

*Collectif des
Associations de
Défense de l'
Environnement
Pays Basque
Sud des Landes.
(60 associations)*



L'analyse du dossier d'enquête publique du Projet d'interconnexion électrique France - Espagne par le Golfe de Gascogne amène les remarques suivantes et entraîne un avis négatif sur ce projet

1. Justification socio-économique

Ce projet est soumis, par cette enquête, à l'avis public mais sa justification socio-économique, requise pour tout investissement public¹, est uniquement orientée comme une justification pour RTE et REE, l'étude de l'impact socio-économique pour le citoyen étant inexistant.

Or l'investissement nécessaire à la réalisation de la partie française sera réalisé par RTE qui bénéficiera, sur décision de la Commission de Régulation de l'Énergie, d'un « mécanisme incitatif » complexe portant décision sur la TURPE 5-HTB².

DECISION DE LA CRE

1. Conformément au cadre de régulation incitative des interconnexions électriques défini par la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur le TURPE 5 HTB, les paramètres de régulation incitative applicables au projet Golfe de Gascogne sont ceux définis au paragraphe 3 de la présente délibération. En particulier :

- a. La CRE fixe la prime fixe applicable au projet « Golfe de Gascogne » à un niveau nul ;
- b. La CRE établit le taux d'incitation à la prime variable « taux d'utilisation » à 5 %.

2. La présente délibération sera publiée au Journal officiel de la République française ainsi que sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise au ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire et à RTE.

Il est donc clair que l'investissement projeté par RTE sera financé par un agencement de la TURPE 5 HTB et il serait donc normal que l'étude socio-économique indique quel sera l'incidence de l'investissement projeté sur les utilisateurs raccordés au réseau haute et très haute tension,

¹ <https://www.gouvernement.fr/ESE>
<https://www.strategie.gouv.fr/publications/guide-de-levaluation-socioeconomique-investissements-publics>
<https://www.fipeco.fr/pdf/EvalSocioEcolInvest.pdf>

² Délibération n°2018-102 du 17 mai 2018 de la Commission de Régulation de l'Énergie
<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000037245962>

soient les gros consommateurs et **les collectivités locales qui ne sont pas destinataires de ce dossier.**

Cet aspect n'est pas explicité ni documenté dans le dossier soumis à enquête.

2. Un projet motivé par une volonté européenne

Il est intéressant de noter qu'un projet motivé par une volonté européenne nécessite un financement national alors que la participation nationale au budget de l'Union européenne devrait y suffire.

De plus le contexte européen, à l'heure de cette consultation où les prix de l'énergie sont en croissance très importante pour les citoyens, est tout à fait différent de celui dans lequel ce projet a été envisagé et il est à craindre que l'impact pour le citoyen français soit très important.

Donc l'analyse socio-économique, dans l'optique normale d'une telle analyse, c'est-à-dire orientée vers le citoyen, est plus que jamais importante.

3. Bénéfices socio-économiques

Les principaux bénéfices socio-économiques du projet³ présentés sont :

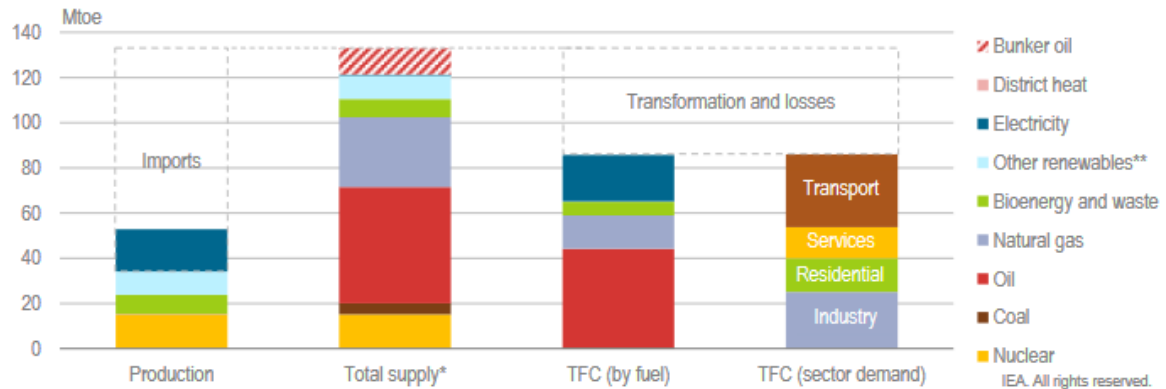
- ✓ **L'amélioration de la sécurité d'approvisionnement,**
- ✓ **L'augmentation de l'efficacité des systèmes interconnectés,**
- ✓ **Les bénéfices pour le système électrique :** avec la capacité restante des lignes non destinées à la sécurité d'approvisionnement, chaque jour, des échanges commerciaux d'électricité ont lieu, permettant de bénéficier de la manière la plus efficace des différences de production électrique de chaque pays,
- ✓ **L'augmentation de l'intégration des énergies renouvelables.**

