



BILAN PRÉVISIONNEL

de l'équilibre offre-demande
d'électricité en Corse

2022

Résumé

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

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

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

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

Principales caractéristiques des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

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

Les deux scénarios connaissent une augmentation marquée des capacités des énergies renouvelables fatales (en lien avec les cibles visées dans la PPE en vigueur en 2022). Par ailleurs, le renforcement de la liaison SACOI et le remplacement de la station de conversion sont supposés achevés en 2027 portant sa puissance de 50 MW à 100 MW et la centrale du Vazzio est considérée arrêtée à fin 2026, date à laquelle les nouveaux moyens thermiques entrent en service sur le site du Ricanto.

Ainsi, le caractère renouvelable du mix électrique de la Corse évoluerait à l'horizon 2028 dans les scénarios Azur et Emeraude selon le combustible retenu pour le fonctionnement des moyens thermiques situés au Ricanto et à Lucciana.

Avant 2033, le critère de sécurité d'approvisionnement serait respecté compte tenu des hypothèses de parc présentées précédemment. Cette absence de besoin resterait toutefois conditionnée au respect des échéances de mise en service des nouveaux moyens de production ou de stockage dont il a été tenu compte dans les simulations et par l'absence de fortuit majeur sur le parc existant d'ici leur mise en service. Pour assurer des marges face à ces risques, le recours à des moyens transitoires serait nécessaire durant les périodes estivales ou en cas d'avarie significative sur les ouvrages en fin de vie.

Sur la base de ces hypothèses, le système électrique verrait apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable à horizon 10 ans. Un besoin de puissance de pointe de 40 MW apparaîtrait en 2033 dans Azur pour monter à 140 MW en 2038, tandis que dans Emeraude, un besoin de pointe de 40MW apparaîtrait en 2038. Dans l'hypothèse d'un maintien de la TAC 4, les besoins de puissance seraient satisfaits dans Emeraude et seraient réduits à 100 MW dans Azur en 2038. Des adaptations du parc de production cible permettraient de répondre à ces besoins, tout en laissant la place le moment venu à de nouveaux moyens renouvelables.

Par ailleurs, les analyses apportent des éclairages essentiels sur d'autres aspects du système électrique. Ainsi, la mise en place du pilotage de la recharge du véhicule électrique s'avère indispensable pour gérer au mieux la courbe de demande au fil de la journée. Enfin, le fort développement des énergies renouvelables fatales induira un besoin de flexibilité horaire accru et nécessitera que soient mis en œuvre des leviers d'accompagnement : respect par les installations de production d'énergie renouvelable des performances exigées (notamment sur creux de tension) et développement de services systèmes.

Sommaire

Le Bilan Prévisionnel éclaire, pour les quinze prochaines années, les besoins d'un système électrique en transition	7
1 En 2021, la consommation est repartie à la hausse après une année 2020 marquée par la pandémie et les énergies renouvelables ont représenté plus d'un tiers de la production	8
1.1 La consommation en énergie et la puissance à la pointe sont en hausse après une année 2020 exceptionnelle marquée par la crise sanitaire	9
1.1.1 La consommation annuelle et la pointe reviennent à leur niveau d'avant crise sanitaire	9
1.1.2 La demande est concentrée sur les pôles d'activités majeurs	10
1.1.3 Les actions de maîtrise de la demande en énergie continuent leur progression	
11	
1.2 La production d'électricité d'origine renouvelable est stable à un peu plus d'un tiers de l'énergie produite.....	11
1.3 Les moyens de production sont répartis de manière homogène avec une concentration des moyens thermiques autour des deux principales agglomérations de l'île	12
1.3.1 Energies renouvelables non synchrones (268 GWh)	12
1.3.2 Energies renouvelables synchrones (541 GWh)	13
1.3.3 Liaisons SACOI et SARCO (630 GWh).....	13
1.3.4 Moyens thermiques fossiles (931 GWh)	14
1.3.5 Tableau de synthèse du parc installé au 31/12/2021	15
1.4 L'équilibre offre-demande	16
2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles	17
2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans	17
2.1.1 Les scénarios retenus pour les analyses reflètent les changements en cours ..	17
2.2 La demande croît en raison du dynamisme économique et démographique du territoire	18
2.2.1 La population est en croissance dans les deux scénarios	18
2.2.2 Les actions de maîtrise de la demande en énergie seront structurantes pour le niveau de consommation	19

2.2.3	Les deux scénarios font l'hypothèse d'un développement rapide du véhicule électrique dont la recharge partiellement optimisée permet de limiter l'impact à la pointe	20
2.2.4	La consommation en énergie et la puissance à la pointe sont en hausse dans Azur et Emeraude	23
2.3	La puissance du parc installé est marquée par une croissance soutenue des énergies renouvelables.....	24
2.3.1	L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement de la décroissance du parc actuel et de l'arrivée de nouveaux actifs.....	24
2.3.2	La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies	27
3	A l'horizon 10 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 à partir de 2033	28
3.2	La montée en puissance des énergies non pilotables accentue les besoins en flexibilité du système.....	29
3.2.1	La robustesse des installations est indispensable pour accompagner l'augmentation des énergies non synchrones	29
3.2.2	Le développement des énergies non synchrones doit s'accompagner de services systèmes pour permettre leur insertion	31
3.3	Le stockage peut jouer un rôle dans la sécurité d'alimentation.....	31
3.4	L'implantation des moyens de production au plus proche des poches de consommation permet d'optimiser la structure du réseau.....	32
Glossaire	33

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 Corse. Conformément à l'article L 141-9 du Code de l'Energie, il est établi par le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité du territoire dans les zones non interconnectées (ZNI*) au réseau métropolitain continental. Il a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre la demande en électricité du territoire et l'offre disponible pour la satisfaire. Le Bilan Prévisionnel détermine notamment les besoins en puissance permettant de garantir le respect du critère de défaillance*, fixé dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE) de la Corse¹ à trois heures par an, en moyenne. Il repose sur les informations disponibles début 2022, dont les dernières estimations de l'INSEE.

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

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

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

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

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

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

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

¹ Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

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

1 En 2021, la consommation est repartie à la hausse après une année 2020 marquée par la pandémie et les énergies renouvelables ont représenté plus d'un tiers de la production

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

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

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

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

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

1.1.1 La consommation annuelle et la pointe reviennent à leur niveau d'avant crise sanitaire

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

Energie livrée au réseau	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energie nette annuelle (GWh)	2 197	2 235	2 127	2226	2196	2279	2283	2321	2211	2372
Croissance (par rapport à l'année précédente)		1,7%	-4,8%	4,7%	-1,3%	3,8%	0,1%	1,7%	-4,7%	7,3%

Puissance de pointe en hiver	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Puissance (MW)	530	495	484	457	461	498	511	473	438	478
Croissance (par rapport à l'année précédente)		-6,6%	-2,2%	-5,6%	0,9%	8,0%	2,6%	-7,4%	-7,4%	9,0%

Puissance de pointe en été	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Puissance (MW)	372	400	350	371	342	379	378	371	376	394
Croissance (par rapport à l'année précédente)		7,5%	-12,5%	5,9%	-7,7%	11,0%	-0,5%	-1,7%	1,5%	4,6%

Tableau 2 : historique du niveau de demande

En Corse, la consommation présente une forte thermo-sensibilité en lien avec l'utilisation du chauffage électrique et de la climatisation, ce qui induit une saisonnalité importante. La consommation reste plus forte en hiver du fait de l'utilisation du chauffage. La consommation en été est tirée par le tourisme et par l'usage de la climatisation.

