



BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande
d'électricité à La Réunion

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 Réunion 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 de la PPE en vigueur 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 en énergie et la puissance à la pointe sont en hausse. En effet, la dynamique de développement économique et démographique du territoire ainsi que de la mobilité électrique tirent les trajectoires de consommation à la hausse, en dépit des actions de maîtrise de la demande en énergie et du pilotage partiel de la recharge des véhicules électriques.

Les deux scénarios connaissent une augmentation marquée des capacités des énergies renouvelables fatales, en lien avec les cibles visées dans la PPE en vigueur en 2022. Par ailleurs, au 1^{er} janvier 2025 toutes les installations fonctionnant au charbon et au diesel sont converties, conformément à la PPE en vigueur.

Ainsi, le mix électrique de La Réunion serait, au terme des conversions qui s'achèveront en 2024, totalement renouvelable, hormis sur quelques heures de l'année durant lesquelles la sollicitation de moyens de pointe non renouvelables reste nécessaire.

Sur la base de ces hypothèses, le système électrique verrait apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable à différents horizons. Un besoin de puissance de 80 MW apparaîtrait ainsi dès 2033 dans Azur pour atteindre 380 MW en 2038. Dans Emeraude, un besoin de 220 MW apparaîtrait en 2038. Ces besoins à échéance 2033/2038 s'expliquent essentiellement par la croissance de la consommation ainsi que par les hypothèses de déclassement de la TAC41 en 2033 et de la fin de contrat de la centrale de Port-Est avant 2038. La prolongation des contrats existants, l'investissement dans de nouveaux moyens de production ou de stockage permettraient de couvrir les besoins de puissance à ces échéances.

Jusqu'en 2024, le système électrique doit rester sous vigilance durant la période de conversion. Bien que le critère des 3 heures soit respecté, les marges d'exploitations seront en effet réduites du fait des arrêts longs liés aux différentes conversions.

Par ailleurs, les analyses apportent des éclairages essentiels sur d'autres aspects du système électrique. Ainsi, 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 et réduire les besoins de puissance pilotable pour satisfaire le critère de défaillance. 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) et développement de services systèmes.

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 représente plus d'un quart de la consommation totale en 2021.....	8
1.1 La consommation annuelle et la pointe sont en hausse après une année 2020 exceptionnelle marquée par la crise sanitaire	9
1.1.1 La consommation et la pointe dépassent leur niveau d'avant crise sanitaire	9
1.1.2 La demande est concentrée sur les pôles d'activités majeurs	10
1.1.3 Les actions de maîtrise de la demande en énergie sont en hausse.....	11
1.2 La production renouvelable a atteint 28% de la production totale en 2021 .	11
1.2.1 Les moyens de production sont répartis de manière homogène sur le territoire réunionnais	12
1.2.2 Energies renouvelables non synchrones* (272 GWh)	13
1.2.3 Hydraulique : une année 2021 marquée par une faible production (358 GWh)	
13	
1.2.4 Autres énergies renouvelables (18 GWh)	14
1.2.5 Centrales bi-combustibles (1182 GWh)	14
1.2.6 Moyens fossiles (1261 GWh).....	15
1.2.7 Stockage	15
1.2.8 Tableau de synthèse du parc installé au 31/12/2021	15
1.3 L'équilibre offre-demande	17
2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles	18
2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans	18
2.1.1 Un fort développement de la mobilité électrique ainsi que des actions ambitieuses de maîtrise de la demande sont à attendre dans les prochaines années....	18
2.1.2 Les scénarios retenus pour les analyses reflètent les évolutions en cours	18
2.2 La consommation, portée par la démographie et le développement de la mobilité électrique, est en croissance sur l'horizon de l'étude	19
2.2.1 La démographie et l'économie restent dynamiques	19
2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour limiter la hausse de consommation.....	20

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	21
2.2.4	La consommation est en hausse dans les deux scénarios	24
2.3	Dans les deux scénarios, la puissance du parc installé est en hausse du fait de la croissance soutenue des énergies renouvelables	25
2.3.1	L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de l'arrivée de nouveaux actifs	25
2.3.2	La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies, des valeurs contractuelles et des performances passées	27
3	A l'horizon 10 ans, le système électrique verra apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable et nécessitera davantage de flexibilités	29
3.1	Un besoin de puissance pilotable apparaît d'ici dix ans alors qu'à plus court terme le système doit rester sous vigilance.....	29
3.2	Avec une proportion importante d'énergies non synchrones, les mix à long-terme nécessiteront des adaptations dans la gestion du système.....	31
3.2.1	La robustesse des installations est indispensable pour accompagner l'augmentation des énergies non synchrones	31
3.2.2	Le développement des énergies non synchrones doit s'accompagner de services systèmes pour permettre leur insertion.....	33
3.3	La montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité du système.....	34
3.4	Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge	35
3.5	En apportant de la flexibilité tout en participant à la sécurité d'alimentation du système, le stockage peut jouer un rôle important dans la transition énergétique réunionnaise	36
3.6	L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau.....	37
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 Réunion. 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 Réunion¹ à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2022, dont les dernières estimations de l'INSEE.

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 sûreté 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 Réunion.

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 représente plus d'un quart de la consommation totale en 2021

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système réunionnais 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 Réunion* (<https://opendata-reunion.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 ¹) 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 2021 sur le portail Open Data d'EDF, gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental

¹ <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/definition/c1523>

1.1 La consommation annuelle et la pointe sont en hausse après une année 2020 exceptionnelle marquée par la crise sanitaire

1.1.1 La consommation et la pointe dépassent leur niveau d'avant crise sanitaire

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

Energie livrée au réseau	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energie nette (GWh)	2811	2814	2857	2891	2944	2985	2962	3047	2977	3089
Croissance (par rapport à l'année précédente)		0,1%	1,5%	1,2%	1,8%	1,4%	-0,8%	2,9%	-2,3%	3,8%
Puissance de pointe	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Puissance (MW)	449	456	468	464	469	482	484	498	484	502
Croissance (par rapport à l'année précédente)		1,6%	2,6%	-0,9%	1,1%	2,8%	0,4%	2,9%	-2,9%	3,8%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

La courbe de charge de La Réunion 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), comme illustré au §1.3. Plus il fait chaud, plus la consommation d'électricité est élevée, du fait d'une utilisation accrue de la climatisation. Ainsi, la consommation est saisonnalisée : plus forte durant l'été austral, elle diminue de mai à septembre (cf. figure ci-dessous).

