


# INVESTIR DANS LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES : DES BÉNÉFICES ÉCONOMIQUES IMMÉDIATS ET UN RÔLE CLEF DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



EXEMPLE DU PROJET AQUIND : UNE INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE  
ET L'ANGLETERRE, PRÊTE TECHNIQUEMENT ET SANS RECOURS À DES  
FINANCEMENTS PUBLICS

Etude économique

Juin 2020

A S T E R *è* S  
p r o d u c t e u r d ' i d é e s

# PRÉAMBULE

---

Le cabinet ASTERES a été mandaté par AQUIND pour mener une étude économique sur les interconnexions électriques dans la conjoncture de crise économique actuelle.

Les équipes d'ASTERES ont bénéficié d'une totale indépendance dans la conduite de cette étude. Les sources de l'ensemble des données utilisées sont disponibles dans l'étude.

La présente étude n'engage que ses rédacteurs, Louis ANICOTTE, Charles-Antoine SCHWERER et Nicolas BOUZOU. AQUIND ne saurait être tenu responsable des propos avancés par les économistes d'ASTERES.

# SOMMAIRE

---

## RÉSUMÉ EXÉCUTIF

### 1 LA RELANCE DE L'INVESTISSEMENT DOIT SAUVER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

- 1.1 La crise économique risque de provoquer une chute de l'investissement privé dans la transition énergétique
- 1.2 Une relance de l'investissement public comme privé est nécessaire pour réussir la transition énergétique

### 2 INVESTIR DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN PÉRIODE DE CRISE ÉCONOMIQUE AUGMENTE SON IMPACT ÉCONOMIQUE À COURT TERME

- 2.1 Investir dans la transition énergétique en période de crise décuple l'effet multiplicateur
- 2.2 Pour maximiser leur impact, les projets de long terme doivent être mis en œuvre rapidement

### 3 INVESTIR DANS LES INTERCONNEXIONS CRÉE DE LA VALEUR VIA LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

- 3.1 L'extension des interconnexions sera favorable à la balance commerciale
- 3.2 De nouvelles interconnexions augmenteront la compétitivité des renouvelables par rapport aux autres sources d'électricité

### 4 INVESTIR DANS DE NOUVELLES INTERCONNEXIONS SERA NÉCESSAIRE POUR ADAPTER LES RÉSEAUX À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

- 4.1 La transition énergétique favorise l'électricité en général et les énergies renouvelables en particulier
- 4.2 La transition énergétique nécessite le développement d'instruments de flexibilisation du réseau

4.3 Prévues à terme, de nouvelles interconnexions pourraient être construites maintenant

## 5 LE PROJET AQUIND DEVRAIT CRÉER DIRECTEMENT DE LA VALEUR POUR LA FRANCE ET PARTICIPER À LA RELANCE SANS COÛT POUR LES POUVOIRS PUBLICS

5.1 L'interconnexion Aquind créerait de la valeur en permettant la hausse des exportations vers le Royaume-Uni

5.2 L'interconnexion Aquind agirait comme un facilitateur de la transition énergétique

5.3 L'investissement d'Aquind aurait un effet bénéfique sur l'économie locale

# RÉSUMÉ EXÉCUTIF

---

A partir de 2030, la France va probablement devoir construire plus d'interconnexions électriques avec ses voisins afin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau. La volonté du gouvernement de tenir les objectifs de transition énergétique et les perspectives liées au stockage de l'électricité positionnent les interconnexions comme un outil clef de l'équilibre des réseaux nationaux.

La situation économique actuelle, liée à la crise sanitaire du Covid-19, nécessite de stimuler les investissements, publics comme privés. L'effet multiplicateur de l'investissement est aujourd'hui particulièrement élevé du fait de la conjoncture économique, notamment dans les infrastructures. Il convient d'avancer les investissements prévus pour plus tard, et de mener à bien les projets utiles et financés. Les interconnexions, facilitateurs de la transition vers les énergies renouvelables, constituent à ce titre un cas d'école pour un *Green Deal* post-crise.

Investir dès aujourd'hui dans des interconnexions avec certains pays, comme le Royaume-Uni, permet de créer de la valeur économique directe, *via* l'achat – vente d'électricité. La complémentarité des systèmes électriques permet ainsi de dégager un surplus économique. La France va exporter son électricité ce qui améliorera sa balance commerciale et réduira légèrement le coût du soutien aux énergies renouvelables. En sus de leur intérêt écologique à long-terme, les interconnexions ont un intérêt économique à court-terme.

Le projet d'interconnexion entre le Royaume-Uni et la France porté par Aquind constitue donc une occasion d'investir localement (en Normandie) avec un effet multiplicateur élevé dans une infrastructure qui permettra à la France d'exporter son électricité et de participer à équilibrer les réseaux. En outre, l'entreprise propose de financer intégralement l'investissement sur fonds privés, ce qui annule le risque collectif. L'argent mobilisé par cet investissement ne se substitue ainsi à aucun autre investissement potentiel.

