



**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 Energétiques
le 29 Décembre 2017**

Le 12 Janvier 2018

1) « Invisibles analyses de coût-bénéfice du projet, besoins d'interconnexion et utilisation de la capacité actuelle »

L'analyse coût-bénéfice est intégralement disponible dans la décision commune de la CRE et la CNMC du 21 septembre 2017. Aucune donnée n'est cachée. Elles figurent toutes dans cette décision commune.

L'analyse coût-bénéfice est réalisée en mettant en regard les bénéfices d'un côté et les coûts de l'autre. L'annexe 1 de la décision présente le tableau permettant de calculer la Valeur Actualisée Nette.

Les bénéfices de golfe de Gascogne à considérer pour évaluer sa pertinence économique sont de deux natures :

- **des bénéfices socio-économiques (SEW)**, disponibles au §3.1: il s'agit d'économies sur les dépenses en combustibles pour répondre à la consommation européenne. La décision commune présente l'évaluation faite par les gestionnaires de réseaux de transport dans le cadre du TYNDP 2016 et l'évaluation faite par les régulateurs, dans une approche prudentielle. Cette dernière est homogène avec celle des GRT, mais abattue du coefficient de disponibilité de golfe de Gascogne. La valeur du SEW Europe est de 184 M€/an en 2020 et, en moyenne des quatre scénarios 2030, de 145 M€/an, selon les estimations de la CRE. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « Economies de Combustible ».
- **des bénéfices sur la sécurité d'approvisionnement**, disponibles au §3.2. Il s'agit de dépenses d'investissement évitées en moyen de production de pointe pour éviter de couper la consommation lorsque la situation est tendue d'un point de vue consommation. Le bénéfice annuel est estimé à 40 M€/an au niveau de l'Europe. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « Autre ».

Les coûts de golfe de Gascogne à considérer pour évaluer sa pertinence économique sont de trois natures :

- **les coûts d'investissement**, disponibles au §2.1. Les contrats liés aux subventions CEF que vous avez demandé et obtenu auprès de la DG Energie vous permettent de vous faire une idée des études d'ingénierie entreprises pour consolider ces coûts. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « CAPEX ».

- **les coûts de maintenance**, disponibles au §2.2. Ils sont basés sur l'expérience des GRT en matière de maintenance des liaisons sous-marines et des liaisons souterraines en courant continu en service. Ils sont estimés à 10,2 M€. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « OPEX ».
- **les coûts des pertes**, disponibles au §2.3. Ils sont basés sur les résultats du TYNDP 2016. La CRE a appliqué le même taux de disponibilité de 92 %. Dans le tableau en annexe 1, ce sont les données en colonne « Pertes ».

La Valeur Actualisée Nette est calculée selon le tableau de l'annexe 1, avec les paramètres précisés au § 4.1 (actualisation à 4%, un horizon temporel de 25 ans après la mise en service est considérée (2025-2049), sans valeur résiduelle (après 2050)).

L'ensemble des données de l'analyse coût-bénéfice est disponible dans la décision commune de la CRE et la CNMC du 21 septembre 2017 et les calculs sont réalisés à partir de l'annexe 1.

2) « Un projet déficitaire qui « prend déjà l'eau » »

Nous ne partageons pas cette vision et renvoyons à notre dernière réponse faite au CADE qui a posé exactement la même question, au § 3.2.

3) « Capacité maximale totale d'interconnexion: carence d'information exhaustive »

L'ensemble des données demandées sont extractibles et calculables sur le site de l'IESOE. Il n'y a aucune carence d'information.

Sont disponibles sur le site :

- La NTC au pas horaire, qui peut être considérée comme la « capacité maximum » disponible pour les échanges commerciaux
- Les échanges physiques en J-1 et en J (« capacité réalisée ») au pas horaire

Ces données sont mises à la disposition du public pour que tous les acteurs qui le souhaitent puissent en effectuer leur propre analyse.

4) « Répartition géographique d'interconnexion : à pondérer selon les centres de consommation » ?

La localisation des centres de consommation est un des nombreux paramètres qui influent sur les transits dans les interconnexions, au même titre que la localisation des moyens de production et des caractéristiques électrotechniques (impédances, ...) des réseaux français espagnols. Il n'est pas le seul.

