



# Plan de mise en œuvre des autorités françaises

**Janvier 2021**



## Introduction

L'article 20 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité dispose que : « *Les États membres qui ont recensé des difficultés d'adéquation des ressources établissent et publient un plan de mise en œuvre assorti d'un calendrier pour l'adoption de mesures visant à éliminer toutes les distorsions réglementaires ou carences du marché qui ont été recensées, dans le cadre du processus d'aide d'État.* »

De plus, l'article 21 du même règlement prévoit que « *lorsqu'un Etat membre applique un mécanisme de capacité, il l'examine et fait en sorte qu'aucun nouveau contrat ne soit conclu dans le cadre de ce mécanisme lorsque tant l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ou, en l'absence d'une évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne, n'ont pas recensé de difficulté d'adéquation des ressources ou lorsque le plan de mise en œuvre visé à l'article 20, paragraphe 3, n'a pas obtenu d'avis de la Commission tel que visé à l'article 20, paragraphe 5.* »

Par sa décision du 8 novembre 2016<sup>1</sup>, la Commission européenne a autorisé en vertu de l'article 107 paragraphe 3 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, pour une période de 10 ans, le mécanisme de capacité français, dont le fonctionnement est régi par les dispositions prévues aux articles L.335-1 et suivants du code de l'énergie. A ce titre, il incombe aux autorités françaises de produire un plan de mise en œuvre au sens du règlement 2019/943.

A date, dans le cadre du mécanisme de capacité, des capacités ont été certifiées pour les années 2017 à 2023 mais les échanges de garanties de capacité – notamment entre exploitants et acteurs obligés – n'ont été autorisés que pour les années strictement antérieures à l'année 2023. Par ailleurs, conformément à la décision d'approbation précitée, quatre appels d'offres de long terme, couvrant des périodes de 7 ans ont été organisés en 2019, pour les périodes 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028, 2023-2029. Ce dispositif de contractualisation pluriannuelle doit permettre de « favoriser l'investissement dans de nouvelles capacités », lorsque celles-ci sont nécessaires, en garantissant, pour les capacités lauréates, le revenu sur le marché de capacité pour une période de 7 ans.

Au regard de ces différents éléments, en application de l'article 21 du règlement, les autorités françaises considèrent qu'il n'est pas possible d'ouvrir les échanges de garanties de capacité pour les années 2023 et suivantes avant que la Commission européenne n'ait rendu un avis sur le plan de mise en œuvre qui lui aura été transmis ; pas plus qu'il ne sera possible d'organiser un nouvel appel d'offres de long terme, tel que prévu dans la décision d'approbation du 11 novembre 2016, avant la communication de cet avis. L'article 20 précise à ce sujet que l'avis est émis par la Commission « dans les quatre mois à compter de la réception du plan de mise en œuvre ».

L'article 20 du règlement 2019/943 précise les différents thèmes devant être examinés par les autorités nationales lorsqu'elles élaborent leur plan de mise en œuvre<sup>2</sup>. Tous ces thèmes sont couverts par le présent plan de mise en œuvre.

<sup>1</sup> C(2016) 7086 final

<sup>2</sup> « *Lorsqu'ils traitent les difficultés d'adéquation des ressources, les États membres tiennent notamment compte des principes énoncés à l'article 3, et envisagent:*

Ainsi, il est fait une présentation générale du système électrique national et du marché français, en rappelant les fondamentaux (I). Bien que la nécessité du mécanisme de capacité ait déjà été reconnue par la Commission dans sa décision précitée, et que dès lors elle ne soit plus à établir, (ii) les autorités françaises souhaitent rappeler à l'occasion du présent rapport les raisons qui les ont conduites à mettre en œuvre un tel mécanisme et profitent de cette opportunité pour partager avec la Commission européenne les analyses empiriques dont elles disposent, réalisées sur la base des premières années de fonctionnement du dispositif, qui permettent d'en confirmer la pertinence. Le présent rapport permet en outre de souligner en quoi le système électrique français joue un rôle central dans la construction du marché intérieur de l'énergie de par ses dimensions, sa position géographique et le développement de ses capacités d'interconnexion (II). Les réformes passées de son fonctionnement ainsi que celles en cours, contribuent à en améliorer l'efficacité en favorisant la participation de l'autoproduction, des effacements de consommation et du stockage aux différents échéances de marché (III). Conformément aux nouvelles dispositions introduites par le paquet énergie propre sous l'impulsion de la Commission, la formation des prix sur les marchés de gros s'effectue sous l'égide du régulateur national et de ses homologues européens qui veillent à prévenir toute forme d'encadrement des prix de gros (IV). En outre, dans le cadre de la déclinaison du code réseau *electricity balancing*, un large programme de réforme des marchés d'équilibrage et des réserves a été entrepris afin d'en favoriser l'interopérabilité avec les autres dispositifs européens (V). Le présent rapport est enfin l'occasion de dresser un état des lieux de l'ouverture à la concurrence du marché de détail, qui permet d'illustrer qu'il est possible de concilier une intensité concurrentielle de plus en plus forte et un haut niveau de protection des consommateurs, notamment au travers du maintien de tarifs réglementés de vente (VI).

- a. *De supprimer les distorsions réglementaires ;*
- b. *de supprimer les plafonds tarifaires conformément à l'article 10;*
- c. *d'introduire une fonction de détermination du prix de la pénurie pour l'énergie d'équilibrage, conformément à l'article 44, paragraphe 3, du règlement 2017/2195;*
- d. *d'augmenter la capacité d'interconnexion et la capacité du réseau interne en vue de réaliser, à tout le moins, leurs objectifs d'interconnexion visés à l'article 4, point d) 1), du règlement (UE) 2018/1999;*
- e. *de permettre l'autoproduction, le stockage d'énergie, les mesures de participation active de la demande et l'efficacité énergétique en adoptant des mesures destinées à supprimer les distorsions réglementaires recensées;*
- f. *de veiller à ce que la passation de marchés en matière de services d'équilibrage et de services auxiliaires soit efficace du point de vue économique et fondée sur le marché;*
- g. *de supprimer les prix réglementés dans les cas où l'exige l'article 5 de la directive (UE) 2019/944. »*

## Table des matières

<b>Introduction</b> .....	3
Table des matières .....	5
<b>I. Présentation générale du système électrique national</b> .....	7
1°) Le système électrique français.....	7
a) Les réseaux de transport et de distribution d'électricité .....	7
b) Le mix électrique actuel et futur .....	9
c) Présentation des caractéristiques de la consommation d'électricité française et du critère de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics .....	11
2°) Un marché français structuré autour des principes établis dans le cadre de la loi NOME de 2010, qui prévoient un accès régulé à l'électricité nucléaire historique pour tous les fournisseurs et une responsabilisation de ces derniers en matière de sécurité d'approvisionnement, et des dispositifs de soutien au développement des énergies renouvelables initiés par la loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité du 10 février 2000.....	12
<b>II. Des défaillances de marché qui justifient la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité, ce que confirment les analyses conduites par RTE pour les premières années de fonctionnement du dispositif</b> .....	15
1°) Présentation des défaillances de marché identifiées .....	16
2°) Analyse empirique de l'impact du mécanisme de capacité durant ses premières années de fonctionnement.....	20
<b>III. Un système électrique français de mieux en mieux interconnecté avec le système électrique européen</b> .....	22
1°) Des capacités d'échanges importantes essentielles pour l'adéquation.....	22
2°) De nouvelles interconnexions en développement aux frontières françaises .....	24
3°) Mécanisme de capacité : vers une prise en compte explicite des capacités étrangères .....	25
4°) Des sources variées d'approvisionnement gazier permettant de renforcer la sécurité d'approvisionnement .....	26
<b>IV. Un marché ouvert à la participation active de la demande, qui encourage la réalisation d'économies d'énergie et dont les règles évoluent pour faciliter la participation du stockage</b> .....	27
1°) Un marché ouvert à la participation active de la demande et des objectifs de développement ambitieux.....	27
2°) Un programme de travail en voie de déclinaison pour faciliter la participation du stockage dans le marché.....	31
Contexte français.....	31
Evolution du cadre réglementaire et régulateur pour faciliter le développement du stockage .	31
Faciliter le raccordement du stockage aux réseaux .....	31
S'assurer que le stockage peut offrir facilement ses services.....	32
3°) Autoconsommation .....	34

4°) Des efforts constants en matière d'efficacité énergétique .....	36
<b>V. Seules les décisions de l'ACER encadrent les plafonds de prix sur le marché de gros français .</b>	<b>38</b>
<b>VI. Des marchés de l'équilibrage et des services système concurrentiels et efficaces .....</b>	<b>40</b>
1°) Présentation des marchés de l'équilibrage et des services système.....	40
2°) Présentation des travaux d'harmonisation européens .....	42
3°) Des marchés de l'équilibrage permettant la participation des nouvelles flexibilités et en adaptation par rapport à ces technologies .....	43
3°) Opportunité de mettre en œuvre une fonction de détermination du prix de pénurie pour l'énergie d'équilibrage.....	44
<b>VII. Un marché de détail dynamique et protecteur pour les consommateurs résidentiels .....</b>	<b>47</b>
1°) Rappel historique sur l'ouverture du marché en France.....	47
2°) Des tarifs réglementés qui reflètent les coûts d'un fournisseur type .....	47
3°) Un marché concurrentiel .....	48
4°) Des offres de marché nombreuses, compétitives et innovantes .....	50
5°) Conclusion sur le fonctionnement du marché de détail et les tarifs réglementés de vente de l'électricité.....	51
<b>ANNEXE : LISTE DES MESURES PREVUES PAR LES AUTORITES FRANÇAISES POUR PERFECTIONNER LE FONCTIONNEMENT DES MARCHES .....</b>	<b>52</b>

# I. Présentation générale du système électrique national

## 1°) Le système électrique français

Les développements ci-dessous permettent de rendre compte des grandes caractéristiques physiques du système électrique français, en détaillant (i) les principales caractéristiques des réseaux de transport et de distribution français, (ii) le mix de production présent et celui envisagé dans les années à venir, (iii) les particularités de la consommation d'électricité en France, à mettre en regard du critère de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics.

### a) Les réseaux de transport et de distribution d'électricité

L'exploitation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont des services publics réglementés.

Le réseau public de transport d'électricité sert à acheminer de grandes quantités de courant d'un point à l'autre du territoire mais surtout de « hub » permettant de mutualiser les ressources disponibles et de les faire fonctionner de manière simultanée au moindre coût. Il est constitué de toutes les lignes exploitées à une tension supérieure à 50 000 V sur le territoire métropolitain continental. Il comprend 106 000 km de lignes électriques à haute et très haute tension (HTB) et 2 700 postes électriques. RTE, société anonyme à capitaux publics, en est le seul gestionnaire et propriétaire.

Plus de 90 % de la production électrique française actuelle est injectée sur le réseau de transport, y compris la majeure partie de la production renouvelable (hydraulique), et à l'avenir les fermes d'éoliennes en mer. Ce réseau dessert directement quelques centaines de consommateurs finaux, pour la plupart de grands consommateurs industriels, qui comptent pour un quart de la consommation d'électricité nationale. RTE, gestionnaire du réseau de transport, est chargé de missions spécifiques dans le pilotage du système électrique, notamment à travers la gestion des mécanismes d'équilibrage entre l'offre et la demande en temps réel.

Ce sont les réseaux publics de distribution d'électricité, constitués d'ouvrages de moyenne tension (HTA, entre 1 000 V et 50 000 V) et d'ouvrages de basse tension (BT, inférieure à 1 000 V), raccordés au réseau de transport, qui acheminent l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux. La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de concessions locales. Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), également appelées autorités concédantes, sont des collectivités territoriales propriétaires des réseaux (communes, le plus souvent regroupées en syndicats départementaux d'énergie, communautés urbaines ou métropoles). Enedis, filiale du groupe EDF, qui couvre 95 % du territoire métropolitain, est aujourd'hui concessionnaire de l'ordre de 450 concessions. Enedis exploite 1,4 million de km de lignes, environ 780 000 postes de distribution (HTA/BT) et 2 300 postes source (HTB/HTA, qui assurent l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution). Il dessert plus de 36 millions de consommateurs. 5 % du territoire métropolitain est desservi par 140 entreprises locales de distribution (ELD) dépendant des collectivités locales.

Les gestionnaires des réseaux publics d'électricité ont pour principales missions l'exploitation du réseau (dépannage, conduite et pilotage du réseau, raccordement des nouveaux consommateurs ou producteurs), le comptage des quantités d'énergie injectées ou soutirées, et le renouvellement des infrastructures de manière à assurer un maintien en conditions opérationnelles.

Le réseau public de transport d'électricité français est actuellement interconnecté avec 6 pays (Grande-Bretagne, Belgique, Allemagne, Italie, Espagne et Suisse) comme la figure suivante l'illustre.

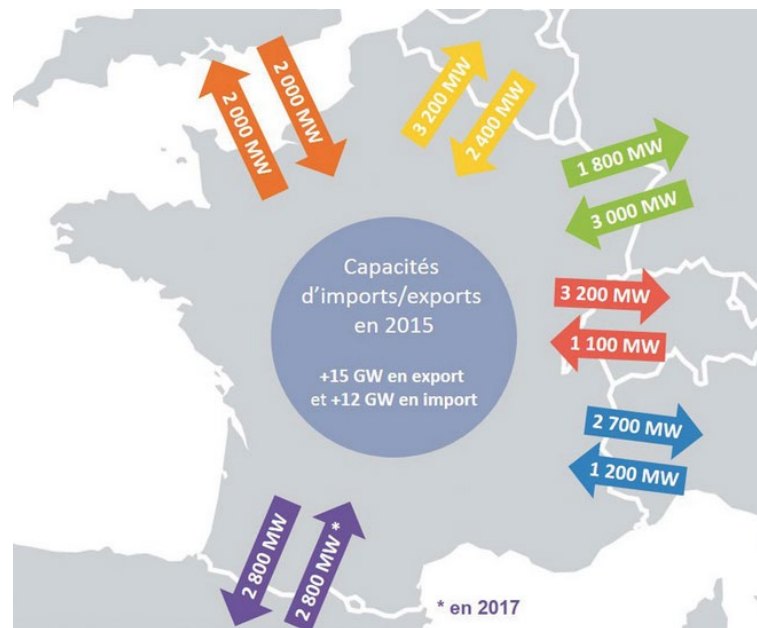


Figure 1 : Capacités d'interconnexion en 2017 (source : RTE)

La capacité d'interconnexion globale de la France s'élève en 2019 à 17,4 GW en export et 12,5 GW en import. Les capacités réellement utilisées en moyenne sont inférieures (de l'ordre de 8 GW à 10 GW), du fait des caractéristiques des lignes d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques de chaque pays.

Les interconnexions permettent un foisonnement des aléas géographiques entre pays, et ce de manière d'autant plus efficace que les spécificités de chaque pays réduisent les corrélations des aléas et atténuent les conséquences de l'occurrence de tensions nationales. L'aléa dominant en France est aujourd'hui, et demeurera sur la période de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) actuelle, la thermosensibilité de la demande ; l'aléa lié à l'intermittence des énergies renouvelables est aujourd'hui dominant dans les pays où le taux de pénétration de ces énergies renouvelables est le plus important (Danemark, Allemagne) ; l'aléa lié à la production hydraulique est dominant dans les pays où son rôle dans la production est majeur (Norvège, Suisse, Portugal).

D'après RTE, les volumes commerciaux d'export s'établissent à 84 TWh et les volumes d'import atteignent 28,3 TWh en 2019. Le solde des exports nets français s'est établi donc à 55,7 TWh en 2019. La France est ainsi le premier pays exportateur en Europe.



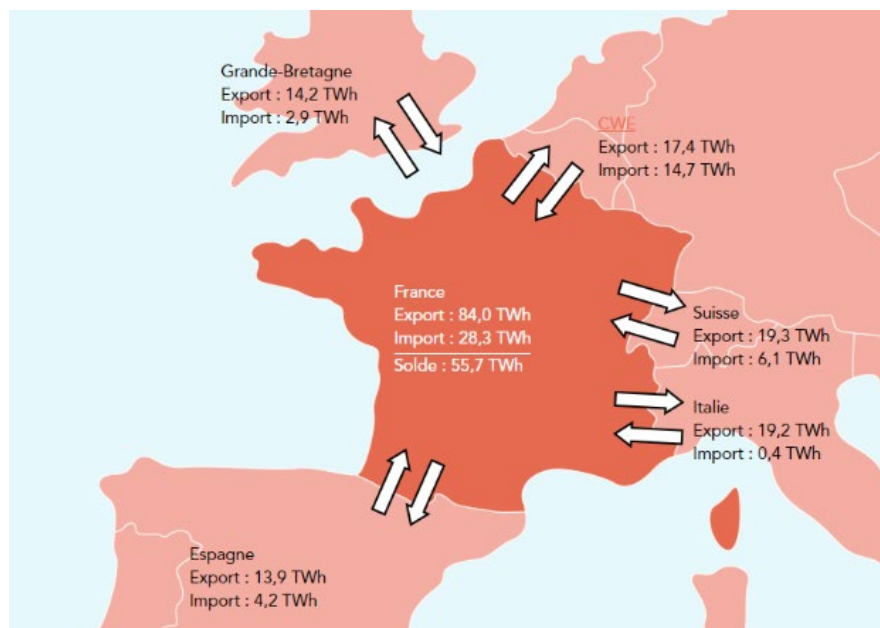


Figure 2 : Imports/exports en 2019 (source : RTE)

## b) Le mix électrique actuel et futur

Le mix électrique français s'appuie principalement sur de l'électricité produite à partir de centrales nucléaires, qui a représenté plus de 70% de la production en 2019. Les énergies renouvelables, en particulier les énergies éolienne et solaires, progressent dans le mix électrique français depuis le début des années 2000. En parallèle, la part de la production d'électricité à partir d'énergies fossiles diminue notamment compte tenu de la fermeture de nombreuses capacités de production fossiles ces dernières années. Les tableaux ci-dessous résument le mix électrique français en énergie et en puissance en 2019.

Energie produite	TWh	Variation 2019/2018	Part de la production
<b>Production nette</b>	537,7	-2%	100%
<b>Nucléaire</b>	379,5	-3,5%	70,6%
<b>Thermique à combustible fossile</b>	42,6	+9,8%	7,9%
<i>dont charbon</i>	1,6	-71,9%	0,3%
<i>dont fioul</i>	2,3	+26,5%	0,4%
<i>dont gaz</i>	38,6	+23,8%	7,2%
<b>Hydraulique</b>	60,0	-12,1%	11,2%
<i>dont renouvelable*</i>	55,5	-12%	10,3%
<b>Eolien</b>	34,1	+21,2%	6,3%
<b>Solaire</b>	11,6	+7,8%	2,2%
<b>Bioénergies</b>	9,9	+3,6%	1,8%
<i>dont biogaz</i>	2,6	+8,5%	0,5%
<i>dont biomasse</i>	2,7	-0,8%	0,5%
<i>dont déchets de papeteries</i>	0,2	-9,3%	0,0%
<i>dont déchets ménagers non renouvelables</i>	2,2	+4,8%	0,4%
<i>dont déchets ménagers renouvelables</i>	2,2	+4,8%	0,4%

Figure 3 : Production d'électricité par filière en 2019 (source : RTE)

	Puissance installée au 31/12/2019	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2018	Evolution MW	Part du parc installé
Nucléaire		63 130	0%	0	46,6%
Thermique à combustible fossile		18 589	-0,3%	-51,8	13,7%
dont charbon		2 997	0%	0	2,2%
dont fioul		3 401	-2,8%	-96,6	2,5%
dont gaz		12 191	+0,4%	+44,8	9,0%
Hydraulique		25 557	+0,1%	+21	18,9%
Eolien		16 494	+9%	+1 360	12,2%
Solaire		9 435	+10,4%	+890	7%
Bioénergies		2 122	+3,7%	+75	1,6%
dont biogaz		499	+8,4%	+38,6	0,4%
dont biomasse		674	+3,5%	+22,8	0,5%
dont déchets de papeterie		51	-10,6%	-6	0,04%
dont déchets ménagers		897	+2,2%	+19,5	0,7%
Total		135 328	+1,7%	+2 295	100%

Figure 4 : Capacité installée par filière en 2019

La loi française fixe un objectif de 40 % d'énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2030. Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire d'engager une évolution importante du système électrique avec une accélération de toutes les filières d'énergies renouvelables. Les efforts à engager dépendent toutefois du gisement disponible pour chaque filière, de leur maturité et de leur compétitivité. Les objectifs de développement des énergies renouvelables sont présentés dans la PPE adoptée par la France en avril dernier<sup>3</sup>, qui constitue la feuille de route énergétique française et couvre une période allant jusqu'à 2028. Le tableau ci-dessous résume ces objectifs qui porteront la capacité installée d'énergies renouvelables de 48,6 GW fin 2017 à 73,5 GW en 2023 et entre 101 et 113 GW en 2028.

