



**Interconnexion France-Espagne par le golfe de Gascogne
Réponse de RTE à la contribution déposée par le réseau
de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets
Énergétiques le 8 Décembre 2017**

Le 20 décembre 2017

A la lecture du premier chapitre relatifs à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), RTE maintient que la délibération de la CRE du 21 septembre 2017 ne contredit en rien le contenu du rapport CRE sur les interconnexions de 2016 où la déclaration de son président, également en 2016, portant sur le projet Golfe de Gascogne.

Quels sont les messages communs que portent, avec des formulations différentes, d'une part le rapport et d'autre part la déclaration de P. de Ladoucette, tous deux datés de juin 2016 ?

- la levée des incertitudes techniques portant sur le projet Golfe de Gascogne est un préalable indispensable avant de pouvoir se prononcer sur son opportunité au regard des bénéfices et des coûts qu'il génèrerait.
- La CRE ne saurait prendre la moindre décision concernant Golfe de Gascogne avant d'avoir un rapport coût-efficacité du projet.

Ces positions sont celles que l'on attend d'un régulateur indépendant, garant de l'intérêt des consommateurs français, qui ne dispose en juin 2016, ni des éléments permettant de l'éclairer sur la faisabilité du projet, ni des éléments économiques permettant d'en vérifier l'opportunité.

Les études de faisabilité engagées par RTE et REE depuis 2012, notamment en ce qui concerne la traversée du Gouf de Capbreton ont été achevées à fin 2016 pour être partagée avec la CRE début 2017. Outre donner à la CRE la visibilité requise sur la faisabilité du projet, ces études ont également permis d'actualiser son coût prévisionnel. A partir de cette dernière donnée essentielle et des éléments de valorisation économique du projet publiés dans le TYNDP 2016, la CRE a pu procéder, courant 2017, aux analyses économiques permettant d'apprécier l'intérêt économique du projet pour différents scénarios.

Ce n'est donc qu'une fois en possession des éléments issus des études de faisabilité de Golfe de Gascogne et des données permettant de conduire les analyses économiques pour apprécier l'opportunité du projet, comme elle en avait exprimé le besoin, que la CRE a rédigé le contenu de la décision commune qui appuie la délibération du 21 septembre. Ceci répond au §3 sur études présentées à la CRE.

Il n'y a donc pas de conflit entre les positions affichées par la CRE à mi 2016 et les décisions qu'elle a prises un an plus tard.

A la lecture du second chapitre relatif à une situation de surcapacité de l'interconnexion, RTE persiste à affirmer le contraire.

Comme l'indique explicitement la CRE dans son rapport, les 1400 MW mentionnés sont relatifs à la capacité maximale à réseau complet de la France vers l'Espagne. C'est le résultat d'un calcul de réseau, pour une configuration où aucun ouvrage du réseau n'est en avarie ou en maintenance. Il représente le programme d'échange transfrontalier maximum (en MW) de la France vers l'Espagne avec les règles de sécurité opérationnelles appliquées dans chaque système dans le cas où les conditions futures du réseau, des plans de production et de consommation sont parfaitement connues à l'avance. Il est donc logique que les capacités offertes aient été en moyenne inférieures à cette valeur de 1400 MW. Ceci répond aussi au point 5.

Les chiffres mentionnés relatifs aux volumes moyens échangés en 2015 et 2016 appellent les commentaires suivant :

- Une interconnexion fonctionne dans les deux sens. Calculer une puissance moyenne dans le sens France – Espagne sur la base de 8760 h et dans le même temps effectuer le calcul dans le sens Espagne-France toujours sur la base de 8760 h revient à considérer qu'il existe physiquement deux interconnexions, une orientée 8760 h par an dans le sens France-Espagne, et une autre orientée 8760 h par an dans le sens Espagne-France. Cela ne correspond en rien à la réalité physique.
- Sans préjuger de la pertinence du calcul proposé, la référence prise de 2400 MW pour les 8760 heures de l'année est erronée puisque la capacité commerciale de Baixas Santa Loggaia n'a été disponible qu'à la toute fin 2015.
- Plus généralement, l'intérêt d'accroître une capacité d'interconnexion ne s'apprécie pas au regard de la satisfaction d'un besoin artificiel, mais du besoin des utilisateurs du réseau, et notamment des consommateurs. Ainsi, la réalité de l'exploitation d'un réseau électrique n'est pas celle de la satisfaction d'un besoin d'une puissance constante en MW sur les 8760 heures d'une année avec un profil de production qui lui aussi resterait totalement inchangé.

Est-il besoin de préciser que le demande en électricité connaît des fluctuations significatives à la hausse comme à la baisse avec des

évolutions similaires des profils de production qui peuvent conduire en certaines périodes à la saturation d'ouvrages de transport, qui quelques heures plus tard seront beaucoup moins chargés (Il en va de même pour les transports en commun. Un wagon de métro sera en moyenne sur 24 heures modestement chargé, ce qui n'est probablement pas l'opinion des usagers aux heures de pointe).

Des flexibilités consistant à effacer certaines consommations de pointe ou à les déplacer à des périodes de moindre charge sont prises en compte dans les modélisations de la demande des modèles économiques d'études de réseau qui ont été réalisées pour apprécier l'intérêt de Golfe de Gascogne. Il subsiste néanmoins des modulations importantes de la demande en électricité en journalier, mensuel et annuel.

Pour autant, toute congestion de ligne d'interconnexion ne conduira pas systématiquement à un projet de renforcement. L'analyse économique intervient pour définir quels sont les renforcements opportuns pour la Collectivité des consommateurs, essentiellement sur la base d'une analyse coût-bénéfice. Les bénéfices sont ceux retirés de l'exploitation des parcs de production où les moyens les plus économiques et les moins polluants (ENR pour l'essentiel) pourraient être massivement utilisés, sans contraintes de réseaux.

Afin d'apporter un éclairage sur les éléments chiffrés avancés aux points 4 et 5, voici quelques éléments de réponse :

- Les liaisons reliant l'Espagne à la France côté Atlantique sont une liaison 400 kV Argia – Hernani et une liaison 225 kV Argia – Arkale. A l'est, se trouvent une liaison 400 kV Baixas – Vic, de capacité équivalente à la liaison 400 kV Argia - Hernani et la liaison à courant continu Baixas – Santa Llogaïa, dont la capacité est sans commune mesure avec une ligne 225 kV. Enfin, au centre, se trouve une liaison 225 kV Pragnères – Biescas, dont la capacité est comparable à la liaison 225 kV Argia – Arkale. Ainsi, les capacités de l'ensemble des liaisons se répartissent comme suit : 60 % à l'est, 5 % au centre et 35 % à l'ouest, contrairement à ce qui est affirmé. Cela confirme le besoin de rééquilibrer les flux vers l'ouest.
- Les questions relatives aux niveaux de saturation et aux créneaux horaires de l'ensemble de la frontière trouveront leurs réponses dans l'exploitation des données relatives à l'interconnexion France Espagne mises à disposition sur le site de l'IESOE <http://www.iesoe.eu/iesoe/>. Y figurent heure par heure, outre les données brutes, le pourcentage des heures avec utilisation à 100 %, le pourcentage d'utilisation par sens, etc... Les données ouvrages par ouvrages ne sont pas disponibles.
- L'impact du projet golfe de Gascogne sur le niveau de saturation a été calculé par entso-e. Il est disponible dans le TYNDP 2016 (projet n°16)
[<https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/projects/P016.pdf>]

Enfin, baisser temporairement, sur sollicitation d'un opérateur, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics d'électricité de transport ou de distribution d'un ou plusieurs sites de consommation finals raccordés aux réseaux publics d'électricité est une pratique qui a cours depuis de nombreuses années en France pour maîtriser l'équilibre offre-demande. Cette pratique a notamment été mise en œuvre pour effacer les charges au moment des pointes de consommation au travers des incitations tarifaires (tarif EJP, Tempo).

Depuis quelques années, le contexte réglementaire (politique de maîtrise de la demande (pointe) a évolué et un cadre favorable au développement de l'effacement s'est mis en place. Ces possibilités sont désormais exploitées par RTE dans un cadre contractuel. RTE propose à des opérateurs de mettre en œuvre des processus d'effacement qui consistent à mettre à disposition une puissance garantie en MW avec possibilité pour RTE de

mobiliser cette puissance sur demande. Il peut s'agir d'effacements de consommation:

- via le démarrage de groupes électrogènes
- via des arrêts de process
- via des reports de process

Cela inclut, soit l'effacement de clients industriels, soit l'effacement de clients domestiques au travers d'opérateurs qui agrègent leurs offres. Cette puissance mobilisable par RTE pour effacer les consommations de pointe est d'environ une centaine de MW.