

Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres

Thomas Heggarty*, David Game*, Thibault Prévost*,
Jean-Yves Bourmaud*, Yannick Jacquemart*

@ 81648

Les grands systèmes électriques ont besoin de flexibilité pour l'équilibrage entre consommation et production et pour la gestion des flux sur le réseau. Les énergies renouvelables augmentent les besoins de flexibilité dans ces deux domaines. Les nouvelles technologies comme les batteries peuvent répondre à l'ensemble de ces besoins, souvent en concurrence avec d'autres solutions, parfois avec un avantage spécifique lié à leur rapidité et à leur facilité de localisation. Cet article vous propose une vue globale de la flexibilité du système électrique, et une analyse approfondie de la flexibilité nécessaire à l'équilibrage prévisionnel.

1. Les fondamentaux des besoins de flexibilité du système électrique

L'électricité est un vecteur énergétique : elle transmet une énergie de différentes origines (fossile, hydraulique, éolienne, photovoltaïque, fissile, etc.) vers des usages sous d'autres formes (mécanique, thermique, lumineuse, etc.). L'énergie électrique se transmet sous la forme d'une onde électromagnétique qui se propage dans les matériaux conducteurs des réseaux électriques (câbles souterrains et lignes aériennes) à une vitesse de l'ordre de 200 000 km/s, donc proche de la vitesse de la lumière. C'est à la fois une force et une faiblesse.

C'est une force, car le caractère quasi-instantané de la transmission d'énergie permet de délocaliser productions et consommations sur une échelle spatiale très large, allant jusqu'à la maille continentale. D'une part cela permet l'économie de la production, car cela ouvre l'accès aux économies d'échelle des grandes centrales, ainsi que l'accès aux meilleurs gisements

d'énergie renouvelable (hydrauliques, solaires au sud, éoliens au nord...), et car cela donne à l'exploitant le choix de mobiliser les productions les moins coûteuses, peu importe leur éloignement. D'autre part, cela facilite l'équilibrage, en foisonnant les déséquilibres locaux et en mutualisant les moyens nécessaires à la préservation de l'équilibre global.

C'est une faiblesse, car on ne sait pas stocker une onde. Par analogie : une vague est une onde transmettant l'énergie du vent et on ne peut pas stocker une vague... Pour stocker l'énergie transmise par l'électricité, il faut la convertir sous une autre forme stockable (en énergie gravitaire dans les stations de pompage, en énergie chimique dans les batteries, etc.).

Compte tenu de cette contrainte physique, le gestionnaire du système électrique doit (i) maintenir à chaque instant l'équilibre entre la puissance totale injectée dans le réseau (productions, déstockages d'énergie) et la puissance totale soutirée du réseau (consommations, stockages d'énergie, pertes des lignes), (ii) assurer la compatibilité des flux

* RTE (cf. biographies p. 79-80).

qui résultent instantanément de la répartition géographique des injections et des soutirages avec les limites physiques des infrastructures. Or, les injections, les soutirages et les flux qui en résultent varient en permanence. On définit la flexibilité comme la capacité du système électrique à s'adapter à ces variations.

Les variations ont une part incertaine. Elle provient (i) de la difficulté à prévoir le contexte macro-économique long terme (consommation industrielle, développement des énergies renouvelables...), (ii) de l'incapacité à prévoir à court terme le niveau exact de la consommation et de la production non-pilotable (solaire, éolien, hydraulique fil-de-l'eau), fonction des conditions météorologiques, (iii) des incidents qui peuvent affecter la production ou le réseau (perte d'un groupe de production, d'une ligne, d'un transformateur...). Toutefois, même sans incertitude, la gestion du système électrique exige la maîtrise des variations de la consommation résiduelle (consommation déduite de la production non-pilotable).

Les variations ont une part prévisible, du fait de cycles annuels, hebdomadaires et journaliers, présents dans la consommation et la production non-pilotable. En France, on consomme plus en hiver qu'en été, plus en

semaine que le week-end, plus en journée que pendant la nuit. De même, le solaire ne produit qu'en journée et plus l'été que l'hiver, alors que l'éolien produit plus l'hiver que l'été.

Pour maintenir l'équilibre entre soutirages et injections et respecter les contraintes de flux malgré les variations (prévisibles ou incertaines), on dispose de plusieurs catégories de leviers de flexibilité. On peut (i) moduler la production, (ii) moduler la consommation, (iii) stocker l'énergie sous une autre forme de manière à moyenner des productions et des consommations dans le temps ou (iv) interconnecter de manière à moyenner des productions et des consommations dans l'espace, réduisant l'ampleur des variations relatives. Au sein de ces quatre catégories, différents leviers peuvent être activés à différents horizons.

Nous traiterons tout d'abord de la flexibilité pour maintenir l'équilibre entre soutirages et injections : en partie 2 de l'équilibrage prévisionnel (de l'horizon annuel à l'horizon horaire), en partie 3 de l'équilibrage en temps réel. Nous aborderons ensuite le cas de la flexibilité pour la gestion des flux, en partie 4.

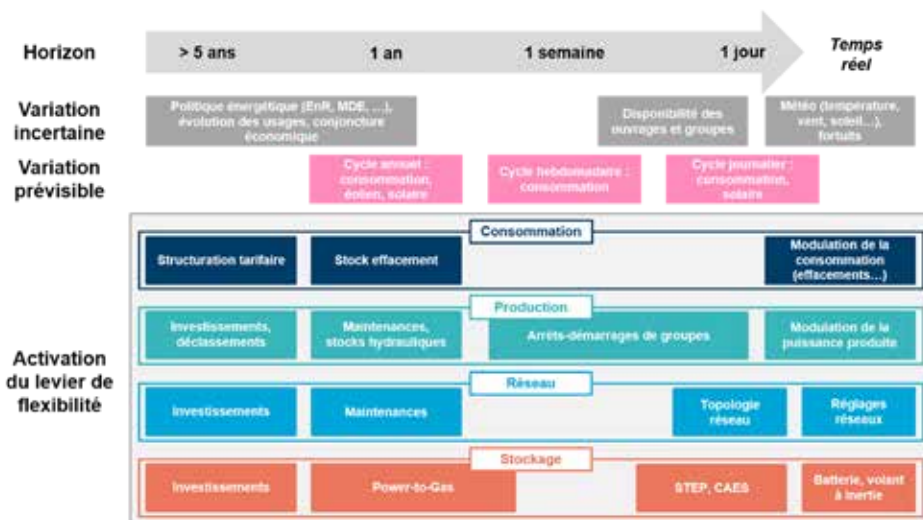


Figure 1. Leviers de flexibilité par type, selon l'horizon temporel

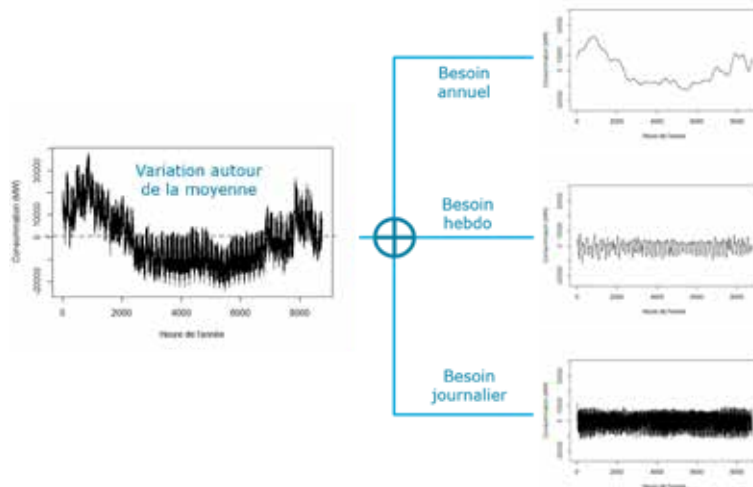


Figure 2. Séparation des différentes composantes du besoin de modulation de la consommation française en 2015

2. La flexibilité pour l'équilibrage prévisionnel : de l'horizon annuel à l'horizon horaire

2.1. Actuellement, la modulation de la production est la principale réponse aux besoins de flexibilité liés à l'équilibrage prévisionnel

Afin de caractériser les besoins de flexibilité de l'équilibrage prévisionnel, on considère les variations autour de leur moyenne, du total des parts non pilotables des productions et des consommations. Dans la suite, on appelle « besoin de modulations » ces variations. Plus précisément, on considère, à granularité horaire, des séries temporelles historiques réalisées, et des simulations pour le futur. En toute rigueur, on devrait utiliser des séries de prévisions et non des séries de réalisés, mais la granularité horaire fournit une approximation. En outre, on considère les variations autour de la moyenne de ces séries, car ce sont bien elles qui caractérisent à quel point les parts pilotables des productions, consommations et stockage doivent être flexibles.