	2023	2028
Hydroélectricité	25,7	26,4-26,7
Éolien terrestre	24,1	33,2-34,7
Éolien en mer	2,4	5,2-6,2

<sup>3</sup> Le document de consultation est accessible à l'adresse suivante : <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81n%20nergie.pdf>

<b>Photovoltaïque</b>	20,1	35,1-44,0
<b>Biomasse solide</b>	0,8	0,8
<b>Biogaz-Méthanisation</b>	0,27	0,34-0,41
<b>Géothermie</b>	0,024	0,024
<b>Total</b>	<b>73,5</b>	<b>101 à 113</b>

La Loi Energie Climat fixe également l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires de 900 MW, dont les deux réacteurs de Fessenheim comme annoncé dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie.

- c) Présentation des caractéristiques de la consommation d'électricité française et du critère de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics

La consommation d'électricité en France métropolitaine continentale, corrigée des aléas météorologiques, s'élève à 473 TWh en 2019 soit une légère baisse par rapport à 2018. Depuis quelques années, on peut constater une stabilisation de la consommation électrique qui devrait se poursuivre à l'avenir : le scénario de consommation de la Programmation pluriannuelle de l'énergie et de la Stratégie nationale bas carbone prévoit en effet une stabilisation de la consommation d'électricité jusqu'en 2030 ; les efforts d'efficacité énergétique permettant de compenser l'électrification de nouveaux usages.

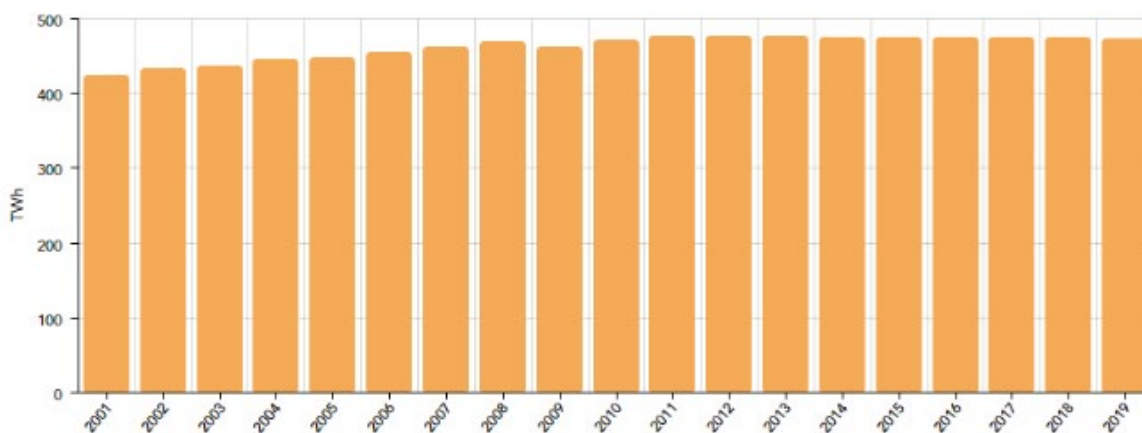


Figure 5 : Consommation d'électricité en France métropolitaine continentale corrigée des variations météorologiques (source : RTE)

La pointe électrique constitue également un élément incontournable pour dimensionner correctement le système électrique. En particulier, il convient de noter que la France a la spécificité d'avoir une consommation électrique thermosensible liée à une électrification assez importante de son chauffage. En particulier, en hiver, la diminution de la température de 1°C conduit une augmentation de la consommation de 2400 MW.

Sur les 20 dernières années, la pointe annuelle se situe entre 80 GW et 102 GW avec une majorité de valeurs autour de 90 GW. En particulier, la pointe historique de 102 GW de 2012 constitue la plus haute valeur de pointe annuelle enregistrée. RTE prévoit une stabilisation de la pointe électrique pour les prochaines années compte tenu à la fois des efforts d'efficacité énergétique et du développement des

moyens de flexibilité. En dépit de la stabilisation de la croissance de la pointe électrique, la gestion du stock de thermosensibilité demeurera un enjeu important pour le système électrique français.

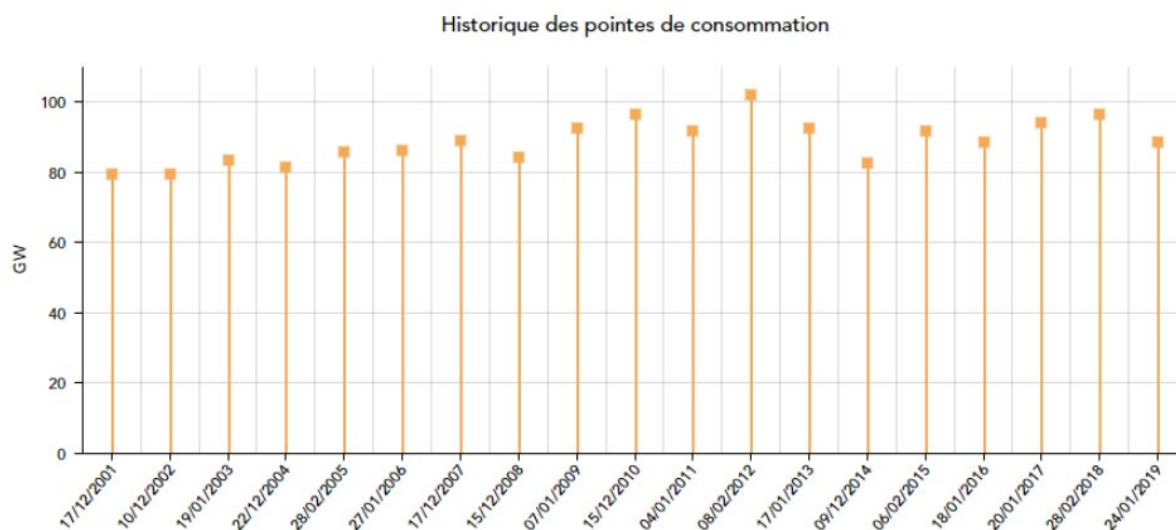


Figure 6 : Historique des pointes électriques

Le code de l'énergie, en cohérence avec les orientations de dimensionnement du système électrique prévues par les pays de l'Union européenne, et comme le requière désormais l'article 25 du règlement 2019/944 sur le marché intérieur de l'électricité, prévoit un critère de défaillance du système électrique égal à trois heures en espérance<sup>4</sup>.

Ce critère est fondé sur l'objectif d'allier le nécessaire maintien de la sécurité d'approvisionnement électrique et un dimensionnement rationnel (notamment en termes de coûts) des capacités de production françaises.

Les autorités françaises ont initié les travaux de mises à jour du critère de sécurité d'approvisionnement. La mise à jour sera arrêtée par la Ministre chargée de l'énergie, sur proposition du régulateur sectoriel français, la Commission de régulation de l'énergie (ci-après la CRE), et sera effectuée conformément aux prescriptions de l'article 25 précité du règlement 2019/944.

⇒ **Mesure n°1 : mettre à jour, avant la fin du premier trimestre 2022, le critère de sécurité d'approvisionnement.**

2°) Un marché français structuré autour des principes établis dans le cadre de la loi NOME de 2010, qui prévoient un accès régulé à l'électricité nucléaire historique pour tous les fournisseurs et une responsabilisation de ces derniers en matière de sécurité d'approvisionnement, et des dispositifs de soutien au développement des énergies renouvelables initiés par la loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité du 10 février 2000.

L'organisation actuelle du marché français de l'électricité découle largement de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite loi NOME), qui a réformé l'organisation du marché de l'électricité pour permettre l'ouverture effective du marché en application de la directive 2009/72/CE, tout en permettant aux consommateurs de bénéficier dans la

<sup>4</sup> Articles L.141-7 du code de l'énergie

durée de prix reflétant la compétitivité des moyens de production nationaux, quel que soit leur choix de fournisseur et en responsabilisant ces derniers pour qu'ils contribuent, à hauteur de leurs portefeuilles de clients, à la sécurité d'approvisionnement nationale définie sur la base du critère de sécurité d'approvisionnement mentionné supra.

La loi NOME s'appuie sur les travaux de la commission dite Champsaur en 2009 visant à permettre une ouverture à la concurrence au sein d'un marché européen unifié, en tenant compte du modèle français. Elle a institué « *une nouvelle organisation du marché de l'électricité conciliant une forte régulation et un encouragement au développement de la concurrence pour :*

- *préserver, pour l'ensemble des consommateurs, le bénéfice de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire par des prix et des tarifs reflétant de manière cohérente la réalité industrielle du parc de production, comme le garantissaient jusqu'à présent les tarifs réglementés de vente ;*
- *garantir que ce bénéfice est accessible à chaque consommateur quel que soit son choix de fournisseur d'électricité ;*
- *assurer le financement du parc de production existant et favoriser les investissements en responsabilisant les fournisseurs en les encourageant à développer des offres de maîtrise de la demande en électricité notamment lors des pointes de consommation et à investir dans les moyens de production nécessaires.*
- *permettre à la concurrence de s'exercer, notamment là où elle peut le plus susciter l'innovation, pour permettre à chacun de mieux consommer. »<sup>5</sup>*

La loi NOME modifie la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité en prévoyant :

- un dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) consistant à assurer aux fournisseurs d'électricité un accès régulé à l'électricité de base d'EDF dans les mêmes conditions économiques qu'EDF et permettre de la sorte à chaque consommateur d'avoir le choix entre des offres compétitives et innovantes, notamment en matière de maîtrise de la demande et de services, de différents fournisseurs ;
- ainsi qu'un mécanisme de capacité consistant à renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France en obligeant tous les fournisseurs à disposer, directement ou indirectement, des capacités de production ou d'effacement suffisantes pour approvisionner à tout instant leurs clients.

Le dispositif ARENH est prévu par la loi NOME pour une période allant jusque fin 2025 et dans la limite d'un plafond fixé à 100 TWh. Il est conçu pour pouvoir être complémentaire d'investissements dans la production de base, notamment par des fournisseurs qui peuvent faire le choix de développer une offre intégrée incluant la production à l'amont et la fourniture au consommateur final à l'aval<sup>6</sup>.

Les propositions de la commission Champsaur s'inscrivaient dans le contexte d'une enquête de la Commission Européenne sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRVe) en France, qui concernait les anciens tarifs réglementés « jaunes » et « verts » des grandes et moyennes entreprises

<sup>5</sup> Loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, Exposé des motifs.

<sup>6</sup> Des informations additionnelles sur le fonctionnement du dispositif de l'ARENH sont disponibles à l'adresse suivante :

[https://www.ecologie.gouv.fr/commercialisation-lelectricite#:~:text=L'acc%C3%A8s%20r%C3%A9gul%C3%A9%20l%C3%A9lectricit%C3%A9%20nucl%C3%A9aire%20\(Arenh\),-Depuis%20l'entr%C3%A9e&text=Le%20Parlement%20a%20introduit%20dans,son%20prix%2C%20inchang%C3%A9%20depuis%202012.](https://www.ecologie.gouv.fr/commercialisation-lelectricite#:~:text=L'acc%C3%A8s%20r%C3%A9gul%C3%A9%20l%C3%A9lectricit%C3%A9%20nucl%C3%A9aire%20(Arenh),-Depuis%20l'entr%C3%A9e&text=Le%20Parlement%20a%20introduit%20dans,son%20prix%2C%20inchang%C3%A9%20depuis%202012.)

et qui avait été étendue aux tarifs de retour (TARTAM), inférieurs à l'époque aux prix du marché libre. En instituant l'ARENH, et en prévoyant l'extinction des tarifs réglementés de vente pour les gros consommateurs, mise en œuvre fin 2015, la loi NOME a permis de clôturer cette enquête et de réaliser une réforme majeure du système électrique national. La réforme repose sur le principe que l'ARENH permet aux fournisseurs de proposer des offres de marché reflétant les conditions économiques du parc de production français et sur une cohérence entre prix de l'ARENH et les tarifs réglementés de vente, de sorte à assurer la contestabilité des tarifs réglementés par les offres de marché.

L'autorité de la concurrence a analysé la mise en place du dispositif ARENH jusqu'en 2025 comme « *une aide au démarrage de l'activité des fournisseurs alternatifs pour leur permettre à terme de concurrencer EDF avec succès* » et constate dans son rapport sur l'évaluation de l'ARENH en 2015 que « *les conditions de la concurrence à l'aval ont été améliorées* » et que « *les fournisseurs alternatifs ont pu construire une offre commerciale de fourniture d'électricité proche de celle susceptible d'être proposée par l'opérateur historique* »<sup>7</sup>. Le rapport de la Commission de régulation de l'énergie sur l'évaluation du dispositif ARENH<sup>8</sup> constate également que « *l'ARENH a participé à la construction d'un cadre nécessaire au développement de la concurrence sur le marché de détail* ».

Les autorités françaises ont présenté, dans le cadre d'une consultation ouverte aux parties prenantes du secteur électrique, le bilan général qu'elles faisaient du dispositif ARENH et ont présenté des pistes de réforme de ce dispositif<sup>9</sup>. Ces pistes font actuellement l'objet d'échange avec la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne.

Si des ajustements du plan ou une modification du mécanisme de capacité devaient être rendus nécessaires par l'aboutissement des discussions avec la Commission européenne sur la nouvelle régulation du nucléaire existant, les autorités françaises s'engagent à soumettre un plan d'implémentation révisé à la DG ENER dès lors que le dispositif de régulation du nucléaire serait approuvé par la Commission.

Le mécanisme de capacité a quant à lui été approuvé par la Commission européenne dans sa décision du 8 novembre 2016, au titre de l'article 107.3.c du TFUE. Il contribue pleinement, chaque année, à la préservation de la sécurité d'approvisionnement nationale, c'est-à-dire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement mentionné précédemment. Au terme de l'enquête approfondie conduite par la Commission et dans le cadre de la publication de la décision d'approbation du mécanisme, la Commissaire à la concurrence Mme Margrethe Vestager avait ainsi déclaré : « *Le mécanisme de capacité français sera ouvert à tous les fournisseurs de capacité, y compris ceux situés à l'étranger, et permettra l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché. La mesure présente ainsi un bon rapport coût-efficacité et préserve la concurrence. Nous avons œuvré de concert avec les autorités françaises pour rendre le mécanisme envisagé conforme aux règles de l'UE en matière d'aides d'État.* »

Par ailleurs, s'agissant du développement des capacités de production, les énergies renouvelables bénéficient d'un cadre particulier, mis en place à l'origine par la loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité du 10 février 2000, et qui a été complété par plusieurs textes législatifs depuis.

<sup>7</sup> Autorité de la Concurrence, Avis n°10-A-08 du 17 mai 2010 relatif au projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité et Rapport d'évaluation du 18 décembre 2015 sur le dispositif d'ARENH

<sup>8</sup> CRE, Rapport ARENH - Evaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, 18 janvier 2018

<sup>9</sup> Le document de consultation est accessible à l'adresse suivante :

[https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/190801\\_consultation%20r%C3%A9gulation%20C3%A9co%20nucl%C3%A9aire.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/190801_consultation%20r%C3%A9gulation%20C3%A9co%20nucl%C3%A9aire.pdf)

La France, en cohérence avec les objectifs européens, poursuit des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables, avec notamment, pour ce qui concerne le secteur électrique, un objectif de 40% de la production d'électricité en 2030.

Pour atteindre ces objectifs, le gouvernement s'est doté d'un nouvel outil de programmation appelé programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui se substitue aux anciens outils de programmation qui fixe des objectifs quantitatifs, pour chaque filière renouvelable, sur une période de 10 ans.

La PPE en vigueur<sup>10</sup> a été adoptée par le décret du 21 avril 2020 et couvre la période 2019-2028. Elle fixe des objectifs de développement pour chaque filière renouvelable aux horizons 2023 et 2028.

Les mécanismes de soutien mis en place sont spécifiques à chaque filière et doivent faire l'objet d'adaptations périodiques pour tenir compte des évolutions techniques et économiques. Ils sont guidés par le principe d'assurer à ces technologies la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement, en cohérence avec les objectifs fixés par la PPE.

En cohérence avec le droit sectoriel et le droit des aides d'Etat, des dispositifs de type tarif d'achat existent pour les plus petites installations. Les plus grandes installations sont soutenues par appel d'offres et bénéficient d'un complément de rémunération. La PPE précise chacun des dispositifs prévus pour l'ensemble des filières ENR.

## **II. Des défaillances de marché qui justifient la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité, ce que confirment les analyses conduites par RTE pour les premières années de fonctionnement du dispositif**

Dès les débuts du processus de libéralisation des marchés de l'électricité européen, les autorités françaises, avec le concours du régulateur sectoriel et avec la participation active des différentes parties prenantes du secteur, et tout particulièrement des gestionnaires de réseau, se sont pleinement mobilisées pour contribuer à la construction du marché intérieur de l'électricité.

L'instauration d'un tel marché constitue une opportunité pour tous les citoyens de l'Union :

- De disposer d'une énergie produite de manière efficace, à partir de la mise en commun de tous les moyens de production disponibles dans l'Union et de leur utilisation optimisée au plan économique ;
- De bénéficier de la solidarité européenne en matière de sécurité d'approvisionnement.

Les autorités françaises sont attachées à la poursuite des efforts devant permettre de perfectionner le fonctionnement des différents marchés nationaux, et de favoriser leur couplage, pour que leur intégration soit sans cesse plus étroite.

A ce titre, des travaux importants ont été et sont conduits au niveau Français, au niveau régional et au niveau européen pour améliorer le fonctionnement et le couplage des marchés de court terme, qu'il s'agisse des marchés d'équilibrage, de la constitution des réserves de court terme, des marchés infra-

<sup>10</sup> Le document est disponible à cette adresse :

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf>

journaliers ou du marché spot. Le présent rapport présente, dans ses parties suivantes, les récents efforts qui ont été conduits au niveau national vis-à-vis de ces différentes dimensions.

Cependant, quelles que soient les réformes qui pourront être réalisées dans ces domaines et, en conséquence, quel que soit le niveau de performance opérationnel qui pourra être atteint dans le fonctionnement du marché de l'électricité français et du marché intérieur européen, l'atteinte dans la durée de l'objectif de sécurité d'approvisionnement français demeurera conditionnée à l'existence d'une régulation dédiée susceptible de l'assurer.

La nécessité d'une telle intervention a été établie par les autorités françaises et reconnue par la Commission européenne dans le cadre de la décision SA. 39621 autorisant la mise en œuvre du mécanisme de capacité français au regard des prescriptions du droit de l'Union relatives aux aides d'Etat. Dans cette décision, la Commission a notamment reconnu que « *le mécanisme, qui sert l'objectif d'intérêt commun d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, est bien nécessaire en France* » et elle l'a approuvé pour une période de 10 ans.

Si cette nécessité n'est plus à établir au regard du droit de l'Union, les autorités françaises souhaitent néanmoins rappeler, pour la bonne compréhension du présent rapport, (i) les défaillances qui sont inhérentes aux marchés de court terme de l'électricité et qui affectent leur fonctionnement et requièrent, dans le cas français comme dans de nombreux Etats membres, la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité correctif. (ii) Il est par ailleurs utile de noter que les constats empiriques sur l'équilibre économique du marché de l'électricité français, tels qu'ils ressortent des récents travaux d'évaluation conduits notamment par le gestionnaire du réseau de transport, permettent de conforter au plan pratique les conclusions de ces raisonnements théoriques.

