



■ Photovoltaïque avec stockage à Bardzour (la Réunion) – 9MW/9MWh. © Akuo Energy.

La gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les zones non interconnectées

Denis Rosso

Délégué management de l'énergie
EDF Systèmes électriques insulaires

Vincent Lévy

Responsable du service Système
électrique EDF La Réunion

Combiner décarbonation de l'énergie et sécurité de l'alimentation dans un système électrique de dimension modeste est un défi majeur. Cet article décrit les méthodes mises en œuvre par EDF pour y parvenir dans les systèmes électriques insulaires qu'elle gère.

En France, l'un des objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 est de parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030. Pour répondre à ce défi majeur, il est nécessaire d'amplifier

les actions d'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. L'intégration massive d'énergies renouvelables désormais matures (notamment photovoltaïque et éolien) doit être accompagnée d'évolutions techniques, réglementaires et sociétales pour garantir dans la

durée et à chaque instant l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, et donc la qualité de l'alimentation électrique. Ce futur s'écrit dès aujourd'hui. L'analyse présentée dans cet article s'appuie sur les travaux menés en France pour les réseaux électriques exploités par EDF.



... Les zones non interconnectées sont des systèmes électriques structurellement fragiles

Les zones non interconnectées (ZNI) sont des systèmes électriques qui sont, soit non interconnectés avec d'autres territoires, soit

Ces territoires bénéficient déjà en moyenne de plus de 30 % d'énergies renouvelables dans leur production d'électricité. La plus grande part de cette énergie renouvelable est fournie par des ouvrages de production hydraulique, présents à La Réunion, en Corse et en Guyane.

La production à partir de fioul, par des moteurs diesel et des turbines à combustion, et à partir de charbon, par des turbines à vapeur, complète les énergies renouvelables pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant dans chaque territoire.

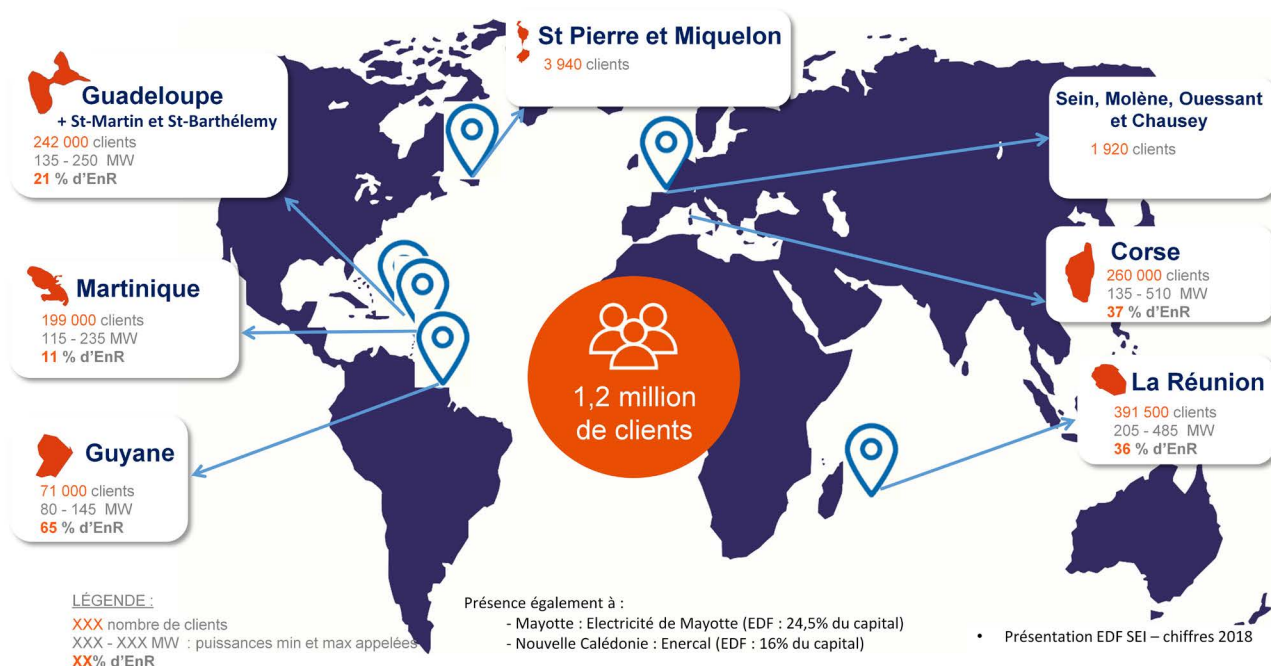
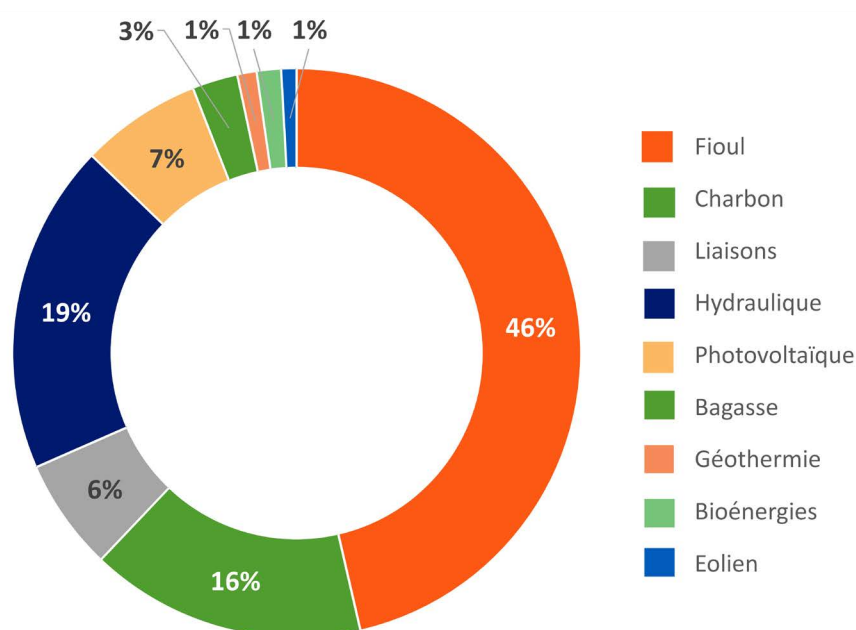


Figure 1 : Zones non interconnectées opérées par EDF – Source : EDF.

seulement faiblement interconnectés¹. Ces territoires bénéficient du maintien du tarif réglementé de vente de l'électricité pour tous les clients et d'une péréquation de ce tarif avec le prix de l'électricité en France métropolitaine continentale.

La direction des systèmes énergétiques insulaires (SEI) d'Electricité de France (EDF) est le gestionnaire de réseaux des ZNI suivantes : l'île de la Réunion, la Corse, la Martinique, la Guadeloupe, Saint Barthélemy, Saint Martin, Saint Pierre, Miquelon, la Guyane et certaines îles du Ponant. Ces territoires comptent près de 1,2 million de clients, pour une consommation de 8,7 TWh en 2018.



1 Ainsi, la Corse dispose d'un lien synchrone avec la Sardaigne et d'un lien en courant continu avec l'Italie et la Sardaigne.

