



Bilan Prévisionnel

de l'équilibre offre - demande
d'électricité

Guadeloupe

Horizon 2024-2040



Synthèse

EDF Systèmes Energétiques Insulaires (SEI), en sa qualité de gestionnaire de réseau, a pour mission d'identifier les risques de déséquilibre entre la demande en électricité du territoire et l'offre disponible pour la satisfaire ainsi que les éventuels besoins en puissance permettant de garantir le respect du critère de défaillance¹. Cet exercice est réalisé au travers du Bilan Prévisionnel. L'édition 2024 met à jour, sur la période 2024-2040, les analyses présentées dans les éditions précédentes.

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 | Poursuite ambitieuse des actions du cadre de compensation | Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée | Scénario INSEE haut/central | Scénario PIB/habitant haut |
| Emeraude | Parc connu et développement très conséquent des EnR | Poursuite très ambitieuse des actions du cadre de compensation | Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée | Scénario INSEE bas | Scénario PIB/habitant bas |

Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

La consommation d'énergie baisse dans Emeraude et augmente dans Azur. Celle-ci est influencée par le recul démographique et les actions de maîtrise de la demande en énergie, qui influencent les trajectoires de consommation à la baisse, ainsi que par la dynamique de développement de la mobilité électrique, qui se confirme. Les pointes de consommation connaissent une tendance similaire, en raison de la recharge partiellement optimisée des véhicules électriques qui devra permettre de limiter l'impact à la pointe du soir.

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) ainsi qu'une sortie du charbon, via la conversion à la biomasse solide pour un groupe de production thermique. Par ailleurs, dans le scénario Emeraude, les groupes diesel sont convertis au bioliquide en 2028 et les turbines à combustion le sont en 2029.

Ainsi, le mix électrique de la Guadeloupe serait en très large partie renouvelable à la fin de la période étudiée dans le scénario Azur (même si sur quelques heures de l'année, la sollicitation de moyens de pointe reste nécessaire) et le serait totalement dès 2029 dans le scénario Emeraude.

¹ L'analyse du dimensionnement du parc de la Guadeloupe est réalisée selon une approche stochastique visant le respect du critère de trois heures de défaillance annuelle inscrit dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE).

Sur la base de ces hypothèses, le système électrique verrait apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable sur la fin d’horizon.

| | Hepp ¹ | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2033 | 2040 |
|----------|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Azur | >2000 h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 140 |
| | <2000 h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 |
| Emeraude | >2000 h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 |
| | <2000 h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 |

Besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (en MW)

Un besoin de puissance de 260 MW apparaîtrait ainsi en 2040 dans Azur. Dans Emeraude, un besoin de 160 MW apparaîtrait en 2040. Ces besoins en fin d’horizon du Bilan Prévisionnel s’expliquent essentiellement par la croissance de la consommation dans le scénario Azur et par les hypothèses de fin de contrat des groupes de la centrale EDF PEI de Pointe Jarry avant 2040. La prolongation du contrat de la centrale de PEI constitue une option envisageable pour couvrir tout ou partie de ces besoins.

S’agissant en revanche de l’horizon court terme, le chantier de conversion à la biomasse solide de la centrale du Moule au second semestre 2025 exigera un planning de maintenances programmées optimisé afin de garantir le respect du critère de défaillance.

La montée en puissance des énergies renouvelables non pilotables amplifiera par ailleurs le besoin en flexibilité du système électrique. Celle-ci sera apportée par le parc de production pilotable, les moyens de stockage et le pilotage de la demande. Ainsi, en plus de fournir de la réserve, des moyens de stockage centralisés multi-services, pilotés par le gestionnaire du système électrique, pourront être utilisés pour du report de charge. La mise en place effective du pilotage de la recharge des véhicules électriques sera quant à elle déterminante pour gérer au mieux la demande au fil de la journée, limiter la puissance de pointe et favoriser l’utilisation de l’énergie solaire lorsqu’elle est abondante.

Afin de garantir le niveau de sûreté nécessaire à la gestion du système électrique, les moyens de production non synchrones devront se conformer pleinement aux prescriptions techniques définies par le gestionnaire de réseau. Compte tenu de l’importance de l’enjeu, ce dernier continuera à renforcer ses moyens de contrôle.

Par ailleurs, pour maximiser l’insertion des EnR, le gestionnaire de réseau devra disposer de moyens dédiés tels que des compensateurs synchrones et des moyens de stockage permettant d’apporter d’importantes capacités d’inertie, de stabiliser la tension et d’assurer une puissance de court-circuit nécessaire au bon fonctionnement du réseau. La spatialisation adéquate de ces éléments sera le gage de leur efficacité et facilitera ainsi la substitution des EnR non-synchrones aux moyens de production synchrone. Un premier projet de compensateur synchrone est d’ores et déjà en cours de réalisation pour une mise en service en 2025.

Les moyens de stockage participeront quant à eux également à la fourniture de réserves primaire et secondaire pour assurer la tenue et la stabilité en fréquence. A l’horizon 2033 dans le scénario Emeraude, le besoin total en réserve primaire pour la Guadeloupe, qui doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe sans recours à du délestage de la consommation, est d’une quarantaine de mégawatts. Quant au besoin en réserve secondaire, il pourrait atteindre environ 60 MW aux heures où les productions éolienne et photovoltaïque sont les plus élevées (cf. tableau ci-dessous).

¹ Hepp : heures équivalent pleine puissance.

| | | |
|--------------------|-------------------------|---------------------------|
| | Réserve primaire | Réserve secondaire |
| Besoin (MW) | 40 | 60 |

Scénario Emeraude - Besoin en réserves primaire et secondaire à l'horizon 2033

Les moyens de stockage peuvent également répondre aux besoins en puissance pilotable identifiés, comme l'illustre le tableau ci-dessous. On notera alors que les premiers volumes de stockage installés couvrent efficacement les besoins en puissance pilotable complémentaires, cette efficacité atteint un plafond malgré l'extension de ces volumes.

| | Hepp ¹ | Sans stockage complémentaire | Avec 100 MW/400 MWh de stockage complémentaire | Avec 200 MW/800 MWh de stockage complémentaire |
|------|-------------------|------------------------------|--|--|
| Azur | >2000 h | 140 | 120 | 120 |
| | <2000 h | 120 | 60 | 60 |

Besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire dans le scénario Azur en 2040, selon les volumes de stockage complémentaires considérés (en MW)

Par ailleurs, dans le cadre du Schéma de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S2REnR) de Guadeloupe continentale, des travaux ont été réalisés et d'autres sont prévus par le gestionnaire de réseau pour accompagner le développement des capacités EnR sur le territoire. Cependant, les capacités réservées dans le cadre du S2REnR sur les postes de la Grande-Terre ayant d'ores et déjà été totalement utilisées pour satisfaire des demandes de raccordement de production EnR, de nouvelles demandes de raccordement seraient susceptibles de générer des contraintes d'évacuation dans cette boucle HTB. De ce fait, EDF SEI propose d'engager de façon anticipée la révision du schéma. Les contraintes de réalisation de renforcements potentiels de liaisons HTB (faisabilité, coûts et délais importants) induits par le développement des EnR nécessiteront d'être caractérisées pour alimenter les travaux et les échanges menés dans le cadre des Cotech PPE pour définir les stratégies préférentielles, y compris en termes de spatialisation de la production. Ces dernières devront par ailleurs intégrer le besoin impératif de résilience du système électrique et être mises en cohérence avec la vision long terme du futur schéma directeur HTB.

¹ Hepp : heures équivalent pleine puissance.



Sommaire

| | |
|--|----|
| Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition | 8 |
| 1 Une baisse tendancielle de la consommation depuis 2016 alors que la part de la production renouvelable dans le mix guadeloupéen progresse | 9 |
| 1.1 Une demande en électricité en baisse, avec une inflexion sur 2023 | 10 |
| 1.1.1 La consommation d'énergie annuelle connaît une baisse tendancielle | 10 |
| 1.1.2 La demande présente un plateau en journée et une pointe le soir | 10 |
| 1.1.3 La demande se concentre au niveau des principaux pôles d'activité | 12 |
| 1.1.4 Les actions de maîtrise de la demande en énergie progressent | 13 |
| 1.2 En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix guadeloupéen a atteint 35% | 14 |
| 1.2.1 Les moyens de production se concentrent autour de deux pôles principaux sur l'isthme et la Grande Terre | 15 |
| 1.2.2 Energies renouvelables non synchrones (205 GWh) | 16 |
| 1.2.3 Energies renouvelables synchrones (384 GWh) | 16 |
| 1.2.4 Moyens fossiles (1 080 GWh) | 16 |
| 1.2.5 Tableau de synthèse du parc installé à fin 2023 | 18 |
| 2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles | 19 |
| 2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans | 19 |
| 2.2 Des objectifs de MDE tirant les consommations à la baisse alors que les effets de la mobilité électrique apparaissent à horizon 2030 | 20 |
| 2.2.1 La population décroît mais le PIB par habitant reste en croissance | 20 |
| 2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour le niveau 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 d'énergie baisse dans Emeraude et augmente dans Azur | 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 du déclassement d'actifs anciens et de l'arrivée de nouveaux actifs | 25 |
| 2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies | 27 |
| 3 A l'horizon 15 ans, le système électrique verra apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable | 28 |
| 3.1 L'augmentation de la consommation fait apparaître un besoin de puissance pilotable en 2040 | 28 |

| | | |
|-------|---|----|
| 3.2 | Le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté..... | 29 |
| 3.2.1 | L'essor des énergies non synchrones doit s'accompagner du développement de services système complémentaires pour permettre leur insertion..... | 29 |
| 3.2.2 | Les moyens de stockage permettent de fournir de la réserve supplémentaire indispensable à la stabilité du système | 31 |
| 3.2.3 | Les compensateurs synchrones permettent de fournir de l'inertie | 31 |
| 3.3 | Des flexibilités à apporter par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables | 32 |
| 3.3.1 | Le profil de demande résiduelle est modifié et le besoin de flexibilité augmente..... | 32 |
| 3.3.2 | Les actifs pilotables apportent de la flexibilité | 33 |
| 3.3.3 | Les actifs de stockage peuvent rendre plusieurs services au système électrique..... | 33 |
| 3.3.4 | Le développement du véhicule électrique nécessite un effort important de pilotage de la recharge..... | 34 |
| 3.4 | L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau..... | 36 |



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 Guadeloupe. 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 (BP) détermine notamment les besoins en puissance pilotable* permettant de garantir le respect du critère de défaillance*, fixé dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie* (PPE) de la Guadeloupe¹ à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2024, dont les dernières estimations de l'INSEE. L'édition 2024 met à jour, sur la période 2024-2040, les analyses présentées dans les éditions précédentes.

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 non synchrones* (c'est-à-dire interfacées par électronique de puissance) et préparer l'arrivée de nouvelles installations comme le stockage, en assurant la sécurité et résilience du système électrique.

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 Émeraude. 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 d'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 qui sont présentés en troisième partie. Le Bilan prévisionnel souligne également les enjeux liés au système électrique des différents scénarios ainsi que les prérequis à leur réalisation.

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 Guadeloupe.