---

## LES INTERCONNEXIONS ÉLECTRIQUES DEVRAIENT ÊTRE NÉCESSAIRES POUR ASSURER L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES À LONG-TERME

**D'ici à 2030, les investissements engagés par la France dans les interconnexions électriques devraient permettre de sécuriser le réseau pour accompagner la croissance des énergies renouvelables.** Le retard de la France en matière de capacités d'interconnexions a été souligné par l'OCDE dans son étude de 2019<sup>1</sup>. Ces retards seront comblés d'ici 2030, avec 2 milliards d'euros d'investissements programmés permettant de passer d'une capacité équivalente à 10% de la puissance installée en 2020 à 15% en 2030<sup>2</sup>. Cet accroissement renforcera la fiabilité du réseau pour une production d'électricité à 40% issue des énergies renouvelables (ENR) en 2030<sup>3</sup>.

**Après 2030, il est fort probable que de nouvelles interconnexions soient nécessaires à l'intégration sur le réseau de la production supplémentaire d'énergies renouvelables.** Le développement des interconnexions constitue un outil majeur pour atteindre en 2035 33 GW de capacité à l'export et 27

---

<sup>1</sup> OCDE, *France 2020*, p. 195 ([lien](#)).

<sup>2</sup> RTE, « les interconnexions », *Schéma décennal de développement du réseau*, édition 2019 ([lien](#)).

<sup>3</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie, avril 2020, p. 17 ([lien](#)).

GW à l'import<sup>4</sup>. Ces besoins pourraient être plus élevés à horizon 2050 surtout si une plus forte décroissance du nucléaire était décidée après 2035. Dans le détail, l'impératif de construire de nouvelles interconnexions dépend des progrès des technologies de stockage d'électricité, notamment le *power-to-gaz*. A ce jour, cette technologie implique un taux de perte et de 75%<sup>5</sup> pour un coût prohibitif : 250 €/MWh<sup>6</sup>. Les ambitions fixées par le Gouvernement dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), 1 à 10 MW de démonstrateurs en 2023 et de 10 à 100 MW en 2028<sup>7</sup>, semblent insuffisantes pour construire une capacité industrielle mature. En particulier eu égard à la puissance actuelle des démonstrateurs<sup>8</sup>.

## INVESTIR DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN PÉRIODE DE CRISE PERMET D'AUGMENTER L'IMPACT ÉCONOMIQUE A COURT-TERME

**A court terme, la récession économique va faire chuter l'investissement privé, notamment dans la transition énergétique.** La crise économique consécutive à la pandémie de Covid-19 entraînera une récession inédite, de 8% au minimum<sup>9</sup>. L'investissement des entreprises devrait baisser de 17% et la consommation des ménages de 10%<sup>10</sup>. L'inquiétude est de mise sur l'investissement des entreprises à long-terme, en particulier dans la transition énergétique<sup>11</sup>. Après la crise de 2008, les investissements écologiques avaient soufferts de la faible demande d'électricité et de la baisse des énergies fossiles<sup>12</sup>. Avant la crise du Covid-19, l'atteinte des objectifs fixés par la Stratégie nationale bas carbone nécessitait 51 milliards d'euros d'investissements par an jusqu'en 2023 dont 19 milliards portés par la puissance publique. Entre 2023 et 2028, ce besoin était de 76 milliards d'euros par an, dont 27 milliards d'euros de soutien public<sup>13</sup>. La baisse de l'investissement privé consécutif à la crise économique va probablement nécessiter une hausse de l'investissement public.

**La mise en œuvre d'un plan d'investissement public dans la transition énergétique constitue un levier d'action à la fois économique et climatique<sup>14</sup>.** L'effet recherché est de créer un entraînement sur l'économie et de démultiplier l'investissement privé. Cet effet levier varie selon les secteurs. A titre d'exemple, dans la rénovation thermique des logements, 1 € d'aide publique permet d'entraîner 5,5 € d'investissement des ménages<sup>15</sup>. Dans les infrastructures de transport urbain, 1 € de dépense publique engendre 1,4 € de dépense privée.

---

<sup>4</sup> RTE, « les interconnexions », *Schéma décennal de développement du réseau*, édition 2019 ([lien](#)).

<sup>5</sup> ADEME, *Rendement de la chaîne hydrogène*, janvier 2020 ([lien](#)).

<sup>6</sup> RTE, *La transition vers un hydrogène bas carbone*, janvier 2020, p. 20 ([lien](#)).

<sup>7</sup> Art. 5 du décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ([lien](#)).

<sup>8</sup> Baringa pour Aquind, *Interconnexions France – Angleterre*, 2020.