En ce qui concerne ce dernier point il est intéressant de rapprocher ces bénéfices envisagés dans le cas de l'interconnexion générale de l'Espagne et de la France en considérant les caractéristiques comparées des productions et consommations des deux pays en 2019, d'après deux documents de l'Agence Internationale de l'Energie⁴.

³ Eude d'impact : Partie 1 : Description du projet, § 1.1.3 pages I-6 et I-7.

⁴ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7b3b4b9d-6db3-4dcf-aoa5-9993d7dd1d6/France2021.pdf>
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/2f405ae0-4617-4e16-884c-7956d1945f64/Spain2021.pdf>

Figure 2.2 Overview of Spain's energy system by fuel and sector, 2019



While producing renewables and nuclear energy, Spain relies on imports of fossil fuels, which accounted for almost three-quarters of total supply and TFC in 2019.

* Total energy supply + international bunker fuels.

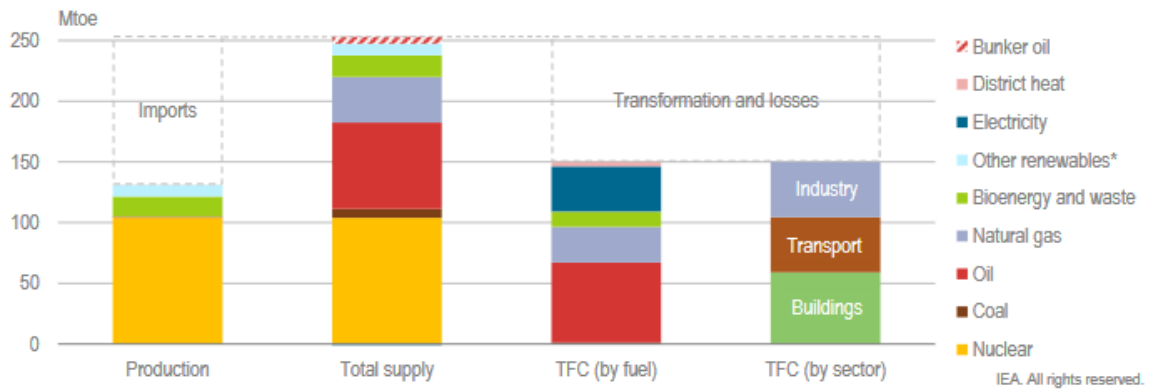
**Other renewables includes wind, hydro, solar and a small amount of geothermal.

Notes: Mtoe = million tonnes of oil equivalent. TFC = total final consumption.

Source: IEA (2021), IEA World Energy Statistics and Balances (database), www.iea.org/statistics.

Figure 1

Figure 2.2 Overview of France's energy production, supply and consumption, 2019



French production secures almost half of total energy supply. Oil, electricity and natural gas account for most of energy consumption. Buildings have the highest energy demand.

* Other renewables includes hydro, wind, geothermal and solar.

Notes: Total supply includes total energy supply plus international bunker fuel. Buildings includes residential and commercial and public services buildings.

Note: Mtoe = million tonnes of oil equivalent. TFC = total final consumption.

IEA (2021), IEA World Energy Statistics and Balances (database), www.iea.org/statistics.

Figure 2

On s'aperçoit tout d'abord que la part d'énergie renouvelable produite par l'Espagne est pratiquement entièrement utilisée nationalement comme sa production d'énergie nucléaire.

Donc l'importation d'énergie renouvelable provenant de l'Espagne vers la France devrait être réduite si les caractéristiques données par l'AIE de 2019 n'ont guère changé aujourd'hui.