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 Une baisse tendancielle de la consommation depuis 2016 alors que la part de la production renouvelable dans le mix guadeloupéen progresse

Ce paragraphe fournit des éléments chiffrés sur l'état du système électrique guadeloupéen en 2023. 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 Guadeloupe (<https://opendata-guadeloupe.edf.fr/>). Les données disponibles se répartissent actuellement selon cinq thématiques, enrichies régulièrement.






| Thématique | Contenu |
|---|--|
| Système électrique et production  | <p>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.</p> <p>Sont également publiées les rubriques suivantes : émissions annuelles directes de CO₂ liées à la production d'électricité, file d'attente producteurs, déconnexion maximale des installations photovoltaïques et registre des installations de production et de stockage.</p> |
| Infrastructures  | <p>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).</p> |
| Consommation d'électricité  | <p>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 IRIS¹) publié sur le site du ministère de la Transition écologique. Les effacements de consommation mensuels sont également publiés.</p> |
| Efficacité énergétique  | <p>Depuis 2018, sont publiées les actions de maîtrise de la demande en énergie effectuées auprès des particuliers et dont le gestionnaire de réseau a connaissance.</p> |
| Mobilité électrique  | <p>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.</p> |

Tableau 1 : données disponibles sur le portail Open Data d'EDF, gestionnaire de réseau dans les Zones Non Interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental

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

1.1 Une demande en électricité en baisse, avec une inflexion sur 2023

1.1.1 La consommation d'énergie annuelle connaît une baisse tendancielle

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 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Energie nette (GWh) | 1729 | 1734 | 1759 | 1791 | 1757 | 1704 | 1726 | 1689 | 1661 | 1637 | 1670 |
| Croissance (vs. année précédente) | | 0,3% | 1,4% | 1,8% | -1,9% | -3,0% | 1,3% | -2,1% | -1,6% | -1,5% | 2,0 % |

| Puissance de pointe | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Puissance (MW) | 250 | 254 | 262 | 261 | 263 | 247 | 258 | 255 | 244 | 246 | 256 |
| Croissance (vs. année précédente) | | 1,6% | 3,1% | -0,4% | 0,8% | -6,1% | 4,6% | -1,3% | -4,1% | 0,9% | 2,4% |

Tableau 2 : historique du niveau de demande

La consommation, à hauteur de 1 670 GWh en 2023, connaît une tendance globale à la baisse sur les sept dernières années avec une inflexion sur l'année 2023. En effet, la consommation en 2023 a augmenté de 2 % par rapport à 2022, après une baisse de 9% entre 2016 et 2022.

La puissance de pointe maximale de l'énergie livrée au réseau (en moyenne sur une heure) a, quant à elle, atteint 256 MW en 2023.

En 2023, l'énergie facturée s'est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante : 77 % au tarif bleu (petites entreprises et clients domestiques) et 23 % au tarif vert (moyennes et grandes entreprises, industries ainsi que collectivités).

Les pertes totales du réseau, c'est à dire la différence entre l'énergie livrée à ce réseau et l'énergie livrée aux clients raccordés, se sont élevées à 208 GWh en 2023 (soit 12,4 % de l'énergie livrée au réseau).

1.1.2 La demande présente un plateau en journée et une pointe le soir

Du fait d'un climat relativement constant, la consommation est peu saisonnalisée en Guadeloupe (cf. figure suivante). Traditionnellement, une pointe de consommation était observée en septembre en soirée. Alors que ce phénomène est toujours constaté, nous observons par ailleurs l'apparition d'une nouvelle pointe en juin/juillet et en milieu de journée.

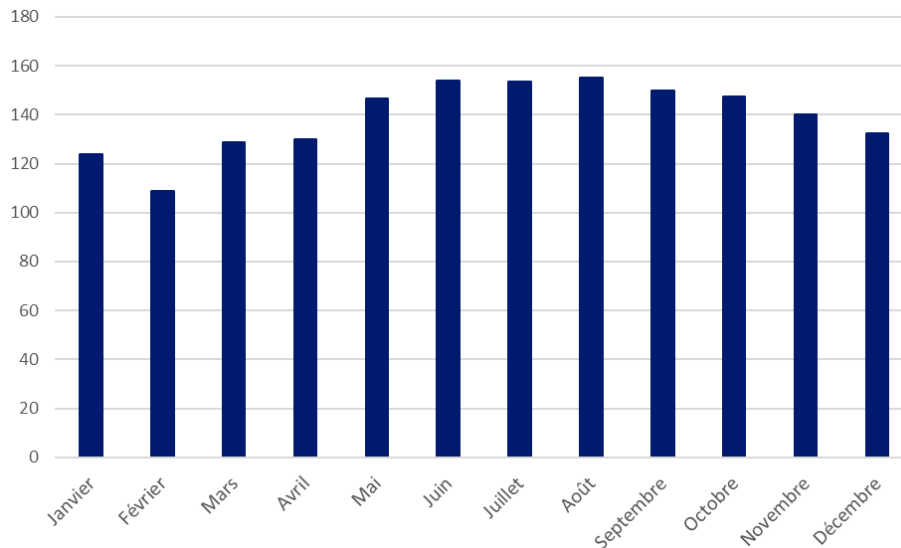


Figure 1 : demande mensuelle en 2023 (en GWh)

La figure suivante présente la forme de la consommation guadeloupéenne sur des journées représentatives. La courbe de charge est caractérisée par une pointe thermosensible en journée (climatisation tertiaire essentiellement) et une pointe du soir principalement liée à la consommation des clients résidentiels (éclairage et appareils domestiques).

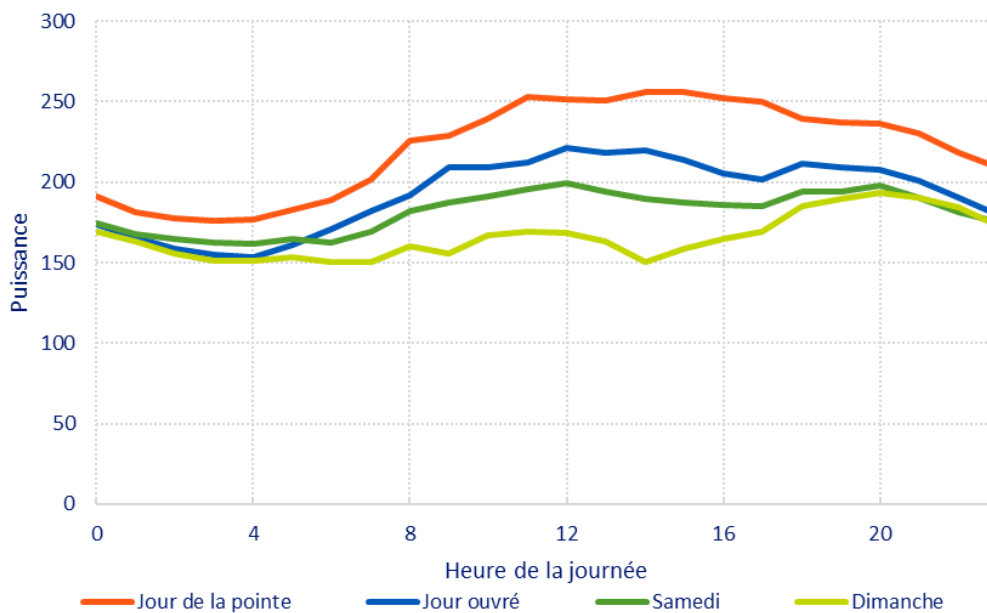


Figure 2 : demande journalière sur des journées type en 2023 (en MW)

Quant à la figure suivante, elle 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 car l'énergie photovoltaïque contribue à satisfaire la pointe de consommation du milieu de journée. La demande résiduelle est influencée à la fois par la demande et par les conditions météorologiques qui impactent les productions éolienne et photovoltaïque.

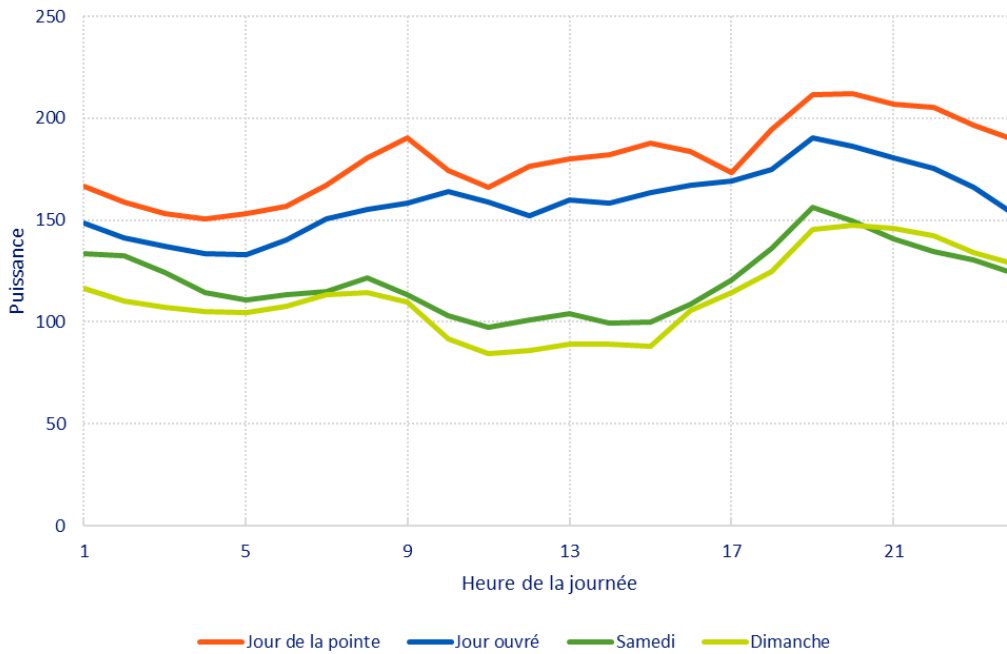


Figure 3 : demande résiduelle sur les mêmes journées en 2023 (en MW)

1.1.3 La demande se concentre au niveau des principaux pôles d'activité

La figure ci-dessous présente la répartition des foyers de consommation en 2023. Il apparaît qu'une part importante de la consommation du territoire est située dans les communes du centre de l'île, c'est-à-dire au niveau des principaux pôles d'activité.