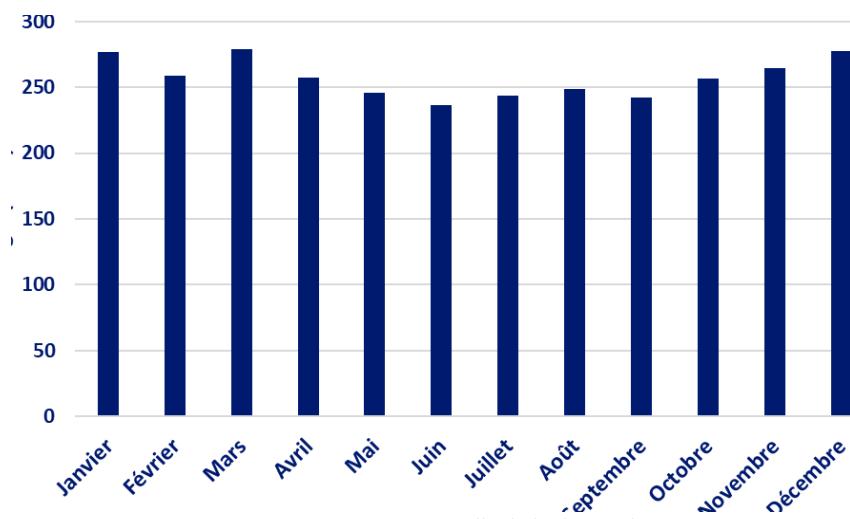


Figure 1 : structure annuelle de la demande

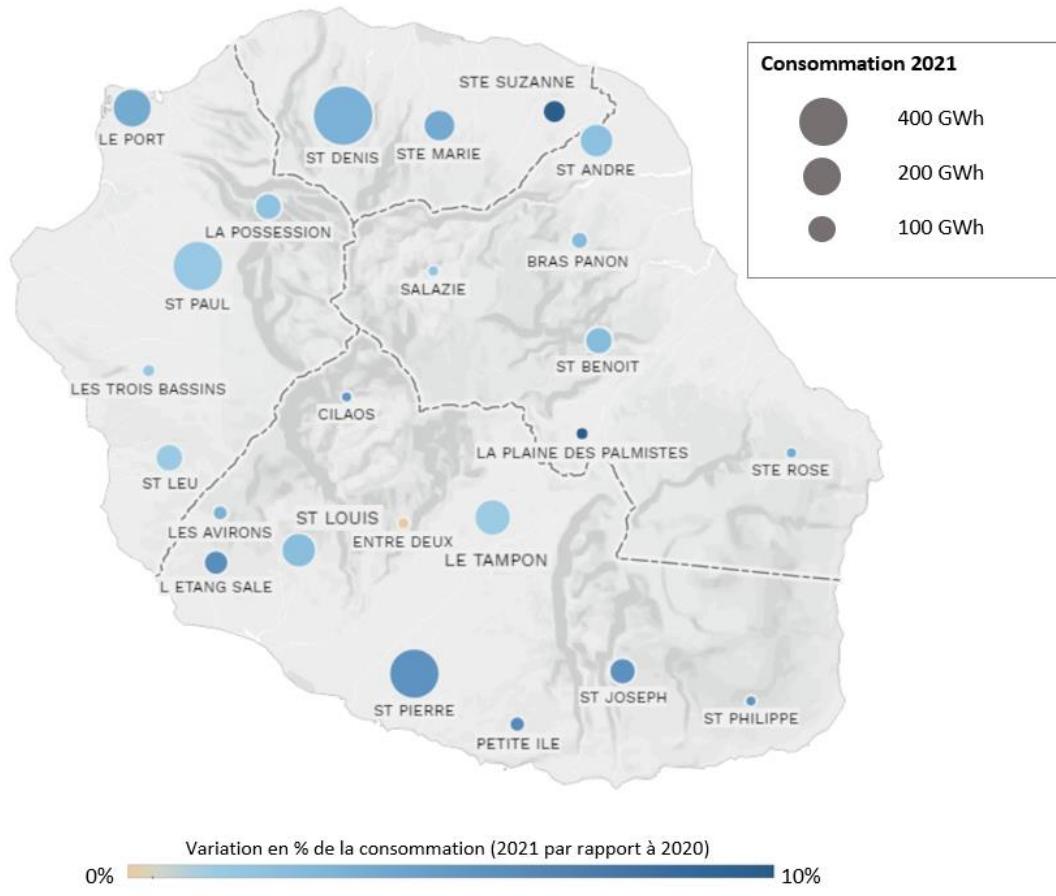
En 2021, après une année affectée par la crise sanitaire, la consommation est repartie à la hausse pour atteindre un niveau supérieur à celui constaté avant la crise. La puissance de pointe maximale de l'énergie livrée a atteint 502 MW (moyenne sur une heure) au cours d'une journée du mois de janvier, dépassant pour la première fois 500 MW.

L'énergie facturée est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante : 65 % au tarif bleu (clients domestiques et petites entreprises) et 35 % au tarif jaune et vert (moyennes et grandes entreprises, industries et collectivités).

Concernant les pertes totales du réseau, c'est-à-dire la différence entre l'énergie livrée à ce réseau et l'énergie facturée aux clients raccordés, elles ont représenté de l'ordre de 270 GWh en 2021, soit 8,7% de l'énergie livrée au réseau.

1.1.2 La demande est concentrée sur les pôles d'activités majeurs

Le graphique ci-dessous présente la répartition des foyers de consommation en 2021. Il apparaît que la consommation se concentre autour des pôles d'activité majeurs : Saint-Denis, Saint-Pierre et Saint-Paul.



1.1.3 Les actions de maîtrise de la demande en énergie sont en hausse

La montée en puissance des actions de maîtrise de la demande d'électricité se confirme, comme l'illustre le tableau ci-dessous qui présente l'évolution des économies réalisées par secteur depuis la mise en place du cadre de compensation en 2019.

Type d'équipement installé	Economies réalisées (GWh)		
	2019	2020	2021
Secteur résidentiel (ex. : chauffe-eaux solaires, brasseurs d'air, confort thermique, éclairages)	12.0	15.7	43.9
Secteur tertiaire et industrie (ex. : confort thermique, froid, brasseurs d'air, éclairage)	23.0	9.5	8.4
Collectivités (éclairage)	0.5	0.1	0.5
Total d'économies annuelles réalisées par les actions de l'année (GWh)	35.5	25.4	52.8
Total d'économies annuelles réalisées par le cumul des actions depuis 2019 (GWh)	35.5	60.8	113.6

Tableau 3 : actions de maîtrise de la demande en énergie depuis 2019

1.2 La production renouvelable a atteint 28% de la production totale en 2021

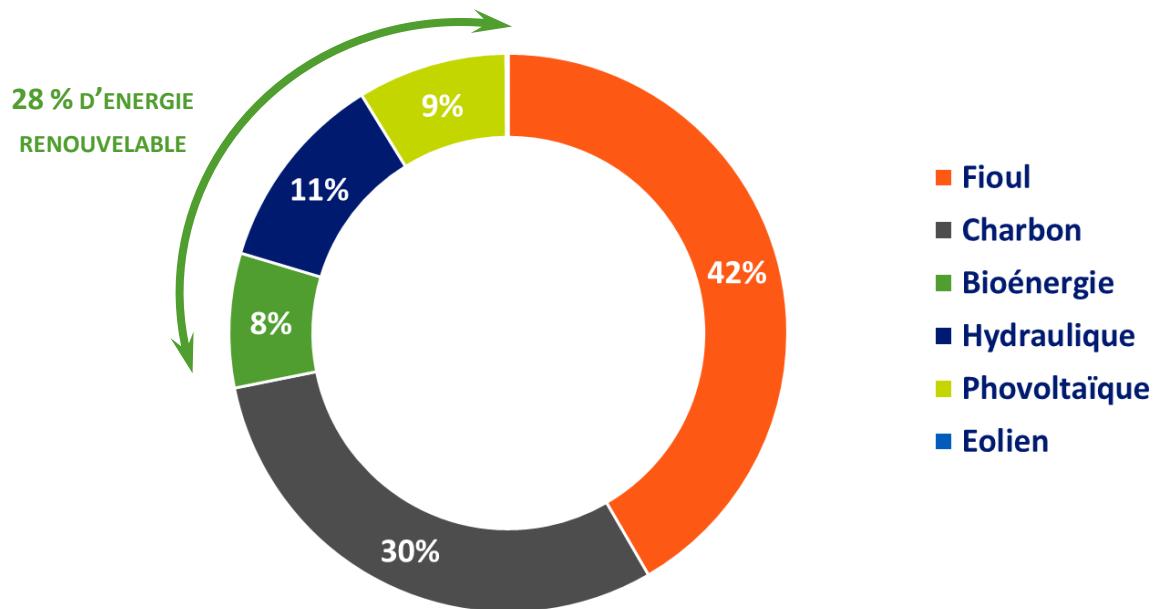


Figure 3 : mix électrique de l'année 2021

En 2021, la part des énergies renouvelables dans le mix s'est élevée à 28 %, en baisse par rapport à 2020 en raison de la réduction de la production hydraulique.

1.2.1 Les moyens de production sont répartis de manière homogène sur le territoire réunionnais

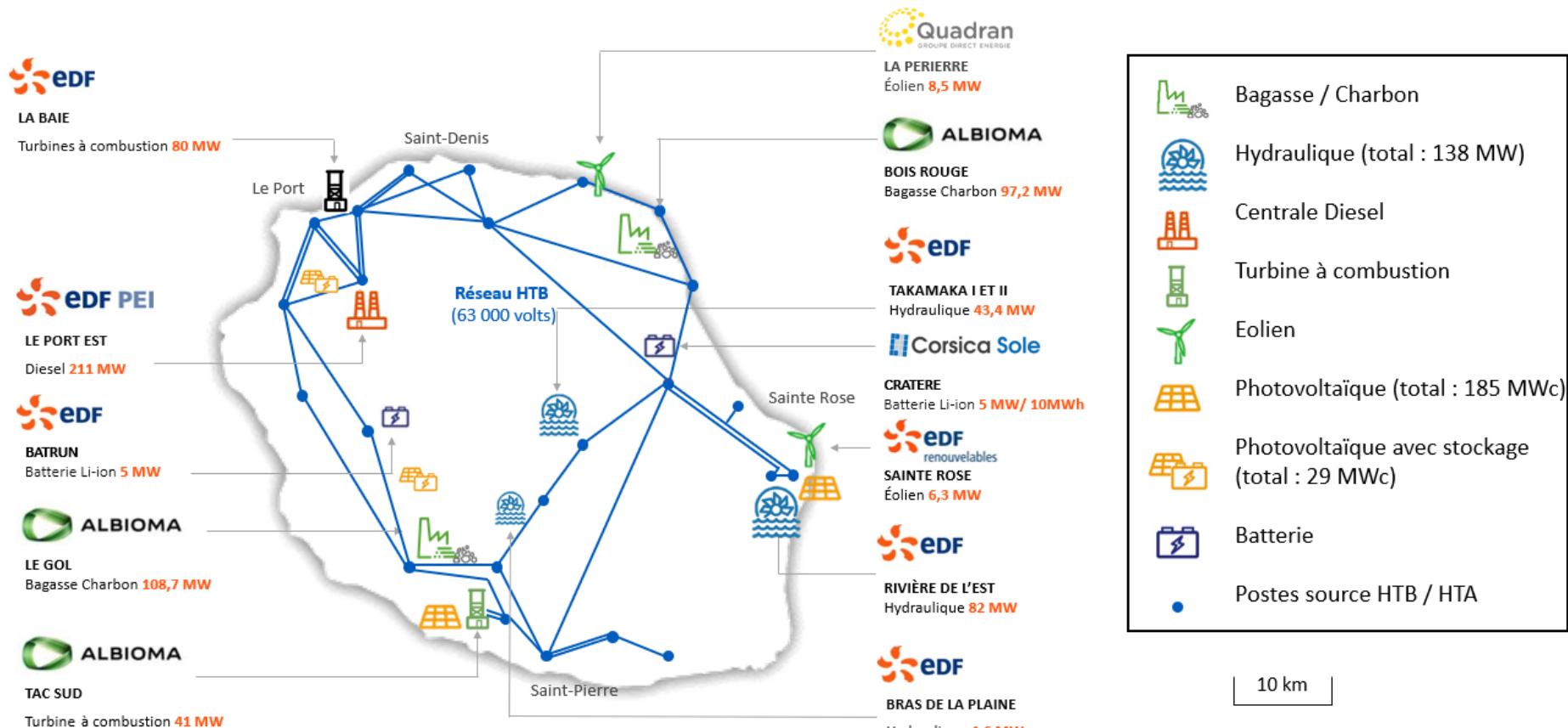


Figure 4 : carte du système électrique de La Réunion au 31/12/2021 – Seules les installations de plus de 4 MW sont représentées

1.2.2 Energies renouvelables non synchrones* (272 GWh)

Photovoltaïque avec et sans stockage (268 GWh)

Avec une production de 269 GWh en 2021, la filière solaire représente aujourd’hui la deuxième source d’énergie renouvelable après l’hydraulique. A la suite des appels d’offres lancés pour des installations photovoltaïques avec stockage, plusieurs installations ont été mises en service totalisant 29 MWc de puissance installée à fin 2021. La filière photovoltaïque à La Réunion est caractérisée par son caractère diffus, avec une majorité des installations raccordées au réseau de distribution sur des départs comprenant également de la consommation.

