



Groupe de travail 8 **« Fonctionnement du** **système électrique »**

Cadrage des analyses techniques des
scénarios du Bilan prévisionnel
(sécurité d'approvisionnement, équilibrage et
réserves, stabilité et inertie, réseau)



Document de travail

Table des matières

1.	Contexte et objectifs du groupe de travail.....	5
1.1	Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050	5
1.2	Objectifs du groupe de travail sur le « fonctionnement technique du système ».....	6
1.3	Le cadrage des travaux : quatre blocs d'étude à distinguer	7
2.	L'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité : la sécurité d'approvisionnement.....	10
2.1	L'évaluation et la caractérisation de la sécurité d'approvisionnement dans le système électrique actuel.....	11
2.1.1	Le critère de sécurité d'approvisionnement	11
2.1.2	Le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement réalisé par RTE.....	11
2.1.3	Les principaux risques sur la sécurité d'approvisionnement aujourd'hui.....	13
2.2	La diversification du mix électrique conduit à une évolution importante des enjeux de sécurité d'approvisionnement	14
2.2.1	Les filières éolienne et solaire présentent des profils de production spécifiques	14
2.2.2	Une variabilité accrue de la consommation résiduelle façonnant de nouveaux enjeux pour la sécurité d'alimentation	16
2.2.3	L'intégration massive des énergies renouvelables dans le système électrique est envisageable en s'adossant à des flexibilités et des moyens de production pilotables complémentaires.....	17
2.3	La simulation de l'équilibre offre-demande et l'évaluation des risques sur la sécurité d'approvisionnement dans l'élaboration des scénarios à l'horizon 2050.....	18
2.3.1	De nombreuses simulations de l'équilibre offre-demande tenant compte d'un vaste nombre d'aléas à l'échelle européenne mais également des effets du changement climatique	18
2.3.2	Une évaluation détaillée des besoins en capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement	19
2.3.3	Une analyse approfondie sur les périodes de déséquilibre offre-demande (stress tests) qui permet d'aller au-delà du critère public actuel voire de le réinterroger en lien avec les questions d'acceptabilité	20
3.	Equilibrage court terme : les besoins de marges / réserves pour le réglage de fréquence.....	22
3.1	L'équilibre offre-demande repose sur des prévisions imparfaites	23
3.1.1	Les prévisions des productions éolienne et photovoltaïque.....	23
3.1.2	La programmation des groupes de production conventionnelle.....	24
3.1.3	La prévision de consommation	26
3.1.4	Les autres prévisions	26

3.2	L'équilibre offre-demande nécessite d'anticiper des marges/réserves.....	26
3.2.1	Les différentes marges/réserves et leurs interactions.....	27
3.2.2	Le dimensionnement des réserves primaire et secondaire de production	29
3.2.3	Le dimensionnement des marges/réserves manuelles de production.....	30
3.3	Les défis sur l'équilibrage court terme posés par une pénétration importante des énergies renouvelables	31
3.3.1	L'évaluation prospective des besoins de réserves avec une forte pénétration des énergies renouvelables	31
3.3.2	L'évolution de l'offre de capacités permettant de constituer les réserves et marges disponibles.....	34
3.3.3	De nouveaux défis de gestion opérationnelle.....	34
4.	Stabilité et inertie	36
4.1	Le rôle historique de l'inertie des machines tournantes synchrones pour les systèmes électriques.....	36
4.2	Les problèmes posés actuellement par le développement de la production renouvelable connectée au réseau par des convertisseurs de puissance	38
4.3	Différentes solutions existent pour compenser la baisse d'inertie allant avec la réduction de la part des moyens de production conventionnels dans le mix de production	41
4.3.1	Le maintien d'un minimum de production conventionnelle fonctionnant de façon instantanée dans le système	42
4.3.2	Les principales solutions actuellement mises en œuvre pour faciliter l'accueil de la production renouvelable malgré la baisse de l'inertie du système	42
4.3.3	Le grid-forming : une solution utilisant les convertisseurs puissance des sources renouvelables pour définir le signal de fréquence du système	44
4.4	Les défis qui restent à lever pour la généralisation du <i>grid-forming</i> à l'aide de convertisseurs de puissance dans les réseaux maillés	47
4.5	Synthèse et prochaines étapes pour l'évolution des services de <i>grid-forming</i>	48
5.	Le développement et l'exploitation du réseau	50
5.1	Les enjeux d'évolution du réseau mis en évidence dans le schéma de réseau publié en 2019	51
5.1.1	Une fonction de « hub » qui se renforce avec la transition énergétique	52
5.1.2	Cinq volets industriels pour relever le double défi de la transition énergétique et du renouvellement des infrastructures.....	53
5.2	La transformation radicale du mix électrique nécessitera le développement de nouveaux grands axes sur les réseaux de grand transport français et européens.....	54
5.2.1	Le développement du réseau interne de grand transport pour accompagner l'évolution du mix électrique.....	54

5.2.2	Le développement du réseau en mer pour accueillir et raccorder les énergies marines	56
5.2.3	Le développement des interconnexions électriques pour accompagner l'évolution conjointe des mix français et européens	57
5.3	Le renouvellement du réseau et les opportunités de restructuration pour mutualiser avec les besoins d'adaptation des réseaux de répartition	59
5.3.1	Le renouvellement nécessaire d'une grande partie des réseaux de répartition qui datent majoritairement de l'après-guerre.....	59
5.3.2	Les opportunités de restructuration des réseaux de répartition.....	59

DOCUMENT DE TRAVAIL

1. Contexte et objectifs du groupe de travail

1.1 Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Pour répondre à des demandes de certaines parties prenantes, le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les premiers éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)¹ qui se sont tenues les 17 mai et 27 septembre 2019 et le 28 février 2020.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **la CPSR**, qui sert d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations ;
- **neuf groupes de travail thématiques**, lancés depuis juin 2019 et réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, la base climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, la modélisation de la production, les flexibilités, les dynamiques sociétales, l'analyse environnementale, l'évaluation économique ou encore le fonctionnement technique du système et du réseau ;
- **une consultation publique** très large, structurée sous forme d'un appel à contributions prévu pour l'été 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu et d'autres réunions thématiques s'étaleront tout au long de l'année 2020.

Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios. Le document présent porte sur le cadrage de l'analyse sur le fonctionnement technique du système dans les scénarios du Bilan prévisionnel.

¹ Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

1.2 Objectifs du groupe de travail sur le « fonctionnement technique du système »

La diversification du mix électrique et le développement des énergies renouvelables variables ainsi que des nouveaux usages électriques soulèvent, dans le cadre du débat public, de nombreuses interrogations sur l'exploitation du système électrique à long terme et sur sa capacité à assurer la sécurité d'alimentation dans un mix très différent de celui d'aujourd'hui.

Des scénarios contrastés pour l'évolution du mix électrique à long terme seront élaborés dans le cadre du Bilan prévisionnel pour éclairer le débat public, en lien avec les objectifs de la neutralité carbone. L'étude comprendra en particulier des scénarios avec et sans nouveaux réacteurs nucléaires et de nombreuses variantes seront considérées sur la part des différentes filières, la consommation, le développement des interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs, etc.

Cependant, l'ensemble des scénarios de long terme seront marqués par une caractéristique commune : ils seront basés sur une part croissante d'énergies renouvelables variables (éolien et solaire) dans le mix en France mais également sur le reste de l'Europe interconnectée.

La question de « l'exploitabilité » d'un système électrique basé sur une intégration massive des énergies renouvelables variables constitue une problématique-clé des travaux sur les scénarios prospectifs du Bilan prévisionnel. Elle fait par ailleurs partie du cœur de métier de RTE qui a aujourd'hui pour mission légale d'assurer l'équilibre du système électrique, au sens large, à tout instant.

D'un côté, certains acteurs ont par exemple évoqué des seuils d'intégration des énergies renouvelables qu'il serait ainsi « physiquement » impossible de dépasser pour des questions de fonctionnement technique du système électrique et de maintien de l'inertie. A l'inverse, de l'autre côté, d'autres acteurs ont pu réduire la question de l'intégration des énergies renouvelables à des analyses sur l'équilibre offre-demande, sans préciser les solutions techniques à déployer pour assurer le bon fonctionnement du système selon l'ensemble de ses composantes (équilage court terme, inertie, réseau...).

Ces questions se poseront pour des scénarios avec un développement massif des énergies renouvelables à l'échelle européenne, avec des questions spécifiques pour les scénarios tendant vers une cible « 100% EnR », qui font l'objet d'un travail dédié dans le cadre du mandat de la ministre confié à l'Agence internationale de l'énergie et RTE. Ces questions apparaissent néanmoins aussi dans les scénarios « EnR + nucléaire » qui sont marqués par une part importante d'énergies renouvelables à l'échelle européenne et par une potentielle modification de la répartition géographique des moyens de production en France, avec un enjeu spécifique sur la localisation de nouveaux réacteurs.

En vue de répondre aux différentes questions, l'élaboration des scénarios s'appuie ainsi sur des modélisations explicites du fonctionnement du système électrique, qui vont bien au-delà des questions d'équilibre offre-demande qui sont traitées de manière traditionnelle dans le Bilan prévisionnel.

La première réunion du groupe de travail qui se tient le 29 avril 2020 portera sur la présentation succincte des différentes problématiques et sur le cadrage des analyses qui seront réalisées dans le Bilan prévisionnel. D'autres réunions seront programmées au cours de l'année 2020 pour approfondir les études. Le présent document constitue un document de travail préalable aux échanges de cette première réunion. Il sera complété au fur et à mesure des travaux du groupe de travail.

1.3 Le cadrage des travaux : quatre blocs d'étude à distinguer

En pratique, les interrogations ou craintes soulevées par certains acteurs sur l'exploitabilité du système ou du réseau électrique à long terme correspondent à des problématiques diverses qu'il convient de pouvoir préciser et distinguer. La notion de « fonctionnement du système électrique » renvoie à la faculté d'assurer un niveau de service donné pour l'alimentation des consommateurs d'électricité en France, mais qui se traduit par des contraintes multiples.

Quatre blocs thématiques sont ainsi identifiés et sont présentés dans la suite de ce document :

- 1) **L'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité (sécurité d'approvisionnement) et le dimensionnement du parc de production et d'effacements** : il s'agit de vérifier que le mix électrique dispose d'assez de capacités pour assurer l'équilibre offre-demande dans la plupart des situations (hors évènements exceptionnels). Un critère statistique fixé par les pouvoirs publics définit le niveau de risque accepté par la collectivité en matière de déséquilibre entre l'offre et la demande ;
- 2) **L'équilibrage court terme du système pour faire face aux aléas sur l'équilibre en temps réel** : il s'agit de vérifier qu'en cas d'aléa sur l'équilibre offre-demande européen (aléa entraînant par exemple la perte d'un ou plusieurs moyens de production), les capacités de production et les flexibilités (effacement, stockage) présentes dans le mix électrique entreront en action suffisamment rapidement pour stabiliser la fréquence. Ceci pose en particulier la question du dimensionnement des réserves et des marges de puissance pouvant réagir en des délais de réactions rapides (de l'ordre de quelques heures à quelques secondes) et rétablir ainsi l'équilibre offre-demande en cas d'aléa ;
- 3) **La stabilité du système** : il s'agit de vérifier que le système électrique peut assurer le synchronisme de la fréquence à tout instant. Cela nécessite notamment d'étudier les solutions susceptibles de pallier la perte d'inertie liée à la diminution du nombre de machines tournantes (alternateurs des centrales conventionnelles) dans des scénarios où le développement des énergies renouvelables est très important. Cela implique également d'étudier la capacité du système à redémarrer des unités de manière autonome en cas d'incident de grande ampleur (« black-start »). Plusieurs solutions, apportant des services de nature différente, peuvent ainsi être envisagées (inertie synthétique, compensateurs synchrones, solutions de « grid-forming »...);
- 4) **Les problématiques de gestion du réseau** : il s'agit de vérifier que la répartition des infrastructures de production, de réseau et de consommation ne pose pas de difficulté pour le respect des grandeurs électriques locales (tension, transit). Ceci pose en particulier deux questions principales : (i) le maintien de la tension à son niveau nominal sur l'ensemble du réseau national, en évitant les risques d'effacement de tension dans les zones peu dotées en moyens de production et les risques de tensions hautes dans les zones marquées par une forte production renouvelable et/ou une consommation faible et/ou des composants de réseau spécifiques (notamment câbles souterrains) ; et (ii) le respect des contraintes de transit (flux de puissance transitée sur les lignes) associées aux composants du réseau, en particulier lignes et postes électriques.

Ces quatre problématiques, qui guideront les travaux du GT « Fonctionnement du système électrique », sont synthétisées et illustrées sur la figure 1 ci-après. Elles feront l'objet d'analyses dédiées dans le cadre de l'élaboration des scénarios à l'horizon 2050 et seront restituées dans le document final du Bilan prévisionnel.

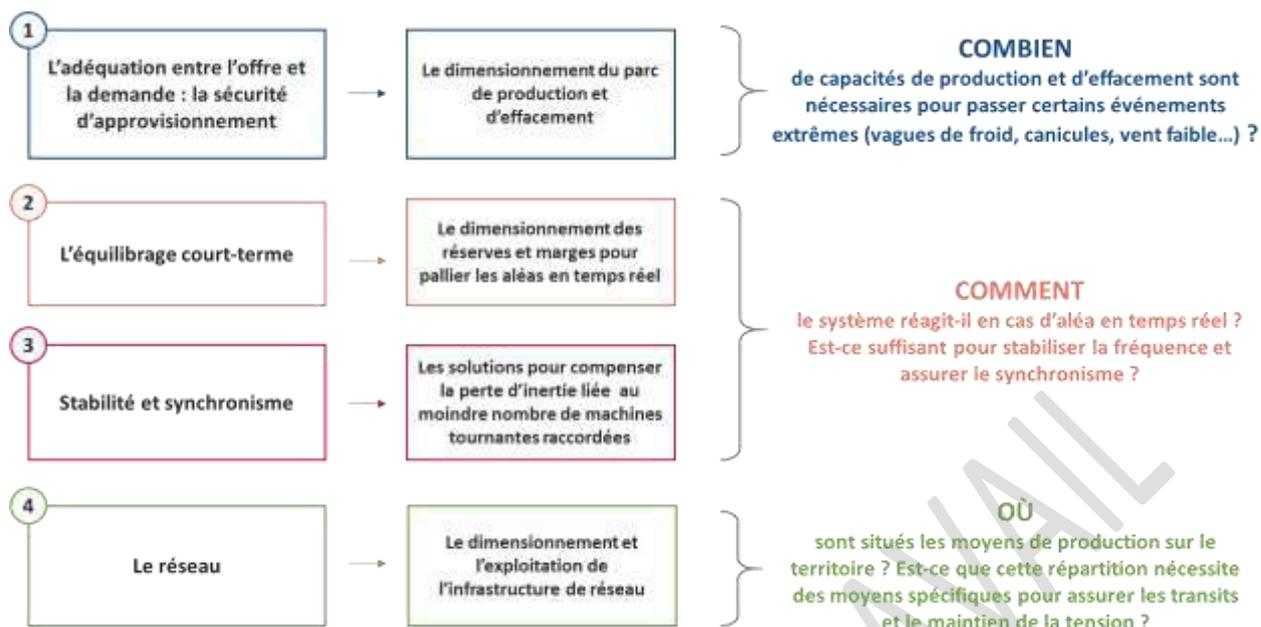


Figure 1. Synthèse des quatre blocs fonctionnels identifiés dans le cadrage des études sur le fonctionnement du système électrique à long terme

Le présent document vise à cadrer les questions qui émergent sur ces différents blocs et sur les enjeux qui seront étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050. Le document sera progressivement complété au fur et à mesure des travaux avec les principaux résultats obtenus.

Les principales grandeurs du système électrique

Energie : l'énergie est une grandeur physique qui rend compte de la chaleur ou du travail appliqué à un système pour qu'il change d'état. Elle peut prendre différentes formes : mécanique, chimique, électrique, etc. L'énergie est mesurée en Joule (J), ou en Wattheure (Wh) dans le cas du système électrique. Elle s'évalue sur une période donnée (par exemple, énergie produite sur une année ou une journée).

Puissance : la puissance est un flux d'énergie, c'est-à-dire une quantité d'énergie utilisée ou acheminée par unité de temps. Pour l'électricité, elle représente une quantité d'énergie produite ou consommée à un instant t . Dans le système international, la puissance est mesurée en Watt (W), un watt valant un joule par seconde. Dans le système électrique à courant alternatif, la notion de puissance la plus communément utilisée est aussi appelée « puissance active » qui correspond à la quantité d'énergie réellement transférée. Il existe également une notion de « puissance réactive » qui est utilisée par les équipements électriques composés de circuits magnétiques mais ne fournit pas d'énergie « utile » ; cette notion est néanmoins importante pour le réglage de la tension.

Fréquence : la fréquence correspond au nombre de fois qu'un phénomène périodique se reproduit par unité de temps. Appliqué au système électrique, la fréquence se mesure en Hertz (Hz) et correspond au nombre de fois où le courant alternatif change de sens en une seconde. En Europe, le transport de l'électricité s'effectue en courant alternatif à une fréquence de 50 Hz (contre 60 Hz en Amérique du Nord) identique sur l'ensemble de la plaque synchrone interconnectée. La dérive de la fréquence est le reflet de déséquilibre entre consommation et production : si la consommation est plus importante que la production, la fréquence diminue et inversement. Comme la consommation et la production d'électricité évoluent en permanence, la fréquence varie continuellement. Il s'agit d'un indicateur essentiel de pilotage du système électrique européen : son réglage est assuré en agissant sur des puissances actives à l'échelle globale du système.

Tension : la tension électrique est la circulation du champ électrique le long d'un courant électrique. Elle se mesure en Volts (V) en chaque point de connexion des lignes électriques. A l'échelle du système électrique, son réglage est assuré en agissant sur des puissances réactives à l'échelle locale du système.

Intensité : l'intensité électrique correspond au débit de charge électrique portée par les électrons, traversant une surface pendant une seconde. Elle se mesure en Ampères (A).

L'inertie du système électrique

L'inertie est un phénomène physique qui participe à la stabilité du système électrique. La fréquence de l'onde électrique conditionne la vitesse de rotation des appareils couplés au réseau, qu'il s'agisse de moteurs qui soutirent de l'électricité ou des alternateurs des moyens de production qui en injectent. Les moyens « traditionnels » de production d'électricité, comme le nucléaire, le combustible fossile ou l'hydroélectricité, fonctionnent à l'aide d'alternateurs et constituent des masses tournantes qui exercent une résistance au ralentissement ou à l'accélération de leur rotation. Ils ont en cela un rôle de stabilisateur de la fréquence du réseau sur le système.

2. L'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité : la sécurité d'approvisionnement

Pour assurer l'équilibre du système électrique (équilibre offre-demande, fréquence et tension), RTE dispose aujourd'hui de différents leviers d'exploitation « normaux » (solicitation des capacités de production et d'effacement via le marché et le mécanisme d'ajustement) ainsi que de leviers dits « post marché » (appels aux gestes citoyens, sollicitation des gestionnaires de réseau européens dans le cadre des contrats de secours, dégradation des marges d'exploitation, interruptibilité, réduction de la tension sur les réseaux de distribution...).

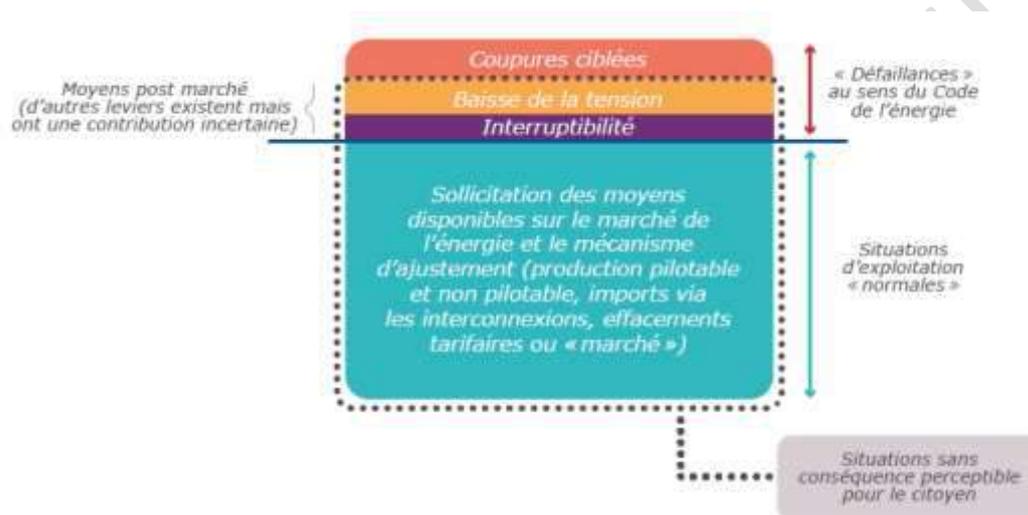


Figure 2. Illustration des différents leviers actuellement disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande et éviter le recours aux coupures de consommation

Le parc de production français est dimensionné en respectant les ambitions publiques de sécurité d'approvisionnement, matérialisées par un critère public défini dans le Code de l'énergie. Après la fermeture de nombreuses centrales thermiques dans les dernières années, le niveau de sécurité d'alimentation se trouve désormais proche de ce critère réglementaire.

À l'heure actuelle, le niveau de risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité se matérialise pour l'essentiel dans des situations extrêmes de vague de froid ou d'indisponibilités simultanées affectant le parc nucléaire. Les situations de « vent faible » (notamment quand elles affectent toute la plaque européenne) peuvent également conduire à des déséquilibres, quand elles se combinent à une vague de froid ou une faible disponibilité du parc nucléaire.

Dans de telles situations, RTE procède à l'activation des moyens post marché cités précédemment, de manière à éviter ou à limiter le recours au délestage de consommateurs. L'activation de ces moyens post marché ne constitue pas la traduction d'une vulnérabilité subie, mais correspond à une situation choisie (sur le plan réglementaire) : dans un système équilibré au niveau du critère public, la probabilité d'avoir recours au moins une fois dans l'année à un moyen post marché est de l'ordre de 25 % dans le système électrique actuel.

A long terme, la diversification du mix électrique, les effets du changement climatique ou encore l'évolution des usages pourraient induire de nouveaux déterminants pour la sécurité

d’approvisionnement. Les analyses conduites à l’horizon 2050 dans le Bilan prévisionnel ont ainsi pour objectif d’éclairer le débat public sur la caractérisation des nouveaux enjeux liés à cette problématique.

2.1 L’évaluation et la caractérisation de la sécurité d’approvisionnement dans le système électrique actuel

2.1.1 Le critère de sécurité d’approvisionnement

En France, la sécurité d’alimentation est aujourd’hui évaluée par rapport à un critère public, prévu par la loi et défini à l’article D. 141-12-6 du Code de l’énergie. Ce critère est exprimé sous la forme d’une durée de défaillance (i.e. de déséquilibre entre l’offre et la demande d’électricité), qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an.

Par ailleurs, le décret relatif à la Programmation pluriannuelle de l’énergie du 21 avril 2020, a précisé la définition du critère. Cette nouvelle définition :

- conserve le critère de trois heures par an de défaillance tout en précisant la notion de défaillance (= situation nécessitant l’activation de moyens post-marché pour assurer l’équilibre du système) ;
- ajoute un second critère ciblant une durée de délestage inférieure à deux heures par an en espérance.