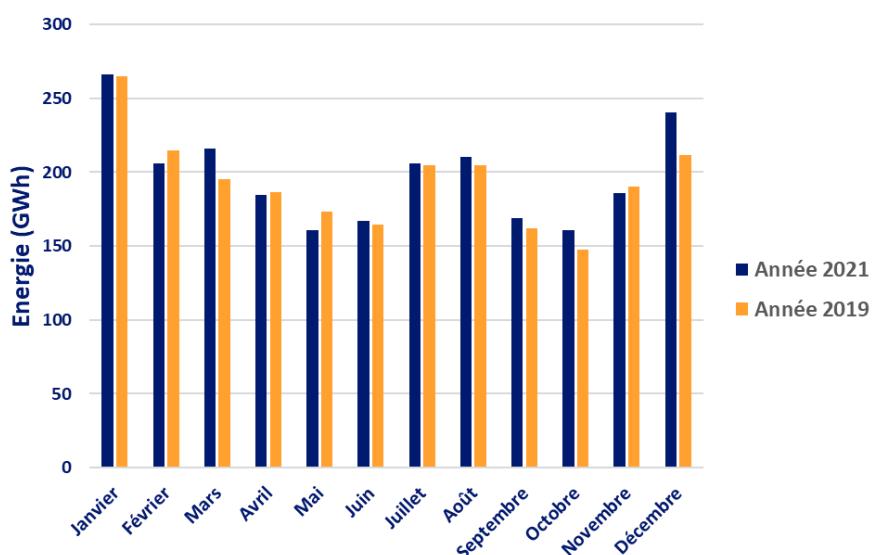


Figure 1 - Structure annuelle de la demande en 2021

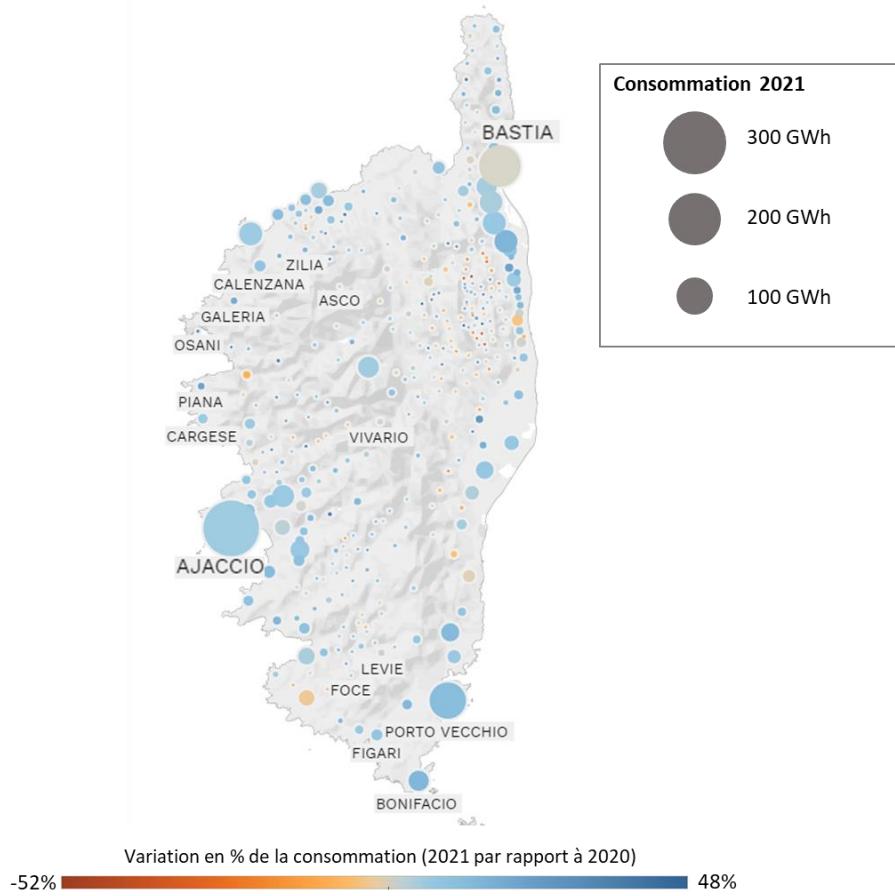
L'énergie nette livrée au réseau s'est élevée à 2 372 GWh en 2021, soit une variation de +7,3 % par rapport à l'année précédente. Cette hausse est due aux conditions climatiques rencontrées en 2021 par rapport à celles de 2020 et surtout à une dynamique de hausse retrouvée après une année 2020 fortement impactée par la crise sanitaire. En comparaison avec l'année 2019 qui n'a pas été touchée par la pandémie et corrigée des effets climatiques, l'année 2021 est sur un rythme de hausse annuelle de 1% de la consommation électrique.

L'énergie facturée s'est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante : 72% au tarif bleu (petites entreprises et clients domestiques) et 28 % au tarif jaune et tarif vert (moyennes et grandes entreprises, industries, collectivités).

Les pertes totales du réseau, c'est à dire la différence entre l'énergie livrée à ce réseau et l'énergie facturée aux clients raccordés, se sont élevées à 298 GWh en 2021, soit 12,6 % de l'énergie livrée au réseau.

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

Le graphique ci-dessous présente la répartition des foyers de consommation en 2021.



Une part importante de la consommation du territoire est située à Ajaccio et Bastia.

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

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

Actions de MDE (GWh)	2019	2020	2021
Chauffe-eaux solaires individuels	0,1	0,1	0,0
Eau Chaude Sanitaire	2,2	0,7	1,1
Pose d'isolation dans le secteur résidentiel	3,9	4,6	7,1
Installation de chauffage performants dans le secteur résidentiel	3,8	3,4	5,7
Pose d'isolation dans le secteur tertiaire	0,6	0,1	0,7
Installation de climatiseurs performants sur le marché des professionnels	0,0	0,0	0,0
Rénovation éclairage Public	1,8	1,7	3,0
Total d'économies annuelles réalisées par les actions de l'année (GWh)	10,6	8,9	14,6
Total d'économies annuelles réalisées par le cumul des actions depuis 2019 (GWh)	10,6	19,5	34,1

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

1.2 La production d'électricité d'origine renouvelable est stable à un peu plus d'un tiers de l'énergie produite

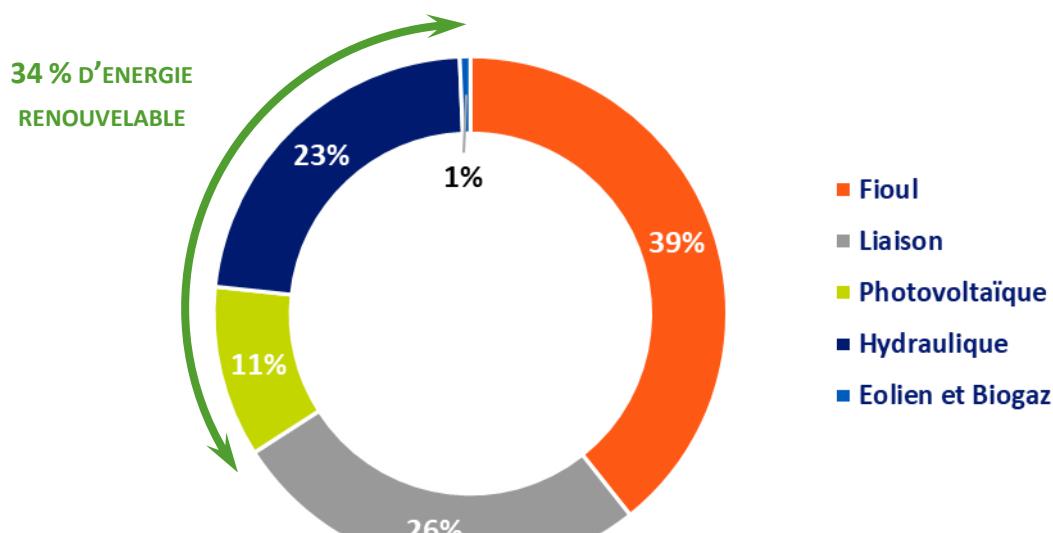


Figure 3 : mix électrique de l'année 2021

En 2021, la part des énergies renouvelables dans le mix s'est élevée à 34%, un chiffre stable par rapport à 2020. Cette part s'est maintenue grâce à des apports hydrauliques plus importants et au développement du photovoltaïque alors que le niveau de consommation était bien plus important en 2021.

1.3 Les moyens de production sont répartis de manière homogène avec une concentration des moyens thermiques autour des deux principales agglomérations de l'île

La figure suivante présente la répartition géographique des différents moyens de production.

Le Système Electrique Corse

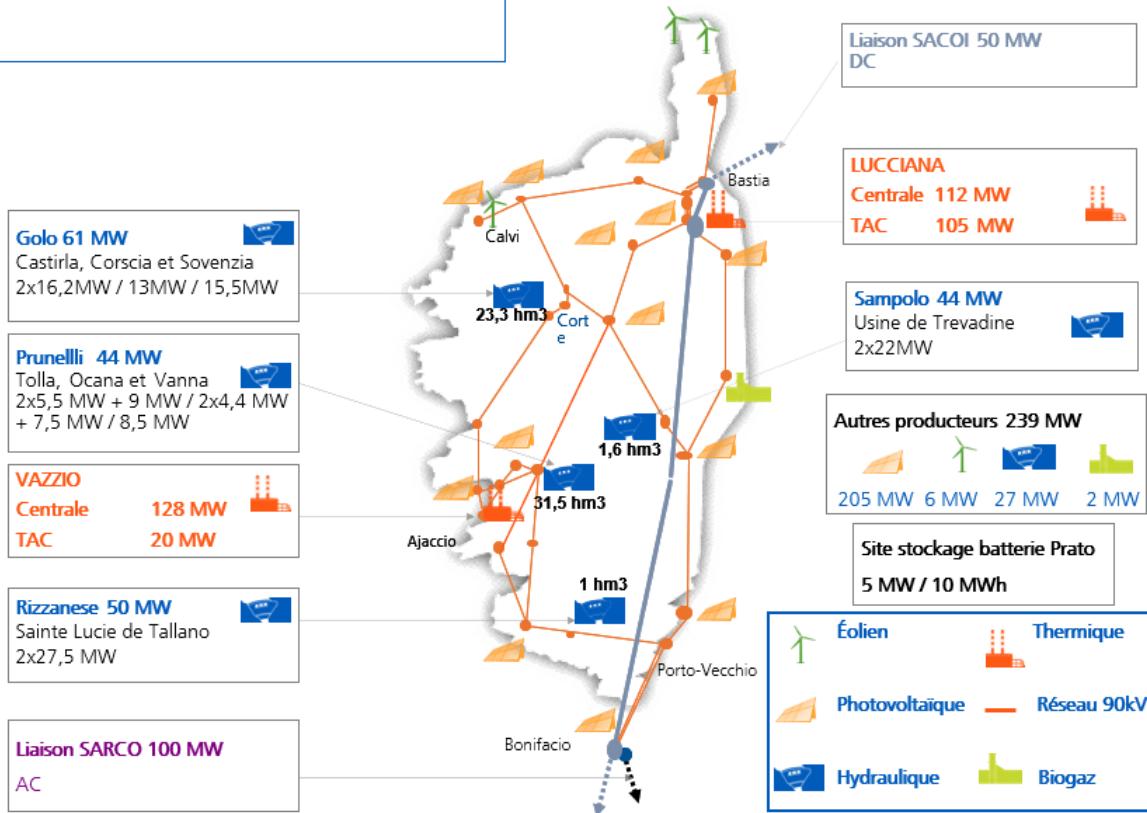


Figure 4 : carte du système électrique de la Corse au 31/12/2021

1.3.1 Energies renouvelables non synchrones (268 GWh)

Photovoltaïque avec et sans stockage (256 GWh)

Avec une production de 256 GWh en 2021, la filière solaire représente la deuxième source d'énergie renouvelable après l'hydraulique. La filière photovoltaïque en Corse 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 (12 GWh)

Avec une production de 12 GWh en 2021, la filière éolienne représente la troisième source d'énergie renouvelable après l'hydraulique et le photovoltaïque. A fin 2021, les deux sites du Cap sont en cours de repowering*. Un unique site de production reste en exploitation au sud de Calvi.

1.3.2 Energies renouvelables synchrones (541 GWh)

Hydraulique (469 GWh) et Micro-hydraulique (68 GWh)

Les installations hydrauliques pilotables exploitées par EDF représentent une puissance totale 199 MW répartis sur quatre vallées (huit aménagements).

Les installations de micro-hydraulique sont réparties sur dix-huit sites et représentent une puissance installée de 27 MW.

Sur les dix dernières années, la production totale hydraulique est en moyenne de 473 GWh. Avec 537 GWh de production, l'année 2021 se situe parmi les années de production les plus importantes, sans toutefois atteindre le maximum de 2018.

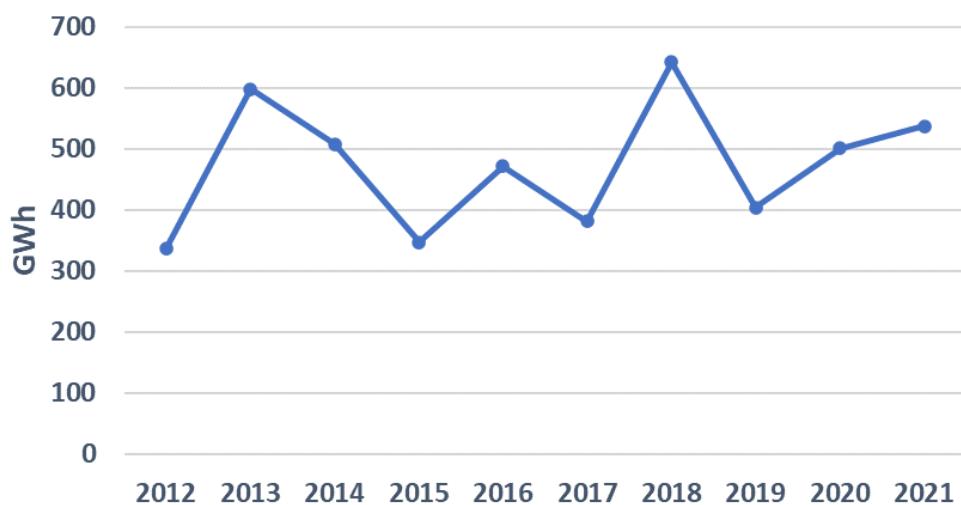


Figure 5 : production hydraulique annuelle sur la période 2012-2021

Biogaz (4 GWh)

La filière biogaz compte deux installations pour une puissance installée de 2,3 MW.

1.3.3 Liaisons SACOI et SARCO (630 GWh)

SACOI (213 GWh)

La liaison SACOI, en courant continu, relie l'Italie et la Sardaigne, en passant par la Corse. EDF SEI dispose d'un droit de soutirage de 50 MW. Un projet de renforcement de cette liaison et de remplacement de la station de conversion de courant continu en courant alternatif (1986), portant le droit de soutirage à 100 MW, est en cours.

SARCO (418 GWh)

La liaison SARCO, en courant alternatif, reliant le réseau électrique sarde au réseau corse, a été mise en service en 2006. EDF SEI dispose d'un droit de soutirage maximum de 100 MW évolutif en fonction des saisons.

1.3.4 Moyens thermiques fossiles (931 GWh)

Turbine à combustion (TAC) du Vazzio (3 GWh)

La TAC du Vazzio d'une puissance de 20 MW est exploitée par EDF SEI.

Les TAC de Lucciana (25 GWh)

Les TAC 1, 2, 3 et 4 sont situées à Lucciana et totalisent une puissance de 105 MW. Elles sont exploitées par EDF SEI.

Centrale diesel du Vazzio (341 GWh)

La centrale du Vazzio comprend sept groupes de 18,9 MW soit un total de 132 MW installés pour une puissance disponible limitée à 128MW. Elle est exploitée par EDF SEI.

Centrale diesel de Lucciana (561 GWh)

Cette centrale comprend sept groupes de 16 MW soit un total de 112 MW. Elle est exploitée par EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI, filiale d'EDF à 100 %).

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

Producteur	Site	Type	Date de mise en service	EnR	Pilotable	Synchrone	Niveau de tension	Puissance raccordée (MW)
Terna	SACOI	Liaison	1967	s.o.	✓	✗	HTB	50
Terna	SARCO	Liaison	2008	s.o.	✓	✓	HTB	100
EDF	Lucciana	Diesel	2014	✗	✓	✓	HTB	112
EDF	Ajaccio/Vazzio	Diesel	1981	✗	✓	✓	HTB	132
EDF	Lucciana	TAC 1	1992	✗	✓	✓	HTB	20
EDF	Lucciana	TAC 2	1992	✗	✓	✓	HTB	20
EDF	Lucciana	TAC 3	1993	✗	✓	✓	HTB	25
EDF	Lucciana	TAC 4	2008	✗	✓	✓	HTB	40
EDF	Ajaccio/Vazzio	TAC	2007	✗	✓	✓	HTB	20
Multiples	Multiples	Biogaz	Multiples	✓	✗	✓	HTA	2
EDF	Calacuccia / Castirla / Corscia	Hydraulique	1968 / 1970	✓	✓	✓	HTB	44
EDF	Tolla / Ocana / Pont de Vanna	Hydraulique	1961 / 1965 / 1995	✓	✓	✓	HTB / HTA	45
EDF	Rizzanese	Hydraulique	2013	✓	✓	✓	HTB	50
EDF	Sampolo	Hydraulique	1991	✓	✓	✓	HTB	44
EDF	Sovenzia	Hydraulique	1985	✓	✓	✓	HTB	16
Multiples	Multiples	Hydraulique	Multiples	✓	✓	✓	HTA / BT	26
Corseol SA	Corseol	Eolien	2003	✓	✗	✗	HTA	6
SAS Aghione	Aghione	Photovoltaïque	2017	✓	✗	✗	HTA	12
SAS Folelli	Folelli	Photovoltaïque	2017	✓	✗	✗	HTA	12
SAS Rapale	Rapale	Photovoltaïque	2010	✓	✗	✗	HTA	10
Multiples	Multiples	Photovoltaïque	Multiples	✓	✗	✗	HTA/BT	129
Multiples	Multiples	Photovoltaïque avec stockage	Multiples	✓	✗	✗	HTA/BT	45
Corsica sole	Prato	Stockage	2021	s.o.	✓	✗	HTA	5

1.4 L'équilibre offre-demande

La Figure 6 présente le profil de la consommation corse sur des journées représentatives. La courbe de charge est caractérisée par deux pointes thermosensibles (climatisation ou chauffage), une en journée et une le soir.

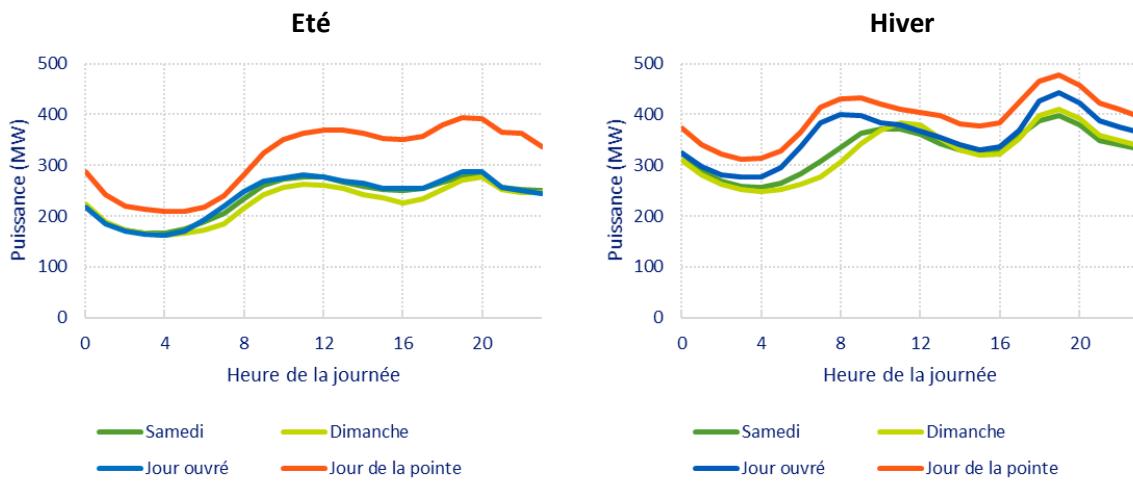


Figure 6 : exemple de structure journalière de la demande en 2021

La Figure 7 représente le profil de la demande résiduelle*, c'est-à-dire la demande qui doit être satisfaite par le parc de production pilotable*. La production photovoltaïque en milieu de journée vient renforcer, voire créer, un creux de demande résiduelle en milieu de journée⁴. Ce creusement de la demande résiduelle en journée par rapport à la pointe du soir nécessite une très bonne réactivité des moyens de production pilotables qui permettent de répondre à cette pointe.

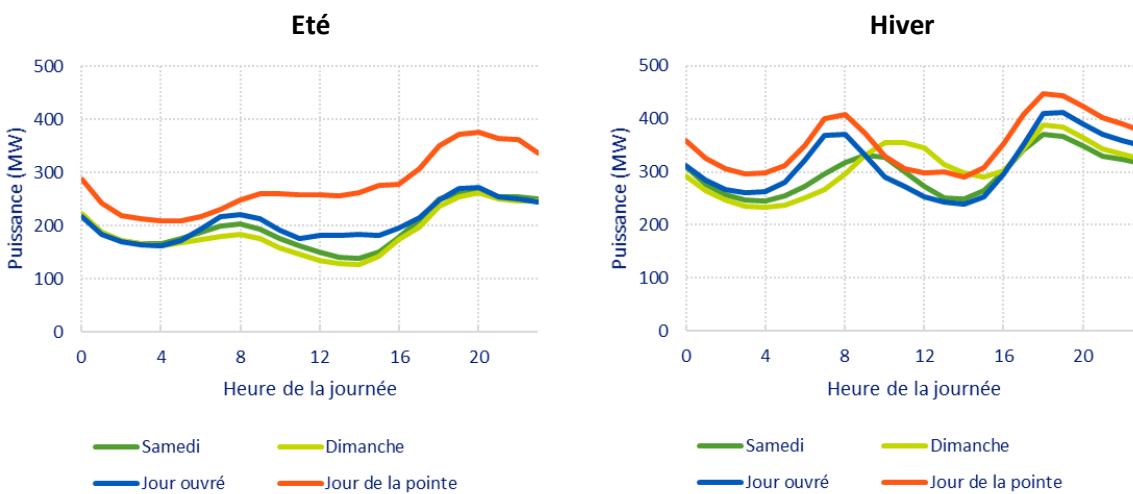


Figure 7 : demande résiduelle sur les mêmes journées de 2021

⁴ Il s'agit du phénomène de *Duck Curve*, mis en évidence par le gestionnaire de réseau californien CAISO : <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65023.pdf>

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

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

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

La consommation électrique dépend au premier ordre :

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2 La demande croît en raison du dynamisme économique et démographique du territoire

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

2.2.1 La population est en croissance dans les deux scénarios

Les projections démographiques sont réalisées en se basant sur la population 2021 et en y appliquant les taux de croissance prévus par l'INSEE en 2017 (modèle Omphale 2017) : scénario haut pour Azur et scénario médian pour Emeraude. La population est en hausse dans les deux scénarios.

Milliers d'habitants	2021	2028	2033	2038
Azur	347	366	381	392
Emeraude	347	361	371	378

Tableau 5 : hypothèses de population

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

PIB (M€ ₂₀₁₀)	2021	2028	2033	2038
Azur	8 852	10 362	11 375	12 376
Emeraude	8 852	9 823	10 242	10 577

Tableau 6 : hypothèses d'évolution du PIB

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

Sous l'impulsion du comité MDE constitué de la Région Corse, de l'ADEME*, la DREAL* et EDF, l'île a vu son cadre territorial de compensation pour la période 2019-2023 validé par la délibération n°2019-006 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 17 janvier 2019⁵. 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 Corse. Il offre ainsi des perspectives ambitieuses pour les actions de MDE tout en sécurisant leur financement.

La délibération n°2022-114 de la CRE du 14 avril 2022 a validé le bilan des années 2019 et 2020 du cadre territorial de compensation pour les petites actions de MDE en Corse. Les hypothèses de MDE de ce Bilan Prévisionnel 2022 tiennent compte de cette validation.

Le cadre comporte des actions standards relativement génériques (comme l'installation de chauffe-eaux solaires ou l'isolation des bâtiments) ainsi que des actions non-standards caractérisées par un niveau élevé de dépendance au site d'implantation (comme l'installation d'équipements performants chez un industriel). Si elles sont toutes réalisées, ces actions permettront de réduire la consommation d'environ 225 GWh à l'horizon 2023.

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



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

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

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

⁵ En application de la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

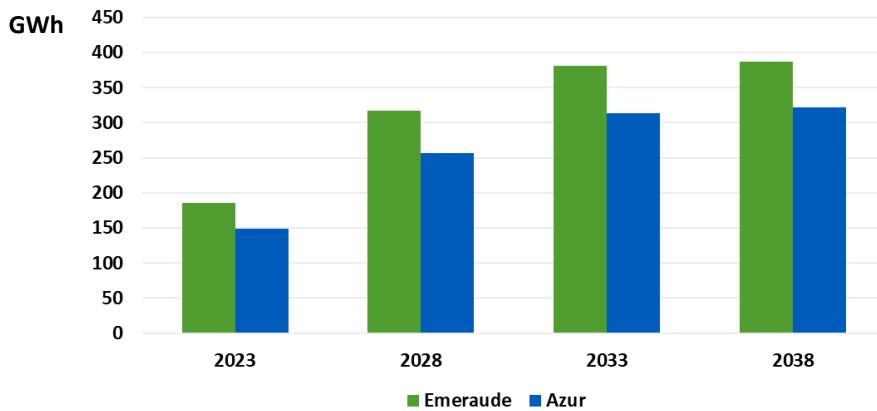


Figure 9 : hypothèses d'économies d'énergie cumulées issues des actions liées aux cadres de compensation en Corse

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 Corse avec près de 5500 véhicules légers⁶ 100% électriques ou hybrides rechargeables en circulation à fin 2021, soit plus de 2% du parc. Le développement de la mobilité électrique s'est accéléré depuis 2019. Les véhicules électrifiés⁷ ont ainsi représenté près de 13% des ventes sur le segment des véhicules légers. Cela reste légèrement inférieur à la part de marché observée en France métropolitaine continentale sur le même segment, qui est d'environ 15%.

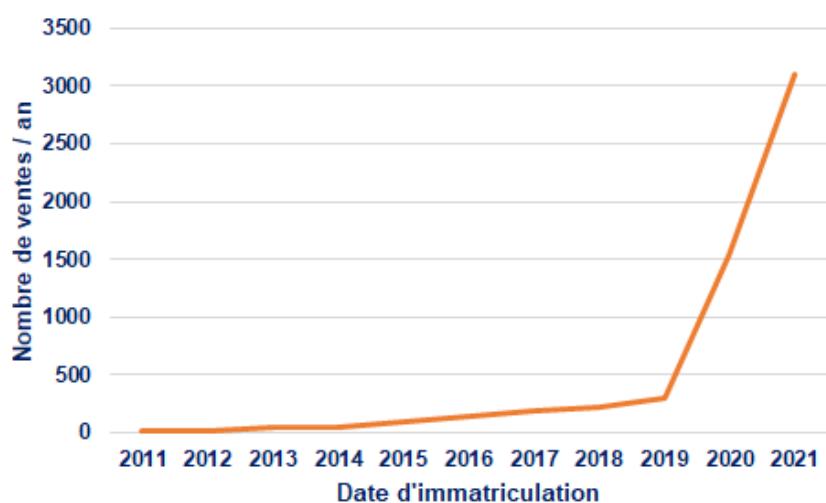


Figure 10 : évolution des ventes de véhicules légers 100% électriques et hybrides rechargeables depuis 2011 en Corse

Le développement du véhicule électrique constitue un atout pour atteindre les objectifs de transition énergétique de la PPE. Il permet ainsi, dès aujourd'hui⁸, 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.

⁶ La catégorie des véhicules légers regroupe les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires.

⁷ 100% électriques et hybrides rechargeables.

⁸ En analyse de cycle de vie complète (comprenant donc notamment la fabrication et le recyclage des batteries).

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

En tant que gestionnaire de réseau en Corse, 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)⁹. Les préconisations sont adaptées selon le secteur et l'usage, comme l'illustre le tableau suivant.

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

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

Un signal réseau est mis à disposition en *Open Data* par le gestionnaire de réseau et permet d'indiquer aux opérateurs de bornes et aux propriétaires de véhicules électriques les périodes favorables et défavorables pour la charge des véhicules en prenant en compte les contraintes technico-économiques (coût) et l'aspect environnemental (CO₂). Le label ADVENIR ZNI, reconnu par l'Avere-France, EcoCO2, EDF, l'ADEME et le ministère de l'Environnement, permet d'aider le financement¹⁰ de bornes pilotées sur la base de ce signal dans le secteur tertiaire et en voirie, pour les territoires insulaires¹¹.

L'électrification des poids lourds et des navires à quai constitue également une tendance qui est désormais considérée dans le Bilan Prévisionnel. En effet, la loi Climat et Résilience de 2021 vise la fin de la commercialisation en 2040 des bus et poids lourds neufs utilisant majoritairement des énergies fossiles¹². 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.

⁹ Ces préconisations sont prises en compte dans les deux scénarios Azur et Emeraude

¹⁰ Jusqu'à un montant de 1860 € en 2019.

¹¹ Le cahier des charges est disponible sur le site dédié : <http://advenir.mobi/cahier-des-charges/conditions-deligibilite-dans-les-zones-non-interconnectees-corse-et-outremer/>

¹² <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000043956924>

Un fort développement des véhicules électriques légers dans Azur et Emeraude

Dans les scénarios Azur et Emeraude, deux hypothèses de développement du véhicule électrique léger sont explorées. Le scénario Azur intègre la fin de vente des véhicules thermiques en 2040 (conformément à l'actuelle loi d'orientation des mobilités). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 40% en 2038. Le scénario Emeraude intègre quant à lui la fin de vente des véhicules thermiques en 2035 (conformément au texte adopté par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne en octobre 2022¹³). Cette hypothèse conduit à une part électrifiée du parc des véhicules légers de 56% en 2038.

Les hypothèses de consommation annuelle des véhicules électriques légers sont présentées dans le tableau ci-dessous. Elles portent la consommation annuelle des véhicules électriques légers en 2038 à environ 7 % de la consommation totale dans le scénario Azur et à 12 % dans le scénario Emeraude.

		2021	2028	2033	2038
Azur	Parc VE et VHR ¹⁴	783	12827	38431	79730
	% parc total	1%	10%	21%	40%
	% ventes annuelles	10%	27%	51%	85%
Emeraude	Parc VE et VHR	783	20008	54877	98476
	% parc total	1%	15%	32%	56%
	% ventes annuelles	10%	43%	81%	100%

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

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

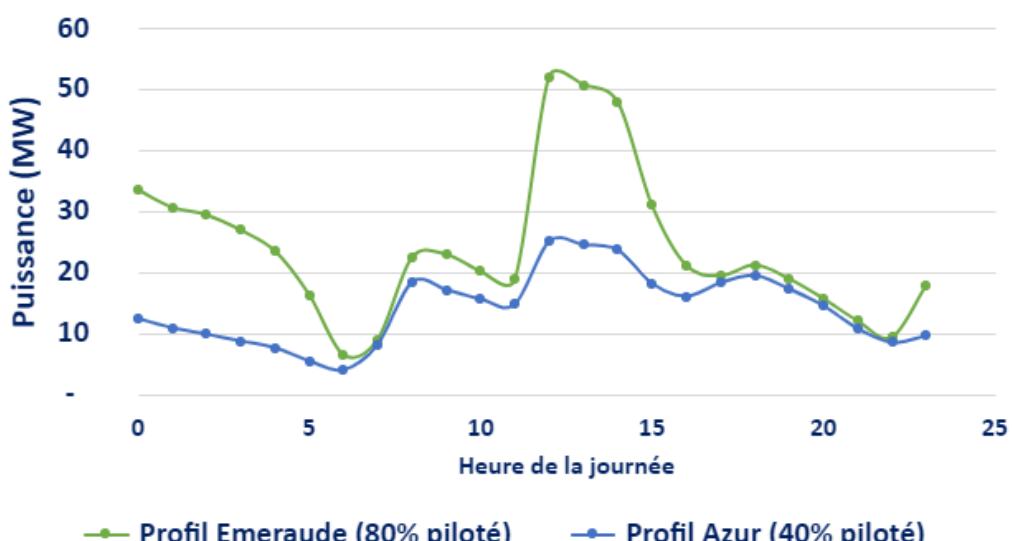


Figure 11 : hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques légers pour un jour ouvré en 2033 en Corse

¹³ Les considérants du texte adopté abordent l'éventualité d'une discussion ultérieure sur l'utilisation de technologies alternatives comme les carburants synthétiques (e-carburants).