## 1°) Présentation des défaillances de marché identifiées

Le marché européen de l'électricité repose aujourd'hui sur un modèle décentralisé, dans lequel les producteurs, les opérateurs d'effacement, les fournisseurs et les traders ou négociants échangent des blocs d'énergie à différentes échéances temporelles (contrat à terme, J-1, intrajournalier), soit au sein d'une même zone de prix, soit d'une zone de prix à l'autre dans la limite des capacités physiques des interconnexions. Cette construction s'appuie sur le développement de marchés organisés sur lesquels sont confrontées les offres de vente et d'achat des MWh d'énergie pour différentes échéances temporelles. L'accroissement de la liquidité des marchés organisés accompagne en outre un couplage de plus en plus étroit des différents marchés nationaux, permettant une optimisation très efficace à court terme du système électrique européen. Parmi les différentes échéances temporelles, le marché journalier occupe une place centrale et le couplage des différentes zones de prix à cette échéance est déjà largement avancé.

Sur ces différents marchés de l'énergie, le prix auquel sont échangés les blocs d'énergie à chaque instant est censé s'établir au niveau du coût marginal de l'installation de production ou d'effacement la plus onéreuse qu'il a fallu mobiliser pour répondre à la demande. L'ensemble des moyens de production ou d'effacement mobilisés, qui présentent un coût marginal inférieur à cette installation, perçoivent alors le prix de marché et bénéficient en conséquence d'une rente inframarginale, correspondant à la différence entre leurs coûts variables et le prix de marché.

L'anticipation des prix sur les marchés de l'énergie contribue à orienter les décisions d'investissement ou de déclassement des acteurs à long terme : (i) à des périodes de pénurie fréquentes correspond un niveau de rémunération plus important des actifs présents sur le marché de l'énergie, ce qui stimule la réalisation de nouveaux investissements et le développement de nouvelles capacités ; (ii) à l'inverse, une situation de prix de l'énergie durablement déprimés renvoie aux acteurs une information sur la



surcapacité du parc de production et les incite à fermer ou à mettre sous cocon des moyens de production ou d'effacement non rentables et superflus.

Les autorités françaises constatent qu'au niveau européen il n'existe pas de consensus quant à la question de savoir si ce signal à l'investissement, renvoyé par les marchés de l'énergie, est suffisant pour garantir une adéquation de capacité, c'est-à-dire un dimensionnement des actifs de production et d'effacement cohérent avec les objectifs publics en termes de sécurité d'approvisionnement, ou s'il n'est au contraire qu'une composante qu'il est nécessaire de compléter par la mise en œuvre de dispositifs *ad hoc*.

Au niveau français un débat analogue s'est tenu, entre 2010 et 2014, lors de la conception du mécanisme de capacité français. Il a permis de dégager un relatif consensus au plan national<sup>11</sup> sur la nécessité d'une brique de régulation complémentaire visant à assurer une telle adéquation de capacité.

Au niveau européen, en dépit de la controverse qui demeure, les autorités françaises notent que la nouvelle directive reconnaît la faculté pour les Etats Membres de recourir à des mécanismes de capacités. Elles notent également la multiplication des dispositifs visant à assurer la sécurité d'approvisionnement dans de nombreux Etats membres, y compris parfois dans certains Etats membres que l'on pouvait considérer à tort comme figurant parmi les Etats s'appuyant sur une architecture "energy only". Aujourd'hui, ce sont à minima 11 Etats membres, représentant près de 57% de la production européenne d'électricité<sup>12</sup>, qui ont recours à des dispositifs *ad hoc* visant à assurer leur sécurité d'approvisionnement en complément du fonctionnement des marchés de l'énergie.

Les autorités françaises souhaitent revenir sur trois défaillances de marché clairement identifiées qui permettent d'expliquer la fréquence du recours à de telles interventions au sein de l'Union.

**La première est que la sécurité d'approvisionnement revêt encore aujourd'hui les caractéristiques d'un bien collectif**, c'est-à-dire d'un bien présentant les caractères de « rivalité » (la consommation de ce bien par un agent diminue d'autant les possibilités de consommation des autres), et de « non excluabilité » (il n'est pas possible de distinguer, sur une base économique, les consommateurs qui devraient pouvoir en bénéficier des autres). En effet, les demandes des différents consommateurs lors des périodes de pointe s'ajoutent et ne peuvent être servies que dans la limite des capacités du système.

De plus, et en dépit de l'important développement du marché de l'effacement, il n'est toujours pas possible pour l'ensemble des consommateurs d'exprimer sur une base individuelle – le prix qu'ils accordent à une alimentation continue et donc de révéler ce qu'ils estiment être pour eux, le coût de l'électricité non distribuée.

Ainsi, même si les investissements dans des capacités additionnelles engendrent des externalités positives sur la sécurité d'approvisionnement (et donc pour l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie, consommateurs finals inclus), les exploitants de ces capacités n'ont aucune garantie d'être rémunérés sur le long terme à hauteur du service qu'ils rendent à la collectivité. Le risque de sous-

<sup>11</sup> Comme l'a noté la Commission dans le cadre de sa décision SA. 39621 précitée.

<sup>12</sup> Sur la base des Etats membres listés dans l'enquête sectorielle menée par la Commission européenne en 2016 qui recensait ainsi l'Allemagne, la Belgique, la Croatie, le Danemark, l'Espagne, la France, l'Irlande, l'Italie, la Pologne, le Portugal et la Suède, et sur la base des données Eurostat sur la production d'électricité et de chaleur en Europe.

investissement est alors réel et a fait l'objet d'une importante documentation dans la littérature économique. Ce point est d'ailleurs repris dans certaines publications de la Commission européenne : *“this means that in events of scarcity each consumer’s likelihood of being disconnected is independent of his VOLL, making him unwilling to pay for reliability as much as he would otherwise be willing to. Economic theory thus suggests that in such circumstances a decentralised competitive [energy] market is likely to provide suboptimal incentives for generators to invest in generation capacity, which would therefore ultimately deliver suboptimal levels of system reliability compared to what consumers would have been willing to pay for if they were able to be individually disconnected on the basis of their individual VOLL.”*<sup>13</sup>

Certains acteurs considèrent que le déploiement progressif des compteurs communicants pourrait contribuer, à terme, à faire de la sécurité d’approvisionnement un bien privé. Chaque consommateur pourrait ainsi voir son alimentation électrique interrompue ou réduite lorsque les prix de marché dépassent un niveau prédéterminé, choisi individuellement. Cette évolution permettrait de rapprocher le fonctionnement réel du système électrique de sa représentation théorique. Elle nécessiterait de résoudre un certain nombre de difficultés techniques pour la conduite du système électrique. A supposer qu’elles puissent être résolues, il convient de souligner qu’une telle logique n’irait cependant pas de soi et soulèverait certaines interrogations. En particulier sur le plan social, puisqu’elle reviendrait à considérer que devraient être alimentés en priorité les consommateurs prêts à payer le prix le plus élevé, au détriment des plus précaires. Dans le système électrique français, dans lequel les périodes de plus forte consommation, et donc de prix élevés, correspondent à des vagues de froid, cela pourrait conduire à priver certaines catégories de consommateurs de l’accès à un bien de première nécessité au moment même où ils en auraient le plus besoin, notamment pour des usages comme le chauffage. Cette évolution constituerait une remise en cause de la nature de service public de l’approvisionnement en électricité auquel les autorités françaises sont particulièrement attachées<sup>14</sup>.

**Une autre défaillance du marché de l’électricité tient à la dynamique des investissements qu’il est nécessaire de prendre en compte.** La plupart des modélisations théoriques de l’architecture « energy-only » tendent par exemple à considérer une adaptabilité parfaite, et d’une certaine manière quasi-instantanée, du mix électrique à toute évolution du contexte économique.

Or, le marché de l’énergie se caractérise par des constantes de temps (délais de construction, durées de vie des actifs) qui font que le mix électrique à un instant donné dépend des choix qui ont été effectués plusieurs années et décennies auparavant, sur la base des anticipations passées. Ces anticipations, par nature imparfaites, portent notamment sur des paramètres économiques (demande, prix des combustibles, etc). Les écarts entre la valeur réelle de ces paramètres et les anticipations initiales sont parfois très importants. La vague de mise en service de centrales CCG dans les années 2000 constitue un exemple marquant. Ces investissements ont été effectués sur la base d’une hypothèse de croissance de la consommation, d’anticipations d’un prix significatif du CO2 et d’un rythme de croissance des EnR assez lent. La stagnation de la consommation électrique, l’important développement des capacités EnR ainsi qu’un prix du CO2 atone ont pénalisé la rentabilité économique de ces investissements et conduit à d’importantes dépréciations d’actifs.

Autant de facteurs qui contribuent à la formation de cycles d’investissement, ou *boom & bust cycles*, qui ne sont d’ailleurs pas propres au secteur de l’énergie puisque leurs occurrences rythment

<sup>13</sup> EC. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. 2016. SWD(2016) 385. p39.

<sup>14</sup> L’article L.121-1 du code de l’énergie dispose ainsi que « Le service public de l’électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l’intérêt général, l’approvisionnement en électricité sur l’ensemble du territoire national.» et il précise également : «Il concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l’environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu’à la défense et à la sécurité publique.»

également l'activité d'autres secteurs industriels. Ces cycles s'expliquent par une forme de viscosité dans l'entrée et la sortie de nouvelles installations de production : les investissements sont initiés (généralement par plusieurs acteurs à la fois) au-delà d'un seuil de rentabilité escompté, et les fermetures sont décidées au-delà d'un seuil de perte, par plusieurs acteurs au même moment. Les systèmes électriques réels oscillent alors autour d'un équilibre de long terme, qui peut lui-même évoluer avec le niveau de la consommation, les coûts des différentes technologies, etc.

L'alternance de tels cycles d'investissement et de fermetures est dès lors susceptible de se traduire par une succession marquée de phases de surcapacité et de phases de sous-capacité, préjudiciables sur le plan économique pour le système électrique et le consommateur. Ainsi, lors des phases de sous-capacité, le risque de délestage peut être trop important et impliquer un niveau de sécurité d'approvisionnement économiquement trop bas. En outre, du fait de la multiplication des périodes d'investissement et de fermeture, toutes choses égales par ailleurs, les moyens de production restent moins longtemps sur le marché que dans la situation optimale, le besoin d'investissement est plus important et le coût pour le consommateur final augmente en conséquence.

**Enfin, la dernière défaillance de marché identifiée par les autorités françaises tient au niveau de risque associé à une architecture « energy only ».** En effet, la dynamique d'investissement dépend aussi du niveau de risque associé à une architecture de marché donnée et de l'attitude des acteurs de marché face à ce risque. Cette dimension est fréquemment absente des discussions relatives aux interactions entre architecture de marché et sécurité d'approvisionnement.

Les autorités françaises s'étonnent de la faible prise en compte de cette problématique, notamment dans les débats au niveau européen, tant elle constitue un déterminant majeur de choix d'architecture de marché dans d'autres domaines que celui de la sécurité d'approvisionnement. Une grande partie des considérations relatives aux mécanismes de soutien pour les énergies renouvelables porte, par exemple, sur cette problématique et sur les moyens de limiter l'exposition au risque des acteurs. Un niveau de risque trop élevé pourrait dissuader la réalisation d'investissements dans ces nouvelles sources d'énergie et ainsi empêcher l'atteinte des objectifs français et européens. Il pourrait également conduire à une augmentation du coût du capital et donc *in fine* du coût de la transition énergétique.

*« On the one hand, investments in maturing, clean technologies have taken place thanks to public support, which reduced the capital and operating costs and the risks for investors. [...] The problem with this approach (scarcity pricing) is that it may lead to high price volatility, which increases the investment risk associated to the electricity market and the uncertainty – especially for peaking plants, but also for variables renewable plants – to recuperate their investments. »<sup>15</sup>*

De fait, compte tenu de la forte intensité capitaliste du secteur, de la durée de vie des investissements et de leur caractère quasi irréversible, l'hypothèse de neutralité des acteurs face au risque semble inadaptée. Admettre une telle hypothèse reviendrait à considérer qu'un développeur de projet n'aura pas de difficultés à financer un actif dont la rentabilité dépendrait de l'occurrence de pics de prix très élevés mais peu fréquents et au cours desquels sa disponibilité n'est pas garantie. Une telle conception semble en décalage avec les enjeux propres aux secteurs industriel et financier.

Aussi, du fait de l'aversion au risque des acteurs et compte tenu du fort niveau de risque associé à une architecture « energy only », les autorités françaises estiment qu'il existerait, dans une telle configuration, une forte probabilité de constater un sous-investissement ne permettant pas

<sup>15</sup> Commission européenne. Investment Perspectives in electricity markets, 2015, Energy Economic Developments, Institutional Paper 003, p36.

d'atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement visé par les pouvoirs publics. Plusieurs études économiques, publiées ces dernières années, permettent d'étayer cette conclusion<sup>16</sup>.

## 2°) Analyse empirique de l'impact du mécanisme de capacité durant ses premières années de fonctionnement

Du fait des imperfections détaillées ci-dessus, le modèle de marché « energy-only » n'est pas suffisant pour assurer en pratique la rentabilité des moyens de production ou d'effacement nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement en France.

Des analyses simplifiées portant sur les revenus des moyens de production CCG et TAC gaz ont été menées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019 de RTE.

Suivant ces analyses, en moyenne, sur les années 2015 à 2019, les turbines à combustion au gaz n'ont pas couvert leurs coûts fixes d'opération et de maintenance avec les revenus énergie. En ce qui concerne la filière CCG, les conditions de marchés étaient plus favorables sur la période 2016-2019 mais les centrales perdaient de l'argent sur la période 2012-2015. Les conditions de marché de cette période ainsi que les perspectives de rémunération énergie ont conduit à la mise sous cocon de trois CCG françaises (deux unités ont été placées sous cocon estival en 2015 et une unité a été placée en conservation de longue durée sur la période 2013 – 2015) alors qu'elles étaient nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement sur le long terme. La rémunération capacitaire apparaît dès lors essentielle pour assurer le maintien de ces centrales au gaz et atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, ces analyses ont montré une très forte volatilité des revenus annuels sur le marché de l'énergie, en fonction des conditions économiques conjoncturelles (évolution des prix de l'électricité, du gaz et des autres combustibles) et des phénomènes plus aléatoires comme l'occurrence de vagues de froid qui ont un impact à la hausse sur la demande de consommation. Le risque induit par cette grande variabilité des revenus énergie découragerait l'investissement dans de nouveaux moyens de production en cas de besoin pour l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement.

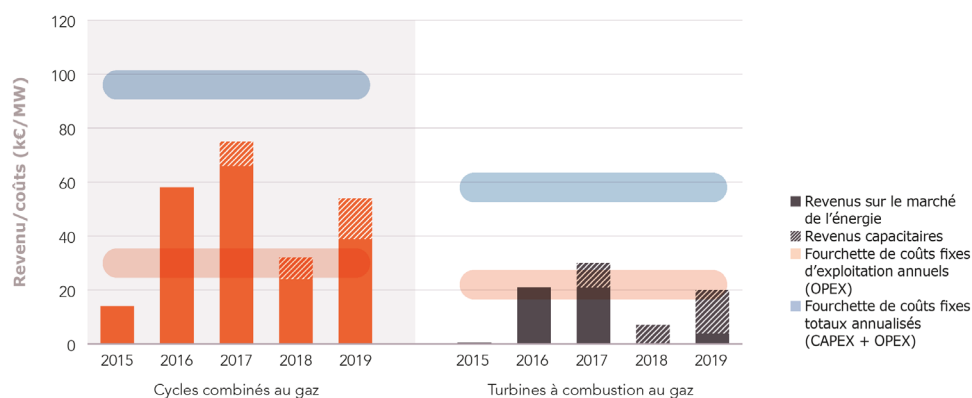


Figure 1 : Évolution des revenus annuels nets (i.e. revenus de marché diminués des coûts variables de production) réalisés des cycles combinés et turbines à combustion au gaz de 2015 à 2019 et comparaison avec les hypothèses de coûts fixes

<sup>16</sup> Voir notamment RTE, 2018, Analyse d'impact du mécanisme de capacité et UFE-BDEW et Artely, 2015, *Energy transition and capacity mechanisms*.

Des analyses plus approfondies visant à alimenter le retour d'expérience du mécanisme de capacité sont en cours pour évaluer l'évolution du parc de production sur la période 2017-2019 en l'absence du mécanisme de capacité, toutes choses égales par ailleurs.

Les résultats préliminaires qui en sont issus – et qui doivent encore être confirmés et affinés au 2<sup>ème</sup> trimestre 2021 – confortent les analyses réalisées à l'occasion du bilan prévisionnel 2019<sup>17</sup>.

Ces analyses, qui reposent sur une évaluation a posteriori de la rentabilité économique de différentes filières de production et gestion de la demande, avec et sans mécanisme de capacité, permettent d'aboutir aux conclusions provisoires suivantes :

- Suite à la fermeture massive de moyens de production en France depuis 2010 (10 GW de fermeture de capacités thermiques), le système électrique français ne dispose aujourd'hui plus de marge par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement : les Bilans prévisionnels <sup>18 19 20</sup> de RTE signalent depuis plusieurs années que le niveau de sécurité d'approvisionnement se trouve proche du critère public. Sans le mécanisme de capacité, le niveau de sécurité d'approvisionnement n'aurait pas pu être atteint et le critère de sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été respecté.
- Il ressort de cette analyse que l'absence de viabilité économique de certaines filières n'est pas liée à une situation de surcapacité dans la mesure où les marges perçues en amont des années de livraison étaient inférieures à 500 MW sur les dernières années.

Il ressort également de ce travail que, sans mécanisme de capacité, le critère de sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été respecté sur la période 2017-2020. En l'absence de mécanisme de capacité, le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité en France se serait établi sur la période 2017-2019 à une espérance de durée de défaillance située entre 5,5 et 10 h/an.

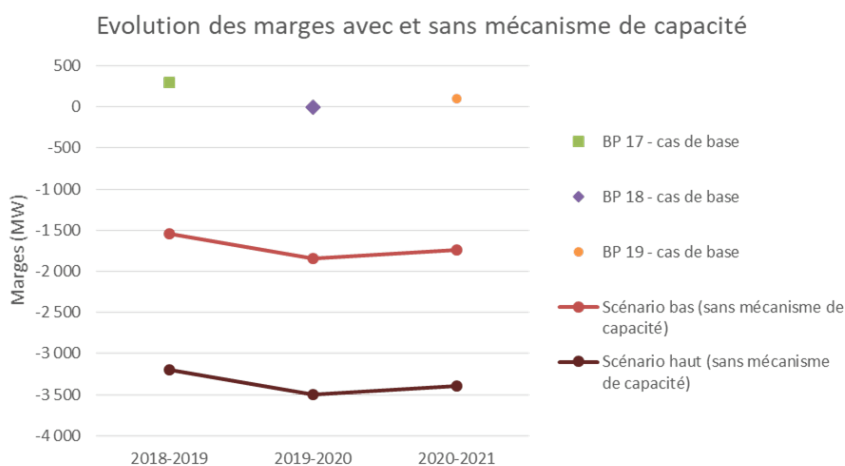


Figure 10 – Evolution des marges avec et sans mécanisme de capacité

Ces analyses seront finalisées par RTE dans le courant de l'année 2021 et donneront lieu à la publication d'un rapport présentant le retour d'expérience qui peut être tiré des premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité français.

<sup>17</sup> Le détail de ces analyses est accessible à l'adresse suivante: <https://www.concerte.fr/concertation/consultation-chapitres-remecapa> et fait l'objet d'une concertation conduite par RTE à l'occasion de laquelle les parties prenantes du système électrique français sont invités à commenter les documents produits.

<sup>18</sup> [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2017\\_synthese\\_17.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2017_synthese_17.pdf)

<sup>19</sup> <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/synthese-bilan-previsionnel-2018%20%281%29.pdf>

<sup>20</sup> [https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019\\_synthese\\_12\\_1\\_0.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthese_12_1_0.pdf)

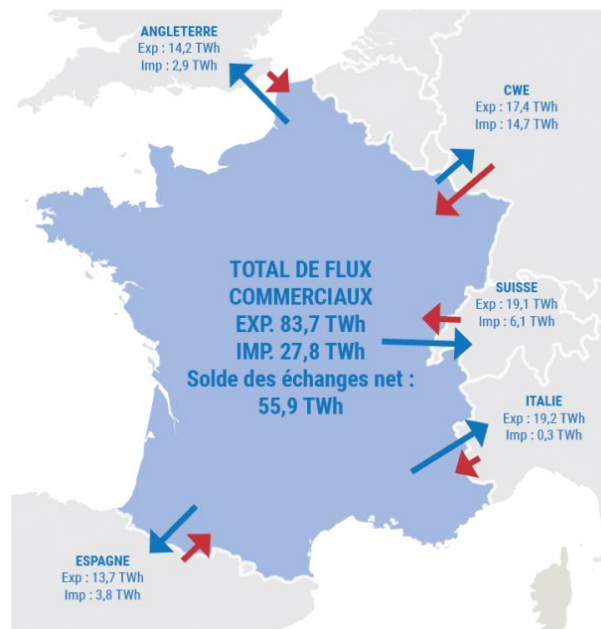
⇒ **Mesure n° 2 : publier et communiquer aux services de la Commission, dans le courant de l'année 2021, un rapport établi par RTE dressant les enseignements pouvant être tirés des premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité français, et présenter le cas échéant les propositions d'évolutions qui pourraient être envisagées sur le fondement de cette analyse.**

### III. Un système électrique français de mieux en mieux interconnecté avec le système électrique européen

#### 1°) Des capacités d'échanges importantes essentielles pour l'adéquation

La France dispose d'importantes capacités d'interconnexions électriques et gazières, du fait d'importants investissements historiques. Cette diversité contribue à la sécurité d'approvisionnement du territoire et de l'Europe.

*Echanges aux interconnexions électriques françaises en 2019*



Source: Rapport sur les interconnexions électriques et gazières 2020, Commission de Régulation de l'Energie

Le dimensionnement du parc de production et des infrastructures nécessaires à l'adéquation en France est réalisé en intégrant les interconnexions : elles représentent un outil important afin d'assurer l'équilibre offre-demande dans les moments de tension.

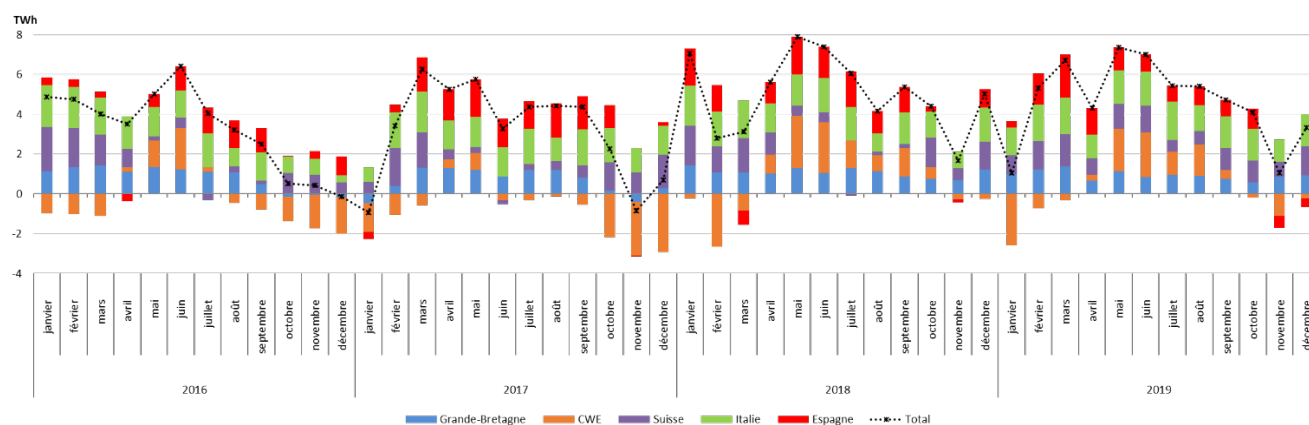
La capacité d'interconnexion globale de la France s'élève en 2019 à 17,4 GW en export et 12,5 GW en import. Les capacités réellement utilisées en moyenne sont inférieures (de l'ordre de 8 GW à 10 GW), du fait des caractéristiques des lignes d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques de chaque pays. La capacité disponible aux interconnexions électriques en période de tension peut cependant fortement fluctuer selon la conjoncture. Les gestionnaires de réseaux des pays voisins devant en priorité alimenter leur demande nationale<sup>21</sup>, en

<sup>21</sup> Analyse de RTE, Bilan Prévisionnel 2017.

cas de défaillances simultanées, RTE estime que la contribution des interconnexions électriques en période de tension ne serait comprise qu'entre 2 et 15 GW.

Les bilans mensuels d'importations et d'exportations de la France témoignent d'une saisonnalité marquée, qui montre l'importance des interconnexions en hiver pour l'approvisionnement français. La France a été importatrice nette d'électricité pendant 52 jours en 2017, 17 jours en 2018 et 25 jours en 2019, répartis principalement sur les mois d'hiver.

### Flux commerciaux d'électricité nets mensuels par frontière



Source: Rapport sur les interconnexions électriques et gazières 2020, Commission de Régulation de l'Energie

En application de l'article 16(8) du règlement 2019/943, l'obligation pour les gestionnaires de réseaux de transport de mettre à disposition des échanges au moins 70 % des capacités transfrontalières est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020. Cette obligation vise à progressivement supprimer le phénomène de limitation des capacités sur les lignes d'interconnexion transfrontalières. Des capacités transfrontalières plus importantes doivent permettre des échanges aux interconnexions plus élevés qui contribueront à progresser vers un marché intérieur de l'électricité de plus en plus efficace.

Du fait de la complexité technique associée à cette « règle du 70% », RTE a demandé à pouvoir y déroger en 2020, au titre de l'article 16(9) du règlement 2019/943, dans trois des quatre régions de coordination du calcul de capacité dont il fait partie : Europe du Centre-Ouest, ou *CWE* (correspondant aux interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne), Italie Nord, ou *IN* (correspondant aux interconnexions avec l'Italie), et Europe du Sud-Ouest, ou *SWE* (correspondant aux interconnexions avec l'Espagne). En effet, à l'entrée en vigueur de cette obligation, RTE n'était pas en mesure d'estimer précisément le niveau de capacités transfrontalières qu'il pouvait mettre à disposition en respectant la sécurité opérationnelle des réseaux et ne disposait pas d'outils permettant d'augmenter les capacités transfrontalières jusqu'à 70 %. RTE s'est toutefois engagé à respecter des niveaux minimaux de capacités transfrontalières mises à disposition des échanges, dans la continuité des niveaux historiquement observés<sup>22</sup>.

<sup>22</sup> Dans le cadre de la dérogation 2020 accordée à RTE, un engagement a ainsi été pris de garantir des niveaux de capacité transfrontalière minimaux, respectivement de 20 % dans *CWE* et 70 % dans 70 % du temps dans *IN* et *SWE* (ce qui correspond à une estimation de ce que RTE donnait au marché avant 2020). Le Règlement électricité révisé n'impose en effet aucun plancher en cas de dérogation, les GRT peuvent techniquement offrir des niveaux de capacité transfrontalière proche de zéro. Un tel engagement a permis d'éviter cette situation en incitant au maintien de niveaux de capacité minimaux.

La CRE, dans son rôle d'autorité de régulation nationale est chargée de suivre les capacités transfrontalières fournies aux échanges par RTE et de vérifier qu'elles sont conformes à la règle du 70 % (ou aux dérogations). Elle a publié en décembre 2020 un rapport analysant les performances de RTE au premier semestre 2020<sup>23</sup>. Elle y observe que les niveaux de capacités transfrontalières fournis par RTE varient entre 10 et 200 % de la capacité physique des éléments de réseau, avec une moyenne d'environ 75 % dans CWE, 90 % dans IN et 70 % dans SWE. RTE respecte l'obligation de fournir 70 % des capacités transfrontalières dans les situations où celles-ci sont particulièrement nécessaires pour les échanges aux interconnexions, notamment lors qu'il n'y a pas de convergence de prix entre les pays, à 91 % pour CWE, 99 % pour IN et 83 % pour SWE.

Ces bons niveaux ainsi que l'avancement par RTE du développement des outils permettant d'augmenter les capacités transfrontalières jusqu'à 70 % ou plus lorsque celles-ci apparaissent inférieures à l'issue du calcul de capacité ont justifié de ne pas renouveler les dérogations pour 2021 dans CWE et IN. La CRE est très engagée pour suivre les efforts de RTE afin de disposer d'outils et de mesures opérationnelles permettant de maximiser les capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers.

## 2°) De nouvelles interconnexions en développement aux frontières françaises

Le gouvernement français soutient l'augmentation des capacités d'interconnexion aux frontières françaises. Plusieurs projets sont en cours de construction ou à l'étude. Une partie de ces projets est inscrite sur la liste des Projets d'Intérêts Communs européens au titre de l'application du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie, d'autres consistent en des renforcements d'interconnexions existantes. Le développement des interconnexions est néanmoins soumis à une analyse des effets de l'augmentation des capacités au regard des coûts qui lui sont associés. Tout projet d'interconnexion fait en effet l'objet d'une approbation par les régulateurs nationaux sur la base de son bénéfice économique et environnemental et d'une comparaison à d'autres options pour l'atteinte de l'équilibre offre-demande.

Actuellement, trois nouvelles interconnexions électriques et un projet de renforcement se trouvent dans les dernières étapes de leur construction avec l'Italie (Savoie-Piémont), la Grande-Bretagne (ElecLink et IFA2) et la Belgique (Avelin-Avelgem). Deux autres projets labellisés PIC sont engagés avec le soutien des gouvernements nationaux et du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe, Golfe de Gascogne avec l'Espagne et Celtic avec l'Irlande. Le projet Celtic, reliant Knockraha et La Martyre, sera la première interconnexion entre l'Irlande et la France, il contribuera particulièrement au développement des énergies renouvelables et à la sécurité d'approvisionnement en Irlande dans le contexte du Brexit. **Au total, l'ensemble de ces projets, en cours ou engagés, représente une augmentation des capacités d'échange de 7,6 GW aux frontières françaises.**

Des renforcements des interconnexions existantes avec l'Allemagne sont également à l'étude. Deux projets sont envisagés entre Muhlbach (Alsace) et Eichstetten (Bade), et entre Vigy (Moselle) et Uchtelfangen (Sarre) afin d'augmenter les capacités jusqu'à 1 500 MW.

D'autres projets pourraient également être envisagés avec l'Espagne, la Grande-Bretagne et la Suisse : **au total, le plan de développement national français établi par le gestionnaire de réseau RTE prévoit**

<sup>23</sup> Le document de consultation est accessible à l'adresse suivante : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/mise-en-oeuvre-du-seuil-minimal-de-70-des-capacites-d-interconnexion-pour-les-echanges-aux-frontieres-francaises-point-d-etape-et-perspectives>



un doublement des capacités d'interconnexion d'ici à 2035, en donnant la priorité aux projets jugés les plus efficaces en termes d'analyse coûts-bénéfices et qui présentent les risques les plus faibles au vu des incertitudes liées à l'intégration des pays non membres de l'UE.

- ⇒ *Mesure 3: terminer la construction des interconnexions dont la réalisation est en phase finale. IFA2 entrera en service début 2021, Savoie-Piemont pour fin 2021, Eleclink, et Avelin-Avelgem pour 2022.*
- ⇒ *Mesure 4: mener à bien le projet Golfe de Gascogne, dont le tracé et le calendrier font actuellement l'objet d'une nouvelle étude et le projet Celtic avant 2026 ;*
- ⇒ *Mesure 5 : poursuivre l'étude des projets de renforcement des interconnexions avec l'Allemagne*

### 3°) Mécanisme de capacité : vers une prise en compte explicite des capacités étrangères

En application de la décision de la Commission Européenne SA.39621 du 8 novembre 2016, le mécanisme de capacité français s'est progressivement ouvert aux exploitants de capacité de production d'électricité situés dans les États participants interconnectés. Après une prise en compte implicite des interconnexions dans le mécanisme de capacité durant les 2 premières années, une procédure de participation simplifiée des interconnexions est actuellement en vigueur à titre dérogatoire. Elle sera remplacée par la définition d'une procédure explicite (dite « approfondie ») de participation des capacités transfrontalières, arrêtée au plus tard le 22 décembre 2022, lorsque les accords bilatéraux y afférant auront été signés, en cohérence avec l'article 26 du règlement 2019/943.

La procédure approfondie permet la participation d'une capacité transfrontalière au mécanisme de capacité français. Le prérequis pour l'application de cette procédure est la signature d'une convention entre RTE et le (ou les) GRT de l'Etat interconnecté, fixant les modalités de certification et de contrôle des capacités de cet Etat participant au mécanisme français, ainsi que les modalités de partage des revenus. Cette convention ne peut être signée qu'après approbation de la CRE et homologation du ministre en charge de l'énergie.

Sur le plan opérationnel, une capacité transfrontalière peut participer au mécanisme français sous réserve (i) d'avoir obtenu des « tickets d'accès » au mécanisme français, mis aux enchères sur chaque frontière par RTE au profit des gestionnaires d'interconnexion et (ii) de respecter les contraintes de certification et de contrôle de disponibilité prévues dans la convention passée entre RTE et le GRT transfrontalier. La procédure approfondie, développée dans le cadre réglementaire français et détaillée dans le rapport Evolution des modalités de prise en compte de l'interconnexion au système européen dans le mécanisme de capacité français<sup>24</sup>, publié en mars 2018. Cette procédure respecte déjà la majeure partie des dispositions fixées par l'ACER dans sa décision n°36/2020 du 22 décembre 2020, notamment en termes de contrôle des disponibilités. La procédure approfondie sera complétée afin de tenir compte des précisions apportées par l'ACER sur les méthodes de calcul des capacités d'entrée, et de partage des données dans le cadre des missions de surveillance de l'ACER.

Les modalités de partage des revenus entre GRT, qui seront également incluses dans les conventions signées entre GRT, devront faire l'objet d'une approbation conjointe des autorités de régulation des Etats concernés en cas de participation réciproque, ou d'une consultation des Etats membres voisins, s'ils ne disposent pas d'un mécanisme de capacité.

<sup>24</sup> [https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MecaCapa\\_MKB\\_XB.pdf](https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MecaCapa_MKB_XB.pdf)

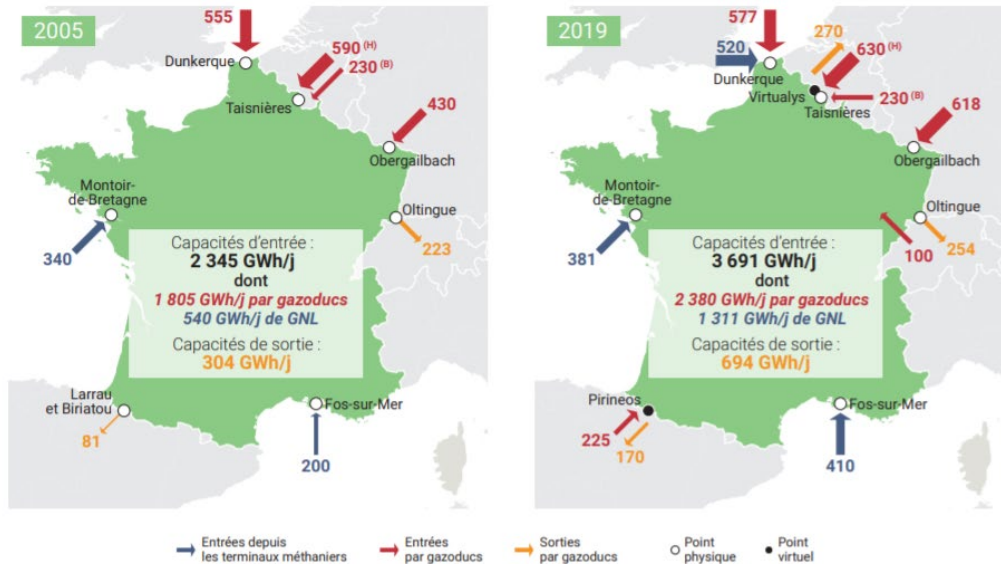
⇒ **Mesure n°6: mettre en œuvre, d'ici à fin 2022, une procédure explicite de participation des capacités transfrontalières dans le mécanisme de capacité français.**

#### 4°) Des sources variées d'approvisionnement gazier permettant de renforcer la sécurité d'approvisionnement

La France dispose également d'un approvisionnement gazier varié et conséquent qui est pris en compte dans les paramètres permettant d'évaluer l'équilibre offre-demande, afin de définir les besoins du système électrique et d'assurer le bon fonctionnement de la production d'électricité à partir de gaz. Ainsi, la France dispose d'interconnexions gazières avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Espagne. De plus, elle est directement raccordée aux champs de production norvégiens situés en Mer du Nord par le gazoduc Franpipe et dispose de quatre terminaux méthaniers (Fos-Tonkin, Fos-Cavaou, Montoir de Bretagne et Dunkerque LNG), dont les capacités s'élèvent à 1 311 GWh/j depuis la mise en service du terminal de Dunkerque en 2017. Au total, la France disposait, fin 2019, d'environ 3 691 GWh/j de capacités d'importation (dont 1 311 GWh/j de GNL), en hausse de 1 346 GWh/j depuis 2005 (+ 57 %).

Les capacités d'entrée terrestres fermes sur le territoire français s'établissaient à 2 380 GWh/j en 2019, soit une augmentation de 575 GWh/j depuis 2005 (+ 32 %) grâce à d'importants investissements. 100 GWh/j de capacité d'entrée ont été créées à Oltingue depuis la Suisse, suite à la mise en service du projet le 1er juin 2018. Les capacités de sorties terrestres fermes vers des réseaux voisins ont, elles, plus que doublé entre 2005 et 2019 pour s'établir à 694 GWh/j.

*Evolution des capacités d'échange gazières aux frontières françaises entre 2005 et 2019*



Source: Rapport sur les interconnexions électriques et gazières 2020, Commission de Régulation de l'Energie

La diversité des sources d'approvisionnement et les stockages offrent au système gazier français une grande flexibilité. L'importance des soutirages depuis les stockages au cours de l'hiver illustre bien la complémentarité entre les différents mode d'approvisionnement (voir graphique ci-dessous). Le recul des besoins d'importations gazières qui peut être constaté par rapport à 2016 et 2017 s'explique par des hivers plus doux et par une meilleure disponibilité du parc de production en 2018 et 2019.



- les effacements prennent également part à la constitution des différentes réserves contractualisées pour l'équilibrage:
  - aux services système (réserves dites « primaire » et « secondaire ») pour les sites raccordés au réseau de transport depuis l'ouverture d'une expérimentation le 1er juillet 2014 ; la réserve primaire (FCR) comptait en 2018 environ 104 MW d'effacement ;
  - aux réserves rapide et complémentaire depuis 2011 avec une ouverture progressivement renforcée qui a permis d'atteindre une participation des capacités d'effacement à hauteur de 575 MW dans les réserves rapides et complémentaires en 2018 (50% de la réserve rapide).
- les effacements peuvent également être échangés entre acteurs de marché sur le marché de l'énergie, via le mécanisme dit « NEBEF » depuis le 1er janvier 2014 ; pour un fournisseur d'électricité, l'achat de 1 MWh d'électricité produite et de 1 MWh d'électricité effacée sont strictement équivalents. En 2018, près de 27 GWh d'effacement réalisés ont été échangés via ce dispositif. Dans ce cadre, l'opérateur doit « acheter » l'énergie effacée (qu'il valorise ensuite sur le marché) au fournisseur d'énergie en payant une compensation financière appelée versement.
- Enfin, les effacements peuvent participer au mécanisme de capacité pour valoriser leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Ce mécanisme est l'un des plus ouverts à la valorisation des effacements en Europe. La participation des effacements est en outre possible de deux manières : soit via une réduction de l'obligation de capacité des acteurs, soit via une valorisation explicite sur le marché. La réforme de l'appel d'offres effacement conduite cette année renforce encore davantage l'attractivité du mécanisme de capacité pour les effacements (*cf. infra*).

Au sein de ces différents mécanismes de marché, on peut distinguer les dispositifs dans lesquels c'est la disponibilité des effacements qui est valorisée (le mécanisme de capacité, ainsi que les réserves rapide et complémentaires), des mécanismes dans lesquels c'est l'énergie effectivement effacée qui est valorisée (c'est le cas dans NEBEF et, lorsqu'il y a des activations, sur le mécanisme d'ajustement). Dans ces derniers cas, les effacements font l'objet d'un versement au fournisseur pour compenser le prix de l'électricité qu'il doit continuer à injecter, pour maintenir l'équilibre global offre-demande.

Ce versement est conforme à l'article 17 paragraphe 4 de la directive marché intérieur de l'électricité, lequel dispose que « Les États membres peuvent exiger des entreprises d'électricité ou des clients finals participants qu'ils versent une compensation financière aux autres acteurs du marché ou aux responsables d'équilibre des acteurs du marché, si ces acteurs du marché ou ces responsables d'équilibre sont directement affectés par l'activation de la participation active à la demande. » Il est en outre nécessaire en vertu du droit de propriété, à valeur constitutionnelle en France, et également consacré à haut niveau dans le droit communautaire car il constitue, aux termes de la décision du Conseil d'Etat n°387506 du 13 mai 2016 "la rémunération d'un bien [à savoir le bloc d'énergie en question] dont la propriété est transférée du fournisseur à l'opérateur d'effacement".

Ce cadre de valorisation a été complété par la mise **en œuvre d'un régime d'aide dédié – approuvé par la Commission européenne dans sa décision SA.48490 du 7 février 2018 –, l'appel d'offres effacement, codifié à l'article L.271-4 du code de l'énergie**. L'approbation de ce dispositif s'est accompagnée de la mise en œuvre de mesures concurrentielles importantes (alinéas 60 à 63 de la décision), et en particulier de plafonds de prix en €/MW pour les différents types de capacité (35k€/MW pour les effacements diffus et 30k€/MW pour les effacements industriels et tertiaires).

<i>Trajectoire objectif</i>	<i>Volume annuel de l'appel d'offres effacement</i>	<i>Dont catégorie &gt; 1 MW</i>	<i>Dont catégorie &lt; 1 MW</i>
<i>En MW</i>			
2018	2200	1900	300
2019	2500	2000	500
2020	2900	2100	800
2021	2000	1000	1000
2022	1800	500	1300
2023	2000	500	1500

Cet appel d'offres apporte une rémunération complémentaire à celle du mécanisme de capacité, sous forme d'un « contrat pour différence ». Le montant de ce complément de rémunération dépend du niveau de prix sur le mécanisme de capacité.

L'appel d'offres effacement est ouvert aux sites de soutirage capables de réaliser des effacements de consommation, à l'exclusion des sites réalisant des effacements à partir d'un moyen d'autoproduction conventionnelle (diesel).

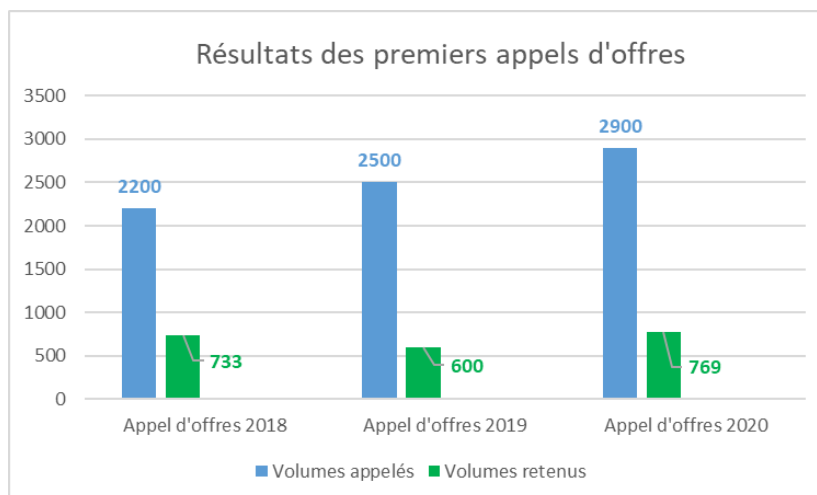
Chaque appel d'offres comporte deux lots :

- le lot 1, réservé aux sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 1 MVA (basse tension) et 1 MW (HTA),
- le lot 2, pour les sites de puissance souscrite supérieure à 1 MVA (basse tension) et 1 MW (HTA).

**En 2020, la capacité d'effacement disponible est d'environ 3200 MW MW<sup>25</sup>, un niveau significatif mais qui demeure en dessous des objectifs inscrits dans la PPE.** Les autorités françaises constatent d'ailleurs une relative stagnation des capacités d'effacement ces dernières années, qui souligne la nécessité de renforcer les dispositifs de soutien à l'effacement pour atteindre les objectifs stratégiques figurant dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Ce constat est d'ailleurs confirmé par les résultats des trois premiers exercices de l'appel d'offres effacements, qui témoignent d'un déficit d'attractivité du dispositif existant, celui-ci n'ayant pas permis de contractualiser les volumes attendus.

<sup>25</sup> Le registre des capacités certifiées indique en effet une capacité d'effacement certifiée pour 2020 de 2610 MW, à laquelle il faut ajouter les actions de maîtrise de la pointe des fournisseurs 593 MW renseignés pour 2019 par les fournisseurs.



A la lumière de ce constat, et après avoir consulté au second semestre 2019 les parties prenantes du secteur qui ont largement confirmé cette analyse, les autorités françaises ont décidé de mettre en œuvre un nouveau plan de développement de la filière effacement, visant à adapter le cadre de soutien pour assurer l'atteinte des objectifs de la PPE et le respect des engagements européens des autorités françaises. Les autorités françaises notifieront courant 2021 une évolution des mesures qui relèveraient du champ d'application des articles 107 et 108 du TFUE.

Ce plan de soutien reposerait notamment sur :

- une révision pour les années à venir de l'appel d'offres effacement pour en assurer dans la durée l'attractivité. Cette révision intégrera notamment :
  - o Un rehaussement des plafonds d'aide prévus par la décision SA.48490 de façon pérenne, à un niveau permettant d'atteindre les objectifs fixés par la politique énergétique nationale ;
  - o La mise en place de contrats pluriannuels pour les effacements diffus lauréats de l'appel d'offres (sites de moins de 1MW) permettant de donner de la visibilité sur la rémunération sur une période plus longue : l'appel d'offres effacement serait adapté afin de proposer des contrats d'une durée n'excédant pas 7 ans au lieu de contrats annuels, tenant compte du retour d'expérience des appels d'offres précédents. Le développement de cette filière, du fait de ses spécificités et notamment de sa plus grande intensivité en capital, pourrait en effet nécessiter davantage de visibilité sur la rémunération.
  - o Une modification des conditions de participation à l'appel d'offres pour permettre aux lauréats de participer à tous les mécanismes de marché, notamment l'ensemble des réserves (primaires, secondaires et tertiaires) pilotées par RTE, de manière à favoriser la participation des effacements sur ces réserves et ainsi y accroître la pression concurrentielle. La rémunération issue de l'appel d'offres évoluerait vers un complément de rémunération au mécanisme de capacité français.
- Une relance des effacements développés par les fournisseurs qui ont, en France, par le passé, joué un rôle important dans la flexibilisation de la demande. A titre expérimental, un appel d'offres spécifique sera lancé courant 2021 pour faire émerger des capacités d'effacement à pointe mobile, qui visera à attribuer un soutien capacitaire à ces offres d'effacement aujourd'hui non soutenues. En fonction des résultats de l'appel d'offres expérimental évoqué ci-dessus, un cadre pérenne de soutien aux offres d'effacement tarifaire proposées par les fournisseurs pourrait être mis en place.

⇒ **Mesure n° 7 : renforcer les mesures de soutien au développement des effacements.**

## 2°) Un programme de travail en voie de déclinaison pour faciliter la participation du stockage dans le marché

Le développement du stockage de l'électricité s'inscrit dans un cadre plus général de développement des moyens de flexibilité. Il s'agit d'un atout majeur pour assurer le bon fonctionnement des systèmes électriques comportant une forte proportion d'énergies renouvelables intermittentes.

De nombreuses technologies de stockage coexistent, aux degrés de maturité variés. Ces technologies sont : (i) mécanique (barrage hydroélectrique, Station de transfert d'énergie par pompage - STEP, stockage d'énergie par air comprimé – CAES, volants d'inertie), (ii) électrochimique (piles, batteries, vecteur hydrogène), (iii) électromagnétique (bobines supraconductrices, supercapacités) et (iv) thermique (chaleur latente ou sensible).

Les évolutions des règles liées à l'équilibrage mises en œuvre depuis 2014 ont permis de faire émerger rapidement la participation du stockage dans ces dispositifs, au-delà de la participation historique des STEP et des barrages hydrauliques. L'ouverture des marchés de l'équilibrage va se poursuivre, notamment en 2021, pour adapter davantage les règles à la participation des sites de stockage (stationnaires et diffus) à l'équilibre offre-demande, et ainsi la faciliter.

### Contexte français

A ce jour, la France compte six stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) totalisant près de 5 GW. De plus, près de 300 MW de stockage par batterie sont en projet ou en cours de développement. L'essentiel de ces batteries fournissent de la réserve primaire et d'autres services tels que le report de la production ou de la consommation, etc.

### Evolution du cadre réglementaire et régulateur pour faciliter le développement du stockage

Constatant le développement du stockage par batterie dans plusieurs pays, la CRE a lancé des travaux visant à identifier les freins au développement de ces installations en France. Après avoir mené un large appel à contributions et à l'issue d'une trentaine de rencontres avec des acteurs du stockage, une feuille de route a été publiée par le régulateur en septembre 2019<sup>26</sup> afin de faciliter le développement du stockage en France. Cette feuille de route s'articule autour de trois axes :

- Faciliter l'insertion du stockage dans le système électrique ;
- S'assurer que le stockage peut offrir facilement ses services ;
- Faire évoluer les signaux économiques afin qu'ils reflètent la valeur des services rendus.

### Faciliter le raccordement du stockage aux réseaux

**Afin de faciliter le raccordement du stockage aux réseaux, quatre actions principales sont menées.**

**1/ Le Ministère de la transition écologique et solidaire et la CRE ont créé un groupe de travail (GT) afin d'étudier la pertinence de définir un statut juridique spécifique pour le stockage et l'opportunité de faire évoluer le mécanisme des garanties d'origine.** Les travaux du GT ont conclu qu'il était nécessaire d'introduire un cadre juridique pour le stockage en droit français afin de faciliter son

<sup>26</sup> <https://www.cre.fr/Actualites/La-CRE-publie-sa-feuille-de-route-pour-le-stockage-de-l-electricite>

insertion dans les réseaux et que les évolutions nécessaires du cadre des garanties d'origine devaient être traitées au sein d'une structure plus large, qui inclurait l'ensemble des parties prenantes.

**2/ Il est également apparu nécessaire de simplifier les procédures de traitement des demandes de raccordement pour les stockages**, en prévoyant une procédure adaptée aux cas spécifiques de raccordement d'installations ayant la capacité de soutirer et d'injecter de l'énergie. Les gestionnaires de réseaux ont réalisé des concertations en ce sens et devraient faire évoluer leurs procédures de traitement des demandes de raccordement pour les stockages au plus tard en 2021.

**3/ Il a aussi été demandé aux gestionnaires de réseaux de prendre en compte les spécificités du stockage dans les études de raccordement.** En effet, les études des gestionnaires de réseaux se basent sur des scénarios dans lesquels les contraintes générées par ces installations sont maximales. Or, les dispositifs de stockage sont pilotables et flexibles. Moyennant des outils de pilotage adaptés, ces installations ne devraient pas générer de contraintes sur le système électrique et pourraient même résoudre des contraintes sur le réseau. Ainsi, des travaux et concertations sont en cours afin de prendre en compte les spécificités du stockage dans les études de raccordement, notamment son caractère pilotable et contra-cyclique.

**4/ Enfin, il s'est révélé nécessaire de faire évoluer la méthode de calcul de la quote-part des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables<sup>27</sup> (S3REnR).** En effet, à ce jour, un cadre réglementaire<sup>28</sup> a été fixé pour le raccordement des installations EnR seules, et le cas des installations hybrides (EnR + stockage) n'est pas précisé. Il s'agit en particulier de tenir compte de l'intérêt que peut, dans certains cas, apporter le stockage et valoriser ainsi le service rendu. Des travaux menés par les gestionnaires de réseaux sont en cours sur le sujet et devraient aboutir dans le courant de l'année 2021.

⇒ **Mesure n°8 : développer de procédures spécifique de traitement des demandes de raccordement pour les stockages par les gestionnaires de réseaux en 2021, avec une poursuite des études sur le sujet.**

⇒ **Mesure n°9 : Faire évoluer la méthode de calcul de la quote-part dans le raccordement au réseau pour tenir compte des bénéfices apportés par le stockage au système.**

#### *S'assurer que le stockage peut offrir facilement ses services*

Les installations de stockage peuvent être valorisées sur les marchés d'équilibrage (services système et marché d'ajustement) afin de participer à la sécurité du système électrique.

#### *Le stockage se développe sur les services système*

Les services système (réserves primaire et secondaire) ont été les premiers leviers de valorisation des installations de stockage hors STEP et hydraulique. En effet, la participation expérimentale des stockages hors STEP et hydraulique a été autorisée dès 2014 en France. Cette participation était tout d'abord limitée à 40 MW puis étendue à 100 MW à l'été 2018 avant d'être généralisée fin 2018.

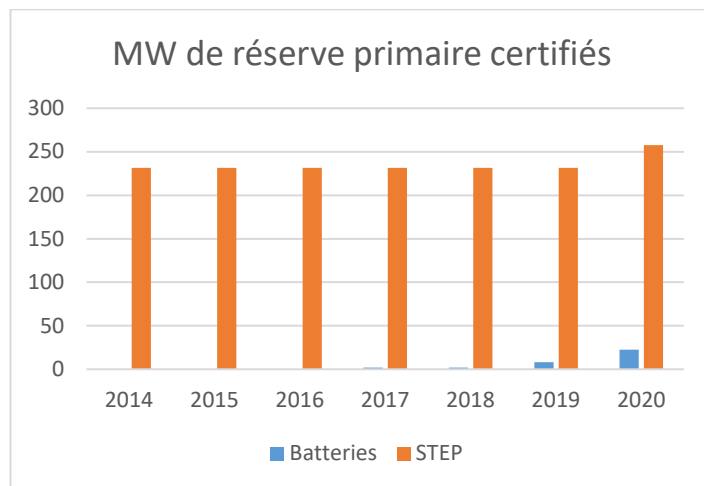
Le passage d'une prescription à un appel d'offres pour la réserve primaire ainsi que la participation à la plateforme européenne de réserve primaire (FCR, Frequency Containment Reserve) en 2019 a permis une plus grande participation du stockage, particulièrement des batteries. Aujourd'hui,

<sup>27</sup> L'objectif des S3REnR est de mutualiser tout ou partie du coût des travaux de raccordement entre différents producteurs EnR au sein d'une même région.

<sup>28</sup> Code de l'énergie : articles D321-10 à D321-21-1 et articles D342-22 à D342-24.



22,6 MW de batteries et 257,6 MW de STEP sont certifiés pour la réserve primaire. Depuis 2017, l'intégralité du volume certifié pour les batteries est activée contre 22% (51,2 MW) en moyenne pour les STEP entre 2014 et 2018<sup>29</sup>.



Concernant la réserve secondaire, la prescription<sup>30</sup> en vigueur pour les producteurs de sites de plus de 120 MW limite la participation des sites de stockage hors STEP. Concernant les batteries, aucun MW n'est certifié pour la réserve secondaire à ce jour. En revanche, 636 MW de STEP sont certifiés – contre 530 MW entre 2017 et 2019. Le passage à une contractualisation en appel d'offre en octobre 2021 ainsi que la participation à la plateforme européenne d'aFRR (projet PICASSO) vont permettre la participation des sites de stockage hors STEP et hydraulique à la réserve secondaire.

De plus, d'autres évolutions sont en cours :

- Les règles services système fréquence (règles SSYf) évoluent pour permettre une plus grande ouverture du marché aux sites de stockage. En effet, depuis la dernière version des règles datant du mois de septembre 2020<sup>31</sup>, il est possible à titre expérimental d'agréger des sites de soutirage avec des sites d'injection ; la mise en œuvre est prévue pour mi-2021. Cette évolution devrait permettre à un plus grand nombre de sites de stockage de participer aux services système fréquence et, en conséquence, stimuler l'investissement dans la filière.
- D'autres évolutions permettant une plus importante participation du stockage aux services système sont régulièrement discutées lors des groupes de travail organisés par RTE.

Cependant, un frein est identifié sur la réserve primaire : aujourd'hui en France, les réservoirs à énergie limitée doivent être capable de tenir leur niveau de fréquence maximum pendant 15 minutes. Cependant, il existe un débat au niveau européen qui pourrait monter ce seuil à 30 minutes. Le passage de cette durée à 30 minutes au niveau européen pourrait remettre en cause l'équilibre financier des

<sup>29</sup> Les données pour les STEP entre 2019 et 2020 ne sont pas disponibles.

<sup>30</sup> Les groupes de production de plus de 120 MW ont l'obligation réglementaire de disposer d'une capacité constructive de réglage secondaire d'au moins 4,5% de leur puissance maximale, leur permettant de parcourir l'ensemble de cette bande de réglage en 133 secondes (passage du signal de -1 à 1).

<sup>31</sup> Délibération de la CRE du 22 juillet 2020 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/regles-services-systeme-frequence-proposees-par-rte3>

projets de stockage par batteries et d'hydraulique au fil de l'eau dont la réserve primaire reste un des principaux marchés.

*... et bientôt sur le marché d'ajustement*

Les stockages synchrones (hydraulique, STEP) ont l'obligation de participer au marché d'ajustement ce qui n'est pas le cas des stockages non synchrones tels que les batteries. A ce jour, aucune batterie ne participe au marché d'ajustement.

Ainsi, une évolution en trois étapes a été proposée pour intégrer les stockages non synchrones au marché d'ajustement.

- 1) Une première étape, définie en 2020, précise dans les définitions que les installations de stockage peuvent être assimilées soit à des sites d'injection, soit à des sites de soutirage.
- 2) La seconde étape, prévue pour le 4<sup>ème</sup> trimestre 2021, permettra aux installations de stockage de valoriser pleinement leurs capacités d'injection et de soutirage, y compris au travers d'ajustements qui conduisent à passer d'une injection à un soutirage ou vice-versa.
- 3) La troisième étape devrait permettre l'agrégation d'unités de stockage avec des moyens d'injection ou de soutirage dans une même entité d'ajustement (EDA).

⇒ **Mesure n°10 : améliorer la valorisation des injections et des soutirages des unités de stockage sur le marché d'ajustement à partir du 4ème trimestre 2021**

⇒ **Mesure n°11 : rendre possible l'agrégation d'unités de stockage dans des entités d'ajustements pour faciliter leur participation sur le marché d'ajustement (mise en œuvre en cours de concertation avec les acteurs de marché)**

⇒ **Mesure n°12 : créer un appel d'offre de capacité de réserve secondaire à compter d'octobre 2021, afin de faciliter la participation des unités de stockage**

En conclusion, les évolutions des règles liées à l'équilibrage mises en œuvre depuis 2014 ont permis de faire émerger rapidement la participation du stockage dans ces dispositifs, au-delà de la participation historique des STEP et des barrages hydrauliques. L'ouverture des marchés de l'équilibrage va se poursuivre, notamment en 2021, pour adapter davantage les règles à la participation des sites de stockage (stationnaires et diffus) à l'équilibre offre-demande, et ainsi la faciliter.

### 3°) Autoconsommation

La PPE a fixé un objectif de 200 000 sites photovoltaïque en autoconsommation en 2023, dont 50 opérations d'autoconsommation collective. À fin septembre 2020, 86 060 installations en autoconsommation, dont 85 640 photovoltaïques étaient raccordées, contre un peu moins de 20 000 au 31 décembre 2017. Au rythme actuel, l'objectif de la PPE pourrait être dépassé. En termes de puissance installée, 506 MW, dont 360 MW de photovoltaïque, étaient raccordés à fin septembre 2020, contre 73 MW de PV au 31/12/17 et 32MW au 31/12/16.

*Un cadre favorable à l'autoconsommation...*

La France a mis en place un cadre législatif et réglementaire spécifique à l'autoconsommation, qui a notamment défini l'autoconsommation individuelle et l'autoconsommation collective. Cette dernière notion, récemment modifiée par la loi énergie-climat de novembre 2019, permet à plusieurs consommateurs et producteurs de s'engager conjointement à travers une personne morale organisatrice (PMO) afin de partager l'électricité produite, au sein d'un même bâtiment (définition de

la directive « RED II » 2018/2001) ou dans un périmètre d'un kilomètre de rayon pour l'autoconsommation collective étendue (arrêté de novembre 2019, modifié en octobre 2020 pour étendre ce rayon à 10 km en milieu rural). L'autoconsommation collective étendue permettra notamment aux communautés énergétiques citoyennes et aux communautés d'énergie renouvelable de partager en leur sein l'électricité produite par leurs installations de production, comme prévu par les directives 2018/2001 et 2019/944.

La loi énergie-climat a également précisé que l'installation d'un autoconsommateur pouvait être détenue et gérée par un tiers, conformément à ce que prévoit la directive RED II.

Ce cadre prévoit que les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) facilitent les opérations d'autoconsommation et équipent d'un compteur communiquant « Linky » les opérations d'autoconsommation collective. Il est également prévu un contrat entre le GRD et la PMO de l'opération d'autoconsommation collective, dans lequel sont identifiés précisément les consommateurs, les producteurs de l'opération et le cas échéant, les points de stockage et dans lequel sont définies les modalités d'affectation de la production autoconsommée. Depuis la loi énergie-climat, les organismes d'habitations à loyers modérés peuvent être PMO afin d'en faire bénéficier leurs locataires.

La loi prévoit par ailleurs que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) établisse un tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) spécifique pour l'autoconsommation. À ce jour, il n'existe qu'un TURPE, facultatif, spécifique à l'autoconsommation collective étendue, mais uniquement pour les projets intégralement situés au sein d'une même poche basse tension (ancienne définition de l'autoconsommation collective).

En outre, ce cadre simplifie les conditions d'exploitation pour les petits autoconsommateurs (puissance installée < 3kW), qui peuvent être exemptés des responsabilités d'équilibrage en injectant gratuitement le surplus de leur production sur le réseau.

Enfin, des propositions d'évolution sont actuellement en consultation, visant à accroître les bénéfices pour les autoconsommateurs. Ces évolutions prévoient :

- La possibilité pour les autoconsommateurs bénéficiant d'un dispositif de soutien de bénéficier de leurs garanties d'origine afin qu'ils puissent attester du caractère renouvelable de l'électricité autoconsommée ;
- L'extension de l'autoconsommation collective étendue à tout le réseau public de distribution (moyenne et basse tension), et non au seul réseau basse tension ;
- De reconnaître une station de recharge pour véhicules électriques directement raccordée à un parc de production comme un autoconsommateur, afin qu'un tel schéma puisse bénéficier des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, et de ses garanties d'origine.

*... complété par des dispositifs de soutien ad hoc*

Afin d'accompagner le développement de l'autoconsommation, le Gouvernement a mis en place un cadre de soutien à l'autoconsommation.

En août 2016, le premier appel d'offres prévoyant un soutien à l'autoconsommation a été lancé pour un volume de 40 MW. Depuis, 9 périodes d'appels d'offres ont permis d'attribuer un soutien à 528 projets représentant 187 MW. Les nouveaux cahiers des charges pour la période 2021/2026 simplifieront la rémunération des projets et devraient permettre d'accélérer encore leur développement.

En parallèle, depuis mai 2017, un dispositif de soutien spécifique via un arrêté tarifaire a été mis en place pour les petites installations solaires sur bâtiments (<100 kWc) en autoconsommation prévoyant :

- Une prime à l'investissement versée pendant 5 ans, comprise entre 90 €/kWc (pour les moins de 100kW) et 390 €/MWc pour les moins de 3kW ;
- Couplée à un tarif d'achat pour le surplus injecté sur le réseau (entre 60 et 100 €/MWh).

Ce dispositif sera prochainement étendu aux installations jusqu'à 500 kW, et devrait permettre l'injection du surplus dans le périmètre d'une opération d'autoconsommation collective. Ce qui ne serait pas autoconsommé collectivement serait ensuite acheté par l'acheteur obligé, comme c'est le cas pour l'autoconsommation individuelle.

À noter par ailleurs que les installations en autoconsommation individuelle ne sont pas soumises aux TCFE :

- Si l'électricité produite est intégralement consommée et la production annuelle est inférieure à 240 GWh ;
- Pour la partie autoconsommée dans le cas d'une autoconsommation partielle de l'électricité, si la puissance de l'installation de production est inférieure à 1 MW.

Dans l'appel d'offres autoconsommation, cette exonération a été « sécurisée » pour les producteurs, afin de supprimer le risque d'une éventuelle modification ou suppression.

En outre, les installations en autoconsommation individuelle, sans limite de puissance ou de production, ne paient pas de part variable du TURPE sur l'électricité autoconsommée, puisqu'elle ne transite pas par le réseau public. Ces deux exonérations n'existant pas pour l'autoconsommation collective, il est prévu, dans les futurs appels d'offres, de compenser ces frais à travers la rémunération des lauréats.

⇒ **Mesure n° 13 : étendre le périmètre de l'autoconsommation collective étendue à la moyenne tension.**

⇒ **Mesure n° 14 : permettre aux autoconsommateurs qui bénéficient d'un dispositif de soutien de bénéficier des garanties d'origine pour l'électricité autoconsommée.**

⇒ **Mesure n° 15 : permettre aux opérations d'autoconsommation collective la participation aux dispositifs de soutien.**

#### 4°) Des efforts constants en matière d'efficacité énergétique

La réduction des consommations d'énergie est le premier pilier de la transition énergétique. En application de l'article 3 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, la France s'est fixé le double objectif de réduire sa consommation énergétique à 131,4 Mtep d'énergie finale et 219,9 Mtep d'énergie primaire en 2020 (hors sources internationales, hors usages non énergétiques).

En application de l'article 1 du règlement sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'article 3 de la directive 2012/27/UE, la France a fixé sa contribution à l'objectif européen de réduction de la consommation énergétique d'au moins 32,5% en 2030 par rapport à un scénario tendanciel de référence.

Ainsi, le scénario de référence de la PPE-SNBC, prenant en compte l'ensemble des mesures issues de la PPE, conduit à une estimation de la consommation énergétique finale de **120,9 Mtep** en 2030, et

une consommation d'énergie primaire de **202,2 Mtep** en 2030 (hors soutes aériennes internationales, hors usages non énergétiques).

Pour atteindre ses objectifs de réduction de la consommation finale d'énergie, la France a recours aux deux grandes mesures transversales que sont le dispositif des certificats d'économies d'énergie et la réglementation européenne en matière d'écoconception des produits liés à l'énergie et d'étiquetage énergétique de ces produits.

Mesure nationale et transversale incontournable issue de la mise en œuvre de la directive efficacité énergétique (article 7), le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a été créé en 2005 et est régi par les articles L.221-1 et suivants du Code de l'énergie. Cet outil est au cœur de la politique française de maîtrise de la demande énergétique. Le dispositif est détaillé dans le plan national d'action en matière d'efficacité énergétique (PNAEE) transmis à la Commission européenne en 2017.

Les CEE (1 CEE = 1 kWh cumac d'énergie finale) sont attribués par les services du ministère chargé de l'énergie aux acteurs éligibles (les obligés mais aussi d'autres personnes morales non obligées, comme les collectivités territoriales, les bailleurs sociaux, etc.) qui ont réalisé des opérations d'économies d'énergie respectant certains critères fixés par arrêtés. Ces CEE peuvent librement être échangés.

Le dispositif CEE repose sur une obligation pluriannuelle imposée par les pouvoirs publics aux vendeurs d'énergie (d'électricité, de gaz, de fioul, de carburant, etc.), qualifiés d'« obligés », dont les ventes d'énergie sont supérieures à des seuils fixés réglementairement.

En fin de période d'obligation (triennale ou quadriennale), les vendeurs d'énergie obligés doivent justifier, sous réserve d'une pénalité libératoire dissuasive, de l'accomplissement de leurs obligations par la détention de certificats d'un montant équivalent à ces obligations.

Le principal mode d'obtention des CEE est la réalisation d'opérations standardisées d'économies d'énergie. Des fiches d'opérations standardisées, définies par arrêtés, sont élaborées, pour les opérations les plus fréquentes, pour faciliter le montage d'actions d'économies d'énergie. Elles sont classées par secteur (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, transport, réseaux) et définissent les montants forfaitaires d'économies d'énergie en kWhcumac et la durée de vie des opérations. Ces opérations correspondent à des « économies attendues » et sont régulièrement actualisées. Ces fiches d'opérations standardisées sont élaborées par des groupes d'experts thématiques et regroupant les parties prenantes. Les fiches sont ensuite expertisées par l'ADEME<sup>32</sup>, et validées par le ministère en charge de l'énergie.

La valorisation d'économies d'énergies hors opérations standardisées est également possible à travers la réalisation d'opérations spécifiques et de programmes, qui font l'objet d'une instruction spécifique des services du ministère de la transition écologique.

Les trois premières périodes ont été marquées par une forte montée en puissance des objectifs :

- 54 TWhc sur 2006-2009 ;
- 447 TWhc sur 2011-2014 ; et enfin
- 850 TWhc sur 2015-2017 dont 150 au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (cette nouvelle obligation ayant été mise en place à compter du 1er janvier 2016 par la loi pour la transition énergétique et la croissance verte.

<sup>32</sup> Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie.

Le dispositif est actuellement dans sa quatrième période qui couvre la période 2018-2021 et porte sur un objectif de CEE de 2133 TWh cumac, dont 533 TWh au bénéfice des ménages en situation de précarité.

Le volume cumulé d'économies d'énergie attendu du dispositif des CEE pour la période 2021-2030 sera au moins égal à celui de l'obligation d'économies d'énergie telle qu'il est notifié au paragraphe 2.2.2 du PNIEC<sup>33</sup> pour la période 2021-2030 au titre de l'article 7 de la directive 2012/27/UE, c'est à dire au moins 758 TWh. Les périodes couvertes par les obligations auront une durée de trois à quatre ans.

Le dispositif des CEE a pour but de mobiliser les gisements d'économies d'énergie, notamment dans les secteurs où ils sont les plus diffus. Ainsi, le dispositif des CEE concerne tous les secteurs : résidentiel, tertiaire, industrie, transports et agriculture.

En complément du dispositif CEE, d'autres mesures sont prévues pour encourager des actions d'efficacité énergétique spécifiques dans tous les secteurs, qu'il s'agisse du secteur résidentiel et tertiaire, du secteur des transports, de l'industrie ou de celui de l'agriculture. Ainsi, parmi les mesures les plus emblématiques, il est possible de citer la stratégie à long terme de rénovation des bâtiments, la règlementation environnementale et énergétique des bâtiments neufs, le crédit d'impôt pour la transition énergétique (remplacé totalement par MaPrimeRenov' en 2021) ainsi que l'éco-prêt à taux zéro à destination des ménages, l'entrée en vigueur du dispositif Eco Energie tertiaire (avec des objectifs de réduction des consommations énergétiques d'ici 2050 dans le secteur tertiaire), les audits énergétiques pour l'industrie ou encore l'extension de la prime à la conversion pour le remplacement d'un véhicule ancien par un véhicule performant dans le secteur des transports.

Ces mesures ont été décrites par les autorités françaises dans le Plan national intégré énergie climat (PNIEC) transmis à la Commission européenne en mars dernier.

## V. Seules les décisions de l'ACER encadrent les plafonds de prix sur le marché de gros français

Conformément à l'article 9(1), 9(6)(i), 41(1) et 54(1) du règlement 2015/1222, les opérateurs désignés du marché de l'électricité ("NEMO") sont tenus de développer conjointement, en coopération avec les gestionnaires de réseau de transport ("GRT") concernés, une proposition d'harmonisation des prix maximaux et minimaux d'équilibre à appliquer dans toutes les zones de dépôt des offres qui participent au couplage unique journalier et infrajournalier. Selon l'article 9(10) du règlement 2015/1222, les autorités de régulation qui reçoivent la proposition d'harmonisation des prix maximaux et minimaux d'équilibre doivent trouver un accord et prendre une décision sur cette proposition, en principe, dans les six mois suivant la réception de la proposition.

Conformément à l'article 9(11), du même règlement, si les autorités de régulation ne parviennent pas à un accord dans le délai de six mois, ou à leur demande conjointe, l'ACER est appelée à adopter une décision concernant la proposition des NEMO.

Dans ce contexte, suite à l'absence d'accord entre les régulateurs, l'ACER a pris en 2017 deux décisions encadrant les prix maximaux et minimaux d'équilibre sur le marché journalier et infrajournalier.

<sup>33</sup> Projet National Intégré Energie-Climat de la France.

Pour le couplage journalier, les limites techniques harmonisées des prix sont fixées entre un prix minimum de -500,00 EURO/MWh et un prix maximum de + 3.000,00 EURO/MWh. La décision n° 04/2017 de l'ACER du 14 novembre 2017 prévoit que dans le cas où le prix d'équilibre dépasse une valeur de 60 % du prix d'équilibre maximum harmonisé pour le couplage journalier dans au moins une zone de prix, le prix maximum d'équilibre est augmenté de 1 000 EUR/MWh.

Pour le couplage infrajournalier, les limites techniques harmonisées de prix sont fixées entre -9 999,99 EURO/MWh et +9 999,99 EURO/MWh. La décision n° 05/2017 de l'ACER du 14 novembre 2017 stipule que dans le cas où le prix maximum d'équilibre du couplage journalier dépasse le prix maximal d'équilibre du couplage infrajournalier, alors le prix maximal d'équilibre du couplage infrajournalier est augmenté pour être égal au prix maximum d'équilibre du couplage journalier

Ainsi, les seules limites de prix d'équilibre de l'électricité s'appliquant en France sur les marchés de gros journalier et infrajournalier sont celles fixées par la décision de l'ACER.

Par ailleurs, il n'existe pas de limite technique contraignant les dépôts d'offre et de demande sur le marché de gros.

La France est déjà en conformité avec l'article 10 du règlement 2019/943 qui prévoit que « *Aucune limite maximale ni aucune limite minimale n'est appliquée au prix de gros de l'électricité. Cette disposition s'applique, entre autres, au dépôt des offres et à la formation des prix à toutes les échéances* ».

⇒ En revanche, il est à noter que, pour pouvoir bénéficier d'aides d'Etat, les lauréats à l'appel d'offre effacement peuvent se voir contraint de déposer leurs offres à l'activation en deçà d'un plafond de prix si ceux-ci mettent à disposition leur capacité sur le mécanisme d'ajustement ou sur les marchés de l'énergie via le dispositif NEBEF : ceci implique que si les prix de marchés sont supérieurs à ce plafond, alors les offres des opérateurs d'effacement lauréats de l'appel d'offres sont activées du fait du fonctionnement normal du marché. Cette contrainte vise à assurer que les effacements qui reçoivent un soutien public contribueront effectivement à la sécurité d'approvisionnement dès lors que le prix de marché dépasse ce plafond. Dans le cadre de la refonte de l'appel d'offres effacement évoquée ci-dessus, les autorités françaises prévoient de revoir ce mécanisme.

⇒ **Mesure n°16 : dans le cadre de la refonte de l'appel d'offres effacement, supprimer les contraintes sur les prix d'offres qui pouvaient jusqu'à présent s'appliquer aux lauréats de ces appels d'offres pour les remplacer par des dispositifs de pénalisation responsabilisant.**

## VI. Des marchés de l'équilibrage et des services système concurrentiels et efficaces

### 1°) Présentation des marchés de l'équilibrage et des services système

#### Introduction

L'équilibrage constitue l'échéance ultime permettant d'assurer la stabilité de la fréquence en maintenant à chaque instant une égalité quasi parfaite entre la puissance injectée (production, imports depuis l'étranger) et la puissance soutirée (consommation, exports vers l'étranger) sur le réseau électrique. Dans un marché ouvert au sein duquel une multitude d'acteurs de marché peuvent gérer de manière indépendante leur portefeuille d'actifs (producteurs, fournisseurs, négociants, etc.), c'est également la dernière échéance permettant d'assurer le respect des contraintes techniques liées au fonctionnement du système électrique, notamment celles liées à l'équilibre des flux.

Au sein de tous les pays européens, cette mission incombe aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT) en application du 3<sup>ème</sup> paquet « énergie ». En particulier, en France, le rôle de garant de l'équilibre du système électrique est confié à RTE par l'article L. 321-10 du Code de l'énergie qui dispose que « *le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci* ».

Ainsi, RTE assure en temps réel cet équilibre en prenant en compte les aléas de consommation et de production (météo, disponibilité du parc de production, etc.). Pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, RTE doit disposer de réserves de puissance mobilisables, à la hausse comme à la baisse, provenant de capacités basées en France ou dans le reste de l'Europe. Il existe trois types de réserves qui peuvent être sollicitées successivement :

- Réserve primaire : Services système fréquence (activation automatique)
- Réserve secondaire : Services système fréquence (activation automatique)
- Réserve tertiaire : Mécanisme d'ajustement (activation manuelle).

Pour ce faire, RTE définit en concertation avec les parties prenantes du secteur électrique et soumet à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie l'ensemble des modalités techniques et financières relatives à l'équilibrage.

Ces règles évoluent pour refléter et accompagner les transformations du système électrique et garantir que l'équilibrage puisse être réalisé au meilleur coût et en intégrant efficacement l'ensemble des acteurs du système électrique.

Les récentes évolutions des règles sont autant d'exemples concrets du travail réalisé en France pour permettre aux marchés de l'électricité d'accompagner le développement et l'insertion de nouvelles flexibilités, et en particulier des effacements de consommation, des EnR et du stockage.

#### L'équilibrage du système électrique français

1. **Le modèle d'équilibrage français repose largement sur la responsabilisation des acteurs et la possibilité donnée aux acteurs de marché d'optimiser leur portefeuille et d'anticiper l'équilibre de leur périmètre jusqu'à une échéance proche du temps réel** (absence de restrictions aux échanges sur les marchés intrajournaliers, responsabilité financière). Dans ce système, peu de contraintes pèsent sur les acteurs et une large place est laissée aux marchés. Les responsables d'Equilibres (BSP) sont ainsi responsables d'équilibrer leur périmètre via les



responsables de programmation qui envoient leurs programmes en J-1 et peuvent les re déclarer jusqu'à 1 heure avant le temps réel (délai de neutralisation de 1 heure). Conformément au modèle du « *self dispatch* », ce sont bien les acteurs qui font leur dispatch jusqu'à 1 heure avant. Conformément au code « *balancing* », RTE utilise les offres de RR et mFRR (standard et spécifiques) déposés par les acteurs jusqu'au temps réel.

2. En contrepartie, **le système prévoit une information systématique du GRT sur l'état du système électrique** (programmation « site à site » dès le J-1 pour la production, obligation d'offrir le disponible pour la production raccordée au RPT, possibilité de formuler des offres pour les effacements, quel que soit leur niveau de raccordement, et pour la production raccordée au RPD) ainsi qu'une gestion centralisée et coordonnée des contraintes liées à l'équilibre offre-demande et à la gestion des flux sur le réseau dans la fenêtre d'action exclusive du GRT.

Ces informations permettent à RTE de disposer d'une vision prévisionnelle détaillée de l'état du système électrique, de mener des analyses préalables précises des flux à venir sur le réseau, afin d'être en mesure d'anticiper et de résoudre certaines situations potentiellement complexes pour le système électrique, et ainsi de reporter peu de contraintes sur les acteurs.