On décompose le besoin de modulation selon différents horizons de temps : besoin

annuel, hebdomadaire et journalier. En effet, le besoin de modulation « total » est un signal d'apparence complexe, mais dont l'analyse fréquentielle (transformée de Fourier) montre qu'il est fortement concentré sur ces trois composantes fréquentielles (du fait des cycles présents dans la consommation et la production non-pilotable, mentionnés en partie 1). On décompose alors de manière additive le besoin de modulation total à l'aide de filtres fréquentiels pour obtenir des besoins annuels, hebdomadaires et journaliers.

En France, c'est le besoin de modulation annuel qui est le plus important, tant par son amplitude que par le volume d'énergie à déplacer. En Europe, ceci est une spécificité française du fait de la thermo-sensibilité de sa consommation liée au chauffage électrique ; ailleurs en Europe, c'est le besoin journalier qui domine. Dans d'autres régions du monde, un fort besoin de modulation annuel peut être tiré par la climatisation en été.

On peut appliquer le même filtrage fréquentiel aux leviers de flexibilité, afin d'obtenir leurs modulations à chaque horizon de temps. En empilant les modulations de chaque levier

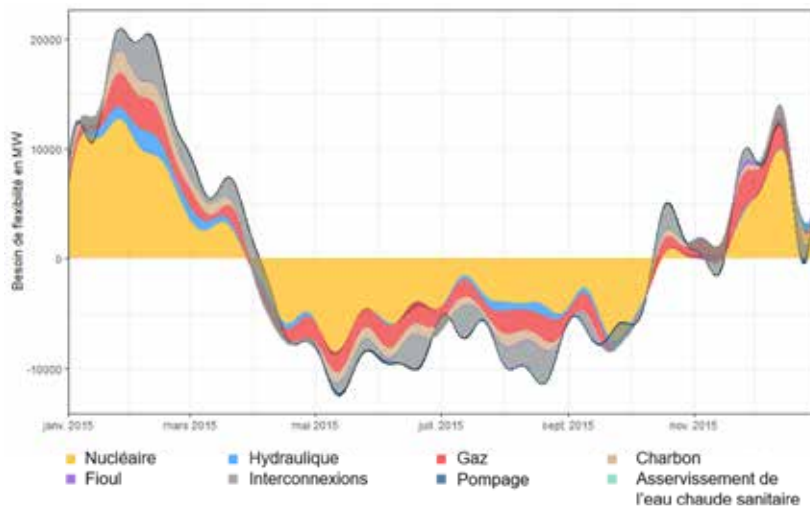


Figure 3. Modulations des différents leviers de flexibilité sur l'horizon annuel pour l'année 2015

constatées en 2015, on obtient les graphiques représentés en Figures 3, 4 et 5. La ligne noire indique le besoin de modulation, dicté par la consommation de laquelle on déduit l'éolien, le solaire et l'hydraulique fil-de-l'eau.

La Figure 3 se lit de la manière suivante : chaque ruban de couleur représente la modulation d'un des leviers de flexibilité. En guise d'exemple, quand le ruban jaune est supérieur à zéro, le nucléaire produit plus que sa moyenne sur l'année. À l'inverse, quand le ruban jaune est inférieur à zéro, le nucléaire produit moins que sa production moyenne sur l'année. Pour les interconnexions, c'est la modulation du solde import-export qui est affichée : lorsque le ruban gris est au-dessus de ceux des autres leviers, c'est que le solde est moins exportateur (ou plus importateur) que sa moyenne sur l'année. À l'inverse, lorsque le ruban gris est en dessous de ceux des autres leviers, c'est que le solde est plus exportateur (ou moins importateur) que sa moyenne sur l'année. La majorité du temps, tous les leviers contribuent dans le sens du besoin, les rubans s'empilent alors parfaitement. Dans certaines situations, un levier peut contribuer dans le sens opposé du besoin, auquel cas les rubans se superposent. C'est par exemple le cas de l'hydraulique à la fin du printemps lors de la

fonte des neiges (surproduction due à l'abondance d'eau, alors que le besoin français est à la baisse), ou pour les interconnexions quand elles permettent de répondre au besoin de modulation d'un pays voisin (début novembre 2015, par exemple).

Sur l'horizon annuel, le nucléaire est le principal contributeur à la flexibilité, tant par son amplitude que par le volume d'énergie modulé. Les interconnexions, le gaz, l'hydraulique et le charbon complètent. On note également que les interconnexions contribuent dans le sens du besoin quasiment toute l'année : la France exporte plus pendant l'été (valorise une production disponible moins chère que celle des voisins) et exporte moins, voire importe, en hiver (moins de production peu chère restant disponible en France).

Sur l'horizon hebdomadaire, on retrouve quatre principaux leviers : interconnexions, nucléaire, gaz et hydraulique. La hauteur de leurs contributions relatives dépend fortement de la période de l'année. En hiver, la modulation du gaz est plus importante. À l'intersaison, le nucléaire couvre la grande majorité du besoin de flexibilité. L'été correspond à un comportement moyen.

Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres

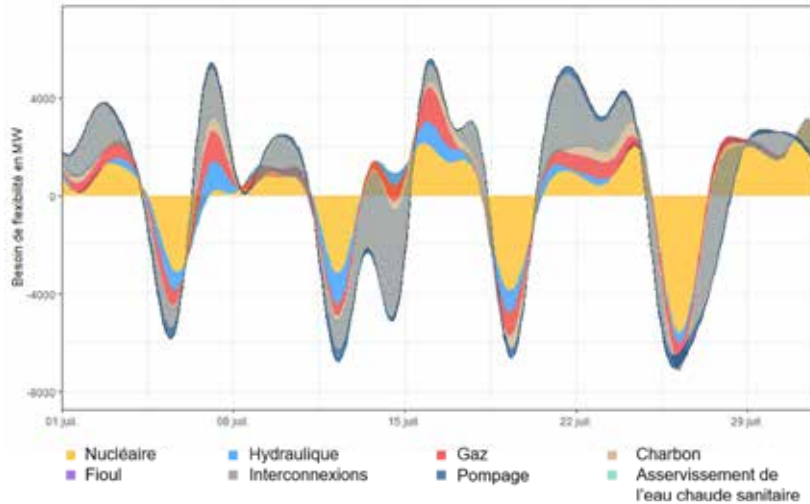


Figure 4. Modulations des différents leviers de flexibilité sur l'horizon hebdomadaire pour juillet 2015

Sur le graphique en Figure 4, on observe l'effet du pont du 14 juillet : plutôt que de produire moins du fait de la baisse de consommation, les centrales vont à l'encontre du besoin de modulation français et exportent leur production, d'où l'importante modulation « à la baisse » des interconnexions et la superposition des rubans.

Sur l'horizon journalier, l'asservissement tarifaire de l'eau chaude sanitaire (ECS) au signal heures-creuses heures-pleines est un contributeur majeur (le ruban vert-d'eau correspond à la modulation de la différence entre les profils d'ECS naturel et asservi, estimés sur la base de panels de consommateurs). Quand la modulation est positive, c'est une modulation de consommation à la baisse (consommation

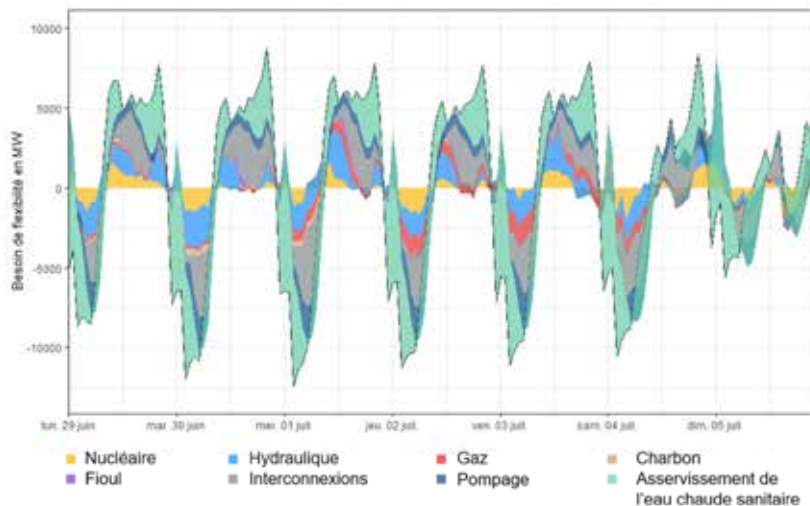


Figure 5. Modulations des différents leviers de flexibilité sur l'horizon journalier pour une semaine de l'été 2015

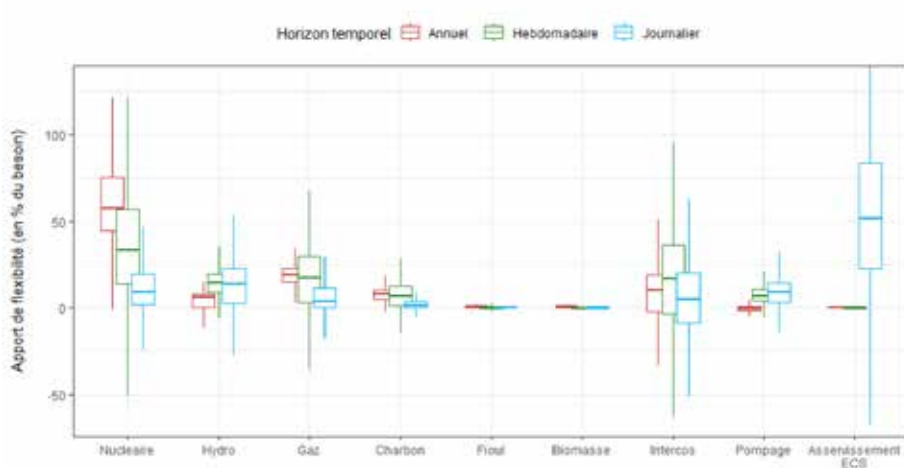


Figure 6. Distribution de la participation des leviers aux besoins de modulation à chaque horizon

évitée) ; quand la modulation est négative, c'est une modulation de consommation à la hausse (report de consommation). La somme des huit rubans correspond au besoin de flexibilité journalière si l'ECS n'était pas asservie. Si l'on soustrait le ruban vert-d'eau, on obtient le besoin de flexibilité tel que le voit le système électrique aujourd'hui.

On voit que l'asservissement tarifaire de l'ECS permet de réduire les pointes de consommation ainsi que l'écart entre consommation minimale et maximale. Cependant, il ne contribue pas toujours dans le sens du besoin : à 23 h, au moment du passage des heures pleines aux heures creuses, l'asservissement peut générer un pic de consommation qui doit être géré par les autres leviers de flexibilité (superposition des rubans).

Outre l'asservissement tarifaire, on note également la participation de nombreux autres leviers à la flexibilité journalière, principalement les interconnexions, le pompage, l'hydraulique, le gaz et le nucléaire. La hauteur de leurs contributions relatives dépend fortement de la période de l'année. En hiver, l'asservissement de l'ECS est un contributeur encore plus prépondérant. À l'intersaison, les interconnexions, le nucléaire, l'hydraulique et le pompage se

partagent le gros de l'effort. L'été correspond à un comportement moyen.

La réponse au signal heures-creuses heures-pleines ne se limite pas à l'asservissement de l'ECS, elle induit aussi une adaptation des comportements de consommation au tarif (cuisson, machine à laver...), non représentée dans les graphiques. Ces résultats montrent qu'exploiter la flexibilité de la consommation est une manière efficace de gérer une partie conséquente des besoins de flexibilité journaliers.

On ne peut pas résumer la contribution d'un levier de flexibilité à un seul chiffre : la hauteur de la contribution varie considérablement selon la période de l'année, un levier peut parfois contribuer dans le sens opposé du besoin, ou contribuer dans le sens du besoin jusqu'à parfois le dépasser. On peut tout de même condenser l'information en relevant, pour chaque pas horaire, la part du besoin de modulation couvert par chaque levier. Après avoir retiré certaines heures où le besoin est faible (inférieur à 20 % du besoin maximal en valeur absolue, pour éviter les asymptotes), on peut représenter la distribution des apports de flexibilité de chaque levier, en part du besoin (voir Figure 6).

Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres

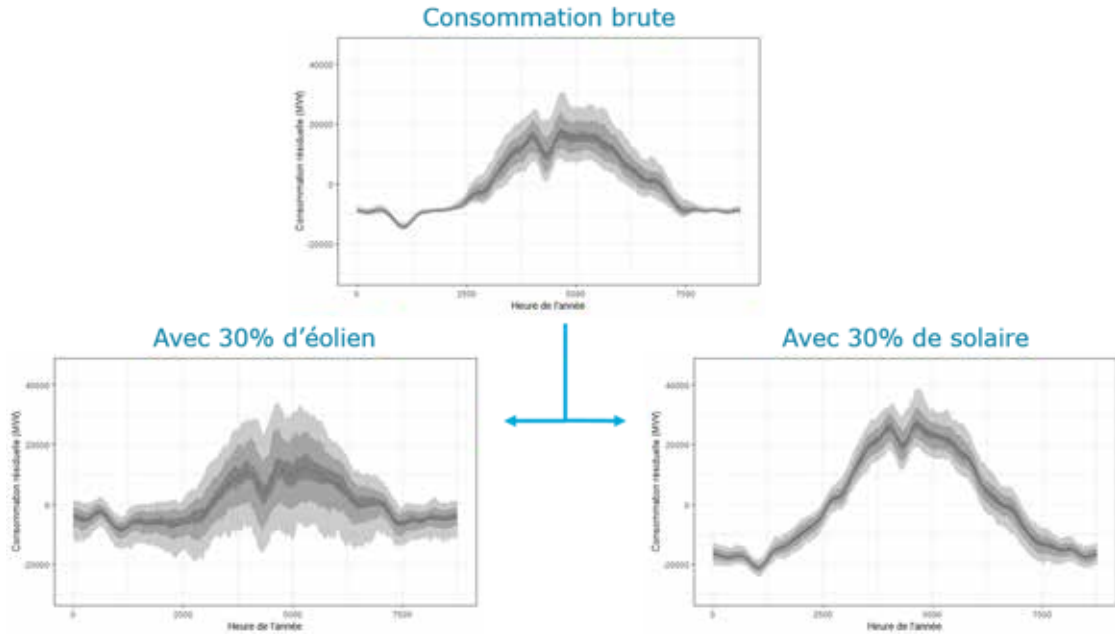


Figure 7. Impact de l'éolien et du solaire sur le besoin de modulation annuel

NB : axe des abscisses du 1^{er} juillet au 30 juin, l'hiver est au centre.