Les caractéristiques de la production française ne devraient guère présenter d'intérêt pour l'Espagne sauf en ce qui concerne des prix d'exportation de l'électricité produite en France plus intéressants.

Quel sont donc les réels bénéfices socio-économiques que pourront observer les citoyens.

4. Budget aléatoire

4.1 Rappel

Rappelons tout d'abord la remarque faite au paragraphe §2 précédent :

Il est intéressant de noter qu'un projet motivé par une volonté européenne nécessite un financement national alors que la participation nationale au budget de l'Union européenne devrait y suffire.

4.2 Coût estimatif et financement

On peut lire au paragraphe 1.9 coût estimatif et financement

*« L'ensemble du projet, du poste de Gatika au poste de Cubnezais, a été estimé, lors du dépôt des demandes d'autorisations, à 1 950 M€. Néanmoins, la **situation actuelle liée au contexte international (hausse du coût des matières premières, de l'énergie, de l'inflation, dépréciation de l'euro face au dollar...), est susceptible d'engendrer une évolution potentiellement conséquente de cette estimation.** »*

Le coût estimatif de ce projet est déjà indiqué comme susceptible d'être impacté par la situation actuelle.

Ce paragraphe de l'étude d'impact omet de mentionner tous les points associés au financement du projet tels qu'indiqués dans la « Décision commune de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne » de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) de septembre 2017⁵.

⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000035666417>

4.2.1. Financement européen

Le financement européen était mentionné dans la délibération de la CRE de mai 2018⁶ qui faisait référence à une subvention européenne du MIE de 578 M€ et indiquait un coût global de 1.700 M€ chiffre différent de celui de 1.950 M€, indiqué à titre estimatif dans ce dossier d'enquête publique.

4.2.2. Autres coûts

Les coûts d'exploitation et de maintenance, les pertes sur le réseau, les bénéfices, gains en matière de sécurité du réseau, mentionnés dans la « Décision commune de répartition transfrontalière des coûts du projet Golfe de Gascogne »⁷ de septembre 2017, ne sont pas abordés

On pouvait y noter que Les coûts d'exploitation et de maintenance du projet sont estimés par les gestionnaires de réseau de transport à environ 10,2 M€/an.

Les estimations de pertes sur le réseau variaient de 2020 à 2030 de 15 à 20 M€ par an pour la France et de 15 à 35 M€ par an mais étaient qualifiées de difficiles à estimer précisément

5. Bilan carbone du projet

Aucun Bilan Carbone du projet n'est présenté alors qu'il est réputé comme devant réaliser des réductions de rejets de CO₂.

6. Conclusion

Le CADE exprime un avis négatif sur ce projet.

Un document soumis à enquête publique largement incomplet pour le citoyen à qui on demande un avis sur un projet qui ne concerne que des entités publiques pour lesquels il ne dispose pas de suffisamment d'information.

Les Collectivités locales ne sont pas sollicitées mais elles seront impactées par des variations de la TURPE 5 HTB

Il s'agit d'un projet européen dans le cadre du programme « 20230 Framework for Climate and Energy » datant de 2014 mais qui dénote actuellement dans le contexte international actuel.

⁶<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000037245962>

⁷<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000035666417>

Lors de sa genèse ce projet avait pour but de favoriser un marché mondial de l'énergie et la création d'un géant de l'énergie. Un tel projet est toujours d'actualité (voir XBID)⁸.

Il nous semble préférable de continuer de manière volontariste sur la piste des économies d'énergie pour diminuer une consommation stable à ce jour mais nécessitant des importations, et de continuer d'investir sur la piste du stockage électrique.

Le CADE renouvelle son souhait d'un arrêt progressif du nucléaire qui doit inciter à développer les énergies renouvelables en France sans dépendre des autres pays.

Il est par contre nécessaire d'augmenter les efforts en direction de l'autoconsommation basée sur des énergies renouvelables avec un minimum de réseau à étendre.

⁸ L'objectif du projet XBID est de créer un marché intrajournalier paneuropéen unique et interzonal en Europe. Les partenaires du projet sont les opérateurs européens du marché de l'électricité (NEMO), EPEX SPOT, GME, NordPool et OMIE et les gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'Europe du Nord-Ouest et de la Baltique.