rapport à l'année précédente)		2,2%	3,2%	1,4%	-1,4%	1,9%	0,5%	1,8%

Puissance de pointe	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Puissance (MW)	128	133	135	145	146	151	148	146
Croissance (par rapport à l'année précédente)		3,9%	1,5%	7,4%	0,7%	3,4%	2,0%	-1,4%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

Une stagnation de la demande est constatée entre 2016 et 2018. Elle ne doit cependant pas remettre en cause la perspective de croissance sur le long terme. En effet, la consommation repart à la hausse à partir de 2019 (avec une inflexion en 2020). En 2021, la consommation a augmenté par rapport à 2020 : l'énergie nette livrée au réseau est de 949 GWh, soit une variation de +1,8 % par rapport à 2020 (les conditions climatiques de ces années étant proches). On note également une augmentation de 9,9% de l'énergie livrée en 7 ans.

La puissance de pointe maximale (en moyenne sur une heure) a quant à elle atteint 146 MW au cours d'une journée du mois d'octobre 2021, soit une variation de -1,4% par rapport à 2020. On note une augmentation de 14% de la puissance de pointe en 7 ans.

La demande d'électricité en Guyane varie en fonction des saisons. La saison des pluies correspond à la période où la consommation est la plus faible, tandis que la saison sèche (de septembre à novembre) voit la consommation augmenter.

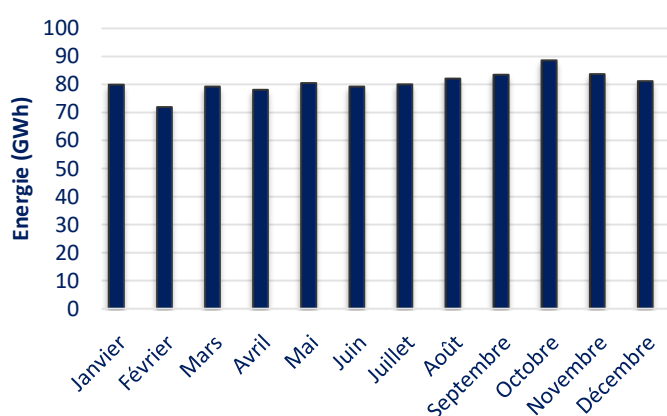


Figure 1 : structure annuelle de la demande en 2021

L'énergie facturée est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante : 60,5 % au tarif Bleu et Bleu + (petites entreprises et clients domestiques) et 39,5% au tarif Vert (moyennes et grandes entreprises, industries et collectivités).

Pour la Guyane du littoral, les pertes totales du réseau, c'est-à-dire la différence entre l'énergie livrée au réseau et l'énergie facturée aux clients raccordés, se sont élevées à 140 GWh en 2021 (soit 14,5 % de l'énergie livrée au réseau).

1.1.2 La consommation de la Guyane du littoral est concentrée sur les villes de Kourou et Cayenne

La figure ci-dessous présente la répartition des foyers de consommation en 2021.

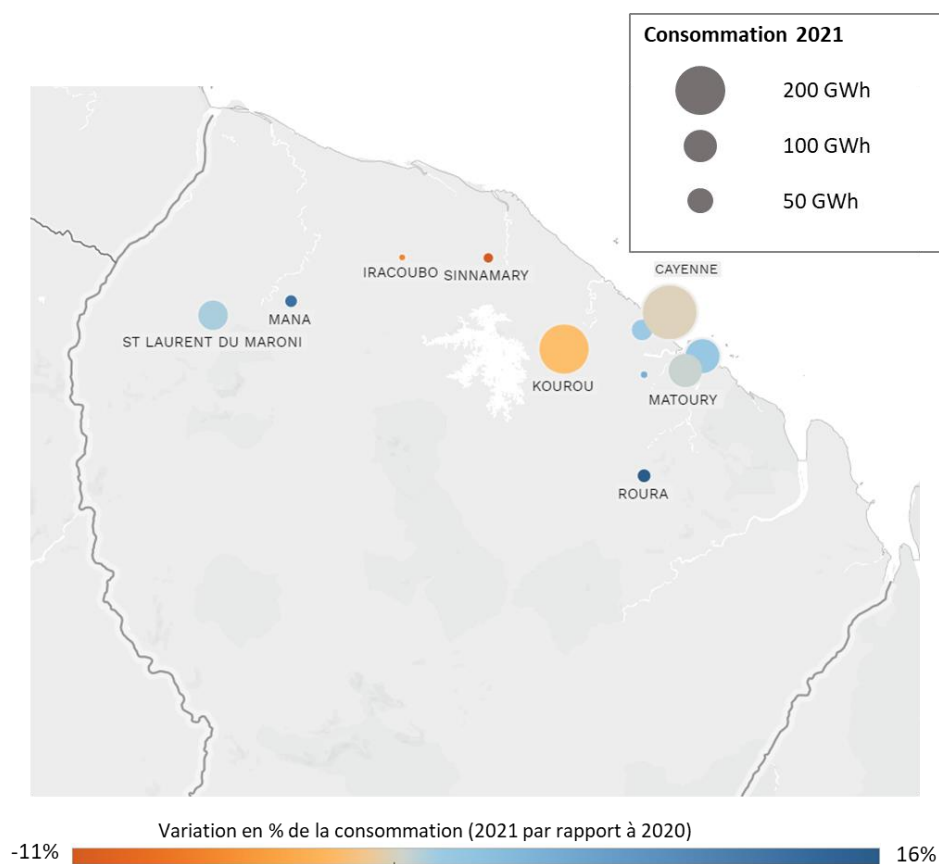


Figure 2 : répartition de la consommation par commune en 2021

1.1.3 Les actions de maîtrise de la demande en énergie continuent leur progression

La montée en puissance des actions de maîtrise de la demande en énergie se confirme, comme l'illustre le tableau ci-dessous qui présente l'évolution des actions réalisées dans les secteurs résidentiel et tertiaire depuis la mise en place du cadre de compensation en 2019.

Actions de MDE (GWh)	2019	2020	2021
Chauffe-eaux solaires individuels	1,4	8,0	23,9
Pose d'isolation dans le secteur résidentiel	17,0	27,4	3,0
Pose d'isolation dans le secteur tertiaire	0,5	4,0	7,1
Installation de climatiseurs performants sur le marché des professionnels	7,0	16,8	10,7
Total d'économies annuelles réalisées par les actions de l'année (GWh)	25,9	56,2	44,8
Total d'économies annuelles réalisées par le cumul des actions depuis 2019 (GWh)	25,9	82,1	126,9

Tableau 3 : actions de maîtrise de la demande en énergie sur les trois dernières années

1.2 L'année 2021 est marquée par une forte production hydraulique, en augmentation par rapport à l'année précédente

La production hydraulique est en nette augmentation par rapport à 2020, passant de 431 GWh à une production de 580 GWh en 2021, illustrant l'impact de la variabilité de l'hydraulicité sur le mix électrique.

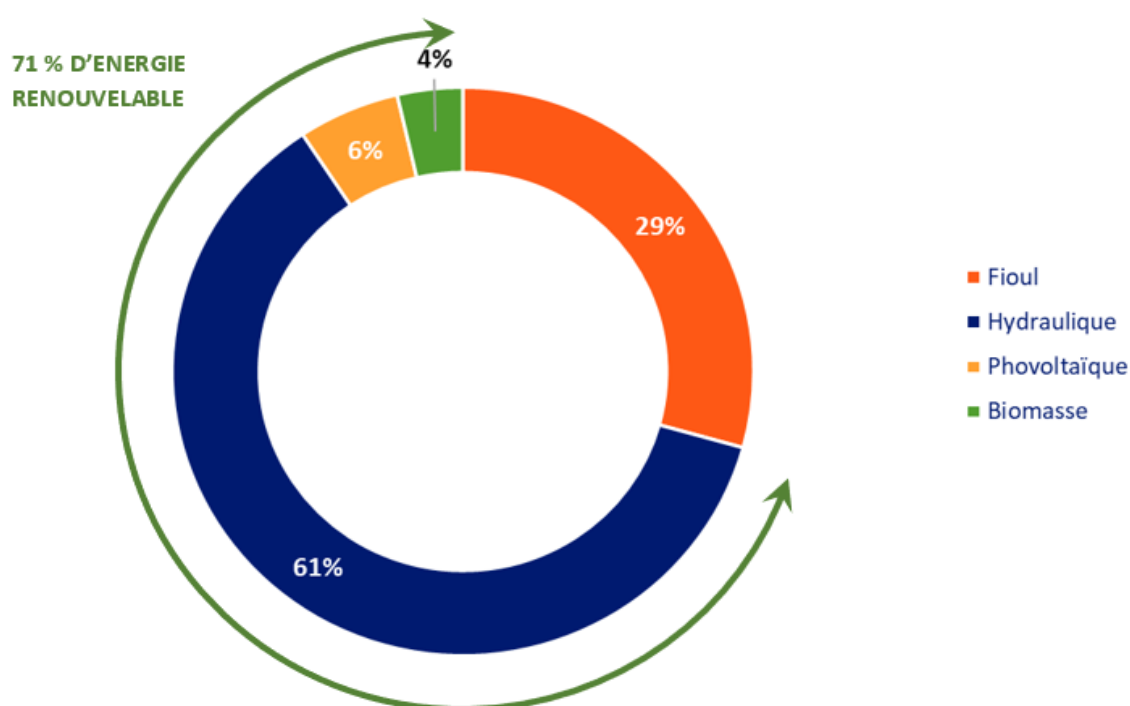


Figure 3 : mix électrique de l'année 2021

En 2021, la part des énergies renouvelables dans le mix s'est élevée à 71 %, un chiffre en nette augmentation par rapport à l'année précédente (cette part était de 53% en 2020). L'augmentation est liée à une hydraulicité plus favorable ainsi qu'à la mise en service de la centrale biomasse de Cacao en 2021.

1.2.1 Les moyens de production se concentrent autour de deux pôles principaux, Cayenne et Petit-Saut

La figure suivante présente la répartition géographique des différents moyens de production. Deux pôles disposant d'importantes capacités installées ressortent : Cayenne et Petit-Saut.

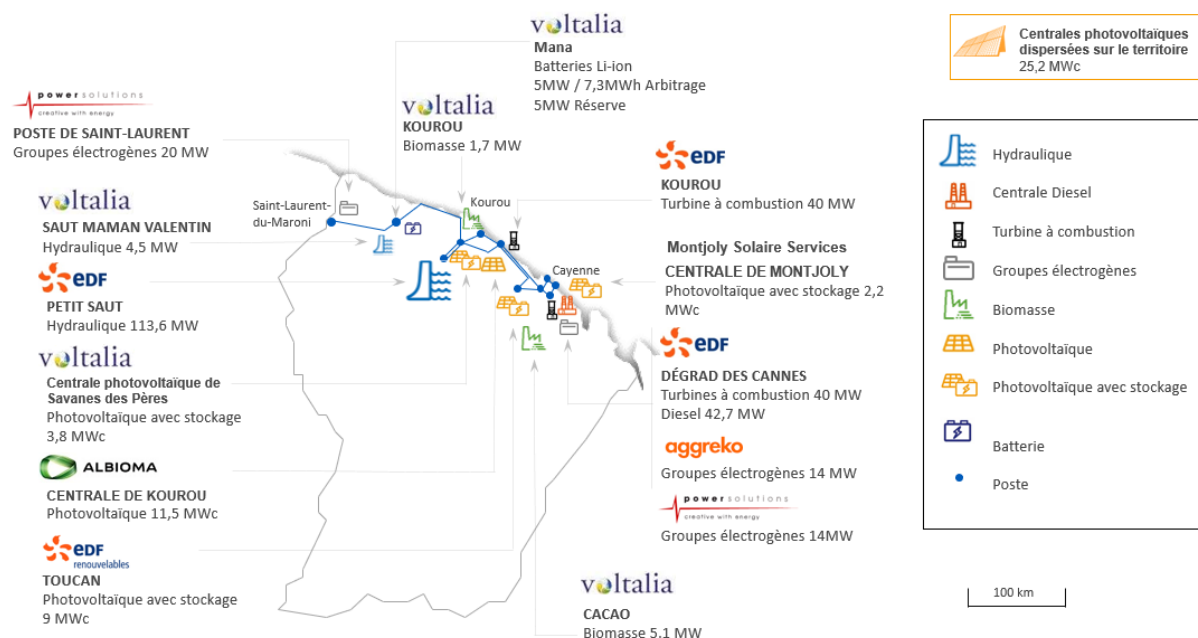


Figure 4 : carte du système électrique de la Guyane du littoral au 31/12/2021 - Seules les installations de plus de 1,5 MW sont représentées, hormis pour la filière photovoltaïque (seuil à 2 MW)

1.2.2 2021 : une année de production hydraulique record (580 GWh)

Hydraulique (580 GWh)

La production hydraulique peut fortement varier d'une année à l'autre, en fonction des précipitations. Ainsi, au cours des dix-sept dernières années, la production annuelle a oscillé entre 352 GWh (2009) et 580 GWh (2021).