Figure 2 : Part des différentes énergies primaires dans la production électrique des ZNI opérées par EDF en 2018 – Source : EDF.

Leur petite taille géographique les rend plus sensibles aux aléas météorologiques

Chacun de ces territoires a une superficie assez faible. Un événement météorologique qui survient dans la zone a une forte probabilité de concerner la totalité du territoire. Les productions électriques sensibles à cet événement météorologique vont alors être toutes affectées. Un épisode de sécheresse va ainsi concerner la totalité de la production électrique d'origine hydraulique du territoire.

appelée sur le territoire, en fonction du territoire et du moment concerné. A la maille du réseau interconnecté européen, cela représenterait un groupe de production de plus de 10 000 MW (soit l'équivalent de 10 réacteurs nucléaires de 1 000 MW par exemple). Dans certains territoires les groupes les plus importants ont des puissances unitaires encore supérieures pouvant représenter jusqu'à 30 % de la puissance appelée. Les systèmes insulaires sont donc, beaucoup plus impactés par la défaillance d'un groupe de production, et la gestion

des réserves y est donc également plus délicate.

Dans un système électrique, l'inertie est apportée par les machines synchrones directement couplées au réseau. Elle dépend de la masse tournante de chacune des machines synchrones couplées. Elle permet de limiter la vitesse de variation de la fréquence. La nature des moyens de production dans les ZNI les conduit à disposer d'une inertie assez faible compte-tenu du poids de chaque moyen de production.

Les aléas qui affectent l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (perte d'un groupe de production ou d'un poste source, pic de consommation...) vont donc conduire à des dynamiques de variation de fréquence très rapides. L'inertie disponible dans ces systèmes insulaires est de plus amenée à diminuer avec l'augmentation des parts de production d'origine photovoltaïque ou éolienne qui n'apportent pas d'inertie au système.

La taille des réseaux est limitée

Les événements qui affectent la HTB (63 kV ou 90 kV, en fonction des territoires) se répercutent sur l'ensemble du système électrique. Les conséquences d'un événement qui resteraient locales en métropole, tel qu'un court-circuit HTB éliminé par les protections de réseau, peuvent donc devenir globales sur ces petits systèmes électriques. ●●●

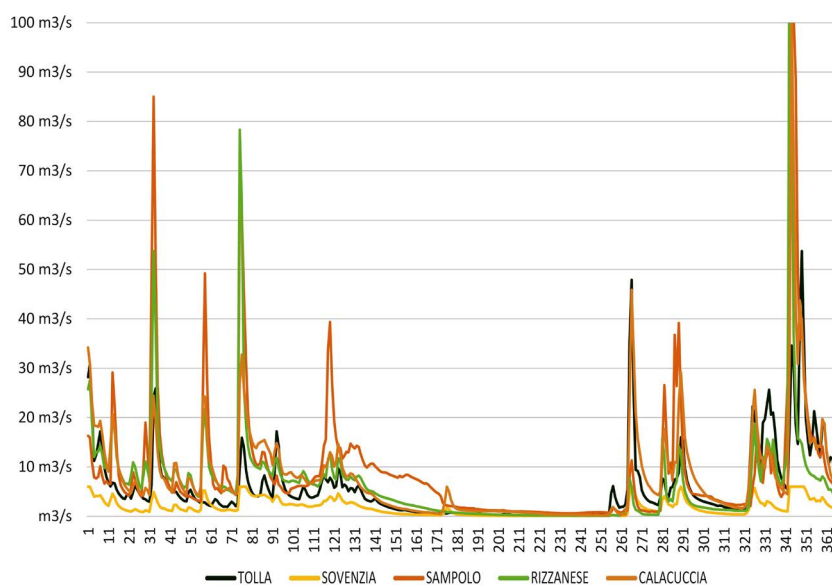


Figure 3 : Exemple d'apports hydrauliques journaliers dans les différents bassins de Corse pour une année – Source : EDF.

Même si le passage d'une dépression entraîne également la diminution de la production électrique d'origine photovoltaïque sur tout le territoire, la dispersion géographique des installations permet un foisonnement de cet impact comme cela est illustré sur la figure 4.

La taille unitaire des groupes de production est élevée par rapport à la taille du système électrique et l'inertie du système électrique est faible

Dans les ZNI, les groupes ont une taille typique d'au moins 15 MW. Cela représente entre 3 % et 20 % de la puissance

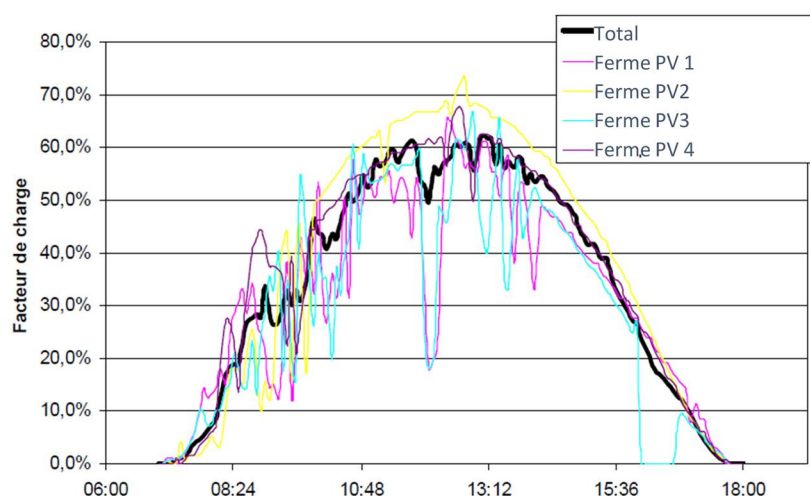


Figure 4 : Foisonnement d'un impact de passage nuageux sur la production photovoltaïque à la Réunion – Source : EDF.

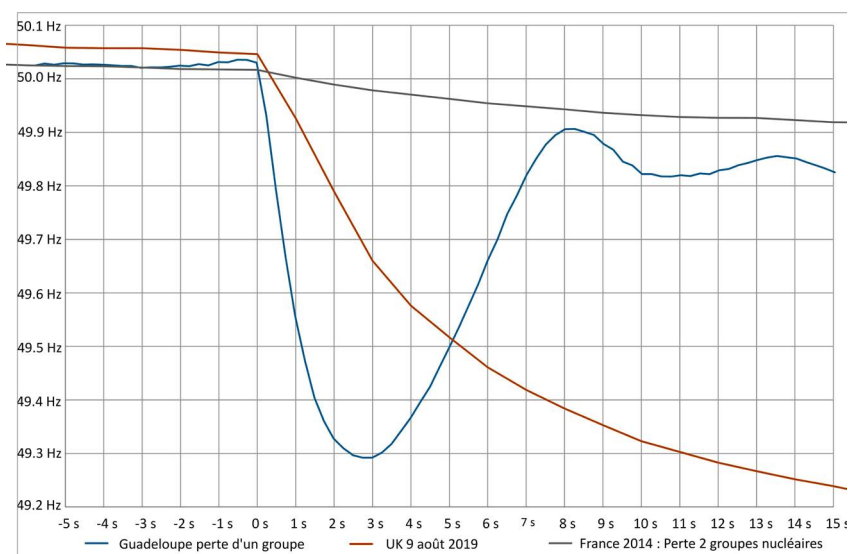


Figure 5 : Evolution comparée de la fréquence lors de la perte d'un groupe de 15MW en Guadeloupe, de l'événement britannique du 9 août 2019 et de la perte de deux groupes nucléaires sur le réseau européen interconnecté en février 2014 – Source : EDF.

