



**Interconnexion France-Espagne par le golfe de Gascogne  
Réponse de RTE à la contribution déposée par le Collectif  
des Associations de Défense de l'Environnement Pays  
Basque sud des Landes le 06 Novembre 2017**

Le 20 Novembre 2017

## 1) La France et l'Espagne ont une production excédentaire

Par rapport au document précédent du CADE, cette nouvelle contribution insiste sur facilité avec laquelle la France a réussi à passer la pointe du 8 février 2012 à 19h.

A aucun moment la France n'est capable d'atteindre les 129 GW. Il est faux de laisser croire que la France dispose de marge de 40 à 50 GW.

En 2012 aussi bien qu'en 2016, la France aurait connu des coupures de grande ampleur sans les imports d'électricité des autres pays européens, à hauteur de 8 GW, soit l'équivalent de 8 millions de foyers. La situation est également sous surveillance en 2017. Les interconnexions sont donc un élément essentiel pour garantir à tous d'être alimentés en électricité en hiver.

A la pointe de 19h, la France, en situation d'import pour 8 GW, disposait de 1568 MW de production éolienne, soit 23% de la puissance éolienne installée, ce qui correspond au taux de charge moyen indiqué dans notre réponse du 30 Octobre 2017. La production photovoltaïque était nulle. Ainsi, sans l'apport des interconnexions, l'équilibre offre demande était impossible.

Ceci confirme en outre que le ratio capacité de production installé / puissance consommée à la pointe doit être plus élevé en présence d'énergies renouvelables intermittentes qu'en présence de moyens de production pilotables.

Ces éléments font apparaître le besoin de rappeler les principes sur lesquels repose le dimensionnement du parc de production français. Ces principes, validés et retenus par les Pouvoirs Publics Français, sont décrits de façon complète dans le document intitulé : « Programmation Pluri annuelle de l'Energie (PPE) : Volet relatif à la sécurité d'approvisionnement et au développement des infrastructures et de la flexibilité du système énergétique. »<sup>1</sup>

Ce document introduit la notion de défaillance et de critère de défaillance (§1.1.2). On rappelle que la défaillance correspond à une situation où l'offre disponible ne peut couvrir en totalité la demande en électricité. Il en résulte une coupure pour les consommateurs. Le critère de défaillance a pour rôle de préciser de façon objective quelles sont les ambitions de la France en matière de sécurité d'alimentation électrique, étant entendu qu'il n'est matériellement pas possible pour la collectivité de chercher à se prémunir contre tout risque de coupure.

La PPE apporte les précisions suivantes :

- La quantification du risque de défaillance est faite à partir d'une modélisation probabiliste <sup>2</sup> du système électrique, portant sur 12 pays de la plaque ouest-européenne : la contribution des autres pays européens à notre approvisionnement, via les interconnexions, est ainsi prise en compte.
- Le critère de défaillance, ou critère de sécurité d'alimentation électrique, représente le niveau de délestage accepté chaque année par la collectivité. Il

---

<sup>1</sup> <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Volets%20S%C3%A9curit%C3%A9%20d%27approvisionnement%20-%20infrastructures.pdf>

<sup>2</sup> Probabiliste signifie que l'étude prend en compte des milliers de situations de consommation et de production tenant compte des aléas climatiques, des avaries programmées ou fortuite de la production thermique, des aléas d'hydraulicité pour les barrages, et les aléas d'ensoleillement ou de vent pour les ENR, photovoltaïque ou vent

est défini comme « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ».

Ce critère signifie que chaque année, l'espérance, sur l'ensemble des scénarios possibles, et en tenant compte de la contribution des interconnexions, de la durée pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de déséquilibre offre-demande doit être inférieure à trois heures.

C'est de ce critère appliqué dans les études d'équilibre offre-demande que se déduit le niveau de capacité de production installée en France.

On notera que la France n'est pas le seul pays à recourir à ce type d'approche pour définir le niveau satisfaisant de production. Comme le montre le document cité en référence, l'Irlande, la Belgique et le Portugal y ont également recours.