Aujourd'hui, l'essentiel des capacités physiques de l'interconnexion France Espagne se concentre aux extrémités des Pyrénées, 60% d'entre elles se situant à l'est et 35 % à l'ouest (une erreur s'est glissée dans votre tableau 3, la liaison Baixas-Santa Llogaia a une capacité de 2000 MW et non 1400 MW, ce qui confirme la répartition que nous vous avons déjà indiqué). On observe, par ailleurs, qu'à l'est des Pyrénées se situent des centres de consommation plus importants qu'à l'ouest. Peut-on en déduire que ce déséquilibre des charges entre l'est et l'ouest compense «mécaniquement» le déséquilibre constaté en matière de capacités d'interconnexion et réduirait l'intérêt d'une interconnexion à l'ouest des Pyrénées ?

Que la demande en électricité de la Catalogne ait une influence sur les transits dans les lignes d'interconnexion à l'est des Pyrénées, et donc dans l'utilisation des capacités physiques correspondantes, n'est pas contestable. Il en est de même pour les charges du Pays Basque et les lignes d'interconnexion à l'ouest des Pyrénées. Pour autant, les charges des zones où se situent les ouvrages d'interconnexion sont loin de constituer le déterminant principal des transits sur ces ouvrages et donc de l'utilisation de leurs capacités physiques disponibles.

La valeur des transits sur ces ouvrages relève d'un nombre important de facteurs, ce qui en rend l'analyse et l'interprétation d'autant plus délicate. En effet, ils sont raccordés, que ce soit en France ou en Espagne, à deux puissants réseaux électriques maillés. Les transits dans les ouvrages AC (Courant Alternatif) de l'interconnexion vont dépendre, en application des Lois de Kirchhoff, de leurs impédances, des caractéristiques électriques des réseaux français et espagnols ainsi que de la distribution géographique des productions et des charges sur ces réseaux. Ainsi, à niveau de charge équivalent en Catalogne et au Pays Basque, la répartition des transits entre l'est et l'ouest des Pyrénées peut notablement évoluer en fonction de l'état des réseaux français et espagnol. Dans ces conditions, pondérer les capacités physiques selon les centres de consommation n'a aucune justification «physique».

Il importe d'avoir présent à l'esprit que les cinq lignes THT qui se situent à la frontière franco espagnole remplissent une fonction d'interconnexion internationale. De fait, l'analyse de l'utilisation des capacités physiques de

ces ouvrages ne peut être circonscrite au périmètre des régions frontalières, mais est à considérer à l'échelle de la France et de l'Espagne, voire même de l'Europe dans son ensemble.

5) « La prétendue saturation des lignes démenties par les données officielles d'IESOE »

Les données d'IESOE confirment les taux de saturation. Le taux de saturation de l'interconnexion observé en 2014 était de 71 %, 87 % en 2015, 69 % en 2016 et environ 75 % en 2017.

Selon les scénarios étudiés par ENTSO-E, il devrait être compris entre 36 et 48 % après la mise en service de golfe de Gascogne

a. Comment apprécier le taux de saturation de l'interconnexion France Espagne ?

Le développement des interconnexions a pour objectif majeur de permettre des échanges d'électricité plus fluides entre les pays européens afin, notamment, de favoriser le développement des énergies renouvelables en substitution de l'énergie électrique produite par des moyens carbonés plus polluants et plus chers. Pour se mettre en place, ces échanges d'électricité ont toutefois besoin d'un cadre, d'une organisation. Cette organisation, c'est celles des marchés de l'électricité dont on se propose de rappeler très brièvement quelques principes.

Afin de pouvoir satisfaire la demande de leurs clients, les fournisseurs d'électricité des différents pays européens achètent l'électricité sur les marchés de gros sur lesquels les producteurs d'électricité présentent leurs offres (volumes, prix). Les échanges physiques sur le réseau vont s'organiser à partir de la rencontre de l'offre et de la demande, mais sous contrainte des NTC mise à disposition par les gestionnaires de réseau pour permettre la réalisation des flux correspondants entre pays. Les échanges d'électricité au sein de l'Europe, pour un jour J donné, sont déterminés la veille (en J-1) par les marchés. C'est à la fin de la journée J-1 que les prix sont fixés sur les marchés de l'électricité et les équilibres offre-demandes nationaux sont alors assurés (hors aléa) pour le lendemain. Les prix résultant de ce processus sont la traduction d'une « optimisation » par les différents acteurs, compte tenu de l'offre de production, de la demande à satisfaire et des capacités disponibles par le réseau.