Eolien (environ 4 GWh)

La part de l’éolien reste modeste, du fait d’un régime de vent perturbé par le relief et dès lors peu favorable. Les éoliennes installées sont des petites unités de production rabattables pour les périodes cycloniques. Des actions de *repowering** des installations actuelles devraient permettre d’optimiser le productible dans les prochaines années. En 2021, la production d’origine éolienne a connu une baisse du fait du démarrage de ces travaux sur le parc de la Perrière. Un projet de *repowering* est également prévu pour le parc de Sainte Rose avec des travaux qui prendront fin en 2024.

1.2.3 Hydraulique : une année 2021 marquée par une faible production (358 GWh)

La Réunion comporte deux ouvrages majeurs de grande hydraulique : Rivière de l’Est et Takamaka. Leur fonctionnement, essentiel pour le système électrique, est contraint par la taille des réserves en eau équivalentes à quelques heures de turbinage à pleine puissance. L’énergie est donc répartie au mieux sur la journée, en gérant le stock d’eau pour concentrer la production aux moments où elle a le plus de valeur. L’hydraulique peut par exemple apporter les services suivants :

- lisser le fonctionnement des groupes thermiques pour limiter le nombre d’arrêts/démarrages,
- compenser les fluctuations de production ou les aléas de la consommation et des énergies intermittentes,
- limiter l’utilisation des moyens de pointe,
- limiter les conséquences sur la clientèle des aléas impactant la production ou le réseau.

Les autres ouvrages fonctionnent au fil de l’eau : leur production n’est pas modulable. La proportion des ouvrages fonctionnant au fil de l’eau est faible au regard de l’ensemble de la production hydraulique du territoire.

La puissance moyenne injectée sur le réseau par de la production hydraulique est de l’ordre de 50 MW (pour une année moyenne) tandis que la puissance maximale atteinte est de l’ordre de 120 MW.

La production hydraulique peut fortement varier d'une année à l'autre en fonction des précipitations. Avec plus de 600 GWh, l'année 2018 a été une très bonne année de production hydraulique, comme illustré sur la Figure 5. L'année 2021 a en revanche connu une hydraulicité moins soutenue qui, combinée à une indisponibilité de plusieurs semaines de la prise d'eau principale de l'ouvrage de Rivière de l'Est, a entraîné une baisse de la production hydraulique qui a atteint 360 GWh, soit le minimum sur les dix dernières années.

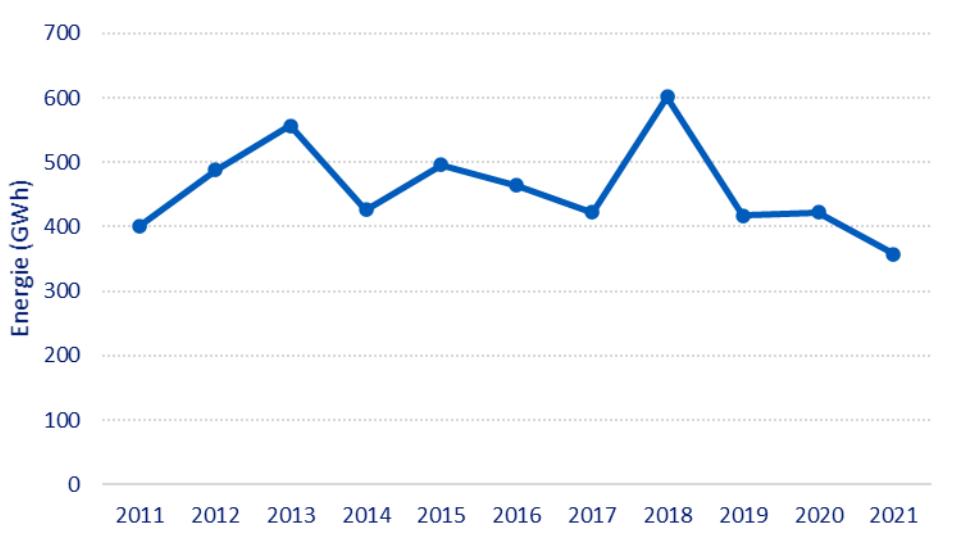


Figure 5 : production hydraulique annuelle sur la période 2011-2021

La production annuelle peut varier de +/- 20% par rapport à la moyenne décennale, qui se situe autour de 500 GWh (soit une amplitude d'environ 200 GWh).

1.2.4 Autres énergies renouvelables (18 GWh)

Biogaz (18 GWh)

Cette source d'énergie, relativement constante, représente une puissance installée de 4,4 MW.

1.2.5 Centrales bi-combustibles (1182 GWh)

Centrales charbon/bagasse (1150 GWh dont 217 GWh de bagasse)

La centrale charbon/bagasse de Bois-Rouge, exploitée par la société Albioma, comporte trois tranches pour une puissance totale de 97,2 MW. Les deux premières tranches, mises en service en 1992, fonctionnent à la bagasse pendant la période sucrière (de juillet à décembre) et au charbon le reste de l'année. La puissance électrique délivrée par ces tranches diminue en période sucrière, une partie de la vapeur produite étant consommée par les sucreries. La Réunion a été pionnière dans le domaine, puisque la centrale de Bois Rouge permet une valorisation de la bagasse depuis le début des années 1990. La troisième tranche de cette centrale, d'une puissance de 43,6 MW, a été mise en service en 2004 et fonctionne au charbon toute l'année.

Fonctionnant sur le même schéma que la centrale de Bois-Rouge, la centrale Albioma du Gol comporte deux tranches charbon/bagasse (en service depuis 1996) de 56,9 MW au total et une tranche de 51,8 MW (en service depuis 2006) fonctionnant au charbon. La puissance totale délivrée hors période sucrière atteint 108,7 MW.

TAC Saint-Pierre (31 GWh)

La nouvelle turbine à combustion (TAC) de 41 MW d'Albioma a été mise en service début 2019. Elle permet de sécuriser l'alimentation électrique du territoire et d'utiliser la totalité du bioéthanol produit sur l'île de La Réunion. En 2021, cette turbine a produit 31,4 GWh dont 5,7 GWh au bioéthanol.

1.2.6 Moyens fossiles (1261 GWh)

Centrale diesel de Port Est (1242 GWh)

Cette centrale comprend douze groupes de 17,6 MW chacun (soit un total de 211 MW). Elle est exploitée par EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI, filiale d'EDF à 100 %). Ce moyen de production est utilisé en semi-base en complément de la production des centrales fonctionnant en base et de la production renouvelable. Néanmoins, les évolutions de coûts des combustibles et des quotas de CO₂ en 2021 ont conduit à utiliser cette centrale en base sur certaines périodes de l'année, induisant un niveau de production plus important en 2021.

TAC de la Baie (19 GWh)

Le parc compte deux TAC propriété d'EDF (40 MW chacune) sur le site de la Baie au Port, pour un total de 80 MW. Ces turbines sont utilisées pour la gestion de la pointe journalière de consommation et comme moyen de secours en cas d'aléas sur le système électrique (ex. : défaillance d'autres moyens de production, conditions climatiques).

1.2.7 Stockage

La mise en service de la batterie Batrun (EDF) de 5 MW au poste de Saint-Leu fin 2018 a permis de limiter les creux de fréquence en cas de perte d'un moyen de production, grâce à la libération rapide de puissance. Cela contribue à réduire d'éventuels recours au délestage fréquence-métrique et donc les conséquences négatives sur la clientèle.

La batterie Cratère (Corsica Sole) sur la commune de Saint-Benoît a été mise en service en début 2022 après des essais en 2021. Cette batterie, d'une capacité de 5 MW/10 MWh permettra d'apporter principalement un service de report de charge et d'apporter un soutien à la fréquence en cas de baisse marquée de celle-ci.

1.2.8 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
Albioma	Bois-Rouge 1	Charbon / Bagasse	1992	✗/✓	✓	✓	HTB	53,6 MW
Albioma	Bois-Rouge 2	Charbon	2004	✗	✓	✓	HTB	43,6 MW
Albioma	Le Gol A	Charbon / Bagasse	1996	✗/✓	✓	✓	HTB	56,9 MW
Albioma	Le Gol B	Charbon	2006	✗	✓	✓	HTB	51,8 MW
EDF-PEI	Port Est	Diesel	2013	✗	✓	✓	HTB	211,0 MW
EDF	La Baie	TAC fioul	2002	✗	✓	✓	HTB	40,0 MW
EDF	La Baie	TAC fioul	2009	✗	✓	✓	HTB	40,0 MW
Albioma	Saint-Pierre	TAC	2019	✗/✓	✓	✓	HTB	41,0 MW
Multiples	Multiples	Biogaz	Multiples	✓	✗	✓	HTA	4,4 MW
EDF	Rivière de l'Est	Hydraulique	1980 (groupes 1 à 3) 2011 (4)	✓	✓	✓	HTB	80,0 MW
EDF	Takamaka 1	Hydraulique	1968	✓	✓	✓	HTB	17,4 MW
EDF	Takamaka 2	Hydraulique	1989	✓	✓	✓	HTB	26,0 MW
EDF	Bras de la Plaine	Hydraulique	1972	✓	✗	✓	HTA	4,6 MW
Multiples	Multiples	Hydraulique	Multiples	✓	✗	✓	HTA/BT	8,4 MW
EDF EN	Sainte-Rose	Eolien	2004	✓	✗	✗	HTA	5,2 MW
NW Energy	Sainte-Rose	Photovoltaïque	2009	✓	✗	✗	HTA	5,1 MW
EDF EN	Sainte-Rose	Photovoltaïque	2009	✓	✗	✗	HTA	10,5 MW
Engie	Sainte Marie	Photovoltaïque	2010	✓	✗	✗	HTA	4,4 MW
SOC Bethleem	Saint Benoît	Photovoltaïque	2011	✓	✗	✗	HTA	6,6 MW
Albioma Solaire	Saint Benoît	Photovoltaïque	2011	✓	✗	✗	HTA	5,4 MW
Multiples	Multiples	Photovoltaïque	Multiples	✓	✗	✗	HTA/BT	153,1 MW
Akuo	Le Port	Photovoltaïque avec stockage	2014	✓	✗	✗	HTA	9,0 MW
Akuo	Etang-Salé	Photovoltaïque avec stockage	2015	✓	✗	✗	HTA	9,0 MW
Multiples	Multiples	Photovoltaïque avec stockage	Multiples	✓	✗	✗	HTA/BT	11,1 MW
EDF	Saint-Leu	Stockage	2018	s.o.	✗	✗	HTA	5,0 MW
Corsica Sole	Abondance	Stockage	2022	s.o.	✗	✗	HTA	5,0 MW

1.3 L'équilibre offre-demande

La Figure 6 montre la forme de la consommation réunionnaise sur des journées représentatives d'été et hiver austral. 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). Du fait d'un usage plus faible de la climatisation, la consommation est plus faible en hiver austral.

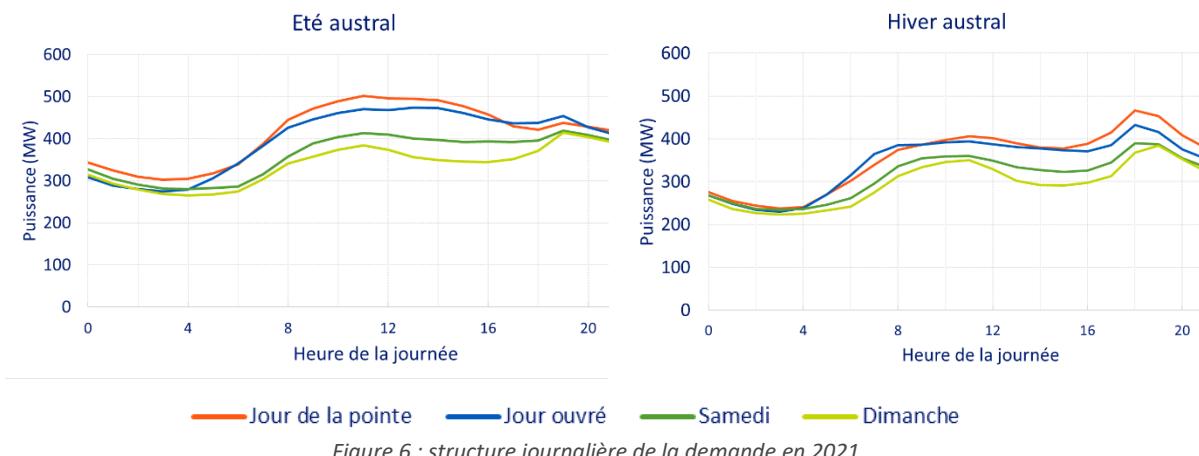


Figure 6 : structure journalière de la demande en 2021

La Figure 7 représente la demande résiduelle*, c'est-à-dire la demande qui doit être satisfaite par le parc de production pilotable*. La demande résiduelle maximale est atteinte en début de soirée. La production photovoltaïque en milieu de journée vient renforcer, voire créer, un creux de demande résiduelle en milieu de journée¹. Ce creusement de la demande résiduelle en journée par rapport à la pointe du soir nécessite une très bonne réactivité des moyens de production pilotables qui permettent de répondre à cette pointe, notamment en hiver austral.

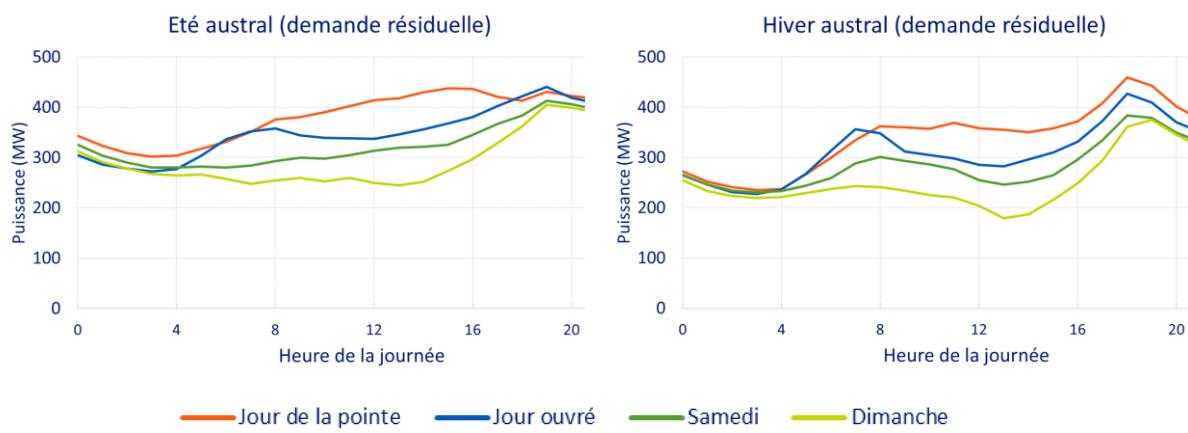


Figure 7 : demande résiduelle sur les mêmes journées de 2018

¹ Il s'agit du phénomène de *Duck Curve*, mis en évidence par le gestionnaire de réseau californien CAISO : <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65023.pdf>

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

2.1.1 Un fort développement de la mobilité électrique ainsi que des actions ambitieuses de maîtrise de la demande sont à attendre dans les prochaines années

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.

2.1.2 Les scénarios retenus pour les analyses reflètent les évolutions 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 crédibles, cohérents et contrastés, 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 : aperçu 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 La consommation, portée par la démographie et le développement de la mobilité électrique, est en croissance sur l'horizon de l'étude

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 température¹. 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 démographie et l'économie restent dynamiques

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. A La Réunion, la population est en hausse dans les deux scénarios.

Milliers d'habitants	2021	2023	2028	2033	2038
Azur	866	875	901	929	951
Emeraude	866	872	883	894	901

Tableau 5 : hypothèses de population

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	2023	2028	2033	2038
Azur	18 787	19 172	20 970	22 937	24 943
Emeraude	18 787	19 111	19 743	20 395	20 971

Tableau 6 : hypothèses d'évolution du PIB

2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour limiter la hausse de consommation

Sous l'impulsion d'un comité MDE constitué de la Région Réunion, l'ADEME*, la DEAL* et EDF, l'île 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 2019¹. 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 à La Réunion. 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 319 GWh² 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.

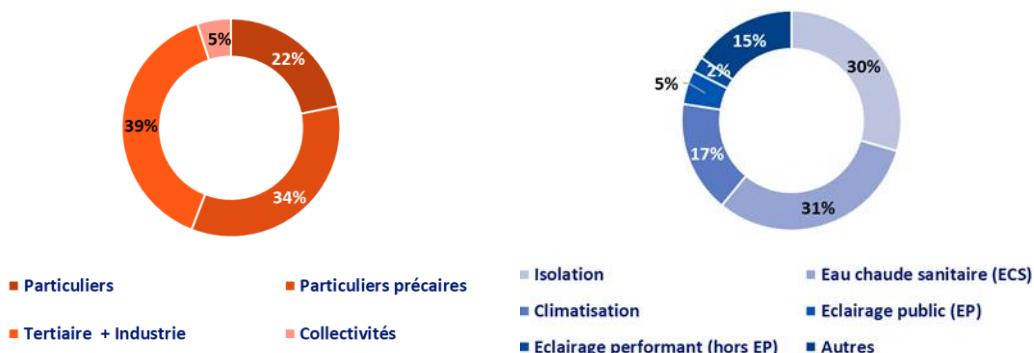


Figure 8 : décomposition (en énergie) des actions standards du cadre de compensation par type d'actions et par type de clients sur la période 2019-2023

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 à partir des hypothèses de la PPE de 2019 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.

¹ 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.

² Hypothèse PPE 2019-2023.

Les économies d'énergie cumulées issues des actions liées au cadre de compensation sont présentées dans la figure suivante.