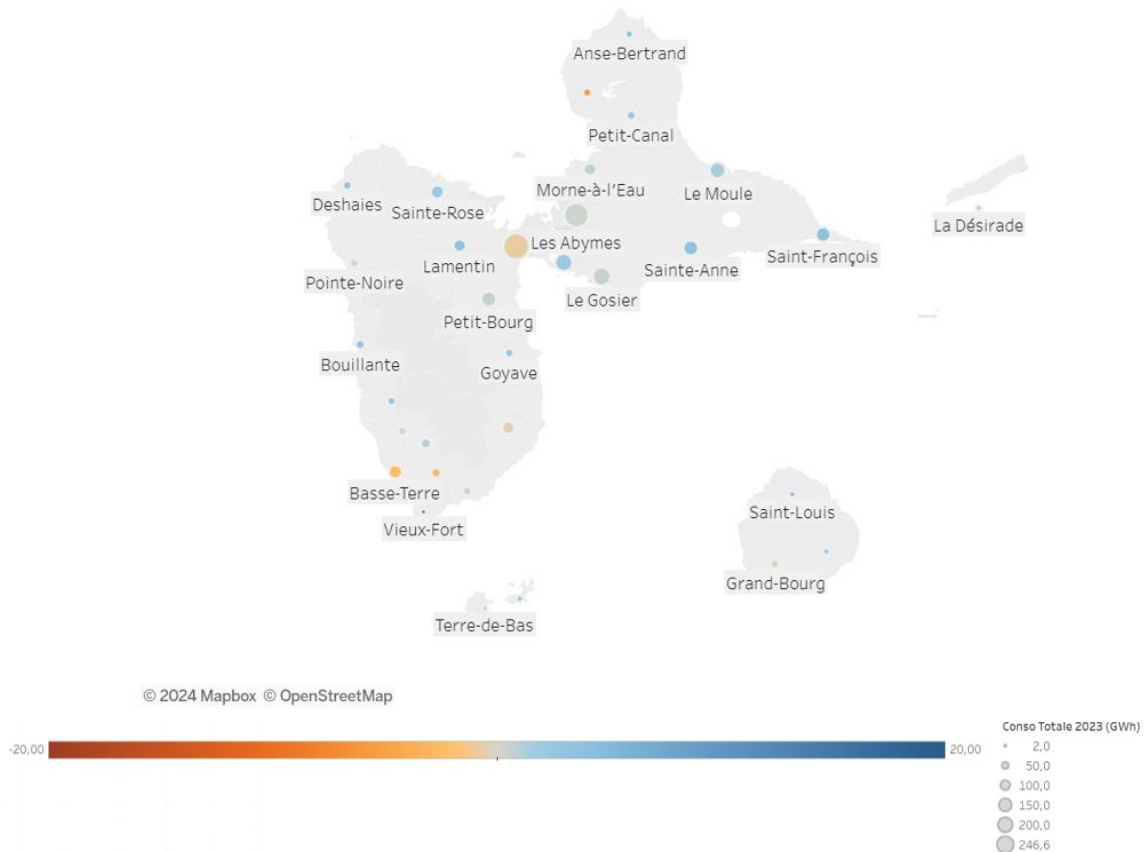


Figure 4 : répartition de la consommation par commune

1.1.4 Les actions de maîtrise de la demande en énergie progressent

La dynamique des actions de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) se poursuit à la Guadeloupe. Ainsi, sous l'impulsion d'un comité MDE constitué du Conseil Régional de la Guadeloupe, 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'Energie* (CRE) du 17 janvier 2019. 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 Guadeloupe. Le cadre comporte des actions standards relativement génériques (comme l'installation de chauffe-eaux solaires, l'isolation des bâtiments ou l'installation de brasseurs d'air) ainsi que des actions non-standard caractérisées par spécificités dépendant du site d'implantation (comme l'installation d'équipements performants chez un industriel). Le tableau suivant présente l'effet cumulé de ces actions de MDE dont la mise en œuvre est liée au cadre de compensation sur la période de 2019 à 2023.

| Effet des actions liées au cadre de compensation | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--|------|------|------|------|------------------|
| Energie effacée (GWh) | 41 | 84 | 146 | 255 | 347 ¹ |

Tableau 3 : bilan de l'énergie effacée sur la période 2019-2023 en lien avec le cadre de compensation (en GWh cumulés depuis 2019)

Sur les quatre années de la période 2019-2022, la Guadeloupe a ainsi réalisé un effacement de consommation cumulé correspondant à 112% de l'objectif quinquennal 2019-2023. Les délibérations de la CRE dont les références sont indiquées ci-après fournissent des informations complémentaires sur les bilans annuels des cadres de compensation sur la période de 2019 à 2022.

| Bilan 2019 | Bilan 2020 | Bilan 2021 | Bilan 2022 |
|--|---|--|--|
| DELIBERATION N°2021-88 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 mars 2021 portant décision relative au bilan de l'année 2019 et à la mise à jour du cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE en Guadeloupe | DELIBERATION N°2021-342 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 novembre 2021 portant communication relative au 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 | DELIBERATION N°2023-59 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2021 et à la mise à jour des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion | DELIBERATION N°2023-347 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 novembre 2023 portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024 |

Tableau 4 : délibérations de la CRE sur les bilans des cadres de compensation de 2019 à 2022

¹ Valeur pour l'année 2023 en cours de validation par la CRE. De ce fait, les hypothèses de projections présentées en seconde partie du document ne tiennent pas compte de cette valeur, mais se basent sur les valeurs validées par la CRE (c'est-à-dire jusque 2022).

1.2 En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix guadeloupéen a atteint 35%

En 2023, la part des énergies renouvelables dans le mix s'est élevée à 35%. La figure ci-dessous présente la répartition des productions issues des différentes filières.

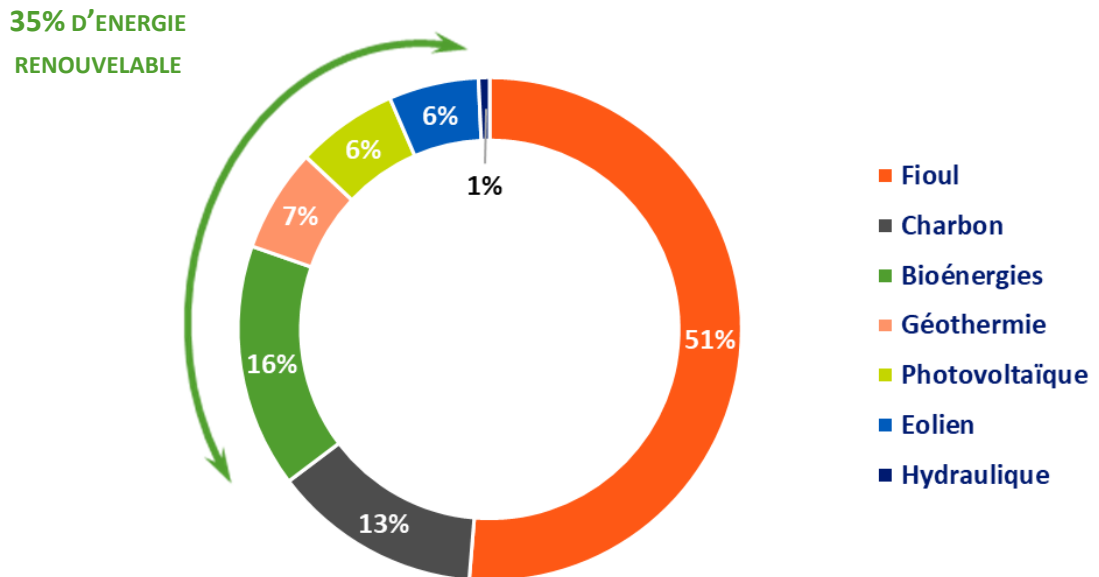


Figure 5 : mix électrique de l'année 2023

1.2.1 Les moyens de production se concentrent autour de deux pôles principaux sur l'isthme et la Grande Terre

La figure ci-dessous présente la localisation des capacités de production les plus importantes en Guadeloupe.

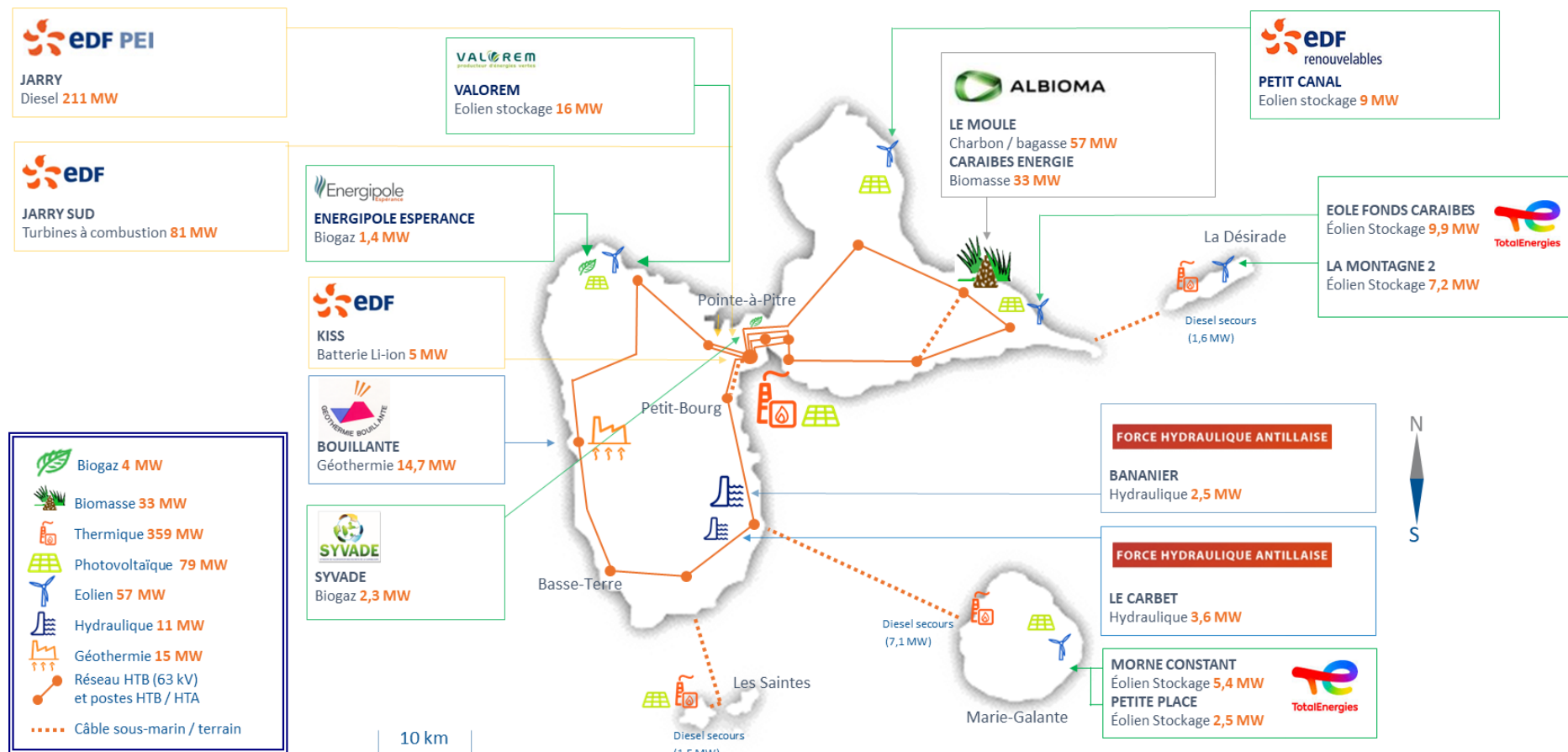


Figure 6 : schéma du système électrique guadeloupéen au 31/12/2023

1.2.2 Energies renouvelables non synchrones (205 GWh)

Photovoltaïque avec et sans stockage (109 GWh)

Fin 2023, la Guadeloupe comptait 95 MW de panneaux solaires raccordés au réseau électrique (82 MW pour le PV sans stockage et 13 MW pour le PV avec stockage) qui ont produit 109 GWh. La filière photovoltaïque en Guadeloupe 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 avec et sans stockage (96 GWh)

Fin 2023, la Guadeloupe comptait une puissance installée de 57 MW d'éoliennes (12 MW d'éolien sans stockage et 45 MW d'éolien avec stockage) ayant produit 96 GWh au cours de l'année.

1.2.3 Energies renouvelables synchrones (384 GWh)

Géothermie (environ 111 GWh)

La centrale géothermique de Bouillante est constituée de deux tranches de 4 et 11 MW, mises en service respectivement en 1986 et 2004. Précédemment exploitée par EDF, puis Géothermie Bouillante (filiale du BRGM), elle est depuis 2016 la propriété du groupe américain ORMAT. Sa production s'est élevée à 111 GWh en 2023.

Micro-hydraulique (environ 12 GWh)

Les installations de micro-hydraulique sont réparties sur de nombreux sites exploités par Force Hydraulique Antillaise et représentaient une puissance installée de 11 MW pour une production d'environ 12 GWh en 2023.

