



Réactions et questions du Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques (29 Décembre 2017) à la réponse de RTE du 21 Décembre 2017

Le Réseau de Soutien Mutuel en réponse aux Mégaprojets Energétiques conteste vivement la réponse de RTE du 21 Décembre 2017 notamment sur ses commentaires suivants:

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

RTE : « 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. »

Ne disposant pas des « études de faisabilité engagées par RTE et REE » ni leur référence mentionnées par RTE malgré notre demande à la DG Energie de la Commission européenne (CE) (qui a seulement fourni des extraits de contrats liés aux subventions du Connecting Europe Facility (CEF)) de 6,25 M€ et 3,25 M€. De fait, RTE mentionne ici avant tout des études techniques de tracé dont « la traversée du Gouf de Capbreton » mais rien sur un « rapport coût-efficacité du projet » pourtant requis par la CRE ni sur une analyse détaillée et indépendante **des besoins d'interconnexion électrique ni diagnostic d'utilisation de la capacité actuelle**. La lecture de ces contrats liés aux co-financements du CEF confirme que la justification tant des besoins qu'une analyse coûts-bénéfices détaillée et argumentée a été négligée voire inexistante au profit d'études d'ingénierie sur le tracé avant même d'analyser les besoins réels et la viabilité économique de surcroît d'un coût annoncé (qui très souvent est largement dépassé) de 1,8 Mds€.

Or RTE mentionne le besoin d'une telle étude coût-bénéfice « 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. » mais ne semble pas en disposer à ce jour n'étant pas incluse dans les études cofinancées par le CEF.

En conséquence, nous réitérons notre question initiale :

→ **Quelle sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées par RTE à la CRE ?**

Ce fait conforte bien notre analyse et conclusions qu'il s'agit bien d'une reprise en main de la CRE sur ce sujet par le Préfet Carencio et d'un alignement sur la version gouvernementale et de RTE en contradiction avec son rapport de juin 2016 et sans nouvelles études sur ces sujets clefs ni faits significatifs nouveaux-(voir Câble sous-marin THT du Golfe de Gascogne: le rapport critique de la CRE (2016) annulé par le Préfet Carencio, 19.11.2017- <http://autopistaelectricano.blogspot.com.es/2017/11/cable-sous-marin-tht-du-golfe-de.html>)

→ Aussi, si d'aventure une **telle étude coût-bénéfice pour ce projet existe, qu'est ce qui empêcherait RTE (et REE) de la rendre publique ?**

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

Malgré la demande de RTE et REE d'injection massive de subvention européenne pour au moins 700 M€ (soit 40% du cout total), ce projet semble promis à être un gouffre à déficits annuels comme indiqué précédemment :

Selon le dossier d'INELFE, avec un OPEX (coût d'exploitation) annuel estimé de 10,2 M€ avec des pertes annuelles de 32,2 à 36,8 M€ et des pertes d'énergie de 30 à 55 M€ par an, les **pertes annuelles totales sont estimées à 62,2 à 91,8 M€ malgré une subvention européenne de 700 M€...**

En face, les **revenus** sont estimés à 37 millions d'euros (M€) en 2025, passant de 97 à 72 M€ de 2026 à 2030 et enfin de **63 M€ à partir de 2030**. Or **cette prévision de recettes semble exagérément surestimée au regard des revenus actuels d'interconnexion entre France et Espagne: 75 M€ en 2015** (76 M€ prévus en 2018), **dont seulement 5,6 M€ pour 2016 INELFE**-<https://www.societe.com/societe/Inelfe-509270070.html>. Cette dernière recette correspond à la ligne THT Baixas-Bescanó en Catalogne (capacité de 1400 MW et d'un coût d'investissement de 730 millions) et partagée entre REE et RTE (seulement **2,6 M€** pour chacune des compagnies soit fort loin des estimations mentionnées ci-dessus par INELFE pour le câble golfe de Gascogne, entre 37 et 97 M€).