Une analyse de l’impact des dispositifs post marché permet de montrer que ces deux critères sont globalement équivalents dans la configuration actuelle du système électrique et notamment des leviers post marché aujourd’hui utilisé en exploitation.

Le respect du critère n’implique donc pas une absence totale de risque de défaillance.

Le cadre réglementaire appliqué à la sécurité d’approvisionnement repose ainsi explicitement sur un arbitrage collectif entre les bénéfices résultant d’un haut niveau de sécurité d’approvisionnement d’une part, et les coûts nécessaires pour y parvenir d’autre part. Dit autrement, il est possible d’interpréter ce critère comme le résultat de l’arbitrage entre une valeur théorique d’énergie non distribuée au consommateur et l’investissement dans un nouveau moyen de production de pointe (type turbine à gaz, ou « TAC ») permettant d’éviter cette défaillance.

Ce critère signifie ainsi qu’un bon niveau de sécurité d’approvisionnement consiste en un dimensionnement du parc de production et des moyens de flexibilités de la consommation qui ne permet pas de couvrir certaines situations. En application de ce critère, des « situations de défaillance » peuvent être potentiellement rencontrées, sans que cela constitue un signe de mauvaise performance du parc de production.

2.1.2 Le diagnostic sur la sécurité d’approvisionnement réalisé par RTE

En France, la réalisation d’une analyse de sécurité d’approvisionnement pour les prochaines années fait partie des missions légales de RTE, qui se concrétise par la publication annuelle du Bilan prévisionnel.

Pour réaliser cette analyse, RTE collecte des informations auprès de l’ensemble des acteurs du système électrique afin de construire des prévisions sur l’évolution de la consommation et de la production d’électricité en France et en Europe.

Une analyse dite « probabiliste » est ensuite réalisée : celle-ci permet d'évaluer les risques de défaillance en simulant le fonctionnement de l'équilibre offre-demande au pas horaire et sur une année entière. Ces simulations intègrent alors un très grand nombre de configurations météorologiques (nébulosité, vents, hydraulicité, température) ou propres aux conditions d'exploitation du parc de production (indisponibilités des groupes de production) couvrant un large champ d'événements possibles. Les résultats obtenus en sortie des analyses permettent ainsi d'évaluer le risque de défaillance (fréquence, durée moyenne...) et de comparer ce niveau de risque à celui fixé par le critère public de sécurité d'approvisionnement.

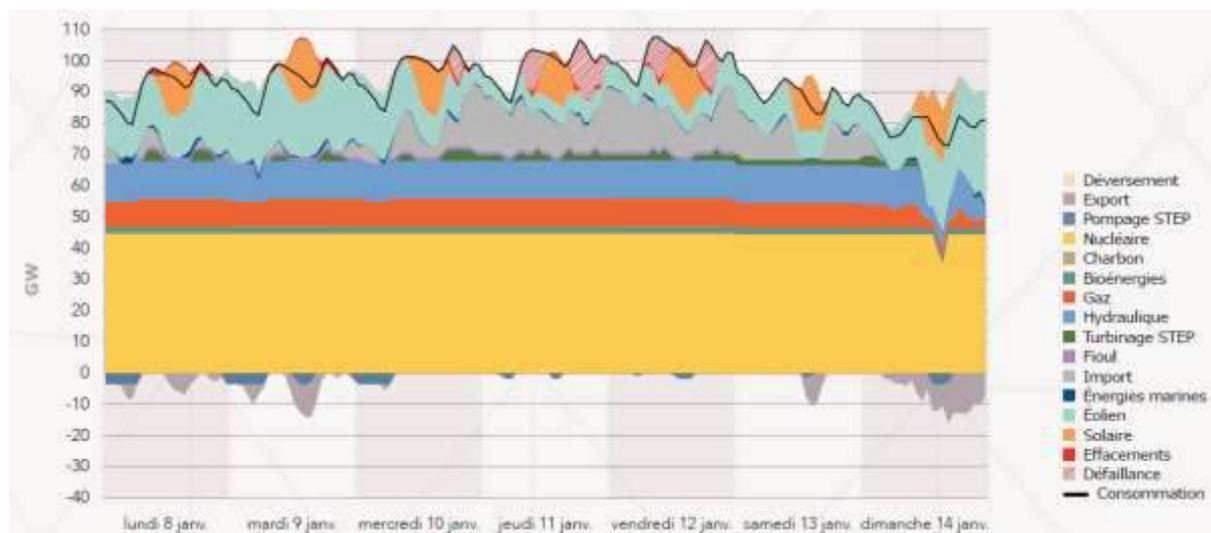


Figure 3. Simulation de l'équilibre du système électrique lors d'une semaine de janvier 2035 – scénario Ampère du Bilan prévisionnel 2017

Le diagnostic de sécurité d'approvisionnement conduit également à présenter des indicateurs complémentaires sur la caractérisation du risque et la dispersion statistique des résultats : probabilité d'appels aux moyens post-marchés selon les configurations, puissance « manquante » pour chaque période de défaillance simulée, durée continue des déséquilibres, etc. Le nombre d'heures moyen de défaillance ne contient en effet pas l'intégralité des informations nécessaires pour refléter de manière parfaite le caractère représentatif de la configuration étudiée.

Cette analyse permet ainsi de préciser la caractérisation des situations de défaillance et de nuancer leur perception : dans certains cas, une situation de défaillance peut être courte et limitée, et couverte par des leviers qui sont sans conséquence pour la plupart des citoyens (interruption des consommateurs industriels ayant un contrat d'interruptibilité, réduction de la tension sur les réseaux de distribution...). Certaines situations peuvent en revanche présenter une criticité particulière du fait de leur durée ou du nombre de consommateurs impactés : ce sont celles qui doivent recueillir le plus d'attention.

L'analyse détaillée de la sécurité d'alimentation de la France (caractérisation des situations de défaillance, durée, profondeur, répartition au sein de l'année et de la journée...) permet ainsi de hiérarchiser les risques au-delà du « critère des trois heures ».

Pour compléter l'analyse probabiliste, une étude de type « stress-test » permet de simuler et décrire le fonctionnement du système électrique dans certaines situations extrêmes particulières. A titre d'exemple, les analyses réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019 ont conduit à tester les

risques sur l'équilibre offre-demande dans quatre configurations spécifiques : situation de vent faible en France ou en Europe, période d'indisponibilité nucléaire forte comme celle constatée sur l'hiver 2016-2017 ou encore vague de froid d'une intensité comparable à celle vécue en 2012.

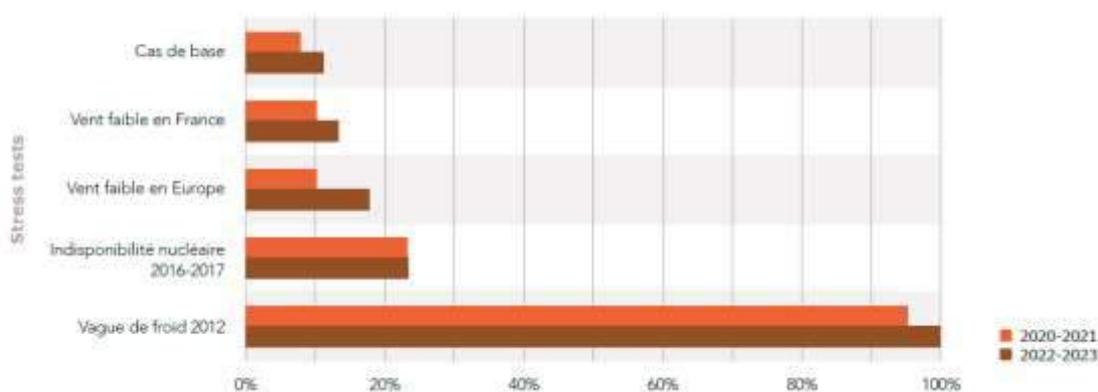


Figure 4. Probabilité de survenue d'au moins une heure de défaillance la semaine la plus critique de l'hiver (2e semaine de janvier) dans les simulations du Bilan prévisionnel 2019

2.1.3 Les principaux risques sur la sécurité d'approvisionnement aujourd'hui

Le dimensionnement du parc de production en France a toujours permis le respect du critère de sécurité d'approvisionnement tel que défini par les pouvoirs publics. Au cours des dernières années, la fermeture des centrales au fioul et au charbon a néanmoins entraîné une résorption des surcapacités historiques et une réduction des marges du système électrique, rapprochant alors le niveau de sécurité d'approvisionnement du critère réglementaire.

Au travers de son analyse détaillée, le dernier Bilan prévisionnel 2019 a souligné que la survenue de vagues de froid demeurerait le premier facteur de risque pour la sécurité d'alimentation en France sur l'horizon de moyen terme. En effet, compte tenu de la thermosensibilité du système électrique, la forte variabilité des conditions climatiques se répercute directement sur la consommation électrique en France, avec des appels de puissance moyens sur la journée variant de moins de 55 GW à près de 95 GW en hiver au cours de la dernière décennie, lors des jours ouvrés. Le risque se concentre ainsi sur les mois d'hiver, et plus précisément sur le mois de janvier, qui présente la majorité des situations de défaillance identifiées dans les scénarios du Bilan prévisionnel.

Cet aléa constitue le principal facteur de risque pour le système électrique français actuel, davantage que des indisponibilités de réacteurs nucléaires ou qu'une période sans vent. Toutefois, ces configurations, surtout lorsqu'elles atteignent des amplitudes élevées (par exemple lors de l'hiver 2016-2017 au cours de laquelle l'ASN avait demandé l'arrêt simultané de plusieurs réacteurs nucléaires) constituent des événements défavorables pour l'équilibre offre-demande en France : si des indisponibilités affectent plusieurs réacteurs nucléaires de manière simultanée durant les périodes hivernales, la probabilité de se trouver dans une zone de « défaillance » au sens de la réglementation est plus élevée.

2.2 La diversification du mix électrique conduit à une évolution importante des enjeux de sécurité d’approvisionnement

Au cours des 15 dernières années, la France est passée d’une situation « surcapacitaire » (c’est-à-dire surdimensionné par rapport aux besoins à la pointe) à une situation de respect strict du critère public de défaillance. Les derniers volets à moyen terme du Bilan prévisionnel ont cherché à caractériser la sécurité d’alimentation au-delà d’une simple évaluation d’espérance de durée annuelle de défaillance.

Par ailleurs, le développement massif des énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque) conduit à de nouveaux enjeux pour la sécurité d’approvisionnement et à de nouveaux besoins pour la gestion de l’équilibre offre-demande : il s’agit en particulier de pouvoir gérer des situations, potentiellement plus fréquentes qu’aujourd’hui, dans lesquelles les installations de production ne sont pas en mesure de produire. La variabilité de la production renouvelable implique ainsi de trouver des solutions de flexibilité adaptées pour assurer l’équilibre entre l’offre et la demande à tout instant.

A ce sujet, des thèses extrêmes sont parfois mises en avant par les acteurs du débat public sur le système électrique.

D’un côté, certains considèrent qu’il est nécessaire de développer un « système redondé » pour pallier la variabilité de la production renouvelable et assurer la couverture de la demande lorsque les capacités EnR ne produisent pas. En réalité, cette approche sous-estime le foisonnement de la production renouvelable à l’échelle nationale/européenne. Pour assurer le respect du critère de sécurité d’approvisionnement, il n’est pas nécessaire d’ajouter 1 MW de production commandable pour 1 MW installé de production EnR.

De l’autre, certains acteurs considèrent que des capacités de flexibilité de la demande importantes peuvent être mobilisées pour équilibrer la consommation et la production renouvelable variable mais ne prennent pas toujours en compte les implications associées à cette flexibilité (coûts, acceptabilité...).

L’élaboration des scénarios à l’horizon 2050 contiendra une analyse approfondie sur cette question.

2.2.1 Les filières éolienne et solaire présentent des profils de production spécifiques

L’analyse des scénarios publiés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017 a permis d’apporter des éléments de réponse sur les enjeux de sécurité d’approvisionnement liés à une diversification plus ou moins importante du mix électrique. Ainsi, les scénarios *Ampère* et *Watt* se basaient respectivement sur une réduction de la production nucléaire au rythme du développement des énergies renouvelables et sur un déclassement automatique du parc nucléaire après 40 ans de fonctionnement, impliquant des contextes de rupture plus ou moins prononcés avec une production issue des énergies renouvelables s’établissant à 50 % et 70 % du mix de production en 2035.

Les trajectoires de consommation adossées à ces scénarios montraient toutes des variations mensuelles de consommation similaires, avec des niveaux de demande environ 50 % plus forts en hiver qu’en été. En comparaison, les filières solaire et éolienne montrent des facteurs de charge aux profils bien différents. Ainsi, dans le référentiel climatique utilisé dans le Bilan prévisionnel 2017, l’éolien produit en moyenne 4 à 6 fois (selon la technologie, terrestre ou maritime) plus que le solaire lors des mois d’hiver.

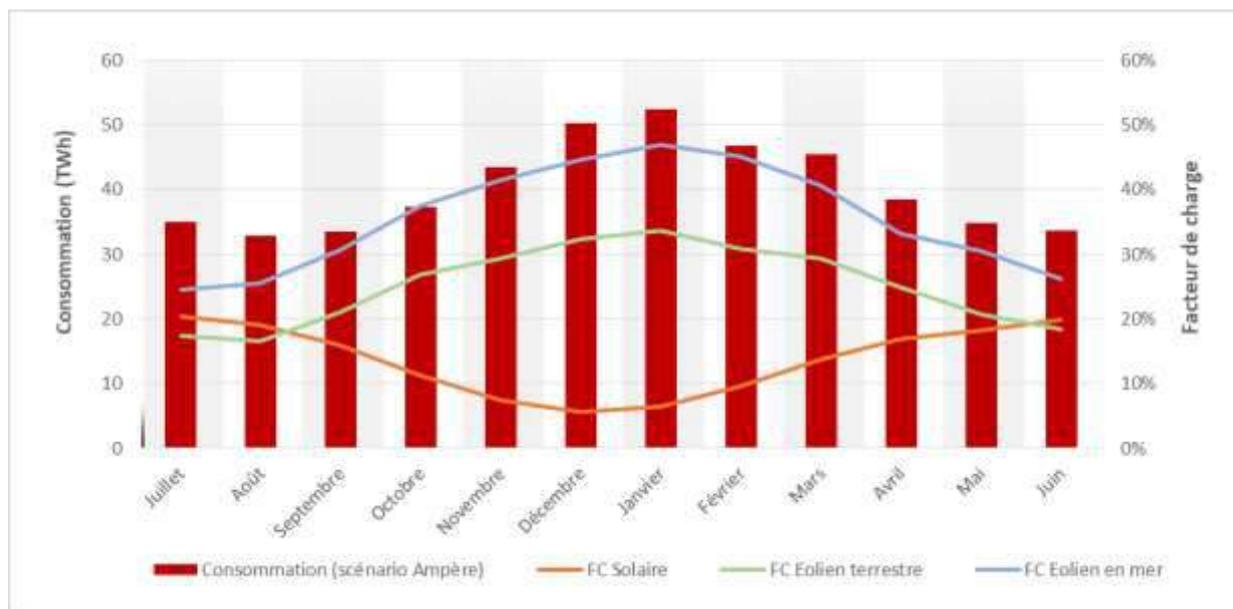


Figure 5. Consommation et facteurs de charge mensuels moyens en 2035 – scénario Ampère du Bilan prévisionnel 2017

Au-delà des différences observées à la maille mensuelle, les facteurs de charge éolien et solaire présentent aussi des allures non similaires à l'échelle horaire.

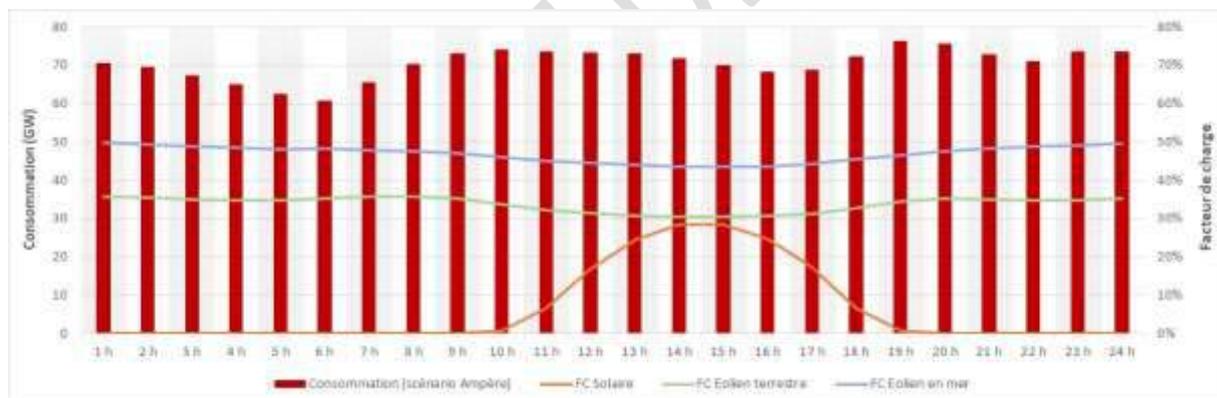


Figure 6. Consommation et facteurs de charge horaires moyens en janvier en 2035 – scénario Ampère du Bilan prévisionnel 2017

À première vue, les installations photovoltaïques ne sont donc pas susceptibles de présenter un fort intérêt en matière de sécurité d’approvisionnement. D’une part, la production solaire est moins abondante en hiver qu’en été, car les journées y sont plus courtes et la couverture nuageuse plus importante. D’autre part, la production nocturne est nulle, ce qui signifie que le photovoltaïque ne peut pas contribuer à la couverture de la pointe du soir en hiver. Toutefois, les analyses du Bilan prévisionnel 2017 ont nuancé cette vision, soulignant entre autres (i) que la production solaire peut être importante sur les heures méridiennes, y compris en hiver, et (ii) que les surcroûts de production en milieu de journée peuvent être mis à profit du système de manière plus large, en permettant aux capacités de stockage d’emmagasiner de l’énergie qui peut ensuite être restituée lors de la pointe du soir.

L'éolien présente des caractéristiques très différentes. D'une part, la production éolienne est, en moyenne, plus abondante en hiver qu'en été. D'autre part, elle n'est pas restreinte à la journée, ce qui fait que la couverture de la consommation lors des pointes du soir peut être assurée en partie par l'éolien. En revanche, la production éolienne est caractérisée par une variabilité d'une journée sur l'autre plus importante et une moindre prédictibilité que la production solaire.

2.2.2 Une variabilité accrue de la consommation résiduelle façonnant de nouveaux enjeux pour la sécurité d'alimentation

La consommation résiduelle, définie ici comme la demande d'électricité (hors échanges et pilotage « intelligent » associé notamment au *power-to-gas* et au *vehicle-to-grid*) à laquelle sont soustraites les productions solaire et éolienne, est logiquement d'autant plus impactée que l'intégration de ces filières dans le système électrique est forte. Cette métrique, qui indique le niveau de production pilotable et de moyen de flexibilité nécessaire pour la gestion de l'équilibre offre-demande en temps réel, est ainsi amenée à voir sa variabilité fortement augmentée dans les prochaines décennies, en conséquence des productions de l'éolien et du solaire plus fluctuantes au sein d'une même journée.

Comme souligné par le graphe suivant réalisé sur les données du Bilan prévisionnel 2017 à l'horizon 2035, la distribution statistique de la consommation résiduelle, et donc en conséquence le besoin en moyens de production pilotable et en flexibilités, devrait sensiblement changer : plus les énergies renouvelables sont présentes, plus cette distribution est « aplatie ». Cette tendance devrait encore plus se confirmer à l'horizon 2050.

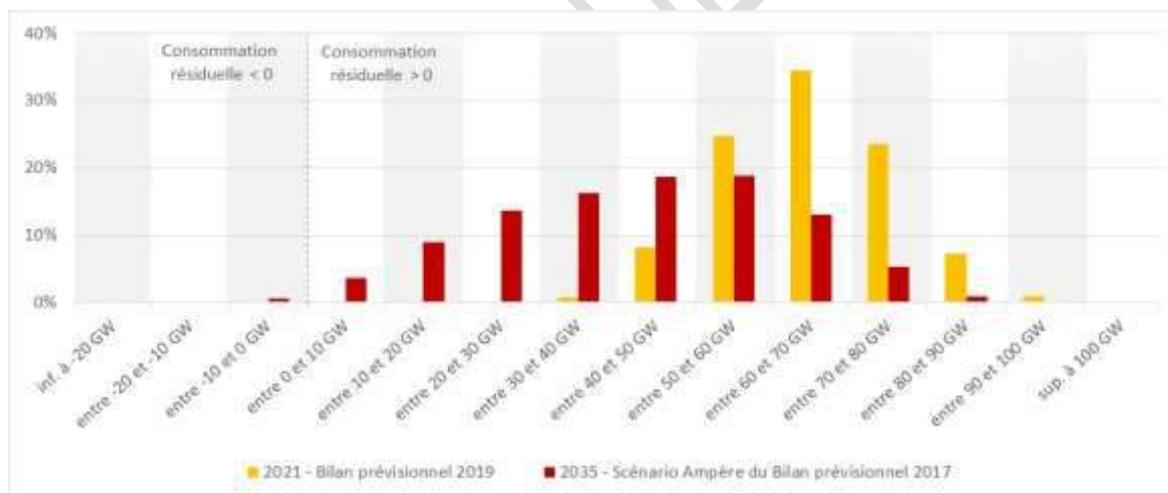


Figure 7. Distributions statistiques de consommation résiduelle en janvier 2021 et 2035

Sous l'effet des nouvelles structures de l'offre de production, la nature des risques sur l'équilibre offre-demande est ainsi changée. L'interaction des différentes parties du système électrique (consommation, production fatale, production pilotable, dispositifs de flexibilités) amène à modifier le paysage de défaillance tel que décrit dans les volets à moyen terme des derniers Bilans prévisionnels. Le Bilan prévisionnel 2017 avait en effet souligné que dans l'ensemble des scénarios étudiés (*Ampère, Volt, Hertz, Watt*), les épisodes de défaillance étaient plus fréquents mais également plus courts qu'actuellement, tout en restant à un niveau de sécurité d'alimentation conforme au critère public actuel.

2.2.3 L'intégration massive des énergies renouvelables dans le système électrique est envisageable en s'adossant à des flexibilités et des moyens de production pilotables complémentaires

Dans un contexte de mix avec fort développement des énergies renouvelables variables, la gestion du système électrique devra ainsi reposer sur un équilibre global entre :

- les capacités installées en énergies renouvelables (solaire et éolien) ;
- le développement des effacements de consommation ;
- le développement du stockage (y compris *power-to-gas-to-power*) : batteries, barrages hydrauliques, hydrogène, eau chaude... ;
- le pilotage en temps réel de la charge des véhicules électriques ;
- la mise en service de nouvelles centrales thermiques utilisant du nucléaire, du gaz renouvelable ou de la biomasse (gisement limité et non priorisé pour la production électrique), ou des dispositifs de capture et de stockage du carbone (CCS) ;
- les capacités d'échanges aux frontières.

L'ensemble de ces leviers sont complémentaires : ils contribuent au passage des pointes de consommation et à la gestion de la variabilité des renouvelables, chacun avec différents types de contribution possibles à la sécurité d'approvisionnement. Par exemple, dans le cas d'un mix énergétique avec une part très conséquente de solaire, la mise en service de nombreuses flexibilités capables de stocker de l'électricité durant l'après-midi pour la restituer dans la soirée ou la matinée est essentielle pour équilibrer le système électrique. Cette question est plus amplement évoquée dans les GT « Interfaces électricité et autres vecteurs » et « Flexibilité »

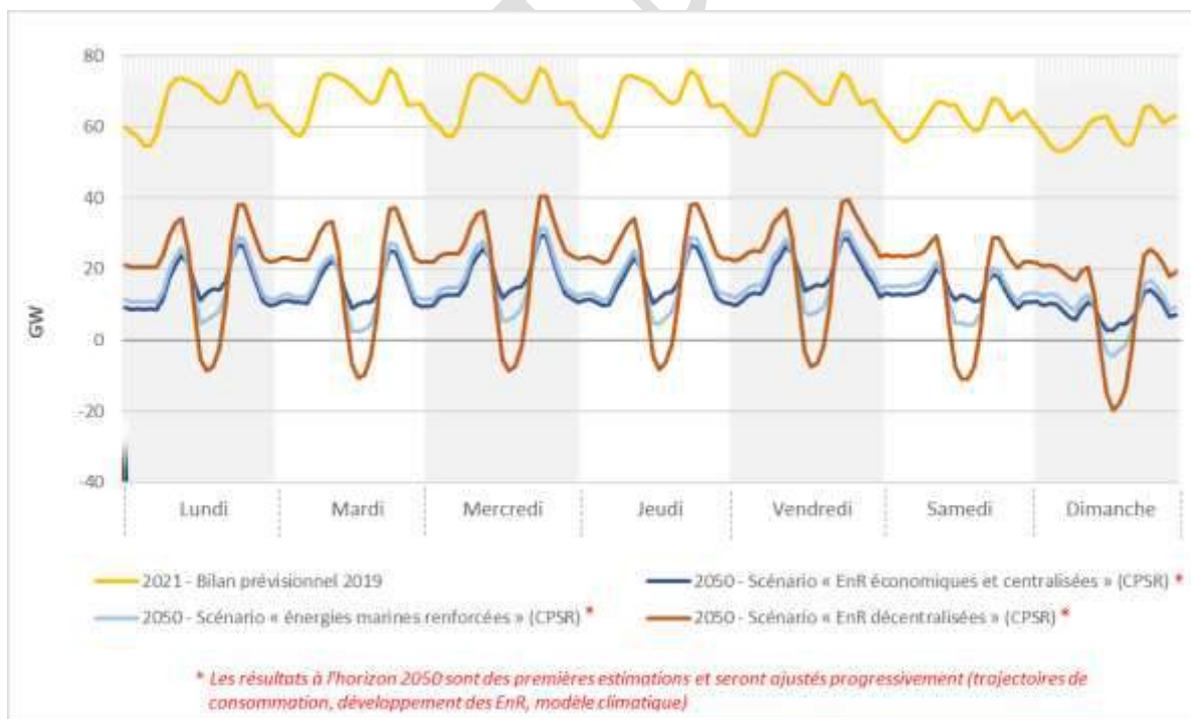


Figure 8. Consommation résiduelle lors d'une semaine « type » de janvier en 2021 et en 2050

A l'inverse, des unités de production pilotable, telles que des turbines à combustion (TAC) ou des cycles combinés au gaz (CCG) utilisant des bio-carburants peuvent fournir un service au système électrique

plus étendu sur l'année, avec un fonctionnement en « base » ou « semi-base ». Les moyens de stockage saisonnier (par exemple : barrages hydrauliques, hydrogène, eau chaude dans ses réseaux de chaleur) auront aussi un rôle important à jouer dans cette nouvelle structure de mix électrique, afin de pouvoir reporter les surplus de production qui pourraient arriver (en particulier en été sous l'effet de facteurs de charge nettement plus élevé de la filière solaire) à des périodes où les besoins sont plus grands. En sus des questions liées à la gestion de la maille infra-hebdomadaire, ces leviers permettront ainsi de contribuer à un équilibrage plus « étendu » sur l'année entre l'offre et de la demande, si les trajectoires de développement des énergies renouvelables ne sont pas suffisantes pour couvrir chaque jour le volume d'énergie requis, comme le montrent par exemple les premières estimations sur le graphe suivant des scénarios d'étude présentés en CPSR.

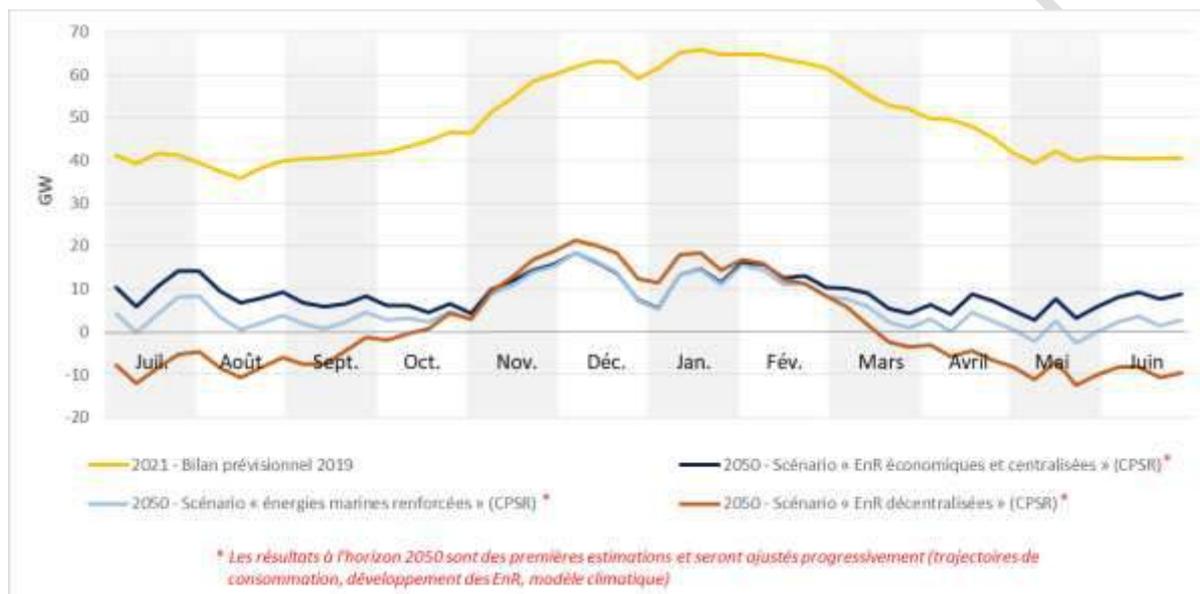


Figure 9. Niveau hebdomadaire moyen de consommation résiduelle en 2021 et en 2050

2.3 La simulation de l'équilibre offre-demande et l'évaluation des risques sur la sécurité d'approvisionnement dans l'élaboration des scénarios à l'horizon 2050

Les travaux d'élaboration et d'analyse des scénarios à l'horizon 2050 menés dans le cadre du Bilan prévisionnel contiendront un volet d'études approfondies sur la sécurité d'approvisionnement.

Celles-ci s'appuieront sur trois fondamentaux : (i) un socle de simulations important de l'équilibre offre-demande permettant de représenter un très grand nombre de configurations et d'aléas, (ii) une évaluation détaillée des besoins de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement, (iii) une analyse approfondie sur les périodes de déséquilibre offre-demande (stress tests) qui permet d'aller au-delà du critère public actuel voire de le réinterroger en lien avec les questions d'acceptabilité.

2.3.1 De nombreuses simulations de l'équilibre offre-demande tenant compte d'un vaste nombre d'aléas à l'échelle européenne mais également des effets du changement climatique

L'approche probabiliste utilisée pour les analyses du Bilan prévisionnel permet de simuler l'ensemble des aléas envisageables, notamment les conditions climatiques ou la disponibilité de l'offre de production en France et en Europe. Cette approche représente au mieux les différentes combinaisons

d'aléas ainsi que leurs corrélations spatiale et temporelle sur l'ensemble du périmètre européen : par exemple, l'impact d'une vague de froid en France est étudié en tenant compte des productions éolienne et photovoltaïque en Allemagne au même instant.

Les simulations intégreront ainsi des scénarios climatiques qui tiennent compte des effets significatifs du changement climatique, en particulier sous deux angles :

- D'une part, la diversification du mix électrique et des usages de l'électricité tend à modifier fortement la sensibilité aux aléas météorologiques. En premier lieu, le développement de la production renouvelable variable contribue à modifier les conditions d'équilibre entre l'offre et la demande, et les risques associés. Par ailleurs, l'évolution des usages électriques joue sur la sensibilité de la consommation à la météo mais avec deux effets opposés. D'un côté, l'électrification de certains usages tels que le chauffage et le développement de la climatisation tendent à accroître la sensibilité à la température. De l'autre, les efforts d'efficacité énergétique et le remplacement des équipements par des technologies plus efficaces peut réduire la sensibilité de la consommation aux aléas météorologiques.
- D'autre part, l'évolution du climat a une influence certaine sur les données météorologiques et donc par conséquent sur les données énergétiques. Les vagues de chaleur sont amenées à devenir plus fréquentes, plus longues et plus intenses, pouvant alors impacter la disponibilité des centrales thermiques sur fleuve, la production hydraulique, les capacités de transit des réseaux électriques ou encore le facteur de charge du photovoltaïque. A l'inverse, les événements extrêmes froids devraient se faire plus rares sans pour autant être exclus. Le changement climatique risque également d'influencer la ressource hydraulique, avec notamment de plus faibles précipitations en neige et une fonte plus précoce.

C'est pourquoi RTE a recours à un grand nombre de simulations, couvrant un large champ d'événements météorologiques possibles. Ces scénarios climatiques font par ailleurs l'objet d'un GT dédié « Référentiel climatique » dans le cadre de ce Bilan prévisionnel.

Tout comme pour les derniers Bilans prévisionnels, l'aléa de disponibilité du parc de production thermique, lié à des maintenances ou à des pannes, est aussi modélisé par des tirages d'indisponibilités.

Enfin, pour prendre pleinement en compte l'impact des systèmes électriques voisins sur la sûreté en France et l'évolution des échanges d'électricité aux frontières au fur et à mesure des évolutions de politique énergétique en Europe, les scénarios du prochain Bilan prévisionnel à l'horizon 2050 passeront par une modélisation explicite des pays du système électrique ouest-européen. Pour chaque pays, RTE élaborera des hypothèses de consommation et de parcs de production dans une approche similaire, bien que simplifiée, à celle mise en œuvre en France.

2.3.2 Une évaluation détaillée des besoins en capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Sur la base de l'approche explicitée dans la section précédente, les simulations de ce Bilan prévisionnel étudieront le comportement de mix électriques avec une forte intégration des énergies renouvelables, caractérisant ainsi une gestion de l'équilibre offre-demande faisant face à de nouveaux enjeux. Le dimensionnement du parc de production et de flexibilités sera alors réalisé selon (i) les ambitions publiques, (ii) des critères économiques mais aussi (iii) le respect de la sécurité d'approvisionnement pour l'ensemble des consommateurs.

L'élaboration des scénarios passera ainsi par une évaluation détaillée des différents besoins de flexibilité (flexibilité saisonnière, hebdomadaire, journalière, horaire) et des capacités pouvant y répondre (stockage saisonnier, batteries, flexibilité sur la demande...).

Ces flexibilités pourront également être nécessaires pour disposer de capacités suffisantes pour assurer l'équilibrage à court terme du système électrique et la résorption de déséquilibres entre l'offre et la demande liés à des aléas ou à des incertitudes sur les prévisions (voir section 3).

2.3.3 Une analyse approfondie sur les périodes de déséquilibre offre-demande (stress tests) qui permet d'aller au-delà du critère public actuel voire de le réinterroger en lien avec les questions d'acceptabilité

Le critère de défaillance tel que défini dans le Code de l'énergie permet de dimensionner le parc de production et d'effacement tout en conservant un niveau de sécurité d'alimentation conforme aux attentes publiques actuel.

A long terme, la diversification du mix électrique, les effets du changement climatique ou encore l'évolution des usages pourraient induire de nouveaux déterminants pour la sécurité d'approvisionnement. Le critère actuel des « trois heures » pourrait être associé à un paysage de défaillance différent, en termes de fréquence ou de profondeur des déséquilibres (i.e. ampleur des moyens à engager et nombre de sites à couper pour rétablir l'équilibre). La perception de la sécurité d'approvisionnement et le consentement des consommateurs vis-à-vis de ce critère pourrait donc évoluer en conséquence, par exemple via des exigences plus strictes ou à l'inverse plus flexibles en matières de risque de coupures.

Dans le même temps, certaines évolutions technologiques (compteurs communicants ou intelligents, actionneurs et dispositifs de commande de certains équipements...) permettent d'envisager le développement d'une différenciation du niveau de sécurité d'approvisionnement en fonction des consommateurs ou des usages. Ainsi, alors que la sécurité d'approvisionnement électrique est considérée aujourd'hui comme un bien collectif, auquel tous les producteurs disponibles lors des pointes de consommation participent et dont bénéficient tous les consommateurs sans appropriation ou différenciation possible, celle-ci pourrait à l'avenir s'individualiser. Concrètement, chaque utilisateur pourrait choisir son niveau de service auprès de son fournisseur, la gestion de la pénurie étant individualisée en fonction des différents engagements contractuels. Si rien ne dit que ce type d'évolution soit souhaitable ou souhaitée, il importe – à ce stade de la réflexion sur la construction des scénarios – de l'intégrer comme une option qui sera demain techniquement possible alors qu'elle ne l'est pas aujourd'hui.

Cette évolution de la perception de la sécurité d'approvisionnement sera explicitée dans le cadre des travaux portant sur les dynamiques sociétales.

Par ailleurs, les analyses probabilistes telles que restituées habituellement dans les Bilans prévisionnels de RTE peuvent ne pas être suffisantes pour permettre une compréhension adéquate des facteurs de risque les plus importants pour le système, a fortiori dans un mix composé d'une grande quantité d'énergies renouvelables et de flexibilités. **En complément des indicateurs réglementaires, une approche visant à caractériser la résilience du système à des situations particulièrement contraignantes, au travers de plusieurs « stress tests », sera donc menée.**

Ces stress tests, déjà identifiés comme des points clés pour les volets à moyen terme des Bilans prévisionnels et qui ont un intérêt fort aussi pour les études à long terme, se fondent sur des aléas

dimensionnants pour le système électrique. Des situations de tension d'une nouvelle nature pourraient émerger à long terme et feront l'objet d'analyse dédiées :

- épisodes de vent faible occasionnant une très faible production éolienne, spécifiquement en France, ou de manière générale en Europe,
- périodes de canicule et / ou de sécheresse prolongées (dont la fréquence statistique d'apparition augmente dans les scénarios climatiques étudiés) ayant un impact fort sur la consommation et la production électrique,
- vagues de froid (dont la fréquence statistique d'apparition diminue dans les scénarios climatiques étudiés, mais qui demeurent pour un certain temps les événements susceptibles de fortement solliciter le système électrique).

DOCUMENT DE TRAVAIL

3. Equilibrage court terme : les besoins de marges / réserves pour le réglage de fréquence

La sécurité du système électrique repose en particulier sur l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, ou équilibre offre-demande (EOD).

Comme précisé dans la seconde partie du document, le premier enjeu est de s'assurer que le système électrique est bien dimensionné en volume de capacités (production ou effacement) pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande dans la plupart des situations, hors événements exceptionnels, selon un niveau de risque défini par les pouvoirs publics sur le plan législatif et réglementaire.

Au-delà du dimensionnement du parc de production et d'effacement, un second enjeu consiste à s'assurer que l'équilibre entre l'offre et la demande peut être maintenu à tout instant, même en cas d'aléas sur la consommation entre la production ou la consommation en temps réel. En d'autres termes, si le système électrique fait face à la déconnexion soudaine d'une centrale ou à un surcroît de consommation qui n'était pas prévu, il doit être en mesure de réagir pour rétablir l'équilibre et assurer la continuité de l'alimentation.

L'équilibrage de l'offre et la demande en temps réel est assuré par chaque gestionnaire de réseau de transport (GRT), au niveau de son périmètre (pour RTE il s'agit de la France métropolitaine continentale), en tenant compte des importations et des exportations d'électricité.

L'équilibre offre-demande s'assure en anticipation, car les productions et les consommations d'électricité n'ont pas la capacité de s'adapter instantanément pour s'égaliser. Ainsi, il nécessite d'une part des prévisions (sur la consommation électrique, la production éolienne, photovoltaïque ou hydraulique fil de l'eau), et d'autre part sur des programmes élaborés par les producteurs (pour les productions conventionnelles thermiques et hydrauliques) pour s'adapter à ces prévisions.

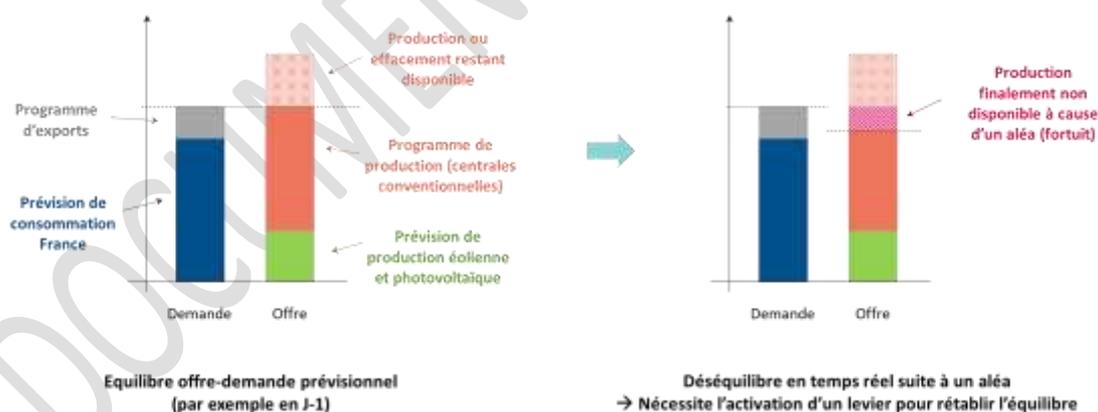


Figure 10. Illustration des enjeux liés à l'équilibrage court terme de l'offre et de la demande en cas d'aléa

Néanmoins, comme il n'est pas techniquement possible d'égaliser parfaitement production et consommation d'électricité en temps réel, il subsiste un déséquilibre résiduel, qui modifie directement la vitesse de rotation des groupes de production conventionnels, c'est-à-dire la fréquence du système électrique. Pour assurer la sécurité d'exploitation du système électrique et le bon fonctionnement de ses composants, il est essentiel de garder cette fréquence proche de sa valeur nominale de 50 Hertz.

Pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel et faire face aux aléas qui viennent perturber l'équilibre prévisionnel, RTE doit ainsi s'assurer de la disponibilité de certaines capacités pouvant réagir rapidement, en constituant des marges et des réserves. Le dimensionnement de ces marges et réserves s'appuie principalement sur des évaluations statistiques des erreurs de prévisions qui affectent l'équilibre offre-demande et des principaux aléas susceptibles de survenir (défaillance fortuite d'un groupe de production, par exemple).

3.1 L'équilibre offre-demande repose sur des prévisions imparfaites

3.1.1 Les prévisions des productions éolienne et photovoltaïque

La prévision des productions éolienne et photovoltaïque, pour un instant donné, est réalisée à partir de plusieurs outils et données, qui permettent d'affiner la prévision au cours du temps. Le processus de prévision mis en œuvre par RTE repose aujourd'hui sur :

- 1) **Une prévision de la production basée sur des prévisions météorologiques fournies par Météo France** : cette prévision permet notamment de prévoir, du jour pour le lendemain, la production éolienne et photovoltaïque en croisant les prévisions météorologiques fournies par Météo-France (vitesses de vent, température, nébulosité) et les caractéristiques des installations éoliennes et photovoltaïques (coordonnées géographiques). Les prévisions météorologiques sont par ailleurs affinées par Météo France au cours du temps en utilisant les observations remontées en temps réel par les stations météorologiques pour corriger partiellement les prévisions des modèles. Ces prévisions ainsi que la connaissance des caractéristiques des parcs éolien et photovoltaïque restent imparfaites et incomplètes.

En outre, des erreurs de prévision peuvent aussi provenir de la non-prise en compte de certains phénomènes météorologiques, notamment locaux (comme les rafales de vent pour la production éolienne), de l'éloignement des parcs de production photovoltaïque des stations de mesure de Météo France, ainsi que d'une modélisation incomplète de certains comportements (par exemple, indisponibilités partielles non déclarées à RTE ou encore coupure de la production éolienne lors des périodes de vent important pour éviter des dommages matériels). Tout ceci conduit inévitablement à des erreurs de prévision sur la production renouvelable.

- 2) **Une estimation des productions renouvelables en temps réel** : cette estimation permet de réactualiser en continu les prévisions des productions éolienne et photovoltaïque en fonction des productions observées en temps réel. Pour cela, RTE dispose de méthodes d'estimations en temps réel des productions éolienne et photovoltaïque qui diffèrent selon trois cas de figures :
 - L'installation est **observable** : la valeur de sa production en temps réel est connue grâce à une télémessure via un capteur placé au niveau du parc (ou plus généralement du poste auquel le parc est raccordé). Une télémessure permet ainsi d'avoir une information précise sur la production en temps réel mais elle peut cependant être défaillante et sa précision peut varier au cours du temps.
 - L'installation n'est pas observable mais est **estimable** : dans ce cas, il est possible d'estimer la valeur de sa production en temps réel à partir de parcs observables dont on a statistiquement vérifié que leur production était représentative de l'ensemble du parc à modéliser. Ces analyses nécessitent de disposer de comptages précis sur l'ensemble des installations de production composant ces parcs dits estimables.

- L'installation n'est **ni observable ni estimable** : dans le cas où il n'est pas possible d'estimer la production en temps réel d'un parc, la valeur de production retenue en temps réel est celle des prévisions. C'est le cas d'une bonne part de la production photovoltaïque diffuse.

La répartition approximative entre les trois cas de figure est aujourd'hui la suivante :

Production éolienne en 2019 Production photovoltaïque en 2019

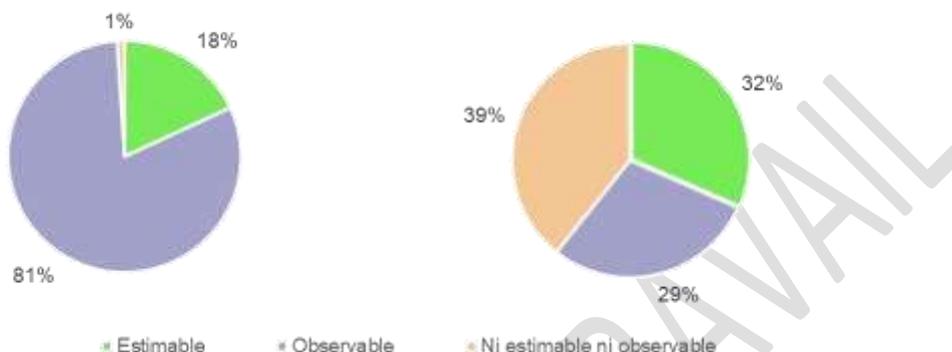


Figure 11. Répartition des installations de production éolienne et photovoltaïque selon leur caractère estimable ou observable en capacité installée

Ainsi, même s'il existe des imprécisions dans l'estimation en temps réel de la production éolienne, les prévisions à court terme s'appuient sur un grand nombre de données directement observables et ont beaucoup gagné en fiabilité au cours du temps.

A contrario, pour la production photovoltaïque, une part plus importante de la production n'est ni observable ni estimable, et seule un tiers est directement observable. Il existe donc une incertitude plus importante sur les prévisions. Néanmoins, les réactualisations plus fréquentes des prévisions météorologiques utilisées pour cette filière (données de nébulosité mises à jour toutes les heures) permettent de pallier partiellement ce manque d'observabilité.

3.1.2 La programmation des groupes de production conventionnelle

- **La programmation des groupes de production conventionnels**

Pour les productions électriques autres que d'origine photovoltaïque et éolienne, leur contribution à l'équilibre offre-demande s'anticipe non pas avec des prévisions mais avec des programmes². La distinction entre prévisions et programmes provient de la pilotabilité de ces installations, qui permet d'adapter leur production aux besoins anticipés et aux prix de marché.

Tout exploitant de groupe de production électrique est tenu de transmettre un programme de production par installation (pourvue qu'elle soit « non marginale »), tous les jours vers 16h30 (en J-1), pour toute la journée du lendemain (J). Ces programmes peuvent ensuite être modifiés toutes les heures, jusqu'à environ deux heures avant le temps réel.

- **Les fortuits**

Les groupes de production ont l'obligation légale de suivre leurs programmes. Toutefois, des contraintes techniques inattendues peuvent apparaître et empêcher un groupe de production de suivre son programme, on parle alors de fortuit. Ceci peut se traduire par exemple par une déconnexion subite de l'unité (on parle de découplage) ou par une baisse de puissance importante par

² Il existe une part de production hydraulique non pilotable, dite fil de l'eau, qui envoie des programmes qui sont en fait des prévisions.

rapport à celle prévue au programme. Ces incidents peuvent se produire à tout moment mais le risque est accru dans les phases de démarrage (ou couplage au réseau) des unités.

- **Les changements de parallèle**

Les programmes transmis par les responsables de programmation sont aujourd’hui établis au pas demi-horaire, qui correspond à la durée de programmation standard sur les marchés de l’électricité, sur lequel la production et l’estimation de consommation des acteurs est calculée.

Ainsi, aux instants de changement des programmes, c’est-à-dire aux heures ou demi-heures « rondes », (et même aux quarts d’heure dans les pays où la programmation se fait au pas 15 minutes), les changements des programmes des groupes de production suivent des dynamiques très différentes qui créent des déséquilibres fugaces non négligeables entre production et consommation. Par exemple, si un groupe hydraulique remplace un groupe thermique à production totale constante, il pourra produire presque instantanément sa puissance maximale, tandis que le groupe thermique diminuera sa production lentement, suivant un gradient observable.

Ces déséquilibres sont particulièrement visibles aux heures rondes en France, car les interconnexions sont programmées au pas horaire : les dynamiques des groupes étrangers peuvent donc s’ajouter aux dynamiques des groupes français. On parle de changement de parallèle car, en concevant les échanges aux interconnexions comme une fonction en escalier, les heures rondes sont l’occasion de passer d’une marche d’escalier à l’autre, d’un plateau à l’autre, ou encore d’une « parallèle » à l’autre (cf. figure 12).

Ces déséquilibres ont un effet négligeable sur l’équilibre offre demande prévisionnel, car effectué au pas demi-horaire, mais ils peuvent ponctuellement avoir des effets importants sur la fréquence.

- **L’estimation en temps réel des productions conventionnelles**

On considère que l’estimation en temps réel des productions autre qu’éolienne et photovoltaïque est quasi-parfaite car la plupart des groupes de production conventionnelle sont télémésurés par des capteurs de bonne qualité (il existe quelques exceptions).

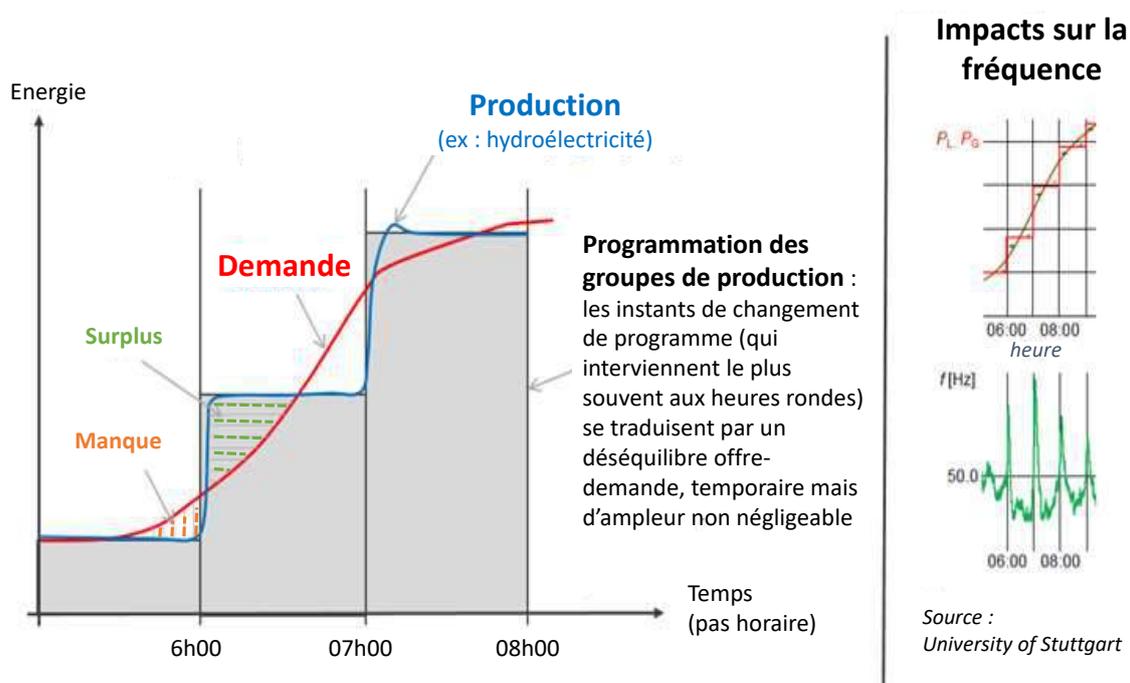


Figure 12 : Illustration de l'impact des changements de parallèle sur l'équilibre offre-demande et la fréquence.

3.1.3 La prévision de consommation

La prévision de consommation à court terme (du jour pour le lendemain et jusqu'au temps réel) repose sur les mêmes principes que la prévision de production éolienne et photovoltaïque :

- 1) **Un modèle de prévision de consommation** : il s'agit d'un modèle statistique (par apprentissage) qui estime la consommation en utilisant les prévisions météorologiques disponibles pour différents points du territoire. Cette estimation est ajustée par les opérateurs du centre national d'exploitation du système de RTE en recherchant dans l'historique des journées similaires (position du jour de la semaine, de période de l'année, l'année, phénomènes météorologiques particuliers...). Comme pour les prévisions des productions éolienne et photovoltaïque, ces prévisions sont réactualisées au cours de la journée notamment en fonction de l'évolution des prévisions météorologiques.
- 2) **Une estimation de la consommation en temps réel** : à l'instar des prévisions des productions éolienne et photovoltaïque, afin de mieux prévoir la consommation électrique aux échéances courtes, la prévision de consommation électrique est recalée à partir des plus récentes estimations en temps réel de consommation. Celles-ci sont obtenues par une méthode indirecte : plutôt que de chercher à mesurer directement la consommation électrique de tous les consommateurs, la consommation électrique en temps réel est estimée comme la somme de la production (éolienne, photovoltaïque et conventionnelle), telle que calculée selon les principes présentés ci-dessus, corrigée des échanges aux interconnexions (qui sont télémésurés). Comme pour les prévisions de production renouvelable, ces prévisions de consommation sont affinées au cours du temps mais peuvent rester imparfaites.

3.1.4 Les autres prévisions

Au-delà des prévisions de production et de consommation électriques en France, d'autres facteurs sont pris en considération par RTE pour préparer et assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, en particulier :

- **La disponibilité du réseau** : certaines infrastructures du réseau haute et très haute tension exploité par RTE peuvent connaître des indisponibilités. Celles-ci peuvent être planifiées (par exemple, travaux de maintenance ou de renforcement) ou fortuites (court-circuit, foudre, tempête ou autre événement extérieur...) et peuvent affecter certains sites de production ou de consommation. Le dimensionnement de l'infrastructure de réseau tel que prévu par RTE permet de pallier l'indisponibilité fortuite dans la majeure partie des cas mais certains événements exceptionnels peuvent néanmoins conduire à des gestes d'exploitation spécifiques (actions sur la topologie du réseau...) voire à des coupures de consommation ou de production.
- **Les échanges aux interconnexions avec les pays frontaliers** : ces volumes d'échanges correspondent à ceux prévus par le jeu des marchés européens. En cas d'écart avec le programme convenu d'échanges, le gestionnaire de réseau à l'origine de celui-ci est tenu de rétablir très rapidement les échanges programmés aux interconnexions.

3.2 L'équilibre offre-demande nécessite d'anticiper des marges/réserves

L'équilibrage entre l'offre et la demande nécessite de réaliser des prévisions en anticipation. Or, par essence, ces prévisions ne sont jamais parfaitement exactes. Le réalisé de chacune des productions et

de la consommation diffère ainsi des prévisions initiales, d'autant plus que la prévision a été calculée à une échéance éloignée.

En outre, il n'est pas garanti que les moyens d'action (groupes de production pilotables, consommateurs effaçables) sur l'équilibre offre-demande soient suffisants pour pallier les erreurs de prévision, à toutes les échéances.

En temps réel, le déséquilibre restant impacte directement la fréquence du système électrique, ce qui peut avoir des conséquences très importantes en cas de variations de forte amplitude de cette dernière.

Pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel et faire face aux aléas qui viennent perturber l'équilibre prévisionnel, RTE doit donc s'assurer de la disponibilité de capacités pouvant réagir rapidement, en constituant des marges et réserves.

Le dimensionnement de ces réserves s'appuie sur une évaluation statistique des erreurs de prévisions qui affectent l'équilibre offre-demande.

3.2.1 Les différentes marges/réserves et leurs interactions

Les erreurs des prévisions (au sens large) ainsi que les besoins en qualité de la fréquence nécessitent de disposer de puissance électrique mobilisable par RTE pour rétablir l'équilibre. La puissance effectivement mobilisable par RTE, en respectant toutes les contraintes techniques des moyens de production et des capacités d'effacement, est appelée marge disponible.

La marge disponible peut être « à la hausse » dans le cas d'un besoin d'une augmentation de production ou d'une diminution de consommation, ou « à la baisse », dans le cas d'un besoin d'une diminution de production ou d'une augmentation de consommation, pour rétablir l'EOD.

La marge disponible dépend :

- de l'instant considéré : par exemple, certains groupes de production sont disponibles pour l'ajustement sur certaines heures mais sur pas d'autres car ils ont déjà prévu de produire,
- de l'échéance considérée : certains moyens d'action peuvent nécessiter des durées d'activation assez longues, comme par exemple le démarrage froid d'un cycle combiné au gaz qui peut prendre jusqu'à 4 heures.

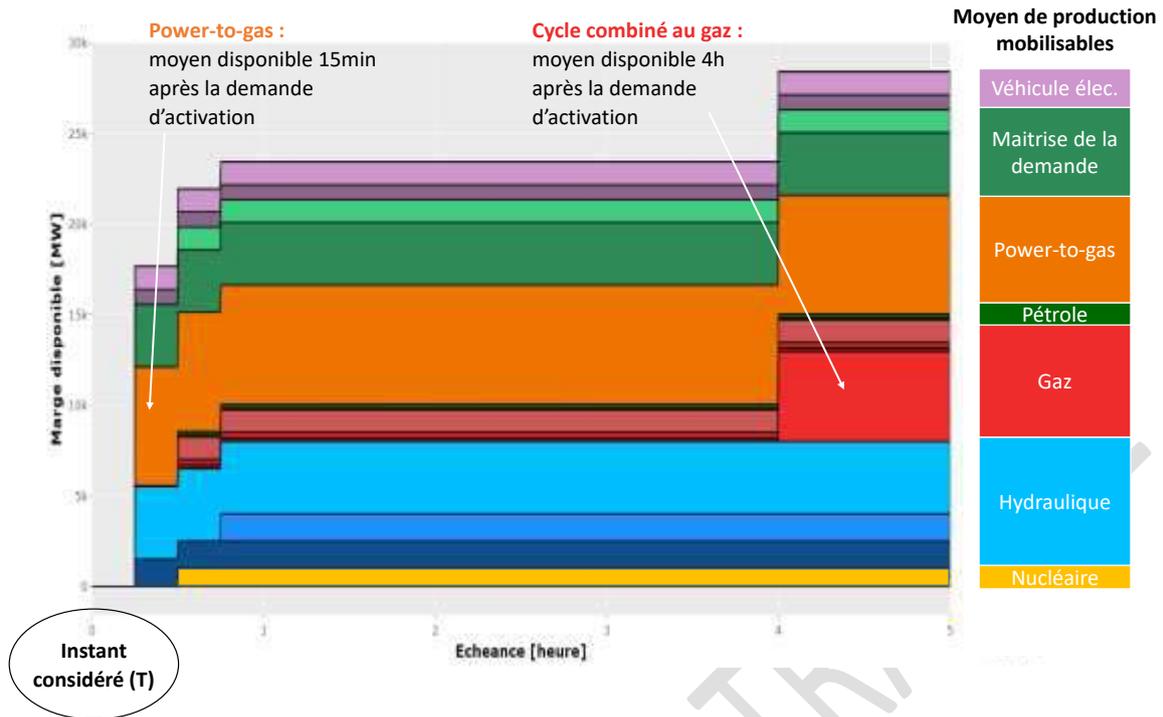


Figure 13 : Marge disponible en fonction de l'échéance pour un instant type en 2035 (exemple illustratif)

Pour s'assurer que la marge disponible soit suffisante, RTE peut contractualiser de la disponibilité : on parle alors de **réserves contractualisées**. Plusieurs produits de réserves, correspondant à des échéances (i.e. des délais de mobilisation) différentes, font ainsi l'objet d'une contractualisation avec les producteurs et opérateurs d'effacement. Pour des échéances courtes, les marges sont systématiquement contractualisées et automatisées, car il n'est pas possible de faire des activations manuelles aussi rapides et dynamiquement pertinentes.

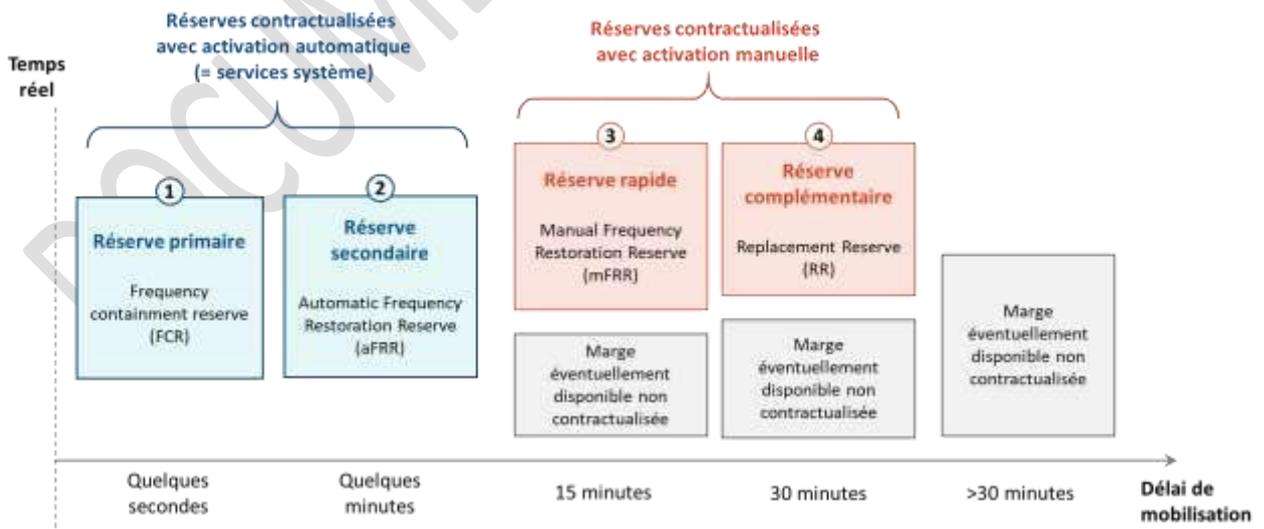


Figure 14 : Schéma des différentes réserves et marges disponibles à la hausse en fonction du délai de mobilisation

Il existe donc un continuum de réserves/marges disponibles dont la proportion dépend de l'échéance.

- 1- A des échéances de l'ordre de quelques dizaines de secondes intervient la **réserve primaire** (ou FCR, *Frequency Containment Reserve* en nomenclature européenne), qui est entièrement contractualisée.
- 2- A l'échelle de quelques minutes, on trouve la **réserve secondaire** (ou aFRR, *automatic Frequency Restoration Reserve* en nomenclature européenne), également entièrement contractualisée. Ces deux réserves s'activent uniquement suite à un aléa avéré, c'est-à-dire lorsque la fréquence varie, contrairement à la réserve tertiaire et aux marges disponibles qui peuvent s'activer en anticipation d'un déséquilibre.
- 3- La **réserve tertiaire** est constituée de deux types de réserves :
 - la **réserve rapide** (RR en français, ou mFRR, *manual Frequency Restoration Reserve* en nomenclature européenne), à échéance 15 minutes ;
 - la **réserve complémentaire** (RC en français, ou RR, *Replacement Reserve* en nomenclature européenne), à échéance 30 minutes.
- 4- Des **marges disponibles** commencent à être comptabilisées à partir de l'échéance 15 minutes, car il est désormais possible d'activer manuellement ces moyens d'action pour rétablir l'EOD. Ainsi aux échéances de 15 à 30 minutes, la marge disponible est la somme des réserves contractualisées à ces échéances, et des marges disponibles non contractualisées.

3.2.2 *Le dimensionnement des réserves primaire et secondaire de production*

Dimensionner les réserves primaires et secondaires pour assurer l'équilibre offre-demande aux échéances correspondantes (et donc garder la fréquence dans des limites acceptables), de l'ordre de quelques secondes à quelques minutes, nécessite de connaître le système et de prendre en compte :

- le déséquilibre production-consommation qui peut survenir en temps réel et aux échéances correspondantes au délai de mobilisation du réglage ;
- la capacité de réponse dynamique du système (des acteurs qui participent au contrôle de la fréquence) ;
- l'inertie du système ;
- le comportement des composants du système vis-à-vis de la fréquence.

Actuellement, la réserve primaire est dimensionnée à l'échelle européenne de façon à se prémunir contre l'incident dit dimensionnant, à savoir la perte des deux plus gros réacteurs nucléaires soit 3 GW de puissance.

Historiquement, la réserve secondaire est dimensionnée à l'échelle du périmètre de RTE historiquement comme une fonction de la consommation. Elle vise à reconstituer la réserve primaire et à ramener les échanges transfrontaliers à leur valeur contractuelle. De nouvelles méthodes statistiques de dimensionnement sont également en cours de déploiement visant à maintenir la qualité de l'équilibre offre-demande dans une certaine fourchette.

En temps réel, le volume de réserves automatiques disponibles à l'instant T est susceptible de dériver de sa prescription au fil du temps. Les marges provisionnées vont permettre de ramener la réserve automatique disponible à sa valeur de consigne.

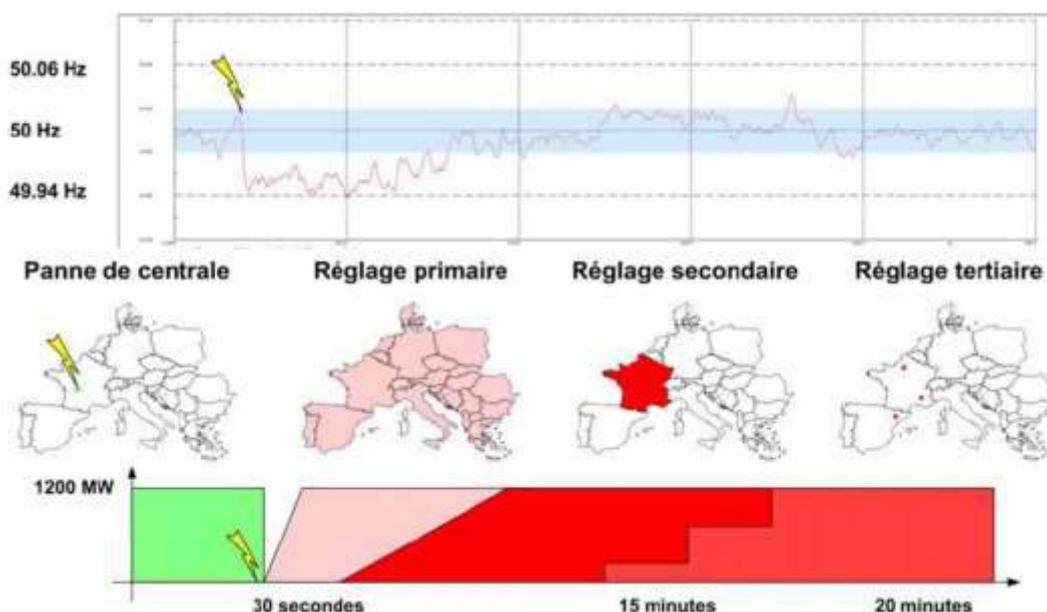


Figure 15 : Activations des différents réglages au cours du temps suite à la perte d'un groupe de production de 1200 MW

3.2.3 Le dimensionnement des marges/réserves manuelles de production

En pratique, la marge requise est déterminée à partir d'une quantification statistique des erreurs de prévisions affectant l'équilibre offre-demande, les aspects liés à la prise en compte de la fréquence du système électrique n'étant plus pertinents aux échéances supérieures à 15 minutes. RTE calcule ainsi la marge requise comme la somme (statistiquement parlant) des erreurs de prévision de consommation électrique, des erreurs de prévision de production éolienne, des erreurs de prévision de production photovoltaïque, ainsi que de la quantification statistique des fortuits pouvant affecter la production conventionnelle. Par souci de concision, dans la suite de cette partie, on utilisera le terme d'aléa plutôt qu'erreur de prévision, avec un qualificatif pour préciser son origine (par exemple aléa éolien). La somme de tous les aléas affectant l'équilibre offre-demande est appelé aléa global.

La valeur de la marge requise est établie statistiquement de telle sorte qu'elle permette d'assurer que la probabilité de faire appel à des moyens exceptionnels et actions de sauvegarde (interruption de contrat, délestage de clientèle, montée à la puissance maximale des groupes de production...) soit inférieure à 1 % à la pointe du matin et 4 % à la pointe du soir. On parle parfois de « risque 1% ».

Pour comprendre les évolutions envisagées de ces aléas en partie 3, il faut détailler un peu le calcul de cette marge requise. Tout d'abord, une densité de probabilité est calculée pour chacun des aléas considérés (aléa de consommation, aléa de production conventionnelle, aléa éolien et aléa photovoltaïque). Ces densités de probabilités dépendent des paramètres suivants :

- **Aléa de consommation (densité de probabilité de forme variable : régression quantile)**
 - o Echéance
 - o Prévision de consommation
 - o Proximité d'un jour férié
- **Aléa de production conventionnelle (densité de probabilité log-normale)**
 - o Echéance

- Programmes des groupes de production (dont démarrages programmés)
- Probabilité de fortuit, de retard au démarrage et durée moyen d'un retard au démarrage
- **Aléa éolien (densité de probabilité gaussienne)**
 - Echéance
 - Echéance depuis la dernière prévision météorologique complète reçue
 - Prévision de production éolienne
- **Aléa photovoltaïque (densité de probabilité gaussienne)**
 - Echéance (faiblement)
 - Prévision de production photovoltaïque
 - Nébulosité prévue

Il serait trop complexe d'expliquer tous les choix à l'origine de ces modélisations, mais il est important de s'étonner que l'aléa photovoltaïque ne dépende que faiblement de l'échéance. Cela est dû à deux facteurs :

- L'observabilité et l'estimabilité de la production photovoltaïque en temps réel ne sont pas d'une qualité suffisante pour permettre un recalage efficace des prévisions.
- Trop peu de données de comptages réelles sont disponibles sur les parcs photovoltaïques pour paramétrer efficacement des modèles de prévision qui pourraient mieux prendre en compte les observations de nébulosité envoyées par Météo France toutes les heures.

L'aléa global est ensuite obtenu par sommation (produit de convolution) de ces aléas, en supposant leur indépendance.

3.3 Les défis sur l'équilibrage court terme posés par une pénétration importante des énergies renouvelables

Le dénominateur commun de tous les mix énergétiques envisagés dans les études à long-terme est une augmentation très importante de la pénétration des énergies renouvelables, notamment éolienne et photovoltaïque. Cela implique que la qualité des prévisions des productions éolienne et photovoltaïque aura un impact de plus en plus important sur la gestion de l'équilibre offre-demande, en particulier à court-terme. A la lumière des éléments présentés précédemment, cette section met en évidence certains enjeux techniques clés dans la gestion de mix énergétiques à fort taux d'énergies renouvelables.

3.3.1 L'évaluation prospective des besoins de réserves avec une forte pénétration des énergies renouvelables

Les principaux moyens de production renouvelable diffèrent des groupes de production conventionnels sur plusieurs aspects qui peuvent influencer l'équilibre offre-demande :

	EnR variables	Centrales conventionnelles
Productible	Dépend des conditions météorologiques	Stock d'énergie fossile (gaz, charbon, fioul), d'uranium ou d'eau
Type de raccordement	Electronique de puissance	Alternateur synchrone
Taille	Quelques grosses unités mais beaucoup de petites centrales	Grosses unités de production
Localisation	Réseau de distribution et de transport	Réseau de transport
Aléa	Incertitudes sur la prévision de production + risque de déconnexion (fortuit)	Risque de déconnexion (fortuit)

Ces différences fondamentales vont potentiellement avoir des effets sur les aléas subis par le système électrique et sur le réglage de la fréquence. En conséquence, le développement massif des énergies renouvelables est susceptible de modifier les besoins de réserves et les marges requises pour des échéances courtes. **L'évaluation des besoins à long terme nécessite des analyses détaillées encore en cours, mais de premières intuitions peuvent être mises en évidence :**

1) Un dimensionnement des réserves automatiques à réinterroger

Le dimensionnement des réserves automatiques est aujourd'hui basé sur l'incident dimensionnant correspondant à la perte simultanée des deux plus grands groupes de production européens (soit environ 3000 MW). Ce dimensionnement pourrait être réinterrogé à long terme en fonction (i) de l'évolution de la capacité des groupes de production les plus importants et (ii) des aléas pouvant peser sur l'ensemble des paramètres de l'équilibre offre-demande à très courte échéance. Il s'agit ainsi de vérifier dans quelle mesure les incertitudes sur la production renouvelable ou la consommation pourraient devenir prépondérante devant celles correspondant à la perte de grands groupes de production thermique.

2) Une augmentation significative des marges requises à la hausse, en particulier pour les échéances de court-terme, dans les scénarios avec beaucoup d'énergies renouvelables non observables

La section précédente a mis en évidence l'impact des aléas photovoltaïque et éolien dans le calcul des marges requises. De manière intuitive, **la croissance de la production éolienne et photovoltaïque conduit à des risques d'erreur de prévision plus importants en absolu, et donc potentiellement à une forte augmentation des marges requises dans les décennies à venir.**

L'augmentation potentielle des besoins de marges peut se décomposer et s'expliquer de la façon suivante :

- L'aléa photovoltaïque augmenterait très fortement aux heures d'ensoleillement dans le cas où l'observabilité et l'estimabilité de cette production ne serait pas améliorée par rapport à aujourd'hui. Dans cette situation, l'erreur relative de prévision resterait du même ordre de grandeur (en % de production) mais la capacité et la production photovoltaïque auraient crû, ce qui induirait une augmentation de l'incertitude en absolue (en GW). Cette incertitude est encore accrue dans les scénarios avec des parts importantes de productions photovoltaïques diffuses qui ne seraient ni estimables ni observables.
- De la même manière, l'aléa éolien augmente fortement sur l'ensemble de la journée, du fait du développement attendu de cette filière. Néanmoins, comme illustré sur la figure 11, les

parcs éoliens font l'objet d'une meilleure observabilité et conduisent donc à une incertitude a priori bien moindre que pour la production photovoltaïque.

- L'aléa de production thermique et hydraulique pourrait diminuer de façon substantielle jusqu'à être quasiment nul aux heures où la production d'origine éolienne ou photovoltaïque est importante. Néanmoins, il peut ponctuellement atteindre des valeurs plus importantes notamment aux heures de coucher du soleil, lorsque la production conventionnelle doit remplacer progressivement la production photovoltaïque : le nombre et la dynamique des démarrages de groupes de production requis représentent des défis substantiels pour l'équilibre.
- L'aléa de consommation pourrait évoluer dans une mesure qui reste incertaine. Celui-ci dépendra des aléas associés à certains nouveaux usages (véhicules électriques, électrolyseurs...) ainsi que la qualité de l'estimation en temps réel de la consommation électrique, qui dépend aujourd'hui elle-même de l'estimation de la production éolienne et photovoltaïque.

Cette augmentation de la marge requise serait par ailleurs plus marquée sur certaines heures de la journée, notamment en milieu de journée lorsque la capacité de production photovoltaïque est importante et peut varier fortement. A l'inverse, au cours de la nuit, l'aléa sur la production photovoltaïque étant nul, la marge requise peut être nettement plus limitée.

L'augmentation éventuelle des marges requises peut par ailleurs être maîtrisée suivant deux axes :

- **l'amélioration de l'observabilité de la production photovoltaïque et de la consommation ;**
- **l'amélioration des prévisions des productions éolienne et photovoltaïque.**

En effet, l'effet sur la marge requise de 2035 de l'obtention d'une observabilité de la production photovoltaïque aussi efficace que celle de la production éolienne en 2020, puis d'une division par deux des (écarts-types des) aléas éolien et photovoltaïque permet d'obtenir le graphique suivant :

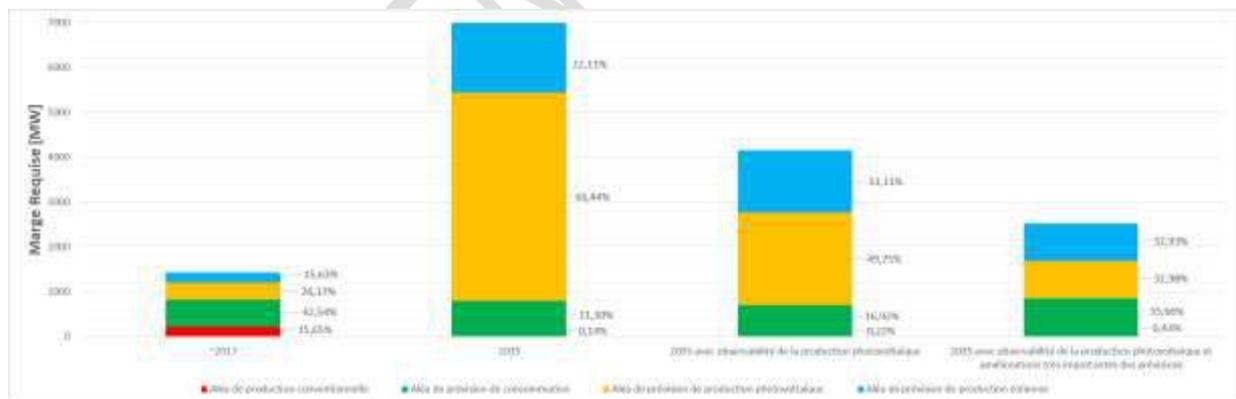


Figure 16 : Projection de la marge requise à midi en février 2035

3) Une augmentation probablement significative des marges requises à la baisse

La part de plus en plus importante des aléas éolien et photovoltaïque dans la marge requise conduit à rendre plus symétrique les besoins en marges requises. En effet, il est tout aussi probable que la production réalisée d'un parc éolien ou photovoltaïque soit supérieure ou inférieure à la valeur prévue. Ainsi, l'essentiel de ce qui est constaté pour les marges requises à la hausse peut être observé à la baisse. Le seul aléa intrinsèquement non symétrique est l'aléa de production conventionnelle, car si un groupe peut avoir des contraintes techniques qui le forcent à diminuer sa production, il est

extrêmement rare qu'une contrainte technique le force à augmenter sa production d'électricité programmée.

Dans l'ensemble, la marge requise à la baisse apparaîtrait donc de plus en plus comme le symétrique de la marge requise à la hausse (ce qui n'est pas le cas à l'heure actuelle).

3.3.2 L'évolution de l'offre de capacités permettant de constituer les réserves et marges disponibles

- **Une augmentation probable de l'offre de capacités pour l'équilibrage de court terme**

Si le développement de la production renouvelable pourrait nécessiter d'augmenter les marges requises, il est également probable qu'un volume accru de moyens avec des délais de mobilisation courts seront disponibles pour l'équilibrage de court terme du système électrique.

En effet, la plupart des leviers de flexibilité identifiés dans la section 2 et dont le développement sera nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans des mix électriques avec une part importante d'énergies renouvelables, disposent de délais de mobilisation a priori rapides. L'explicitation des caractéristiques de ces sources de flexibilité fera l'objet de travaux approfondis dans le cadre du « GT flexibilité » mais quelques premiers éléments peuvent déjà être soulignés :

- Les capacités hydrauliques (barrages et STEP) peuvent ajuster leur production très rapidement dans des délais généralement de l'ordre de quelques minutes.
- La recharge des véhicules électriques constitue une nouvelle source de flexibilité potentiellement très importante et mobilisable également en quelques minutes voire secondes si des dispositifs adaptés sont déployés (voir rapport de RTE sur la mobilité électrique publié le 15 mai 2019). La capacité de flexibilité peut par ailleurs être renforcée dans le cas où les véhicules ou bornes sont aptes à la recharge bidirectionnelle (*vehicle-to-grid*).
- Les batteries susceptibles de se développer pour rendre des services au système électrique disposent de délais de mobilisation rapides.
- L'effacement, dont une partie fournit dès aujourd'hui des services de réserve court terme, représente également une source de flexibilité qui pourrait se développer.
- Les dispositifs associés au *power-to-gas* et *gas-to-power* (électrolyseurs, éventuellement moyens de production à l'hydrogène ou au gaz vert tels que des piles à combustibles ou des turbines à combustion) sont également en capacité d'ajuster leur consommation ou production en des temps courts.
- Enfin la modulation de la production renouvelable pourrait également représenter une source de flexibilité mobilisable rapidement, à la baisse (écrêtement de production), voire à la hausse dans certaines situations spécifiques (annulation d'un écrêtement par exemple prévu lors des périodes d'abondance de production). La possibilité de mobiliser l'écrêtement de production renouvelable pour réaliser des ajustements à la baisse, dans des temps courts, sera d'autant plus importante à long terme pour pallier les incertitudes sur la production renouvelable variable.

3.3.3 De nouveaux défis de gestion opérationnelle

Les ordres de grandeur des marges requises et disponibles anticipées pour 2035 et 2050 sont très supérieures aux marges requises et disponibles calculées en 2020. Les processus opérationnels actuels ne permettent vraisemblablement pas de faire face à de telles incertitudes sans des changements majeurs.

Aux échéances de court-terme, la variabilité et la difficulté à prévoir précisément les productions éolienne et photovoltaïque pourrait conduire à des gradients de production très importants sur certaines périodes (jusqu'à 200 MW/minute en 2035). Une automatisation forte des processus permettant d'ajuster l'équilibre entre l'offre et la demande serait donc également requise, en plus de l'observabilité de la production photovoltaïque.

Aux échéances plus longues, où les GRTs ne sont plus responsables de l'activation des marges disponibles, il faut cependant envisager des règles de marché suffisamment incitatives pour que les acteurs des marchés de l'électricité équilibrent leur périmètre très rapidement et avec des volumes potentiellement très supérieurs à ceux d'aujourd'hui.

DOCUMENT DE TRAVAIL

4. Stabilité et inertie

Les scénarios de développement massif des énergies renouvelables et en particulier la perspective d'aller vers un système composé à 100% d'énergies renouvelables pose des questions relatives à la stabilité du système. En effet, la stabilité du réseau pourrait alors être assurée par une électronique de puissance formant un réseau et pas seulement par l'inertie des générateurs en rotation.

4.1 Le rôle historique de l'inertie des machines tournantes synchrones pour les systèmes électriques

Historiquement, l'inertie mécanique des machines tournantes des moyens de production conventionnels (production thermique nucléaire, à flamme, hydraulique) assurait la stabilité en fréquence du système électrique et les aimants ou électro-aimants en rotation (rotor) celle en tension. Ces rotors des moyens de production conventionnels tournent à la même vitesse électrique à travers un système électrique interconnecté. Cela peut être comparé à des cyclistes sur un tandem qui pédalent de façon synchrone.

La vitesse commune des moyens de production synchrones définit la fréquence du réseau électrique qui doit être maintenue en permanence proche du niveau nominal pour différentes raisons :

- les appareils des consommateurs nécessitent une fréquence fixe ;
- les moyens de production conventionnels ont été conçus pour fonctionner à une fréquence nominale et toute déviation pourrait réduire leur efficacité de fonctionnement ou les détériorer ;
- certains composants du réseau électrique ont été conçus pour une fréquence proche de sa valeur nominale, par exemple les transformateurs et les déviations de fréquence peuvent alors y augmenter les pertes.

Les moyens de production synchrones peuvent facilement reprendre la production perdue par un autre en cas d'aléa (par exemple, panne sur un groupe). Dans une telle situation et à condition que la perturbation ne soit pas significative par rapport à la production synchrone restante, l'énergie cinétique stockée dans les rotors sera partiellement transformée en énergie électrique et restituée au système. Dans les systèmes classiquement dominés par la production synchrone, il est plus facile de maintenir la fréquence après une perturbation car chaque générateur individuel transfère une énergie cinétique limitée pour compenser une perturbation. Il y aura un ralentissement limité et donc une réduction limitée de la fréquence. Pour reprendre l'analogie du tandem, si l'un des cyclistes connaît une défaillance, les autres pourront reprendre le relais avec une perte de vitesse d'autant plus faible que les cyclistes sur le tandem sont nombreux.

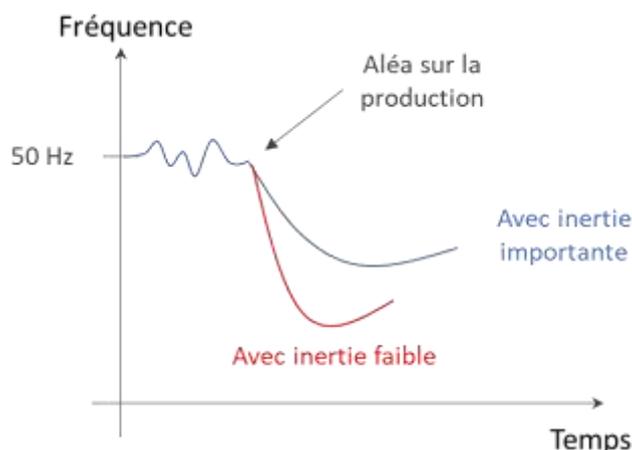


Figure 17. Illustration de l'impact d'un aléa sur le signal de fréquence en fonction de l'inertie

Ce comportement des moyens de production conventionnels est possible car ce sont des sources de tension. Ils ont ainsi les trois propriétés techniques suivantes :

- 1) Ils sont capables de **générer leur propre onde de tension à une fréquence et une amplitude données en référence**. En conséquence, ils sont peu sensibles aux appels de courant sur le réseau, provenant en particulier des consommateurs. Ils sont capables de « tenir » la tension quels que soient les autres composants qui se connectent ou se déconnectent du réseau. C'est-à-dire que l'onde de tension qu'il génère ne varie quasiment pas lorsqu'un autre élément, une charge ou un autre élément de réseau (une ligne, un câble, un transformateur) par exemple, se connecte sur le réseau. En effet des variations trop importantes de tension, même transitoirement, ne permettraient pas d'assurer convenablement le bon fonctionnement du réseau.
- 2) Les moyens de production conventionnels sont capables de **se synchroniser de façon autonome**, de fonctionner ensemble sans altérer le fonctionnement des uns des autres et sans avoir besoin de communiquer entre eux ou de connaître le mode de fonctionnement des autres moyens de production.
- 3) Les moyens de production conventionnels peuvent **fonctionner dans un réseau séparé, voire de s'iloter**³ ou dans un système interconnecté. A condition que l'équilibre offre-demande soit atteignable sur le nouveau périmètre du réseau séparé auquel il est rattaché, un moyen de production conventionnel doit être capable de maintenir la nouvelle poche sous tension dans des plages acceptables, qu'il soit ou non le seul à y fonctionner.

Par le passé, l'inertie du système électrique était consubstantielle de la production d'électricité, compte tenu des principales technologies utilisées, fournissant du courant alternatif à l'aide de machines tournantes.

Historiquement, d'autres installations ayant les propriétés de sources de tension ont également été déployées dans certaines zones du réseau électrique français, en particulier en Bretagne : **des compensateurs synchrones**. Un compensateur synchrone ressemble à un moyen de production classique : il est constitué d'une masse tournante, néanmoins une fois démarré, il n'est plus connecté

³ Un ilotage, correspond à un groupe qui se déconnecte du réseau mais qui continue à fonctionner, n'alimentant que les charges auxiliaires de ce même groupe.

à une machine fournissant de l'énergie. On dit aussi qu'un compensateur tourne à vide. En conséquence, il ne produit pas de puissance utile aux consommateurs, dite puissance active. Un compensateur synchrone était principalement utilisé pour fournir une référence de la tension dans une zone manquant de moyen de production. Dans le même temps, il permet également de donner à la zone du système à laquelle il est raccordé, une référence de la fréquence. Du point de vue de l'inertie, il a donc le même rôle qu'un moyen de production conventionnel.

Dans la littérature spécialisée, les moyens de production conventionnels et les compensateurs sont dits dotés de l'aptitude d'être *grid-forming*, qu'on pourrait traduire comme, d'être capables de former un réseau, dans le sens où ils fournissent une tension insensible au courant, ils se synchronisent de façon autonome et sont capables de fonctionner en réseau séparé voire de s'îloter.

4.2 Les problèmes posés actuellement par le développement de la production renouvelable connectée au réseau par des convertisseurs de puissance

Contrairement à la production synchrone qui injecte directement du courant alternatif dans le réseau, les moyens de production renouvelable, principalement les installations éoliennes et photovoltaïques, produisent du courant continu et sont connectés au réseau électrique par le biais d'une électronique de puissance appelée convertisseur⁴. Il s'agit essentiellement de commutateurs numériques très rapides, éventuellement organisés en étages, qui convertissent l'énergie produite sous forme de courant continu en courant alternatif en modulant la première en fonction de la fréquence du réseau électrique. Cela permet de produire en sortie un courant sinusoïdal à partir d'une courbe de courant en escalier quasi-sinusoïdale filtrée afin de n'en extraire que la composante de fréquence à 50 Hz (cf. figure ci-dessous).

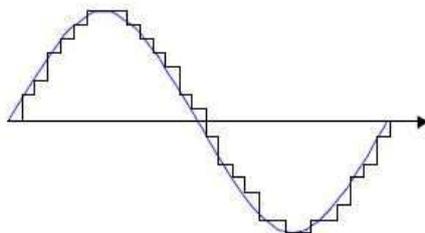


Figure 18 Illustration de la construction d'un courant sinusoïdal à partir de la commutation d'un courant alternatif produisant une courbe en escalier

La connexion des installations éoliennes et photovoltaïques au réseau via des convertisseurs de puissance présente de véritables intérêts techniques.

- Les installations photovoltaïques produisent par nature un courant continu, par l'effet photoélectrique.
- Pour les éoliennes, la présence d'un convertisseur permet de découpler la vitesse de rotation de la turbine de la fréquence électrique, ce qui offre une grande souplesse de fonctionnement.

⁴ Les moyens de production hydraulique et fonctionnant à base de biomasse, de biogaz ou de déchets sont des machines tournantes directement raccordées au réseau alternatif et participent ainsi à l'inertie du système électrique. Néanmoins, les ressources disponibles de ces énergies pour le système électrique s'avèrent a priori bien plus limitées que les ressources éoliennes ou photovoltaïques.

En particulier, les éoliennes peuvent fournir de l'énergie quelle que soit la vitesse du vent et avec de moindres sollicitations mécaniques.

- De plus, le convertisseur permet de découpler le contrôle de la tension côté réseau du comportement de la source d'énergie sous-jacente (éolienne ou photovoltaïque). Cela permet ainsi de régler le niveau de tension indépendamment de la production renouvelable.

Aujourd'hui, les installations éoliennes et photovoltaïques sont exploitées en tant qu'unités de "suivi du réseau", ou "grid-following" dans la littérature spécialisée. Cela signifie que les installations éoliennes et photovoltaïques actuellement en service ne font que "lire" le signal de tension du réseau, elles n'imposent pas au réseau une référence de tension et de fréquence comme le font les moyens de production conventionnels. Les installations éoliennes et photovoltaïques en "suivi du réseau" dépendent de la production conventionnelle pour définir et régler la fréquence.

Or, ces dernières années, la croissance de la production éolienne s'est accompagnée d'une réduction du nombre de moyens conventionnels connectés et de leur production. Dans ces conditions, la robustesse du signal de fréquence est appelée à diminuer à mesure que la part des installations éoliennes et photovoltaïques du réseau électrique augmente, ce qui a des implications sur la stabilité du système.

Figure 19. Monotone annuelle des puissances appelées sur l'Europe modélisée dans le scénario Watt du Bilan prévisionnel 2017



Le principal défi est double. Tout d'abord, l'inertie diminue en raison de la diminution de la part des machines tournantes des moyens de production conventionnels. En cas d'incidents, par exemple la perte d'une grosse installation de production, la fréquence variera davantage car les autres moyens de production conventionnels qui participent à régler la fréquence seront moins nombreux pour absorber ce choc⁵. Avec une inertie plus faible, la fréquence variera donc à la fois plus rapidement et avec des excursions plus importantes, certains craignent que les réglages liés au groupe de production classique, ne soient plus assez rapides pour répondre correctement, et donc assurer la stabilité du système.