C'est au travers de l'observation des prix finaux de l'électricité qu'il est possible d'apprécier si le niveau des NTC est suffisant ou non. En effet, si les interconnexions étaient de capacités infinies, les fournisseurs, quel que soit

le pays dans lequel ils opèrent, pourraient s'approvisionner sans contrainte sur les marchés et l'on observerait un coût de l'électricité identique dans tous les pays européens. Toutefois, les capacités limitées des interconnexions rendent cette convergence impossible et il subsiste des différentiels de prix (« spread ») entre certaines régions européennes.

De telles situations s'observent notamment entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe. Comme rappelé précédemment, l'observation des prix de l'électricité en J-1 de part et d'autre des Pyrénées va permettre d'évaluer les situations d'insuffisance des capacités d'échange. Si le différentiel de prix entre l'Europe et l'Espagne est nul, les fournisseurs espagnols et français ont pu s'alimenter de l'autre côté de la frontière sans contrainte de NTC, l'interconnexion n'ayant pas été saturée par les acteurs des marchés. Dans le cas contraire, le différentiel de prix traduit un phénomène de saturation de l'interconnexion qui a constitué un frein pour les échanges d'électricité.

Ainsi, c'est à l'issue du fonctionnement des marchés de l'électricité en J-1 que la saturation des interconnexions peut s'apprécier. C'est sur cette base qu'a été calculé le taux de saturation de l'interconnexion France-Espagne dans le retour d'expérience de la ligne Baixas – Santa Loggia, sur la période du 1er octobre 2015 au 1er octobre 2016 dans le document présent sur le site internet INELFE.

Les données de l'IESOE permettent de retrouver ces niveaux de saturation du J-1 révélés par les différentiels de prix. En effet, la plateforme fournit les flux physiques résultant du fonctionnement des marchés qui sont une traduction des prix finaux constatés, les situations d'utilisation à 100% de la NTC étant homogènes aux situations où le différentiel de prix entre Espagne et Europe n'est pas nul.

Les valeurs de la saturation de l'interconnexion France-Espagne basée sur les données J-1 d'IESOE sont données dans le tableau ci-dessous. A noter que, comme nous vous l'avions indiqué dans notre précédente réponse, une interconnexion fonctionne dans les deux sens. Le taux de saturation de l'interconnexion est la somme du taux de saturation dans un sens et dans l'autre.

Pourcentage des heures avec utilisation à 100%

%	2014	2015	2016	2017
FR => ES	57,8	74,4	52	65,6
ES => FR	13,9	12,7	17,3	9,3
Total	71,7	87,1	69,3	74,9

Par ailleurs, d'autres données IESOE permettent de calculer le même ratio à l'échéance de temps du jour J, en réalisé.

Toutefois, si la formule de calcul est identique (avec une NTC inchangée par rapport au J-1), la signification du ratio n'est plus la même. En effet, les données d'échanges réalisés fournies par la plateforme IESOE ne sont plus le reflet du seul fonctionnement du marché sous contrainte de NTC. Les flux réalisés reflètent la réalisation effective du marché en J, mais aussi des mesures prises en temps réel par les exploitants pour assurer un fonctionnement en sécurité du réseau. Entre le J-1 et le J, trois éléments peuvent modifier les échanges, et donc la vision de l'utilisation de l'interconnexion :

- Le marché infra-journalier ; il s'agit alors d'un marché où les acteurs procèdent à des adaptations et non plus un marché d'optimisation comme en J-1,
- Les échanges gré à gré inter GRT pour résorber des contraintes d'équilibre offre-demande dans un pays (suite à des pannes de groupes de production, par exemple),
- Le countertrading : il s'agit de transactions coordonnées (fréquentes) entre GRT pour réduire le niveau des échanges (en créant des échanges de sens contraire aux échanges nominaux) si le réseau d'un côté ou de l'autre de la frontière est le siège de contraintes d'exploitation qui empêchent, en temps réel, de faire passer les transits au niveau résultant du fonctionnement des marchés tel que prévu en J-1.