→ **Quels sont alors les commentaires de RTE sur ces prévisions de recettes (et donc d'utilisation) 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 (en MW et GWh) ?**

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

RTE : « la CRE dans son rapport, les 1400 MW mentionnés sont relatifs à la capacité maximale à réseau complet de la France vers l'Espagne. »

Les 1400 MW mentionnés par la CRE sont bien relatifs à la capacité maximale à réseau complet et ont été portés dans le sens France-Espagne à 2400 MW en 2015 puis 2500 MW en 2016. Fin 2016, cette capacité maximale a même déjà atteint 3500 MW comme indiqué par RTE :

« 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. » (Source : RTE à la page 6 du *Bilan électrique français 2016, synthèse presse*).

RTE

« 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. »

« 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. »

Nous notons bien votre point de vue et que la capacité de 2400 MW n'était pas atteinte en 2014 mais a atteint un maximum de 3500 MW (soit un maximum annuel de 25.140 GWh) fin 2016 (RTE)-voir ci-dessus.

Afin de clarifier l'information et améliorer la transparence sur ce point clef et éviter de nouveaux malentendus, **quelles sont alors les données disponibles de capacités sous la forme d'un tableau de ce type et par sens d'interconnexion ?** :

Tableau 1: FR-ES (MW)

	2014	2015	2016	2017
Capacité moyenne disponible et NTC	?	?	?	?
Capacité maximum	?	?	?	?
Capacité utilisée (ex-post, en N+1)	?	?	?	?

Tableau 2: ES-FR (MW)

	2014	2015	2016	2017
Capacité moyenne disponible et NTC	?	?	?	?
Capacité maximum	?	?	?	?
Capacité utilisée (ex-post, en N+1)	?	?	?	?

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

RTE : « 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. »

Or RTE n'a indiqué que les voltages des lignes, pas les capacités (en MW) comme signalées dans ce tableau dont les données proviennent de sources officielles:

Tableau 3: Lignes THT existantes entre France et Espagne en 2015

Lignes THT	Km	Voltage	Capacité maximale (hiver) (MW)
Arkale-Mouguerre (Argia)	37	AC-1 x 220 kV	460
Hernani-Cantegrit (Argia)	50	AC-1 x 400 kV	1620
Ouest en MW (et % total)			2080 (38%)
Sabiñanigo (Biescas)-Pragneres	63	AC-1 x 220 kV	330
Centre			330 (6%)
Rubí (Vic)-Gaudière (Baixas)	110	AC-1 x 400 kV	1710
Baixas-Santa Llogaia	64	DC-2 x 320kV	1400
Est			3110 (56%)
TOTAL			5520 (NTC: 2600)

Sources: Electrabel pour la CE (DG ENER), 06.2016; CESI

Effectivement, ce tableau indique des ordres de grandeur similaires de capacités (à quelques différences) avec RTE même si la façade Atlantique représente presque 40% du total et n'est donc pas en situation de sous-capacité d'autant plus que sa population (Pays Basque espagnol : 2.2 millions d'habitants) est bien moins importante que la façade méditerranéenne (Catalogne espagnole : 7.5 millions d'habitants soit 3,5 fois plus que le Pays Basque espagnol). Aussi, ces capacités devraient être pondérées notamment par les poids démographiques et des centres de consommation électrique. En effet, un argument des autorités et des gestionnaires de réseau est que de nouvelles interconnexions se justifieraient pour des raisons de sécurité d'approvisionnement.

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. 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.

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

RTE

« même après la mise en œuvre de ce nouvel ouvrage [Baixas-Santa Loggia], l'interconnexion est l'objet de saturation près de 75% du temps. »

« 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...»

Justement les données de l'IESOE sur les deux indicateurs suivants contredisent cette affirmation de RTE :

Tableau 4: Pourcentage des heures avec utilisation à 100%

	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2014-2017
FR►ES	51	64	39	54	52
ES►FR	19,7	9,8	13,6	7	12,5

Source : IESOE (Interconnexion électrique du sud-ouest de l'Europe www.iesoe.eu)

De fait, sur les 4 dernières années, l'utilisation à 100% des capacités des interconnexions France Espagne a été de 52% en moyenne dans le sens France-Espagne (avec un pic de 64% en 2015 et un « creux » de 39% en 2016) et de seulement 12,5% dans le sens Espagne-France. 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%).