Deuxièmement, la faiblesse des signaux de référence de tension nuit à la capacité d'un convertisseur à se synchroniser correctement avec le système électrique. En effet, la diminution de la part des machines tournantes des moyens de production conventionnels affaiblit les signaux de référence de tension. Par conséquent, l'onde de tension utilisée comme référence par le convertisseur des

⁵ Pour reprendre l'exemple du tandem, avec moins de cyclistes sur le tandem,

installations éoliennes et photovoltaïques est significativement perturbée par les variations de charge et d'injection du convertisseur lui-même, elle n'est pas "rigide", ce qui rend difficile la conversion du courant continu en courant alternatif en tant que tel, voire défaillant dans des conditions peu prévisibles.

Ces perturbations peuvent être accentuées par la présence d'autres convertisseurs. Ainsi lorsqu'un producteur a finement établi le contrôle du convertisseur (en suivi de réseau / *grid-following*) d'un parc de production éolienne ou photovoltaïque, pour des conditions spécifiques, et qu'une deuxième installation, connectée via un convertisseur (en suivi de réseau / *grid-following*), est raccordé à proximité, les performances du premier tendent à se dégrader. Dans certains cas, les instabilités peuvent même amener à la déconnexion intempestive d'un des parcs de production mettant en danger l'équilibre entre l'offre et la demande. Il est maintenant reconnu que le remplacement des sources de tension par des convertisseurs *grid-following* augmente le risque de subir ce type de phénomène en de nombreux endroits du réseau.

Le niveau spécifique de moyens de production connectés au réseau via un convertisseur pour lequel la diminution de l'inertie et de la stabilité devient un problème varie en fonction de la topologie du réseau, des installations de production et de leur localisation sur le réseau. **Le projet MIGRATE⁶, financé par l'Union européenne, a estimé que des problèmes de stabilité peuvent être attendus pour des parts instantanées de production connectée au réseau via un convertisseur entre 60 % et 80 % de l'ensemble de la production.**

Il convient de noter que ces parts instantanées se produisent à des niveaux annuels de production d'énergies renouvelables bien plus faibles. Par exemple, l'Irlande a déjà porté la part d'alimentation instantanée en énergie éolienne à 65 %, alors que la production annuelle d'éolienne, la principale énergie connectée au réseau via un convertisseur, atteignait 27 % de la production annuelle en 2018.

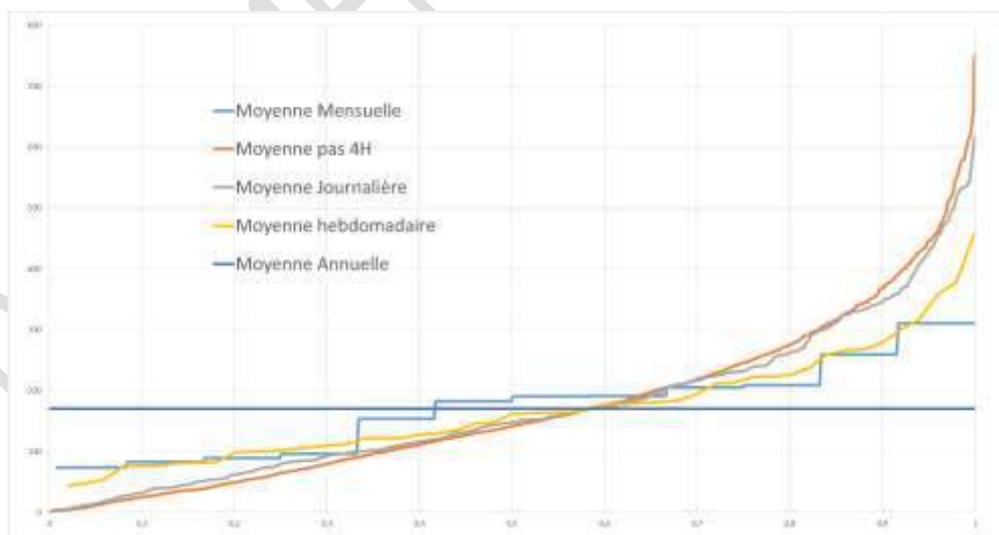


Figure 20. Exemple production moyenne d'installations éoliennes en France pour différentes fenêtres de calcul

⁶ Deliverable D1 . 6 Demonstration of Mitigation Measures and Clarification of Unclear Grid Code Requirements : <https://www.h2020-migrate.eu/ Resources/Persistent/a7e3d4424f6f749e419ddac011419e7a0aa5f576/D1.6%20-%20Demonstration%20of%20Mitigation%20Measures%20and%20Clarification%20of%20Unclear%20Grid%20Code%20Requirements%20-%20final.pdf>

Vu d'aujourd'hui, de nombreuses régions devront accueillir une part croissante d'énergies renouvelables. Le plan décennal de développement du réseau (TYNDP) de l'ENTSO-E prévoit que 8 pays européens atteindront jusqu'à 100% de la demande instantanée couverte par la production d'énergie renouvelable et 22 pays atteindront au moins 50% pour l'heure la plus critique de l'année d'ici 2025. Afin de relever les défis liés à l'exploitation de certaines parties du système électrique européen pendant les périodes où les niveaux de production éolienne et photovoltaïque connectée au réseau par des convertisseurs sont très élevés, dans un système à inertie particulièrement réduite, toutes les parties prenantes devront collaborer à de nouvelles mesures de surveillance et de contrôle du système électrique ainsi qu'à des solutions technologiques innovantes telles que les convertisseurs avec des aptitudes de *grid-forming*.

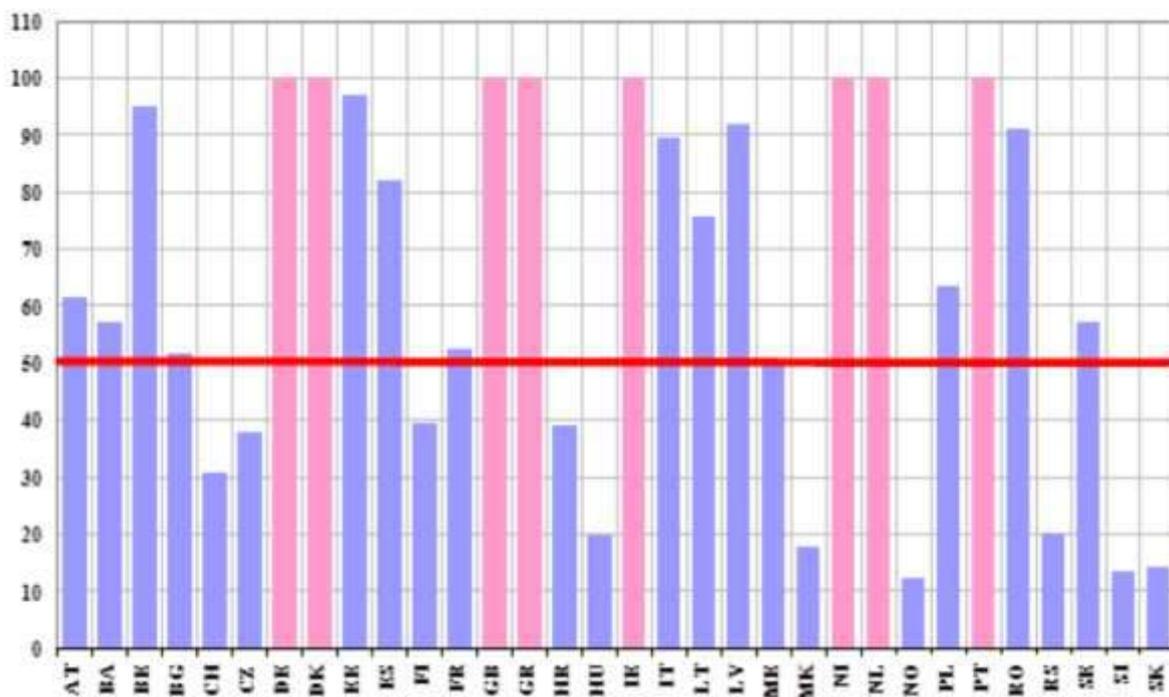


Figure 21. Niveaux de pénétration horaire des énergies renouvelables les plus élevés attendus en Europe de façon instantanée par pays d'ici 2025 (prévision 2016) en pourcentage de la demande.

4.3 Différentes solutions existent pour compenser la baisse d'inertie allant avec la réduction de la part des moyens de production conventionnels dans le mix de production

Différentes solutions peuvent être mises en œuvre, coexister et se compléter pour assurer la stabilité du système électrique alors que la part des moyens de production conventionnels diminue et que celle des énergies renouvelables connectées au réseau croît :

1. **le maintien d'un minimum de production conventionnelle** fonctionnant de façon instantanée dans le système électrique (thermique ou hydraulique) ;
2. **l'installation de compensateurs synchrones** (machines tournantes qui tournent « à vide » et ne fournissent pas de puissance active) ;
3. **le développement de nouveaux services de fréquence** (réglage rapide de fréquence, inertie électrique aussi appelée « inertie synthétique »...);

4. le développement d'installations de production renouvelable connectées au réseau par des convertisseurs en mesure d'être *grid-forming*, donc de tenir la tension et d'établir un signal de fréquence, de se synchroniser avec celui d'autres installations *grid-forming* et de s'iloter.

Ces solutions emportent des prérequis et des conséquences différents, qu'il est utile de mettre en avant afin d'en connaître les avantages, les inconvénients et plus généralement de les comparer.

4.3.1 *Le maintien d'un minimum de production conventionnelle fonctionnant de façon instantanée dans le système*

Même si la production renouvelable connectée au réseau à l'aide de convertisseurs se développe, une façon de maintenir l'inertie du système électrique consiste à établir un volume minimal de production conventionnelle (thermique, nucléaire, hydraulique) qui doit constamment fonctionner.

Ce ruban de production conventionnelle peut être assuré par des moyens de production renouvelable si suffisamment de moyens de production hydrauliques ou alimentés à la biomasse ou au biogaz existent dans le système électrique. Ce ruban peut également être assuré par de la production nucléaire décarbonée. Enfin, une dernière possibilité consiste à faire fonctionner des moyens de production alimentés par des combustibles fossiles, éventuellement associés à des solutions de captage et stockage du CO₂, sur des périodes spécifiques.

Ces moyens de production peuvent alors fonctionner à leur niveau de production minimal. En effet, l'inertie qu'ils fournissent au système est indépendante de leur niveau de production. Elle ne dépend approximativement que de la masse de leur rotor. Il faut noter que l'établissement du niveau minimal de production doit prendre en compte des événements tels que la déconnexion intempestive des moyens de production assurant ce ruban d'inertie. Il doit donc être établi en prenant en compte la règle du N-1, à savoir que le système doit continuer de fonctionner même si l'un de ces principaux éléments venait à être déconnecté.

Dans un système interconnecté, l'effet du maintien (ou « imposition ») d'une part minimale de production conventionnelle dans une de ces zones, par exemple dans un pays donné, pour y maintenir un niveau minimal d'inertie, ne signifie pas nécessairement que la production renouvelable connectée via des convertisseurs s'en trouve réduite. En effet, de façon instantanée, si les capacités d'échanges aux interconnexions le permettent, l'imposition de la production conventionnelle dans un pays A peut être compensée par une baisse de la production conventionnelle dans le pays B, si les contraintes d'exploitation le permettent.

Dans la perspective d'une croissance continue de la production renouvelable connectée via des convertisseurs dans l'ensemble du système interconnecté, l'imposition d'un niveau de production conventionnelle finit néanmoins par contraindre le niveau maximal instantané de production renouvelable. Tendanciellement, toute chose égale par ailleurs, le maintien d'un niveau minimal de production conventionnelle ralentit donc la croissance de la part de production renouvelable dans le mix électrique.

4.3.2 *Les principales solutions actuellement mises en œuvre pour faciliter l'accueil de la production renouvelable malgré la baisse de l'inertie du système*

Si le maintien d'une part de production conventionnelle n'est pas la panacée, d'autres solutions sont déjà mises en œuvre à travers le monde pour assurer un fonctionnement stable et faire croître la part instantanée de production renouvelable connectée via des convertisseurs acceptable par le système électrique.

- **La mise en œuvre de nouveaux services de fréquence pour répondre plus rapidement à ses variations**

Des pays gèrent le défi de l'intégration d'une part croissante de production connectée via des convertisseurs grâce à l'actualisation de leurs codes de réseau. L'Irlande ou la province du Québec imposent ainsi progressivement aux nouvelles installations de production éoliennes connectées au réseau via des convertisseurs de fournir un service dit de **réponse rapide en fréquence (ou fast frequency response – FFR)**. Ce service provenant de moyens de production connectés via des convertisseurs sont souvent appelés "**inertie synthétique**".

Ce service est fourni par les éoliennes de la façon suivante. De nouveaux systèmes de contrôle permettent de maîtriser l'énergie cinétique des turbines éoliennes en rotation. Ainsi à l'image de la réaction mécanique naturelle des moyens de production conventionnels, la fourniture de FFR est obtenue lors d'une réduction de la fréquence du système en augmentant temporairement la puissance produite par l'éolienne au-delà de la puissance effectivement fournie par le vent de façon instantanée. Après la fourniture de FFR, la turbine de l'éolienne devra récupérer cette énergie pour retrouver sa vitesse optimale de rotation. Les projets pilotes, les mises en œuvre pratiques et les analyses d'événements majeurs (comme la déconnexion fortuite de grosses installations conventionnelles) sur ces systèmes ont permis de montrer que ce service a un effet assez similaire en termes de vitesse de réponse et d'effet que l'inertie des machines tournantes.

En Irlande, la fourniture de FFR par les éoliennes est une des mesures qui a permis de faire passer le niveau de pénétration maximale instantanée de production non synchrone au réseau (raccordée par des convertisseurs) à 65 % déjà, et l'ambition est de passer à 75 % en 2020. Dans la province du Québec, en 2019, plus des deux tiers des 3 000 MW de puissance éolienne installée sont en mesure de fournir une réponse rapide en fréquence (FFR).

Toutefois, l'inertie synthétique ne peut pas remplacer directement l'inertie synchrone fournie par les unités de production classiques ou des compensateurs synchrones en raison des caractéristiques fondamentalement différentes de la nature de leur réponse aux événements avec des variations rapides de la fréquence. En Grande-Bretagne, le gestionnaire du système National Grid a étudié l'effet de l'inertie synthétique sur le système électrique et a trouvé des limites à son utilité. En raison des délais de contrôle inhérents, l'inertie synthétique n'est tout simplement pas assez rapide pour limiter les écarts de fréquence lorsque les niveaux d'inertie fournie par des moyens de production conventionnels sont très faibles. Elle permet d'atteindre des niveaux plus élevés de pénétration des convertisseurs dans le système mais reporte le vrai problème. Pire, si elle n'est pas correctement réglée, la réponse de l'inertie synthétique peut aggraver la stabilité à des parts très élevées d'énergies renouvelables (ENTSOE, 2017 ; Yu et al., 2016).

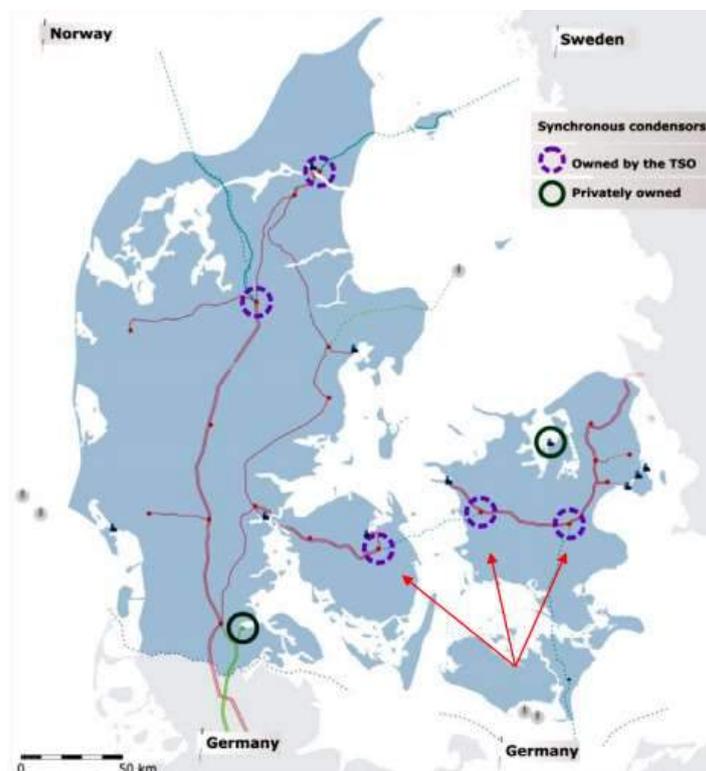
- **Les compensateurs synchrones sont une solution dont on connaît la robustesse pour assurer l'inertie d'un système électrique**

Historiquement, les compensateurs synchrones étaient déployés afin d'offrir une référence de tension à une zone dépourvue de moyens de production conventionnelle. Maintenant, ils sont également déployés afin d'offrir de l'inertie dans les zones manquant de machines tournantes. Cette solution est éprouvée et peut être mise en œuvre rapidement.

Par exemple, le gestionnaire de réseau de l'Australie méridionale a décidé en 2019 d'installer pour l'équivalent de 4400 MW d'inertie dans sa zone pour assurer une exploitation sûre, sans avoir à contraindre des moyens de production conventionnels de rester en fonctionnement. De façon équivalente, des compensateurs synchrones ont été installés en 2018 dans la zone la plus venteuse du Texas (Panhandle), pour l'équivalent de 350 MVA présentant une importante capacité de production

éolienne avec très peu d'autres moyens de production conventionnels. En Europe, sept compensateurs synchrones ont été installés par le GRT lui-même pour cinq d'entre eux et par des tiers pour deux d'entre eux, certains ayant été installés puis renouvelés dès les années 1960.

Figure 22 Localisation des compensateurs synchrones au Danemark. Source: DTU, 2015.



Le déploiement de compensateurs synchrones a déjà montré par le passé que cette solution permet d'assurer la stabilité de zones électriques de taille régionale en l'absence de moyens de production conventionnels. Cette solution nécessite tout de même d'avoir une redondance ou un maillage des compensateurs synchrones afin d'assurer la stabilité du système même en cas de perte de l'un d'eux. Autrement, la perte fortuite d'un compensateur synchrone pourrait avoir comme effet collatéral la perte de la production renouvelable connectée par des convertisseurs car elle ne disposerait plus d'une référence de tension et de fréquence.

4.3.3 Le grid-forming : une solution utilisant les convertisseurs puissance des sources renouvelables pour définir le signal de fréquence du système

Les convertisseurs d'installations renouvelables peuvent également avoir des aptitudes *grid-forming*, principalement sous deux conditions :

1. Utiliser une technologie spécifique dite *voltage source control* (qui représente aujourd'hui la totalité des convertisseurs des installations éoliennes photovoltaïques ou des batteries), c'est-à-dire commande d'une source de tension,
2. Et posséder une quantité minimale d'énergie pour répondre transitoirement au besoin du réseau. Cette quantité minimale d'énergie peut provenir d'une batterie ou d'une supercapacité.

- **Des cas pratiques de convertisseurs *grid-forming* sont actuellement mis en œuvre dans des situations spécifiques**

Des convertisseurs *grid-forming* sont déjà déployés dans plusieurs applications, mais pas encore à grande échelle dans un réseau électrique interconnecté où le nombre de sources d'alimentation change de manière dynamique. Les expériences comprennent :

- Les **micro-réseaux** : les commandes de *grid-forming* ont montré qu'elles pouvaient faire fonctionner de petits systèmes électriques en îlotage pendant des heures, voire des jours. Une différence essentielle avec un grand système électrique interconnecté est que le réseau n'est pas maillé et qu'il y a une certitude sur la taille et l'emplacement de toutes les autres sources de production.
- Les **éoliennes en mer** : les liaisons en courant continu pour l'éolien en mer comprennent une station de conversion avec des capacités de *grid-forming*, compte tenu de son isolement avec le reste du réseau électrique. Dans ce cas, le convertisseur a une dimension beaucoup plus importante que l'éolienne et contrôle leur production.
- Les **unités d'alimentation électrique sans coupure** : les infrastructures critiques telles que les hôpitaux et les data center disposent souvent de tels systèmes pour assurer la continuité de leur approvisionnement. Ces unités sont de petite taille et ne fonctionnent pas dans un grand réseau maillé.

- **Les convertisseurs capables de faire du *grid-forming* peuvent contribuer à stabiliser les moyens de production conventionnels**

Des études ont montré que dans les systèmes électriques dont le taux de pénétration de la production connecté au réseau par des convertisseurs se rapproche de 100 %, le service de *grid-forming* qu'ils peuvent fournir peut contribuer à stabiliser le fonctionnement des moyens de production conventionnels, par exemple en réduisant la contrainte qu'ils subissent après un événement de variation soudaine de l'équilibre entre la production et la consommation⁷.

Le projet MIGRATE a également montré que dans un modèle de système électrique spécifique, il était nécessaire de passer une partie des convertisseurs au *grid-forming* lorsque la part instantanée des énergies renouvelables connectées à l'aide de convertisseurs approche les 80 %⁸. Même dans cette configuration exigeante, l'intégration de convertisseurs fournissant un service de *grid-forming* peut améliorer la stabilité globale du système.

Pour atteindre des niveaux de pénétration très élevés de production connectée avec des convertisseurs, certaines commandes des moyens de production conventionnels devront être réajustées, en particulier leurs boucles de stabilisation. Historiquement, ces boucles ont été ajoutées pour éviter des oscillations fréquentielles entre des moyens de production conventionnels. Elles doivent être mises à jour pour mieux prendre en compte l'interaction avec les convertisseurs dans le système électrique.

⁷ Interactions of Grid-Forming Power Converters and Synchronous Machines, Tayyebi, Groß, Anta, Kupzog et Dörfler, 2019

⁸ Understanding Stability of Low-Inertia Systems, Markovic, Stanojev, Vrettos, Aristidou, & Hug, 2019

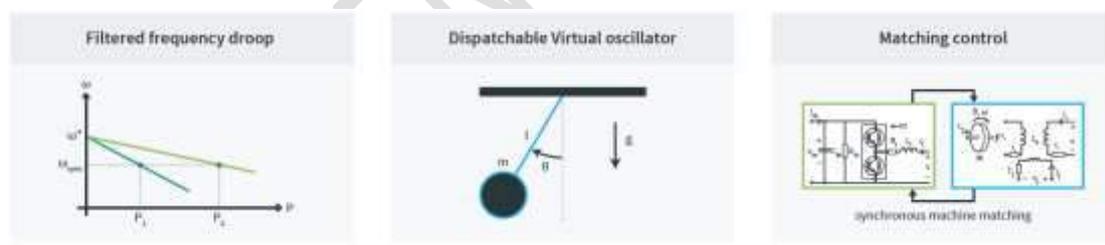
- **Sur base de simulations et de test en laboratoire, un système électrique dont les services de *grid-forming* sont fournis à 100% par des convertisseurs apparaît théoriquement viable du point de vue de la stabilité**

Les recherches actuelles, en particulier le projet MIGRATE et le livrable D3.6, montrent que des systèmes à 100 % basés sur des convertisseurs sans aucune production conventionnelle pourraient être exploités en définissant des commandes de convertisseurs dite *grid-forming*. Ces installations seraient ainsi capables de générer leur propre onde de tension à une fréquence et une amplitude données en référence, comme le font les moyens de production conventionnelle. En conséquence, la tension qu'il fournirait serait insensible aux variations de courant sur le réseau. De tels convertisseurs seraient également capables de se synchroniser avec d'autres sources de tension telles que les moyens de production conventionnels avec d'autres installations pourvues d'aptitude *grid-forming*. Ils seraient également capables de fonctionner en réseau séparé si un événement devait amener à fragmenter le réseau interconnecté.

En s'appuyant sur des recherches antérieures, et à l'aide de simulations et de tests, le projet MIGRATE a testé avec succès trois types de commandes de *grid-forming* interopérables. Il a ainsi montré que d'un point de vue théorique il est possible de faire fonctionner un système avec différentes commandes *grid-forming*. Les concepts testés sont énumérés dans la figure ci-dessous :

- une commande basée sur une relation entre le niveau de production et la fréquence (chute de fréquence filtrée),
- une autre commande reproduisant le comportement d'une machine synchrone,
- et une troisième commande reproduisant le comportement d'un oscillateur mécanique.

Figure 23. Concepts de commande *grid-forming* développés dans le cadre du projet MIGRATE, dont l'interopérabilité a été testée



Ces commandes ont été testées sur du matériel à l'échelle du laboratoire prouvant la robustesse en matière de bruit de mesure et de délai de communication⁹. Les contrôles ont depuis été publiés en open-source, afin de laisser la possibilité aux fabricants du secteur de poursuivre des travaux de recherche à partir de ceci, notamment en matière d'interopérabilité ou de les mettre en œuvre dans de nouvelles installations¹⁰.

D'autres solutions de *grid-forming* sont également proposées par d'autres chercheurs. L'ensemble des solutions de *grid-forming*, qu'elles aient été testées dans le cadre du projet MIGRATE ou qu'elles soient proposées par d'autres chercheurs doivent être évaluées du point de vue de leur interopérabilité globale afin de déterminer si les fabricants, les producteurs et les gestionnaires de réseau seront prêts à les mettre en œuvre le moment venu.

⁹ WP3 - Control and Operation of a Grid with 100 % Converter-Based Devices Deliverable 3.5 : Local Control for Grid-Forming Converters : Experimental Validation : Colas, Qoria, Guillaud, & Gruson, 2020

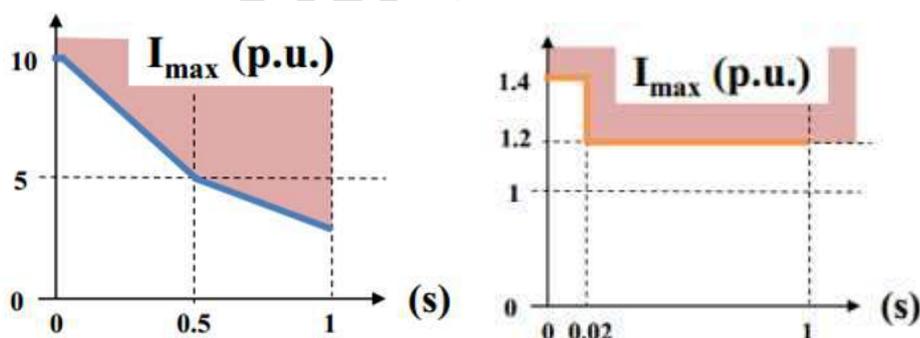
¹⁰ Data underlying the research of a 3 bus model for full inverter system - Migrate WP3 : T. Qoria et al., 2018

4.4 Les défis qui restent à lever pour la généralisation du *grid-forming* à l'aide de convertisseurs de puissance dans les réseaux maillés

Plusieurs risques associés aux services de *grid-forming* fournis par des convertisseurs doivent encore être traités avant qu'un système basé à 100 % sur des convertisseurs ne soit possible :

- Le passage à un système comportant une part importante des convertisseurs fournissant des services de *grid-forming* (ou même de réponse rapide en fréquence – FFR) change fondamentalement les règles du jeu en matière de **sécurité du système**. Le système électrique sera entièrement numérique et donc sujet à l'erreur humaine, par exemple lors des mises à jour des algorithmes de commandes des convertisseurs. A l'inverse, aujourd'hui et pour toujours, la physique des machines tournantes est difficilement altérable et seuls les paramètres diffèrent légèrement de l'une à l'autre.
- Par ailleurs, les propriétés des convertisseurs modifient l'évolution dans les situations de court circuits. Afin d'assurer la stabilité du système, au choix, soit les protections contre les courants de court-circuit devront permettre de limiter leur niveau au sein des convertisseurs car ils ne peuvent supporter qu'environ 40% de plus que leur courant nominal pendant environ 20 ms puis de l'ordre de 20% de plus que leur courant nominal¹¹ ; soit les convertisseurs devront être substantiellement surdimensionnés afin de pouvoir supporter les courants durant les épisodes de court-circuit. Pour donner un ordre de grandeur du surdimensionnement nécessaire, il est utile de se rapporter au cas d'une machine tournante : elle peut supporter environ 5 fois son courant nominal pendant une courte période allant jusqu'à environ 100 ms.

Figure 24 Comparaison de la capacité de courant maximale des machines synchrones (à gauche) et de l'onduleur (à droite)



Si la première option est retenue, l'ensemble des protections d'un système électrique dominé par les convertisseurs devront être adaptés ou remplacés, car les stratégies de protection sont principalement basées sur des courants élevés fournis par les machines tournantes pour détecter les défauts. De nouveaux schémas de protection utilisant les propriétés spécifiques des convertisseurs doivent être mis en œuvre pour protéger le système électrique. Un avantage est que le fait d'avoir des courants plus faibles pendant les courts-circuits permettra de réduire le dimensionnement des disjoncteurs qui assurent la protection.

En outre, des protections contre les défauts monophasés ou biphasés devront être conçues pour fonctionner en présence de nombreux convertisseurs.

¹¹ Qoria, A. T., Cossart, Q., Li, C., & Guillaud, X. (2018). *WP3 - Control and Operation of a Grid with 100 % Converter-Based Devices Deliverable 3 . 2 : Local control and simulation tools for large transmission systems.* (691800).

- Il y a un risque de ne pas être prêt à temps pour le moment où la pénétration instantanée en ENR deviendra très élevée. La Grande-Bretagne et l'Allemagne ont déjà commencé à ajouter une exigence de *grid-forming* pour les convertisseurs dans leurs codes de réseau. Grâce à cela, les fabricants commencent à se préparer à fournir des convertisseurs offrant des solutions de *grid-forming*. Lorsque d'autres pays commenceront à le demander, il pourra y avoir des solutions sur étagère. Toutefois, la taille du marché devra être suffisante pour que les fabricants développent effectivement des solutions sur étagère déployables de façon massive. Par ailleurs, la question de la couverture des coûts du service de *grid-forming* devra être abordée. Enfin, la clarté des spécifications à introduire dans les codes de réseau et de celles relatives aux tests de conformité apparaît cruciale pour assurer la pérennité de cette solution.

4.5 Synthèse et prochaines étapes pour l'évolution des services de *grid-forming*

L'exploitation d'un réseau avec uniquement des dispositifs basés sur des convertisseurs tels que le l'éolien et le photovoltaïque peut être techniquement réalisable tout en assurant la stabilité du système électrique. Des compensateurs synchrones peuvent déjà être déployés. Une phase de démonstration de solutions de *grid-forming* sur un système électrique réel est maintenant essentielle pour démontrer sa faisabilité et montrer que les questions en suspens sont résolues.

Les problèmes de stabilité devront être résolus bien avant que le niveau de pénétration de 100 % soit atteint. Ainsi, une feuille de route claire doit être mise en œuvre à temps dès lors que des projections en matière d'énergies renouvelables ambitieuses sont attendues – c'est notamment à quoi s'attache le travail engagé entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie. Cette feuille de route pourra reposer sur les éléments suivants :

- Il devient maintenant nécessaire d'évaluer les limites de stabilité en part maximale instantanée de production connectée via des convertisseurs *grid-following* dès le début du processus de planification du système, et de la surveiller étroitement en temps réel, afin de veiller à ce qu'elle reste en deçà d'une fourchette autour de 60% à 80% de la production totale.
- Si un système n'est pas préparé, il sera peut être nécessaire de réduire cette production (photovoltaïque et éolienne) et de recourir à de la production conventionnelle (souvent à base de combustibles fossiles). Cette option n'est pas rentable à long terme et constitue un obstacle à la réalisation des objectifs de réduction des émissions de carbone.
- Les nouveaux services de fréquence rapide ("inertie synthétique") peuvent permettre d'accueillir une forte proportion de convertisseurs et, en combinaison avec des évaluations en temps réel, de limiter les réductions de puissance des énergies renouvelables ainsi raccordées. Ces services pourraient être obtenus à partir de divers actifs (énergies renouvelables, batteries, véhicules électriques, ...). Ceux-ci ne permettent toutefois pas de dépasser des parts de convertisseurs de l'ordre de 80% car les sources de tension finissent par manquer dans un tel système pour offrir des références de tension et de fréquence acceptable.
- Les compensateurs synchrones peuvent constituer une option viable en tant que références de tension et de fréquence sur le système électrique, dans la mesure où ils sont convenablement localisés sur le réseau.
- Enfin, des convertisseurs fournissant des services de *grid-forming* sont déjà déployés dans des conditions spécifiques mais pas encore massivement sur des réseaux maillés interconnectés. La généralisation d'une telle solution pourrait permettre augmenter la pénétration instantanée de la production renouvelable connectée au réseau par des convertisseurs de puissance au-delà des 80%. Des démonstrateurs visant à accroître le niveau de maturité

technologique pour une mise en œuvre à grande échelle deviennent fondamentaux. Une feuille de route est essentielle pour passer des projets de démonstration au déploiement à grande échelle de ces installations, par exemple dans des régions pilotes qui sont déjà à la pointe du développement des énergies renouvelables. Cela est déjà en cours dans le cadre du projet OSMOSE¹² avec un véritable projet de démonstration de 1MW sur le réseau RTE.

- Les solutions de *grid-forming* doivent être planifiées dès maintenant pour garantir à terme que les spécifications techniques soient claires, raisonnablement harmonisées, vérifiées en matière d'interopérabilité et appliquées dans le cadre de procédures réglementaires appropriées.

¹² OSMOSE : Overall Specifications of the Demonstrations, Prevost, Thibault, Vernay, Yannick Cardozo, Carmen, Denis, Guillaume, Zuo, Yihui, Zecchino, Antonio, Yuan, Zhao, Cherkaoui, Rachid, Mario, Paolone, Zubiaga Lazkano, Markel, Valera, Juan Jose

5. Le développement et l'exploitation du réseau

L'acheminement de l'électricité depuis les sites de production vers les sites de consommation implique de maintenir un certain nombre de grandeurs électriques dans les limites associées aux caractéristiques des ouvrages du réseau (ainsi que celles des équipements de production et de consommation).

Plusieurs problématiques peuvent ainsi être distinguées :

- **Maîtrise du plan de tension**

D'une part, il s'agit de maîtriser le plan de tension pour que cette grandeur reste dans les limites acceptables du point de vue des infrastructures de réseau et des exigences requises pour l'alimentation des consommateurs.

Problématique des tensions basses

Le maintien de la tension sur le réseau électrique est facilité par la présence de moyens de production. Dans des zones de forte consommation avec peu de production, il peut exister un risque que les moyens de production ne parviennent pas à maintenir la tension sur le réseau, pouvant entraîner des déconnexions en cascade et des coupures sur une large partie du réseau. On parle alors de phénomène « d'écroulement de tension ».

Le risque d'écroulement de tension ne survient que dans des zones peu dotées en moyens de production (typiquement « péninsules électriques » ou grandes agglomérations) et lors de situations extrêmes de déséquilibre local entre production et consommation, typiquement lors de conjonctions d'aléas défavorables : vagues de froid induisant des consommations élevées et indisponibilités de groupes de production.

La fermeture de centrales dans des zones déjà peu dotées en moyens de production peut modifier le risque d'écroulement de tension. Ce risque existe mais reste aujourd'hui limité à la zone spécifique du Grand Ouest et aux quelques prochaines années, en attendant la mise en service d'un certain nombre de moyens de production (EPR de Flamanville, CCG de Landivisiau, parcs éoliens en mer...).

Problématique des tensions hautes

Dans certaines configurations, des problèmes liés à des risques de tension trop élevée peuvent également apparaître.

Les tensions hautes sont notamment liées à des transits faibles sur les lignes du réseau de transport, par exemple dans des situations de faible consommation résiduelle. De telles situations se produisent de plus en plus fréquemment, par exemple dans des zones où les énergies renouvelables implantées localement permettent d'alimenter une partie de la consommation.

La mise en souterrain des lignes sur les réseaux de répartition de RTE ou sur les lignes des réseaux de distribution est également un élément qui peut favoriser l'apparition de problématiques de tensions hautes.

Ces deux phénomènes (implantation d'énergies renouvelables et lignes souterraines de plus en plus fréquentes) sont amenés à prendre de l'ampleur dans les années à venir et pourront nécessiter des investissements dans des dispositifs spécifiques de gestion de la tension.

▪ Analyse des contraintes de transit

Les ouvrages du réseau de transport d'électricité sont caractérisés par des capacités limites de courant pouvant y transiter. En effet, lorsque les flux transitant sur une ligne augmentent, les conducteurs en alliage métallique subissent un échauffement liés à l'effet Joule et tendent à se dilater. Dans le cas des lignes aériennes, la dilatation des conducteurs diminue les distances entre les lignes électriques et les zones d'activité humaine (i.e. hauteur des lignes électriques par rapport au sol), ce qui engendrerait des situations susceptibles de créer des arcs électriques et donc de représenter un danger pour les biens et personnes à proximité de l'ouvrage si les capacités de transit des ouvrages étaient dépassées.

Pour assurer le respect des distances minimales de sécurité réglementaires, RTE agit à différents niveaux. À long terme, il s'agit éventuellement de développer de nouvelles infrastructures lorsque le réseau existant ne suffit plus. À court terme, RTE exploite le réseau de transport de manière à prévenir les risques de surcharge, en respectant notamment la règle du « N-1 » : il s'agit d'assurer que, même en cas d'incident sur un ouvrage du réseau, le report des flux électriques sur les autres ouvrages ne conduise pas à des surcharges ou des déconnexions supplémentaires. Pour assurer la règle du « N-1 » sur le réseau, RTE peut activer différents leviers d'exploitation visant à réduire la puissance électrique transitant sur les lignes considérées : action sur la topologie du réseau (modification de « l'aiguillage des lignes »), modification du plan de production (*redispatching*), voire en dernier recours activation de contrats interruptibles, réduction de la tension sur les réseaux de distribution et délestage tournant de consommateurs.

L'évolution de la production (mise en service de nouveaux moyens, fermeture de centrales...) et de la consommation (nouveaux usages...) modifie les flux électriques sur une zone. Ces changements doivent donc s'accompagner d'études permettant d'évaluer les besoins d'évolution de l'infrastructure de réseau.

Les analyses à long terme sur le réseau porteront sur ces différentes problématiques. Elles mettront en évidence les enjeux associés au dimensionnement de l'infrastructure pour renouveler les équipements les plus anciens tout en adaptant le réseau au nouveau mix (énergies renouvelables à terre et en mer, nouveaux réacteurs nucléaires dans certains scénarios).

5.1 Les enjeux d'évolution du réseau mis en évidence dans le schéma de réseau publié en 2019

Dans le cadre de ses missions légales, RTE a publié en septembre 2019 son schéma d'évolution du réseau électrique à l'horizon 2035 (schéma décennal de développement du réseau ou SDDR). Pour cette édition, et dans le cadre de la refonte de ses scénarios entamée en 2017, RTE a présenté un nouveau SDDR, entièrement repensé afin d'être le pendant du Bilan prévisionnel côté réseau et constituer un outil de mise en débat des grandes orientations sur le développement des réseaux en lien avec la transition énergétique.

Le document présente l'évolution de l'ensemble des enjeux sur le réseau de transport – industriels, sociétaux, environnementaux et financiers (dépenses d'investissement et d'exploitation). Il décrit les grands chantiers industriels à mener dans les prochaines années pour maintenir la performance du réseau et la qualité d'alimentation des consommateurs, et accompagner la transition énergétique et l'évolution du mix électrique.

5.1.1 Une fonction de « hub » qui se renforce avec la transition énergétique

La fonction première du réseau de grand transport est d'organiser la mise en commun des différentes sources de production d'électricité à grande échelle. Via le réseau, la consommation des français prise comme un tout, est alimentée par l'ensemble des moyens de production disponibles en Europe, en s'appuyant de manière privilégiée sur les moins chers.

Les évolutions du réseau suivent « naturellement » celles de la production afin de permettre la mutualisation des moyens d'un mix électrique qui évolue régulièrement. La structuration historique du réseau, qui maille le territoire par le biais de grands axes verticaux et transversaux, est un atout pour l'accueil de l'éolien et du solaire. Les études prospectives montrent que la variabilité des flux sur certains axes (notamment les verticales nord-sud), devrait s'accroître notablement au cours des prochaines années.

Les études réalisées dans le cadre du schéma de réseau ont donc mis en évidence le renforcement de la fonction de « hub » assurée par le réseau de transport d'électricité dans le cadre de la transition énergétique. En particulier, la diversification du mix électrique et le développement des énergies renouvelables induit de nouveaux besoins d'évolution du réseau.

Ces besoins découlent d'une double évolution du mix, sur le plan de la répartition géographique de la production d'une part (modification de la répartition de la production sur le territoire national), et de variabilité temporelle de la production d'autre part (production plus variable selon l'heure de la journée, la saison et les conditions météorologiques).

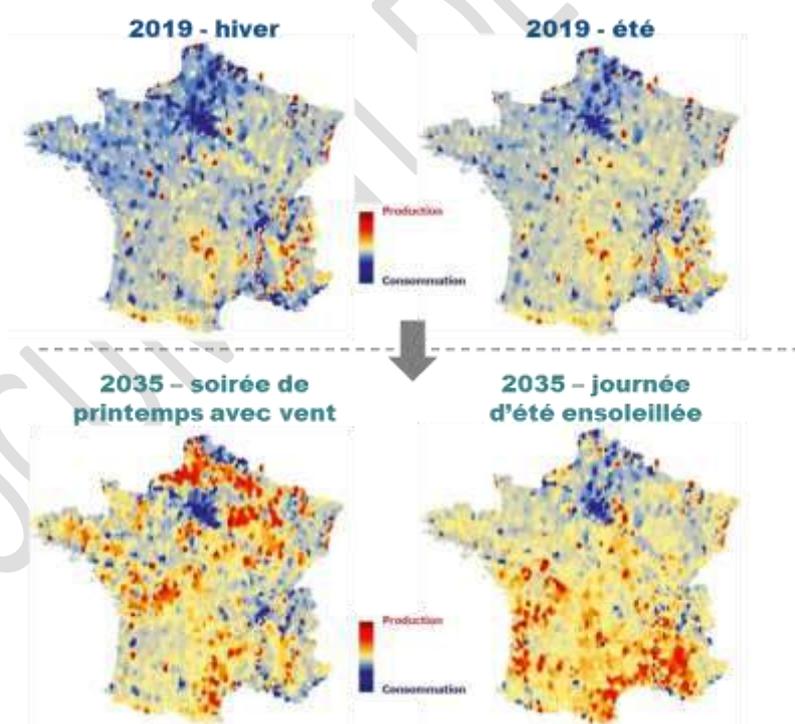


Figure 25 Répartition des zones de production (rouge) et de consommation (bleu) d'électricité sur des situations typiques avec le mix électrique actuel (en haut) et avec le mix électrique projeté à horizon 2035 selon le scénario du projet de PPE

5.1.2 Cinq volets industriels pour relever le double défi de la transition énergétique et du renouvellement des infrastructures

Dans les prochaines décennies, le réseau fait face à un double défi (i) d'adaptation de l'infrastructure de réseau à la transition énergétique et (ii) de renouvellement des infrastructures les plus anciennes. L'enjeu principal est de s'assurer de la capacité des lignes électriques à faire transiter les flux d'électricité depuis les sites de production (y compris nouvelles installations) vers les sites de consommation dans toutes les situations ou presque.

Les questions associées à la maîtrise du plan de tension peuvent induire localement des règles d'exploitation adaptées ou des investissements dans des dispositifs spécifiques de gestion de la tension (condensateurs, inductances, compensateur statique de puissance réactive...), mais ces investissements resteront, a priori, d'une ampleur bien plus limitée que ceux rendus nécessaires pour les problématiques de transit.

Pour faire face au double défi de la transition énergétique et du renouvellement, RTE a présenté un plan d'investissements selon cinq volets industriels :

- 1) le renouvellement du réseau existant ;
- 2) l'adaptation du réseau ;
- 3) l'ossature numérique ;
- 4) le réseau en mer, pour le raccordement des énergies marines ;
- 5) les interconnexions.



Figure 26. Les douze volets du SDDR 2019

Dans le cadre de l'élaboration des scénarios à l'horizon 2050, ces analyses sur les besoins d'évolution du réseau à long terme seront prolongées. **Sans prétendre à définir précisément les projets qui seront nécessaires en 2050, l'analyse conduira à identifier des « faits stylisés » sur l'évolution du réseau à cet horizon.** Elle mettra en évidence les enjeux associés à l'intégration des énergies renouvelables mais également ceux induits par le développement éventuel de nouveaux réacteurs nucléaires en fonction de leur localisation (notamment localisation sur les façades maritimes vs le long des fleuves).

5.2 La transformation radicale du mix électrique nécessitera le développement de nouveaux grands axes sur les réseaux de grand transport français et européens

La transformation radicale du mix électrique nécessitera le développement de nouveaux grands axes sur les réseaux français et européens. Les flux sur le réseau résultent de la localisation et de la nature du mix électrique et vont fortement évoluer en lien avec la transition énergétique en cours, à la fois en France mais également en Europe.

Les analyses sur les besoins de réseau dans les différents scénarios 2050 seront menées dans les prochains mois et présentés en concertation. A ce stade, de premiers enseignements et intuitions peuvent néanmoins être mis en évidence, en s'appuyant sur les résultats du SDDR sur les scénarios à l'horizon 2035 ou sur d'autres études prospectives (étude e-Highway 2050...).

5.2.1 Le développement du réseau interne de grand transport pour accompagner l'évolution du mix électrique

Le réseau de grand transport français est aujourd'hui bien dimensionné et permet, dans une très grande majorité des cas, d'assurer son rôle de « hub » en alimentant les consommateurs français avec les productions d'électricité les moins chères sans limitation, à chaque instant.

Néanmoins, la diversification du mix électrique modifie les flux sur le réseau et crée de nouvelles contraintes de transit sur certains axes. Les analyses réalisées par RTE dans le cadre du SDDR ont ainsi montré que dès l'horizon 2030, avec un rythme de développement des EnR conformes aux ambitions de la PPE, plusieurs axes du réseau de grand transport pourraient être en contrainte en l'absence d'adaptation du réseau. Quatre zones de fragilité avaient ainsi été mises en évidence : trois axes nord-sud (Façade atlantique, Massif Central – Centre, Rhône – Bourgogne) et un axe transversal (Normandie - Manche - Paris). Ces contraintes apparaissent passé un seuil d'une cinquantaine de gigawatts d'éolien terrestre et de photovoltaïque installés.