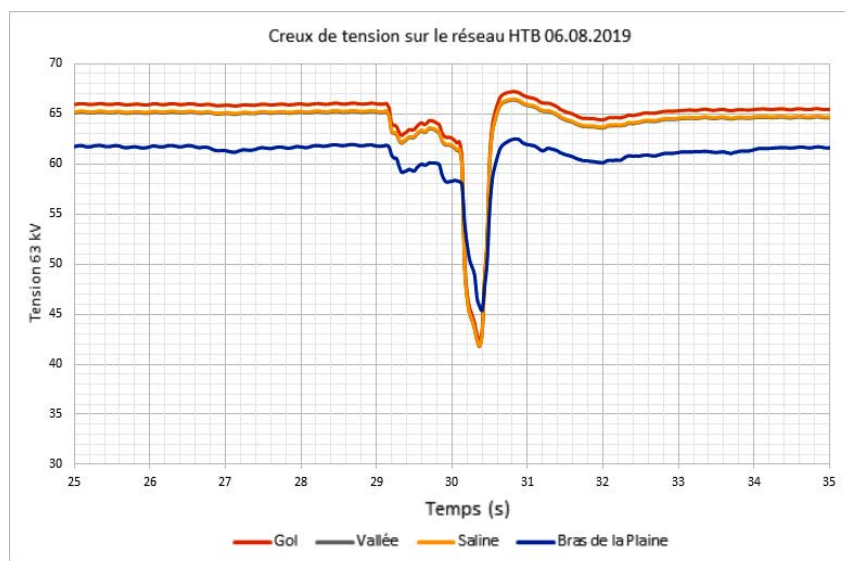


Figure 6 : Tension HTB mesurée sur 4 postes HTB / HTA au sud et à l'ouest de l'île de La Réunion – Source : EDF.

... L'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité se prépare à tous les horizons de temps

Comme indiqué dans les paragraphes précédents, le système électrique de chaque ZNI est fragile. Il convient donc de prêter une attention soutenue à la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tous les horizons de temps pour diminuer les risques de défaillance.

Cette attention doit être observée aux échéances de temps compatibles avec la mise en œuvre des leviers étudiés pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande. On distingue ainsi le long terme, permettant de prendre les décisions d'investissement dans les moyens de production, le moyen terme, permettant de prendre les décisions de placement des arrêts programmés et de définir la gestion des grands stocks hydrauliques et enfin, le court terme, permettant de prendre les décisions d'appel aux différents moyens

de production disponible, ou de solliciter des effacements de consommation.

A long terme, le gestionnaire de réseau établit un bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande

Pour éclairer les besoins de moyens de production de chaque territoire, EDF établit des bilans prévisionnels de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité portant sur une période de 15 ans. Ces bilans prévisionnels ont pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins en électricité de chaque territoire et l'offre disponible pour les satisfaire, et notamment les besoins en puissance permettant de garantir le respect du critère de défaillance, fixé dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de chaque territoire à trois heures par an en moyenne. Ce critère de défaillance, ou critère de sécurité d'alimentation électrique, représente le niveau de rupture de l'alimentation électrique, pour des raisons d'équilibre entre l'offre et la demande, accepté en moyenne chaque année par la collectivité. Il signifie que la durée moyenne annuelle, sur l'ensemble des scénarios possibles, pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de manque de production doit être inférieure à trois heures.

Ces bilans prévisionnels, définis par le code de l'énergie, sont un des entrants de la PPE que chaque territoire doit produire et mettre à jour tous les 5 ans.

Pour réaliser ces bilans prévisionnels, afin d'explorer les futurs possibles, les analyses sont fondées sur deux scénarios, dont les sous-jacents sont construits pour être cohérents et contrastés. Les deux principaux sous-jacents des bilans prévisionnels sont l'évolution de la consommation électrique et l'évolution du parc de moyens de production disponibles.

La consommation électrique dépend au premier ordre de la démographie, de l'activité économique du territoire, des actions de maîtrise de la demande en éner-

gie (MDE) et de l'électrification d'usages comme le transport, ou, à l'inverse, du transfert d'usages de l'électricité vers d'autres usages (chauffe-eau électriques vers chauffe-eau solaires par exemple).

Les moyens de production disponibles sont déterminés en partant du parc existant et en tenant compte de son évolution. Dans les deux scénarios, l'hypothèse de décroissance du parc installé initial est identique et repose sur des données contractuelles : une centrale est considérée déclassée lorsque le contrat d'achat entre le producteur et le gestionnaire de réseau arrive à échéance. L'objectif de cette démarche est de faire apparaître les besoins de puissance qui pourraient émerger à l'horizon de l'étude, en évitant de préjuger la manière d'y répondre. Des hypothèses de développement des énergies renouvelables différenciées sont établies pour chacun des deux scénarios, en s'appuyant sur les projets en cours de développement pour les horizons court terme et en extrapolant les dynamiques pour les horizons plus lointains. Les tendances retenues dans chaque scénario sont représentées dans le tableau ci-dessous :

	Parc de production	MDE	Véhicules électriques	Population
Azur	Parc connu et développement EnR +	80 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite ambitieuse des actions	15 % du parc total en 2033 dont 40 % de recharge pilotée de véhicules	Scénario INSEE haut
Émeraude	Parc connu et développement EnR ++	100 % du cadre en 2023 puis poursuite très ambitieuse des actions	30 % du parc total en 2033 dont 80 % de recharge pilotée de véhicules	Scénario INSEE central

Figure 7 : Aperçu des deux scénarios étudiés dans les bilans prévisionnels – Source : EDF.

Pour modéliser l'équilibre offre-demande à moyen et long terme dans les ZNI, on utilise un outil développé et maintenu par EDF R&D. Cet outil a été développé à par-

tir de fonctions génériques et son paramétrage permet d'intégrer les spécificités de chaque parc de production.

Le calcul des stratégies de gestion des stocks (hydraulique, batteries) s'appuie sur les techniques de programmation dynamique stochastique, tandis que l'équilibre entre la production et la consommation à coût minimal est identifié à partir de fonctions de tris qui garantissent l'optimalité au périmètre étudié. Lorsque l'équilibre entre l'offre et la demande est très tendu, si sur une heure donnée, la consommation excède la puissance maximale des installations disponibles, alors l'heure est comptabilisée comme défaillante au critère de sécurité d'approvisionnement.