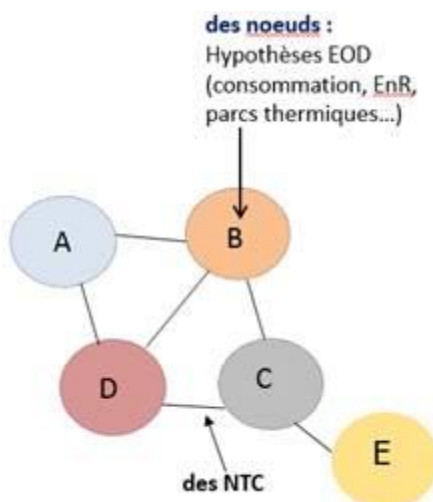
Ainsi, si l'on observe que l'utilisation de l'interconnexion est souvent plus faible en réalisé qu'en J-1, ce n'est pas le fait d'une moindre demande de capacité de la part des acteurs économiques, mais la conséquence des

dispositions prises par les GRT pour la gestion opérationnelle du réseau. Le ratio flux échangés/NTC en réalisé ne peut donc donner une image correcte de la saturation de l'interconnexion.

b. Comment est estimé le futur taux de saturation ?

L'analyse coût-bénéfice des projets d'interconnexion par l'ENTSO-E¹ s'appuie sur des modèles de simulation économique. Ces modèles simulent le fonctionnement annuel optimisé du marché de l'électricité en Europe. Antarès est le modèle utilisé par RTE. Il est également utilisé pour le Bilan Prévisionnel français.

Antarès repose sur une définition nodale du système électrique européen. Les pays sont représentés graphiquement comme des nœuds (un nœud par pays), reliés par des interconnexions de capacités finies se comportant par défaut comme des « tuyaux » avec une capacité de transit maximale (NTC). Le schéma ci-dessous illustre la modélisation de base du système électrique européen retenue dans Antarès. La nécessité de représenter le réseau de façon simplifiée est la contrepartie d'une modélisation fine des composants de l'équilibre offre – demande européen afin de conserver des temps de calcul raisonnables (plusieurs heures de calculs pour la simulation d'un fonctionnement optimisé par Antarès). Certaines des situations résultant des simulations d'Antarès sont ensuite rejouées sur des modèles utilisant une représentation fine des lignes électriques THT du réseau interconnecté européen afin de s'assurer que les résultats obtenus sont compatibles avec leurs capacités techniques.



¹ [<https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>]

A chaque nœud, sont attachées des chroniques annuelles représentant heure par heure l'évolution de variables de l'équilibre offre-demande dans l'année :

- La consommation, issue d'analyses macroéconomiques (le TYNDP 2016 retient plusieurs scénarios),
- Les disponibilités de chaque type de moyen thermique (nucléaire, charbon, gaz, fioul),
- Les productions fatales: hydraulique fil de l'eau, éolien, solaire, cogénération, biomasse, biogaz, déchets, géothermique ;

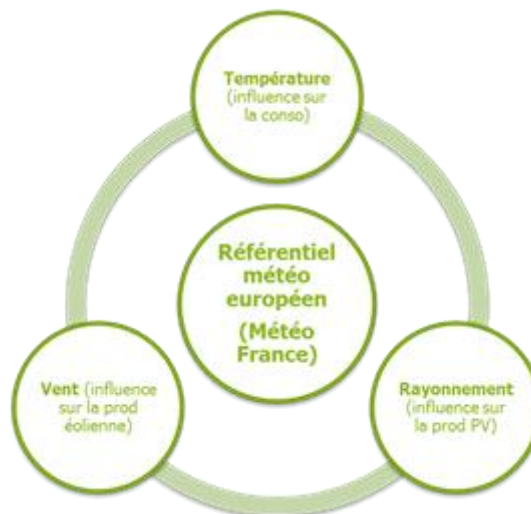
A ces variables horaires, s'ajoute l'électricité hebdomadaire à produire par l'hydraulique (lacs).

A son lancement, Antares procède au chargement ou à la génération de tous les types :

- de séries temporelles pour chacun des nœuds. L'utilisateur choisit le nombre de séries
- de chaque type afin d'étudier plusieurs années avec des données climatiques différentes.

Les données utilisées par Antares sont cohérentes et corrélées, les conditions météorologiques étant un facteur commun influençant consommations, et productions éolienne et PV. Antares respecte ainsi :

- une corrélation spatiale au niveau Européen
- une corrélation entre les différents aléas affectant la consommation (température), la production éolienne (vent), photovoltaïque (ensoleillement) et hydraulique (hydraulicité).



Les différentes chroniques météorologiques et climatiques sont issues de sources de données identiques et proposent de nombreuses années pour réaliser des simulations.

Pour la France, le référentiel météorologique est fourni par Météo France (Historiques 1981-2016). Les données historiques de vent et d'ensoleillement permettent de reconstituer des chroniques de production ENR.