3. **L'équilibrage du système et les flux sur le réseau sont gérés de manière conjointe.** Une action prise sur l'équilibre offre-demande dans le cadre du marché d'ajustement est également analysée par rapport à son impact sur le réseau ; les offres présentant le meilleur impact simultané sur l'équilibre de la zone de réglage et les flux sur le réseau sont sélectionnées. Une telle approche repose nécessairement sur une localisation précise des capacités d'ajustement. L'articulation fine entre la gestion de l'équilibrage et des flux sur le réseau permet une gestion de court-terme optimisée du système électrique. Elle réduit notamment les limitations préventives nécessaires au maintien des marges d'exploitation indispensables pour la gestion des flux sur le réseau, le GRT disposant d'une information précise et de leviers disponibles jusqu'au temps-réel en cas d'apparition effective d'une contrainte.
4. **L'équilibrage du système électrique français repose sur la mutualisation de tous les gisements de flexibilité.** En complément de l'obligation d'offrir leur puissance disponible sur le mécanisme d'ajustement pour les capacités raccordées au RPT et des réserves contractualisées, la possibilité de formuler des offres dites « libres » permet à toutes les capacités (flexibilités de consommation raccordées au RPT et aux RPD et capacités de production raccordées aux RPD) de proposer des offres leur permettant de valoriser leur potentiel de flexibilité aux échéances proches du temps réel et en dehors de tout processus de contractualisation.

Ce cadre permet à un panel large de flexibilités de formuler des offres et à RTE de disposer de tout le potentiel de flexibilité du système électrique pour assurer sa mission d'équilibrage et de réduire ainsi les besoins de contractualisation de réserves.

5. **Les offres d'équilibrage peuvent être utilisées pour répondre à différents besoins relatifs à la gestion court-terme du système électrique :** équilibrage, gestion des contraintes réseau, etc. Elles ne sont pas affectées, ex ante, à une utilisation spécifique. Cela permet donc d'utiliser les offres au meilleur coût en fonction des besoins, alors qu'une segmentation pourrait conduire à ne pas utiliser les meilleures offres disponibles. Ce carnet d'offres important permet une mise en concurrence accrue laquelle constitue, a priori, un gage d'efficacité économique.<sup>34</sup>

<sup>34</sup> Il est à noter que pour chaque ajustement effectué par RTE, un motif est identifié (P=C, marge, SSY ou RSO). Les activations pour un motif autres que le maintien de l'équilibre offre-demande (P=C) sont pris en compte dans le calcul du PMP (prix moyen pondéré), et *in fine* dans le prix de règlement des écarts (PRE), à hauteur du min (prix d'offre ; PME) avec PME le prix marginal d'équilibrage, qui est le prix maximum des énergies d'équilibrage activées pour cause P=C dans la tendance. Tout

6. **Les marchés de l'équilibrage français sont ouverts, concurrentiels et largement transfrontaliers.** Les marchés de l'équilibrage sont ouverts à la participation de capacités situées à l'étranger depuis leur création. Ces capacités représentent aujourd'hui un tiers de l'ajustement français. Depuis 2017, RTE est également membre actif de la FCR coopération pour contractualiser la réserve primaire à l'échelle européenne ainsi que depuis 2016 de la coopération IGCC pour la compensation des déséquilibres.

## 2°) Présentation des travaux d'harmonisation européens

**Le 3<sup>ème</sup> paquet Energie prévoit la construction d'un véritable marché européen de l'électricité ;** cela se traduit par une harmonisation progressive des marchés de l'électricité à toutes les échéances de temps. L'architecture des marchés de l'électricité, qui a pour objectif de renvoyer à chaque acteur du système électrique des signaux économiques cohérents avec les besoins physiques du système électrique, doit ainsi évoluer pour accompagner efficacement la transition énergétique.

En particulier, l'équilibrage du système électrique est l'un des leviers identifiés pour accompagner l'émergence des nouvelles flexibilités et proposer aux acteurs de marché innovants un terrain de jeu adapté à leurs spécificités, efficace d'un point de vue économique, favorisant l'innovation, tout en répondant aux enjeux relatifs à la sûreté d'exploitation du système électrique.

**Or, La gestion de l'équilibrage repose sur des principes fortement hétérogènes dans les différents pays européens,** et ce pour des raisons qui peuvent être aussi variées que la structure du réseau, les propriétés historiques du marché intérieur, le mix énergétique ou les caractéristiques de la consommation.

**Après les marchés de l'énergie, l'équilibrage constitue donc la dernière étape-clé de l'intégration européenne des marchés de l'électricité.** L'objectif est de passer de marchés en grande partie segmentés à différentes mailles nationales ou régionales à un marché d'équilibrage européen, comme c'est le cas pour les marchés journalier et intrajournalier, de manière à disposer de plus de liquidité et à accroître la concurrence entre les acteurs de marché.

Ce travail engagé dès 2012 suite à la publication du 3<sup>ème</sup> paquet Energie en 2009 a conduit à l'élaboration du règlement *Electricity Balancing*.

**Le modèle retenu pour l'équilibrage du système électrique français évolue significativement depuis plusieurs années et continuera à évoluer** dans le but de poursuivre l'intégration des marchés de l'électricité à l'échelle européenne et de disposer ainsi de mécanismes de marché régionaux ou paneuropéens à toutes les échéances de temps. Citons par exemple la séparation temporelle entre les marchés intrajournaliers et l'équilibrage, la formulation des offres d'ajustement énergie sous forme explicite et standard, leur partage sur des plateformes communes auxquelles les GRT adressent des besoins d'équilibrage, les modalités de constitution et d'activation des offres, les modalités de rémunération des offres, les modalités de calcul du prix de règlement des écarts, le pas de temps pour le calcul des écarts, etc.

**RTE, la CRE et les autorités françaises sont pleinement engagés pour réaliser les objectifs concernant l'équilibrage du système électrique fixés par le règlement européen *Electricity Balancing* et le *Paquet Energie Propre*.**

ce qui rentre dans le PMP et donc dans le PRE est répercuté aux RE via le compte ajustement écart. Ainsi conformément à l'article 13(2), les surcoûts liés aux ajustements RSO (congestion réseau) sont *in fine* payés via les revenus du TURPE et non par le compte ajustement écart.

**Convaincu des bénéfices engendrés par la construction d'un marché d'ajustement européen, RTE est d'ores et déjà engagé dans plusieurs projets européens :**

- **dès février 2016, RTE a rejoint la coopération IGCC** (« International Grid Control Cooperation ») formée à l'époque par 6 pays européens. La coopération IGCC a pour but de compenser les déséquilibres en temps réel entre les pays pour éviter l'activation en sens opposé de la réserve secondaire. L'objectif est ainsi de diminuer la sollicitation des réserves aFRR, pour augmenter le niveau de disponibilité de ces réserves et diminuer également les coûts d'équilibrage pour les GRT participants. IGCC est désigné comme projet de référence pour la mise en œuvre de la plateforme européenne de compensation des déséquilibres.
- **dès janvier 2017, RTE a rejoint la FCR cooperation** qui regroupe les gestionnaires de réseau de transport de six pays européens : Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Pays-Bas et Suisse. La France a remplacé son modèle de prescription par une contractualisation de réserve primaire via un appel d'offres transfrontalier journalier. Ce marché de plus de 1400 MW représente près de la moitié du marché européen (3000 MW pour la zone synchrone Europe continentale). L'entrée de la France dans cette coopération a permis une nette baisse des coûts de réservation de capacité de réglage primaire ainsi que l'entrée de nouveaux acteurs et de nouvelles technologies ;
- **depuis septembre 2014, RTE a activement contribué à la conception, la mise en œuvre et à l'exploitation de TERRE, et s'y est connecté en décembre 2020:** TERRE une nouvelle plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage issue de la réserve de remplacement (RR – réserve tertiaire) que RTE ;
- **depuis avril 2017, RTE contribue activement à la conception, la mise en œuvre et l'exploitation de MARI :** une nouvelle plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage issue de la réserve de restauration de la fréquence avec activation manuelle (mFRR – réserve tertiaire) ;
- **depuis juillet 2017, RTE participe activement à la conception, la mise en œuvre et l'exploitation de PICASSO :** une nouvelle plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage issue de la réserve de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR – réserve secondaire).
- Afin de favoriser l'émergence de coopérations régionales de contractualisation de réserves, le règlement *Electricity Balancing* a introduit la possibilité d'une réservation de capacités transfrontalières d'interconnexion pour ces échanges de réserve, ce qui était auparavant impossible. **RTE participe activement aux discussions européennes sur le sujet et réfléchi à la possibilité de participer à une coopération régionale de contractualisation de réserves.** Par ailleurs, lors des discussions menées au niveau national, les acteurs se sont montrés favorables à une évolution vers une contractualisation supranationale de la réserve secondaire à terme.

⇒ **Mesure n°17 : Connexion de RTE à la plateforme européenne PICASSO en octobre 2021**

⇒ **Mesure n°18 : Connexion de RTE à la plateforme européenne MARI en 2024**

⇒ **Mesure n°19 : Passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes (ISP 15') en lien avec un passage à 96 guichets de programmation et d'offres en 2025**

Ces mesures participent à améliorer la compétitivité et la granularité des marchés de l'électricité français, participant ainsi à de nouvelles perspectives de valorisation pour les nouvelles flexibilités.

3°) Des marchés de l'équilibrage permettant la participation des nouvelles flexibilités et en adaptation par rapport à ces technologies

Le modèle français des marchés de l'équilibrage sont déjà considérablement ouverts à la valorisation des nouvelles technologies émergentes dans un contexte de transition énergétique (e.g. EnR, stockage par batteries, effacements de consommation).

Au fur et à mesure que ces technologies se développent, les règles de marché ont évolué afin d'aménager le cadre réglementaire à la spécificité de ces moyens (e.g. capacité d'une batterie à moduler entre injection et soutirage sur le MA, ajustement à la baisse de la production ENR). Le tableau suivant propose un état des lieux de l'ouverture des marchés à ces nouvelles technologies et présente les améliorations prévues afin que les spécificités de ces technologies puissent être prises en compte :

	<b>Batterie</b>	<b>EnR</b>	<b>Effacement</b>
Mécanisme d'ajustement (« balancing »)	Participation possible comme capacité de production ou d'effacement.  Valorisation des ajustements sur les parts soutirage et injection dès 2022	Participation possible pour ajustements à la baisse, mais également à la hausse	Participation possible pour des ajustements à la hausse (baisse de consommation)
Redispatching via le MA (« market based redispatching »)			
Contrats amont J-1 pour le réseau RPT (« cost-based redispatching » for TSO network)	Participation possible si connecté au RPT (un «cost-based» redispatching» existe à la maille du RPD en cas de congestion réseau sur le réseau RPD)	Participation possible si connecté au RPT (un «cost-based» redispatching» existe à la maille du RPD en cas de congestion réseau sur le RPD)	Participation impossible, notamment en raison du caractère agrégé des portefeuilles d'effacement
Réserve primaire («FCR»)	Participation possible, caractère hybride pris en compte	Participation possible	Participation possible
Réserve secondaire («aFRR»)	Participation possible, caractère hybride pris en compte	Participation possible	Participation possible

### 3°) Opportunité de mettre en œuvre une fonction de détermination du prix de pénurie pour l'énergie d'équilibrage

La fonction de détermination du prix de pénurie est une méthode qui consiste à rémunérer les capacités sollicitées sur le mécanisme d'ajustement et/ou les réserves pendant les périodes de tension du système électrique en introduisant un premium fixé administrativement en supplément des prix de marché. Théoriquement, ce mécanisme permet via une intervention externe sur les prix de l'équilibrage de refléter des coûts cachés (notamment des coûts administratifs portés par le gestionnaire du réseau en période de pénurie) dans les marchés de l'équilibrage, ce qui constitue un signal à l'investissement dans les moyens de pointe pour les producteurs. Plusieurs arguments peuvent être avancés pour interroger l'efficacité économique réelle d'un tel dispositif.

Premièrement, en cas de mise en place de la fonction de détermination des prix de pénurie, **sa capacité à susciter suffisamment d'investissements pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement en France est sujette à plusieurs incertitudes**. Ces incertitudes portent sur

l'ensemble des moyens de production ou d'effacement qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement en France.

- En ce qui concerne les capacités de production ou d'effacement de pointe, la fonction de détermination des prix de pénurie conduit à une hausse de la rémunération des capacités existantes sur le mécanisme d'ajustement. Cependant, ces revenus sont dépendants de l'occurrence de situations de tension sur le système électrique qui est par nature incertaine. En France, la demande étant fortement thermosensible, les pointes de consommation sont principalement déterminées par les vagues de froid qui en moyenne statistique apparaissent tous les dix ans. Les revenus induits sont donc hautement incertains ce qui génère un risque à l'investissement ou au maintien des capacités existantes important (cf. partie II), d'autant que la structure de coûts de ces moyens de production ou d'effacement de pointe est principalement constituée de coûts fixes au détriment des coûts variables à l'activation.
- Certains effacements de consommation se rémunèrent uniquement sur le marché Spot car leur délai d'activation ne leur permet pas de participer au mécanisme d'ajustement. La transmission de la hausse des prix du mécanisme d'ajustement induit par la fonction de détermination des prix de pénurie sur les prix Spot sera probablement partielle du fait de l'incertitude en J-1 sur l'apparition effective le jour J d'une situation de tension sur le système électrique. Ainsi, le signal à l'investissement pour ces capacités d'effacement sera réduit alors qu'ils contribuent autant à la sécurité d'approvisionnement que les moyens de production ou d'effacement participant au mécanisme d'ajustement.
- Enfin, la fonction de détermination des prix de pénurie pourrait n'avoir qu'un effet limité sur le maintien des moyens de semi-base dont le maintien n'est pas assuré dans un mécanisme *energy-only*. En effet, les décisions d'investissement ou de maintien de ces moyens de production sont généralement fondées sur l'analyse de plusieurs scénarios prospectifs reflétant les équilibres possibles des marchés de l'énergie en tenant compte des aléas futurs impactant le système électrique (principalement consommation et prix des combustibles). Ces analyses de rentabilité se fondent donc sur les écarts de prix forward correspondant aux technologies étudiées, basés sur les cotations marché disponibles et des scénarios prospectifs au-delà de l'horizon marché. L'introduction d'un éventuel prix de pénurie pour l'énergie d'équilibrage (donc aux horizons de temps du marché spot et infra-journalier) n'aurait pas d'impact à court et moyen terme sur les cotations forward utilisées puisque la compréhension de son effet sur la hausse des prix demandera un temps d'apprentissage aux acteurs de marché. Par ailleurs, à long-terme, la répercussion de la hausse des prix Spot sur les prix forward pourrait n'être que partielle du fait l'incertitude portant sur l'occurrence des périodes de pénurie et du rôle de couverture que joue les prix forward.

La capacité de la fonction de détermination des prix de pénurie à susciter les investissements nécessaires n'est donc pas acquise. Par ailleurs, **l'équité du dispositif, entre les moyens de production ou d'effacement de pointe d'une part et les moyens de production de base ou de semi-base d'autre part, pose question** dans la mesure où le niveau de rémunération pour ces différents moyens est sujet à la répercussion effective de la hausse des prix du mécanisme d'ajustement aux prix Spot et aux produits forward. Or tous ces moyens contribuent pareillement à la sécurité d'approvisionnement.

Deuxièmement, la fonction de détermination des prix de pénurie et le relèvement des plafonds de prix sur le marché jouent un rôle similaire sur les marchés puisque ces deux mécanismes consistent à

rémunérer les producteurs pour leur contribution à la sécurité d’approvisionnement pendant les périodes de tension du système. Les conclusions qualitatives du rapport d’analyse d’impact du mécanisme de capacité, publié par RTE en janvier 2018, comparant des architectures avec rehaussement des caps de prix et avec mécanisme de capacité peuvent donc être transposées pour la fonction de détermination des prix de pénurie : **son introduction accroîtrait le risque à l’investissement pour les producteurs conduisant ainsi à une réduction des bénéfices pour la collectivité par rapport à une architecture de marché avec un mécanisme de capacité.**

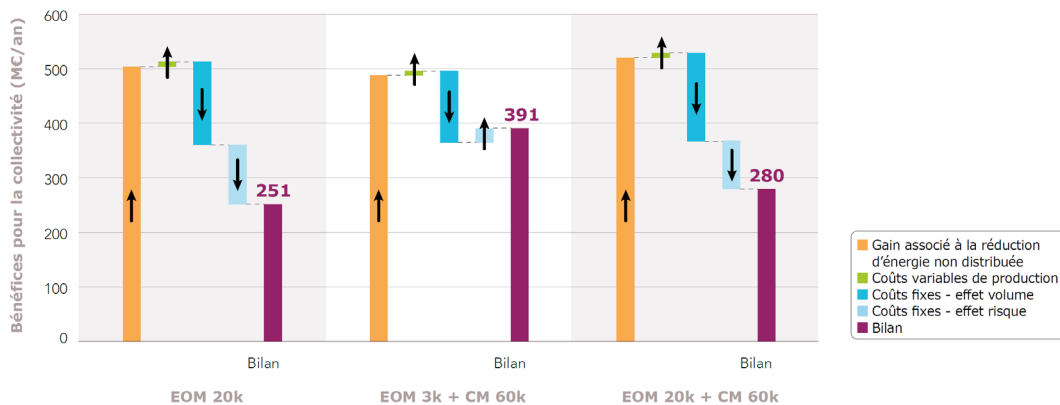


Figure 1 : Gains pour la collectivité des architectures de marché avec un cap de prix à 20 k€ et/ou un mécanisme de capacité par rapport à l’architecture « énergie only » avec un cap de prix à 3 k€.

D’autre-part, les analyses de viabilité économique des capacités (Economic Viability Assessment introduit par le Règlement sur le fonctionnement du marché intérieur de l’électricité) effectuées par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel 2021<sup>35</sup> montrent que certaines capacités (TAC et CCG) ne sont pas en mesure d’être économiquement viables sur le marché énergie seul. L’absence de viabilité économique apparaît nettement dès 2024 pour l’ensemble des capacités thermiques (CCG, TAC). Par exemple, les revenus des CCG et des TAC sur les marchés de l’énergie s’avèrent entre 2 et 3 fois inférieurs aux coûts, même en tenant compte de revenus exceptionnels lors des périodes de pénurie. L’absence de viabilité économique apparaît même dès 2023 pour les TAC, dès lors qu’il est tenu compte de l’aversion au risque des acteurs, alors que sur cet horizon le critère de sécurité d’approvisionnement est dégradé (et donc l’occurrence de pics de prix plus importante qu’en situation de respect du critère). Si l’on se réfère au rapport « Study report on Scarcity Pricing in the context of the 2018 discretionary incentives », publié par le gestionnaire de réseau belge ELIA, il apparaît que les compléments de prix obtenus sur l’année étudiée (2017) sont presque toujours nuls, à l’exception de rares instants dans l’année. De plus, les quelques valeurs significativement non nulles dépendent fortement de la granularité temporelle (7.5mn ou 15mn) et du scénario étudié (de base ou stress-test avec moins de la moitié des réserves disponibles). L’introduction d’un prix de rareté ne modifierait donc probablement que peu cette situation. En particulier, en augmentant les prix uniquement aux abords immédiats des instants de tension du système, cette rémunération complémentaire serait probablement de toute façon exclue de l’analyse des acteurs du fait même de leur aversion au risque, les incitant à prendre une marge de sécurité sur les revenus espérés (en ne considérant que des revenus certains à 95% par exemple, via des calculs de CVaR).

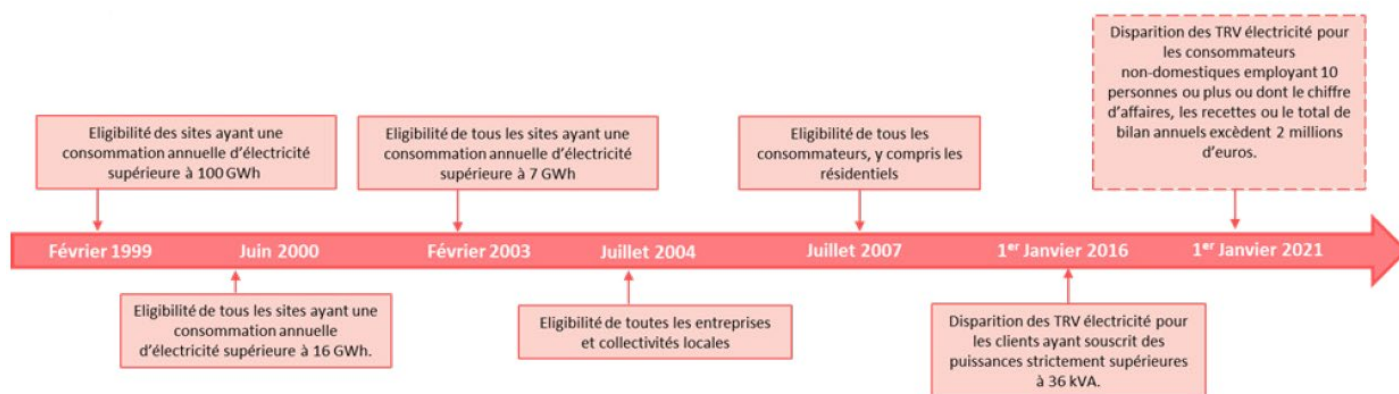
<sup>35</sup><https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels#Lesdocuments> (voir annexes techniques)

Compte tenu de ces éléments, la pertinence de l'introduction d'une fonction de détermination des prix de pénurie ne semble pas acquise de prime abord.