La description du système est volontairement simplifiée afin de permettre la simulation de plusieurs centaines d'aléas, ce qui est indispensable pour capter les événements rares que sont les périodes de défaillance du système électrique. Cette simplification de certaines propriétés du système électrique, qui n'ont pas d'impact sur la le critère de défaillance, peut néanmoins conduire à des plans

sont modélisés comme des éléments très manœuvrants dont la puissance de consigne peut être déterminée à n'importe quel niveau entre 0 MW et Pmax, sans tenir compte du minimum technique de fonctionnement. Par ailleurs, les règles qui ne sont pas intégrées dans la version actuelle de l'outil sont la limite instantanée de pénétration des énergies intermittentes, les contraintes liées à l'exploitation du réseau ou encore le suivi du niveau d'inertie. Des évolutions de l'outil de simulation sont en cours pour améliorer le réalisme des plans de production. Toutefois il restera toujours nécessaire de faire des compromis entre temps de calcul et complexité de modélisation, et d'adapter les analyses aux différents cas d'étude. Des traitements *a posteriori* permettent d'analyser si le système peut se trouver dans des situations fragiles du fait des simplifications de modélisation.

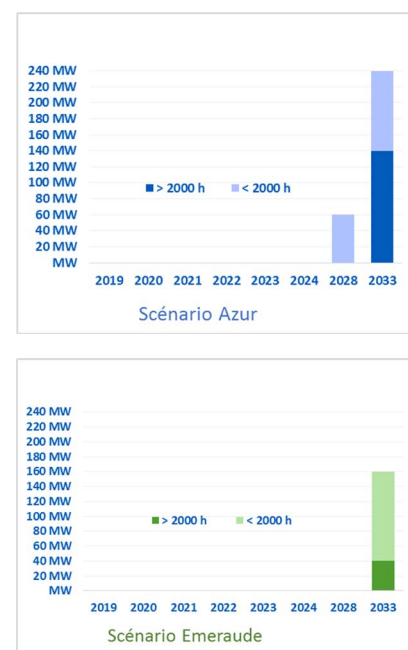


Figure 8 : Besoins de production pilotable cumulés dans les scénarios azur et émeraude pour la Réunion – Source : Bilan prévisionnel EDF.

Les bilans prévisionnels indiquent alors pour chacun des deux scénarios, les besoins en puissance de production pilotable nécessaires pour respecter le critère de défaillance pour chacune des années étudiées. Pour caractériser le besoin de puissance permettant de respecter le

- critère de sécurité d'alimentation, EDF modélise des groupes unitaires pilotables de 20 MW, pouvant être appelés à Pmax tout au long de l'année, sauf 10 % du temps (correspondant à une durée d'indisponibilité annuelle moyenne). Cette disponibilité et cette taille unitaire sont fixées au regard de la taille des systèmes étudiés et des caractéristiques des centrales déjà présentes.

A moyen terme, le gestionnaire de réseau détermine, avec les producteurs concernés, un programme d'arrêt minimisant le risque de défaillance de l'équilibre entre l'offre et la demande

Le gestionnaire de réseau, cherche à conserver des marges de puissance de production disponible pour pouvoir en disposer en cas d'aléas. Ces aléas peuvent concerner la production (défaillance d'un groupe de production, hydraulicité différente de l'hydraulicité moyenne, ensoleillement ou vent différent des moyennes météorologiques), la consommation (une température

“À l’horizon hebdomadaire, le gestionnaire de réseau se fixe un objectif de ne pas dépasser un risque de défaillance de l’équilibre entre l’offre et la demande de 1 % à la pointe de consommation pour la semaine à venir.”

plus froide que la normale en hiver en Corse augmentera la consommation, a contrario une température moins chaude que la normale dans les Antilles diminuera la consommation) ou les éléments de réseau (l'indisponibilité d'une liaison HTB peut conduire à devoir limiter la production dans une zone du territoire pour éviter de dépasser les transits maximum admissibles, en schéma normal ou en cas d'indisponibilité fortuite d'une ligne). Ces marges à conserver sont définies par EDF pour limiter le risque hebdomadaire à 1 % en moyenne sur une année donnée et à moins de 5 % pour chaque semaine de cette même année. Ce risque est le ratio entre le nombre de simulations

conduisant à un déficit de production par rapport à la consommation et le nombre total de simulations.

Pour respecter cette politique de limitation de risques, un programme d'arrêt est établi sur une base annuelle. Il vise à coordonner au mieux les arrêts programmés des différents groupes de production ainsi que les indisponibilités programmées des différents éléments de réseau. Les producteurs adressent au gestionnaire de réseau leur programme de travaux prévisionnels et les souplesses possibles autour de ces travaux. Le gestionnaire de réseau va alors positionner les arrêts programmés pour respecter les contraintes des producteurs tout en

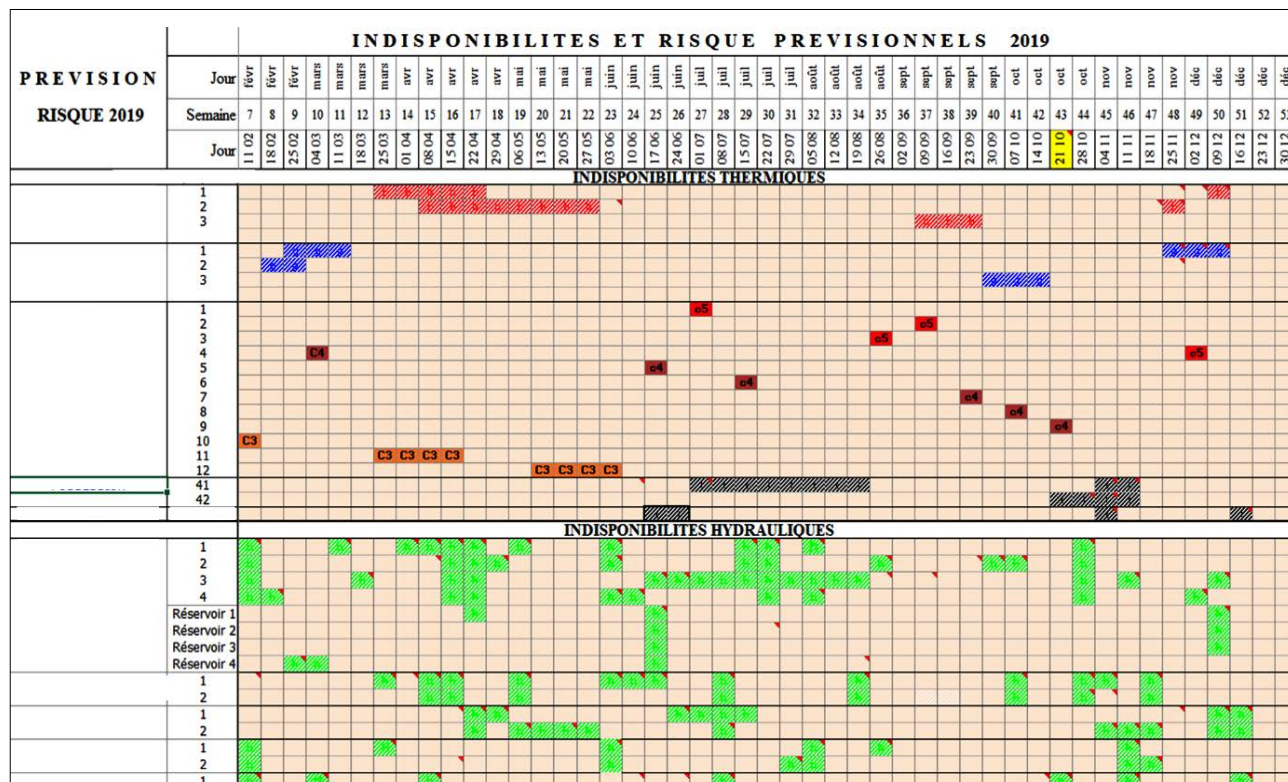


Figure 9 : Exemple de programme d'arrêt prévisionnel de 2019, vu de fin 2018 – Source : EDF.

minimisant le risque de défaillance pour l'équilibre entre l'offre et la demande ainsi que le coût prévisionnel de production.

notamment permettre d'éviter qu'un réservoir hydraulique soit vide alors que les turbines en aval de ce réservoir sont tech-

électrogènes sur le réseau pour limiter le risque de défaillance en énergie.