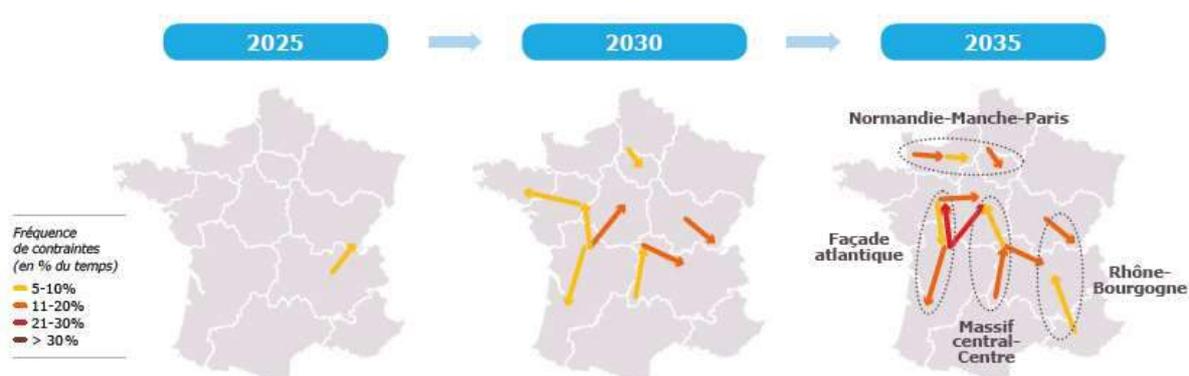


Figure 27 Projection des principales contraintes sur le réseau de grand transport en l'absence d'adaptation du réseau - scénario du projet de PPE et hypothèses de référence du SDDR

De manière générale, les différentes études prospectives réalisées à date sur les besoins d'adaptation du réseau soulignent le besoin de renforcer un certain nombre de corridors Nord-Sud en France et en Europe, qui sont marqués par des congestions accrues. Ces résultats devront néanmoins être confirmés par les études sur les scénarios 2050 du Bilan prévisionnel.

Pour faire face à ces contraintes, des remèdes ponctuels ou structurels peuvent être apportés :

- modification du plan de production (ou *redispatching*) : cette solution présente des coûts aussi appelés « coûts de congestion » correspondants aux surcoûts liés à la mobilisation d'unités de production plus coûteuses (par exemple, mobilisation de production thermique pour compenser de l'énergie éolienne qui ne peut être évacuée) ;
- renforcement des infrastructures de réseau, qui peut prendre différentes formes plus ou moins lourdes : solutions « légères » consistant à remplacer les conducteurs (par exemple, par des câbles à faible dilatation) pour accroître les capacités de transit ou solutions plus « lourdes » consistant à la construction de nouvelles lignes. Ces solutions peuvent être justifiées économiquement pour éviter des coûts de congestion trop importants.

Des éléments de quantification de ces besoins seront précisés dans le Bilan prévisionnel de long terme.

- **L'évolution du parc nucléaire constitue également un point d'attention pour l'adaptation du réseau à long terme**

Si l'intégration des énergies renouvelables conduira à des besoins d'adaptation du réseau, l'évolution du parc nucléaire constituera également un point d'attention dans les études de réseau qui seront réalisées.

Le schéma de réseau publié en septembre 2019 comprenait des variantes sur le choix des réacteurs déclassés sur la période 2025-2035, qui montraient que les besoins d'investissement pour le renforcement du réseau pouvaient être plus importants dans des scénarios où les déclassements se concentrent sur une zone spécifique (par exemple vallée du Rhône ou vallée de la Loire). Les besoins d'adaptation sur les zones de fragilité « Façade atlantique » et « Rhône-Bourgogne » étaient ainsi particulièrement sensibles à ces hypothèses.

Les analyses menées dans le cadre du Bilan prévisionnel pourront ainsi être prolongées pour évaluer les enjeux associés à la séquence de déclassement, mais également ceux associés à la localisation de nouveaux réacteurs. Le choix de localisation géographique de ces réacteurs dépendra d'un grand nombre de paramètres (coût, tissu industriel et emplois, acceptabilité, volonté politique, disponibilité du foncier, résilience...).

En particulier, une localisation privilégiée de nouveaux réacteurs nucléaires sur le littoral plutôt que le long des fleuves, en vue d'éviter les contraintes environnementales associées au débit et à la température des fleuves et les effets sur leur disponibilité, devra être étudiée en détails du point de vue du réseau.

De manière générale, la construction de nouveaux réacteurs dans des zones marquées par une capacité de production déjà importante pourra conduire, au même titre que les énergies renouvelables, à des coûts de raccordement et / ou d'adaptation du réseau significatifs, qu'il conviendra de prendre en compte dans les études.

- **Les nouveaux scénarios à l'horizon 2050 vont questionner les stratégies de renforcement à mettre en œuvre à cet horizon**

Comme indiqué ci-dessus, les études présentées dans le cadre du SDDR, couvrant la période 2020-2035, seront prolongées sur des mix plus prospectifs voire en rupture, dans le cadre des travaux sur les scénarios 2050, afin d'éclairer les questions suivantes :

- les besoins de renforcements identifiés dans le SDDR sont-ils toujours nécessaires dans des mix en rupture ? Sont-ils suffisants à long-terme ?
- quels sont les besoins d'adaptations et de renforcements du réseau de grand transport français pour accueillir les différents mix envisagés à l'horizon 2050 ?
- quels sont les coûts des raccordements au réseau des nouveaux moyens de production (EPR/ENR) ou de consommation (power-to-gas) ?

La question des technologies et des stratégies de renforcements du réseau à envisager à l'horizon 2050 est importante et constitue une première brique essentielle à la réalisation des études, par exemple :

- faut-il envisager le recours massif à des liaisons très hautes tension en courant continu réalisées en souterrain, en raison de contraintes d'acceptabilité de plus en plus fortes ?
- au vu du nombre croissant d'acteurs tiers attendus sur les marchés dits « de flexibilité », est-il envisageable et serait-il pertinent d'utiliser leurs flexibilités, par exemple la flexibilité des installations de power-to-gas, pour résoudre des contraintes sur le réseau de grand transport tout en évitant certains renforcements de réseau ?

5.2.2 Le développement du réseau en mer pour accueillir et raccorder les énergies marines

Le développement des énergies marines renouvelables, et en particulier de la filière éolienne en mer, constitue un des axes forts de la politique de diversification du mix électrique français. Avec un espace maritime métropolitain de 375 000 km² et des régimes de vent favorables, la France dispose d'un important potentiel de développement pour la production d'énergie par des éoliennes en mer (ou *offshore*), qu'elles soient posées ou flottantes.

Les scénarios du Bilan prévisionnel 2050 prévoient ainsi explorer une capacité éolienne *offshore* allant de 30 à plus de 70 GW dans les scénarios les plus ambitieux. L'arrivée de ces nouvelles productions pose alors la question de leur raccordement et de leur intégration au réseau global.

L'optimisation du raccordement et des coûts associés est d'autant plus importante que ces coûts représentent une composante importante du coût total d'un projet et pourraient devenir de plus en plus élevés avec l'éloignement croissant des parcs éoliens en mer par rapport aux côtes.

Pour y parvenir, RTE a ainsi présenté plusieurs leviers d'optimisation dans le SDDR 2019 :

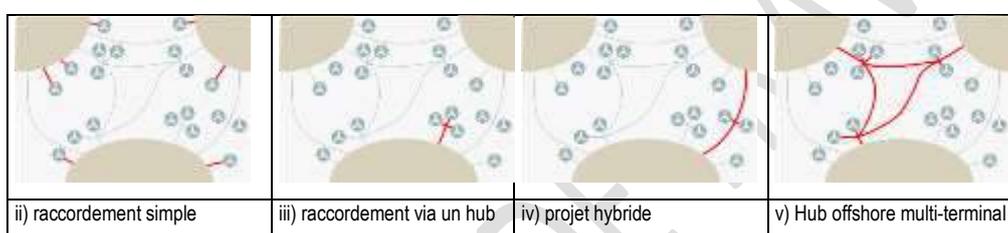
- le développement de plateformes mutualisées et modulaires (« hubs ») ;
- l'adaptation de la taille des parcs à la capacité standard des matériels (câbles ou postes) afin d'éviter certains effets de seuil (par exemple, une puissance d'évacuation de 900 MW nécessite généralement le déploiement de trois câbles contre au moins quatre câbles pour une puissance légèrement supérieure) ;
- la standardisation de certaines infrastructures déployées.

Ces leviers sont toutefois conditionnés à la mise en œuvre d'une planification dans la durée des futurs parcs par l'État et à des choix de localisation, dans l'espace et dans le temps, permettant la mutualisation des infrastructures de raccordement. A l'horizon 2050, ce besoin de planification semble encore plus important pour accueillir des volumes massifs d'éolien en mer et optimiser l'évolution conjointe production – réseau en mer – réseau à terre : les études devront permettre de documenter cet aspect.

Dans ce contexte, certains acteurs européens proposent de prolonger le principe de mutualisation en mutualisant les investissements dans les interconnexions et dans les raccordements de parcs *offshores*

dans certaines régions propices, notamment en mer du Nord. En effet, dans cette zone, l'utilisation de technologies variées (en courant alternatif ou en courant continu) et de différentes modalités d'évacuation de la production éolienne en mer sont envisagées :

- i) raccordement simple (radial) entre une ferme offshore et le réseau électrique terrestre (stratégie par défaut) ;
- ii) raccordement de plusieurs fermes offshore au réseau électrique terrestre via un « hub » (stratégie proposée à moyen terme dans le SDDR) ;
- iii) projets hybrides, avec une interconnexion entre deux Etats passant par une ou plusieurs fermes offshore ;
- iv) création de "hubs offshore multi-terminaux" reliant plusieurs plateformes offshore et plusieurs Etats.



Les modalités ii) à iv) pourraient même être couplées à des solutions incluant d'autres formes d'énergie, par exemple en incluant des systèmes de *power-to-gas* directement sur les plateformes en mer. Ces stratégies devront être étudiées en détails, en tenant compte de l'ensemble des implications techniques et économiques.

5.2.3 Le développement des interconnexions électriques pour accompagner l'évolution conjointe des mix français et européens

L'interconnexion électrique entre deux pays renforce leur sécurité d'alimentation et limite le surdimensionnement des moyens de production.

Le renforcement de l'interconnexion des réseaux constitue aujourd'hui une priorité politique pour l'Union européenne et participe notamment de l'atteinte des objectifs énergie-climat. Cette priorité a été affirmée à chacune des étapes de construction du marché unique de l'électricité et s'est traduite dans le droit communautaire par des objectifs d'augmentation des capacités d'échange (objectif de 10% de leurs capacités installées en 2020 et jusqu'à 15% en 2030¹³).

Les interconnexions ont été initialement développées pour accroître la sécurité d'approvisionnement des systèmes électriques nationaux. Leur rôle s'est depuis élargi, *via* l'intégration des marchés européens, en permettant de (i) mutualiser les moyens de productions en faisant appel aux moyens les moins chers, et (ii) favoriser l'intégration des énergies renouvelables en tirant parti des complémentarités énergétiques entre pays et du foisonnement¹⁴ des aléas des énergies variables.

¹³ Source : <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy#>

¹⁴ Différentes régions ne font pas toujours face à des événements de production renouvelable extrême (très forte ou très faible production) aux mêmes périodes.

Le niveau de développement des interconnexions est ainsi un paramètre important dans un scénario de long terme. En effet, les interconnexions ont un impact sur les plans de production nationaux en sortie des simulations car elles permettent des échanges accrus entre les pays où l'électricité est moins chère et d'autres où l'électricité est plus chère. Cette mutualisation diminue globalement les coûts du système électrique européen et favorise notamment l'intégration des énergies renouvelables en tirant parti des complémentarités énergétiques entre pays et du foisonnement possible de l'intermittence de ces énergies. De plus, les interconnexions renforcent la capacité des pays à se prémunir d'événements extrêmes (température basse, faible disponibilité du parc de production, etc...) en favorisant l'entraide lors de ces événements¹⁵ et en évitant ainsi que chaque pays ne surinvestisse individuellement dans des moyens de pointe coûteux et rarement sollicités.

Le dimensionnement des interconnexions et des capacités de production nationale sont donc liés et constituent un enjeu global de transformation du mix à long-terme. Comme mentionné à la section 2, le niveau de développement des interconnexions constitue un paramètre de flexibilité à intégrer de façon cohérente avec les autres moyens de flexibilité envisageables (batteries, power-to-gas, flexibilité sur la demande, développement de moyens de pointe, ...) dans les scénarios long-terme du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050.

Les orientations pour la trajectoire d'évolution des interconnexions entre la France et les pays voisins sur la période 2020-2035 ont été précisées par le SDDR. En revanche, la question du développement des interconnexions au-delà de cet horizon reste aujourd'hui ouverte et devra être précisée dans le cadre des scénarios de long terme.

A l'horizon 2035, le plan proposé par RTE dans le SDDR 2019 s'appuie sur le classement des projets d'interconnexion en plusieurs « paquets » selon leur maturité technique, économique et contextuelle :

- Un paquet « certain » ou « paquet 0 » regroupant les interconnexions en cours de construction pour des mises en service prévues sur les trois prochaines années (IFA2, ElecLink et Savoie Piémont).
- Un paquet « sans regret » ou « paquet 1 » regroupant les interconnexions déjà engagées ou à engager immédiatement car rentables dans toutes les situations et politiquement matures (des projets de renforcements avec la Belgique et l'Allemagne représentant environ 3 GW de capacités additionnelles ainsi que le projet Golfe de Gascogne avec l'Espagne).
- Un paquet « sous conditions » ou « paquet 2 » regroupant les interconnexions au contexte plus incertain et à engager au cours des prochaines années si un certain nombre de conditions est rempli.

Enfin, pour des raisons économiques comme sociétales, certains projets ne semblent pas, vu d'aujourd'hui, en situation d'être décidés et mis en service à l'horizon du SDDR (c'est le cas par exemple des projets transpyrénéens).

A l'horizon 2050, la définition des trajectoires de développement des interconnexions s'appuiera sur les orientations données par les études européennes (notamment l'étude « Identification Of System Needs » menées par ENTSO-E sur des scénarios allant jusqu'à 2040) et sur des simulations explicites du fonctionnement du système électrique européen permettant d'évaluer la pertinence économique de certaines infrastructures.

¹⁵ En France, l'apport des interconnexions sur la sécurité d'approvisionnement est estimé à environ 7 GW.

5.3 Le renouvellement du réseau et les opportunités de restructuration pour mutualiser avec les besoins d'adaptation des réseaux de répartition

5.3.1 Le renouvellement nécessaire d'une grande partie des réseaux de répartition qui datent majoritairement de l'après-guerre

Après la seconde guerre mondiale, la constitution d'un opérateur national via la nationalisation de la majorité des sociétés électriques en 1946, ainsi que la reprise en main par l'Etat de la planification des infrastructures, ont permis de réaliser le premier maillage global du territoire avec le réseau électrique 225 kV. C'est également à cette époque que le maillage s'étend aux territoires ruraux avec les réseaux électriques 63 et 90 kV, dans un contexte de fort développement économique et d'électrification. Une grande partie des réseaux de répartition actuels a ainsi été mis en service dans les années 1945 – 1970 et arrivera en fin de vie d'ici 2050. Le réseau 400kV a, quant à lui, été très majoritairement développé entre les années 1970 et 2000 en lien avec le programme électronucléaire, et sera encore en grande partie fonctionnel en 2050.

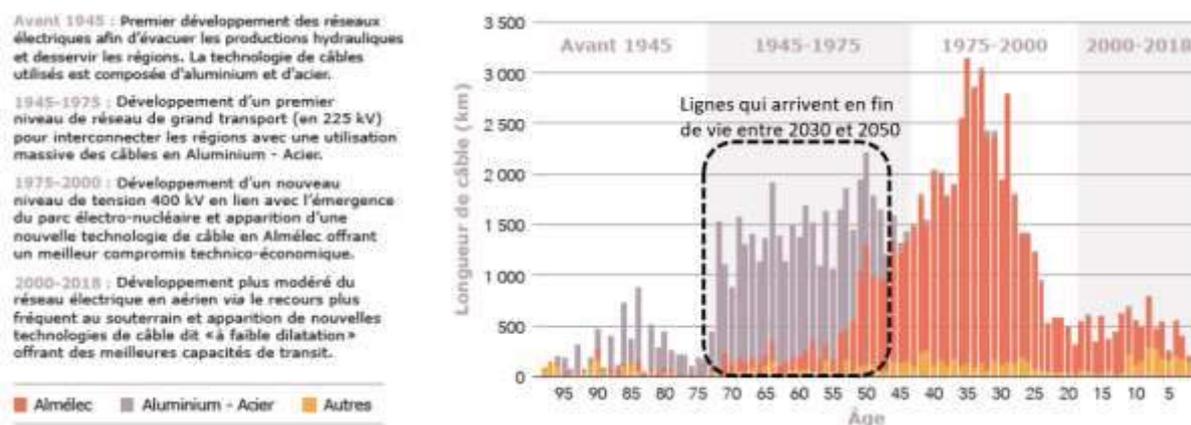


Figure 28 Pyramide des âges des conducteurs aériens

En France, le réseau de transport d'électricité est ainsi, en moyenne, âgé d'environ 50 ans, soit davantage qu'ailleurs en Europe. Cette situation est choisie, et non subie : la politique de maintenance adaptée mise en œuvre par RTE jusqu'alors a permis d'exploiter le réseau sur une durée de vie plus longue et de réduire fortement les besoins de renouvellement par rapport à d'autres pays européens.

La durée de vie du réseau ne peut cependant être prolongée indéfiniment. **Le renouvellement du réseau existant va donc s'affirmer comme un enjeu crucial dans les années à venir, en particulier sur la période 2030-2050 en ce qui concerne les réseaux de répartition, car un nombre croissant de lignes, construites lors de la reconstruction du pays après la seconde guerre mondiale, va atteindre l'âge limite de 85 ans.**

5.3.2 Les opportunités de restructuration des réseaux de répartition

Le rôle des réseaux de répartition évolue en lien avec la transition énergétique. Historiquement, l'énergie était produite massivement par des centrales thermiques classiques ou nucléaires et hydrauliques raccordées sur le réseau de grand transport puis répartis sur les réseaux de répartition pour rejoindre les lieux de consommation. Aujourd'hui, de plus en plus de nouvelles productions éoliennes et photovoltaïques sont accueillies sur les réseaux de répartition ou sur les réseaux de distribution et le cheminement de l'énergie sur le réseau s'en trouve transformé :

- si la production renouvelable instantanée est consommée localement, les réseaux de répartition permettront d'acheminer la production des énergies renouvelables vers les consommateurs au sein du territoire concerné ;
- si la production renouvelable instantanée n'est pas totalement consommée sur place, les réseaux de répartition permettront alors d'évacuer la production renouvelable vers le réseau de grand transport pour que ces productions participent à l'alimentation d'autres régions.

Les réseaux de répartition ont donc un nouveau rôle en complément de leur fonction historique d'alimentation de la consommation : ils doivent intégrer les énergies renouvelables au système électrique. Ce nouveau rôle a un impact important sur les flux circulant sur ces réseaux. Historiquement, les transits allaient toujours du réseau de grand transport vers les centres de consommation. Les transits étaient donc relativement stables et orientés dans le même sens sur toute l'année. Dorénavant, dès lors que la production renouvelable est localement supérieure à la consommation, les transits s'inversent et vont des réseaux régionaux vers le réseau de grand transport, avec des flux très variables et potentiellement supérieurs aux flux transités historiquement.

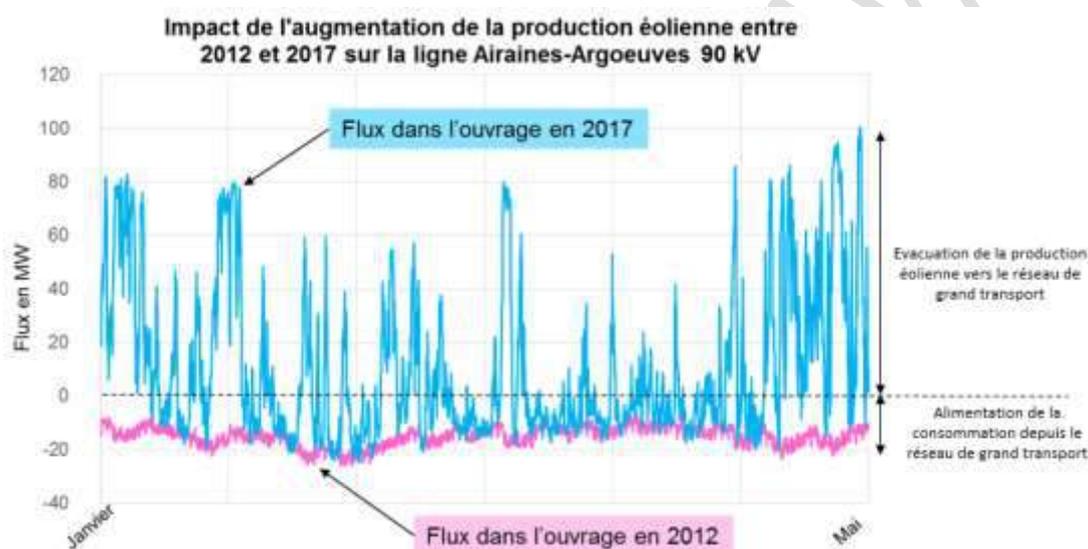


Figure 29. Transit sur une ligne du réseau de répartition avant et après l'implantation de fermes éoliennes dans la zone

Dans la mesure où une très large partie des réseaux de répartition devront être renouvelés sur la période 2030-2050, il existe une opportunité très claire de mutualisation avec les besoins d'adaptation de ces réseaux à l'accueil des énergies renouvelables. Cette mutualisation des besoins de renouvellement et d'adaptation, qui passera par une reconfiguration du réseau dans certaines zones, permettra une optimisation globale des coûts.

Plusieurs possibilités seront ainsi étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel :

- Renouvellement des ouvrages en fin de vie à l'identique ;
- Dépose de certains ouvrages, rendus non nécessaires par les évolutions des productions et consommations dans la zone ;
- Restructuration pour intégrer conjointement les besoins de renouvellement et d'adaptation en lien avec l'implantation d'énergies renouvelables sur le réseau.

Ces études devront aussi intégrer la possibilité de faire appel à des acteurs tiers possédant des moyens de flexibilité, par exemple en faisant appel aux moyens de stockage distribués tels que les véhicules électriques pour résoudre des contraintes réseaux, lorsque cela est possible, afin d'offrir des solutions

complémentaires au développement de l'infrastructure de réseau. Le renouvellement et le développement de nouvelles infrastructures sur les réseaux de répartition devront également prendre en compte les problématiques d'acceptabilité. Ces questions d'acceptabilité des infrastructures réseau seront souvent associées aux questions d'acceptabilité du développement conjoint d'énergies renouvelables dans la zone.

DOCUMENT DE TRAVAIL