Ailleurs en Europe, les leviers activés sont fonction du mix électrique. En Grande-Bretagne, la flexibilité annuelle est fournie par le charbon, et, de plus en plus, par le gaz. Sur les horizons hebdomadaires et journaliers, le gaz couvre la majorité du besoin de flexibilité. En Allemagne, le charbon couvre la majorité du besoin à tous les horizons, avec un apport du gaz et du pompage sur le journalier. On peut souligner que le recours à l'asservissement tarifaire est plus développé en France que chez ses voisins, du fait de la part de l'électricité dans les usages flexibles que sont l'ECS et le chauffage.

2.2. Le développement des énergies renouvelables non pilotables, par nature variables et incertaines, augmente les besoins de flexibilité pour l'équilibrage prévisionnel

Afin de quantifier l'impact du développement des énergies renouvelables, on peut évaluer les besoins de flexibilité à l'aide d'indicateurs. Il en existe un grand nombre, les rampes sont régulièrement utilisées mais ne peuvent

qu'exprimer des phénomènes de court terme (les rampes décrivent la vitesse de variation d'une courbe, on apporte souvent une attention particulière aux rampes de consommation du matin et du soir). Ici, nous utilisons deux indicateurs : (i) le besoin de puissance flexible, qui illustre l'écart entre le besoin de modulation minimal et maximal, (ii) le besoin d'énergie flexible, qui illustre le volume d'énergie à moduler (écart entre le minimum et le maximum de l'intégrale du besoin de modulation).

La nature et l'ampleur de l'impact de l'éolien et du solaire dépendent de l'horizon temporel, comme le montrent les Figures 7, 8 et 9. Les graphiques représentent la distribution des valeurs que peut prendre le besoin de modulation sur 200 années de scénarios climatiques, évalués sur la base des scénarios à climat constant de Météo-France (<https://tinyurl.com/ya3bn47h>). Les pénétrations éoliennes et solaires sont exprimées en taux de couverture annuel en énergie.

Sur le plan annuel, la consommation électrique et la production éolienne sont en phase. Augmenter la part de l'éolien réduit l'écart été-hiver du besoin de modulation et par conséquent l'indicateur de besoin de flexibilité annuelle en énergie. Cependant, comme

l'illustre l'élargissement de la distribution, la production est très aléatoire et, selon les conditions météorologiques, le parc éolien peut produire 10 % comme 90 % de sa puissance nominale ; ceci induit une augmentation

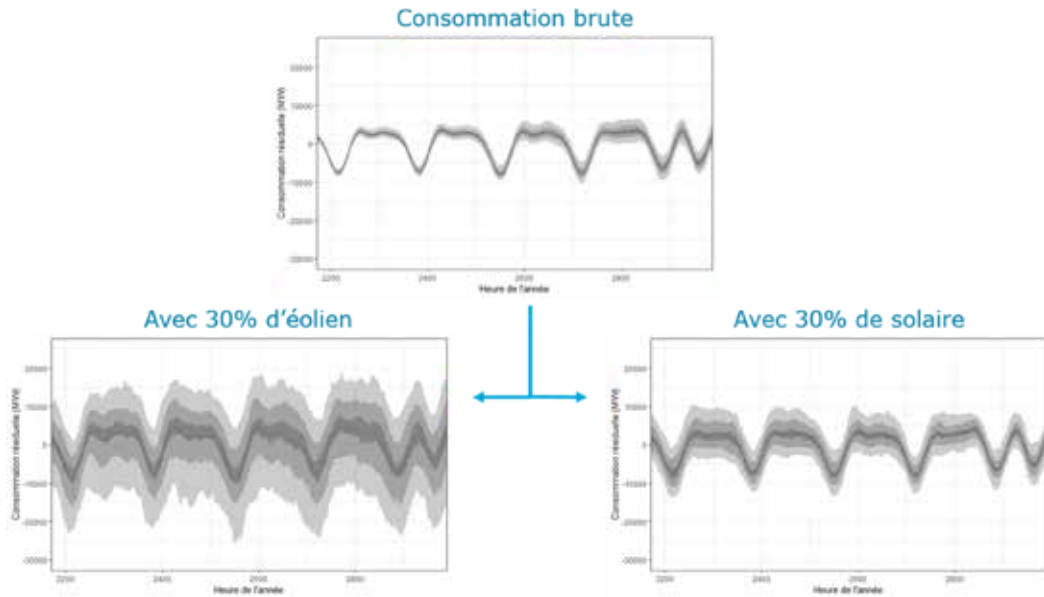


Figure 8. Impact de l'éolien et du solaire sur le besoin de modulation hebdomadaire (sur la période d'octobre)

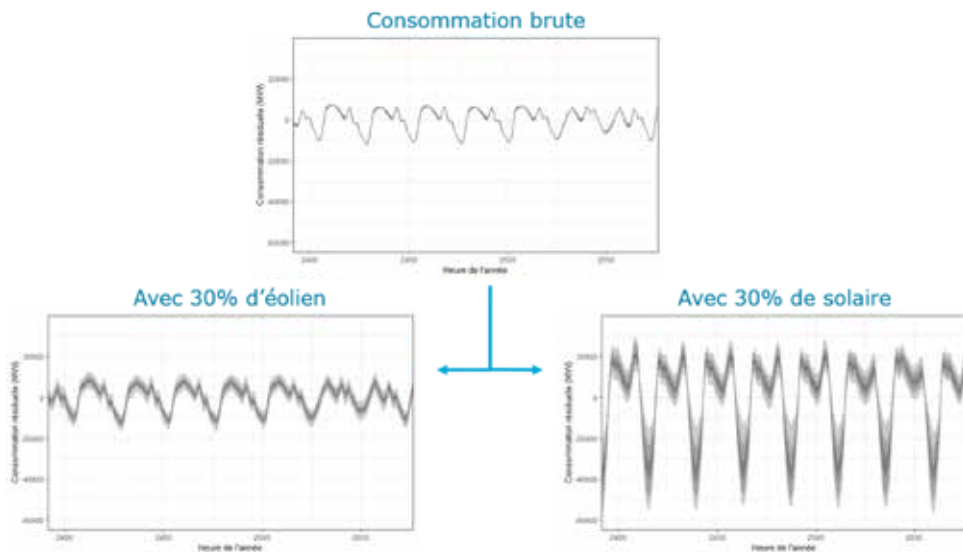


Figure 9. Impact de l'éolien et du solaire sur la composante journalière de la consommation résiduelle (sur une semaine d'octobre)

Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres

de l'indicateur du besoin de puissance flexible annuelle.

Le solaire, quant à lui, est en opposition de phase avec la consommation du point de vue annuel, d'où l'accroissement de l'écart été-hiver du besoin de modulation. Le solaire augmente donc les indicateurs de besoin de flexibilité annuelle, en puissance et en énergie.

Sur la composante hebdomadaire, l'éolien et, dans une moindre mesure, le solaire, accroissent le spectre de valeurs que peut prendre le besoin de modulation. Ceci implique une augmentation des indicateurs de besoin de flexibilité hebdomadaire, en puissance comme en énergie.

Du point de vue journalier, l'éolien augmente légèrement le besoin de modulation. Le solaire introduit un creux très important aux heures méridiennes, augmentant de manière très importante les indicateurs de besoin de flexibilité (en puissance et en énergie).

Ces observations sont valides pour des taux de couverture de 30 % en énergie annuelle. Cependant, les effets sont non-linéaires et

dépendent de la composition du mix et de la structure de la consommation. D'après le Bilan Prévisionnel, à moyen terme, le mix français présentera plus d'éolien que de solaire, la consommation et la thermo-sensibilité baisseront. La Figure 10 représente les distributions des indicateurs de besoins de flexibilité actuellement et en 2036, dans les scénarios du Bilan Prévisionnel Volt et Ampère qui correspondent respectivement à des développements moyen et important des énergies renouvelables.

En puissance, on note une augmentation forte des besoins hebdomadaires (sous l'effet de l'éolien) et journaliers (sous l'effet conjoint du solaire et de l'éolien), ainsi qu'une augmentation de leur variance. En effet, ces besoins varieront beaucoup d'une semaine ou d'une journée sur l'autre en fonction de la vitesse du vent et de l'irradiation solaire. Le besoin annuel augmente légèrement. Il est important de noter que ces besoins augmentent malgré une baisse de consommation dans les deux scénarios.

En énergie, le besoin annuel est relativement peu affecté mais reste la vraie contrainte : les besoins hebdomadaires et journaliers augmentent, à nouveau sous l'effet des énergies

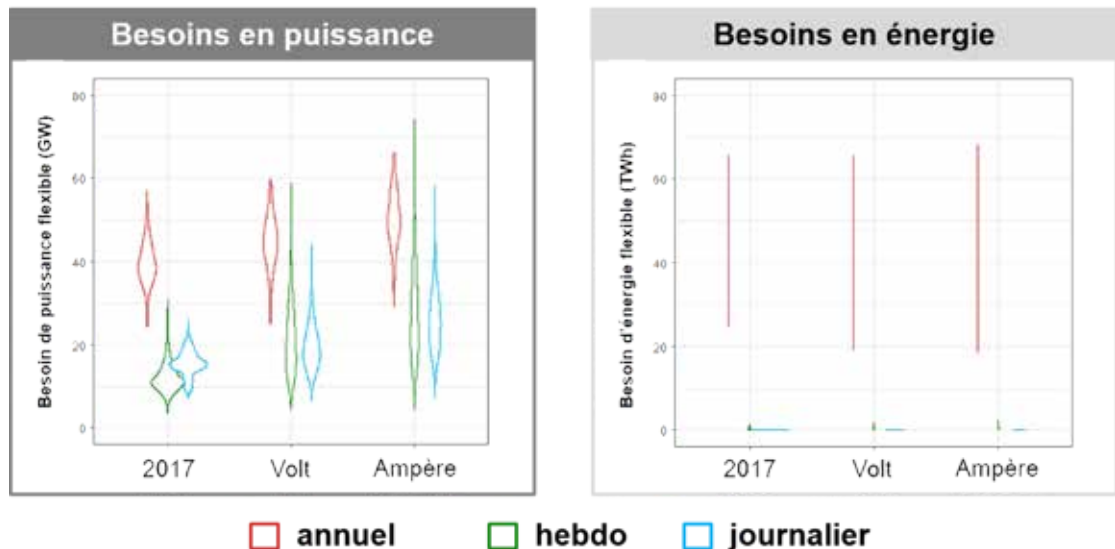


Figure 10. Distributions des indicateurs de besoins de flexibilité en 2017 et en 2036 dans les scénarios Volt et Ampère

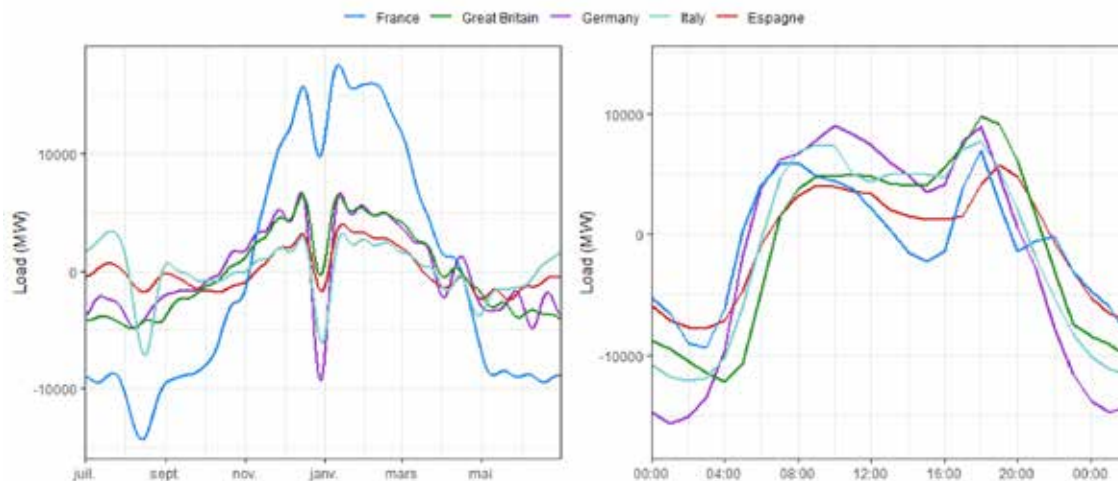


Figure 11. Moyenne des composantes annuelles (gauche) et journalière (droite, jour de semaine de mars) des consommations de quelques pays européens (la Grande-Bretagne est à l'heure du continent)

renouvelables, mais restent très négligeables par rapport au besoin annuel (au point qu'on les voit peu sur les graphiques).

2.3. À l'horizon 2035, l'interconnexion parfaite des 12 pays du Bilan Prévisionnel permettrait de couvrir un maximum théorique de l'ordre de 30 % des besoins de flexibilité pour l'équilibrage prévisionnel

Le foisonnement par l'interconnexion permet de réduire l'ampleur relative des variations de consommation. En effet, les pays d'Europe de l'Ouest présentent des consommations électriques aux formes différentes. Quelques exemples du point de vue annuel : l'Allemagne atteint sa consommation minimale pendant la période de Noël, qui correspond à une période de forte consommation en France sous l'effet de parts différentes des secteurs industriels et du chauffage électrique dans la consommation d'électricité des deux pays. L'Italie atteint son pic de consommation en juillet, qui est une période de faible consommation plus au nord de l'Europe. Pendant le printemps, les périodes de vacances ne sont pas synchrones.

On observe aussi un foisonnement sur l'horizon journalier. Les différences de longitude et les différences culturelles induisent un

décalage dans les pointes du matin et, dans une moindre mesure, du soir ; la profondeur des creux de l'après-midi et de la nuit est assez différente d'un pays à l'autre.

L'interconnexion permet aussi le foisonnement des productions éoliennes et solaires. Dans un contexte de fort développement du solaire, l'interconnexion de pays avec de fortes différences de longitude est particulièrement intéressante pour maîtriser l'augmentation du besoin de flexibilité journalier. Le réseau permet également de mutualiser les différents régimes de vent, permettant de réduire le besoin de flexibilité aux horizons annuel et hebdomadaire.

Pour déterminer le gisement d'apport de flexibilité des interconnexions, on peut évaluer les besoins de flexibilité de chaque pays individuellement (pour chaque besoin, on relève le 95^e percentile de la distribution des indicateurs), puis comparer la somme de ces besoins aux besoins évalués sur la somme des consommations résiduelles des différents pays (comparaison d'une situation sans réseau à une situation de réseau infini).