¹⁴ Véhicule Hybride Rechargeable.

Ainsi, dans le scénario Emeraude, malgré une consommation annuelle liée aux véhicules électriques légers plus importante, l'appel de puissance aux alentours de 18h – 19h est du même ordre de grandeur que dans le scénario Azur (de l'ordre de 20 MW). 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

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

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

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

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

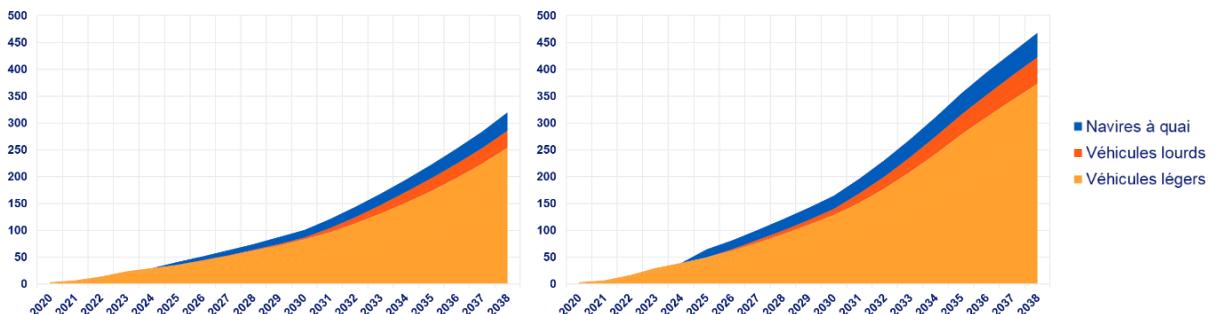


Figure 12 : trajectoire de consommation liée à la mobilité électrique en Corse dans les scénarios Azur (à gauche) et Emeraude (à droite), en GWh

2.2.4 La consommation en énergie et la puissance à la pointe sont en hausse dans Azur et Emeraude

Les courbes de charge des années 2019 et 2021 sont utilisées pour mettre en place le profil de consommation au sein d'une année¹⁵. La consommation corse comporte une dépendance à la température : toutes choses égales par ailleurs, au-delà d'une certaine température (en été), la consommation est d'environ 14 MW plus importante lorsqu'il fait un degré Celsius de plus, notamment du fait de la consommation supplémentaire des climatisations et, en dessous d'une certaine température (en hiver), environ 16 MW plus importante lorsqu'il fait un degré Celsius de moins, notamment du faire de la consommation supplémentaire du chauffage. Cet effet est modélisé en prenant en compte l'historique des températures sur la période 2014-2021.

¹⁵ L'année 2020 n'a pas été retenue en raison de sa spécificité liée au contexte sanitaire.

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

Azur	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	2463	2644	3015	3444
Pointe moy. sur 1h (MW)	535	566	626	694

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	2426	2514	2803	3132
Pointe moy. sur 1h (MW)	528	536	572	613

Tableau 10 : trajectoires de consommation¹⁶

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

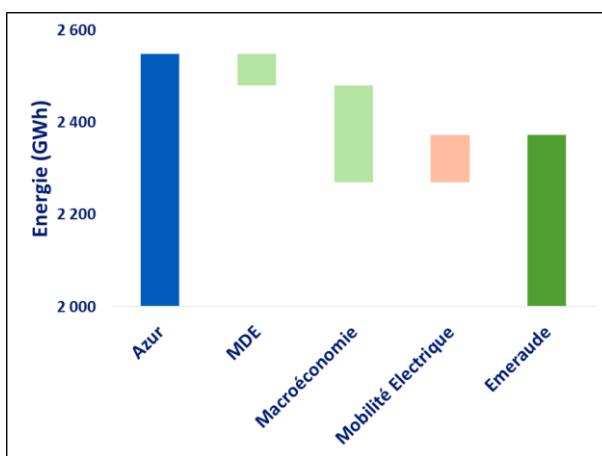


Figure 13 : décomposition de l'écart entre consommations (hors pertes) des scénarios Azur et Emeraude en 2033 (GWh)

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

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

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

¹⁶ Les volumes indiqués correspondent à une consommation (pertes incluses) sur 365 jours. Ainsi, pour les années bissextiles il convient de rajouter la consommation du 29 février.

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

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

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

	Puissance (MW)	2022	2028	2033	2038
Azur	Thermique	369	284	284	244
	Liaisons	150	200	200	200
	Grande Hydraulique, dont STEP	199	199	199	199
	Hydraulique	27	30	30	30
	Energies renouvelables non synchrones	213	362	424	474
	Autres	2	2	2	2
	Stockage ¹⁷	5	25	25	25
Emeraude	Thermique	369	284	284	244
	Liaisons	150	200	200	200
	Grande Hydraulique, dont STEP	199	199	199	199
	Hydraulique	27	52	57	57
	Energies renouvelables non synchrones	213	468	530	580
	Autres	2	10	10	10
	Stockage ¹⁸	5	35	35	35

Tableau 11 : puissances installées au 1^{er} janvier dans les scénarios Azur et Emeraude¹⁹

Thermique

Sur la période considérée, la puissance des groupes diesel de la centrale EDF PEI de Lucciana est stable. La centrale du Vazzio est considérée arrêtée à fin 2026, date à laquelle les nouveaux moyens thermiques entrent en service sur le site du Ricanto.

Les TAC 1, 2 et 3 sont déclassées à la mise en service de la nouvelle liaison SACOI. La TAC 4 est déclassée en 2038.

Liaisons

Les liaisons SACOI et SARCO totalisent 150 MW jusqu'en 2026. Le renforcement de la liaison SACOI et le remplacement de la station de conversion sont supposés achevés en 2027 portant sa puissance de 50 MW à 100 MW.

Grande Hydraulique, dont STEP

Les principaux ouvrages du parc hydraulique sont répartis sur quatre vallées dont les barrages de Tolla, de Sampolo, du Rizzanese et de Calacuccia.

En 2026, il est considéré la mise en service d'une Station de transfert d'énergie par pompage (STEP) sur le site de Sampolo par suréquipement de la centrale existante. La capacité de pompage de 17 MW

¹⁷ Il s'agit de capacité en injection.

¹⁸ Idem.

¹⁹ 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).

permettra d'optimiser la gestion de l'eau notamment pour gérer les contraintes rencontrées à la pointe estivale.

Hydraulique

En dehors des grands ouvrages, un développement important de la filière hydraulique est considéré dans le scénario Emeraude pour un total de 57 MW en 2038. Ce développement est plus limité dans le scénario Azur avec 30 MW au total en 2038.

Energies renouvelables non synchrones

Les énergies renouvelables non synchrones connaissent une forte hausse liée au développement important du photovoltaïque et dans une moindre mesure de l'éolien.

Ces trajectoires incluent le développement des installations de type PV et « PV + stockage » prévu à l'issue des appels d'offre. En 2038, les capacités solaires (avec ou sans stockage) atteignent 500 MW dans le scénario Emeraude et 437 MW dans le scénario Azur.

A cet horizon, les capacités éoliennes atteignent quant à elles 80 MW dans le scénario Emeraude et 37 MW dans le scénario Azur.

Autres

Il est considéré que la filière biogaz se développe à hauteur de 10 MW au total dans le scénario Emeraude d'ici à 2028.

Stockage

Le projet d'arbitrage Prato a été mis en service en 2021. En 2028, on considère un total de 35 MW de stockage dans le scénario Emeraude et 25 MW dans le scénario Azur en cohérence avec les hypothèses du projet de PPE.

2.3.2 La disponibilité des actifs est déterminée en fonction des technologies

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

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

Moyen de production	Coefficient de disponibilité
SACOI (avant/après renouvellement)	82-78% / 90%
SARCO	98%
Centrale PEI de Lucciana	90 %
Centrale du Vazzio	85 %
Hydrauliques	Selon planning de maintenance
Moyens de Pointe	85 %
Nouveaux moyens de production ajoutés pour respecter le critère de sécurité d'alimentation dont les nouveaux moyens sur le site du Ricanto	90 %

Tableau 12 : coefficients de disponibilité retenus dans les analyses

Afin de rendre compte de la variabilité de leur production, les installations non pilotables sont quant à elles représentées par des profils de production horaires²⁰.

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

Installation	Coefficient de production moyen
PV	15,2%
PV+Stockage Appel d'Offre 2011	13,0%
PV+Stockage Appels d'Offre ultérieurs	14,5%
Eolien	21,9% - 37,4% selon le site et la technologie
Hydraulique	22,1%
Biogaz	53,7%

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

²⁰ Base de données ERA5, produite par le Centre Européen de Prévision pour le service climatique européen Copernicus : <http://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>

3 A l'horizon 10 ans, le système électrique verra apparaître de nouveaux besoins en puissance pilotable

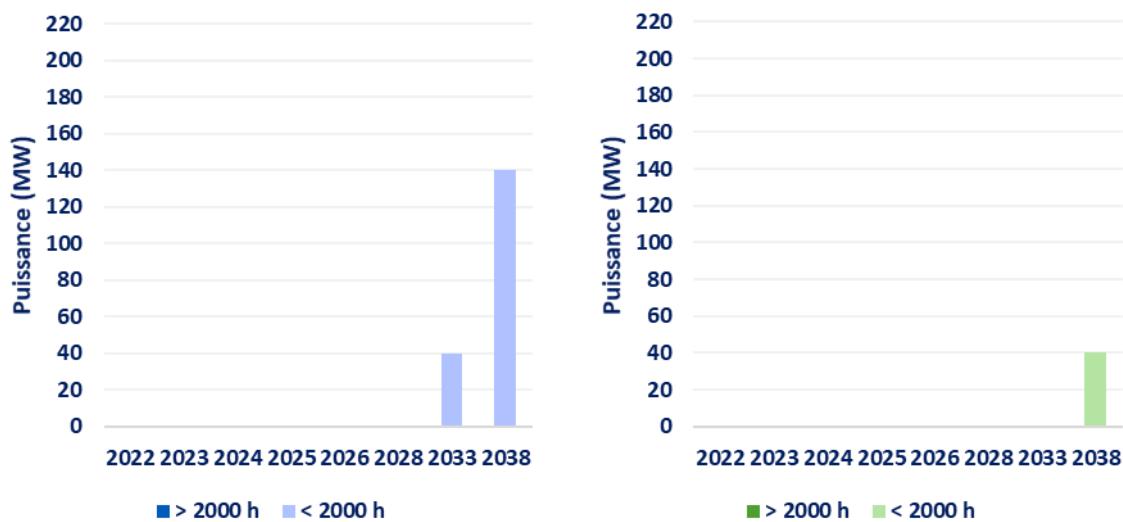
Les analyses présentées dans cette partie visent à quantifier le besoin en puissance pilotable pour le système à un horizon de quinze ans. Elles ont été établies sur la base des hypothèses présentées dans les paragraphes précédentsⁱⁱ. Un focus particulier sur l'impact de l'insertion importante d'énergies non synchrones dans le système électrique est également proposé.

3.1 L'augmentation de la consommation fait apparaître un besoin de puissance pilotable à partir de 2033

Les besoins du système en puissance complémentaire²¹ sont présentés dans le tableau et les graphiques suivantsⁱⁱⁱ.

	Hepp ²²	2022	2023	2024	2025	2026	2028	2033	2038
Azur	>2000 h							0	0
	<2000 h							40	140
Emeraude	>2000 h								0
	<2000 h								40

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



Avant 2033, le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté compte tenu des hypothèses de parc présentées précédemment. Cette absence de besoin reste toutefois conditionnée au respect des échéances de mise en service des nouveaux moyens de production ou de stockage dont il a été tenu compte dans les simulations et par l'absence de fortuit majeur sur le parc existant d'ici leur mise en service. Pour assurer des marges face à ces risques, le recours à des moyens transitoires est nécessaire durant les périodes estivales ou en cas d'avarie significative sur les ouvrages en fin de vie. En effet, durant la période estivale, les marges peuvent se réduire significativement lors d'épisodes de très

²¹ 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.

²² Hepp : heures équivalent pleine puissance.

fortes chaleurs pouvant entraîner une hausse importante de la consommation, une réduction de la ressource hydraulique mise à disposition pour la production d'électricité, une réduction de la capacité d'import depuis la Sardaigne ou encore des risques d'avarie sur les installations disponibles.

Un besoin de puissance de pointe de 40 MW apparaît en 2033 dans Azur pour monter à 140 MW en 2038. Dans Emeraude, un besoin de 40 MW apparaît en 2038. Ces nouveaux besoins en fin d'horizon du Bilan Prévisionnel s'expliquent par la croissance de la consommation notamment tirée par les nouveaux usages et par l'hypothèse d'un déclassement de la TAC 4. Des adaptations du parc de production cible permettent de répondre à ces besoins, tout en laissant la place le moment venu à de nouveaux moyens renouvelables. Dans l'hypothèse d'un maintien de la TAC 4 en 2038, les besoins de puissance seraient satisfaits dans Emeraude et seraient réduits à 100 MW dans Azur.

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

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

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

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

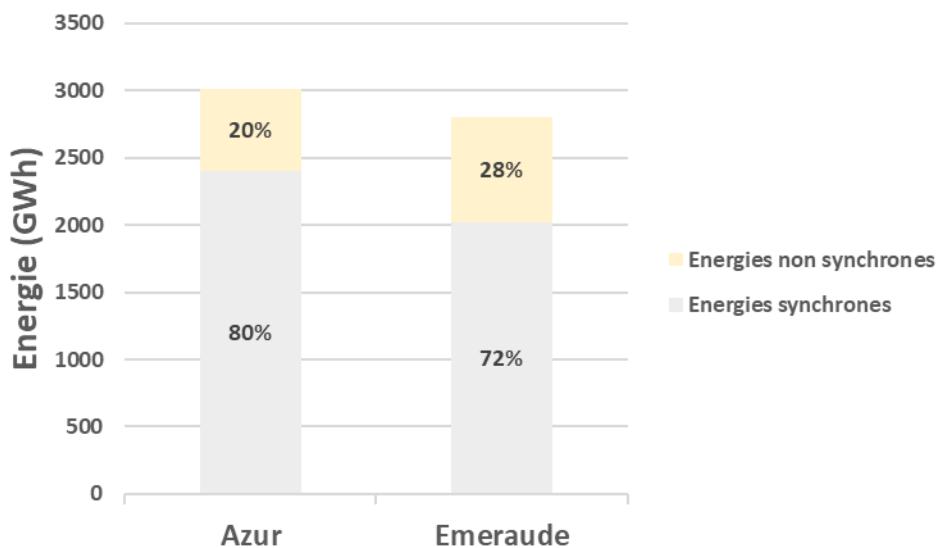


Figure 14 : répartition de la production entre moyens de production synchrones et non synchrones en 2033

A l'horizon 2033, les énergies interfacées par électronique de puissance, essentiellement constituées des filières solaire et éolienne permettent de satisfaire entre 20% (scénario Azur) et 28% (scénario Emeraude) de la consommation annuelle (cf. figure ci-dessus). Leurs profils de production étant très variables selon les heures de la journée et les jours de l'année, atteindre ces niveaux suppose d'accepter des taux de pénétration instantanés importants (cf. figure ci-dessous). Des études devront confirmer la faisabilité technique de l'atteinte de ces taux et les investissements associés nécessaires devront avoir été réalisés.

