

**Qu'espérer de grandes liaisons transfrontalières sous-marines ? A quel coût ?**

**Impact d'une liaison électrique sous-marine en courant continu entre Bretagne et Irlande vers 2025**

Jean-Pierre Pervès

Le marché de l'électricité européen est soumis à de profondes évolutions en raison d'un développement massif des énergies intermittentes et des contraintes imposées aux autres moyens de production par l'obligation d'achat de celles-ci. Le puissant lobby des énergies renouvelables et les pays les plus engagés dans ce développement (Allemagne, Danemark, Espagne par exemple), ainsi que les pays le plus susceptibles d'en tirer un bénéfice en raison de leurs ressources hydrauliques (Suisse, Autriche, Norvège), ont en conséquence engagé une action vigoureuse pour convaincre l'Europe de la nécessité d'engager un énorme programme d'investissements pour développer des réseaux haute tension transfrontaliers (figure 1), au prétexte de bénéficier du foisonnement<sup>1</sup> de ces énergies intermittentes. Or des études récentes montrent clairement les limites de ce foisonnement et de son intérêt pour ces réseaux<sup>2</sup> : les périodes fortement et faiblement venteuses sont souvent simultanées sur l'essentiel de l'Europe de l'Ouest et des longitudes similaires réduisent l'impact du foisonnement solaire.

La question de surproductions ou sous-productions se pose particulièrement pour les « péninsules » européennes telles que l'Italie, l'Espagne et les Iles britanniques, et un des projets de liaison concerne directement la France et sa péninsule bretonne. Il s'agirait d'un câble sous-marin de 600 km joignant le Finistère nord au sud l'Irlande, capable de transporter 700 MW en haute tension continue. Ce projet, présenté dans le « Schéma décennal de développement du réseau 2014 » que vient de publier RTE<sup>3</sup>, a été retenu le 14 octobre 2013 comme « projet d'intérêt commun » par l'Union Européenne dans le cadre de la législation communautaire sur les infrastructures dans le secteur de l'énergie. Il pourrait être réalisé à l'horizon 2025.

Aucune information pertinente sur ce projet n'a été mise à la disposition du public avant son inscription au Schéma décennal, qu'il s'agisse de son coût (l'examen d'autres projets laisse prévoir de 800 à 1000 millions €), du taux d'utilisation d'une telle ligne, et en conséquence de son impact sur le coût de l'électricité : c'est ce que, faute d'information officielle, nous allons tenter d'éclaircir dans une première approche.

---

<sup>1</sup> On appelle foisonnement la capacité qu'a une région de compenser un manque de production intermittente (éolienne ou solaire par exemple) dans une autre région soumise à un régime différent (de vent ou d'ensoleillement)

<sup>2</sup> « Électricité : intermittence et foisonnement des énergies renouvelables » : Techniques de l'ingénieur, octobre 2014 – H. FLOCARD, JP. PERVÈS, JP. HULOT

<sup>3</sup> RTE : réseau de transport de l'électricité, chargé de distribuer en France l'électricité à haute et moyenne tension

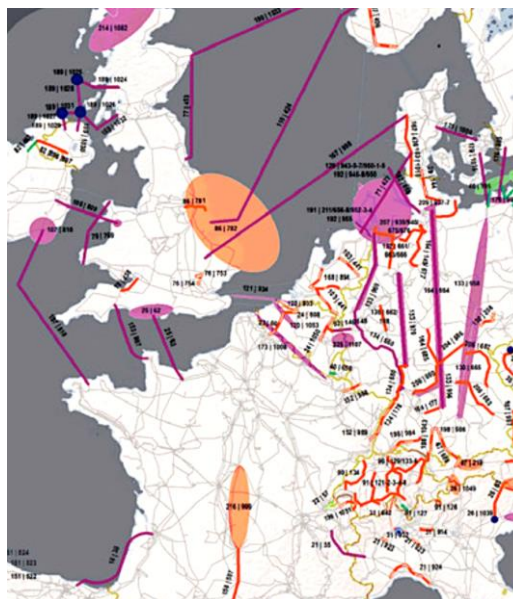


Fig. 1 : liaisons envisagées dans le cadre du programme européen d'extension des réseaux transfrontaliers