Le but d'Antarès est de minimiser le coût total de fourniture de la consommation nette (demande en électricité nette des productions ENR fatales), en respectant les contraintes de puissance des groupes thermiques, hydrauliques, ainsi que les contraintes de capacités maximales sur les interconnexions.

Antarès est un modèle probabiliste. La consommation, les disponibilités des moyens thermiques, les productions éoliennes, solaires, fil de l'eau et les apports hydrauliques ou le productible par les réservoirs hydrauliques font l'objet de tirages au sort, ce qui permet d'examiner un très grand nombre de situations de l'équilibre offre-demande et de renforcer la pertinence des résultats obtenus.

L'intérêt d'une ligne d'interconnexion est estimé de façon incrémentale en comparant le coût total de fourniture dans deux cas, sans la ligne puis avec la ligne (ajouter une ligne conduit en pratique à ajuster les tailles des tuyaux représentatifs des NTC affectées par la nouvelle ligne).

Le taux de saturation est calculé par ENTSO-E à partir des résultats de la simulation des marchés réalisée par ANTARES. Le modèle calcule en effet les valeurs d'échanges heure par heure dans chaque « tuyau », le tuyau étant l'ensemble de l'interconnexion. La comparaison de ces valeurs d'échanges avec la valeur maximale de la NTC permet d'estimer la saturation, heure par heure, de chaque tuyau. Il est ainsi possible en comparant les situations avec et sans un projet, d'estimer comment évolue le nombre de situations de saturation des « tuyaux ».

C'est en application de ces principes que la fiche TYNDP 2016 de golfe de Gascogne propose les résultats relatifs à la saturation de l'interconnexion France – Espagne, selon les visions étudiées (13% to 23% représente le différentiel entre les situations avec et sans golfe de Gascogne, **36 – 48% représentant le niveau de saturation en valeur absolue, selon plusieurs scénarios, une fois golfe de Gascogne mis en service** [équivalent du 71% de saturation pour 2014 mentionné dans la même fiche]).

6) « Effacement des pointes par RTE en France : négligé »

Les courbes de charges prises en compte dans les études intègrent, en particulier, les potentiels de flexibilité estimés aux horizons 2020 et 2030.

Aucune étude de développement d'un réseau électrique ne peut faire l'économie d'un examen des questions de maîtrise des pointes de consommation. Araser les pics de demande ou déplacer certaines consommations des heures de fortes charges vers des périodes moins tendues sont des dispositions dont il est essentiel de tenir compte dans les études de développement de réseaux. La modélisation des courbes de charge nationales horaires prise en compte dans les études simulant le fonctionnement du système électrique européen fait ainsi l'objet d'une attention particulière de la part des experts des différents pays contribuant au TYNDP 2016 de l'ENTSO-E. Ces courbes de charges intègrent, en particulier, les potentiels de flexibilité estimés aux horizons 2020 et 2030, en fonction des prévisions de ce que pourraient permettre les technologies matures de maîtrise de la demande, à ces échéances. L'analyse économique de golfe de Gascogne s'est totalement inscrite dans ce cadre pour conforter la pertinence des résultats issus du TYNDP 2016.

Il convient toutefois de noter que la maîtrise des pointes de charges ne constitue pas un paramètre déterminant d'un projet de nouvelle interconnexion comme golfe de Gascogne. Comme déjà rappelé par RTE dans ses précédentes réponses, l'objectif principal auquel cherche à répondre ce projet est celui de la production d'une énergie largement décarbonée, vers lequel les états membres de l'UE se sont engagés. Le principal moteur du développement des interconnexions en général, et de golfe de Gascogne en particulier, est le changement de modèle de production engagé à l'échelle européenne impulsé par cet objectif, avec le passage d'un modèle de production thermique centralisé à celui d'une production répartie recourant largement aux ENR.

Dans ce cadre, il est attendu des interconnexions qu'elles permettent de s'affranchir de la grande volatilité des productions ENR, en tirant parti sur de larges territoires de leur foisonnement. Les aléas défavorables affectant les productions ENR peuvent jouer sur des dizaines GW et sont susceptibles d'intervenir en des périodes pour lesquelles une perte brutale de production éolienne ou photovoltaïque va poser un problème d'équilibre offre-demande, sans que les niveaux de consommation correspondant soient critiques et soient révélateurs d'un défaut de maîtrise de la demande en électricité.