Sur l'exemple de la figure 11, la zone interdite impose de disposer d'un stock hydraulique pendant l'hiver, période de plus forte consommation en Corse.

En complément de ces zones interdites, il peut également exister des contraintes liées à la concession hydraulique, qui imposent de préserver une cote minimale à certaines périodes. EDF établit alors une courbe guide, permettant, compte tenu des historiques d'apport, de respecter la cote minimale dans 90 % des aléas étudiés.

En complément de ces contraintes, de nombreuses réglementations s'appliquent aux ouvrages hydrauliques et peuvent en contraindre l'usage (débit réservé imposant de turbiner un débit minimal, sûreté des personnes à l'aval des ouvrages pouvant limiter les variations de débit et donc de puissance turbinée, ...).

En dehors de ces zones de contrainte, les réservoirs hydrauliques sont gérés pour minimiser le coût de production. Pour cela, EDF utilise des valeurs d'usage, déterminées à cet horizon moyen-terme. Ces valeurs sont calculées en estimant le gain qu'apportera un MWh de production d'origine hydraulique s'il est produit plus tard. Pour cela, EDF va simuler plusieurs scénarios possibles d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité et la valeur d'usage de l'eau sera établie comme l'économie qu'un MWh de production hydraulique supplémentaire permettra de réaliser en moyenne de tous ces scénarios dans le futur par rapport au point horaire étudié.



Figure 10 : Bilan des risques hebdomadaires vus de S-1 pour S en 2019 en Corse – Source : EDF.

Ce programme optimisé conduit généralement à tenir compte de la saisonnalité de la charge, tant en énergie qu'en puissance, à minimiser le nombre et la durée des arrêts simultanés des moyens de production, hors d'éventuelles périodes de faible consommation, et à utiliser au mieux la saisonnalité des apports hydrauliques dans les systèmes électriques comportant une part significative de production à partir de cette ressource.

Ces programmes d'arrêts sont revus régulièrement, pour tenir compte des éventuels besoins d'autres arrêts programmés par les producteurs, de déplacements ou de nouveaux besoins d'indisponibilité programmée des ouvrages de réseau et de l'évolution des prévisions de consommation et de production, par exemple pour tenir compte des prévisions d'apport hydraulique.

Ainsi, à l'horizon hebdomadaire, le gestionnaire de réseau se fixe un objectif de ne pas dépasser un risque de défaillance de l'équilibre entre l'offre et la demande de 1 % à la pointe de consommation pour la semaine à venir. Il peut être amené à demander aux producteurs de déplacer leurs arrêts ou à prévoir de solliciter des effacements de consommation si ce critère n'est pas respecté.

En Corse et en Guyane, la gestion prévisionnelle de l'équilibre entre l'offre et la demande est adaptée à la présence de réserves hydrauliques importantes. En effet, la gestion de ces stocks nécessite d'arbitrer entre l'utilisation de la réserve à un instant donné plutôt qu'à un autre moment dans le futur. Cette gestion doit

notamment permettre d'éviter qu'un réservoir hydraulique soit vide alors que les turbines en aval de ce réservoir sont techniquement disponibles, à un moment où la demande en électricité nécessiterait que ces turbines produisent. Pour cela, le gestionnaire de réseau a mis en place des « zones interdites ». Ces zones sont définies pour chaque réservoir hydraulique. Le gestionnaire de réseau gère l'utilisa-

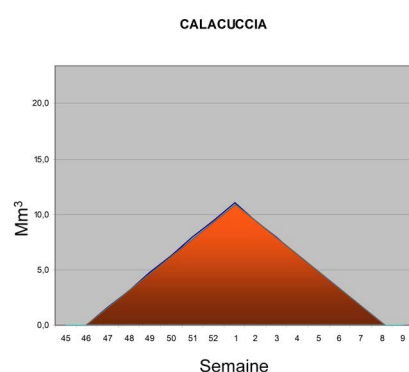


Figure 11 : Zone interdite pour le réservoir de Calucuccia en Corse – Source : EDF.

tion des stocks hydrauliques et des autres moyens de production pour éviter de se retrouver dans cette zone interdite. Si les tensions sur l'équilibre entre l'offre et la demande sont telles qu'elles conduisent à franchir cette zone, alors le gestionnaire de réseau va décider de faire appel à des moyens exceptionnels, tels que l'installation transitoire ou provisoire de groupes

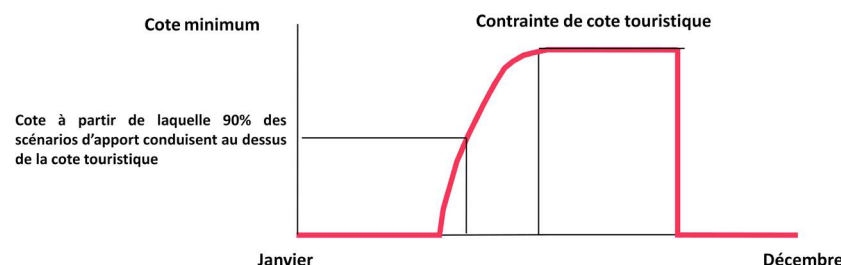


Figure 12 : Principe de construction d'une courbe guide pour respecter une cote minimale – Source : EDF.

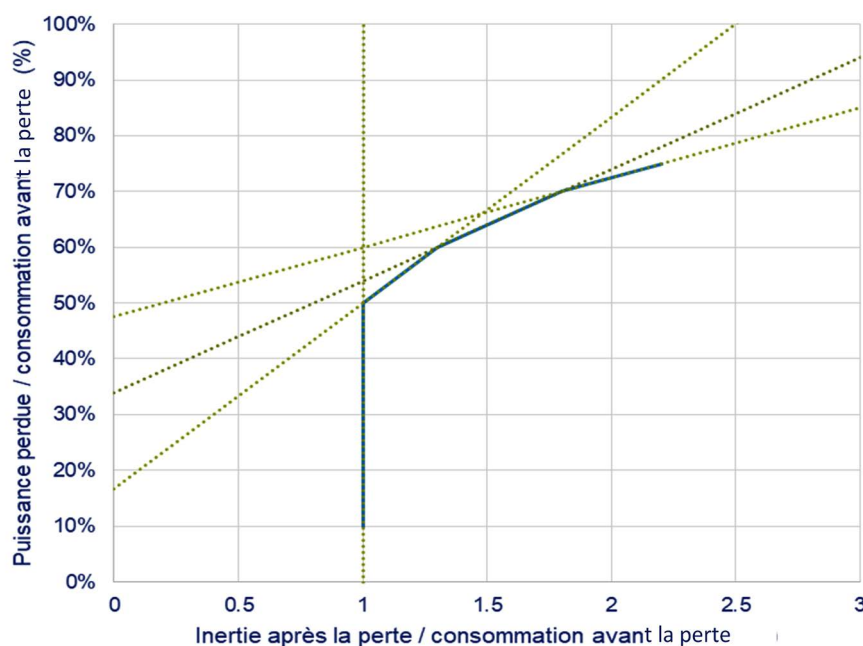
●●● A court terme, le gestionnaire de réseau établit le programme d'appel des moyens de production pilotables

Les moyens de production présentent des caractéristiques techniques et économiques très différentes. Le gestionnaire de réseau utilise les différents moyens de production disponibles pour établir un programme d'appel à

tenue par EDF. Comme cet outil réalise l'optimisation de l'équilibre entre l'offre et la demande en connaissant tous les paramètres du lendemain, il peut intégrer des modélisations précises des contraintes de sûreté du système tout en offrant des temps de calcul raisonnables.

Cette interface permet, en données d'entrée de :

- décrire précisément les caractéristiques, contraintes et coûts variables de chaque groupe de production ;
- définir les contraintes de sûreté système à respecter comme la quantité de réserve rapide, la quantité de réserve lente, les contraintes de réseau à respecter, ainsi que les contraintes en inertie ;
- prendre en compte une prévision de consommation, réalisée tous les jours, pour chaque demi-heure de la journée étudiée ;
- prendre en compte une prévision de production, réalisée tous les jours, pour chaque catégorie de production à partir d'énergie renouvelable non pilotable (photovoltaïque, éolien, hydraulique au fil de l'eau) ;
- intégrer les prévisions de production à partir d'énergie renouvelable envoyées par les producteurs qui sont soumis à cette obligation (photovoltaïque + stockage issus des appels d'offre, éolien avec stockage en zone cyclonique).

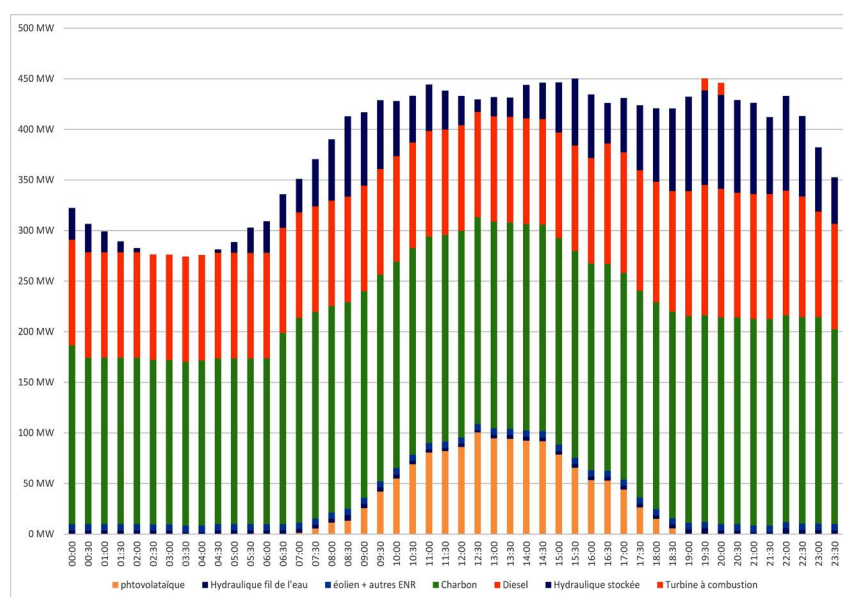


■ Figure 13 : Exemple de limite de contrainte en inertie : les points du programme d'appel doivent être à droite de la courbe – Source : EDF.

coût minimum respectant à la fois les contraintes de chaque moyen de production, les objectifs de sûreté de fonctionnement du système électrique et la réglementation en vigueur qui impose au gestionnaire de réseau de donner une priorité d'appel aux moyens de production à partir d'énergie renouvelable.

Tous les jours, EDF modélise l'équilibre offre-demande du lendemain, dans un outil développé et maintenu par EDF R&D pour établir le programme d'appel optimisé. L'outil s'appuie sur un solveur de problèmes linéaires en nombres entiers, alimentés par une mise en équation du problème d'optimisation sous contrainte. Ce cœur de modélisation est accessible par une interface homme-machine développée et main-

En sortie d'optimisation, le modèle propose un programme d'appel pour les moyens pilotables et indique si certaines contraintes n'ont pas pu être respectées.



■ Figure 14 : Exemple de programme d'appel à la Réunion – Source : EDF.

EDF applique ce programme d'appel en transmettant aux producteurs pilotables les points de consigne en puissance et en demandant les démarrages ou arrêts de groupe nécessaires au respect de ce programme d'appel.

En temps réel, des aléas affectent l'équilibre entre l'offre et la demande modélisé en J-1. Les automates présents sur les groupes de production (réglage primaire de fréquence) ou dans les postes sources (délestage fréquence-métrique à seuil de fréquence ou à dérivée de fréquence) réagissent automatiquement pour retrouver un équilibre entre l'offre et la demande. EDF adapte ensuite les consignes de production pour retrouver une fréquence de 50 Hz, et reconstitue les marges nécessaires pour respecter l'ensemble des contraintes nécessaires à un fonctionnement en toute sûreté du système électrique.

La transition énergétique en cours nécessite des adaptations dans la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité

L'un des objectifs fixés par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe est de parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020. Le Schéma régional climat air énergie de la Corse (SRCAE), adopté par l'assemblée de Corse le 20 décembre 2013, prévoit quant à lui l'autonomie énergétique pour la Corse en 2050.

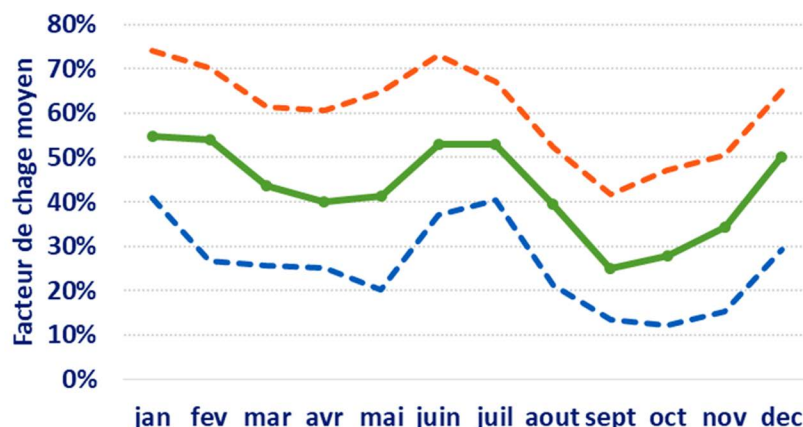


Figure 16 : Exemple de facteurs de charge moyens journaliers éolien – Source : EDF.

“Les PPE des différents territoires fixent notamment des ambitions importantes de développement de productions à partir d'énergie photovoltaïque et éolienne.”

Cette autonomie énergétique nécessite un programme ambitieux de maîtrise de la demande en énergie et un accroissement important de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité. Chaque territoire dispose de ressources différentes, et l'atteinte de cet objectif nécessite de les mobiliser.

Les PPE des différents territoires fixent notamment des ambitions importantes de développement de productions à partir d'énergie photovoltaïque et éolienne. Ces sources de production ont des caractéristiques différentes des sources de production aujourd'hui majoritaires dans la production d'électricité de ces territoires.

Des productions intermittentes

La plupart des productions reposent sur une ressource renouvelable non stockable, comme le soleil, le vent, ou le fil de l'eau. Leur production électrique va donc varier comme la ressource primaire. Pour le soleil et le vent, la ressource peut être très variable au sein d'une même journée, ainsi qu'entre des périodes saisonnières différentes.

Des productions interfacées par électronique de puissance...

Le photovoltaïque et l'éolien ont comme caractéristique commune d'être interfacés au réseau via une électronique de puissance et par conséquent de ne pas apporter

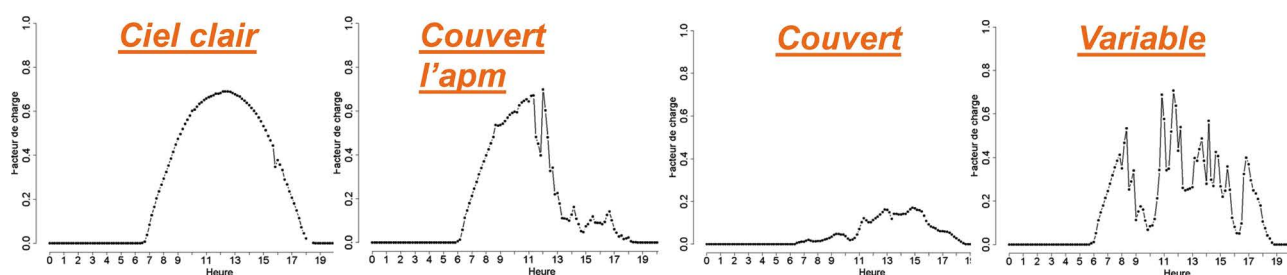


Figure 15 : Exemple de courbe de production journalière photovoltaïque – Source : EDF.

●●● d'inertie au système (même si un système de stockage y est adjoint) et ces sources d'énergie ne peuvent donc pas contribuer à sa stabilité en cas d'aléas affectant l'équilibre entre l'offre et la demande. On a de plus constaté que ces installations de production sont sensibles aux creux de tension, et se déconnectent lors de creux de tension correspondant au fonctionnement normal des protections de réseau. Ce comportement peut entraîner des délestages de consommateurs pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande sur un événement réseau qui, normalement, ne devrait pas avoir cette conséquence.

...qui appellent des adaptations du système électrique pour préserver la sûreté de fonctionnement

Il convient donc d'adapter le système électrique et le comportement de ces moyens de production pour que le développement attendu des productions d'électricité à partir d'énergie renouvelable se réalise en maintenant la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques.

Ces adaptations vont porter sur :

- une meilleure tenue aux creux de tension et de fréquence de ces nouvelles installations de production pour que leur comportement soit conforme à leur part croissante dans la production d'électricité ;
- les modes de pilotage du système pour tenir compte des nouvelles dynamiques des phénomènes, comme l'installation de délestage à dérivée de fréquence, le pilotage du plan de tension des principales centrales de production pour amoindrir les chutes de fréquence en utilisant la propriété d'auto-adaptation de la charge aux variations de tension (rescu-F), la mise en place d'un réglage secondaire automatique et l'adaptation du niveau de réserve secondaire défini en fonction de l'évolution de la variabilité de la production ;
- le maintien d'une inertie minimale dans le système pour conserver des dynamiques de variation acceptables, via une adaptation du programme d'appel (respect d'une

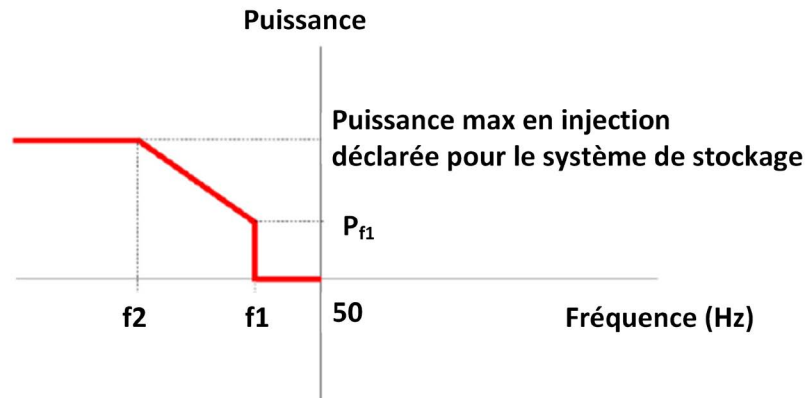


Figure 17 : Loi de commande d'une batterie en réserve de puissance - Source : Cahier des charges du guichet CRE 2017.

Exemple de fonctionnement de la batterie 5 MW de St Leu

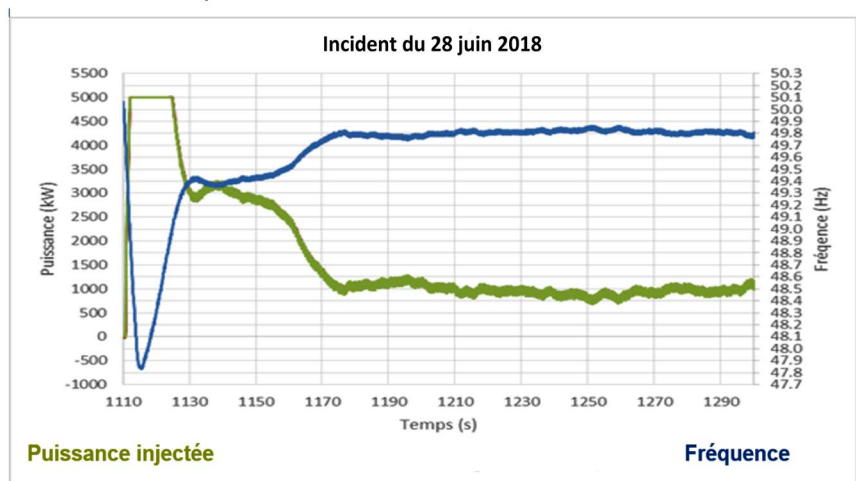


Figure 18 : Réponse d'une batterie en réglage de fréquence - Source : EDF.

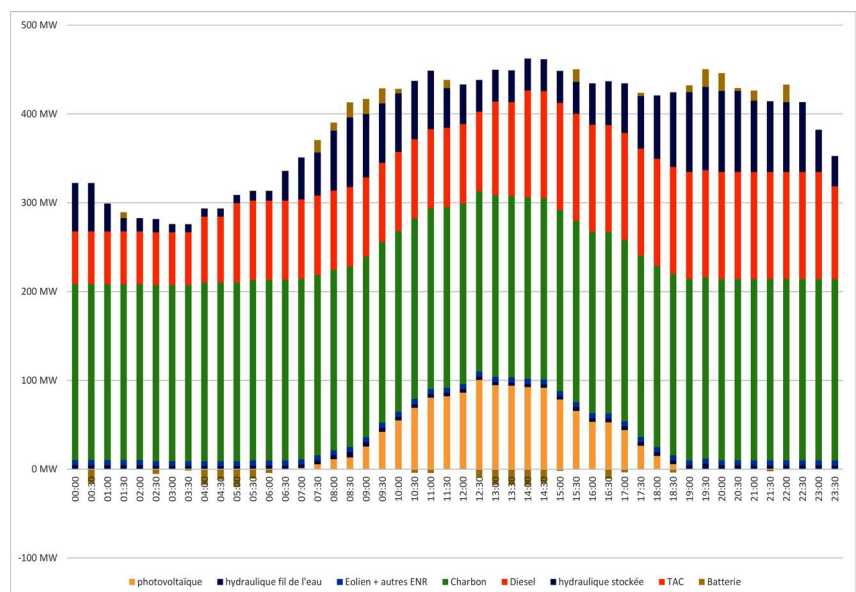


Figure 19 : Programme d'appel Réunion avec une batterie de 20 MW - 40 MWh - Source : EDF.

contrainte en inertie) voire l'installation de matériels spécifiques apportant de l'inertie au système comme des compensateurs synchrones ;

- l'augmentation des flexibilités de production et de consommation adaptées aux variabilités de la production.

Le stockage d'énergie complète les adaptations nécessaires pour faciliter l'insertion des EnR

“Le stockage d'énergie regroupe différents types de configuration (centralisé ou décentralisé, etc.) et différentes technologies (électrochimique, mécanique, stockage hydraulique).”

Le stockage d'énergie regroupe différents types de configuration (centralisé ou décentralisé, etc.) et différentes technologies (électrochimique, mécanique, stockage hydraulique). Les principales finalités sont :

- le stockage utilisé dans les micro-réseaux isolés (offgrid) ;
- le stockage ayant comme objectif d'optimiser ou de permettre une consommation individuelle (stockage adossé à un système en autoconsommation chez un particulier ou une entreprise, stockage pour les véhicules électriques) ;
- le stockage permettant à un producteur d'énergie intermittente de garantir le niveau de production programmée (cas des installations photovoltaïque + stockage issues des appels d'offre et des centrales éoliennes avec stockage en zone cyclonique) ;
- le stockage centralisé (conduit par le gestionnaire de réseau) qui permet des optimisations globales du système électrique.

Le stockage centralisé est celui qui apporte le plus de valeur au système électrique et

minimise les coûts pour la collectivité. A ce jour, il peut remplir deux types de fonction :

- réserve de puissance : le principe est que l'unité de stockage (nota : ce sont majoritairement des batteries qui remplissent aujourd'hui cette fonction) soit en permanence à pleine charge. En cas d'aléa sur le système électrique (chute de fréquence), le stockage va libérer très rapidement (quelques centaines de millisecondes) de la puissance pendant un temps donné (typiquement 15 ou 30 minutes) pour sécuriser

l'ensemble du système électrique ; cela donne le temps que d'autres moyens de production pilotables soient démarrés pour compenser l'aléa. Asservie en permanence à la fréquence, la batterie délivre donc en quelques centaines de millisecondes de la puissance lorsque la fréquence est inférieure à une valeur seuil paramétrable. Grâce à cette dynamique de réponse, la batterie fournit une réserve primaire plus rapidement que les groupes de production standard. Cette vitesse de libération est particulièrement adaptée aux chutes de fréquence brutales liées à la faible inertie des systèmes électriques insulaires. Cette réserve réalisée par le stockage permet de réduire celle des autres groupes de production, qui peuvent donc produire à des niveaux plus proches de leur valeur de fonctionnement nominal, ce qui conduit au total à optimiser les coûts du mix énergétique.

- report de charge : le principe est que l'unité de stockage se charge à certaines périodes de la journée, lorsque le moyen de production marginal est à coût faible ou peu carboné, pour se décharger à d'autres périodes lorsque le moyen de production marginal est à coût plus élevé

Les auteurs



Denis Rosso est délégué Management de l'énergie à EDF SEI à Paris. Il est en charge de l'animation de la gestion des systèmes électriques et des relations avec les producteurs. Il a exercé diverses responsabilités au sein d'EDF principalement dans les domaines de l'ouverture des marchés de l'énergie. Denis Rosso est ingénieur diplômé de l'Ecole centrale.



Vincent Levy est responsable du service Système électrique à EDF à La Réunion. Il a également été adjoint au chef du service Réseau électrique en Martinique. Il a auparavant exercé différentes responsabilités à RTE dans les domaines de la conduite, de la maintenance et du développement du réseau électrique. Vincent Lévy est ingénieur diplômé de SUPELEC.

ou plus carboné. Ce stockage peut notamment être réalisé par des batteries électrochimiques ou du stockage hydraulique. L'équilibre économique de ce type de stockage est fonction de l'écart de coût de l'électricité aux différents moments de la journée, du rendement (charge/décharge) du stockage, de la durée de vie de l'installation et de son coût. ■





Résumé

Les zones non interconnectées sont des systèmes électriques fragiles. Leur petite taille les rend plus sensibles aux aléas météorologiques. La taille relative des groupes de production est élevée ; l'inertie électromécanique y est faible ; la taille des réseaux peut transformer un événement local en événement global. Aussi, pour assurer la sûreté de ces systèmes électriques, la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité est particulièrement sensible à tous les horizons de temps. A long terme, les bilans prévisionnels identifient les besoins de développement de production et servent de référence pour l'établissement des programmations pluriannuelles de l'énergie. A moyen terme, les indisponibilités et arrêts programmés des différents moyens sont coordonnés pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. A court terme, un programme d'appel permettant de satisfaire la demande et de disposer des marges nécessaires à moindre coût est établi.

La transition énergétique nécessite des adaptations dans la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande. Le photovoltaïque et l'éolien qui se développent ont des caractéristiques différentes en variabilité de la production, ou par l'interfaçage avec le système électrique. Le stockage d'énergie complète les adaptations nécessaires pour faciliter cette transition énergétique. ■

Abstract

Non-interconnected areas are weak power systems. Their small scale reduces meteorological hazards mitigation. The size of the production groups is high, the electromagnetic inertia is low, the network size may transform local events into global events. Consequently, in order to ensure the safety of these power systems, the management of the balance between electricity supply and demand is essential for all timeframes. Over the long term, forecast balances identify production development needs and serve as a reference for establishing multi-year energy schedules. In the medium term, the scheduled outages and unavailability of the various means are coordinated to ensure a balance between supply and demand. In the short term, a power call program to meet demand and provide the necessary margins at lower cost is established.

The energy transition requires adjustments in the management of the balance between supply and demand. Photovoltaics and wind power that are developing have different characteristics in terms of variability of production, or by interfacing with the power grid. Energy storage completes the necessary adaptations to facilitate this energy transition. ■