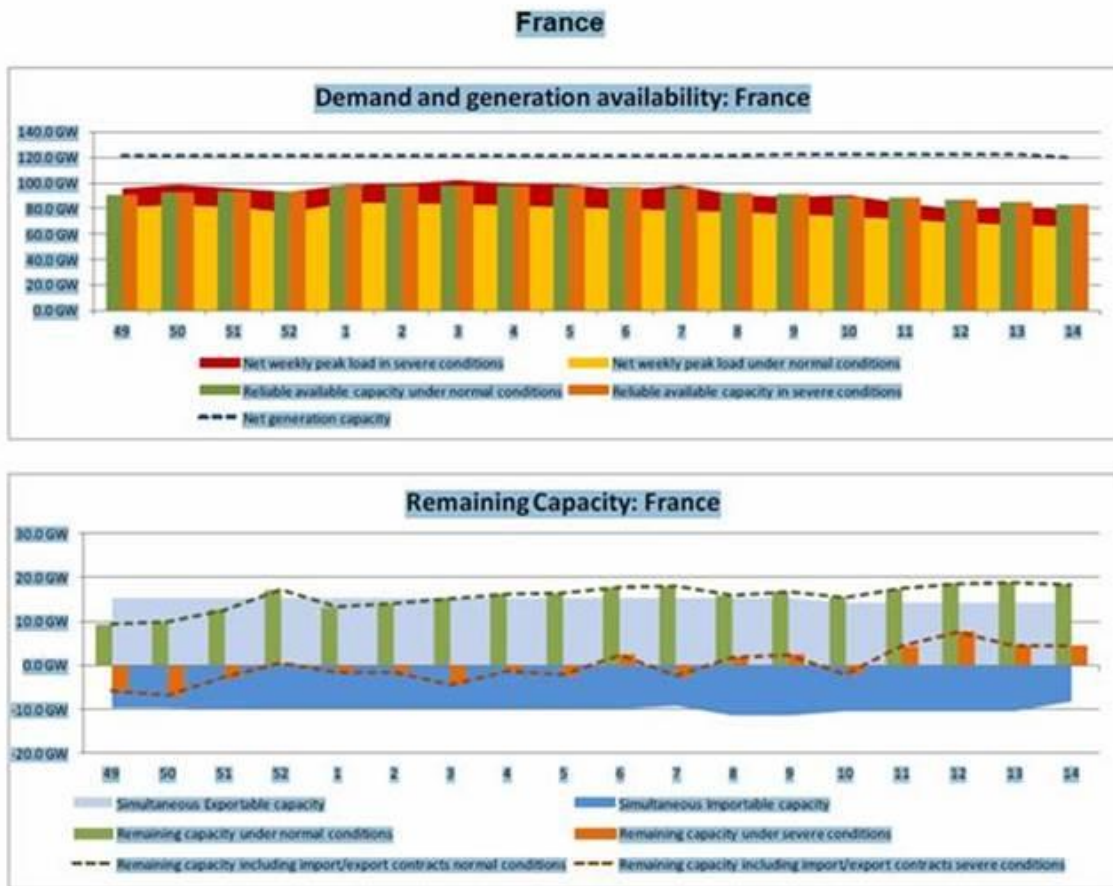
Le principe même du critère de 3 heures conduit à « tolérer », sous condition, les situations de défaillance dans la planification du parc.

En pratique, dans le cadre de l'exploitation du réseau, RTE va chercher à faire le meilleur usage du parc existant pour éviter les coupures qui sont pénalisantes pour le consommateur et l'économie française.

Pour cela, RTE procède périodiquement à des études qui permettent d'avoir une vision prospective des situations d'exploitation du système électrique qui pourraient se présenter à un horizon donné (plusieurs années, ou plusieurs mois). L'objectif est d'anticiper les scénarios potentiellement critiques et prendre les dispositions préventives pour éviter les coupures dans la limite de ce qu'il serait possible de faire avec les ressources disponibles aux échéances étudiées. Ces études sont conduites au sein de l'ENTSO-e, dans le cadre d'exercices annuels dits de passage de l'Hiver (Winter outlook). Les graphes ci-dessous sont extraits de l'étude réalisée pour le passage de l'hiver 2011 - 2012 <sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/outlookreports/20111124\\_Winter\\_Outlook\\_2011-2012\\_\\_Summer\\_Review\\_2011.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/outlookreports/20111124_Winter_Outlook_2011-2012__Summer_Review_2011.pdf)



Le premier graphe permet de comparer le niveau de la capacité nette installée, le niveau des consommations de pointe hebdomadaires, en conditions climatiques normales et sévères, ainsi que le niveau de production disponible en conditions normales et sévères.