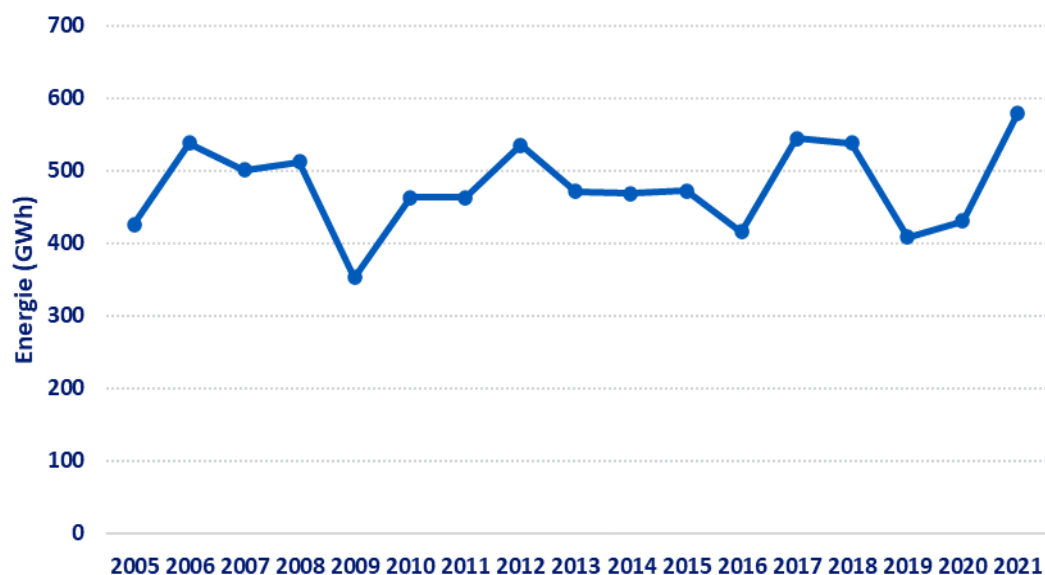


Figure 5 : production hydraulique annuelle sur la période 2005-2021

Le système électrique guyanais est marqué par la prépondérance du barrage EDF de Petit-Saut dans le mix électrique. Cette centrale hydraulique avec retenue a été mise en service en 1995. Elle est équipée de quatre groupes d'une puissance unitaire de 28,4 MW. La puissance maximale délivrée est fonction de la hauteur de chute et donc du niveau de remplissage du barrage. Cette puissance maximale est limitée à environ 75 MW à cote basse et 108 MW à cote maximale. En 2021, la centrale de Petit-Saut a produit environ 562 GWh, record absolu depuis sa mise en service, portant à 71% la part des énergies renouvelables dans le mix guyanaisⁱ.

La centrale hydraulique au fil de l'eau Saut Maman Valentin située sur la rivière Mana a quant à elle fournit 18 GWh en 2021 (en baisse de 9,6% par rapport à 2020). Cette baisse de production est liée à la forte hydraulicité de la rivière Mana qui ne favorise pas la hauteur de chute entre l'amont et l'aval.

1.2.3 Énergies renouvelables non synchrones (57 GWh)

Photovoltaïque avec et sans stockage (57 GWh)

Avec une production de 57 GWh en 2021, la filière solaire représente la deuxième source d'énergie renouvelable après l'hydraulique. Depuis le premier appel d'offre de 2011, plusieurs installations photovoltaïques couplées à des batteries ont été mises en service (pour 14,5 MWc de production installée fin 2021). La filière photovoltaïque en Guyane est caractérisée par son caractère diffus, avec une majorité des installations raccordées au réseau de distribution sur des départs comprenant également de la consommation.

1.2.4 Autres énergies renouvelables (environ 34 GWh)

Biomasse (34 GWh)

Une unité de biomasse de 1,7 MW, exploitée par Voltalia, a été mise en service en 2009 à Kourou. Une nouvelle unité de 5,1 MW, exploitée par Voltalia, a été ajoutée en 2021 : il s'agit de la centrale biomasse de Cacao.

Avec une production de 34 GWh en 2021, la part de la production biomasse dans le mix électrique est ainsi passée de 1% en 2020 à 4% en 2021 (avec la mise en service en cours d'année de la centrale de Cacao).

1.2.5 Moyens fossiles (277 GWh)

En 2021, les moyens fossiles ont produit 277 GWh. Leur part dans la production totale est en baisse, passant de 46% en 2020 à 29 % en 2021 (principalement du fait d'une hydraulité plus favorable ainsi que du développement du PV et de la biomasse solide).

Site thermique de Dégrad des Cannes

La centrale de Dégrad des Cannes est équipée de sept moteurs diesel, dont la puissance unitaire maximale est de 6,1 MW, prévus pour un fonctionnement en base. Cette centrale a produit 96 GWh en 2021. De plus, EDF exploite deux Turbines à Combustion (TAC) de 20 MW (dont une TAC mobile) sur le site de Dégrad des Cannes⁴ et 28 MW de groupes électrogènes ont été mis en service sur ce site (14 MW en 2018 et 14 MW en 2020). L'ensemble de ces moyens thermiques sera remplacé par la centrale de 111 MW qui sera mise en service sur le site du Larivot.

Autres TACs

Outre les deux TACs situées sur le site de Dégrad des Cannes, EDF exploite deux TACs (dont une TAC mobile) sur le site de Kourou⁵. Les quatre TACs ont produit 103 GWh en 2021.

Autres groupes électrogènes

Outre les TAC mobiles et les groupes électrogènes du site de Dégrad des Cannes, 20 MW de groupes électrogènes ont été mis en service en 2021 sur le site de Margot à Saint-Laurent-du-Maroni. Ces groupes permettent au gestionnaire de réseau de réalimenter l'ensemble de l'Ouest guyanais en cas d'indisponibilité (lors d'une avarie ou d'une maintenance) d'une des liaisons 90 kV en antenne alimentant la zone⁶.

La stratégie et le cadre de traitement de la sécurisation des consommateurs de l'agglomération de la ville de Saint-Laurent-du-Maroni et des villes situées en aval⁷ ont été définis en étroite collaboration avec les services de l'Etat et la Collectivité. A court et moyen termes, cette sécurisation sera assurée par des projets EnR pilotables et garantis au sens de la PPE révisée. A long terme, elle sera assurée par la construction d'une nouvelle ligne HTB assurant la redondance et répondant aux besoins de développement de l'Ouest guyanais.

1.2.6 Stockage

La mise en service de deux batteries Li-ion de 5 MW sur le site de Mana a permis d'apporter un service de report de charge et de libération rapide de puissance (par exemple en cas de perte d'un moyen de production). En 2021, la libération rapide de puissance a permis, à plusieurs reprises, de compenser la perte d'un groupe de production, réduisant ainsi le recours au délestage fréquence-métrique et donc les conséquences négatives sur la clientèle.

⁴ L'application des normes environnementales limite le fonctionnement des TAC non mobiles à 500 heures par an car elles ne sont pas équipées de procédés de dénitrification des fumées.

⁵ Idem.

⁶ L'ensemble des groupes électrogènes du système électrique du littoral a produit 78 GWh en 2021.

⁷ Ces consommateurs sont alimentés par le poste source de Margot situé dans l'Ouest et relié au réseau du littoral par le biais de la liaison 90 kV « Etoile-Organabo-Margot » longue de 160 km.

1.2.7 Tableau de synthèse du parc installé au 31/12/2021

Producteur	Site	Type	Date de mise en service	EnR	Pilotable	Synchrone	Niveau de tension	Puissance raccordée (MW)
EDF SEI	Petit-Saut	Hydraulique	01/01/1995	✓	✓	✓	HTB	113,6
Voltalia	Saut Maman Valentin	Hydraulique Fil de l'eau	01/09/2011	✓	✗	✓	HTA	4,5
EDF SEI	Dégrad des Cannes	Diesel	1982 à 1987	✗	✓	✓	HTB	42,7
EDF SEI	Dégrad des Cannes	TAC	01/01/1991	✗	✓	✓	HTB	20,0
EDF SEI	Dégrad des Cannes	TAC	2017 (1 ^{ère} mise en service : 2008)	✗	✓	✓	HTB	20,0
EDF SEI	Kourou	TAC	01/01/1993	✗	✓	✓	HTA	20,0
EDF SEI	Kourou	TAC	01/01/2014	✗	✓	✓	HTB	20,0
Aggreko	Dégrad des Cannes	Groupe Electrogène	14/08/2018	✗	✓	✓	HTA	14,0
Power Solutions	Dégrad des Cannes	Groupe Electrogène	01/06/2020	✗	✓	✓	HTA	14,0
Power Solutions	Saint-Laurent-du-Maroni	Groupe Electrogène	05/12/2020	✗	✓	✓	HTA	20,0
Voltalia	Kourou	Biomasse	01/01/2010	✓	✗	✓	HTA	1,7
Voltalia	Cacao	Biomasse	30/04/2021	✓	✓	✓	HTA	5,1
Albioma Solaire	Kourou	Photovoltaïque	31/12/2010	✓	✗	✗	HTA	11,5
Albioma Solaire	Matoury	Photovoltaïque	07/09/2011	✓	✗	✗	HTA	4,0
Volta Guyane	Coco Banane	Photovoltaïque	31/12/2010	✓	✗	✗	HTA	4,0
Multiples	Multiples	Photovoltaïque	Multiples	✓	✗	✗	HTA/BT	16,2
EDF RE	Toucan 2	Photovoltaïque avec stockage	01/06/2020	✓	✗	✗	HTA	4,3
EDF RE	Toucan 1	Photovoltaïque avec stockage	23/01/2015	✓	✗	✗	HTA	4,5
Voltalia	Savane des Pères	Photovoltaïque avec stockage	16/09/2020	✓	✗	✗	HTA	2,7
TotalEnergies	Montjoly solaire	Photovoltaïque avec stockage	21/07/2015	✓	✗	✗	HTA	2,2
Multiples	Multiples	Photovoltaïque avec stockage	Multiples	✓	✗	✗	HTA	0,8
Voltalia	Système 1	Batterie Arbitrage	18/12/2020	s.o.	✓	✗	HTA	5,0
Voltalia	Système 2	Batterie Réserve	18/12/2020	s.o.	✗	✗	HTA	5,0

1.3 L'équilibre offre-demande

La figure suivante présente le profil de la consommation guyanaise sur des journées représentatives. La courbe de charge est caractérisée par une pointe en journée sensible à la température (climatisation tertiaire essentiellement) et une pointe du soir principalement liée à la consommation des clients résidentiels (éclairage et appareils domestiques). Plus il fait chaud, plus la consommation d'électricité est élevée (du fait d'une utilisation accrue de la climatisation). Ainsi, la consommation est plus forte durant la saison sèche. D'ailleurs, en 2021 la pointe annuelle a été atteinte au mois d'octobre entre 12h et 14h.

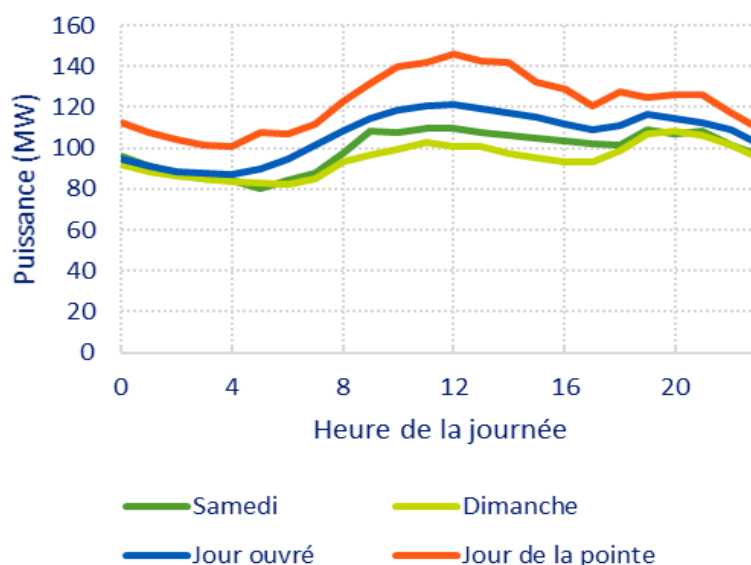


Figure 6 : exemple de structure journalière de la demande en 2021

La figure suivante représente le profil de la demande résiduelle*, c'est-à-dire la demande qui doit être satisfaite par le parc de production pilotable*. Sa valeur maximale est atteinte en début de soirée. L'énergie photovoltaïque contribue en effet à réduire le niveau de la demande résiduelle en milieu de journée.

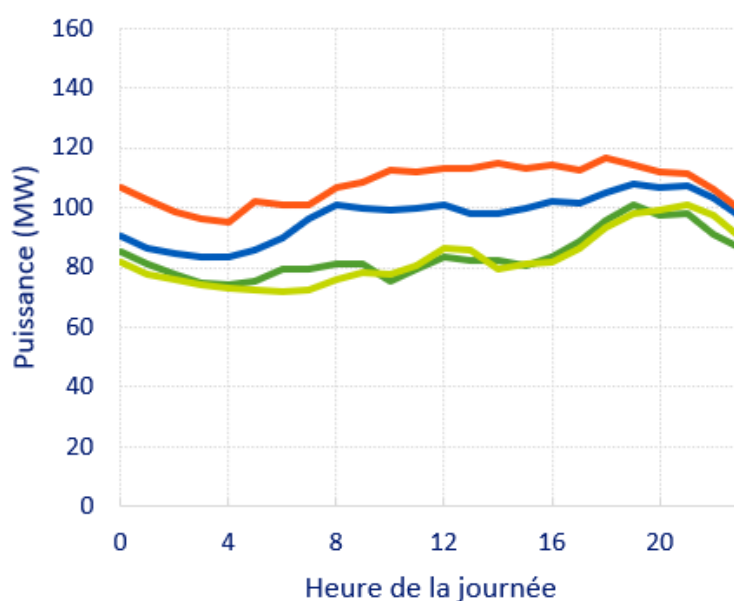


Figure 7 : demande résiduelle sur les mêmes journées de 2021

2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles

Le système électrique vit une période charnière durant laquelle il va connaître des modifications profondes. Celles-ci pourront survenir à un rythme plus ou moins soutenu. Afin d'explorer les futurs possibles, les analyses se basent sur deux scénarios, Azur et Emeraude, dont les sous-jacents, contrastés, crédibles et cohérents sont présentés dans ce paragraphe.

2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans

La consommation électrique dépend au premier ordre :

- de la démographie,
- de l'activité économique du territoire,
- des actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) réalisées et
- du transfert d'usage entre l'électricité et d'autres sources d'énergie (transport par exemple).

Le Bilan Prévisionnel 2022 confirme deux tendances importantes sur ces sous-jacents : un plan ambitieux d'actions de MDE et le fort développement du véhicule électrique.

2.1.1 Les scénarios retenus pour les analyses reflètent les changements en cours

Les évolutions du système électrique, ainsi que d'éventuelles ruptures, ne peuvent pas être anticipées avec certitude. Ainsi, les analyses du Bilan Prévisionnel n'ont pas vocation à prévoir le futur, mais plutôt à explorer des futurs possibles par la mise en place des deux scénarios Azur et Emeraude. Ceux-ci reposent sur des corps d'hypothèses contrastés, crédibles et cohérents, dont les principales caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous. Pour rendre compte des incertitudes relatives à l'activité économique (illustrées notamment lors de la crise sanitaire en 2020 et 2021), il apparaît utile de scénariser l'aspect "PIB/Habitant". Par ailleurs, les aspects MDE ainsi que le développement du véhicule électrique sont des axes structurants et différencient à ce titre les deux scénarios.

	Parc de production	MDE	Mobilité électrique	Population	Macro-économie
Azur	Parc connu et développement important des EnR	80 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée	Scénario INSEE haut	Scénario PIB/habitant haut
Emeraude	Parc connu et développement très conséquent des EnR	100 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite très ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée	Scénario INSEE central	Scénario PIB/habitant bas

Tableau 4 : principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

Le scénario Azur repose sur l'hypothèse d'une transition énergétique mise en œuvre à un rythme soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario haut de l'INSEE couplée à un scénario haut d'évolution du PIB/habitant. Dans cette trajectoire, le développement des énergies renouvelables est important, les efforts de MDE sont significatifs dans la durée (réalisation du cadre de compensation en 2023 à hauteur de 80 % puis poursuite des efforts à un rythme comparable) et l'électrification de l'usage transport est en hausse par rapport à aujourd'hui (permettant d'atteindre la fin de vente des véhicules thermiques en 2040) avec un degré médian de pilotage de la recharge.

Le scénario Emeraude envisage quant à lui une transition énergétique à un rythme encore plus soutenu, associée à une trajectoire de population basée sur le scénario central de l'INSEE couplée à un scénario bas d'évolution du PIB/habitant. Cette transition est caractérisée par un développement très important des énergies renouvelables, des efforts de MDE très significatifs dans la durée (pleine réalisation du cadre de compensation en 2023 puis poursuite des efforts à un rythme ambitieux) et enfin une forte électrification de l'usage transport (permettant d'atteindre la fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035) avec un bon degré de pilotage de la charge de ces véhicules.

2.2 Malgré les actions de MDE, la demande croît en raison du dynamisme économique et démographique du territoire

La construction des trajectoires de consommation repose sur plusieurs hypothèses : la démographie, l'économie, le développement du véhicule électrique ou encore les variations saisonnières et journalières de températureⁱⁱ. La suite de ce paragraphe expose des éléments quantitatifs sur le paramétrage retenu pour les sous-jacents des trajectoires de consommation.

2.2.1 La population est en croissance dans les deux scénarios

Les projections démographiques sont réalisées en se basant sur la population 2021 et en y appliquant les taux de croissance prévus par l'INSEE en 2017 (modèle Omphale 2017) : scénario haut pour Azur et scénario médian pour Emeraude. Les trajectoires présentées ci-après portent uniquement sur la Guyane du littoral. La population est en hausse dans les deux scénarios (cf. tableau ci-dessous).

Milliers d'habitants	2021	2028	2033	2038
Azur	255	293	325	353
Emeraude	255	285	309	326

Tableau 5 : hypothèses de population sur le littoral

Les hypothèses d'évolution du PIB sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles sont la résultante des hypothèses de population et de PIB/habitant. La répartition de la valeur ajoutée entre les différents secteurs d'activité, qui varie peu sur l'historique, a été considérée inchangée sur l'horizon de l'étude.

PIB (M€ ₂₀₁₀)	2021	2028	2033	2038
Azur	4 208	5 568	6 621	7 690
Emeraude	4 208	5 199	5 801	6 318

Tableau 6 : hypothèses d'évolution du PIB sur le littoral

2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour le niveau de consommation

Sous l'impulsion d'un comité MDE constitué de la Collectivité Territoriale de Guyane, l'ADEME*, la DEAL* et EDF, le territoire a vu son cadre territorial de compensation pour la période 2019-2023 validé par la délibération N°2019-006 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 17 janvier 2019⁸. Ce document précise la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation (au titre des charges de service public de l'énergie) des petites actions de MDE mises en œuvre en Guyane. Il offre ainsi des perspectives ambitieuses pour les actions de MDE tout en sécurisant leur financement.

La délibération n°2021-342 de la CRE du 18 novembre 2021 a validé le bilan de l'année 2020 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à La Réunion. Les hypothèses de MDE de ce Bilan Prévisionnel 2022 tiennent compte de cette validation.

Le cadre comporte des actions standards relativement génériques (comme l'installation de chauffe-eaux solaires ou l'isolation des bâtiments) ainsi que des actions non-standards caractérisées par un niveau élevé de dépendance au site d'implantation (comme l'installation d'équipements performants chez un industriel). Si elles sont toutes réalisées, ces actions permettront de réduire la consommation d'environ 135 GWh à l'horizon 2023.

Comme l'illustre la figure suivante, différents types de clients et différents aspects de leur consommation sont ciblés par les actions standards.

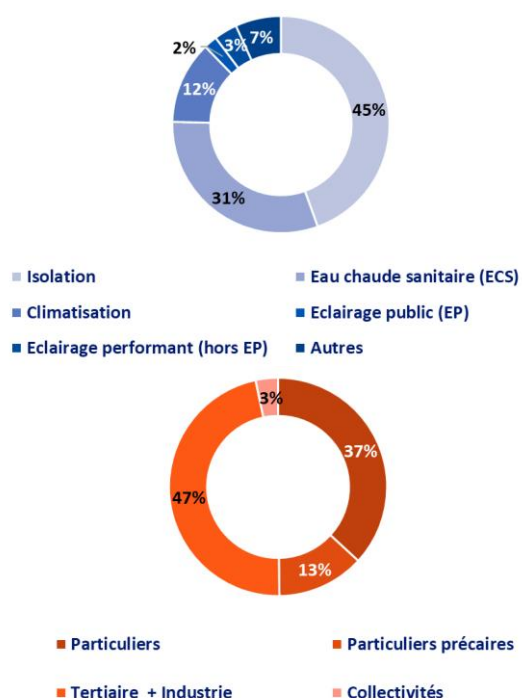


Figure 8 : décomposition (en énergie) des actions standards du cadre de compensation par type d'actions et par type de clients sur la période 2019-2023

⁸ En application de la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

Au-delà de 2023, il n'existe à ce jour pas de décision concernant un nouveau cadre de compensation. Les économies cumulées entre les années 2021 et 2023 sont estimées en incluant la révision du cadre de compensation d'avril 2021. Les économies ultérieures sont extrapolées à 2038 en considérant une durée de vie pour chaque action et une érosion du gisement d'actions disponibles, avec des volumes de MDE plus importants dans Emeraude que dans Azur.

Les économies d'énergie cumulées issues des actions liées au cadre de compensation pour le scénario Emeraude sont présentées dans la figure ci-dessous.

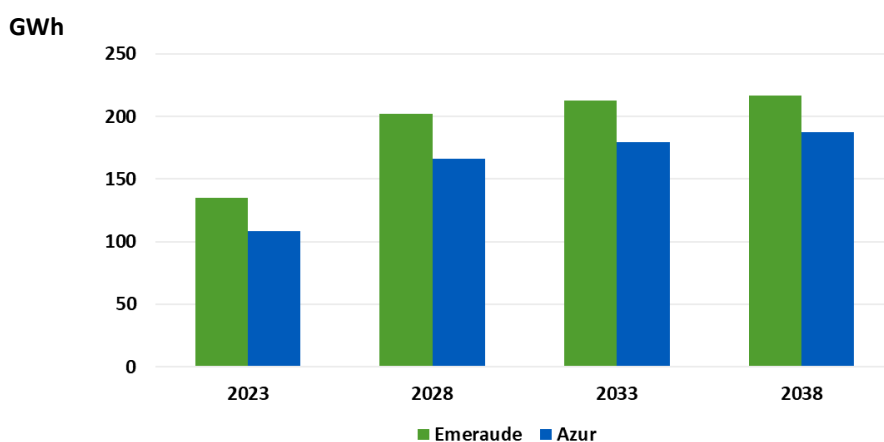


Figure 9 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées issues des actions liées aux cadres de compensation en Guyane

2.2.3 Les deux scénarios font l'hypothèse d'un développement rapide du véhicule électrique dont la recharge partiellement optimisée permet de limiter l'impact à la pointe

La dynamique de développement de la mobilité électrique se confirme

Le parc de véhicules électriques est encore marginal en Guyane : à fin 2021, moins de 1% des véhicules légers⁹ du territoire étaient 100 % électriques ou hybrides rechargeables. Néanmoins, le développement de la mobilité électrique s'est accéléré en 2021. Les véhicules électrifiés¹⁰ ont ainsi représenté près de 5% des ventes sur le segment des véhicules légers, contre moins de 2% l'année précédente. Cela reste nettement inférieur à la part de marché observée en France métropolitaine sur le même segment, qui est d'environ 15%¹¹.

⁹ La catégorie des véhicules légers regroupe les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires.

¹⁰ 100% électriques et hybrides rechargeables.

¹¹ Baromètre annuel de l'AVERE France.