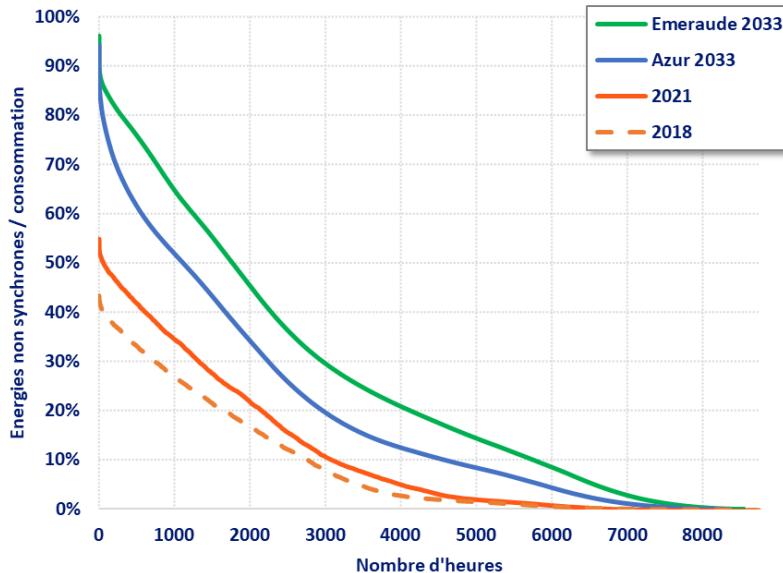


Figure 15 : monotones* des taux horaires d'énergies renouvelables non synchrones, exprimés en pourcents de la consommation

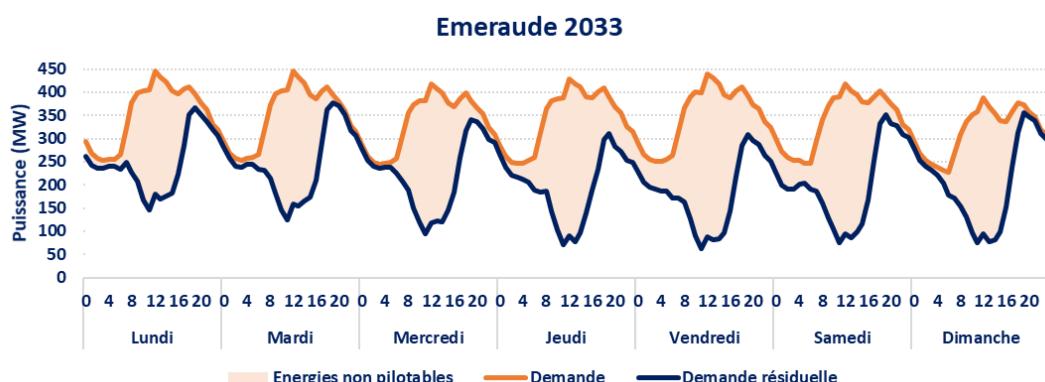
En tant que gestionnaire de réseau, EDF met en place les solutions permettant d'insérer des énergies non synchrones en grande quantité sans mettre en risque la sûreté du système*. Elles visent notamment à contrôler les performances de tenue aux creux de tension des installations d'énergies non synchrones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

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

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

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

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



3.3 Le stockage peut jouer un rôle dans la sécurité d'alimentation

Le stockage peut permettre de répondre au besoin identifié de 40 MW de puissance piloteable dans le scénario Azur en 2033. La Figure 17 est obtenue en déterminant la puissance de stockage nécessaire pour respecter le critère de défaillance, en fonction de la durée du stock étudiée. L'analyse est réalisée par pas de 20 MW en considérant un stockage disponible 100 % du temps :

- Dans le scénario Azur, un besoin de 40 MW de puissance piloteable (barre de gauche) a été identifié en 2033.
- L'installation de 40 MW de stockage de durée de stock de 4h pourrait répondre à ce besoin. Ce pourrait également être le cas d'installations de production à puissance piloteable couplées à du stockage (deuxième ensemble de barres en partant de la gauche). Cela s'explique par les marges des autres filières qui permettent d'apporter suffisamment d'énergie pour recharger le stockage. Cette énergie est ensuite utilisée pour répondre à la demande résiduelle²³, en complément des autres moyens de production piloteables.
- Si les moyens de stockage retenus présentent une durée de stock de 2 heures, il faut en installer 60 MW pour respecter le critère de défaillance (ensemble de barres le plus à droite).

²³ Elle participe ainsi au respect du critère de défaillance.

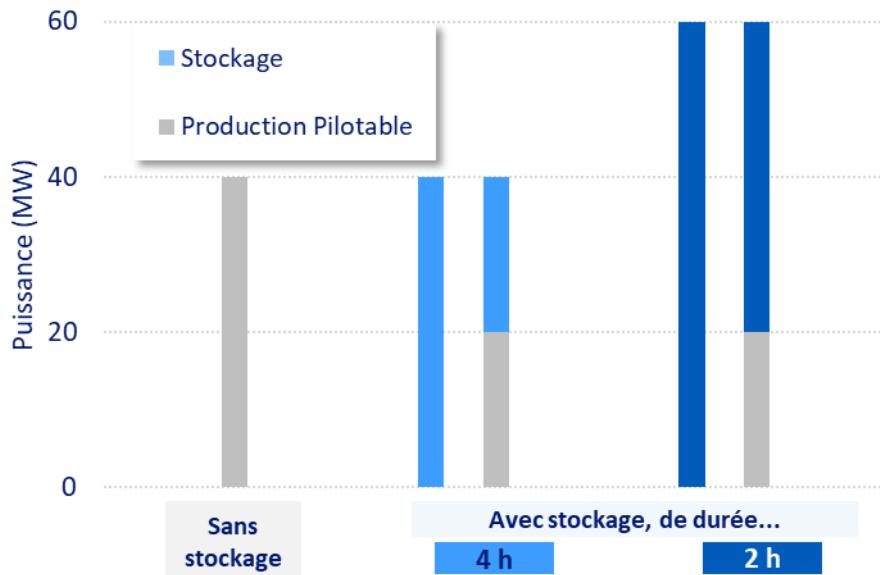


Figure 17 : solution de stockage (en bleu) en complément de la puissance pilotable (0 et 20 MW, en gris) pour plusieurs durées de stock dans le scénario Azur en 2033

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

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

Le S3REnR actuel ne prévoyait pas de travaux particuliers sur le réseau 90 kV et dans les postes sources pour permettre l'accueil des EnR prévues dans la PPE. Les travaux à réaliser dans le cadre du prochain schéma dépendront des volumes et de la spatialisation des capacités prévues.

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

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.

Glossaire

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ainsi, coefficient de production = coefficient de disponibilité x coefficient d'utilisation.

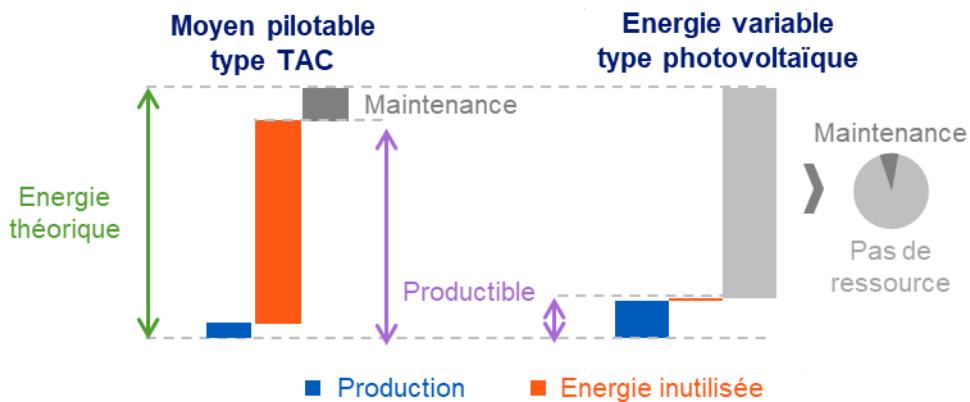


Figure 18 : illustration de la répartition des énergies produite et théorique

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 Solidaire²⁴] : le critère de défaillance, ou critère de sécurité d'alimentation électrique, représente le niveau de rupture de l'alimentation électrique, pour des raisons d'équilibre offre-demande, accepté chaque année par la collectivité. Il est défini comme « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ». Ce critère signifie que chaque année, la durée moyenne, sur l'ensemble des scénarios possibles [...], de la durée pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de déséquilibre offre-demande doit être inférieure à trois heures. [...] Le dépassement du critère retenu rend compte de l'existence d'une défaillance mais pas de son ampleur (en nombre de personnes délestées, par exemple). Le respect du critère n'implique pas une absence totale de risque totale de défaillance, mais que le risque est contenu dans des limites définies.

²⁴ www.ecologique-solidaire.gouv.fr/securite-dapprovisionnement-en-electricite

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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