Le second graphe permet d'apprécier la capacité résiduelle en conditions normales et sévères.

L'examen de ces graphes conduit aux constats suivants :

- Les règles de dimensionnement du parc permettent de disposer de capacités disponibles et mobilisables pour réagir, en particulier, à des incidents potentiellement très critiques pour le système électrique (indisponibilités simultanées de plusieurs « grosses » unités de production).
- En situation normale d'hiver, le niveau est environ de 15 GW, et, en tout état de cause, assez éloigné d'un niveau de 30 à 40 GW correspondant à la différence entre la puissance nette installée et le niveau de consommation maximale à température normale.
- Les marges sont très nettement érodées en conditions climatiques sévères. Même avec une puissance nette installée d'environ 120 GW, la France n'est plus autonome durant certaines semaines critiques et doit faire appel aux interconnexions pour compenser les marges négatives. Dans le cas contraire, les consommateurs seraient exposés à une coupure.

Dans ces conditions difficiles, les interconnexions permettent de s'affranchir d'une coupure en évitant, ou en retardant, l'investissement en France d'un moyen de

production de pointe qui ne serait pas rentable au regard du critère de défaillance et dont la réalisation pèserait sur les coûts de l'électricité payés par les consommateurs.

## **2) L'interconnexion actuelle**

Nous notons que la nouvelle évaluation de la capacité d'échange nette exprimée dans votre document du 6 Novembre n'est plus de 3700 MW mais de 3000 MW.

Comme indiqué dans notre réponse du 30 Octobre 2017, ENTSO-E<sup>4</sup> définit la capacité nette d'échange (NTC) comme une valeur représentative qui doit être atteinte au moins 30 % du temps. La valeur de plus de 3000 MW observée sur quelques heures lors de la journée du 02 Novembre 2017 n'est pas suffisamment représentative dans la durée pour être considérée comme la NTC à la frontière.

En complément du calcul réalisé sur une année complète en 2016 fourni dans notre réponse du 30 Octobre 2017, nous pouvons indiquer que sur l'année 2017, au 8 Novembre 2017, l'application de la règle rappelée ci-dessus, en utilisant les données publiques de l'IESOE, fournit les valeurs suivantes : 2800 MW dans le sens France – Espagne, 2600 MW dans le sens Espagne – France.

## **3) La France a déjà atteint ses 10 %**

Nous prenons note de votre contribution qui n'appelle pas de réponse supplémentaire de notre part, cette dernière ayant été apportée au préalable.

## **4) Calcul des 10 %**

La Commission de Régulation de l'Energie reconnaît, sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées, le bien-fondé socio-économique de l'interconnexion Golfe de Gascogne pour le consommateur européen et subordonne la réalisation de ce projet à sa neutralité économique pour le consommateur français.

La CRE contribue au débat européen sur la définition d'indicateurs multicritères susceptibles de remplacer ce taux d'interconnexion de 10%. RTE appliquera ces critères une fois adoptés mais la réalité physique fait que l'Espagne et le Portugal demeurent une péninsule électrique dont le taux d'interconnexion est parmi les plus faibles d'Europe.

Nous prenons note de votre contribution aux chapitres 5, 6, 7 et 8 qui n'appellent pas de réponses supplémentaires de notre part, ces dernières ayant été apportées au préalable. En outre, vous trouverez la traduction des scénarios du TYNDP 2016 sur le site d'INELFE <https://www.inelfe.eu/fr/projets/golfe-de-gascogne>.

---

<sup>4</sup> ENTSO-e : European Network of Transmission System Operators for Electricity = Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité