



Réactions et Questions du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques (31 janvier 2018) aux réponses de RTE des 12 et 23 janvier 2018

Le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques réagit et questionne les réponses de RTE des 12 et 23 janvier 2018 notamment sur les points suivants:

1. Vague analyse des besoins d'interconnexion et utilisation de la capacité actuelle, et de coût-bénéfice du projet Golfe de Gascogne

RTE : « L'analyse coût-bénéfice est intégralement disponible dans la décision commune de la CRE et la CNMC du 21 septembre 2017-annexe 1 »

Or cette Annexe 1 (p. 14) de cette décision commune des régulateurs (CRE et la CNMC) ne comprend qu'un unique tableau sur une seule page détaillant de supposés flux de trésorerie. De fait, **ce tableau unique n'est en rien une analyse coût-bénéfice détaillée ! De plus pour un projet de cette taille et coût astronomique (1.8 Mds€) qui sera couvert par des subventions et les consommateurs !**

En outre, les « Économies de combustible » (sous-entendu d'énergie fossile) estimées sont les seules recettes indiquées or elles sont supposées être réalisées par les opérateurs de génération électrique, pas les opérateurs de transport, RTE et REE. De plus, l'interconnexion servant pour l'essentiel (à 70% sur la période 2014-2017/IESOE) à exporter de la base nucléaire d'EDF vers l'Espagne (16.400 GWh en 2017, soit +154% depuis 2014 d'après l'IESOE), ces « **Économies de combustible** » **ne s'appliquent donc pas.**

De plus, les exportations d'Espagne dont d'électricité renouvelable (EnR) sont marginales (2800 GWh en 2017) sauf en 2016, donc peu à en attendre de telles « Économies de combustible » en Espagne non plus. Or ces « Économies de combustible » sont évaluées par la CRE et la CNMC entre **147 et 110 M€** par an ce qui **semblent très surestimées** pour les raisons indiquées ci-dessus. De plus, cette prévision de recettes pour un projet de 2000 MW (et seulement 50% d'utilisation prévus- voir Point 2) semble fort exagérément surestimée au regard des revenus actuels d'interconnexion entre France et Espagne (de 2800 MW NTC selon RTE, en fait d'au moins 3500 MW): 75 M€ en 2015 (76 M€ prévus en 2018). Cela signifierait qu'une **seule ligne THT**, le câble sous-marin du Golfe de Gascogne, avec seulement 1000 MW utilisé pourrait **générer entre 1.4 et 1.95 fois plus de recettes que les lignes actuelles !** Cela est incohérent !

De plus, ce ne sont pas des recettes directes pour cette ligne THT (mais pour les compagnies de génération électrique) dont le cout annuel est estimé à au moins 43.4 M€ y compris le cout d'opération (OPEX) de 10.2 M€ et les pertes électriques (entre 33.2 et 36.8 M€).

En outre, la **capacité d'utilisation prévue s'avère de seulement 50% (voir Point 2), ce qui va contribuer à réduire les recettes.** Finalement, ces estimations étant pour l'essentiel linéaires ou identiques (OPEX : 10.2 M€ entre 2025 et 2049), la probabilité pour que ces montants restent identiques sur une période aussi longue est fort faible du fait de l'inflation et d'imprévus. Ceci confirme la « légèreté » de l'analyse économique de ce projet, des compagnies RTE et REE, et par la même des régulateurs qui se sont prononcés sur ce projet et demande de subventions très élevées sur des éléments aussi peu développés et clairs.

Finalement sur ce sujet, nous réitérons notre demande d'accès à l'intégralité (les rapports techniques, pas seulement les rapports d'avancement, sans contenu technique) des deux études sur le câble sous-marin du Golfe de Gascogne commandées par RTE et REE, et cofinancées à 50% par la Commission européenne (CEF) (pour des subventions à hauteur de 9,5 M€):

1. Studies for a new Atlantic electrical interconnection between Spain and France (2.7.0023-FRES-S-M-14)-<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/multi-country/2.7.0023-fres-s-m-14>
2. Additional studies for the new Atlantic electrical interconnection between Spain and France' (2.7-0001-FRES-S-M-16)-<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/multi-country/2.7-0001-fres-s-m-16>

2. Un projet déficitaire qui « prend déjà l'eau » d'autant plus avec une capacité d'utilisation de seulement 50%

La CRE dans sa Décision Commune avec la CNMC « de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne » indique une hypothèse d'utilisation fort basse (50%) de ce projet : « **Le taux d'utilisation prévisionnel pris en compte dans cette décision est de 50 %, en accord avec les 4 visions du TYNDP prises en compte dans les calculs réalisés par les GRT pour 2020 et 2030.** » Donc **avec seulement 50% prévue d'utilisation** (d'ailleurs, sans aucune source ni méthodologie le justifiant) qui ressemble à un vœu pieu, ce méga-projet d'investissement d'au moins 1.8 Mds€ prévu pour en principe **remédier à une soi-disant saturation actuelle du réseau** (en fait de 62% en moyenne dans le sens France-Espagne sur les 4 dernières années et de seulement 12,5% dans le sens Espagne-France-voir Point 5) serait en fait grandement sous-utilisé ! Une gabegie déjà manifeste et qui annonce de nouvelles demandes de subventions (en plus de celle demandée à Bruxelles pour 700 M€...) alors que RTE se refuse à indiquer ses prévisions d'utilisation en capacité (MW) et flux (GWh) de ce projet.

Aussi, nous réitérons nos questions à RTE:

- **Quels sont alors les commentaires de RTE sur ces prévisions de recettes (et donc d'utilisation à 50%) et conséquents déficits du câble sous-marin qui semble promis à « prendre l'eau » ? Comment et qui va financer de tels déficits ?**
- **Quelles sont les prévisions d'utilisation de RTE (en MW et GWh) ?**

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

RTE : « 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 ».

Après plusieurs consultations du site de l'IESOE, ces deux intitulés de RTE (« NTC au pas horaire » et « NTC au pas horaire ») ne correspondent pas avec ceux de l'IESOE et amènent ces questionnements:

1. Le « NTC au pas horaire » de RTE correspond-t-elle pour l'IESOE à « NTC prévisionnelles » ?
Aussi, la capacité maximum technique est supérieure au NTC : 3500 MW (FR>ES) et presque 3000 MW (ES>FR) à fin 2016 (source : RTE, Bilan électrique français 2016 synthèse presse: «Grâce à l'interconnexion Baixas-Santa Llogaia, mise en service en octobre 2015, les échanges

commerciaux entre la France et l'Espagne ont pu atteindre jusqu'à 3500 MW (soit 3,5 GW) en export et 2983 MW (soit 2,983 GW) en import en novembre 2016 »).

2. « Les échanges physiques en J-1 et en J (« capacité réalisée ») » correspondent-ils pour l'IESOE à « Flux physiques aux interconnexions » ? Or ces deux dénominations sont des flux (en GWh), non pas la capacité (MW) comme le NTC.

Ainsi, RTE n'indique pas l'équivalent de la capacité utilisée à comparer avec la capacité disponible. Aussi, utiliser les mêmes dénominations que l'IESOE (en plus crée par RTE) et avec des unités comparables (MW) semble logique.

Dans ce sens, nous renouvelons auprès de RTE notre demande (avec des données RTE insérées) déjà exprimée le 12.1.2018 :

Quelles sont alors les données disponibles de capacités existantes (MW) et utilisées (MW) sous la forme d'un tableau (avec données RTE) de ce type et par sens d'interconnexion ? :

Tableau 1: FR-ES (MW)

	2014	2015	2016	2017	2018 (P)
Capacité disponible moyenne (NTC)*	?	517	1367(1)	1600	1771
Capacité disponible mensuelle maximum (NTC)*	?	1100	2200	2400	2500
Capacité technique maximum	?	?	3500**	?	?
Capacité utilisée	?	?	?	?	-

* RTE, Portail Clients (<http://clients.rte-france.com>)

** RTE, Bilan électrique français 2016

Tableau 2: ES-FR (MW)

	2014	2015	2016	2017	2018 (P)
Capacité disponible moyenne (NTC)*	?	600	671 (1)	983	1771
Capacité disponible mensuelle maximum (NTC)*	?	1000	1300	1900	2500
Capacité technique maximum*	?	1100	3000**	?	?
Capacité utilisée	?	?	?	?	-

* RTE, Portail Clients (<http://clients.rte-france.com>)

** RTE, Bilan électrique français 2016

- (1) Le total NTC des deux sens s'établit à 2.038 MW alors que RTE annonce par ailleurs une NTC totale de 2800 MW (Dossier de Concertation, INFELFE, Sep. 2017)

A noter :

Les capacités disponibles moyennes (NTC) prévues en 2018 sont identiques dans les deux sens: 1771 MW, étrange coïncidence...

4. Répartition géographique d'interconnexion : à pondérer selon les centres de consommation

RTE : « 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. »

Si nous prenons note de ces divers facteurs et contraintes au-delà de la correspondance entre centres de consommation et les THT d'interconnexion, cette correspondance semble logiquement déterminante, notamment pour limiter les pertes en ligne et limiter la construction de nouvelles lignes coûteuses en investissements, et frais d'opération et de maintenance. De plus, la montée en puissance de la transition

énergétique en UE, notamment des « réseaux intelligents », plus locaux et réactifs aux besoins de la demande et l'autoconsommation indique une tendance de fond de réseaux plus locaux et régionaux que RTE et REE ont encore du mal à intégrer.

Par ailleurs, nous notons que la capacité de la **ligne THT Baixas-Santa Llogaia est de 2000 MW, et non de 1400 MW** (source : INELFE : <https://www.inelfe.eu/fr/projets/baixas-santa-llogaia>) une confusion générée par la filiale de RTE sur son site officiel... D'où le besoin à nouveau manifeste de clarifier les **données sur les capacités existantes (voir nos demandes des Tableaux 1 et 2 au Point 3).**

5. Données par ligne THT d'interconnexion

RTE : « *Les données ouvrages par ouvrages ne sont pas disponibles.* »

Cette affirmation de RTE n'est pas crédible car comment croire que le gestionnaire de réseau ne dispose pas de données détaillées par ligne THT d'interconnexion. RTE souhaite continuer à dissimuler cette information aux dépens de la transparence et donc ici d'un débat au fond sur l'utilisation des lignes actuelles et d'éventuels besoins additionnels.

SANS REPONSE de RTE SUR CE POINT déjà soulevé le 29 Décembre 2017

→ **A défaut d'une explication crédible et étayée, nous restons en attente d'une réponse crédible de RTE et de la fourniture des données détaillées par ligne THT d'interconnexion.**

5. La prétendue saturation des lignes démenties par les données officielles d'IESOE

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

RTE : « *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.* »

« *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* »

Cette réponse de RTE génère d'abord une confusion car elle n'utilise pas les mêmes dénominations qu'IESOE:

- « **Pourcentage des heures avec utilisation à 100%** » disponible sur le site d'IESOE et
- le « **taux de saturation** » mentionné par RTE qui est en fait la somme des données IESOE dans les deux sens d'interconnexion.

En fait, le site d'IESOE ne comprend pas de « taux de saturation » mais bien un « Pourcentage des heures avec utilisation à 100% » dans les deux sens d'interconnexion et utilisé dans notre réponse.

RTE indique que « *Le taux de saturation de l'interconnexion est la somme du taux de saturation [en fait « Pourcentage des heures avec utilisation à 100% d'IESOE] » dans un sens et dans l'autre* ». Or n'utiliser que cette somme suggère que ce « **taux de saturation** » s'applique indifféremment aux deux sens et est en plus d'une valeur bien supérieure au maximum de la ligne la moins utilisée (sens Espagne-France : 9,4% en 2017). Aussi, clairement, **utiliser ce « taux de saturation » induit donc en erreur sur une supposée saturation, et en plus des deux sens à la fois.**

De plus, ce « taux de saturation » calculé de cette manière par RTE n'est pas pertinent car si l'utilisation du sens Espagne-France augmentait sensiblement (ex. avec 40% des heures avec 100% d'utilisation de la NTC) et celle du sens France Espagne restait stable (à 65,6%), il dépasserait donc les 100% (ex. ici : 105,6%), une aberration. De fait, cet indicateur mentionné par RTE ne semble pas être une référence reconnue ni utilisé pour évaluer et suivre ce sujet, à commencer par l'IESOE.

Aussi, afin de garder une cohérence comme mentionné par RTE, il semble donc logique d'utiliser l'indicateur et les données d'IESOE soit le pourcentage des heures avec utilisation à 100% par sens comme suit sur la période récente:

Tableau 3 (Pourcentage des heures avec 100% d'utilisation de la NTC (26.01.2018):

	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2014-2017 (%)	Evol. 2014-2017 (%)
FR►ES	57,8%	74,4%	52,0%	65,6%	62,5%	+13%
ES►FR	13,9%	12,7%	17,3%	9,4%	10,1%	-33%

IESOE (Interconnexion électrique du sud-ouest de l'Europe)

Source : www.iesoe.eu

Sur cette base et sur les 4 dernières années, **l'utilisation à 100% des capacités des interconnexions France Espagne a été de 62% en moyenne dans le sens France-Espagne** (avec un pic de 74,4% en 2015 et un « creux » de 52% en 2016) et de seulement **10,1% dans le sens Espagne-France**. Même avec une augmentation des exportations d'EDF vers l'Espagne 154% depuis 2014 à 16400 GWh en 2017, le **taux d'utilisation à 100% n'a augmenté que de 13% (ou 7.8 points de pourcentage)**. C'est donc bien loin d'une supposée saturation qui n'est pas donc pas démontrée et encore moins dans le sens Espagne-France qui est en forte sous-utilisation (maximum à moins de 20%).

6. Impact du projet golfe de Gascogne sur la saturation : RTE s'abrite derrière ENTSO-E et persiste dans le flou

b. Comment est estimé le futur taux de saturation ?

RTE : « *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>]

« L'analyse coût-bénéfice des projets d'interconnexion par l'ENTSO-E s'appuie sur des modèles de simulation économique. »

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

RTE indique ici les sources et méthodologie employées par ENTSO-E pour tenter de justifier cette estimation du niveau de saturation en baisse de 72,6% (cumul de 62,5% et 10,1%) en moyenne sur la période récente à une fourchette de 36 et 48 % avec ce projet.

Or, bien que RTE fournisse une présentation détaillée d'Antarès, son modèle probabiliste, l'utilisation d'un tel modèle sans en connaître les hypothèses (notamment sur le taux d'utilisation, projeté en fait à 50%-voir Point 2) ne peut ni anticiper de nombreux aléas dont des arrêts de production (comme en 2016 avec la mise à l'arrêt par l'ASN de nombreux réacteurs nucléaires d'EDF pour raison de sûreté) et des changements structurels dont les « réseaux intelligents » (voir Point 4).

Donc, la seule utilisation par RTE d'un modèle comme Antarès qui utilise des hypothèses fixes et un environnement déterminé ne semble pas suffisante et sans étude indépendante pour pouvoir justifier cette supposée baisse du niveau de saturation sur une période aussi longue.

7. Impact du projet golfe de Gascogne sur l'exportation d'électricité renouvelable par l'Espagne

Selon ENTSO-E, le maximum d'intégration d'électricité renouvelable (exportation depuis l'Espagne) par le câble du Golfe de Gascogne serait au maximum de seulement de l'ordre de **1.000 GWh** (1 TWh) par an dans le scénario Vision 4 du TYNDP 2016 soit à peine 1% de la production espagnole d'ENR de 89 TWh en 2015 (AIE), alors qu'un des objectifs principaux supposés de ce projet est d'exporter des énergies renouvelables (EnR) d'Espagne. **Cette prévision est 2,8 fois moins que le niveau actuel d'exportation !** Cela dément donc une fois de plus que le véritable objectif reste l'exportation d'électricité nucléaire d'EDF vers l'Espagne, et pas d'exportation d'ENR depuis l'Espagne.

Tableau 4: Intégration des énergies renouvelables (EnR)

B3 RES integration (GWh/yr)	EP2020	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
	40 ±40	460 ±200	960 ±190	700 ±250	1000 ±140

Source: TYNDP 2016 (projet n°16), ENTSO-E

L'évolution récente depuis 2014 et la situation actuelle viennent confirmer cette projection : en 2017, **l'Espagne n'a exporté vers la France que 2.800 GWh** (+16% depuis 2014), soit seulement 4% du total généré par les énergies renouvelables en Espagne (dans l'hypothèse que 100% de ces exportations sont d'origine renouvelable, ce qui est loin d'être ni le cas ni indiqué) alors **qu'elle importait depuis la France 16.400 GWh** (+152% depuis 2014) soit presque 6 fois plus !

QUESTION SANS REPONSE de RTE :

➔ **Est-ce que RTE peut confirmer ce maximum d'exportation d'électricité renouvelable de 1.000 GWh depuis l'Espagne vers la France par le câble du Golfe de Gascogne prévu par ENTSO-E ?**

6. Effacement des pointes par RTE en France : le parent pauvre

RTE : « *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.* »

Or comme indiqué aux Points 1 et 5, les échanges transfrontaliers d'électricité renouvelable entre Espagne et France sont faibles et annoncées à la baisse : les exportations **d'électricité renouvelable d'Espagne vers la France sont actuellement marginales** (2.800 GWh) et de plus sont projetées par ENTSO-E à des niveaux encore plus faibles (1.000 GWh). Donc, **cette affirmation de RTE ne tient simplement pas la route ! La véritable motivation de RTE est de continuer à accroître les exportations de base nucléaire à prix subventionnés de sa maison-mère, EDF !**

RTE : « *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* »

Cette remarque négative et volontairement pessimiste de RTE sur le caractère aléatoire et soudain de la génération d'électricité renouvelable (« perte brutale ») **ne tient délibérément pas en compte de la disponibilité d'outils avancés et performants de prévisions** à plusieurs jours en avance de la productibilité des sources éolienne ou photovoltaïque (exemples ci-dessous¹). Des gestionnaires de réseau comme au Danemark et dans une moindre mesure REE en Espagne utilisant ces outils qui peuvent anticiper à un horizon suffisant ces fluctuations, les compenser entre EnR, faire appel à la gestion de la demande et à d'autres réseaux. Or, **EDF dispose bien de tels outils de prévision de production d'ENR** : « *Depuis 2008 pour le parc éolien et depuis 2013 pour le photovoltaïque, EDF dispose désormais d'outils capables de fournir des prévisions sur la production à un horizon de 14 jours* »². De fait, il est regrettable que RTE persiste à colporter de telles désinformations, héritage d'un modèle tout-nucléaire de l'ancien monopole d'EDF.

¹ **Energies vertes : ces start-up qui font de la prévision météo**

https://www.lesechos.fr/21/03/2016/lesechos.fr/021783233990_energies-vertes---ces-start-up-qui-font-de-la-prevision-meteo.htm#PImqEM9GupqDFiBZ.99

² **Un logiciel pour prédire la production d'énergie renouvelable**

<http://www.journaldunet.com/ebusiness/magazine/edf-pulse-logiciel-prediction-production-d-energie-renouvelable.shtml>

CONCLUSIONS

- Au final, RTE n'apporte toujours pas d'éléments nouveaux sur la justification et l'utilité ni technique ni économique de ce projet pharaonique.
- RTE n'a toujours pas répondu à toutes nos questions de fond déjà soulevées dans notre contribution et questions 29 Décembre 2017 et 12 janvier 2018
- Le Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques et ses membres dont le CADE maintient ses questions et demandes à RTE dont :

- 1) **Demande d'accès à l'intégralité des deux études sur le câble sous-marin du Golfe de Gascogne commandées par RTE et REE, et cofinancées à 50% par la Commission européenne (CEF)**
 - a) Studies for a new Atlantic electrical interconnection between Spain and France (2.7.0023-FRES-S-M-14)-<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/multi-country/2.7.0023-fres-s-m-14>
 - b) Additional studies for the new Atlantic electrical interconnection between Spain and France' (2.7-0001-FRES-S-M-16)-<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/multi-country/2.7-0001-fres-s-m-16>
- 2) **Quels sont alors les commentaires de RTE sur ces prévisions de recettes (et donc d'utilisation (en MW et GWh) et conséquents déficits du câble sous-marin ? Comment et qui va financer de tels déficits ?**
- 3) **Quelles sont alors les données disponibles de capacités existantes (MW) et utilisées (MW) sous la forme d'un tableau de ce type et par sens d'interconnexion ?**
- 4) **Quelles sont données détaillées par ligne THT d'interconnexion ?**
- 5) **Est-ce que RTE peut confirmer ce maximum d'exportation d'électricité renouvelable de 1.000 GWh depuis l'Espagne vers la France par le câble du Golfe de Gascogne prévu par ENTSO-E ?**

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

<http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/>