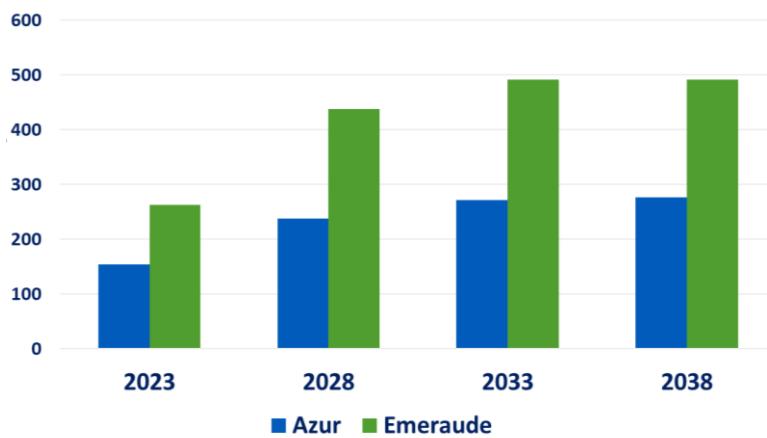


Figure 9 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées issues des actions liées aux cadres de compensation à La Réunion (GWh)

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 poursuit sa croissance à La Réunion avec plus de 6600 véhicules légers¹ 100% électriques ou hybrides rechargeables en circulation à fin 2021, soit près de 1,5% du parc électrifié. Le développement de la mobilité électrique s'est accéléré depuis 2019. Les véhicules électrifiés² ont ainsi représenté environ 10% des ventes sur le segment des véhicules légers en 2021. Cela reste inférieur à la part de marché observée en France métropolitaine sur le même segment, qui est d'environ 15%.

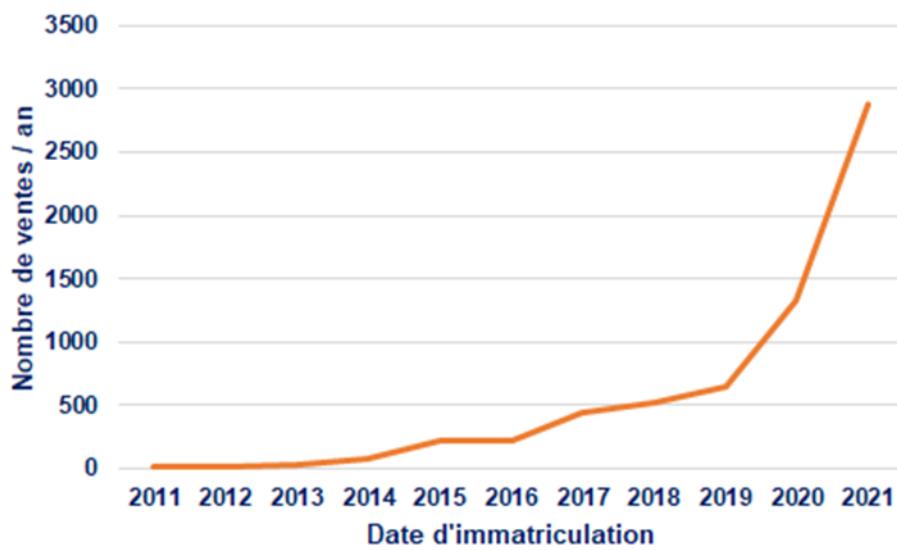


Figure 10 : évolution des ventes de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables neufs depuis 2011 à La Réunion

¹ La catégorie des véhicules légers regroupe les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires.

² 100% électriques et hybrides rechargeables.

Le développement du véhicule électrique constitue un atout pour atteindre les objectifs de transition énergétique de la PPE. Il permet ainsi, dès aujourd’hui¹, 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 de l’île de La Réunion, 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)². 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

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 financement³ de bornes pilotées sur la base de ce signal dans le secteur tertiaire et en voirie, pour les territoires insulaires⁴.

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 fossiles⁵. Quant aux navires à quai pour plus de deux heures consécutives, le code de l’environnement impose un seuil maximal d’émissions de soufre, ce qui favorise le développement des navires qui utilisent un branchement électrique à quai afin de stopper leurs machines.

¹ En analyse de cycle de vie complète (comprenant donc notamment la fabrication et le recyclage des batteries).

² Ces préconisations sont prises en compte dans les deux scénarios Azur et Emeraude.

³ Jusqu’à un montant de 1860 € en 2019.

⁴ 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/>

⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

Un fort développement des véhicules électriques léger 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 39 % 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 2022¹). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 56 % 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 9 % de la consommation totale dans le scénario Azur et à 16 % dans le scénario Emeraude.

		2021	2023	2028	2033	2038
Azur	Parc VE et VHR ²	3 465	10 151	41 361	98 355	196 196
	% parc total	1%	2%	9%	20%	39%
	% ventes annuelles	5%	11%	27%	51%	85%
	Consommation annuelle (GWh/an)	8	22	86	205	415
Emeraude	Parc VE et VHR	3 465	12 436	58 035	144 139	267 278
	% parc total	1%	3%	12%	30%	56%
	% ventes annuelles	5%	16%	42%	81%	100%
	Consommation annuelle (GWh/an)	8	29	134	334	617

Tableau 8 : hypothèses de développement du véhicule électrique léger sur l'île de La Réunion

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.

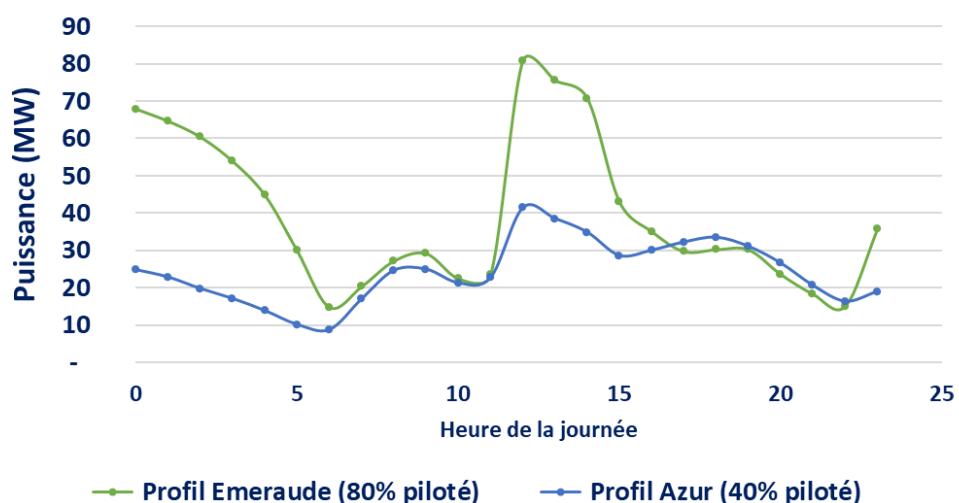


Figure 11 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 à La Réunion

¹ Les considérants du texte adopté abordent l'éventualité d'une discussion ultérieure sur l'utilisation de technologies alternatives comme les carburants synthétiques (e-carburants).

² Véhicule Hybride Rechargeable.

Ainsi, dans le scénario Emeraude, malgré une consommation annuelle plus importante, l'appel de puissance aux alentours de 18h – 19h n'est pas plus élevé que dans le scénario Azur : il atteint environ 30 MW. Ce profil Emeraude fait apparaître deux pointes de charge : lors des heures méridiennes où la production PV est importante et au milieu de la nuit où la consommation liée aux autres usages est moindre.

Une électrification de la mobilité lourde et des navires à quai

Dans les deux scénarios est considérée une électrification progressive des bus, poids lourds et navires à quai pour atteindre les niveaux indiqués dans le tableau ci-dessous.

	Bus	Poids lourds	Navires à quai
Azur	25%	De l'ordre de 20%	50%
Emeraude	40%	De l'ordre de 30%	80%

Tableau 9 : taux d'électrification considérés en 2035 pour la mobilité lourde et les navires à quai

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

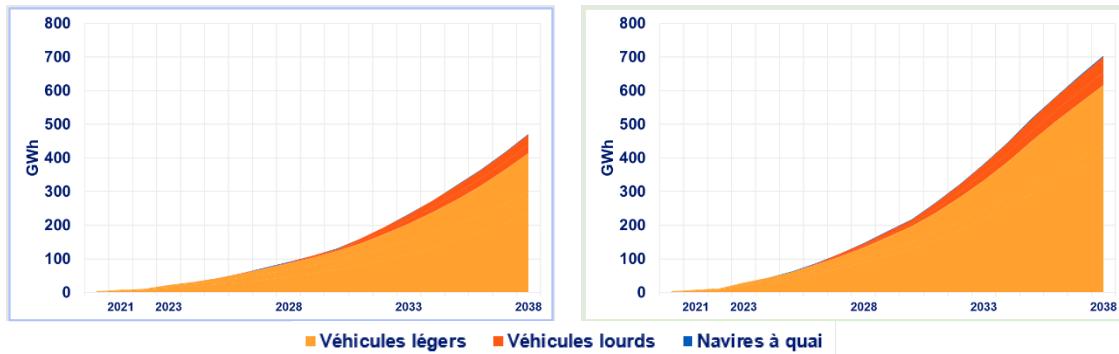


Figure 12 : trajectoire de consommation liée à la mobilité électrique dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite)

2.2.4 La consommation 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 année¹. Bien que cela soit moins marqué qu'en métropole continentale, la consommation réunionnaise comporte une dépendance à la température : toutes choses égales par ailleurs, la consommation est d'environ 8 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.

¹ L'année 2020 n'a pas été retenue en raison de sa spécificité liée au contexte sanitaire.

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)	3164	3434	3888	4441
Pointe moy. sur 1h (MW)	511	557	631	726

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	3071	3131	3476	3920
Pointe moy. sur 1h (MW)	498	516	584	676

Tableau 10 : trajectoires de consommation¹

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).

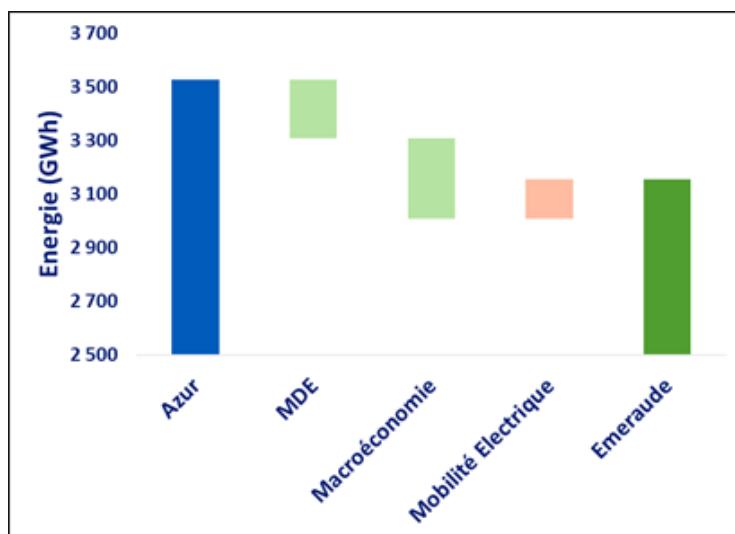


Figure 13 : décomposition de l'écart entre les consommations (hors pertes) des scénarios Azur et Emeraude en 2033

2.3 Dans les deux scénarios, la puissance du parc installé est en hausse du fait de la croissance soutenue des énergies renouvelables

2.3.1 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement 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 à l'horizon de l'étude.

¹ 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.

Des hypothèses différencierées 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 construites. Il est complété par des éléments plus détaillés sur chaque filière dans la suite du paragraphe.

Puissance (MW)		2022	2023	2028	2033	2038
Azur	Thermique fossile	492	449	77	39	39
	Biomasse, biogaz, bioéthanol	45	92	458	458	248
	Hydraulique	137	137	139	139	139
	Energies renouvelables non synchrones	220	254	436	546	646
	Autres énergies renouvelables	0	0	19	19	19
	Stockage ¹	5	5	5	5	5

Puissance (MW)		2022	2023	2028	2033	2038
Emeraude	Thermique fossile	492	449	77	39	39
	Biomasse, biogaz, bioéthanol	45	92	463	463	252
	Hydraulique	137	137	141	142	142
	Energies renouvelables non synchrones	220	256	581	781	981
	Autres énergies renouvelables	0	0	32	32	32
	Stockage ²	5	5	5	5	5

Tableau 11 : puissances installées au 1^{er} janvier de chaque année dans les scénarios Azur et Emeraude³

Thermique et biomasse

La décroissance entre 2022 et 2028 des capacités des centrales fonctionnant aux combustibles fossiles est liée à l'hypothèse de conversion progressive des installations des producteurs Albioma et PEI. Les installations fonctionnant aujourd'hui au charbon sont considérées progressivement converties à la biomasse solide et prolongées sur l'horizon de l'étude. Cette conversion peut entraîner une légère baisse de la puissance maximale de l'installation. Les installations diesel sont considérées converties au bioliquide. Au 1^{er} janvier 2025, toutes les installations fonctionnant au charbon et au diesel sont converties dans les deux scénarios. Entre 2028 et la fin de l'horizon, il est fait l'hypothèse de l'arrêt de la TAC41, entraînant une baisse de la capacité du parc de 38 MW.

En 2038, la puissance installée en biomasse, biogaz et bioéthanol diminue en raison de l'hypothèse d'une fin de contrat de l'installation PEI Port-Est.

Hydraulique

La puissance hydraulique installée augmente du fait de l'accroissement de puissance de l'usine de Takamaka 1 entre 2025 et 2026. Par ailleurs, dans le scénario Emeraude, il est fait l'hypothèse d'une légère augmentation de la puissance installée de la petite hydraulique à partir de 2033.

¹ Il s'agit de capacité en injection.

² Idem.

³ 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).

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement ambitieux du photovoltaïque accompagné d'une montée en puissance de l'éolien terrestre et de l'éolien offshore à partir de 2028. Ces trajectoires incluent le développement des installations de type « PV + stockage » prévu à l'issue des appels d'offre.

Autres énergies renouvelables

La trajectoire des capacités des autres énergies renouvelables tient compte d'un projet d'Unité de Valorisation Energétique (UVE) de 16.7 MW et d'un projet de 2 MW basé sur l'énergie thermique des mers. La hausse supplémentaire dans le scénario Emeraude est liée au développement complémentaire de la géothermie, de l'énergie houlomotrice et de l'énergie thermique des mers.

Stockage

Le projet de stockage à vocation d'arbitrage localisé à Cratère (5 MW) est pris en compte. La batterie Batrun étant dédiée au service de réserve rapide, elle n'apparaît pas dans le tableau qui présente les capacités de production.

2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies, des valeurs contractuelles et des performances passées

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 réparties sur l'année afin de minimiser les risques de défaillance. Dans certaines centrales, l'arrêt concomitant de plusieurs groupes est nécessaire pour effectuer des opérations de maintenance sur des installations communes au site. Les hypothèses retenues sont exposées au Tableau 12. Il est à noter que sur la période 2022-2024, des arrêts longs successifs de plusieurs mois ont été pris en compte sur les groupes d'Albioma, en cohérence avec l'hypothèse de leur conversion à la biomasse. La période des arrêts programmés des groupes Bois Rouge et le Gol a quant à elle été définie en fonction des contraintes saisonnières liées à la campagne sucrière (second semestre).

Moyen de production	Coefficient de disponibilité*
Moyens Bagasse-Charbon / Bagasse-Biomasse	Disponibilité contractuelle
Centrale Diesel / Bioliquide	90 %
TAC Saint-Pierre	Disponibilité contractuelle
TAC La Possession	90 %
Grande Hydraulique	90 %
Nouvelles technologies (géothermie et énergie thermique des mers)	Disponibilité contractuelle des centrales géothermiques existantes sur les autres territoires de présence de SEI
Nouveaux moyens de production ajoutés pour respecter le critère de sécurité d'alimentation	90 %

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 horaires¹.

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

Installation	Facteur de charge moyen*
PV	15,6 %
PV+Stockage Appel d'Offre 2011	13,3 %
PV+Stockage Appels d'Offre ultérieurs	14,8 %
Eolien	15,3 % - 30,4 %
Eolien offshore	31,0 – 34,9 %
Biogaz	39 %
Micro hydraulique	26 %

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

Les chroniques des sites hydrauliques de Rivière de L'Est, Takamaka I et Takamaka II sont élaborées à partir de l'historique de leur production de 2007 à 2020 (14 chroniques utilisées), avec une valeur journalière sur les 365 jours de l'année.

¹ 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 A l'horizon 10 ans, le système électrique verra apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable et nécessitera davantage de flexibilités

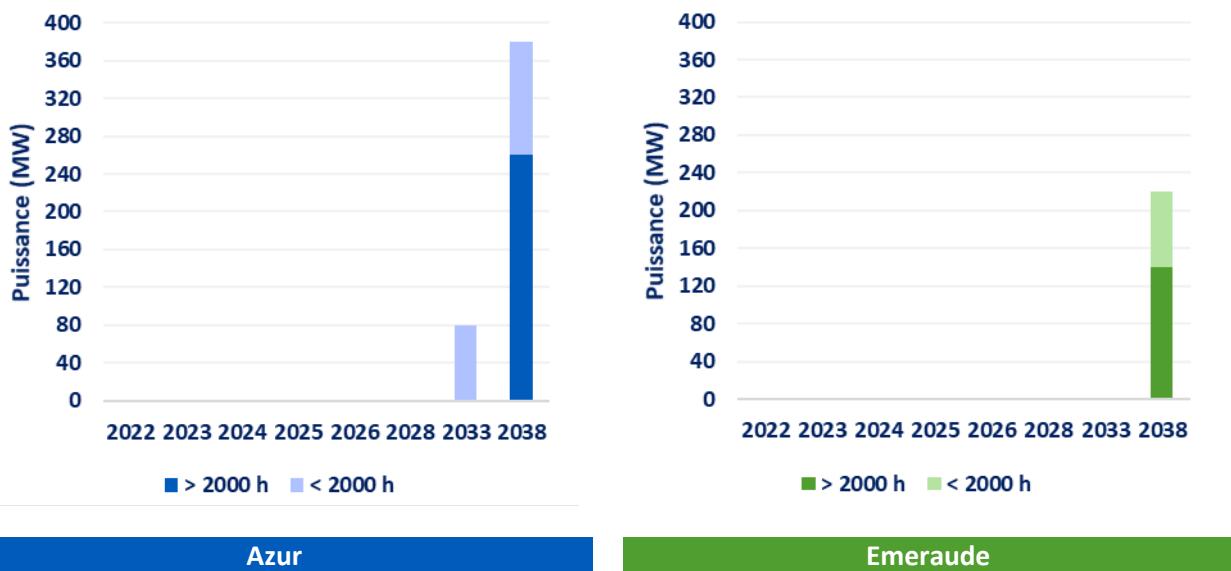
Les analyses présentées dans cette partie visent à quantifier le besoin en puissance pilotable pour le système à un horizon de quinze ans. Elles ont été établies sur la base des hypothèses présentées dans les paragraphes précédentsⁱⁱ. Sont également proposés des focus sur l'effet du pilotage de la recharge du véhicule électrique ainsi que sur le stockage et le rôle qu'il pourrait jouer pour participer au critère de sécurité d'alimentation.

3.1 Un besoin de puissance pilotable apparaît d'ici dix ans alors qu'à plus court terme le système doit rester sous vigilance

Les besoins du système en puissance pilotable complémentaire¹ sont présentés dans les tableaux et graphiques suivantsⁱⁱⁱ.

	Hepp ²	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2033	2038
Azur	>2000 h								260
	<2000 h							80	120
Emeraude	>2000 h								140
	<2000 h								80

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



¹ 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.

² Hepp : heures équivalent pleine puissance.

Le développement des énergies renouvelables et l'augmentation de la sollicitation des moyens existants permettent d'accompagner la croissance de la consommation jusqu'en 2033. A cet horizon, étant donné l'arrêt de la TAC 41 et la trajectoire de demande (plus forte dans Azur que dans Emeraude), un besoin de 80 MW apparaît dans Azur. Sur la coupe 2038, la fin de contrat de la centrale de PEI Port-Est (211 MW) et la tendance haussière de la demande font apparaître des besoins dans les deux scénarios.

La caractérisation de la contribution à la sécurité d'alimentation d'autres moyens dont la production n'est pas garantie (ex. : photovoltaïque, éolien, stockage ou combinaison de ces moyens) nécessite une étude *ad hoc*. En effet, ce niveau de contribution dépend des caractéristiques du système dans lequel s'insère l'installation (notamment de la quantité d'installations du même type déjà présentes). Pour autant, chercher à transformer localement des productions variables en production garantie et piloteable en leur adjointant de grandes quantités de stockage ne correspond que rarement à un optimum technico-économique : il est souvent plus intéressant de panacher les sources de production en les complétant par de la production flexible et par du stockage centralisé.

Enfin, une vigilance particulière doit être portée à la période de conversion des tranches charbon et diesel à la biomasse. Jusqu'en 2024, bien que le critère des 3 heures soit respecté, les marges du système électrique seront réduites du fait des arrêts longs pour conversion. Les périodes et modalités de ces arrêts restent à analyser finement et à optimiser en coordination avec les producteurs, afin de respecter les marges de sûreté requises pour l'équilibre offre-demande de l'île. Le recours à des moyens transitoires ou des leviers exceptionnels pourrait contribuer à assurer ces marges.

3.2 Avec une proportion importante d'énergies non synchrones, les mix à long terme nécessiteront des adaptations dans la gestion du système

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

Les résultats présentés dans ce paragraphe se focalisent sur 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.

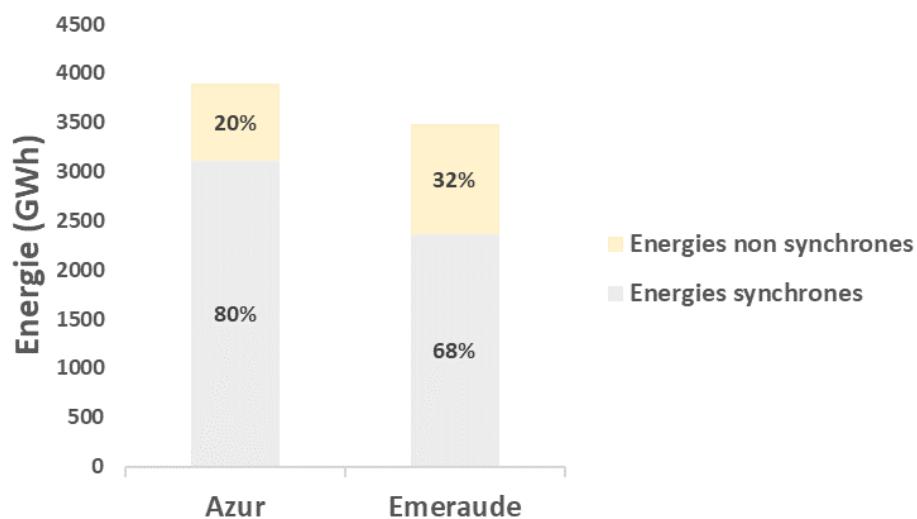


Figure 14 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033 dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite)

A l'horizon 2033, les énergies interfacées par électronique de puissance, essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettent de satisfaire entre 20 % (scénario Azur) et 32 % (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.

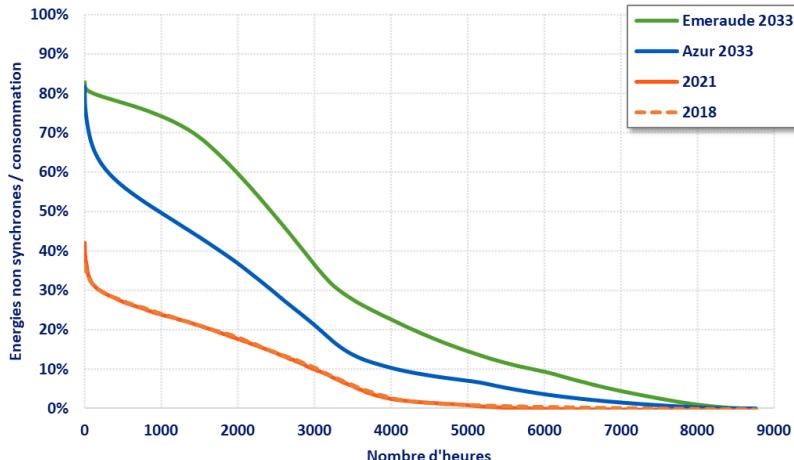


Figure 15 : monotones* des taux horaires d'énergies renouvelables non synchrones, exprimés en pourcents de la consommation

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).

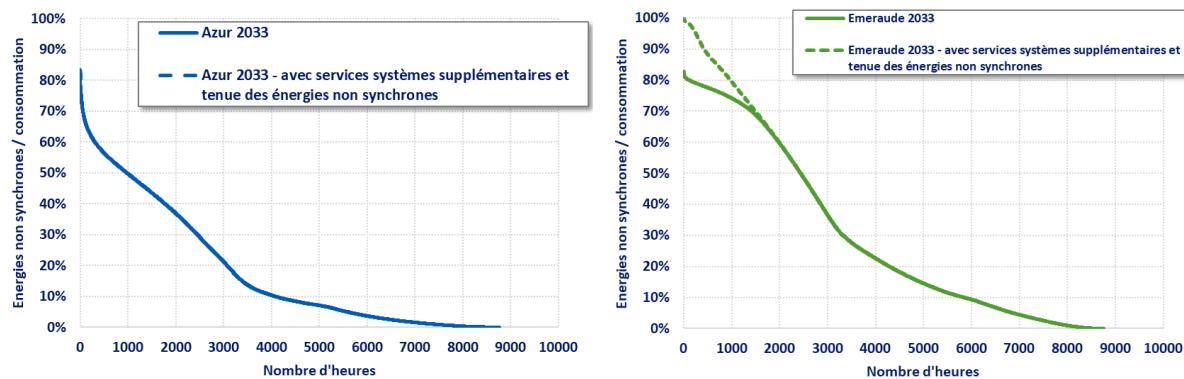


Figure 16 : monotones des taux horaires d'énergies renouvelables non synchrones exprimés en pourcent de la consommation

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

Dans les deux scénarios, les filières photovoltaïque et éolienne 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 piloteable.

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 piloteable 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.

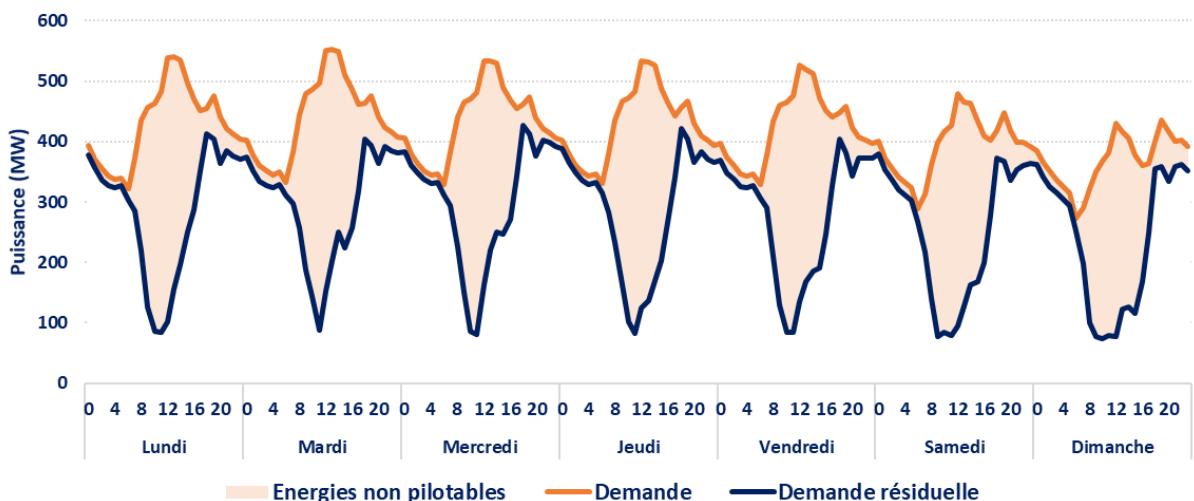


Figure 17 : illustration du besoin de flexibilité* sur une semaine, dans le scénario Emeraude en 2033

3.4 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.