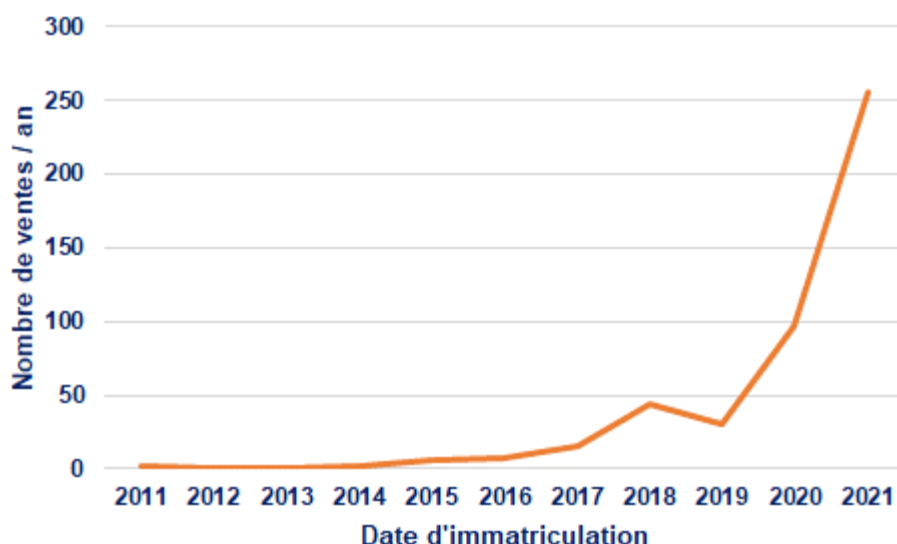


Figure 10 : évolution des ventes de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables neufs depuis 2011 en Guyane

Le développement du véhicule électrique constitue un atout pour atteindre les objectifs de transition énergétique de la PPE. Il permet ainsi, dès aujourd'hui¹², des gains en termes d'émissions de CO₂ par rapport à un véhicule thermique équivalent. Ces gains seront renforcés avec la décarbonation croissante du mix électrique dans les années à venir.

Cependant, certaines contraintes spécifiques au contexte des ZNI posent un défi quant à son intégration. En effet, les véhicules électriques peuvent solliciter des niveaux de puissance importants et accentuer les pointes de consommation, notamment le soir. Un développement massif et non maîtrisé du véhicule électrique pourrait ainsi représenter un coût élevé pour la collectivité, tout en faisant peser des contraintes techniques importantes sur le système électrique. Le pilotage de la recharge est donc un levier essentiel pour limiter l'impact du développement de cette mobilité sur le système électrique.

En tant que gestionnaire de réseau en Guyane, EDF émet un certain nombre de préconisations allant dans le sens d'une recharge « vertueuse » qui privilégie les heures où la production d'origine renouvelable est importante et limite les appels de puissance sur le réseau pendant les périodes plus contraintes (comme la pointe du soir où les marges sont moins importantes et la production davantage carbonée)¹³. Les préconisations sont adaptées selon le secteur et l'usage, comme l'illustre le tableau suivant.

Secteur ou usage	Solution préconisée
Domicile	Appel réseau limité à 3,7 kW Pilotage heures pleines / heures creuses
Parking d'entreprise	Appel réseau limité à 7,4 kW Pilotage selon un signal fourni par le gestionnaire de réseau (puissance divisée par deux en période défavorable)
Voirie	Appel réseau limité à 22 kW Pilotage selon un signal fourni par le gestionnaire de réseau (puissance divisée par deux en période défavorable)

Tableau 7 : recommandations du gestionnaire de réseau pour le raccordement des véhicules électriques (2022)

¹² En analyse de cycle de vie complète (comprenant donc notamment la fabrication et le recyclage des batteries).

¹³ Ces préconisations sont prises en compte dans les deux scénarios Azur et Emeraude.

Un signal réseau est mis à disposition en *Open Data* par le gestionnaire de réseau et permet d'indiquer aux opérateurs de bornes et aux propriétaires de véhicules électriques les périodes favorables et défavorables pour la charge des véhicules en prenant en compte les contraintes technico-économiques (coût) et l'aspect environnemental (CO₂). Le label ADVENIR ZNI, reconnu par l'Avere-France, EcoCO2, EDF, l'ADEME et le ministère de l'Environnement, permet d'aider le financement¹⁴ de bornes pilotées sur la base de ce signal dans le secteur tertiaire et en voirie, pour les territoires insulaires¹⁵.

L'électrification des poids lourds et des navires à quai constitue également une tendance qui est désormais considérée dans le Bilan Prévisionnel. En effet, la loi Climat et Résilience de 2021 vise la fin de la commercialisation en 2040 des bus et poids lourds neufs utilisant majoritairement des énergies fossiles¹⁶.

Un fort développement des véhicules électriques légers dans Azur et Emeraude

Dans les scénarios Azur et Emeraude, deux hypothèses de développement du véhicule électrique léger sont explorées. Le scénario Azur intègre la fin de vente des véhicules thermiques en 2040 (conformément à l'actuelle loi d'orientation des mobilités). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 44% en 2038. Le scénario Emeraude intègre quant à lui la fin de vente des véhicules thermiques en 2035 (conformément au texte adopté par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne en octobre 2022¹⁷). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 62% en 2038.

Les hypothèses de consommation annuelle des véhicules électriques légers sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles portent la consommation annuelle des véhicules électriques légers en 2038 à environ 7 % de la consommation totale dans le scénario Azur et à 11 % dans le scénario Emeraude.

		2021	2028	2033	2038
Azur	Parc VE et VHR ¹⁸	210	5390	19900	46800
	% parc total	0%	6%	20%	44%
	% ventes annuelles	2%	19%	49%	85%
Emeraude	Parc VE et VHR	210	8930	29540	61100
	% parc total	0%	10%	32%	62%
	% ventes annuelles	2%	31%	77%	100%

Tableau 8 : hypothèses de développement du véhicule électrique léger en Guyane

Dans les scénarios étudiés, la notion de pilotage recouvre la mise en place de dispositifs sur les bornes pour optimiser la recharge en fonction du signal réseau fourni par EDF ou de plages tarifaires heures pleines / heures creuses. Les hypothèses de taux de pilotage retenues dans les scénarios Azur et Emeraude sont respectivement de 40 % et de 80 % et aboutissent aux courbes de charges ci-dessous pour un jour ouvré à horizon 2033.

¹⁴ Jusqu'à un montant de 1860 € en 2019.

¹⁵ Le cahier des charges est disponible sur le site dédié : <http://advenir.mobi/cahier-des-charges/conditions-deligibilite-dans-les-zones-non-interconnectees-corse-et-outremer/>

¹⁶ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

¹⁷ Les considérants du texte adopté abordent l'éventualité d'une discussion ultérieure sur l'utilisation de technologies alternatives comme les carburants synthétiques (e-carburants).

¹⁸ Véhicule Hybride Rechargeable.

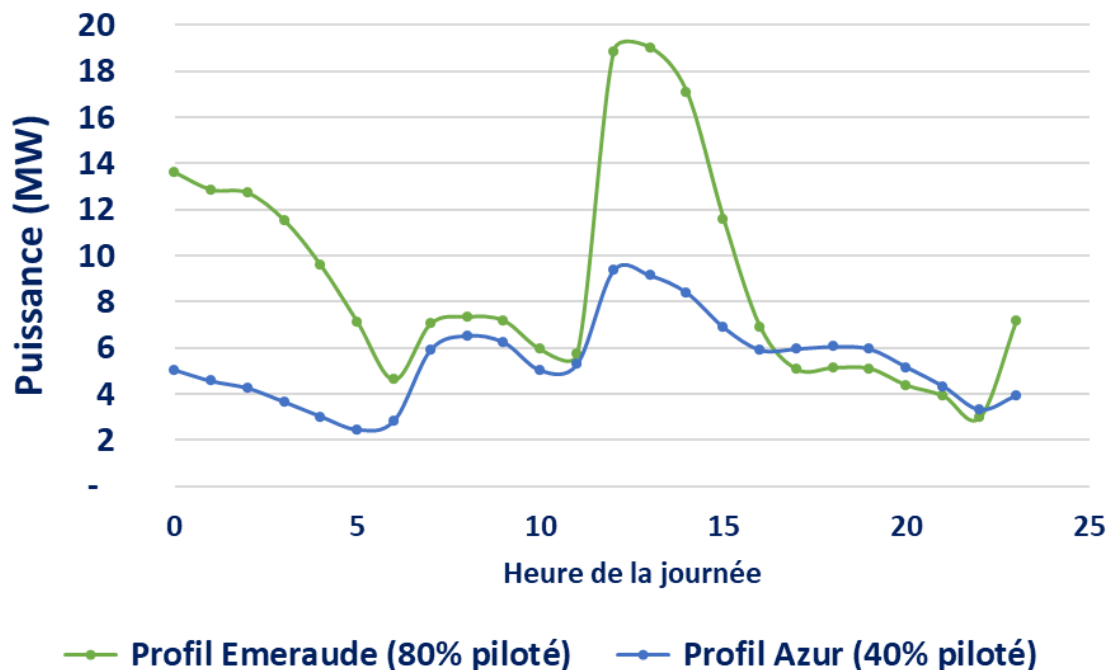


Figure 11 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 en Guyane

Ainsi, dans le scénario Emeraude, malgré une consommation annuelle liée aux véhicules électriques légers plus importante, l'appel de puissance aux alentours de 18h – 19h est du même ordre de grandeur que dans le scénario Azur. Ce profil Emeraude fait apparaître deux pointes de charge : lors des heures méridiennes (où la production photovoltaïque est importante) et au milieu de la nuit (où la consommation liée aux autres usages est moindre).

Concernant la mobilité lourde, les taux d'électrification sont également scénarisés. Le tableau suivant présente les valeurs considérées en 2035.

	Bus	Poids lourds
Azur	25%	De l'ordre de 20%
Emeraude	40%	De l'ordre de 30%

Tableau 9 : taux d'électrification considérés en 2035 pour la mobilité lourde

La figure suivante présente les trajectoires de consommations liées à la mobilité électrique en fonction du scénario considéré.

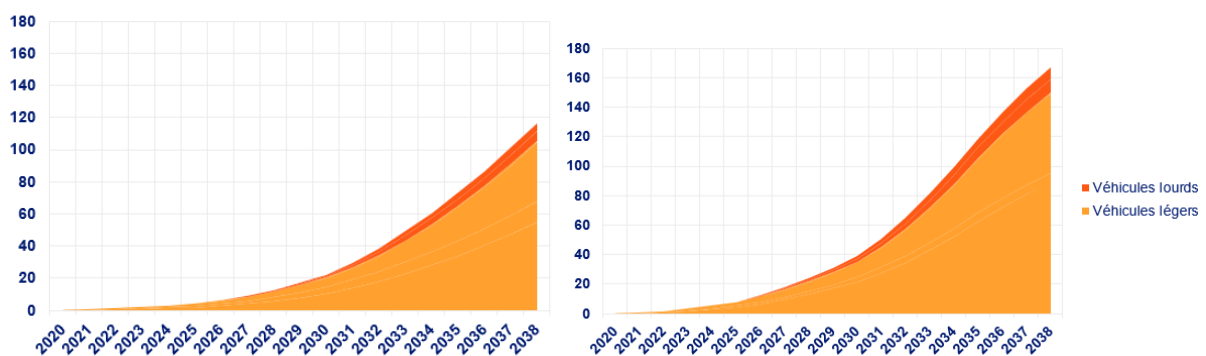


Figure 12 : trajectoire de consommation liée à la mobilité électrique en Guyane dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite), en GWh

2.2.4 La consommation d'énergie est en hausse dans les deux scénarios

Les courbes de charge des années 2019 et 2021 sont utilisées pour mettre en place le profil de consommation au sein d'une année¹⁹. La consommation guyanaise comporte une dépendance à la température : toutes choses égales par ailleurs, la consommation est d'environ 4 MW plus importante lorsqu'il fait un degré Celsius de plus (notamment du fait de la consommation supplémentaire des climatisations). Cet effet est modélisé en prenant en compte l'historique des températures sur la période 2014-2021.

Le tableau ci-dessous synthétise les valeurs de l'énergie et de la pointe moyenne de ces profils sur l'horizon d'étude.

Azur	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	990	1096	1299	1554
Pointe moy. sur 1h (MW)	157	174	206	248

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	966	1013	1171	1365
Pointe moy. sur 1h (MW)	154	162	190	228

Tableau 10 : trajectoires de consommation²⁰

Comme l'illustre la figure ci-dessous, la mobilité électrique (plus développée dans Emeraude) tend à limiter les écarts de consommation entre les scénarios (dus aux effets des hypothèses relatives à la MDE et à la macro-économie).

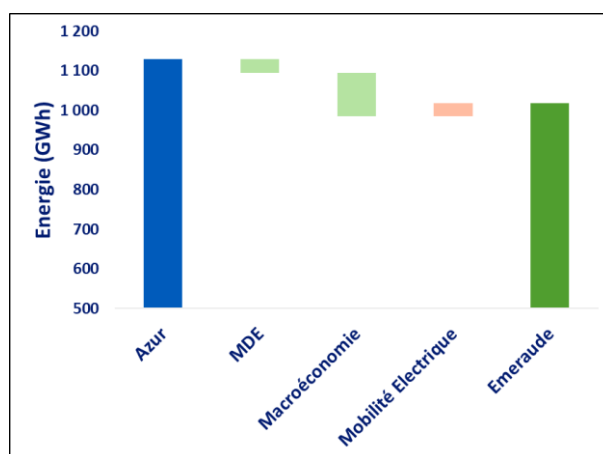


Figure 13 : décomposition de l'écart entre consommations (hors pertes) des scénarios Azur et Emeraude en 2033 (GWh)

¹⁹ L'année 2020 n'a pas été retenue en raison de sa spécificité liée au contexte sanitaire.