## 1. Situation actuelle de la production d'électricité en Bretagne et Irlande et projection 2025/2030<sup>4</sup>

### a. Bretagne

Les données actuelles et prévisionnelles sont les suivantes :

- Consommation totale d'électricité de la Bretagne en 2013 : 21700 GWh avec environ 3,7 GW de puissance crête.
- Puissance éolienne 782 MW fin 2013 et production de 1405 GWh avec un taux de charge de 21,2 % environ. L'éolien représente 6,5 % de la consommation, la Bretagne important du reste de la France 89% de ses besoins.
- Prévion de consommation en 2030 selon RTE : augmentation de 15% du nombre de ménages et consommation comprise selon les scénarios entre 22.000 et 25.000 GWh.
- puissance éolienne prévue vers 2025/2030 : 2250 MW soit 1750 MW on shore + 500 MW offshore<sup>5</sup> et production 4900 GWh

<sup>4</sup> Les puissances sont indiquées en MW ou GW (1 GW = 1000 MW = un milliard de watts) et les énergies en TWh (1 TWh = 1000 GWh = 1000 milliards de watt. Heure)

<sup>5</sup> Le Pacte Electrique Breton estime le gisement total ENR potentiel 2020 (éolien + solaire + biomasse + hydroliennes) à 2575 MW + 500 MW offshore

### **b. Irlande du Sud ou EIRE<sup>6</sup>**

Il ne sera tenu compte dans l'étude que de la République d'Irlande (EIRE) : en effet les échanges d'électricité sont insignifiants avec l'Irlande du Nord (80 GWh en 2013)<sup>7</sup>. On notera par ailleurs que l'EIRE importe déjà 2230 GWh de l'Angleterre

- Consommation totale 2013 : 26000 GWh (dont 2230 importés du Royaume Uni) avec 4.000 MW environ de puissance crête et une puissance installée de 9.000 MW.
- Puissance éolienne fin 2013 : 2190 MW (Fin 2013, l'EIRE avait le même niveau d'équipement éolien par personne que l'Allemagne).
- Production éolienne 2013 : 5000 GWh soit 19,2 % de la consommation.
- Projection de la puissance éolienne vers 2022/2025 : 3750 MW.
- Projection de production éolienne de l'Irlande du sud en 2022 : environ 8600 GWh, soit environ 30 % de la consommation.

### **2. Modélisation simplifiée des échanges en fonction des productibles constatés en 2013**

La modélisation précise de la quantité d'électricité transférée par la liaison sous-marine est très complexe : elle devrait prendre en compte des données locales incertaines et la multiplicité des liaisons transfrontalières dans les prévisions européennes, y compris entre l'Irlande et le Pays de Galle et entre l'Irlande du nord et l'Ecosse. Nous adopterons les hypothèses simplificatrices suivantes pour estimer les flux d'électricité dans la liaison Bretagne/Irlande:

- Pas de prise en compte du solaire, encore mal documenté dans ces régions. De toute façon il sera faible, l'hiver en particulier, et quasi simultané dans les deux territoires. Compte tenu de son importance en milieu de journée il pourrait apporter une contribution significative seulement en été et quelques heures par jour sachant qu'il y a moins de vent en été (ce qui compense partiellement cette approximation).
- Pas de prise en compte de l'Irlande du nord en raison de ses interconnexions avec l'Ecosse.
- Pas de prise en compte d'une exportation de l'EIRE vers le Pays de Galles et l'Angleterre, afin de maximiser les échanges vers la France et donc la rentabilité de la ligne.
- On suppose, conformément au discours régionaliste, que l'électricité intermittente est orientée préférentiellement vers un usage local, ce qui veut dire que :
  - si les puissances sont simultanément moyennes ou faibles il n'y a pas d'échanges entre les deux territoires,
  - lorsque la puissance produite est forte, il y a un niveau maximal autoconsommé localement, le reste étant susceptible d'être exporté dans la limite de la puissance transférable par la ligne, soit 700 MW. On fait une étude paramétrique en faisant varier les puissances maximales autoconsommées de 40% à 55 % des puissances installées dans chaque territoire, par pas de 5%.