Tableau 5: Flux journaliers mesurés des interconnexions (MWh)

	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2014-2017
FR►ES	644	984	1 342	1 732	1 175
ES►FR	242	161	464	323	297

Source : IESOE- www.iesoe.eu

Cette série sur la même période 2014-2017 indique une nette augmentation des exportations (de base nucléaire à coûts artificiellement bas d'EDF) de la France vers l'Espagne (à fin de revente à des prix élevés aux consommateurs finaux espagnols) qui n'a pas entraîné de congestion notable (moyenne à 52% et 54% en 2017-voir tableau 4 ci-dessus). Les importations de la France sont par contre faibles mais variables (selon les arrêts de réacteurs nucléaires en France pour cause de sûreté ou autre).

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>]

En effet, cette fiche d'ENTSO-E, d'ailleurs sommaire (seulement 4 pages) mentionne :
« *The project reduces the congestion rate in a range from 13 to 23% in 2030, depending on the scenario. After the commissioning of the project the congestions are limited to 36-48%.* »

Or elle n'indique aucune référence ni **aucun élément tangible sur la source ou méthodologie employée** pour estimer ce supposé impact « de 13 à 23% » (en outre sans préciser si ce sont des pourcentages en points ou en évolution ?) de ce projet sur le supposé niveau de saturation. De plus, le **niveau de saturation en 2014 était de 51% pas 71%** (voir ci-dessous).

Aussi, face à ce grand flou au sujet de **l'impact du câble du Golfe de Gascogne, quelles sont les sources et méthodologie employées par ENTSO-E pour estimer l'impact sur le niveau de saturation?**

D'ailleurs, plusieurs points suivants de la fiche d'ENTSO-E sont problématiques ou erronés :

1. « *In 2014, congestion in the FR-ES border was 71%* »

Or cette donnée est erronée d'après les données de l'IESOE : le pourcentage des heures avec utilisation à 100 % en 2014 était de 51%, *pas 71%*.

2. « *However it is considered not enough, neither in the short nor long term* »:

Quelle sont les études et référence techniques pour appuyer cette affirmation ? Cela semble être un « on dit que »... sans aucune base ni justification objective.

3. **Tableau 6: 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

Selon ENTSO-E, le maximum d'intégration d'ENR (exportation depuis l'Espagne) par le câble du Golfe de Gascogne serait de seulement de l'ordre de 1.000 GWh (1 TWh) par an dans le scénario Vision 4 par an soit à peine 1% de la production espagnole d'ENR de 89 TWh en 2015 (AIE), alors que c'est un des objectifs principaux supposés de ce projet. 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.

4. « *Specifically there will be a partial operation of the link before 2025 as the first bipole will be in service in 2024.* »

Le calendrier initial mentionné par ENTSO-E est donc 2024 et aurait déjà été revu (le dossier de RTE indique 2025...)?

6. Effacement des pointes par RTE en France : négligée

RTE : « Cette puissance mobilisable par RTE pour effacer les consommations de pointe est d'environ une centaine de MW. »

Cela semble fort peu, voire symbolique (de l'ordre de 500 MW soit moins de 0,3% de la capacité totale) par rapport à la demande alors que la gestion de la demande électrique est prouvée comme l'outil le plus flexible et le meilleur marché.

Comment et avec quels impacts un accroissement de l'effacement des pointes, notamment au plan régional dans les deux pays pourrait être développé par RTE et REE ?

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 du 23 novembre
- 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) Quelle sont les dites études « sur la base des analyses techniques et économiques qui lui ont été présentées par RTE à la CRE ?
 - 2) Si une étude coût-bénéfice pour ce projet existe, RTE (et REE) devraient la rendre publique.
 - 3) Quels sont alors les commentaires de RTE sur les prévisions de recettes (et donc d'utilisation) et conséquents déficits du câble sous-marin ? Comment et qui va financer de tels déficits ?
 - 4) Quelles sont les prévisions d'utilisation de ce projet (en MW et GWh) ?
 - 5) Quelles sont alors les données disponibles de capacités et synthétisées par sens d'interconnexion ?
 - 6) Quelles sont les sources et méthodologie employées par ENTSO-E pour estimer l'impact sur le niveau de saturation?
 - 7) Comment et avec quels impacts un accroissement de l'effacement des pointes, notamment au plan régional dans les deux pays pourrait être développé par RTE et REE ?

29 Décembre 2017

Réseau de Soutien Mutuel en Réponse aux Mégaprojets Energétiques

redapoyopirineo@gmail.com

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