## VII. Un marché de détail dynamique et protecteur pour les consommateurs résidentiels

### 1°) Rappel historique sur l'ouverture du marché en France

Conformément à la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et à la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003, le marché de l'électricité s'est ouvert progressivement à la concurrence depuis février 1999 d'abord pour les professionnels, puis depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007 pour tous les consommateurs.



Source : CRE

Les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV) pour les plus gros professionnels (tarifs jaunes et verts) ont été supprimés le 1<sup>er</sup> janvier 2016.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019, la loi du 8 novembre 2020 relative à l'énergie et au climat (article 64, modifiant l'article L.337-7 du code de l'énergie), a réservé, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021, les tarifs réglementés de vente d'électricité aux seuls consommateurs résidentiels et aux microentreprises et assimilés.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020, seuls les consommateurs éligibles aux TRV peuvent souscrire un nouveau contrat aux TRV. Les contrats en cours des clients non éligibles ont tous pris fin au plus tard au 31 décembre 2020. Seuls les consommateurs éligibles bénéficient encore, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, de contrats aux TRV. Un dispositif d'information des clients qui perdaient leur éligibilité a été mis en place sur la fin de leur contrat aux TRV, sur le comparateur d'offres mis à disposition par les pouvoirs publics (médiateur national de l'énergie)<sup>36</sup> et sur la nécessité de souscrire à une offre de marché avant le 31 décembre 2020. Au final, ce sont plus de 1 millions de sites qui ont perdu leur éligibilité aux TRV. Tous les sites identifiés comme non éligibles sont passés en offre de marché. Il n'y a donc plus depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021 de site non résidentiel autre que des microentreprises ou assimilés aux TRV.

### 2°) Des tarifs réglementés qui reflètent les coûts d'un fournisseur type

Depuis octobre 2014, les TRV sont construits par « empilement des coûts » d'un fournisseur type, soit par addition :

- du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique,
- du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché,

<sup>36</sup> <https://comparateur-offres.energie-info.fr/compte/profil>

- de la garantie de capacité,
- des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

Les TRV sont donc « contestables », c'est-à-dire reproductibles par les fournisseurs alternatifs.

Depuis décembre 2015, ils sont proposés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur la base de cette méthode de calcul. Les premiers tarifs par empilement ont été proposés par la CRE en 2016.

Dans son arrêt du 18 mai 2018, le Conseil d'Etat a jugé que **les TRV répondaient à l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix pour les petits consommateurs**, dès lors que la méthode par empilement des coûts permet en particulier de préserver les consommateurs de la volatilité des prix de marché de gros, avec la prise en compte de l'ARENH et le lissage des prix de marché à terme sur 24 mois.

Dans son rapport de surveillance sur le Fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et de gaz naturel 2018-2019, la CRE conclut que « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité, construits par empilement, couvrent les coûts et sont contestables, au sens où ils reflètent de façon objective les coûts générés pour les fournisseurs. Ils ne constituent donc pas par nature un obstacle au bon fonctionnement du marché de détail de l'électricité.* »

### 3°) Un marché concurrentiel

Bien que le nombre de consommateurs aux tarifs réglementés reste important, environ 70% des clients résidentiels ayant un contrat aux TRV, cette proportion a tendance à se réduire. Environ 100 000 clients quittent en effet les TRV chaque mois depuis fin 2018.

Cette évolution s'explique par une meilleure connaissance par les consommateurs du marché de l'électricité, notamment avec l'accroissement des campagnes publicitaires des fournisseurs alternatifs et la communication autour de la fin des TRV pour certains professionnels aux 1<sup>er</sup> janvier 2016 et 2021, mais également la multiplication des achats groupés de consommateurs<sup>37</sup>. Selon le baromètre 2020 du médiateur national de l'énergie, 70% des personnes interrogées estimaient être bien informées de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.

La CRE indique ainsi que les parts de marché des fournisseurs alternatifs ont augmenté sensiblement entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2019, tous segments confondus : +19% pour Engie, +51% par Total Direct Energie, +151% Pour Eni<sup>38</sup>.

<sup>37</sup> Exemples : Capital et Bemove en juin 2018 (25 000 préinscrits), Familles de France et Selectra en septembre 2018 (65 000 préinscrits), WWF et Selectra en septembre 2019 (47 200 préinscrits), UFC-Que Choisir en septembre 2019 (256 000 préinscrits).

<sup>38</sup> Synthèse du Rapport de surveillance de la CRE sur le Fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et de gaz naturel 2018-2019.

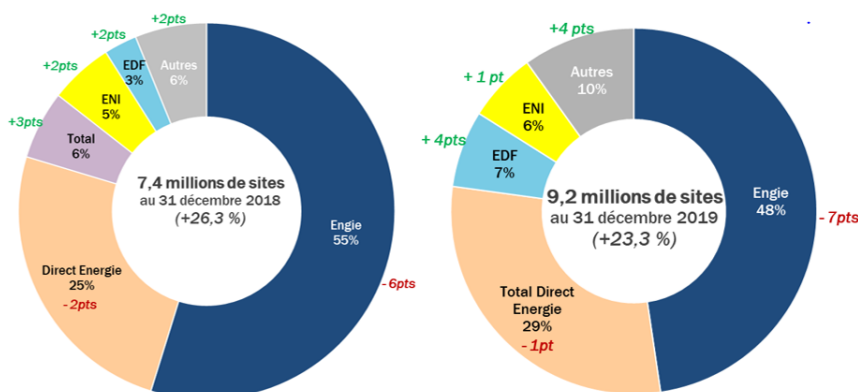


Parts de marché, en fin d'année, segment résidentiel, en nombre de sites	Électricité		
	2017	2018	2019
Fournisseurs alternatifs	18%	<b>22%</b>	<b>26%</b>
Fournisseurs historiques - offres de marché	0%	<b>1%</b>	<b>2%</b>
Fournisseurs historiques - TRV	82%	<b>77%</b>	<b>72%</b>

Source : CRE

Même si le marché sur le secteur résidentiel reste très concentré<sup>39</sup>, la CRE note que si le développement des offres de marché a principalement profité à EDF, qui propose à présent également des offres de marché, il a également profité à d'autres fournisseurs comme EkWateur, Leclerc et dans une moindre mesure aux plus petits fournisseurs comme GreenYellow, Mint Energie et Butagaz. La part de marché globale des petits fournisseurs alternatifs a ainsi augmenté de 4% entre 2018 et 2019<sup>40</sup>.

Répartition des offres de marché d'électricité des responsables d'équilibre à fin 2018 et 2019 sur le segment résidentiel, en nombre de sites



Autres (2019) : [Aisen](#), [Altern](#), [BCM Energie](#), [Butagaz](#), [EDSB L'Agence](#), [EkWateur](#), [E.Leclerc](#), [Elecocité](#), [Enalp](#), [Energia](#), [Enercoop](#), [Energies d'ici](#), [Energies du Santerre](#), [ES Energies Strasbourg](#), [Gaz de Bordeaux](#), [Gazena](#), [Gédia](#), [GEG](#), [Green Yellow](#), [Hydroption](#), [Iberdrola](#), [Ilek](#), [Lucia](#), [MEGA Energie](#), [Mint Energie](#), [NextEarth](#), [Séolis](#), [SICAE Oise](#), [Sorégies](#), [Sowatt](#), [Synelva](#), [UEM](#), [Urban Solar Energy](#), [Vattenfall](#), [Wekiwi](#), [Xélan](#).

Sources : GRD - Analyse : CRE

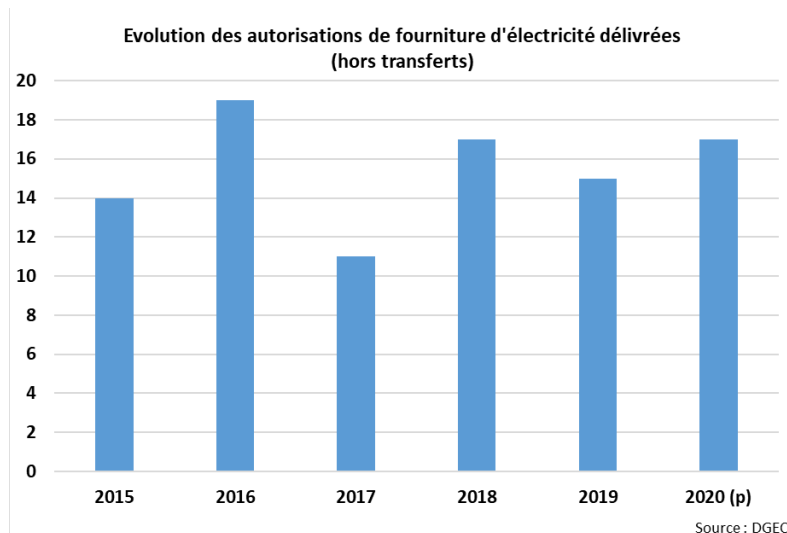
Actuellement, 31 fournisseurs sont actifs sur le segment résidentiel et 36 sur le segment des petits professionnels<sup>41</sup>.

Preuve de l'attractivité de l'activité de fourniture d'électricité, le nombre de fournisseurs alternatifs est en constante augmentation. Ainsi, de nombreux opérateurs demandent à être autorisés à exercer l'activité de fourniture d'électricité. On peut notamment noter l'arrivée d'acteurs de la grande distribution, comme Casino en 2016 et Leclerc en 2017.

<sup>39</sup> 90% des consommateurs ayant souscrit une offre de marché chez l'un des quatre principaux fournisseurs, EDF, Engie, Total direct Energie ou Eni (source CRE).

<sup>40</sup> Rapport de surveillance de la CRE sur le Fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et de gaz naturel 2018-2019.

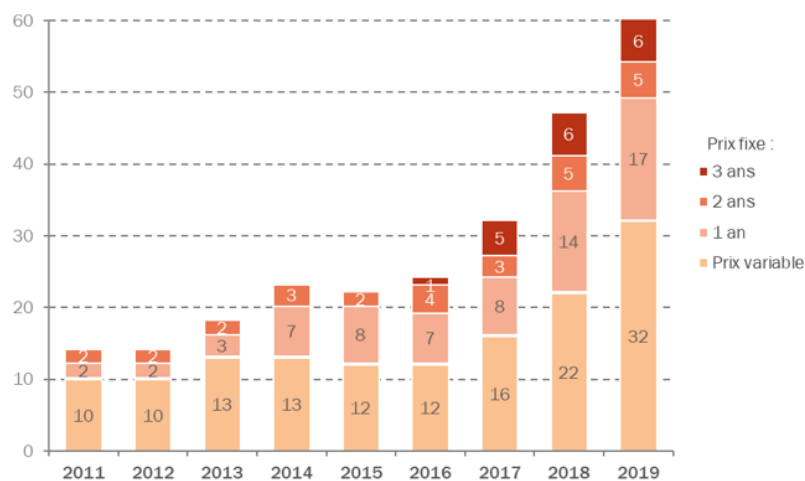
<sup>41</sup> Observatoire des marchés de détail de la CRE T2 2020.



#### 4°) Des offres de marché nombreuses, compétitives et innovantes

La présence de nombreux fournisseurs permet aux consommateurs de bénéficier d'un nombre d'offres importants. Par exemple, un consommateur situé à Paris peut choisir entre une soixantaine d'offres de marché. La CRE estime que « *Ce phénomène est dû à la fois à l'entrée sur le marché de nouveaux fournisseurs (6 fournisseurs supplémentaires) et à l'augmentation du nombre moyen d'offres proposées par chaque fournisseur.* »

#### Évolution du nombre d'offres de marché proposées à un consommateur de type « Base » situé à Paris, en électricité

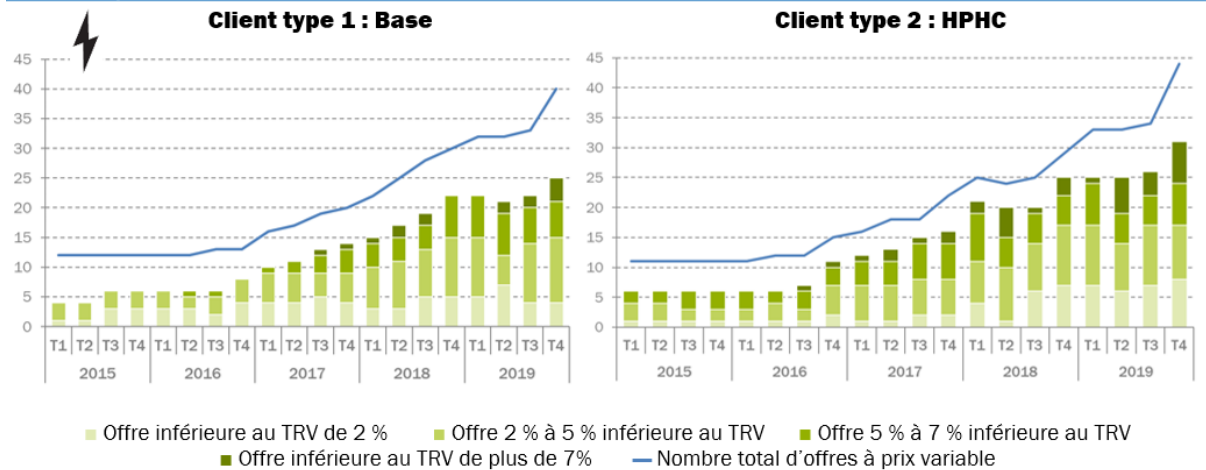


Source : énergie-info.fr - Analyse : CRE

Les consommateurs ont principalement le choix entre des offres à prix fixes sur un à trois ans et des offres indexées aux TRV. Le niveau de la grande majorité des offres de marché est inférieur aux TRV. Ainsi, la CRE note que : « *Au 31 décembre 2019, 80% [des offres à prix variable] sont inférieures au TRV. Les gains annuels sur la facture électricité TTC restent inférieurs à 5% pour la moitié de ces offres. Les meilleures offres représentent un gain sur la facture TTC de plus de 11 %. En 2018 et 2019, 100% des offres à prix variables plus chères que le TRV sont des offres vertes. Cependant, la majorité des offres vertes affichent des gains annuels TTC par rapport au TRV.* »<sup>42</sup>

<sup>42</sup> Rapport de surveillance de la CRE sur le Fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et de gaz naturel 2018-2019.

Évolution trimestrielle du nombre d'offres de marché à prix variable moins chères que le tarif réglementé de vente, proposées à un client type 1 « Base » et un client type 2 « HPHC » situés à Paris, et évolution du nombre total d'offres à prix variable en électricité



Source : énergie-info.fr - Analyse : CRE

Avec l'arrivée des compteurs communicants Linky<sup>43</sup>, dont le déploiement devrait s'achever en 2021, des offres innovantes sont également développées : offres spécifiques à la recharge de véhicules électriques, super heures creuses (50% moins chères de 2h à 5h), offres avec un prix 30% moins cher le week-end. Un fournisseur a été autorisé fin octobre 2020 pour la commercialisation d'offre à tarification dynamique<sup>44</sup>.

Un grand nombre d'opérateurs proposent des offres « vertes », principalement basés sur le mécanisme des garanties d'origine.

## 5°) Conclusion sur le fonctionnement du marché de détail et les tarifs réglementés de vente de l'électricité

**Dans la mesure où, les tarifs réglementés de vente d'électricité reflètent les coûts d'un fournisseur type, qu'ils remplissent l'objectif d'intérêt économique général, ils ne constituent pas une entrave au bon fonctionnement du marché. Ils constituent ainsi une protection des petits consommateurs au regard de la volatilité des prix de marché.**

En outre, et conformément aux dispositions de l'article 5(6) de la directive 2019/944, les autorités françaises estiment qu'il n'y a pas lieu de supprimer les tarifs réglementés de vente d'électricité.

<sup>43</sup> Au 1<sup>er</sup> janvier 2021, 30 millions de compteurs communicants ont été déployés et 400 000 télé-opérations sont réalisées chaque jour.

<sup>44</sup> <https://barry.energy/fr>

## ANNEXE : LISTE DES MESURES PREVUES PAR LES AUTORITES FRANÇAISES POUR PERFECTIONNER LE FONCTIONNEMENT DES MARCHES

- ⇒ *Mesure n°1 : mettre à jour, avant la fin du premier trimestre 2022, le critère de sécurité d'approvisionnement.*
- ⇒ *Mesure n° 2 : publier et communiquer aux services de la Commission, dans le courant de l'année 2021, un rapport établi par RTE dressant les enseignements pouvant être tirés des premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité français, et présenter le cas échéant les propositions d'évolutions qui pourraient être envisagées sur le fondement de cette analyse.*
- ⇒ *Mesure 3: terminer la construction des interconnexions dont la réalisation est en phase finale. IFA2 entrera en service début 2021, Savoie-Piemont pour fin 2021, Eleclink, et Avelin-Avelgem pour 2022.*
- ⇒ *Mesure 4 : mener à bien le projet Golfe de Gascogne, dont le tracé et le calendrier font actuellement l'objet d'une nouvelle étude et le projet Celtic avant 2026 ;*
- ⇒ *Mesure 5 : poursuivre l'étude des projets de renforcement des interconnexions avec l'Allemagne*
- ⇒ *Mesure n°6: mettre en œuvre, d'ici à fin 2022, une procédure explicite de participation des capacités transfrontalières dans le mécanisme de capacité français.*
- ⇒ *Mesure n° 7 : renforcer les mesures de soutien au développement des effacements.*
- ⇒ *Mesure n°8 : développer de procédures spécifique de traitement des demandes de raccordement pour les stockages par les gestionnaires de réseaux en 2021, avec une poursuite des études sur le sujet.*
- ⇒ *Mesure n°9 : Faire évoluer la méthode de calcul de la quote-part dans le raccordement au réseau pour tenir compte des bénéfices apportés par le stockage au système.*
- ⇒ *Mesure n°10 : améliorer la valorisation des injections et des soutirages des unités de stockage sur le marché d'ajustement à partir du 4ème trimestre 2021*
- ⇒ *Mesure n°11 : rendre possible l'agrégation d'unités de stockage dans des entités d'ajustements pour faciliter leur participation sur le marché d'ajustement (mise en œuvre en cours de concertation avec les acteurs de marché)*
- ⇒ *Mesure n°12 : créer un appel d'offre de capacité de réserve secondaire à compter d'octobre 2021, afin de faciliter la participation des unités de stockage*
- ⇒ *Mesure n° 13 : étendre le périmètre de l'autoconsommation collective étendue à la moyenne tension.*
- ⇒ *Mesure n° 14 : permettre aux autoconsommateurs qui bénéficient d'un dispositif de soutien de bénéficier des garanties d'origine pour l'électricité autoconsommée.*
- ⇒ *Mesure n° 15 : permettre aux opérations d'autoconsommation collective la participation aux dispositifs de soutien.*
- ⇒ *Mesure n°16 : dans le cadre de la refonte de l'appel d'offres effacement, supprimer les contraintes sur les prix d'offres qui pouvaient jusqu'à présent s'appliquer aux lauréats de ces appels d'offres pour les remplacer par des dispositifs de pénalisation responsabilisant.*
- ⇒ *Mesure n°17 : Connexion de RTE à la plateforme européenne PICASSO en octobre 2021*
- ⇒ *Mesure n°18 : Connexion de RTE à la plateforme européenne MARI en 2024*
- ⇒ *Mesure n°19 : Passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes (ISP 15') en lien avec un passage à 96 guichets de programmation et d'offres en 2025*