---

<sup>6</sup> Données ENSTOE : Electricity system data of member TSOs' countries

<sup>7</sup> Irlande du nord : 626 MW +700 MW non encore opérationnels et production 1400 GWh soit 23% de la consommation

- la production d'électricité au-dessus du seuil de puissance autoconsommée<sup>8</sup> dans un territoire est envoyée vers l'autre seulement si la production de ce dernier n'est pas également supérieure à son seuil d'autoconsommation. Dans ce cas chaque territoire doit gérer sa propre surproduction d'une façon ou d'une autre (autres exportation ou limitation de la production).

On a fait varier la puissance maximale autoconsommée entre :

- 880 à 1210 MW pour 2200 MW de puissance éolienne installée en Bretagne, l'excédent étant exporté vers l'EIRE (et non le reste de la France afin de maximiser l'utilisation de la ligne).
- 1500 à 2050 MW pour 3750 MW de puissance éolienne installée en Irlande du sud, sans exportation vers l'Angleterre.

La Figure 2 présente les productions éoliennes des deux territoires, extrapolées à 2025 et au pas horaire, en supposant un régime de vents identique à celui de 2013.

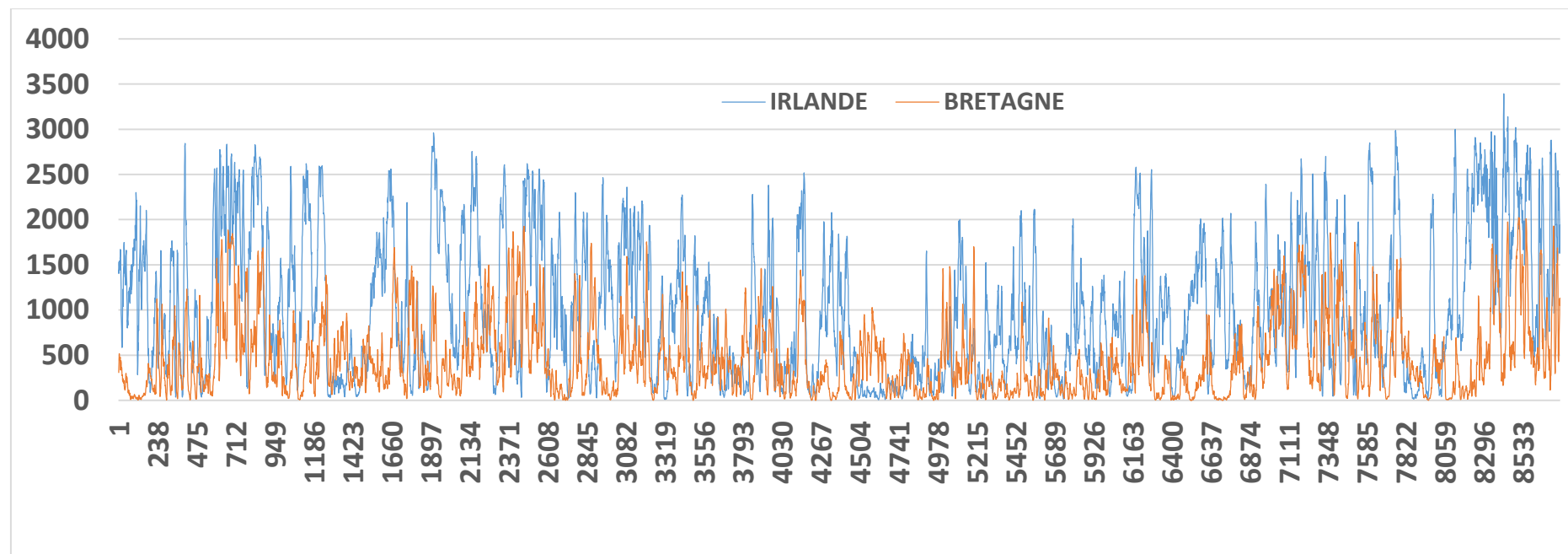