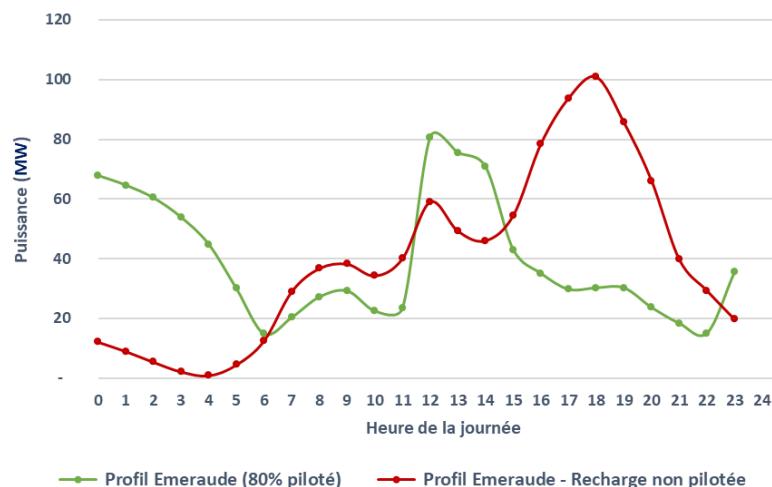


Figure 18 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré dans le scénario Emeraude en 2033

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.

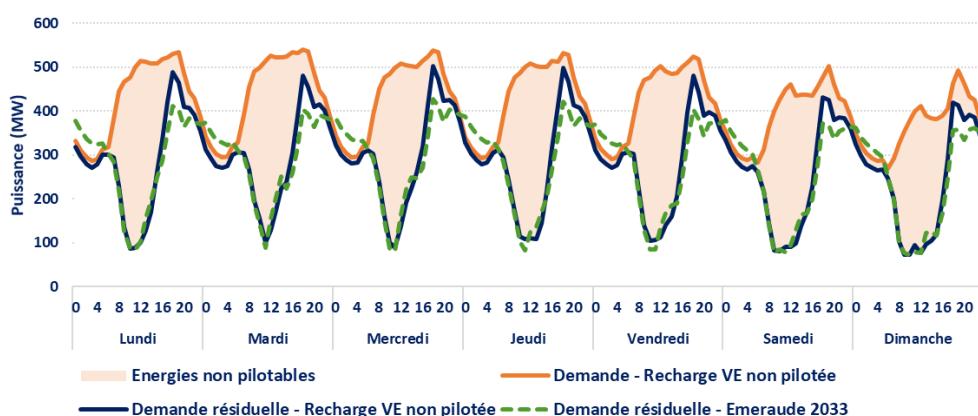


Figure 19 : hypothèses de profils de demande résiduelle pour une semaine type dans le scénario Emeraude en 2033

En cas d'absence de pilotage de la recharge des véhicules électriques légers, les pics et les creux 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.

Par ailleurs, la pointe du soir de la demande résiduelle augmentant, le respect du critère de sécurité d'approvisionnement n'est plus garanti. En 2033, le respect du critère des 3 heures de défaillance se traduit par un besoin supplémentaire de 20 MW dans Azur et 40 MW dans Emeraude (cf. tableau ci-dessous).

		2033	
	Hepp*	Référence	Sans pilotage
Azur	> 2000 h		
	< 2000 h	80 MW	100 MW
Emeraude	> 2000 h		
	< 2000 h	0 MW	40 MW

Tableau 15 : besoin en puissance supplémentaire si la recharge des véhicules électriques n'est pas pilotée

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 En apportant de la flexibilité tout en participant à la sécurité d'alimentation du système, le stockage peut jouer un rôle important dans la transition énergétique réunionnaise

Le stockage peut permettre de répondre au besoin identifié de 80 MW de puissance pilotable dans le scénario Azur en 2033. La Figure 20 est obtenue en déterminant la puissance de stockage nécessaire pour respecter le critère de défaillance, en fonction de la durée du stock étudiée. L'analyse est réalisée par pas de 20 MW en considérant un stockage disponible 100 % du temps :

- Dans le scénario Azur, un besoin de 80 MW de puissance pilotable (barre de gauche) a été identifié en 2033.
- L'installation de 100 MW de stockage de durée de stock de 12h pourrait répondre à ce besoin. Ce pourrait également être le cas d'installations de production à puissance pilotable couplées à du stockage (deuxième ensemble de barres en partant de la gauche). Cela s'explique par les marges des autres filières qui permettent d'apporter suffisamment d'énergie pour recharger le stockage. Cette énergie est ensuite utilisée pour répondre à la demande résiduelle¹, en complément des autres moyens de production pilotables.
- Si les moyens de stockage retenus présentent une durée de stock de deux heures, il faut en installer 280 MW pour respecter le critère de défaillance (ensemble de barres le plus à droite). La puissance nécessaire est ramenée à 60 MW, si l'on accepte d'installer également 40 MW de production à puissance pilotable. Ainsi, il est plus aisément de substituer les derniers MW de production d'extrême pointe par du stockage que les moyens davantage sollicités au cours de l'année.

¹ Elle participe ainsi au respect du critère de défaillance.

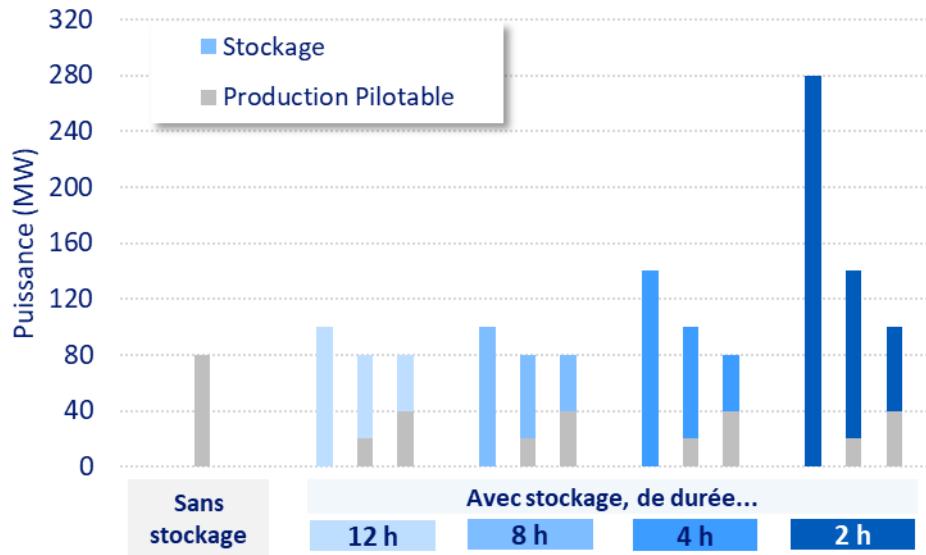


Figure 20 : solutions de stockage (en bleu) en complément à de la puissance pilotable (0, 20 et 40 MW, en gris) pour plusieurs durées de stock dans le scénario Azur en 2033

La puissance de stockage permettant de respecter le critère de défaillance dépend donc de la durée de stock associée et de la puissance de production pilotable présente sur le territoire.

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

Le schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S2REnR) actuellement en vigueur prévoit la création d'un transformateur déphaseur au poste électrique* d'Abondance (Saint-Benoît). Ce transformateur déphaseur permet de désengorger les lignes 63 kV Abondance – Moufia et Abondance – Saint-André en orientant les flux vers l'axe Abondance – Saint-Pierre en cas de perte d'une des deux lignes précitées. Bien que le processus de révision du schéma soit enclenché, le seuil de déclenchement de ces travaux n'est pas atteint. La pertinence de ces travaux sera réétudiée lors de la révision du schéma, en fonction des volumes et de la spatialisation des capacités prévues dans cette zone.

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 63 kV sont souvent nécessaires lors de l'arrivée de nouveaux moyens de production de puissance importante. Or les délais de réalisation des lignes 63 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 63 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.

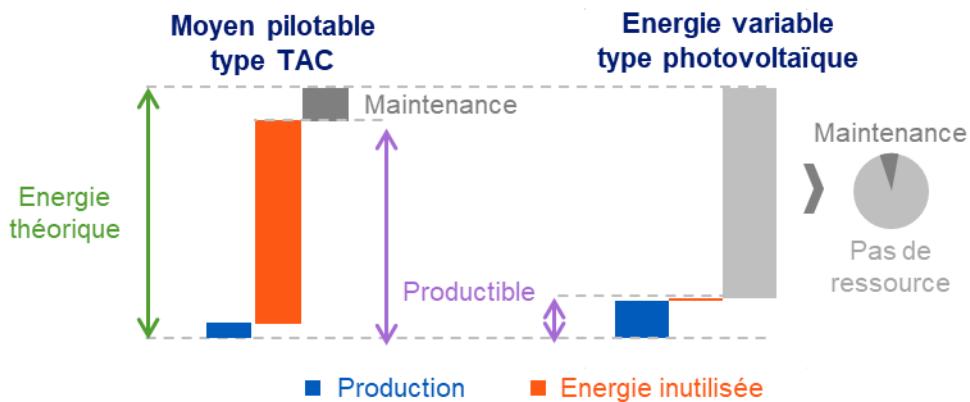


Figure 21 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

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 Solidaire¹] : 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.

¹ www.ecologique-solaire.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-solaire.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 16 : 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 Dans cet exercice, pour chaque scénario et chaque année, trente profils de 8760 valeurs (représentants les heures de l'année) ont été élaborés.

ⁱⁱ 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 évènements rares que sont les périodes de défaillance du système.

ⁱⁱⁱ 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.