²⁰ Les volumes indiqués correspondent à une consommation (pertes incluses) sur 365 jours. Ainsi, pour les années bissextiles il convient de rajouter la consommation du 29 février.

2.3 La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables

2.3.1 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de la décroissance du parc actuel et de l'arrivée de nouveaux actifs

Partant du parc actuel tel que défini dans la partie 1, des trajectoires d'évolution de la puissance installée ont été déterminées. Dans les deux scénarios, l'hypothèse de décroissance du parc actuel est identique et repose sur des données contractuelles : une centrale est considérée déclassée lorsque le contrat d'achat entre le porteur de projet et le gestionnaire de réseau arrive à échéance. Dans le cas particulier des installations d'EDF SEI (qui ne font pas l'objet d'un contrat), la date de déclassement correspond à la fin de vie estimée des matériels. L'objectif de cette démarche est de faire apparaître les besoins de puissance qui pourraient émerger sur l'horizon de l'étude.

Des hypothèses différenciées de développement des énergies renouvelables ont été établies pour les scénarios Azur et Emeraude, en s'appuyant sur les projets en cours de développement pour les horizons court terme et en extrapolant les dynamiques pour les horizons plus long terme. Cette dynamique est plus forte dans le scénario Emeraude.

Enfin, pour les moyens de stockage centralisés, seuls ont été considérés les projets lauréats du premier guichet CRE (afin de faire apparaître le besoin de puissance du système électrique).

Le tableau suivant donne une vision synthétique des trajectoires de parc ainsi construites²¹. Il est complété par des éléments plus détaillés sur chaque filière dans la suite du paragraphe.

Puissance (MW)		2022	2028	2033	2038
Azur	Thermique fossile	171	0	0	0
	Hydraulique	112	117	112	112
	Biomasse solide	7	32	37	37
	Biomasse liquide	0	111	111	111
	Biogaz	0	1	1	1
	EnR non synchrones	50	148	167	174
	20 MW de l'Ouest	0	20	20	20
	20 MW de l'Est	0	20	20	20
	Stockage ²²	5	5	0	0
Emeraude	Thermique fossile	171	0	0	0
	Hydraulique	112	117	112	112
	Biomasse solide	7	32	52	52
	Biomasse liquide	0	111	111	111
	Biogaz	0	1	1	1
	EnR non synchrones	50	167	189	199
	20 MW de l'Ouest	0	20	20	20
	20 MW de l'Est	0	20	20	20
	Stockage ²³	5	5	0	0

Tableau 11 : puissances installées au 1^{er} janvier dans les scénarios Azur et Emeraude²⁴

Thermique fossile

Concernant les moyens de production thermique fossile installés sur le territoire en 2022, les centrales TAC et diesel de Dégrad des Cannes ainsi que les groupes électrogènes de Dégrad des Cannes sont considérés comme pleinement déclassés à la date à laquelle une centrale de 111 MW fonctionnant au bioliquide entrera en service sur le site du Larivot (2026).

Les centrales TAC de Kourou sont considérées comme déclassées au 01/01/2025.

Les groupes électrogènes de Saint-Laurent-du-Maroni seront remplacés progressivement par des moyens de production EnR à puissance garantie avec un volume de 20 MW fixé par la PPE. L'arrêt définitif des groupes électrogènes, prévu en 2026, est conditionné par la mise en service de ces nouveaux moyens de production raccordés au poste source de Saint-Laurent-du-Maroni.

Hydraulique

Les capacités hydrauliques sont constituées des centrales existantes de Petit-Saut pour 108 MW et de Saut Maman Valentin pour 4,5 MW. Dans chaque scénario, ces moyens sont complétés d'une centrale hydraulique de 4,5 MW.

Biomasse liquide

Les deux scénarios font l'hypothèse d'une mise en service d'une centrale de 111 MW en 2026 sur le site du Larivot.

²¹ Il peut exister de légers écarts entre les puissances installées présentées en partie 1 et les puissances considérées dans ce tableau, pour des raisons de convention.

²² Il s'agit de capacité en injection.

²³ Idem.

²⁴ Il peut exister de légers écarts entre les puissances installées présentées en partie [Erreur ! Source du renvoi introuvable.](#) et les puissances considérées dans ce tableau (pour des raisons de convention).

Biomasse solide et biogaz

Les deux scénarios considèrent un développement de 26 MW d'installations biomasse solide entre 2023 et 2028, en complément des centrales actuelles. Par la suite, le scénario Emeraude suppose également le développement de 15 MW de la filière à horizon 2038. Enfin, l'unité de valorisation des déchets de la décharge des Maringouins de 1,3 MW est considérée en service dans les deux scénarios à partir de 2023.

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement du PV tout au long de l'horizon, accompagné par l'accroissement de capacités éoliennes en fin de période. En 2038, les capacités solaires (avec ou sans stockage) atteignent ainsi 147 MW dans le scénario Emeraude et 132 MW dans le scénario Azur. A cet horizon, les capacités éoliennes atteignent quant à elles 46 MW dans le scénario Emeraude et 36 MW dans le scénario Azur.

Ces trajectoires incluent le développement des installations de type « PV + stockage » prévu à l'issue des appels d'offre. Elles considèrent également le déploiement d'installations en autoconsommation (modélisées comme du photovoltaïque simple).

Autres énergies renouvelables

Outre les capacités d'énergies renouvelables citées précédemment, il est considéré le développement de 40 MW de puissance garantie et pilotable tel que dicté par le décret n° 2021-1126 du 27 août 2021 (révision simplifiée de la PPE) et intégrant les 20 MW de puissance garantie raccordée au poste de Margot visant à sécuriser la consommation alimentée par ce dernier.

Stockage

Le projet de stockage à vocation d'arbitrage de Voltalia localisé à Mana est pris en compte. Les autres projets lauréats du guichet étant dédiés au service de réserve rapide, ils n'apparaissent pas dans le tableau qui présente les capacités de production.

2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies

Le fonctionnement et le mode de gestion des installations de production diffèrent selon qu'elles sont pilotables ou non pilotables. Par ailleurs, la disponibilité de ces installations est prise en compte afin d'estimer la puissance disponible à chaque heure de l'année.

En complément de leur puissance maximale, les installations pilotables sont ainsi caractérisées par leurs coefficients d'indisponibilité programmée et fortuite*. Les indisponibilités fortuites sont tirées aléatoirement et peuvent survenir à n'importe quelle période de l'année. A l'inverse, les indisponibilités programmées sont placées sur l'année afin de minimiser les risques de défaillance. Les hypothèses retenues sont exposées au Tableau 12.

Moyen de production	Coefficient de disponibilité
Centrale bioliquide	90 %
Centrale à base de déchets	87,3%
Centrales biomasse solide	87,3%
Centrale hydroélectrique de Petit-Saut	87,3%

Tableau 12 : coefficients de disponibilité retenus dans les analyses

Afin de rendre compte de la variabilité de leur production, les installations non pilotables sont quant à elles représentées par des profils de production horaires²⁵.

Pour chaque filière, les profils de production utilisés s'appuient sur plusieurs chroniques et présentent les coefficients de production moyens suivants :

Installation	Coefficient de production moyen
PV	14,9%
PV+Stockage Appel d'Offre 2011	12,7%
PV+Stockage Appels d'Offre ultérieurs	14,2%
Eolien	10,3%
Micro hydraulique	52,0%

Tableau 13 : caractéristiques des productions non pilotables utilisées dans la modélisation

²⁵ Base de données ERA5, produite par le Centre Européen de Prévision pour le service climatique européen Copernicus : <http://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>

3 La sécurité d’approvisionnement de la Guyane du littoral est garantie sur l’horizon du Bilan Prévisionnel mais le système électrique nécessitera de plus en plus de flexibilité

Les analyses présentées dans cette partie visent à quantifier le besoin en puissance pilotable pour le système à un horizon de quinze ans. Elles ont été établies sur la base des hypothèses présentées dans les paragraphes précédentsⁱⁱⁱ. Sont également proposés des focus sur l’impact de l’insertion d’énergies renouvelables dans le système électrique ainsi que sur l’effet du pilotage de la recharge du véhicule électrique.

3.1 Le critère de défaillance est respecté sur tout l’horizon

Les besoins du système en puissance complémentaire²⁶ sont présentés dans le tableau suivant^{iv}.

	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2033	2038
Azur	-	-	-	-	-	-	-	-
Emeraude	-	-	-	-	-	-	-	-

Tableau 14 : besoin cumulé de puissance, année par année (MW)

Jusqu’en 2026, les besoins sont couverts par la puissance pilotable actuellement installée. La mise en service de la centrale du Larivot en 2026, ainsi que le développement de la filière biomasse solide, permettent de compenser les déclassements progressifs des installations thermiques situées sur les sites de Dégrad des Cannes et de Kourou. Quant aux groupes électrogènes de secours raccordés actuellement au poste source de Margot et alimentant l’agglomération de Saint-Laurent-du-Maroni, ils seront définitivement arrêtés à l’horizon 2026, avec l’installation de 20 MW de moyens de production EnR garantie pour les besoins de sécurisation de la zone.

Les efforts importants de maîtrise de la demande en énergie associés à des développements ambitieux de la biomasse, du PV et de l’éolien en fin de période, permettront d’accroître la part des énergies renouvelables dans le mix électrique. Dès la mise en service de la centrale du Larivot, qui fonctionnera à la biomasse liquide, le mix électrique de la Guyane du littoral sera à 100% basé sur des énergies renouvelables.

²⁶ Pour caractériser le besoin de puissance permettant de respecter le critère de sécurité d’alimentation, le choix a été fait de considérer des groupes pilotables de 20 MW, pouvant être appelés à $P_{\max}$ tout au long de l’année, sauf 10% du temps. Cette disponibilité et cette taille unitaire ont été fixées au regard de la taille du système et des caractéristiques des centrales déjà présentes.

3.2 La gestion du système devra être adaptée en fonction du développement des énergies non synchrones pour garantir un bon niveau de sûreté

3.2.1 La robustesse des installations est indispensable pour accompagner l'augmentation des énergies non synchrones

Les résultats présentés dans ce paragraphe concernent l'année 2033, qui correspond à la fin d'horizon d'une future Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui couvrira la période 2029-2033.

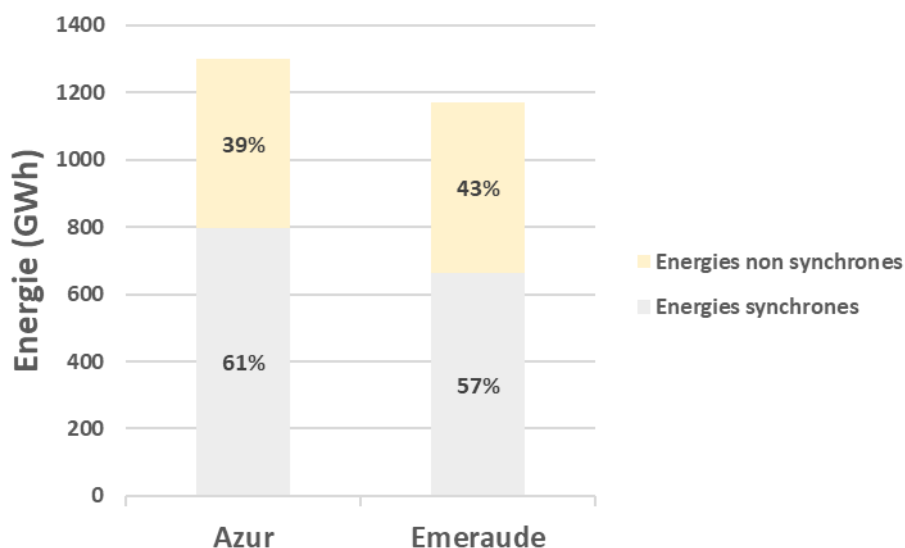


Figure 14 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033

A l'horizon 2033, les énergies interfacées par électronique de puissance, essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettent de satisfaire entre 39% (scénario Azur) et 43% (scénario Emeraude) de la consommation annuelle (cf. figure ci-dessus). Leurs profils de production étant très variables selon les heures de la journée et les jours de l'année, atteindre ces niveaux suppose d'accepter des taux de pénétration instantanés importants (cf. figure ci-dessous). Des études devront confirmer la faisabilité technique de l'atteinte de ces taux et les investissements associés nécessaires devront avoir été réalisés.