Biogaz (environ 18 GWh)

Fin 2023, la filière biogaz représentait 4 MW pour une production de 18 GWh.

Biomasse (198 GWh)

Des travaux ont été réalisés en 2020 sur la tranche 3 de la centrale thermique du Moule afin qu'elle puisse fonctionner avec de la biomasse. D'une capacité de 33 MW, sa production a été de 224 GWh en 2023.

Centrale bi-combustibles fonctionnant à la bagasse (45 GWh)

La centrale thermique du Moule, mise en service en 1998, dispose de deux tranches (pour une puissance totale de 57 MW) fonctionnant à la bagasse pendant la période sucrière (de février à juin) et au charbon le reste du temps. La puissance délivrée au réseau diminue légèrement pendant la saison sucrière du fait de la consommation de la vapeur par la sucrerie. En 2023, cette centrale a produit 45 GWh à partir de bagasse au cours de l'année.

1.2.4 Moyens fossiles (1 080 GWh)

Centrale bi-combustibles fonctionnant au charbon (224 GWh)

En 2023, cette centrale a produit 224 GWh à partir de charbon.

Centrale diesel de Pointe Jarry (780 GWh)

La centrale d'EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI, filiale d'EDF à 100 %) est composée de douze groupes de 17,6 MW chacun (pour un total de 211 MW). En 2023, cette centrale a produit 780 GWh.

TACs (76 GWh)

La TAC 2 ayant été déclassée en 2020, le parc compte actuellement trois turbines à combustion (TAC) exploitées par EDF sur le site de Jarry sud, pour un total de 81 MW installés. La TAC 3 présente une puissance de 20 MW, la TAC 4 de 21 MW tandis que la TAC 5 a une puissance de 40 MW. L'application des normes environnementales ne permet pas à la TAC 3 (non équipée de procédés de dénitrification des fumées) de fonctionner plus de 500 heures par an. Quant à la TAC 4, elle est limitée à 1500 heures par an. En 2023, ces TAC ont produit 76 GWh.

Moyens de secours des îles du sud (0,8 GWh)

Les îles du sud (Marie-Galante, les Saintes et la Désirade) sont alimentées chacune par un câble sous-marin depuis le réseau de la Guadeloupe. Elles disposent toutefois de petites centrales diesel de secours (7,1 MW à Marie-Galante, 1,5 MW aux Saintes et 1,6 MW à la Désirade) qui ne produisent qu'en cas d'indisponibilité de la ligne électrique qui relie chacune des îles à la Guadeloupe ou à l'occasion d'essais périodiques. Elles peuvent également être utilisées en cas de défaillance de production sur la Guadeloupe continentale. Au total, 10,2 MW de groupes sont donc mobilisables sur l'ensemble de l'archipel. L'ensemble des groupes des îles du Sud a produit 0,8 GWh en 2023.

1.2.5 Tableau de synthèse du parc installé à fin 2023

| Producteur | Site | Type | Date de mise en service | EnR | Pilotable | Synchrone | Niveau de tension | Puissance |
|------------|----------------------|------------------------------|-------------------------|-----|-----------|-----------|-------------------|-----------|
| Albioma | Le Moule | Charbon / Bagasse | 1998 | x/✓ | ✓ | ✓ | HTB | 57 MW |
| Albioma | Le Moule | Biomasse | 2011 | ✓ | ✓ | ✓ | HTB | 33 MW |
| EDF PEI | Jarry | Diesel | 2014 | x | ✓ | ✓ | HTB | 211 MW |
| EDF | Jarry sud | TAC | 1989 | x | ✓ | ✓ | HTB | 20 MW |
| EDF | Jarry sud | TAC | 1993 | x | ✓ | ✓ | HTB | 21 MW |
| EDF | Jarry sud | TAC | 2004 | x | ✓ | ✓ | HTB | 40 MW |
| EDF | Saint-Louis | Diesel de secours | 1981 | x | ✓ | ✓ | HTA | 7 MW |
| EDF | Iles du sud | Diesel de secours | Multiplés | x | ✓ | ✓ | HTA | 3 MW |
| Ormat | Bouillante | Géothermie | 1986 | ✓ | x | ✓ | HTB | 4 MW |
| Ormat | Bouillante | Géothermie | 2004 | ✓ | x | ✓ | HTB | 11 MW |
| Multiplés | Multiplés | Photovoltaïque | Multiplés | ✓ | x | x | HTA / BT | 82 MW |
| Multiplés | Multiplés | Photovoltaïque avec stockage | Multiplés | ✓ | x | x | HTA | 13 MW |
| Multiplés | Multiplés | Eolien | Multiplés | ✓ | x | x | HTA | 7 MW |
| Multiplés | Multiplés | Eolien avec stockage | Multiplés | ✓ | x | x | HTA | 50 MW |
| FHA | Capesterre Belle Eau | Hydraulique | Multiplés | ✓ | x | ✓ | HTA | 6 MW |
| FHA | Multiplés | Hydraulique | Multiplés | ✓ | x | ✓ | HTA / BT | 5 MW |
| Multiplés | Multiplés | Biogaz | Multiplés | ✓ | x | ✓ | HTA | 4 MW |

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

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

Le système électrique vit une période charnière durant laquelle il va connaître des modifications profondes. Ces évolutions, ainsi que d'éventuelles ruptures, ne peuvent pas être anticipées avec certitude. Ainsi, les analyses du Bilan Prévisionnel, qui n'ont pas vocation à prévoir le futur mais plutôt à explorer des futurs possibles, se basent sur 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.

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

Tableau 5 : 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/central 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 et l'électrification de l'usage transport est en hausse par rapport à aujourd'hui 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 bas 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 et enfin une forte électrification de l'usage transport avec un bon degré de pilotage de la charge de ces véhicules.

2.2 Des objectifs de MDE tirant les consommations à la baisse alors que les effets de la mobilité électrique apparaissent à horizon 2030

La construction des trajectoires de consommationⁱ, qui tient compte des dernières données historiques et des projections de l'INSEE les plus récentes, repose sur plusieurs hypothèses :

- la démographie,
- l'activité économique du territoire,
- des actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) et
- le transfert d'usage entre l'électricité et d'autres sources d'énergie (ex. : développement de la mobilité électrique).

2.2.1 La population décroît mais le PIB par habitant reste en croissance

Les projections démographiques sont réalisées en se basant sur la population de 2023 et en y appliquant les taux de croissance prévus par l'INSEE (mis à jour fin 2022 dans le modèle Omphale) : scénarios haut / médian pour Azur et scénario bas pour Emeraude. Comme l'illustre le tableau ci-dessous, la population est en baisse dans les deux scénarios.

| Milliers d'habitants | 2023 | 2029 | 2033 | 2040 |
|----------------------|------|------|------|------|
| Azur | 380 | 366 | 356 | 341 |
| Emeraude | 380 | 344 | 320 | 277 |

Tableau 6 : 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 (Md€ ₂₀₁₀) | 2023 | 2029 | 2033 | 2040 |
|----------------------------|------|------|------|------|
| Azur | 8,6 | 8,7 | 8,8 | 8,9 |
| Emeraude | 8,6 | 7,9 | 7,5 | 6,7 |

Tableau 7 : hypothèses d'évolution du PIB

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

Dans la délibération n°2023-347 du 30 novembre 2023 « portant décision relative au bilan de l'année 2022 des cadres territoriaux de compensation pour les petites actions de MDE en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et à Saint-Barthélemy, et à la prolongation de ces cadres en 2024 », la CRE confirme la poursuite du cadre de compensation sur 2024. Ainsi, « La CRE prolonge les sept cadres territoriaux de compensation d'une année supplémentaire, jusqu'au 31 décembre 2024. Les niveaux de primes et les objectifs de placement retenus pour l'année 2024 pour l'ensemble des actions sont identiques à ceux de l'année 2023. »

Au-delà de 2028, il n'existe à ce jour pas de décision concernant un nouveau cadre de compensation. Quant aux cibles du cadre de compensation de la période 2025-2028, elles ne sont pas encore fixées. En effet, les Comités MDE doivent saisir la CRE pour leur cadre de compensation 2025-2028 pour une délibération de la CRE attendue avant le 31/12/24. Ainsi, les économies à partir de 2025 sont extrapolées à 2040 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 hypothèses retenues en termes de volumes d'économies d'énergie (sur lesquelles sont basées les conclusions présentées en partie 3) sont présentées dans la figure ci-dessous.

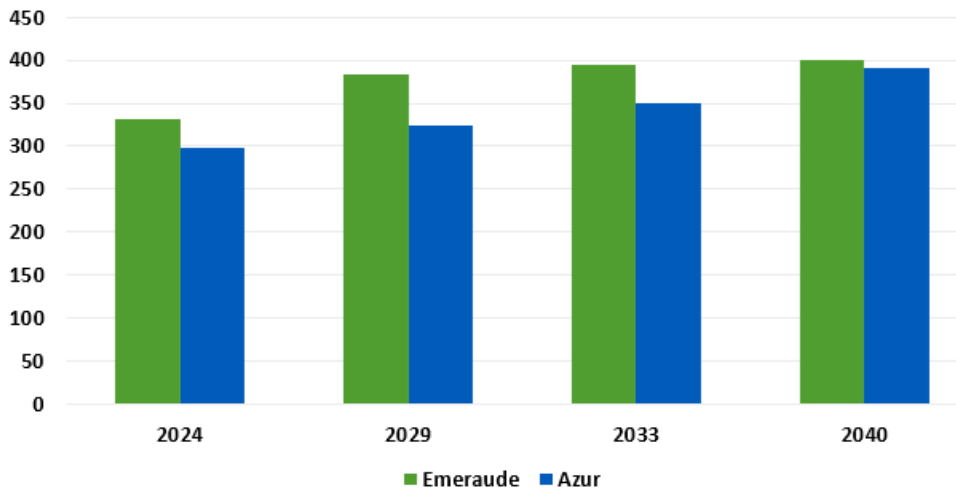


Figure 7 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées depuis 2019 issues des actions liées aux cadres de compensation en Guadeloupe (en GWh)

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 en Guadeloupe avec plus de 4 300 véhicules légers¹ 100% électriques ou hybrides rechargeables en circulation à fin 2023 (soit une électrification du parc d'environ 2%).

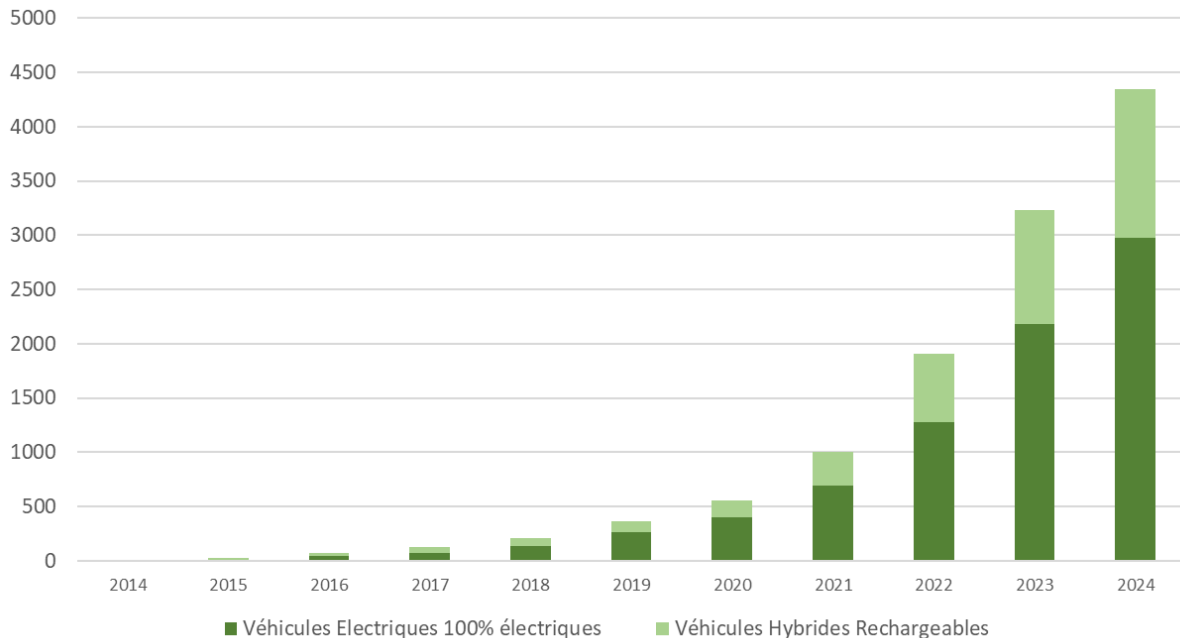


Figure 8 : évolution du parc de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables (au 1^{er} janvier) en Guadeloupe

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

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.

Un pilotage indispensable pour maîtriser l'impact de la mobilité sur le système électrique

Certaines contraintes spécifiques au contexte des ZNI posent un défi quant à l'intégration de la mobilité électrique. En effet, les véhicules électriques peuvent solliciter des niveaux de puissance importants et accentuer les pointes de consommation, notamment le soir. Un développement massif du véhicule électrique dont la recharge ne serait pas maîtrisée 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. Pour cela, il est indispensable de privilégier les heures où la production d'origine solaire est importante et de limiter 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.

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 Emeraude intègre 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 2022³). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 62% en 2040. Le scénario Azur intègre, quant à lui, la fin de vente des véhicules thermiques en 2040, soit un retard de 5 ans par rapport à l'objectif européen. Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 48% en 2040.

Les hypothèses de consommation annuelle des véhicules électriques légers sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles prennent en compte l'hypothèse que les véhicules électriques légers parcourront en 2040 la même distance que les véhicules thermiques aujourd'hui (environ 13 400 km en moyenne ces dernières années⁴). La consommation annuelle des véhicules électriques légers en 2040 représente environ 12% de la consommation totale dans le scénario Azur et 17% dans le scénario Emeraude.

| | | 2023 | 2029 | 2033 | 2040 |
|-----------------|---|----------|-----------|------------|------------|
| Azur | Parc VE et VHR (en milliers) ⁵ | 3 | 16 | 38 | 104 |
| | % parc total | 1% | 7% | 17% | 48% |
| | % ventes annuelles | 7% | 22% | 49% | 100% |
| | Consommation annuelle (GWh/an) | 7 | 33 | 82 | 230 |
| Emeraude | Parc VE et VHR (en milliers) | 3 | 24 | 52 | 88 |
| | % parc total | 1% | 11% | 27% | 62% |
| | % ventes annuelles | 7% | 48% | 82% | 100% |
| | Consommation annuelle (GWh/an) | 7 | 51 | 118 | 245 |

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

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

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

³ Les considérants du texte adopté abordent l'éventualité d'une discussion ultérieure sur l'utilisation de technologies alternatives comme les carburants synthétiques (e-carburants).

⁴ <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-sur-le-parc-automobile-francais-au-1er-janvier-2023>

⁵ Véhicule Hybride Rechargeable.

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 (avec des plages d'heures creuses placées pendant le creux de nuit mais aussi en journée pour coïncider avec la production PV). 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.

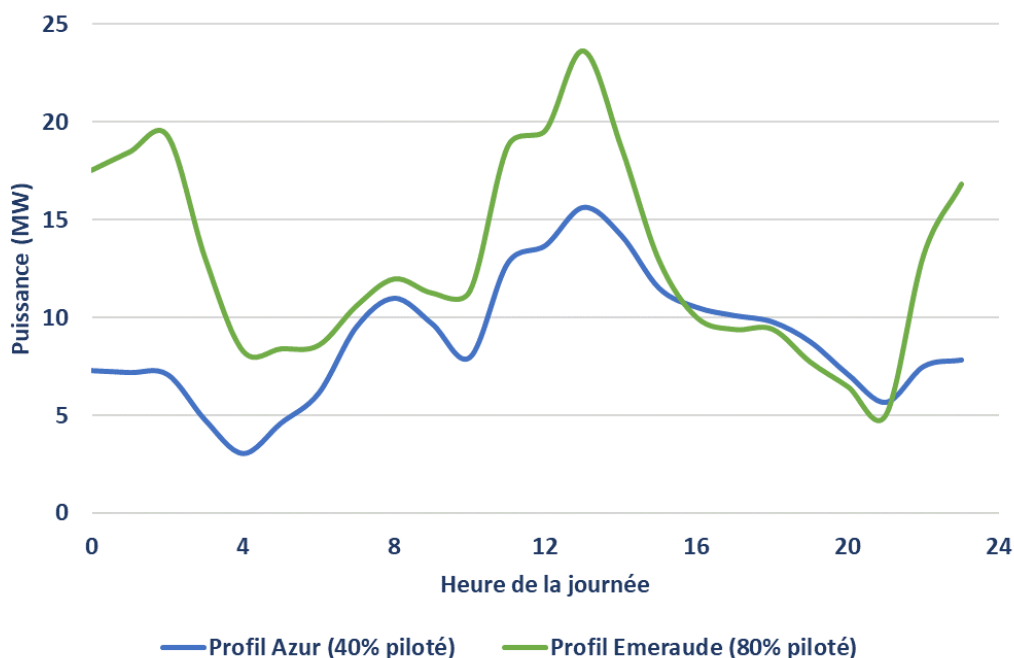


Figure 9 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 en Guadeloupe

Ainsi, dans le scénario Emeraude, malgré une consommation annuelle liée aux véhicules électriques plus importante, l'appel de puissance à la pointe du soir 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).

Une électrification de la mobilité lourde et des navires à quai

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 fossiles¹ et le Parlement européen a adopté en avril 2024 un nouveau règlement visant à réduire les émissions de CO₂ des nouveaux poids lourds et bus de 65% pour la période 2035-2038 et de 90% à partir de 2040, comparé aux niveaux de 2019. 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.

Dans les deux scénarios, il est donc considéré une électrification progressive des bus, des poids lourds et des navires à quai pour atteindre les niveaux indiqués dans le tableau suivant.

| | Bus et autocars | Poids lourds | Navires à quai |
|----------|-----------------|--------------|----------------|
| Azur | 10% | 3% | 50% |
| Emeraude | 24% | 12% | 80% |

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

¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

La figure suivante présente les trajectoires de consommations liées à la mobilité électrique en fonction du scénario considéré et montre que les consommations liées à la mobilité lourde sont très faibles comparé à celles liées aux véhicules électriques légers.

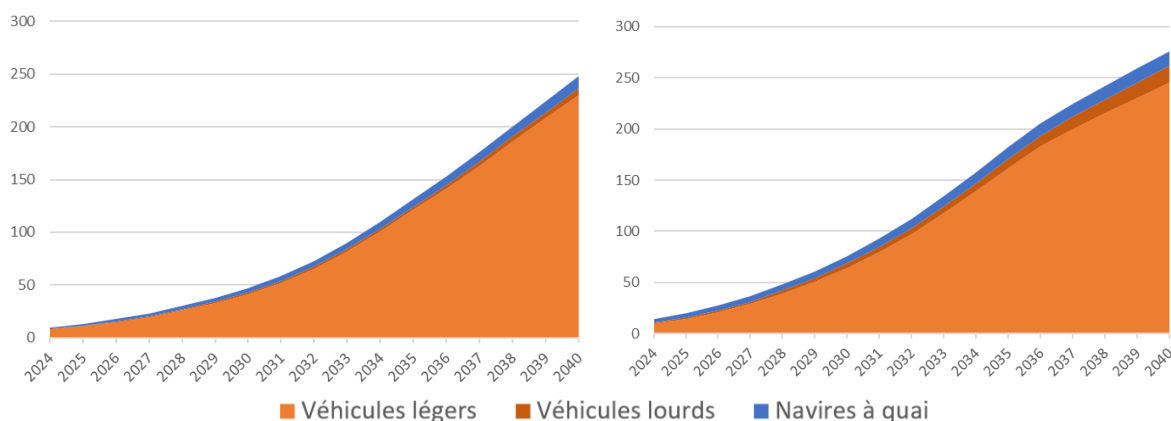


Figure 10 : trajectoire de consommation liée à la mobilité électrique dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite), en GWh

2.2.4 La consommation d'énergie baisse dans Emeraude et augmente dans Azur

Les courbes de charge des années 2019 et 2021 sont utilisées pour mettre en place le profil de consommation au sein d'une année¹. La consommation guadeloupéenne 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 2014-2022.

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

| Azur | 2024 | 2029 | 2033 | 2040 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Energie moyenne (GWh) | 1 670 | 1 712 | 1 735 | 1 877 |
| Pointe (moy. sur 1h) (MW) | 250 | 256 | 262 | 295 |

| Emeraude | 2024 | 2029 | 2033 | 2040 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Energie moyenne (GWh) | 1 605 | 1 480 | 1 420 | 1 375 |
| Pointe (moy. sur 1h) (MW) | 240 | 222 | 219 | 226 |

Tableau 10 : trajectoires de consommation²

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

² 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 du déclassement d'actifs anciens 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 repose sur des données contractuelles : une centrale est considérée déclassée lorsque le contrat d'achat entre le porteur de projet et l'acheteur obligé (EDF SEI) arrive à échéance. Dans le cas particulier des installations historiques d'EDF SEI, 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, sans influencer a priori les moyens à mettre en œuvre pour couvrir ces besoins.

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

Enfin, pour les moyens de stockage centralisés, seuls ont été considérés à date 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 considérées en hypothèses. Il est complété par des éléments plus détaillés sur chaque filière dans la suite du paragraphe.

| Puissance (MW) | | 2024 | 2029 | 2033 | 2040 |
|----------------|---------------------------------------|------|------|------|------|
| Azur | Thermique fossile | 349 | 292 | 251 | 40 |
| | Bioénergies et géothermie | 52 | 90 | 95 | 65 |
| | Energies renouvelables non synchrones | 152 | 302 | 360 | 502 |
| | Autres énergies renouvelables | 11 | 22 | 24 | 31 |
| Émeraude | Thermique fossile | 349 | 0 | 0 | 0 |
| | Bioénergies et géothermie | 52 | 382 | 355 | 125 |
| | Energies renouvelables non synchrones | 152 | 369 | 450 | 650 |
| | Autres énergies renouvelables | 15 | 24 | 30 | 40 |

Tableau 11 : puissances installées au 1^{er} janvier dans les scénarios Azur et Émeraude¹

Thermique fossile

La puissance des groupes diesel de la centrale EDF PEI de Pointe Jarry est stable à 211 MW jusque 2037. Dans le scénario Émeraude, ces groupes sont convertis au bioliquide en 2028.

Dans les deux scénarios, la tranche n°1 fonctionnant au charbon d'Albioma Le Moule de 28 MW n'a pas été prise en compte dans les simulations à partir de 2026. La tranche n°2 fonctionnant à la bagasse / charbon d'Albioma Le Moule de 29 MW est quant à elle considérée convertie à la biomasse solide / bagasse en 2025 et son fonctionnement est prolongé sur tout l'horizon étudié.

Par ailleurs, dans les deux scénarios, le parc des TAC situé à Jarry diminue : déclassement de la TAC 3 (20 MW) et de la TAC 4 (21 MW) après 2029. Dans le scénario Émeraude, les 3 TACs sont considérées converties en 2029.

¹ 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).

Bioénergies et géothermie

La conversion de la tranche Albioma du Moule 2 est prise comme hypothèse dans les deux scénarios. En 2026, cette tranche aura été convertie à la biomasse solide pour une puissance de 26 MW. La prolongation du fonctionnement de cette tranche est considérée sur tout l'horizon étudié.

Dans les deux scénarios, les capacités biogaz atteignent 14 MW en 2040.

Concernant la géothermie, la mise en service de la tranche B1bis de 10 MW à la centrale de Bouillante est prévue en 2025 pour Emeraude et en 2026 pour Azur. La tranche B3 à Bouillante est quant à elle prévue en 2033 dans les deux scénarios (15 MW prévus dans Azur et 25 MW prévus dans Emeraude). Par ailleurs, 10 MW additionnels de géothermie sont considérés dans Emeraude en 2040, portant les capacités à cet horizon à 25 MW dans Azur et 45 MW dans Emeraude.

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement ambitieux de l'éolien et du photovoltaïque. Ces trajectoires incluent le développement des installations de type PV et « PV + stockage » prévu à l'issue des appels d'offre. Elles considèrent également le déploiement d'installations en autoconsommation (modélisées comme du photovoltaïque simple).

Il est ainsi fait l'hypothèse d'une multiplication par deux des puissances installées en énergies non synchrones d'ici 2029 (soit entre 300 et 370 MW, contre 152 MW en 2024).

Pour respecter les trajectoires considérées en hypothèses, de nouvelles capacités seront nécessaires pour compenser le déclassement des anciennes.

Autres énergies renouvelables

Outre les capacités d'énergies renouvelables citées précédemment, il est fait l'hypothèse d'une relance de l'hydraulique au fil de l'eau qui permettrait d'atteindre 40 MW dans le scénario Emeraude en 2040. Dans le scénario Azur, les capacités atteindraient 31 MW en 2040.

Stockage

La batterie Kiss n'apparaît pas dans le tableau qui présente les capacités de production. Elle est en effet dédiée au service de réserve primaire.

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*. Le coefficient de disponibilité* considéré reflète la disponibilité contractuelle. Les indisponibilités fortuites sont tirées aléatoirement et peuvent survenir à n'importe quelle période de l'année. A l'inverse, les indisponibilités programmées sont positionnées dans l'année de manière à minimiser les risques de défaillance.

Afin de rendre compte de la variabilité de leur production, les installations non pilotables sont quant à elles représentées par des profils de production horaires. 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 | 15.8 % |
| PV+Stockage | 15% |
| Eolien | 17.1 – 34.6 % |
| Micro-hydraulique | 37.6 % |

Tableau 12 : caractéristiques des productions non pilotables utilisées dans la modélisation

3 A l'horizon 15 ans, le système électrique verra apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable

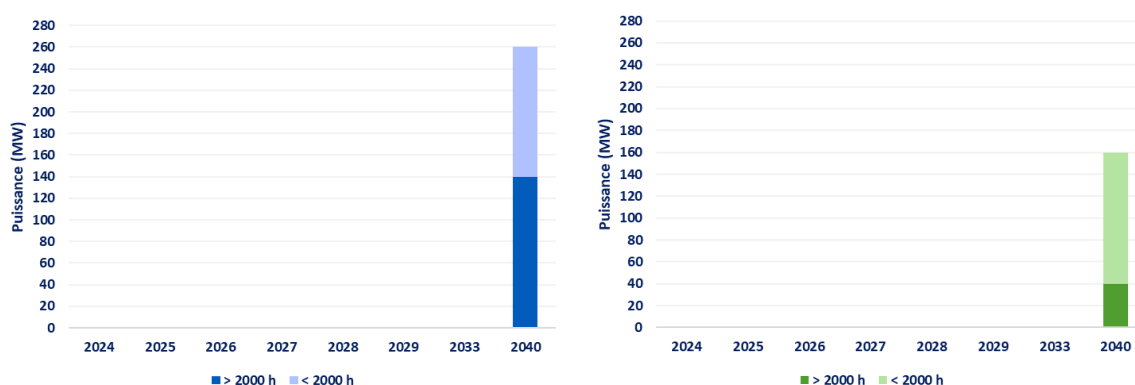
Sur la base des hypothèses explicitées précédemment, un besoin de puissance pilotable apparaît après 2033. Par ailleurs, le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté*. Des flexibilités devront en outre être apportées par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables.

3.1 L'augmentation de la consommation fait apparaître un besoin de puissance pilotable en 2040

Les besoins du systèmeⁱⁱ en puissance pilotable complémentaire¹ sont présentés dans le tableau et les graphiques suivantsⁱⁱⁱ.

| | Hepp ² | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2033 | 2040 |
|----------|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Azur | >2000 h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 140 |
| | <2000 h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 |
| Emeraude | >2000 h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 40 |
| | <2000 h | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 120 |

Tableau 13 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (en MW)



Compte tenu des hypothèses de parc présentées précédemment, le critère de sécurité d’approvisionnement est respecté jusque 2033. Cette absence de besoin reste toutefois conditionnée au respect des échéances de mise en service des nouveaux moyens de production dont il a été tenu compte dans les simulations et à l’absence de fortuit majeur sur le parc existant d’ici leur mise en service. Par ailleurs, pour 2025, le respect du critère de défaillance nécessite un planning de maintenances programmées optimisé.

Un besoin de puissance de 260 MW apparaît en 2040 dans Azur. Dans Emeraude, un besoin de 160 MW apparaît en 2040. Parallèlement à la croissance de la consommation et de la pointe dans Azur, la fin de contrat de la centrale EDF PEI de Pointe Jarry en 2037 explique ce besoin en puissance pilotable. La prolongation du contrat de la centrale de PEI (211 MW) constitue une option envisageable pour couvrir tout ou partie de ces besoins. D’autres leviers comme une intensification des efforts de MDE afin de limiter la demande à la pointe, le développement de moyens de stockage centralisés et pilotés par le gestionnaire du système électrique pour accompagner la montée en puissance des moyens de production EnR intermittente ou la mise en service de nouveaux actifs thermiques devront être activés pour couvrir la totalité du besoin.

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.

3.2 Le développement des énergies non synchrones nécessitera une adaptation du système pour garantir un bon niveau de sûreté

3.2.1 L'essor des énergies non synchrones doit s'accompagner du développement de services système complémentaires pour permettre leur insertion

Afin de garantir la sûreté du système, il est nécessaire de disposer de niveaux suffisants d'inertie* et de réserve¹, ce qui conduit parfois à limiter la production des énergies non synchrones pour laisser place aux moyens apportant ces services.

La figure suivante présente les parts des énergies synchrones et non synchrones dans les scénarios Azur et Emeraude en 2033. A cet horizon, les énergies non synchrones, constituées des filières solaire et éolienne, permettraient de satisfaire entre 22% et 31% de la consommation annuelle pour le scénario Azur et entre 19% et 42%² pour le scénario Emeraude, selon que des services systèmes complémentaires sont mis en place ou non et selon la tenue complète ou partielle aux creux de tension* des EnR installées.

En effet, l'accroissement de la contribution à l'équilibre offre-demande des énergies non synchrones sera d'autant plus grand que le système disposera d'un niveau suffisant d'inertie et de réserve et que la fiabilité des installations lors de creux de tension sera garantie.

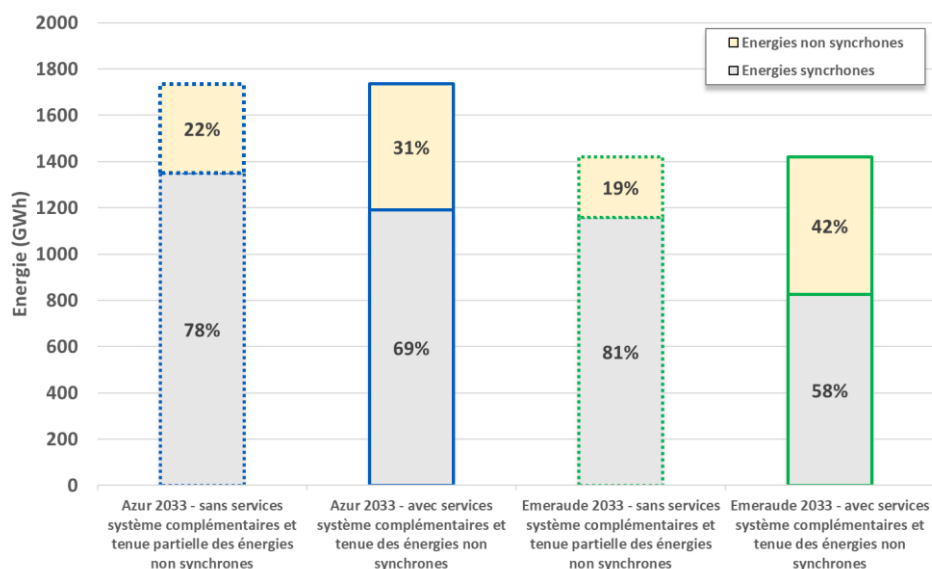


Figure 11 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033³

Le profil de production des énergies non synchrones étant très variable selon les heures de la journée et les jours de l'année, atteindre ces niveaux suppose d'accepter des taux de pénétration instantanés très significatifs (cf. figure ci-dessous). Ainsi, alors qu'en 2023 la part des énergies non synchrones dans la production totale dépassait rarement 50%, cette part dépasse 50% plus de 2000 heures dans l'année dans les deux scénarios en 2033. Des études devront confirmer la faisabilité technique de l'atteinte de tels taux instantanés.

¹ Cf. approfondissements ci-après.

² contre 12% en 2023.

³ Des moyens dédiés à la fourniture de service systèmes sont considérés dans le cas « avec services système complémentaires ».

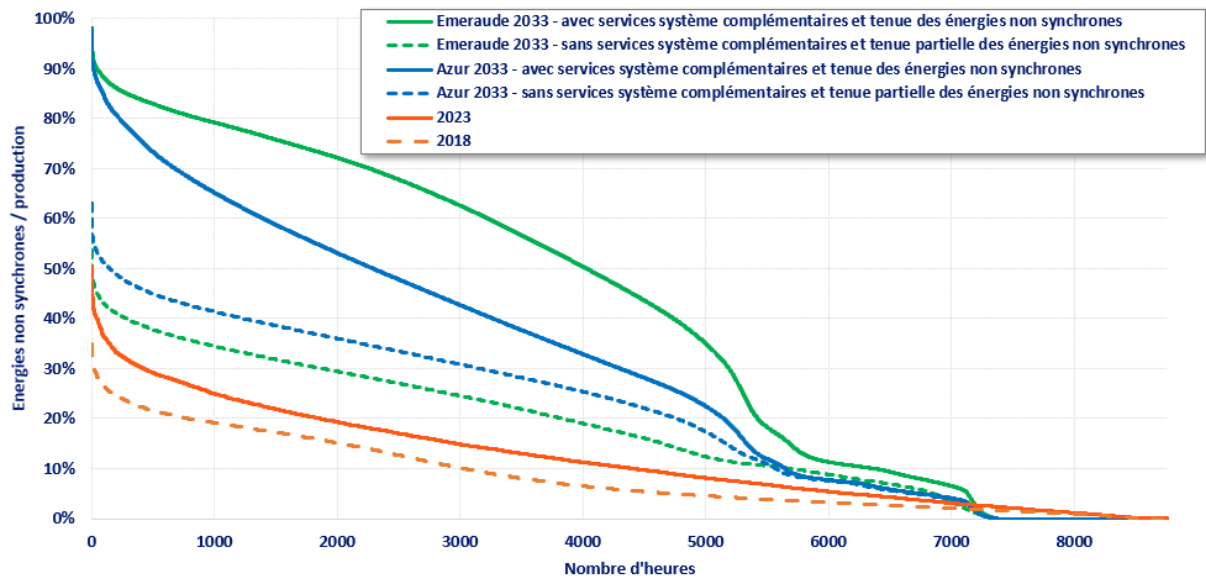


Figure 12 : monotones* des taux horaires d'énergies non synchrones, exprimés en pourcentage de la production

Sur la base des hypothèses de développement de moyens EnR non synchrones incluses dans la PPE, la mise en place de certaines solutions est indispensable pour utiliser pleinement ces capacités tout en garantissant un bon niveau de sûreté du système. Ces installations non synchrones devront absolument respecter les performances contractualisées et attendues s'agissant de tenue aux creux de tension¹. Par ailleurs, le respect des besoins, en inertie et en réserve, nécessitera la mise en place de leviers qui permettent de faire face aux incidents dimensionnants ainsi qu'à la variabilité infra-horaire des EnR non synchrones comme le développement de moyens de stockage pour fournir de la réserve et l'installation de compensateurs synchrones² pour apporter de l'inertie.

Au-delà des besoins en réserves primaire* et secondaire* ainsi qu'en inertie, il est également nécessaire de disposer de moyens de réglage de tension pour assurer la stabilité du réseau et le maintien des grandeurs caractéristiques du système (fréquence, tension et intensité) dans des plages de fonctionnement normatives. Une puissance de court-circuit minimale est également nécessaire en tous points du réseau pour le bon fonctionnement des plans de protection assurant la sécurité des personnes et des biens. Bien positionnés sur le réseau, des moyens de stockage (batteries ou station de transfert d'énergie par pompage – STEP3) pourraient participer à la fourniture de ces services en complément des autres services évoqués dans la section suivante. Ces moyens de stockage seraient donc envisagés comme des actifs multi-services.

Le gestionnaire de réseau de distribution devra ainsi :

- contrôler les performances contractualisées des installations d'énergies non synchrones,
- investir dans des capacités de compensateurs synchrones,
- participer aux spécifications attendues lors des guichets relatifs aux moyens de stockage mis en place par la CRE, en effectuant notamment des préconisations relatives à leur dimensionnement et à leur positionnement, et assurer leur bonne intégration dans le système électrique.

¹ La transition énergétique ne pourra se réaliser dans les meilleures conditions économiques qu'avec l'assurance que les installations non synchrones ne fragilisent pas le système (si elles ne respectaient pas les prescriptions techniques).

² Soit de batteries munies de mode contrôle dits en grid forming*, lorsque cette solution sera suffisamment éprouvée.

³ Sous réserve de compatibilité de l'installation avec les exigences dynamiques sur la réserve primaire.

3.2.2 Les moyens de stockage permettent de fournir de la réserve supplémentaire indispensable à la stabilité du système

Afin d'éviter de devoir recourir à du délestage lors de la perte d'un groupe de production, une première marge de puissance dédiée, permettant un réglage rapide de la fréquence, est provisionnée : c'est la réserve primaire. Cette réserve est activable, lors d'un incident, avec une dynamique de l'ordre de la seconde.

Par ailleurs, la variabilité intrinsèque des productions éolienne et photovoltaïque complexifie l'équilibrage offre-demande, même sur de courtes échelles de temps. Ainsi, perdre 20 à 30% de la capacité installée de PV ou d'éolien en 30 minutes peut arriver régulièrement (en l'occurrence une fois par mois, voire une fois par semaine). L'insertion croissante de ces moyens de production augmente ainsi la variabilité infra-horaire et fragilise naturellement le système. Il est donc nécessaire de provisionner une seconde marge de puissance dédiée, permettant un réglage de la fréquence dans un horizon de temps un peu plus long : c'est la réserve secondaire. Cette réserve est activable avec une dynamique de l'ordre quelques minutes. Au fur et à mesure de l'essor du PV et de l'éolien, il sera nécessaire de provisionner cette réserve secondaire pour éviter l'écrêtement massif de la production fatale PV et éolienne, alors que les moyens conventionnels, même prolongés ou remplacés, n'y suffiront pas.

Ainsi, le développement de moyens de stockage (batteries ou station de transfert d'énergie par pompage – STEP¹) permettra de porter pour partie ces services de réserve. Ce type de stockage pourrait être envisagé comme un actif multi-services (réserves primaire et secondaire ainsi que capacité de report de charge).

A l'horizon 2033, pour accompagner le développement des EnR non synchrones, le besoin en réserve secondaire pour la Guadeloupe pourrait atteindre environ 60 MW aux heures où la production photovoltaïque est la plus élevée. Quant au besoin en réserve primaire, qui doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe en évitant de recourir à du délestage de la consommation, il devrait atteindre environ 40 MW.

3.2.3 Les compensateurs synchrones permettent de fournir de l'inertie

Pour éviter une variation de la fréquence trop rapide lors d'un brusque déséquilibre entre la consommation et la production (induite par exemple par une perte de groupe ou une perte combinée de plusieurs groupes, voire une déconnexion partielle de la production EnR non synchrone liée à un mode commun comme une non tenue aux creux de tension), il est indispensable de disposer de suffisamment d'inertie dans le système électrique. Celle-ci est aujourd'hui fournie par les arbres des turboalternateurs des groupes de production² et se libère instantanément en cas de déficit soudain de production.

Or les filières photovoltaïque et éolienne³, qui vont se substituer aux machines synchrones tournantes, ne fournissent pas d'inertie et vont ainsi faire peu à peu baisser l'inertie globale du système et donc progressivement sa stabilité. La satisfaction du besoin en inertie pour assurer la sûreté système avec les seuls moyens conventionnels, démarrés à minima à leur puissance minimale de fonctionnement, pourrait conduire à écrêter massivement ces énergies renouvelables.

Ainsi, répondre à la contrainte d'inertie via des moyens dédiés, tels que des compensateurs synchrones⁴, constituerait une solution permettant d'optimiser le taux d'insertion des EnR tout en réduisant l'appel aux moyens conventionnels à cout marginal élevé. Le volume de

¹ Sous réserve de compatibilité de l'installation avec les exigences dynamiques sur la réserve primaire.

² Masses tournantes stockant de l'énergie sous forme d'énergie cinétique.

³ Le rotor d'une éolienne ne tourne pas à la même fréquence que le réseau.

⁴ Voire des batteries munies de mode contrôle dits en *grid forming**, lorsque cette solution sera suffisamment éprouvée.

tels moyens dédiés pourrait atteindre plusieurs centaines de MWs. Des études de dimensionnement sont en cours de réalisation.

On notera que les compensateurs synchrones peuvent également fournir des services de tenue de tension et d'apport de courant de court-circuit de manière similaire aux moyens de production synchrone. S'ils sont bien localisés dans le réseau électrique, ils permettent ainsi de compenser les manques induits par la substitution des moyens de production synchrone par les EnR non-synchrones.

3.3 Des flexibilités à apporter par la production, le stockage et la demande pour répondre à des besoins amplifiés par la montée en puissance des énergies non pilotables

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

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 étudié¹. 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. Ainsi, la montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité du système. Les moyens de production, les moyens de stockage et la demande devront contribuer à y répondre.

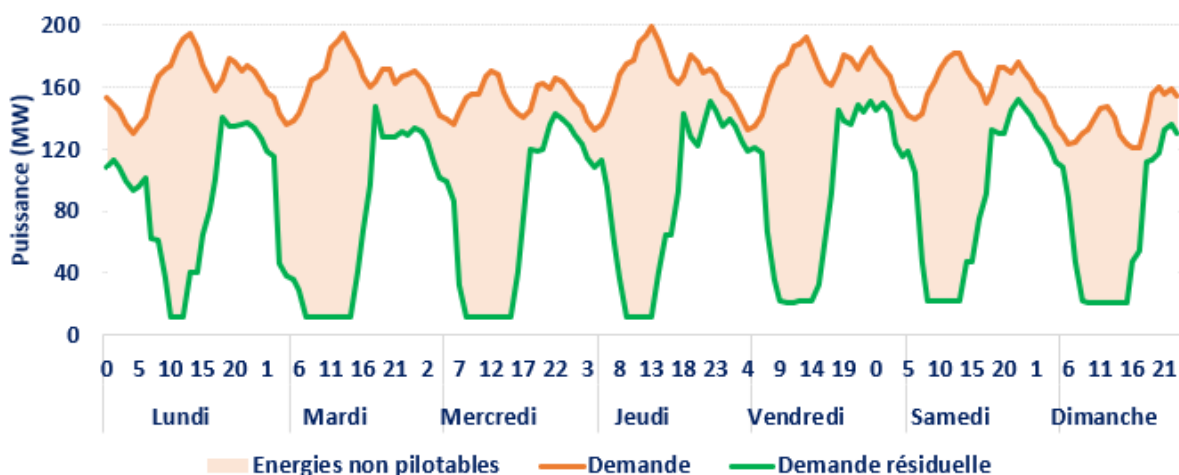


Figure 13 : illustration du besoin de flexibilité* en Guadeloupe sur une semaine, dans le scénario Emeraude en 2033

¹ avec un triplement de la puissance installée dans Azur et un quadruplement dans Emeraude d'ici à 2033.

3.3.2 Les actifs pilotables apportent de la flexibilité

Le parc de production pilotable devra être en mesure d'assurer des variations de plusieurs dizaines de mégawatts en quelques minutes, en s'adaptant rapidement à la charge et en réalisant de nombreux arrêts/démarrages. Pour maximiser la flexibilité apportée par ces moyens et limiter le risque d'écèlement des énergies renouvelables lorsqu'ils sont démarrés pour garantir la tenue de l'inertie, il est souhaitable que la puissance minimale d'un actif soit la plus basse possible.

3.3.3 Les actifs de stockage peuvent rendre plusieurs services au système électrique

Les moyens de stockage constituent une solution pertinente pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique, en permettant le report de charge d'un moment à l'autre de la journée (voire sur un plus grand intervalle). Comme explicité dans les chapitres précédents, ces moyens constituant également une réponse pertinente d'un point de vue technico-économique aux besoins de réserves primaire et secondaire (selon leur dynamique de réponse), il devient dès lors intéressant de les envisager en tant qu'actifs multiservices, capables de répondre aux besoins de réserves tout en réalisant du report de charge.

Ces moyens de stockage pourraient également permettre de répondre aux besoins en puissance pilotable identifiés, comme l'illustre le tableau ci-dessous. 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, en complément des autres moyens de production pilotables. On notera que les premiers volumes de stockage installés couvrent efficacement les besoins en puissance pilotable complémentaires. Cette efficacité se réduit au fur et à mesure de l'extension de ces volumes. Des études technico-économiques spécifiques pourront permettre de déterminer les valeurs optimales des puissances et capacités de stockage de tels moyens.

| | Hepp ¹ | Sans stockage complémentaire | Avec 100 MW/400 MWh de stockage complémentaire | Avec 200 MW/800 MWh de stockage complémentaire |
|------|-------------------|------------------------------|--|--|
| Azur | >2000 h | 140 | 120 | 120 |
| | <2000 h | 120 | 60 | 60 |

Tableau 14 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire dans le scénario Azur en 2040, selon les volumes de stockage complémentaires considérés (en MW)

¹ Hepp : heures équivalent pleine puissance.

3.3.4 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. Ce taux de pilotage constitue un enjeu majeur pour le système électrique. Le graphique ci-dessous illustre le profil de demande liée à la mobilité électrique dans le scénario Emeraude en 2033 si la recharge n'était pas du tout pilotée. La demande à la pointe du soir serait accrue d'une dizaine de MW.

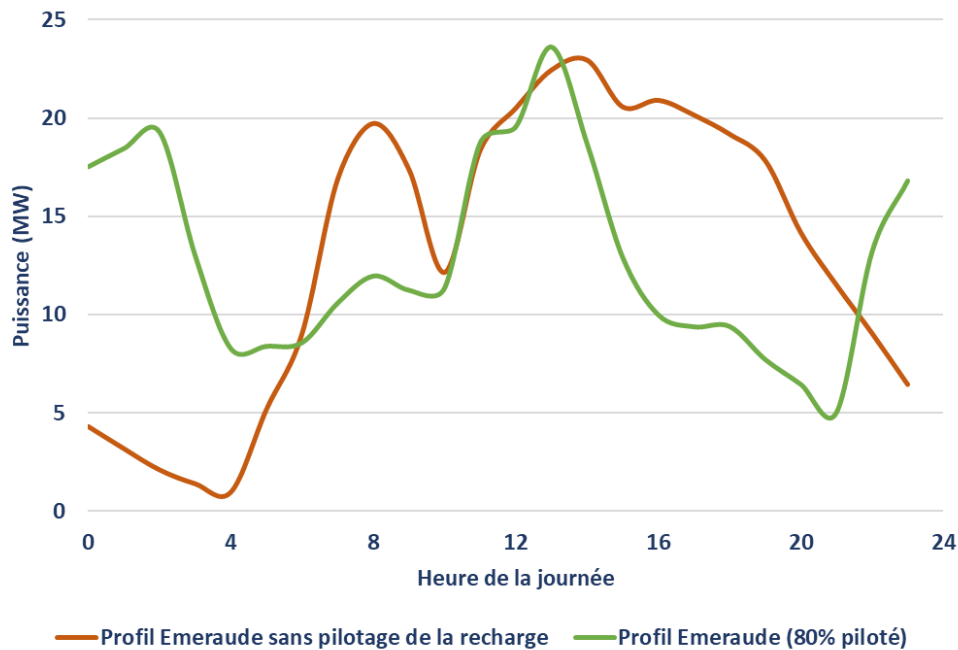


Figure 14 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré dans le scénario Emeraude en 2033

On observe que la recharge s'est déplacée de la nuit et des heures méridiennes vers le début de matinée et la fin de journée, ce qui accentue la pointe du soir de la demande résiduelle, comme le montre la figure suivante.

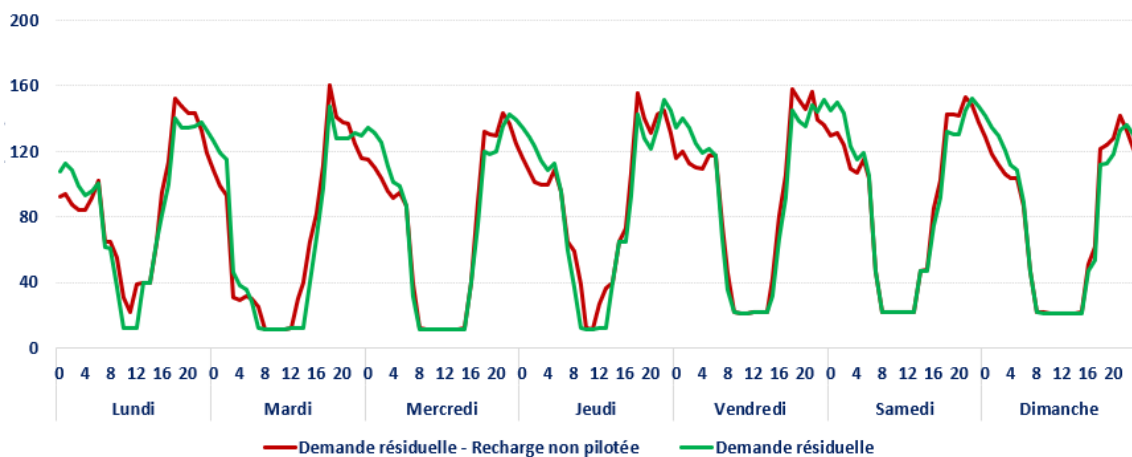


Figure 15 : hypothèses de profils de demande résiduelle pour une semaine type dans le scénario Emeraude en 2033 (MW)

En l'absence de pilotage de la recharge des véhicules électriques légers, les pics de demande résiduelle sont donc davantage contrastés, conduisant à des appels de puissance importants sur quelques heures. Les besoins de pointe et en flexibilité s'en trouvent renforcés (la demande résiduelle peut être accrue d'une dizaine de MW), ce qui accentue les contraintes sur le parc pilotable et augmente les coûts de production, qui sont les plus élevés à la pointe.

Le pilotage de la recharge constitue donc un enjeu majeur pour le système électrique et il est impératif qu'il soit concomitant du développement de la mobilité électrique. Pour cela, une réflexion sur le caractère très incitatif de ce pilotage devrait être mise en place.

En tant que gestionnaire de réseau en Guadeloupe, 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). 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 pour les usages classiques et à 7,4 kW AC pour les usages intensifs Pilotage heures pleines / heures creuses |
| Parking d'entreprise | Appel réseau limité à 7,4 kW pour les usages classiques et à 22 kW AC pour les usages intensifs 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 15 : recommandations du gestionnaire de réseau pour la recharge 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).

3.4 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 de 2017 visait un volume total de 371 MW de puissance installée en énergies renouvelables d'ici 2023. EDF a ainsi travaillé avec la Région Guadeloupe, la DEAL et l'ADEME à l'aboutissement du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies renouvelables (S2REnR*) en cohérence avec cet objectif ambitieux.

Ce schéma prévoit la création de nouvelles capacités de transformation HTB/HTA au poste de Blanchet, qui est situé dans une zone à fort potentiel éolien. Une augmentation de la capacité de transit des lignes aériennes existantes entre Blanchet et Jarry d'une part, et Sainte-Anne et Jarry d'autre part a également été réalisée par le gestionnaire de réseau pour évacuer la production excédentaire de la zone. L'intérêt de nouveaux ouvrages sera quant à lui évalué lors d'une prochaine révision du schéma. De tels investissements dépendront des volumes et de la spatialisation des capacités prévues sur la Grande-Terre dans le cadre de la révision du S2REnR.

Les capacités réservées dans le cadre du S2REnR sur les postes de la Grande-Terre ont été utilisées pour satisfaire des demandes de raccordement de production EnR. Des contraintes d'évacuation sont susceptibles d'apparaître dans cette boucle. Ces contraintes ne peuvent être résorbées que dans le cadre d'une révision du S2REnR. La saturation de cette zone conduit EDF SEI à proposer d'engager la révision du schéma de façon anticipée.

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 et d'acceptabilité 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). Des adaptations dans les postes sources seront également nécessaires pour accueillir de nouveaux moyens de production. Il est donc nécessaire de prendre en compte les besoins de renforcement du réseau 63 kV et des adaptations des postes sources dès le début des réflexions sur les projets de production.

Les contraintes de réalisation de renforcements potentiels du réseau électrique (faisabilité, coûts et délais importants) induits par le développement des EnR nécessiteront donc d'être caractérisées pour alimenter les travaux et les échanges menés dans le cadre des Cotech PPE pour définir les stratégies préférentielles, y compris en termes de spatialisation de la production. Ces dernières devront par ailleurs intégrer le besoin impératif de résilience du système électrique et être mises en cohérence avec la vision long terme du futur schéma directeur HTB.



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 pourcentage, 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 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.

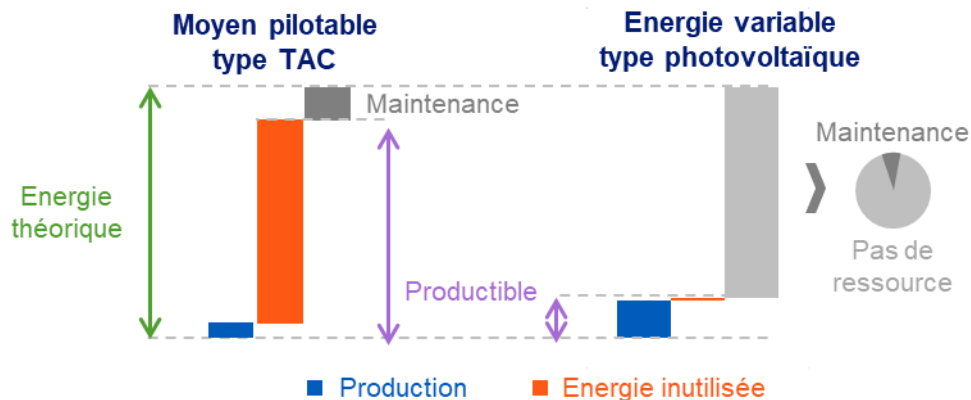


Figure 16 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

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, sur l'ensemble des scénarios possibles [...], 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 de défaillance, mais que le risque est contenu dans des limites définies.

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 (en moins de 300 ms par le biais d'un automate) 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 le gestionnaire du réseau, par exemple lorsque les capacités maximales de transit dans une portion du réseau électriques sont en passe d'être atteintes.

¹ www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite

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 (DGECC) : 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-dgecc

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 : 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).

Grid forming (GMF) : ce terme regroupe une famille de contrôles innovants susceptibles d'être implémentés au niveau des convertisseurs raccordant le stockage électrochimique (batteries), voire le solaire et l'éolien. A l'inverse des contrôles actuels (couramment désignés sous les termes *Grid Feeding* ou *Grid Following*), ce type de contrôle leur confère un comportement se rapprochant de celui des machines synchrones classiques, en particulier lors de transitoires réseau, ce qui est bénéfique à la stabilité du système. Mise à part le contexte des micro-réseaux, il existe encore peu de cas dans le monde de développement

à grande échelle de batteries GFM et encore moins de l'application de ce mode contrôle à des convertisseurs raccordant du solaire ou de l'éolien.

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 la 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 : ordres 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 relie 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.

S2REnR/S3REnR : le S2REnR/S3REnR (article D321-15 code de l'énergie) précise les ouvrages à créer ou à renforcer et définit un périmètre de mutualisation entre producteurs d'énergies des coûts de construction des nouveaux ouvrages électriques nécessaires à l'évacuation de l'électricité produite à partir de sources d'EnR.

Service de réserve primaire : 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 pour rétablir l'équilibre entre la consommation et la production. Les moyens de stockage qui assurent ce service n'ont pas besoin de disposer d'une durée de stock élevée (une heure de stock est suffisante).

Service de réserve secondaire : capacité à pouvoir injecter rapidement de la puissance pour compenser les fluctuations des variations des EnR et de la consommation, afin de stabiliser la fréquence du système et de limiter les besoins de coupure des clients pour rétablir l'équilibre entre la consommation et la production. Les moyens de stockage qui assurent ce service n'ont pas besoin de disposer d'une durée de stock élevée (une heure de stock est suffisante).

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 « systèmes 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 (représentant 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 primaire, 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.

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.



EDF SA
22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
Capital de 2 084 365 041 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.com