S'agissant du besoin de puissance flexible, l'horizon contraignant n'est pas le même d'un

Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres

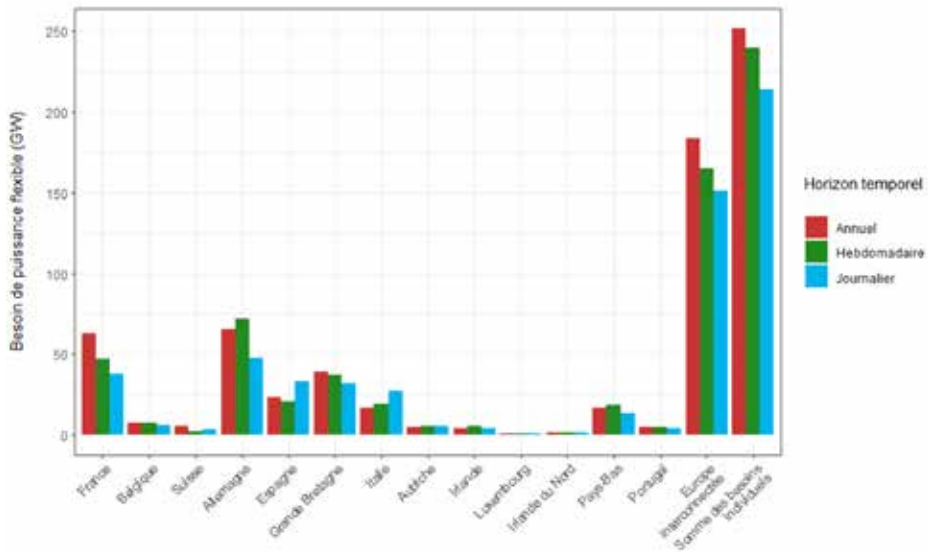


Figure 12. Dans le scénario Ampère 2036, besoins de puissance flexible pour chaque horizon pour les pays d'Europe de l'Ouest, pour une Europe interconnectée, et somme des besoins des pays individuels

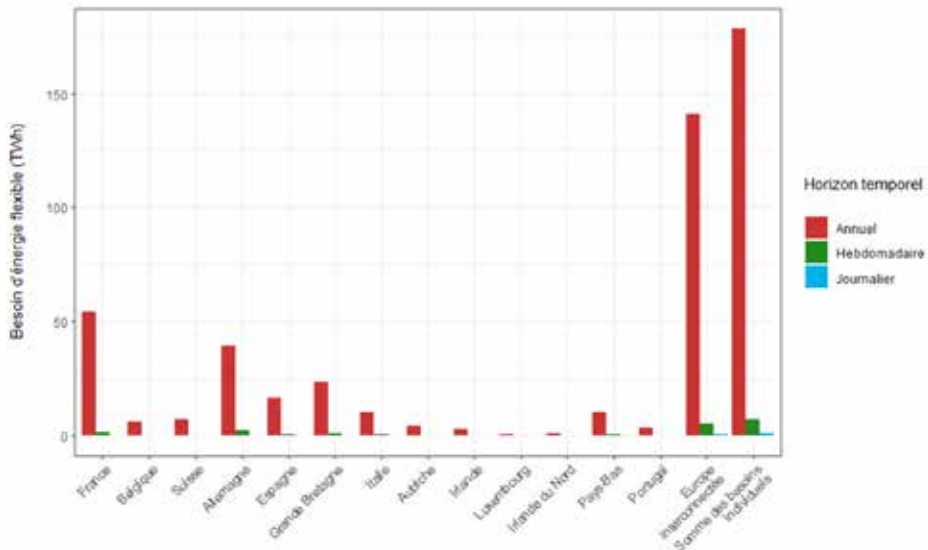


Figure 13. Dans le scénario Ampère 2036, besoins d'énergie flexible pour chaque horizon pour les pays d'Europe de l'Ouest, pour une Europe interconnectée, et somme des besoins des pays individuels

pays à l'autre. Dans les pays avec une importante pénétration du solaire (Espagne, Italie), le besoin journalier domine. Dans les pays avec une importante pénétration d'éolien (Allemagne, Irlande, Pays-Bas), le besoin hebdomadaire

domine. Dans les pays thermosensibles, le besoin annuel domine (France, Suisse, et, dans une moindre mesure, Grande-Bretagne).

S'agissant du besoin d'énergie flexible, le besoin annuel domine très largement les autres horizons temporels, indépendamment du pays considéré.

Le gisement d'apport de flexibilité de l'interconnexion varie selon le besoin considéré, de 21 à 37 % du besoin, dans le scénario Ampère en 2036 (voir Tableau 1). Ce gisement est fonction du mix électrique considéré. Si l'éolien a une part importante dans le mix européen, l'interconnexion peut nettement réduire le besoin de flexibilité annuelle et hebdomadaire. Si le photovoltaïque a une part importante, l'interconnexion peut nettement réduire le besoin de flexibilité journalière.

	Annuel	Hebdomadaire	Journalier
Puissance	27 %	31 %	29 %
Énergie	21 %	29 %	37 %

Tableau 1. Gisement d'apport de flexibilité exprimé en part du besoin, sur les 12 pays du BP, dans le scénario Ampère en 2036

Ce gisement de réduction du besoin de flexibilité concerne simplement le foisonnement des consommations résiduelles. Le réseau d'interconnexions permet aussi le partage des autres leviers de flexibilité, comme vu en partie 3.

3. La flexibilité pour l'équilibrage en temps réel

3.1. Principe de l'équilibrage en temps réel

Les alternateurs des machines synchrones (centrales nucléaires, centrales à gaz/charbon/fioul et centrales hydrauliques...) constituent un « stockage rapide » qui absorbe en temps réel les déséquilibres entre production et consommation.

Les alternateurs ont cette propriété électromécanique : en cas de production primaire supérieure au soutirage, ils absorbent l'excès d'énergie sous forme cinétique. Ils accélèrent, ce qui se traduit par une augmentation de la fréquence. Dans la situation inverse de déficit de production primaire, les alternateurs restituent de l'énergie cinétique, donc décèlent, ce qui induit une diminution de la fréquence. Tout ceci se fait sans aucun automatisme, aucune boucle de contrôle, ni informatique : c'est *smart* par construction !

Ce stockage rapide a des capacités limitées, car la plage de vitesses et fréquences admises est limitée. Heureusement la fréquence signale le « niveau » du stockage, ce qui permet d'agir : on pilote des productions ou consommations flexibles afin de ramener la fréquence à son niveau nominal de 50 Hz, qui représente le niveau médian du stockage. C'est le réglage de

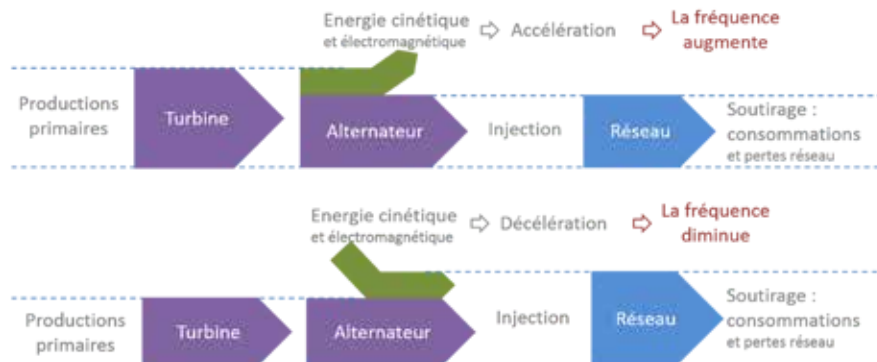


Figure 14. Le stockage inertiel constitué par les alternateurs

Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres

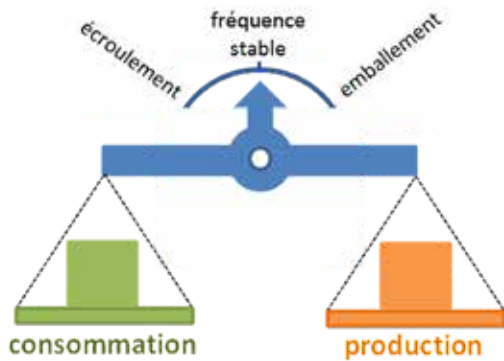


Figure 15. Le réglage de fréquence

fréquence. Il nécessite de réserver des capacités flexibles préalablement au temps réel, flexibilités dont les constantes de temps se mesurent en dizaines de secondes ou en minutes.

Le réglage de fréquence nécessite une inertie de la fréquence, suffisante pour laisser aux contrôles le temps d'agir. Aujourd'hui cette inertie est apportée par la masse des machines tournantes. Elle est suffisante. L'inertie du système est homogène à un temps.

Enfin le réglage de fréquence s'appuie sur le synchronisme, qui provient d'une autre propriété électromécanique des machines synchrones : le couple synchrone. Les rotations des alternateurs sont synchronisées entre elles par le réseau (sous réserve que la distance entre les alternateurs ne soit pas trop

élevée), à l'image des cyclistes en tandem. À l'échelle de la seconde, la fréquence est ainsi une grandeur commune à l'ensemble du système électrique, ce qui permet de mutualiser l'inertie. Par exemple, face à la perte brutale d'un groupe de production au Portugal, toutes les machines tournantes synchrones en Europe vont de proche en proche amortir le choc en ralentissant ensemble, jusqu'en Pologne.

En outre, le synchronisme permet de mutualiser la réserve de flexibilité nécessaire pour régler la fréquence, avec un bénéfice de mutualisation d'autant plus important que le réseau est grand, comme illustré sur la figure 17.

3.2. Les EnR peuvent avoir des effets contradictoires sur le besoin de réglage

Les EnR ajoutent de l'imprévisibilité et des rampes fortes dans le mix de production, donc des erreurs de prévision, donc du besoin de réglage. À l'inverse, les EnR sont susceptibles de faire sortir du mix les plus grandes centrales, dont le risque de défaut est dimensionnant pour la réserve. Les EnR peuvent donc avoir aussi un effet à la baisse sur le besoin de réglage. Ces deux effets doivent être quantifiés pour réévaluer le besoin de réserve en fonction du mix de production. Face au besoin de réglage, les nouvelles technologies de stockage peuvent répondre (batteries stationnaires, *vehicle-to-grid*), tout comme les leviers de flexibilité classiques.



Figure 16. Le synchronisme qui « couple » les alternateurs entre eux

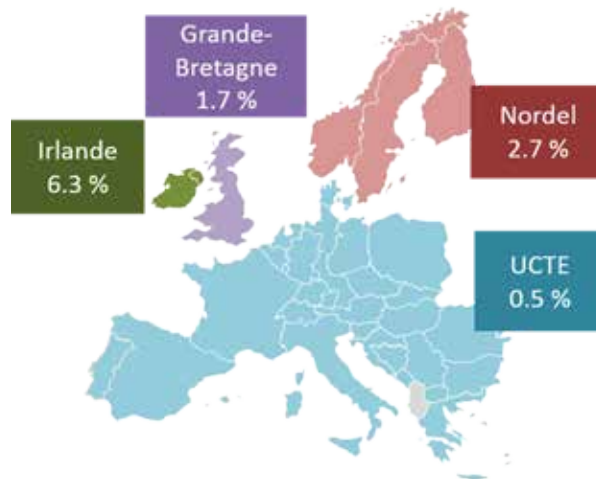


Figure 17. Effet de mutualisation du réseau, sur la part des capacités de production à réserver pour le réglage primaire de fréquence, en fonction de la taille de la zone synchrone

3.3. Les EnR diminuent l'inertie du système électrique, plusieurs solutions pourraient être mises en place pour maîtriser ce risque

En remplaçant des machines tournantes synchrones dans le mix de production, les EnR diminuent l'inertie du système électrique. Face à un choc donné (par exemple la perte d'un groupe de production comme illustré sur la Figure 18), la fréquence varie plus vite, au risque de passer par des niveaux trop extrêmes avant l'effet de stabilisation du réglage.

Face à ce risque, plusieurs possibilités existent, et peuvent être combinées :

- Augmenter l'inertie de la fréquence en ajoutant des compensateurs synchrones qui mettront leur stockage inertiel à disposition,
- Augmenter la rapidité du réglage, i.e. changer les spécifications des réserves,
- Développer de nouveaux contrôles pour les convertisseurs à électronique de puissance. Cette piste fait l'objet de recherche dans les projets européens MIGRATE et OS MOSE.

À court terme, la deuxième option est vraisemblablement la plus économique, mais technologiquement exigeante. Des candidats typiques sont les batteries électrochimiques (stationnaires ou *vehicle-to-grid*), les volants d'inertie, et les consommateurs électrolyseurs.

À long terme, on ne pourra a priori pas se passer de la première ou la troisième option.

3.4. Aujourd'hui, les EnR diminuent le synchronisme, des solutions leur permettant au contraire d'y contribuer font l'objet de recherche

Les EnR (éolien et solaire photovoltaïque) sont raccordées via des convertisseurs électroniques, leur contrôle ne leur permettent pas aujourd'hui de contribuer au synchronisme. Tout se passe comme si elles jouaient la partition de fréquence dictée par les machines synchrones, qui jouent le rôle des chefs d'orchestre. En substituant des EnR aux chefs d'orchestre, on risque que certaines parties du système électrique « perdent la mesure », i.e. perdent le synchronisme et en conséquence deviennent complètement instables. Face à ce risque, deux possibilités :

- Conserver des machines tournantes en compensateurs synchrones (sans production), avec toutefois un apport moindre que le groupe de production initial.
- Créer des « chefs d'orchestres digitaux », en programmant les convertisseurs électroniques de sorte à recréer le couple synchrone. Cette piste fait l'objet de recherche dans les projets européens MIGRATE et OS MOSE.

Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres

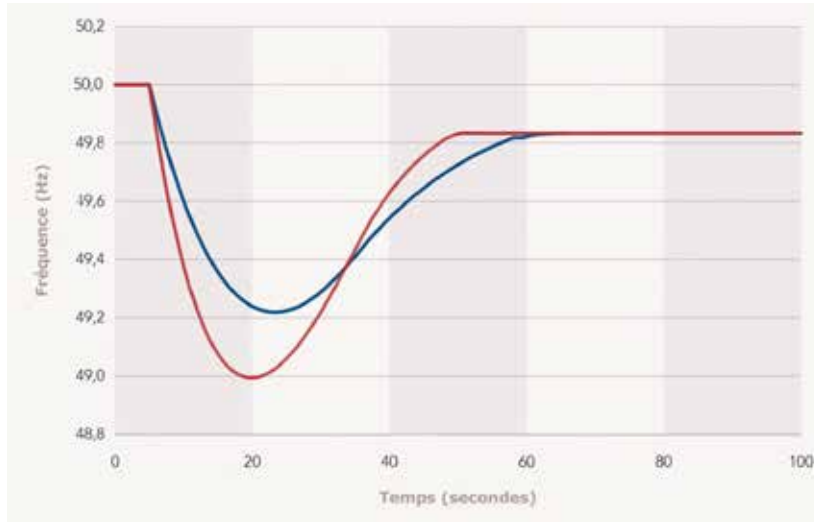


Figure 18. Évolution de la fréquence du système électrique européen RGCE suite à la défaillance de 3 GW de production, selon l'inertie en présence

Cette 2^e option est vraisemblablement la plus économique. Les batteries électrochimiques et les supercondensateurs ont ici un rôle spécifique à jouer, grâce à la combinaison de leur contrôlabilité et de leur rapidité dans les deux sens (charge et décharge).

4. La flexibilité pour la gestion des flux

4.1. Principe de la gestion des flux

Les flux s'imposent instantanément dans les différentes liaisons du réseau d'une part en fonction de la répartition géographique des injections et des soutirages, et d'autre part en fonction des « distances électriques », qui dépendent des caractéristiques électriques des conducteurs et de la topologie du réseau.

Le dispatcher du réseau électrique doit éviter les congestions, c'est-à-dire garantir que les flux restent en deçà des capacités physiques des conducteurs, y compris lors de la survenue d'un incident modifiant brutalement les flux (exemple : défaillance d'un groupe de production ou perte d'une liaison).

Pour prévenir et résorber les congestions, le dispatcher peut agir selon 3 axes de flexibilité.

Premier axe, le dispatcher peut s'approcher au plus près des limites des capacités physiques des conducteurs, en ayant recours à des mesures en temps réel (*dynamic line-rating*, voir la Figure 19).

Deuxième axe, le dispatcher peut modifier les distances électriques, en changeant la topologie du réseau (en jouant sur les interconnexions entre lignes dans les postes électriques) ou en modifiant les caractéristiques électriques des conducteurs (transformateurs déphaseurs, *dynamic impedance shifters*).

Troisième axe, mais c'est le plus coûteux, on peut faire du « redispatch ». Il s'agit de commander une modification localisée des injections ou soutirages, pour agir sur les flux problématiques (cette action est assortie d'une commande symétrique ailleurs sur le réseau, afin de ne pas perturber l'équilibrage). Concrètement le cas le plus fréquent est de demander une réduction de production à un endroit et une augmentation de production ailleurs (ou réciproquement avec des consommations). En cas de congestions importantes et répétées, le coût récurrent du redispatch (notamment



Figure 19. Expérimentation en Haute-Garonne d'un capteur *dynamic line-rating* Intesens

le coût des modifications d'injections ou soutirages) peut justifier l'investissement dans un renforcement du réseau.

4.2. Les EnR génèrent de nouvelles congestions, la flexibilité peut être utilisée pour reporter ou éviter des investissements réseau

L'arrivée massive des énergies renouvelables, éolienne et solaire, induit une variabilité plus grande des flux (voir la Figure 20), et des pics susceptibles de générer de nouvelles congestions sur le réseau. Le coût du redispatch est ainsi amené à augmenter, tandis que les renforcements de réseau se heurtent au risque de n'être dimensionnés que pour les périodes de contraintes de durée très limitée, ainsi qu'à l'incertitude grandissante sur l'évolution future des flux : quelles localisations des nouvelles productions EnR ? Quelles évolutions de la flexibilité de la consommation ? de l'efficacité énergétique ?

Dans ce contexte, la stratégie de RTE est d'apporter de la flexibilité au réseau, en développant les trois axes de flexibilité décrits ci-avant. Cela permet d'optimiser au maximum l'usage des actifs existants et ainsi de reporter, voire d'éviter, des investissements de long terme.

En particulier, RTE ouvre de nouvelles possibilités avec le projet RINGO, qui consiste à expérimenter la gestion des congestions par

le pilotage de batteries électrochimiques de grande taille (en dizaines de MWh). Cela s'inscrit dans le troisième axe, celui du pilotage local des injections et des soutirages. Pour cette application particulière, on compte à la fois sur la rapidité des batteries, ainsi que sur les faibles contraintes dans le choix du lieu d'installation. Le projet RINGO permettra d'expérimenter ce concept dans trois localisations et trois configurations de réseau différentes.

5. Les leviers de flexibilité sont en concurrence, la combinaison de leviers activés doit faire l'objet d'une optimisation

Il n'existe pas de place réservée pour les interconnexions, de marché spécifique du stockage ou de la gestion active de la demande. Tous les leviers de flexibilité sont légitimement en concurrence et doivent donc être activés dans une logique de préséance économique. On ne peut donc pas quantifier un besoin de stockage.

Aujourd'hui en Europe, la situation change pour les leviers de flexibilité. Malgré des besoins croissants de flexibilité, la part de la production pilotable dans les mix électriques décroît, et certaines centrales ont vocation à être fermées (charbon, fioul, nucléaire). Par ailleurs, de nouveaux leviers cherchent leur place,

Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres

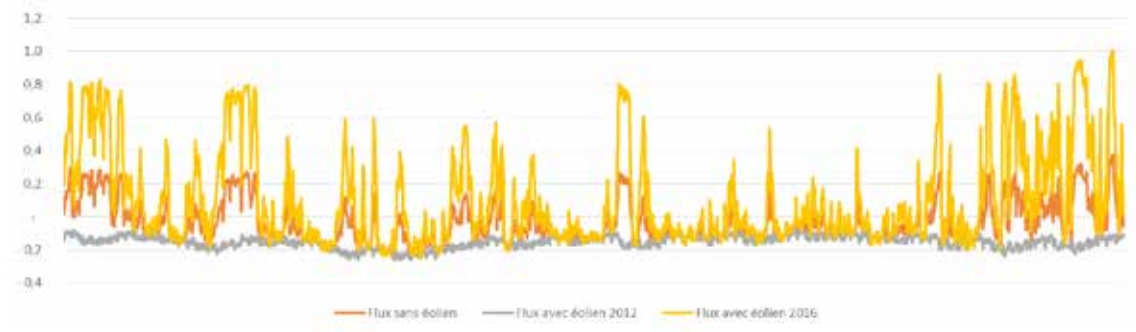


Figure 20. Simulation de l'impact de l'éolien sur les flux de la liaison Airaines-Argoeuves (90 kV)

notamment la modulation de la demande, les batteries, le *Power-to-Gas*.

Le gisement économique de chaque besoin est limité, et de nombreux leviers ont une valeur ajoutée marginale décroissante : le premier MW de batterie a beaucoup plus de valeur que le 10 000^e. Le développement des véhicules électriques est indépendant de la question de la flexibilité, cependant leurs batteries pourraient saturer l'espace économique pour les leviers court-terme. Il peut y avoir des effets de cascade entre horizons temporels (un levier fournissant de l'énergie annuelle flexible pourra potentiellement en fournir sur les horizons hebdomadaires et journaliers) ou des effets contradictoires sur des horizons de temps différents. Un levier peut par moment réduire le besoin de flexibilité et par moment l'augmenter, comme vu précédemment pour l'asservissement tarifaire de l'eau chaude sanitaire. Un grand nombre des nouveaux leviers sont raccordés au réseau de distribution, posant la question de l'interaction entre gestionnaires de réseau de transport et de distribution dans la gestion de la flexibilité.

Toutes ces raisons rendent très complexe la détermination de la combinaison optimale des leviers. Afin de répondre à cette question, RTE a lancé en 2018 le projet européen OSMOSE (*Optimal System-Mix Of flexibility Solutions for European electricity*), pour une durée de 4 ans.

Le projet regroupe 33 partenaires (GRT, manufacturiers, milieu académique...) et comprend 4 work-packages démonstrateurs et 2 work-packages théoriques visant à répondre aux questions « Quel mix optimal de flexibilité ? » et « Quelles règles de marchés pour tendre vers ce mix ? ». L'approche adoptée est holistique, au niveau européen, et se projette à l'horizon 2050.

Ces travaux prolongeront et compléteront les analyses déjà réalisées par RTE, conjointement avec les parties prenantes du système électrique, dans le cadre du rapport « Réseaux Électriques Intelligents ». Ces premiers travaux ont permis (i) d'établir un cadre méthodologique pertinent pour l'analyse socio-économique des flexibilités *smart grid*, (ii) d'identifier des déploiements optimaux de solutions de stockage, de modulation de la consommation et de pilotage des installations de productions EnR en France et (iii) de quantifier leur impact environnemental.