Figure 2 : Projection de l'évolution des puissances éoliennes en MW, au pas horaire, en Bretagne (en rouge) et en Irlande du sud (en bleu) au milieu des années 2020/2030, par extrapolation des productions réelles 2013

<sup>8</sup> La production d'énergie au-dessus de ces puissances seuil évolue de 10% à 17% quand le seuil diminue de 55 à 40% de la puissance crête

On note en observant en détail les productions des deux territoires qu'elles sont simultanément plus faibles en été, avec des variations plus brutales en Irlande. Concernant le foisonnement on observe une part significative de simultanités de production lors des périodes ventées, fig.3, et une simultanété plus marquée encore pendant les périodes peu ventées, fig. 4 (Les tracés prennent bien en compte le décalage horaire).

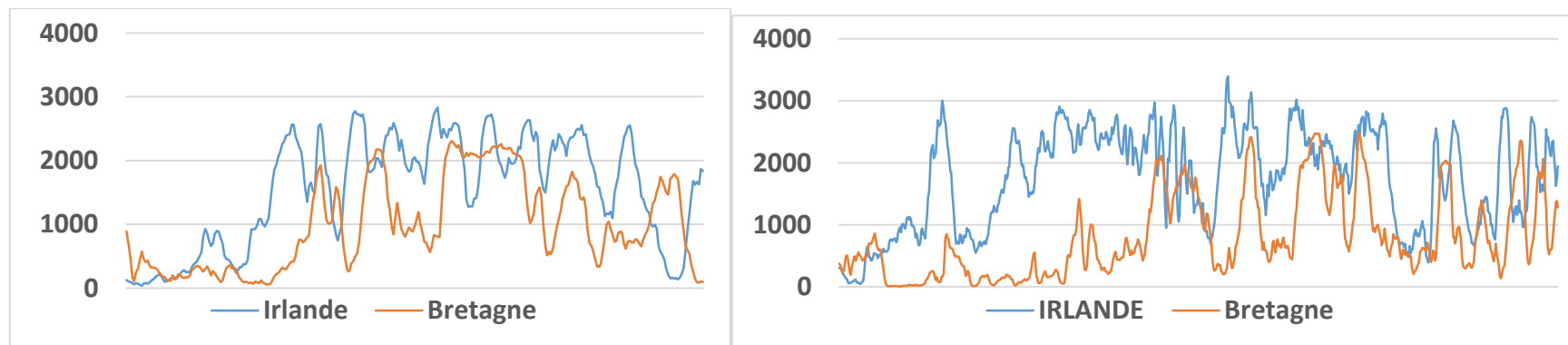


Fig. 3 : Impact du foisonnement dans des périodes ventées : puissances comparées en MW, au pas horaire, de l'éolien en Bretagne (en rouge) et en Irlande du Sud (en bleu) lors de deux mois d'hiver, extrapolées en fonction des productions réelles 2013, du 20 janvier au 2 février à gauche et en décembre à droite.

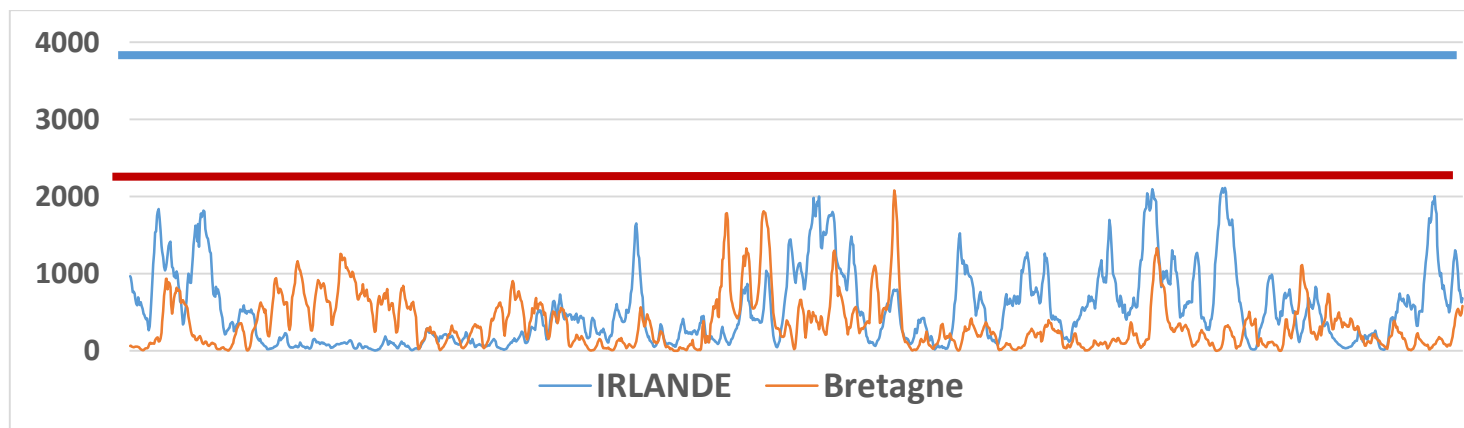
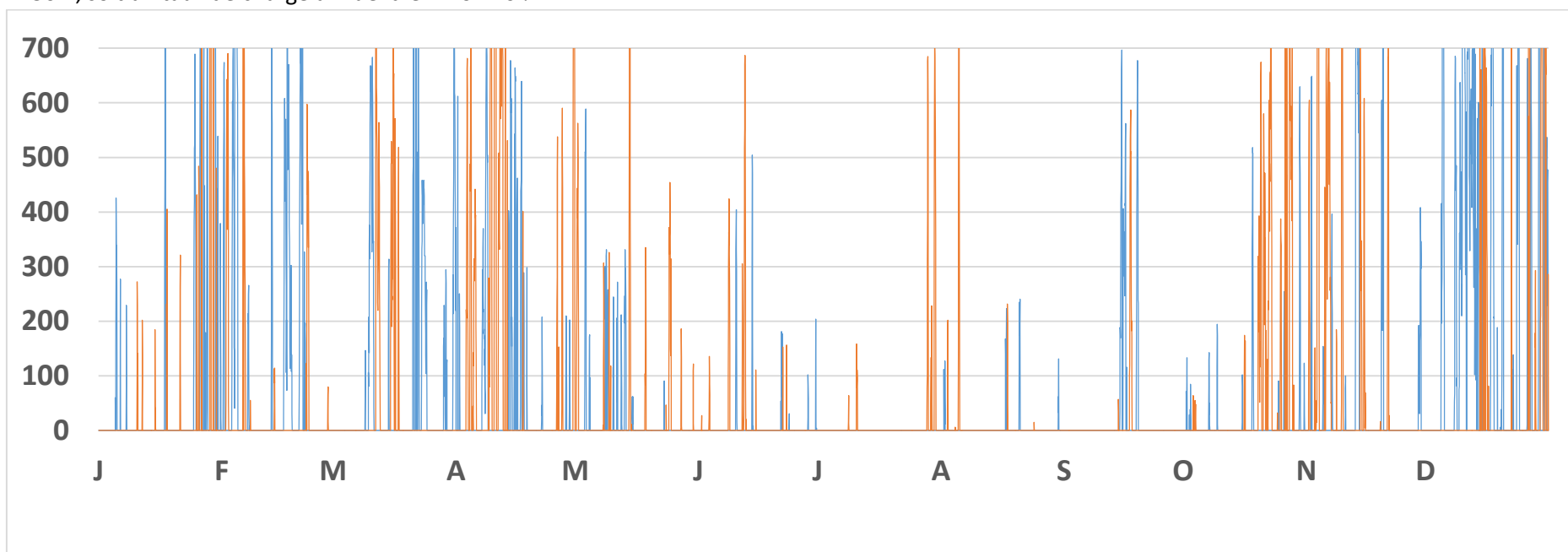


Fig. 4 : Impact du foisonnement lors de périodes peu ventées : puissances comparées en MW, au pas horaire, de l'éolien en Bretagne (en rouge) et en Irlande du Sud (en bleu) en été, extrapolées en fonction des productions réelles 2013 des mois de juillet et août : vent généralement faibles sauf quelques épisodes courts (puissances installées en 2013 : traits horizontaux)

### **3. Evaluations des échanges en fonction du seuil d'autoconsommation, en % de la puissance installée (voit tableau en annexe avec les résultats de 4 configurations, le seuil variant de 40 à 55% par pas de 5%)**

**Cas a : On suppose que les puissances autoconsommées sont au maximum de 1100 MW sur 2200 MW installés en Bretagne et de 1875 MW sur 3750 MW installés en Irlande du Sud, soit au maximum 50 % de la puissance installée<sup>9</sup>**

Il ressort de la Figure 4 que le fonctionnement de la ligne serait extrêmement haché, avec des fluctuations de puissance très marquées et des périodes prolongées d'inactivité. Les exportations de la Bretagne vers l'Irlande représenteraient 330 GWh, et de l'Irlande vers la Bretagne 400 GWh par an, soit 5,4 % de la production éolienne des deux territoires, et seulement 1,4 % de l'électricité qu'ils consomment annuellement. La durée d'utilisation de la ligne serait de 1750 h, soit un taux de charge annuel d'environ 20 %.



*Fig. 4 : Puissance échangée en MW vers 2025, au pas horaire, de la Bretagne à l'Irlande du Sud (en rouge) et entre l'Irlande du Sud et la Bretagne (en bleu) pour des seuils d'autoconsommation maximum fixés respectivement à 1000 et 2000 MW, soit 50% de la puissance installée*

<sup>9</sup> On a vérifié que la prise en compte de seuils différents en hiver et été n'a qu'une influence secondaire sur les productibles exportés dans les deux sens

**Cas b. On suppose que les puissances autoconsommées sont au maximum de 860 MW sur 2200 MW installés en Bretagne et de 1500 MW sur 3750 MW installés en Irlande du Sud, soit au maximum 40 % de la puissance installée : pour mieux utiliser la ligne, on réduit l'autoconsommation, ce qui n'est pas considéré comme « vertueux ».**

Selon la figure 5, le fonctionnement de la ligne serait toujours très haché. Les exportations de la Bretagne vers l'Irlande du Sud représenteraient maintenant 440 GWh, et celles de l'Irlande du Sud vers la Bretagne 760 GWh par an, soit 9 % de la production éolienne des deux territoires, et seulement 2.4 % de l'électricité qu'ils consomment annuellement. La durée d'utilisation de la ligne serait de 2700 h, soit un taux de charge annuel d'environ 28 %.

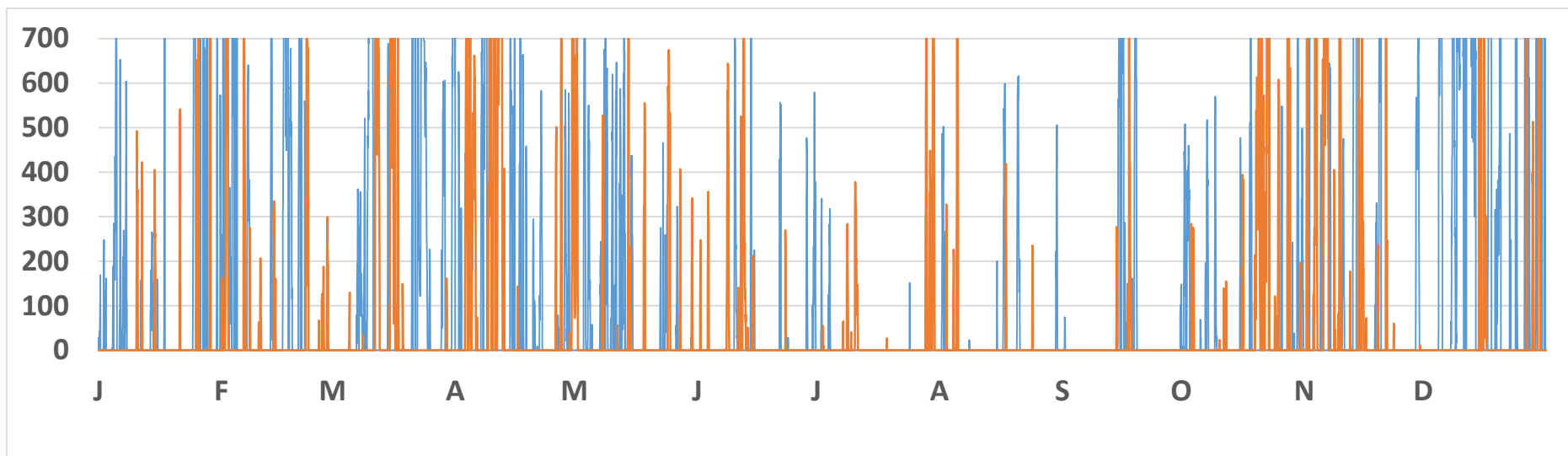


Fig. 5 : Puissance échangée en MW en 2025, au pas horaire, de la Bretagne vers l'Irlande du Sud (en rouge) et de l'Irlande du Sud vers la Bretagne (en bleu) pour des seuils d'autoconsommation fixés respectivement à 850 et 1500 MW, soit 40% de la puissance installée.

Pour conforter cette modélisation simplifiée, on peut observer la réalité des échanges actuels entre la France et l'Espagne. La capacité de l'interconnexion est de 1,4 GW et cette interconnexion a permis une exportation de l'Espagne vers la France de 4.880 GWh en 2013<sup>10</sup> pour une production éolienne de 55.400 GWh (19 % de la consommation totale de l'Espagne)<sup>11</sup>. Or cette exportation n'a représenté que 8,9 % de la production éolienne, celle-ci n'y ayant que partiellement contribué. Ce résultat, pour des puissances considérablement supérieures, est du même

<sup>10</sup> L'importation a été de 3171 GWh, très largement d'origine nucléaire

<sup>11</sup> L'Espagne dispose d'une situation beaucoup plus favorable que l'Irlande avec une puissance fossile surdimensionnée (47 GW) et une puissance hydraulique proche de celle de la France (19,3 GW).

ordre de grandeur que ce qui nous avons calculé pour la liaison Irlande du Sud-Bretagne dans les conditions du § 3 (cas a et b) ce qui indique que nos approximations sont acceptables et permettent une évaluation raisonnablement assurée<sup>12</sup>.

## **CONCLUSIONS**

Dans tous les cas les exportations d'énergie électrique éolienne dans chaque sens sont toujours inférieures à 10% de la production, sans même tenir compte des exportations possibles vers le Royaume Uni.

Les valeurs adoptées dans l'hypothèse du § 3 a (et figure 4) ci-dessus semblent les plus compatibles avec le discours régionaliste breton puisqu'elles correspondent à une politique de développement de l'éolien prioritairement à destination d'une consommation locale. Elles sont justifiées pour deux entités la Bretagne étant très sous équipée (elle importe massivement de l'électricité nucléaire du reste de la France), et l'Irlande mobilisant majoritairement sa puissance fossile.

On constate que:

- les échanges seront très faibles pendant 5 à 6 mois d'été,
- les échanges seront très irréguliers en hiver avec des variations brutales et parfois une saturation de la puissance de la ligne (700 MW) et des périodes prolongées sans échanges de quelques jours à plus d'une semaine,
- les gradients de puissance que devront supporter les réseaux seront très élevés, ce qui amplifiera la difficulté de gestion des moyens de production thermiques.

Le volume prévisible des échanges, environ 700 à 1000 GWh, correspond à un flux financier pour l'énergie transportée de 35 à 50 millions d'Euros par an (en supposant un prix moyen de marché 2013 inférieur à 50 €/MWh, qui est dès aujourd'hui une surestimation lorsque qu'il y a surproduction éolienne). Ce chiffre devrait être mis en regard de l'investissement prévisible pour cette ligne sous-marine de 600 km, incluant les postes énergie à terre et la liaison avec les réseaux nationaux. Celui-ci pourrait être d'environ 800 millions à 1 milliard €<sup>13</sup>. Le simple coût du transfert pourrait être du même ordre de grandeur que le prix de marché actuel du MWh.

---

<sup>12</sup> Sauf bien sûr, si derrière l'alibi d'un usage à fin d'équilibrage des productions renouvelables éoliennes se cache celui d'utiliser la ligne – et du côté français le réseau breton – pour faire transiter vers l'Irlande du Sud de l'électricité provenant d'une autre source, par exemple de centrales nucléaires françaises (et éventuellement des centrales à combustible fossile irlandaises dans l'autre sens).

<sup>13</sup> Le coût d'investissement n'est pas public à ce jour mais le coût annoncé d'une future liaison sous-marine entre la France et l'Espagne, pour une puissance de 2 GW et une longueur de 330 km, est de 1,6 milliards €



L'écrêtage de la puissance des parcs éoliens en cas de surproduction serait très certainement une solution beaucoup plus économique que le développement d'un réseau gigantesque et coûteux<sup>14</sup> (avec bien sûr la suppression de l'obligation d'achat qui n'est plus justifiée pour des technologies matures). Ces grands projets soutenus par l'Europe, et qui apparaissent comme de bouées de sauvetage pour des pays qui n'ont pas maîtrisé le développement de leurs énergies intermittentes, devraient faire l'objet d'études économiques sérieuses diffusées publiquement avant tout engagement.

**ANNEXE : EVOLUTION DES TRANSFERTS D'ELECTRICITE EOLIENNE  
EN FONCTION Des SEUILS DE PUISSANCE AUTOCONSOMMEE**

Seuil autoconsommation	4 0%		4 5%		5 0%		5 5%	
	<i>Bret --&gt; IRL</i>	<i>IRL --&gt; Bret</i>	<i>Bre--&gt; IRL</i>	<i>IRL --&gt; Bre</i>	<i>Bret --&gt; IRL</i>	<i>IRL --&gt; Bret</i>	<i>Bret --&gt; IRL</i>	<i>IRL --&gt; Bret</i>
<i>Flux d'électricité</i>								
Energie éolienne exportée en GWh	439	756	372	554	327	395	304	261
Fraction élec. éolienne exportée	8,9%	8,5%	7,5%	6,2%	6,6%	4,4%	6,1%	2,9%
Heures fonctionnement ligne h/an	975	1531	869	1212	773	986	763	783
Energie éolienne totale échangée GWh	1195		926		722		565	
Fraction tot. énergie éolienne échangée	17,3%		13,7%		11,0%		9,1%	
Nb. total heures fonctionnement ligne	2506		2081		1759		1546	

Seuil = % P installée autoconsommée: - La Bretagne consomme toute la puissance inférieure à x % de sa puissance installée 2200 MW  
- L'Irlande consomme toute la puissance inférieure à x % de sa puissance installée 3750 MW

<sup>14</sup> Un réseau haute tension sous-marin est de 8 à 10 fois plus coûteux qu'un réseau aérien terrestre