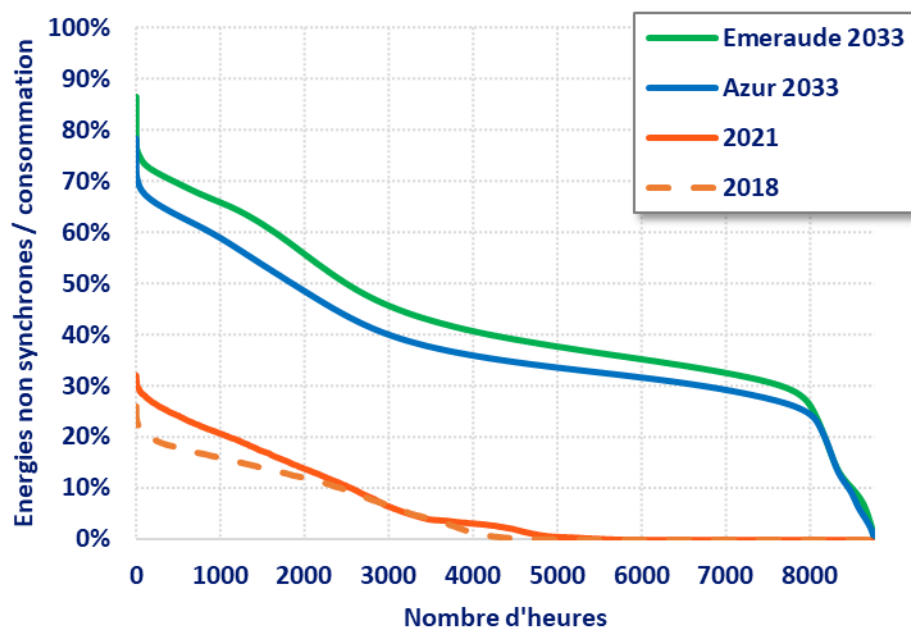


Figure 15 : monotones* des taux horaires d'énergies renouvelables non synchrones, exprimés en pourcents de la consommation

En tant que gestionnaire de réseau, EDF met en place les solutions permettant d'insérer des énergies non synchrones en grande quantité sans mettre en risque la sûreté du système*. Elles visent notamment à contrôler les performances de tenue aux creux de tension des installations d'énergies non synchrones et à assurer le respect des prescriptions, en inertie et en réserve, qui permettent de faire face aux incidents dimensionnants.

La transition énergétique dans les territoires ne pourra se réaliser dans les meilleures conditions économiques qu'avec l'assurance que ce type d'installation ne fragilise pas le système en ne respectant pas les prescriptions techniques.

3.2.2 Le développement des énergies non synchrones doit s'accompagner de services systèmes pour permettre leur insertion

Afin de garantir la sûreté du système, il est nécessaire de disposer d'un niveau suffisant d'inertie et de réserve. Cela peut parfois conduire à limiter la production des énergies non synchrones pour laisser place aux moyens apportant ces services.

Les monotones de production affichées ci-dessus ont été calculées en tenant compte des services systèmes apportés uniquement par le parc de production tel que présenté en partie 2. En considérant d'une part le développement des services systèmes nécessaires à la pleine insertion des énergies non synchrones et d'autre part une pleine tenue de ces installations aux creux de tension, les taux d'insertion seraient encore plus importants (cf. courbe en pointillé ci-dessous).

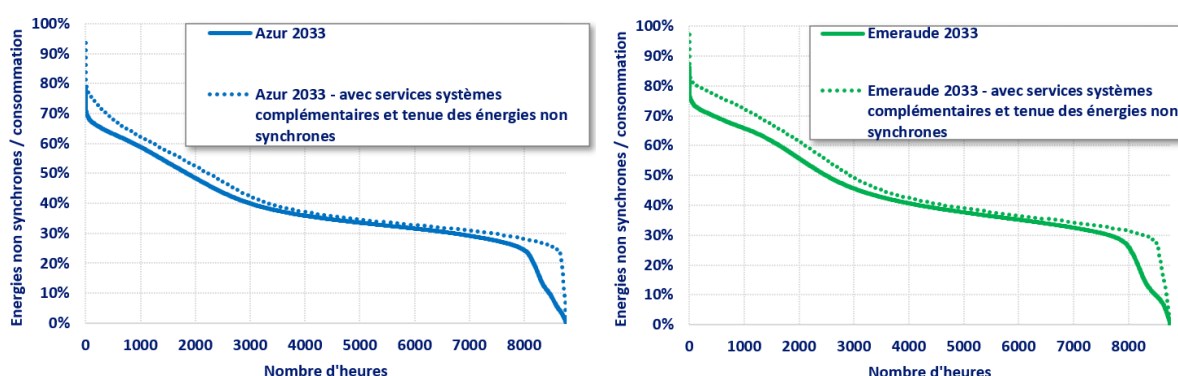


Figure 16 : monotones des taux horaires d'énergies renouvelables non synchrones exprimés en pourcents de la consommation

Ainsi, l'augmentation de la puissance installée en énergies non synchrones se traduira par un accroissement effectif de leur contribution à l'équilibre offre-demande uniquement si le système dispose d'un niveau suffisant d'inertie et de réserve et si la fiabilité des installations lors de creux de tension est garantie.

3.3 La montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité du système

3.3.1 Le profil de demande résiduelle est modifié et le besoin de flexibilité augmente

Dans les deux scénarios, les énergies non synchrones (essentiellement composées de photovoltaïque) jouent un rôle clef dans le système électrique et leurs puissances installées augmentent sur l'horizon étudié. Cette augmentation modifiera la demande résiduelle (par rapport à aujourd'hui) avec des variations beaucoup plus amples au sein des journées, conduisant à solliciter différemment le parc pilotable.

Comme l'illustre la figure ci-dessous, l'insertion importante du photovoltaïque modifie ainsi la structure journalière de la demande résiduelle*, avec un creux important en milieu de journée tout en conservant une pointe du soir quasiment inchangée. Le parc pilotable devra alors être en mesure d'assurer des variations de plusieurs dizaines de mégawatts en quelques heures, en s'adaptant rapidement à la charge et en réalisant de nombreux arrêts/démarrages.

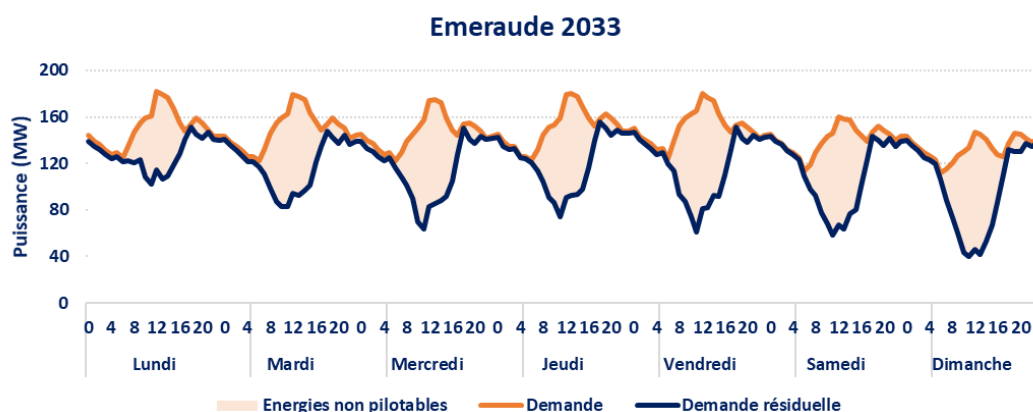


Figure 17 : illustration du besoin de flexibilité* sur une semaine, dans le scénario Emeraude en 2033

3.3.2 La sollicitation de la biomasse solide dépend de la nature des autres composantes du système

La figure ci-dessous présente des monotones* de sollicitation annuelle en énergie de la biomasse solide à l'horizon 2033 :

- pour les deux ambiances Azur et Emeraude,
- en intégrant les différents scénarios d'aléas^v,
- avec deux variantes concernant la prise en compte des 20 MW de puissance garantie de l'Est :
 - o l'une considère que ces 20 MW sont réalisés à base d'EnR passant avant les biomasses solides dans le *merit order* ;
 - o l'autre ne considère pas ces 20 MW passant avant les biomasses solides dans le *merit order*.

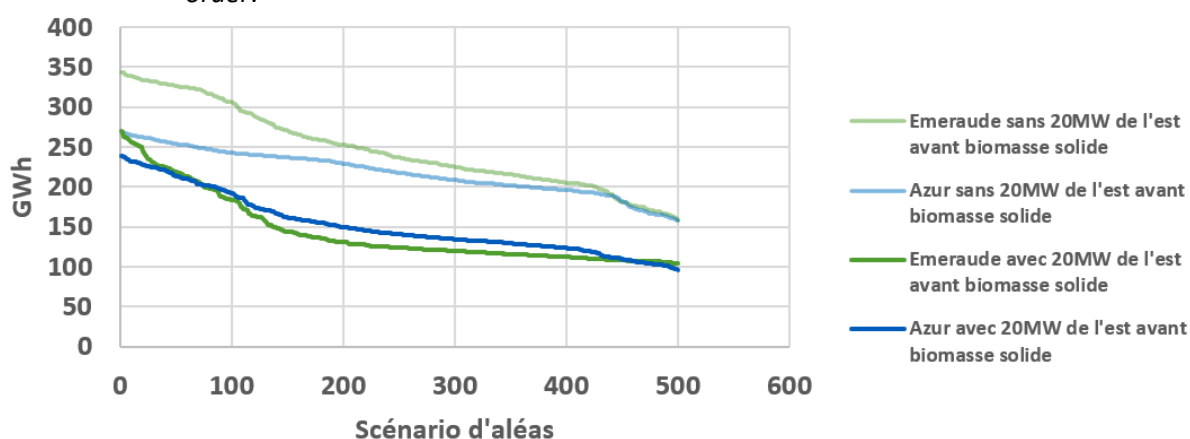


Figure 18 : sollicitation de la biomasse solide en 2033 selon le scénario d'aléas (GWh)

Plusieurs enseignements peuvent être tirés de ces résultats :

- il est nécessaire que les biomasses solides soient pilotables, afin de contribuer à la réponse aux besoins de flexibilité du système ;
- le niveau moyen de sollicitation des biomasses solides pourra être dépendant de la constitution du mix électrique (notamment si sont développés d'autres moyens EnR appelés avant les unités de production à la biomasse solide au sens du *merit order*). L'écart d'énergie produite peut aller de 50 à 100 GWh entre les deux situations de mix électrique ;
- la sollicitation annuelle des biomasses solides (à mix électrique fixé) peut être significativement différente selon les conditions climatiques et les aléas. Le facteur entre les énergies annuelles peut ainsi varier de 1,5 à 2,5.

3.4 Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge

Les scénarios du Bilan Prévisionnel considèrent un développement important de la mobilité électrique avec un taux de pilotage des véhicules légers de 40% dans Azur et de 80% dans Emeraude. La question de ce taux de pilotage constitue un enjeu majeur pour le système électrique. Afin d'éclairer son importance et ses conséquences en termes de flexibilité et de besoins en puissance, une étude de sensibilité a été réalisée. Celle-ci considère des comportements et un taux de pilotage moins favorables pour le système électrique, qui se traduisent par les hypothèses suivantes :

- taux de pilotage de 0% ;
- recharge systématique lorsque les utilisateurs ont accès à une borne de recharge ;
- pour les particuliers, faible accès aux bornes de recharge en dehors du domicile.

La figure ci-dessous illustre l'impact de ces hypothèses sur le profil de recharge des véhicules électriques dans le scénario Emeraude en 2033.

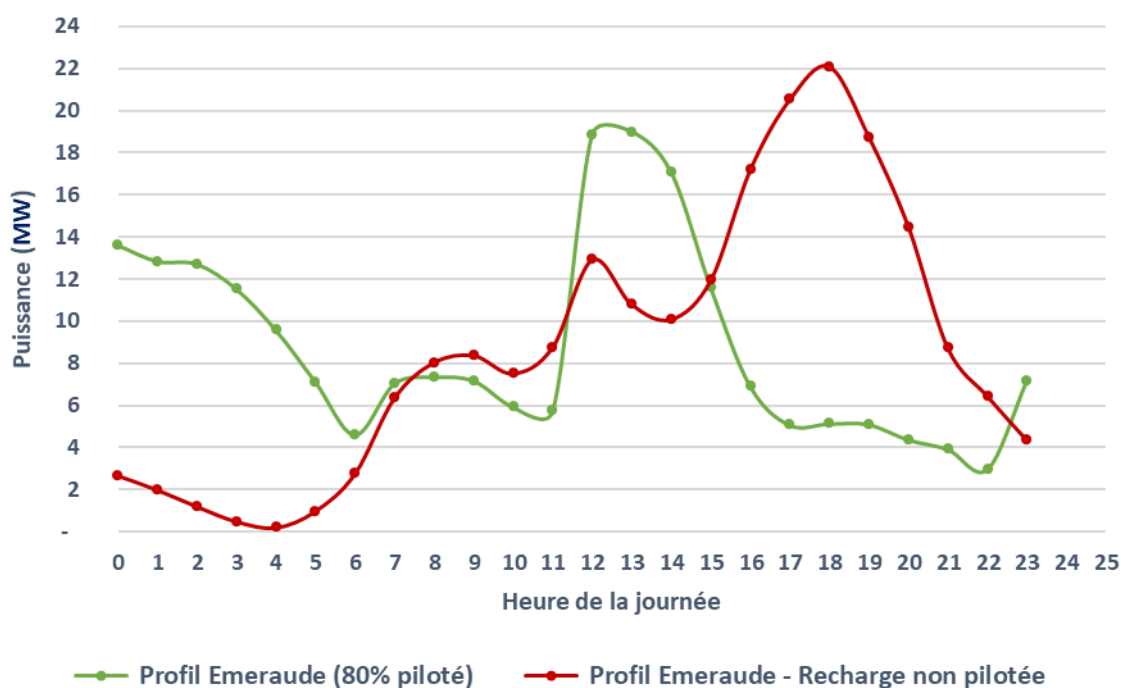


Figure 19 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré dans le scénario Emeraude en 2033

On observe que la pointe de la recharge s'est déplacée des heures méridiennes vers le soir, ce qui accentue la pointe du soir de la demande résiduelle (comme le montre la figure suivante).

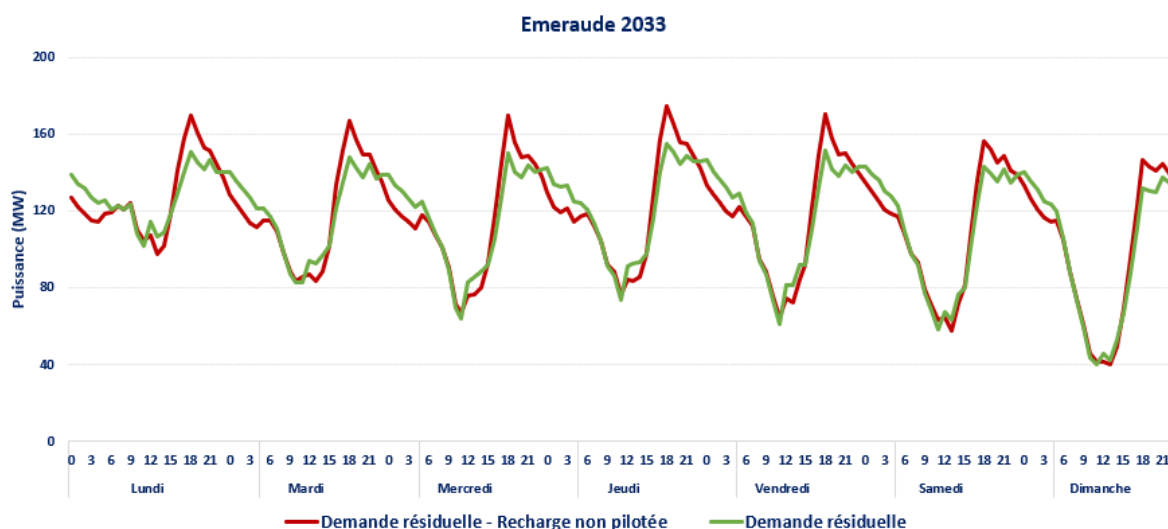


Figure 20 : hypothèses de profils de demande résiduelle pour une semaine type dans le scénario Emeraude en 2033

En cas d'absence de pilotage de la recharge des véhicules électriques légers, les pics de demande résiduelle sont davantage contrastés, conduisant à des appels de puissance importants sur quelques heures. Les besoins de pointe et en flexibilité s'en trouvent renforcés, accentuant les contraintes sur le parc pilotable.

Le pilotage de la recharge constitue donc un enjeu majeur pour le système électrique et doit accompagner le développement de la mobilité électrique.

3.5 L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau

Le développement du réseau électrique est primordial pour accompagner la transition énergétique du système. La Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 prévoit un volume total de 285 MW de production d'énergies renouvelables installées d'ici 2023. EDF a travaillé avec la Collectivité Territoriale de Guyane, la DGTM et l'ADEME à l'aboutissement du Schéma de Raccordement au Réseau des Énergies renouvelables (S2REnR), conformément à la PPE 2019-2023.

Ce schéma, entré en vigueur en mars 2020, prévoit des réservations de capacités sur la plupart des postes du réseau du littoral. Des travaux sont prévus dans certains postes pour accueillir les capacités prévues :

- ajout d'un transformateur 90/20 kV de 20 MVA au poste d'Organabo ;
- restructuration du poste de Petit-Saut pour permettre le raccordement de la production HTA des projets en cours de réalisation (ajout de deux transformateurs de 20 MVA, remplacement et extension des demi-rames HTA ainsi que du contrôle-commande associé, tronçonnement de la barre HTB et ajout d'un automate de protection de la barre).

Des contraintes sur le réseau HTB alimentant Cayenne sont susceptibles d'apparaître avec les volumes de production prévus au S2REnR, mais ne justifient pas à ce stade le renforcement du réseau. Elles seront gérées par le gestionnaire de réseau et pourront conduire à des adaptations du plan de production, voire à des déconnexions ponctuelles d'EnR.

Suite à l'atteinte du seuil des deux tiers des capacités réservées, la révision du S2REnR a été engagée. Les travaux à réaliser dans le cadre du prochain schéma dépendront des volumes et de la spatialisation des capacités prévues.

D'une façon générale, l'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation, ou dans des zones bénéficiant déjà d'un lien électrique suffisant avec les poches de consommation, permet d'optimiser la structure du réseau en limitant les besoins de renforcements. Le fait de limiter les distances entre zones de production et de consommation permet également de réduire les pertes sur les réseaux.

Lorsque ce n'est pas le cas, des renforcements du réseau 90 kV sont souvent nécessaires lors de l'arrivée de nouveaux moyens de production de puissance importante. Or les délais de réalisation des lignes 90 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des centrales (en raison notamment de la durée des procédures administratives, parfois très importante pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés). Il est donc nécessaire de prendre en compte les besoins de renforcement du réseau 90 kV dès le début des réflexions sur les projets de production.

Glossaire

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) : établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) français créé en 1991. L'ADEME suscite, anime, coordonne, facilite ou réalise des opérations de protection de l'environnement et la maîtrise de l'énergie.

Alternateur synchrone : machine électromécanique convertissant une énergie mécanique (rotation de l'arbre d'un moteur diesel, d'une turbine hydraulique ou vapeur) en énergie électrique injectée sur le réseau. L'alternateur génère à ses bornes des tensions alternatives de fréquence proportionnelle à sa vitesse de rotation. Les masses en rotation des lignes d'arbre des groupes turbo-alternateur synchrones s'opposent sans délai, du fait de leur inertie, aux variations de leur vitesse de rotation et contribuent ainsi à l'atténuation de la vitesse de variation de la fréquence. Par conception, l'alternateur synchrone peut également délivrer transitoirement en cas de court-circuit dans le réseau une intensité du courant très importante de l'ordre de 6 à 10 fois l'intensité maximale en régime continu. L'efficacité des plans de protection des personnes et des biens contre le risque électrique repose sur cette capacité.

Arbitrage : l'arbitrage est le fait de stocker de l'électricité lorsque celle-ci est peu chère à produire, voire lorsqu'on est en situation d'excédent, pour la restituer à la pointe de consommation lorsque l'équilibre offre-demande est tendu et que les coûts de production sont élevés.

Cadre de compensation : cadre pluriannuel définissant pour un territoire la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation des petites actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) au titre des charges de Service Public d'Electricité (SPE).

Coefficient de disponibilité ($K_d = 1 - (K_{if} + K_{ip})$) : le coefficient de disponibilité, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie maximale qui peut être produite par une installation pendant une période de temps (compte-tenu de la disponibilité des équipements) et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient d'indisponibilité fortuite (K_{if}) : le coefficient d'indisponibilité fortuite, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie qu'il est impossible de produire avec une installation du fait d'un événement non programmé, comme une avarie matérielle, et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient d'indisponibilité programmée (K_{ip}) : le coefficient d'indisponibilité programmé, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie qu'il est impossible de produire par une installation du fait d'un arrêt ou d'une limitation programmée à l'avance, comme un entretien récurrent, et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient de production (K_p) : le coefficient de production, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie produite par une installation pendant une période et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite avec une disponibilité permanente pendant la même période.

Coefficient d'utilisation (K_u) : le coefficient d'utilisation, exprimé en pourcents, est le quotient de l'énergie produite par une installation pendant une période et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite pendant cette période (compte-tenu de la disponibilité des équipements). Les cas où de l'énergie disponible n'est pas utilisée sont fréquents, par exemple quand il faut adapter la production à la consommation, ou que les règles d'exploitation du système l'imposent. Aujourd'hui, pour les énergies éoliennes et photovoltaïques le coefficient d'utilisation est généralement proche de 100%, ce qui est illustré à la figure ci-dessous par le très faible volume d'énergie inutilisée (en orange). Ainsi, coefficient de production = coefficient de disponibilité x coefficient d'utilisation.

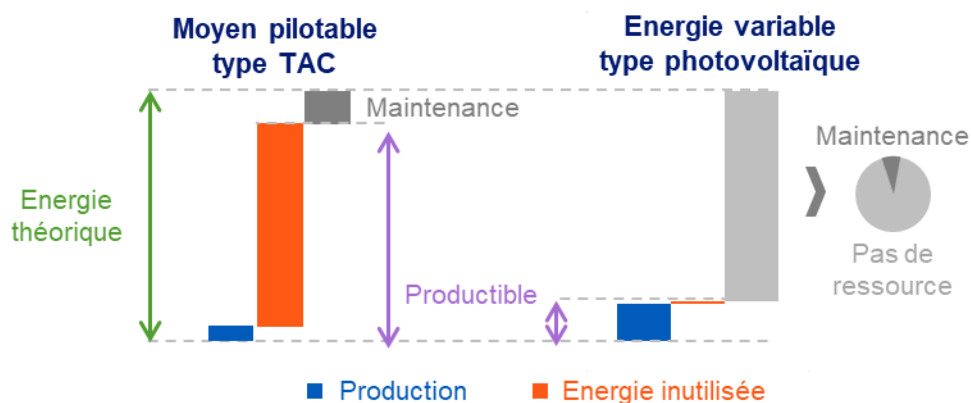


Figure 21 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

Commission de régulation de l'énergie (CRE) : autorité administrative indépendante, créée le 24 mars 2000 - www.cre.fr

Creux de tension : diminution temporaire de la tension touchant une ou plusieurs phases, causée généralement par une perturbation sur le réseau comme un court-circuit ou le défaut d'un équipement. Le creux est caractérisé par sa profondeur et sa durée. Le référentiel technique d'EDF SEI complète les arrêtés raccordement pour expliciter le fonctionnement attendu des installations lors d'apparition de creux de tension au point de livraison.

Critère de sécurité d'alimentation ou critère de défaillance [extrait du site du ministère de la Transition Ecologique et Solidaire²⁷] : le critère de défaillance, ou critère de sécurité d'alimentation électrique, représente le niveau de rupture de l'alimentation électrique, pour des raisons d'équilibre offre-demande, accepté chaque année par la collectivité. Il est défini comme « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ». Ce critère signifie que chaque année, la durée moyenne, sur l'ensemble des scénarios possibles [...], de la durée pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de déséquilibre offre-demande doit être inférieure à trois heures. [...] Le dépassement du critère retenu rend compte de l'existence d'une défaillance mais pas de son ampleur (en nombre de personnes délestées, par exemple). Le respect du critère n'implique pas une absence totale de risque totale de défaillance, mais que le risque est contenu dans des limites définies.

²⁷ www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite

Délestage : le délestage est une interruption volontaire et momentanée de la fourniture d'électricité sur une partie du réseau électrique. Cette mesure peut d'une part être activée automatiquement en ultime recours afin de rétablir l'équilibre entre l'électricité injectée et celle soutirée du réseau lorsque les réserves constituées par le gestionnaire du réseau sont épuisées (voir plan de délestage*) et d'autre part être activée manuellement par exemple lorsque les capacités maximales de transit dans une portion du réseau électriques sont en passe d'être atteintes.

Demande résiduelle : consommation qui reste à fournir, après prise en compte de la production issue des énergies renouvelables non pilotables (photovoltaïque, éolien et hydraulique au fil de l'eau principalement).

Départ d'un poste électrique : lien physique (ligne aérienne et/ou câble souterrain) électrique issu d'un poste de transformation généralement avec un niveau de tension de 15 ou 20 kV, domaine de la tension niveau A (HTA). Un départ « délestable » contribue au plan de défense et son alimentation peut être suspendue automatiquement selon les fluctuations de la fréquence (voir aussi délestage*). Un départ « mixte » est un départ sur lequel sont raccordés à la fois des installations de production et de consommation. Un départ « dédié » est un départ sur lequel une seule installation est raccordée (production ou consommation).

Direction de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DEAL) : intervient sur l'ensemble des champs de l'aménagement du territoire et est chargée de mettre en œuvre les politiques du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer ainsi que celles du ministère du logement et de l'habitat durable.

Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) : cette administration a été mise en place en juillet 2008, sa mission est d'élaborer et de mettre en œuvre la politique relative à l'énergie, aux matières premières énergétiques, ainsi qu'à la lutte contre le réchauffement climatique et la pollution atmosphérique. www.ecologique-solidaire.gouv.fr/direction-generale-lenergie-et-du-climat-dgec

Energies non synchrones : certaines installations, comme les parcs photovoltaïques et éoliens ou les batteries, ne sont pas connectés au réseau par des alternateurs synchrones mais par une interface basée sur de l'électronique de puissance (onduleur). Ils constituent une production dite non synchrone et ne contribuent pas à l'inertie du système et très faiblement à l'apport de courant de court-circuit. En effet, les panneaux photovoltaïques ou les batteries ne comportent pas d'éléments mécaniques en rotation. Dans le cas de l'éolien, afin de maximiser leur production, la vitesse de rotation des turbines est optimisée en temps réel en fonction des conditions de vent indépendamment de la fréquence du réseau. L'énergie mécanique disponible au niveau du rotor de l'éolienne ne peut donc être directement transformée en énergie électrique à 50 Hz par un alternateur synchrone. La transformation nécessite le recours à l'électronique de puissance. Des recherches et expérimentations sont en cours pour qu'à l'avenir les installations interfacées par électronique de puissance puissent comme les alternateurs synchrones s'opposer naturellement et sans aucun délai aux variations de la fréquence du réseau.

Energies synchrones : unités de production raccordées au réseau via des alternateurs synchrones comme les groupes hydrauliques, les centrales thermiques, les centrales biomasse ou bagasse. Les énergies synchrones contribuent à la sûreté et à la stabilité du système grâce à l'apport de courant de court-circuit et d'inertie de leur turbo-alternateur.

Facteur de charge (FC) : pour les installations s'appuyant sur une énergie primaire dont la ressource est variable dans le temps (ex : photovoltaïque, hydraulique fil de l'eau), il s'agit du quotient de l'énergie produite pendant une période et de l'énergie maximale qui aurait pu être produite si l'installation avait produit en permanence à sa puissance nominale* pendant la même période.

Flexibilité : une flexibilité est une aptitude à adapter son injection et/ou son soutirage pendant une période donnée, sur une période donnée (extrait du site RTE).

Incident généralisé ou *black-out* : panne de courant à grande échelle. Dans les zones non interconnectées, on parle d'incident généralisé lorsque l'approvisionnement électrique de toute l'île (ou de tout le réseau du littoral pour la Guyane) n'est plus assuré.

Inertie : les masses tournantes stockent de l'énergie sous forme d'énergie cinétique. Cette énergie est instantanément libérée pour s'opposer à une chute de la fréquence lors d'un manque soudain de production par rapport à la consommation. De même, les masses tournantes peuvent emmagasiner de l'énergie en cas d'excédent soudain de production par rapport à la consommation, s'opposant ainsi à une hausse de fréquence.

Technologie	Constante d'inertie (MWs/MVA)
Chaudière vapeur	3
Moteur diesel	1,2 – 4,4
TAC <i>heavy duty</i>	7
TAC aérodérivative	1
Energies non synchrones	0

Tableau 15 : ordre de grandeur des constantes d'inertie des différentes machines présentes dans le parc des ZNI

Monotone : on obtient une courbe appelée « monotone » en triant sur les 8760 heures de l'année les valeurs horaires d'un paramètre donné (ex. : demande résiduelle, production d'un actif), de la valeur la plus importante à la valeur la plus faible.

Pilotable : caractéristique d'un moyen de production. Un moyen est pilotable si la puissance qu'il produit peut être fixée à tout moment à une valeur comprise entre une puissance minimale et une puissance maximale, définies par les caractéristiques techniques du moyen de production. La production pilotable fait référence aux sources d'énergie électrique qui peuvent, sur demande, être mises en marche et arrêtées, ou dont la puissance peut être ajustée. Elle est à distinguer des sources d'énergie intermittentes, dont la production ne peut pas être maîtrisée sans technologie de stockage d'électricité.

Plan de délestage : constitue l'ultime défense du système électrique en cas de déséquilibre production consommation supérieur aux réserves disponibles dans le système afin de limiter le risque d'incident généralisé*. Le plan de délestage, révisé régulièrement par le gestionnaire du système, regroupe en divers « paquets » (dits stades de délestage) l'ensemble des départs HTA. Afin d'enrayer la chute de fréquence, les départs HTA affectés à un paquet seront automatiquement découplés du réseau lorsque la fréquence chutera sous une valeur prédéterminée. La durée typique entre le franchissement du seuil de fréquence et l'ouverture effective des disjoncteurs HTA assurant le découplage est de l'ordre de 200 ms. Malgré cette durée qui pourrait apparaître comme négligeable, le gestionnaire du système doit assurer un niveau d'inertie suffisant dans le système pour laisser le temps à chaque stade de délestage d'être efficace avant que le suivant ne s'active. Pour réduire cette contrainte en inertie, une activation complémentaire des stades de délestage basée sur la vitesse de chute (dérivée) de la fréquence peut être déployée : il est alors possible d'anticiper dès le début de la chute de fréquence

le recours au délestage et ainsi de le rendre pleinement efficace. Une fois la fréquence stabilisée et les capacités de production reconstituées, les départs délestés seront manuellement recouplés au réseau par le conducteur du système en veillant à adapter les volumes de charge repris aux capacités des groupes de production démarrés (voir aussi délestage*).

Poste électrique : local assurant la liaison entre deux réseaux dont les niveaux de tension sont différents. Il comprend des transformateurs, des équipements de surveillance, de protection et de télécommande, des équipements de comptage d'énergie, voire des systèmes automatiques de délestage pour contribuer à la sûreté du système électrique. Les postes source relient le réseau haute tension niveau B (HTB, tension supérieure à 50 kV) et le réseau haute tension niveau A (HTA, tension inférieure à 50 kV), tandis que les postes de distribution publique relient le réseau HTA et le réseau basse tension (BT, tension inférieure à 1 kV).

Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : fixée par décret, elle établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie.

Puissance crête : notion utilisée dans le cas des installations photovoltaïques pour désigner la puissance électrique que la centrale peut délivrer en courant continu (avant onduleur) dans les conditions standards (ou STC) définies par la norme NF EN 60904-3, c'est-à-dire notamment une température de cellule de 25°C et un niveau d'éclairement de 1000 W/m².

Puissance de raccordement : puissance maximale en injection prise en compte pour dimensionner les ouvrages de raccordement.

Puissance maximale (P_{max}) : puissance électrique nette maximale, réalisable pendant un temps de fonctionnement minimal, compte-tenu de l'état technique des installations et des conditions réelles de fonctionnement. La puissance maximale d'un groupe hydraulique peut par exemple varier en fonction de la hauteur de chute.

Puissance nominale : puissance donnée par le constructeur pour un moyen de production. Pour le photovoltaïque, la puissance nominale est identique à la puissance crête.

Raccordement : travaux de création et de modification du réseau existant permettant l'évacuation de l'énergie injectée, via notamment l'établissement d'un câble de raccordement, d'un poste de livraison.

Repowering : remplacement partiel ou total d'une installation de production électrique pour augmenter son rendement, augmenter sa puissance ou modifier sa configuration, et réduire les coûts d'exploitation. Cette opération a souvent pour conséquence d'allonger la durée de vie de l'installation.

Service de réserve rapide : capacité à pouvoir injecter très rapidement de la puissance en cas de déficit de production, afin de stabiliser la fréquence du système et de limiter les besoins de coupure des clients (voir délestage) pour rétablir l'équilibre entre la consommation et la production.

Sûreté système : capacité à assurer le bon fonctionnement du système électrique en maîtrisant les conséquences des incidents sur la continuité d'alimentation des clients et la qualité de fourniture.

Zone non interconnectée (ZNI) : les zones insulaires non interconnectées au réseau électrique métropolitain français, parfois appelées « système énergétiques insulaires » (SEI) ou « petits systèmes isolés », désignent les îles et territoires français dont l'éloignement géographique empêche ou limite une connexion au réseau électrique continental.

ⁱ Contrairement aux centrales pilotables classiques qui disposent d'une quantité virtuellement infinie de carburant à un certain coût, la centrale de Petit-Saut dispose d'une ressource gratuite, mais en quantité limitée. Pour optimiser au mieux son réservoir dans le système électrique, il convient d'utiliser la notion de « valeur d'usage de l'eau » qui permet d'effectuer le choix le plus opportun entre turbiner maintenant ou plus tard l'eau stockée dans le barrage. Cette valeur d'usage représente, à chaque instant, l'espérance de gain futur que peut procurer un volume d'eau donné. Pour déterminer cette valeur, un grand nombre de situations futures sont simulées (en considérant différentes chroniques de consommation, de disponibilités des différents moyens de production et d'apports hydraulique, qui présentent une forte variabilité selon les années). Ainsi, la gestion du réservoir de Petit-Saut est optimisée pour limiter les besoins en puissance supplémentaire du système et pour diminuer le recours aux moyens thermiques contrairement à certaines usines hydrauliques exploitées en « fil de l'eau ». D'autre part, cette optimisation tient compte de la grande variabilité des apports hydrauliques telle que montrée dans la figure ci-dessus.

ⁱⁱ Dans cet exercice, pour chaque scénario et chaque année, trente profils de 8760 valeurs (représentants les heures de l'année) ont été élaborés.

ⁱⁱⁱ Pour modéliser l'équilibre offre-demande à moyen et long terme dans les ZNI, EDF SEI utilise un outil développé et maintenu par EDF R&D. L'outil a été conçu pour être utilisable sur des territoires dont les mix énergétiques sont variés. Le cœur de calcul est donc développé sur la base de fonctions génériques et c'est le paramétrage qui permet d'intégrer les spécificités de chaque parc de production.

L'outil a connu une mise à jour majeure en 2020 avec un travail important de paramétrage en 2021. Il est maintenant possible de tenir compte de contraintes complexes telles que les contraintes liées à l'exploitation du réseau (provision de réserve rapide, suivi du niveau d'inertie*) ou aux caractéristiques physiques des actifs de production (démarrage, durées minimales de marche ou d'arrêt). Ces évolutions conduisent à une amélioration des plans de production horaires tout en conservant la qualité des résultats en termes de sécurité d'approvisionnement. La maximisation de l'utilisation des EnR intermittentes dans le mix est recherchée, dans le respect des contraintes liées à la sûreté du système. Ainsi, comme le prévoit la réglementation, d'éventuels écrêtements des EnR intermittentes sont appliqués lorsque la sûreté du système est en risque.

Pour ce faire, le cœur de calcul employé opère la résolution de l'équilibre offre-demande par une programmation linéaire en nombres entiers (dite « PLNE ») et fait appel à un solveur d'optimisation qui garantit l'optimalité de la solution trouvée. Ces résolutions sont réalisées sur des fenêtres de simulation de plusieurs heures ou de plusieurs jours qui permettent de tenir compte des contraintes telles que les démarrages et les durées minimales de marche ou d'arrêt, améliorant significativement le réalisme des plans de production et la gestion des stocks.

L'outil conserve une approche stochastique en simulant un nombre important de scénarios, ce qui est indispensable pour capter les événements rares que sont les périodes de défaillance du système.

^{iv} A noter que dans le cadre des études répondant aux objectifs du Bilan Prévisionnel, le modèle fonctionne sur la base d'un réseau « parfait » ou « plaque de cuivre », qui ne prend pas en compte les contraintes locales : cette étude n'aborde donc pas la question de la spatialisation des moyens à mettre en œuvre.

^v Cf. approche stochastique mise en œuvre en simulant un nombre important de scénarios (intégrant par exemple différentes situations en termes de date d'occurrence d'indisponibilités fortuites ou de caractéristiques climatiques de l'année considérée).