<sup>9</sup> Projet de loi de finances rectificatives (2), 16 avril 2020 ([lien](#)).

<sup>10</sup> *Ibid.*

<sup>11</sup> Patrick Artus, « Comment financer les investissements à long terme si les entreprises conservent un objectif très élevé de rentabilité du capital ? » *Flash Economie*, Natixis, 7 avril 2020 ([lien](#)).

<sup>12</sup> Dr. Fatih Birol, « What the 2008 financial crisis can teach us about designing stimulus packages today », Agence internationale de l'énergie, 19 avril 2020 ([lien](#)).

<sup>13</sup> *Ibid.* p. 6.

<sup>14</sup> Hadrien Hainaut, Maxile Ledez, Quentin Perrier, Benoît Leguet, Patrice Geoffron, *Investir en faveur du climat contribuera à la sortie de crise*, avril 2020, ([lien](#)).

<sup>15</sup> Effet levier calculé à partir de *Ibid.*

**Conduire dès aujourd’hui des investissements nécessaires à long-terme permet d’augmenter considérablement leur effet multiplicateur.** Actuellement, l’effet multiplicateur de l’investissement tous secteurs confondus est supérieur à 2,3<sup>16</sup>. Un stimulus de 24 milliards d’euros, soit 1% du PIB, générerait un surplus de 56 milliards d’euros à court terme. La situation actuelle concentre les facteurs renforçant l’efficacité de l’investissement : l’écart entre la croissance potentielle et effective est extrêmement élevé, les taux d’intérêts sont très faibles, la politique monétaire ne peut plus relancer la croissance et le choc économique affecte toutes les économies du monde. A l’inverse, attendre que l’économie soit en haut de cycle pour conduire des investissements nécessaires équivaut à une lourde perte. En phase d’expansion, la croissance du PIB générée par 1% d’investissements supplémentaires est proche de 1%<sup>17</sup>. Dans cette perspective, la mise en œuvre immédiate de projets prêts et financés constitue une opportunité stratégique<sup>18</sup>.

## LES INTERCONNEXIONS PRODUISENT UN SURPLUS ÉCONOMIQUE SUR LE MARCHÉ DE L’ÉLECTRICITÉ

**Etendre dès aujourd’hui les capacités d’interconnexions vers certains pays comme le Royaume-Uni permettrait d’augmenter les exportations d’électricité de la France.** L’installation d’une interconnexion bénéficie schématiquement aux producteurs des pays exportateurs, aux consommateurs des pays importateurs et aux opérateurs d’interconnexion. A la marge, les interconnexions permettent aussi de réduire les dépenses publiques de soutien aux énergies renouvelables en France. Si la construction d’interconnexions sera probablement un impératif climatique après 2030, d’ici là, cela constitue un outil de création de valeur économique, *via* les prix de l’énergie.

- Les exportations françaises augmenteraient en cas d’interconnexions avec des pays ayant des mix énergétiques compatibles et des prix de l’électricité plus élevés. Au Royaume-Uni par exemple, les besoins d’importations nets d’électricité augmenteront jusqu’en 2025 avant de diminuer légèrement et de se stabiliser, pour repartir à la hausse jusqu’en 2033<sup>19</sup>. Pour sa part, la France devrait produire 630 TWh d’électricité en 2028<sup>20</sup>, avec une consommation intérieure se stabilisant autour de 426 TWh<sup>21</sup>, soit un potentiel d’exportations brutes de plus de 200 TWh. Et le prix en France est bien inférieur au prix au Royaume-Uni, même durant les pics de demande (15% au T4 2019)<sup>22</sup>. La hausse des exportations constitue le levier central de création de valeur par les interconnexions pour l’économie française.

---

<sup>16</sup> Coefficient calculé à partir de la synthèse de 6 études présentée dans la publication de l’OFCE précitée.

<sup>17</sup> Xavier Ragot, Francesco Saraceno *et al.*, « Investissement public, capital public et croissance », OFCE, Sciences Po, 2016 ([lien](#)).

<sup>18</sup> Dr. Fatih Birol, « What the 2008 financial crisis can teach us about designing stimulus packages today », Agence internationale de l’énergie, 19 avril 2020 ([lien](#)).

<sup>19</sup> Department for Business, Energy and Industrial Strategy, *Updated Energy and Emissions Projections 2018*, April 2019 ([lien](#)).

<sup>20</sup> Programmation pluriannuelle de l’énergie, avril 2020, p. 158 ([lien](#)).

<sup>21</sup> *Ibid.*, p. 110 ([lien](#)).

<sup>22</sup> Quarterly Report on European Electricity Markets, Market observatory for Energy, DG Energy, p. 11 ([lien](#)).



- En complément, la hausse des exportations françaises implique une légère hausse des prix de gros de l'électricité<sup>23</sup> et donc une baisse du complément de rémunération versé par l'Etat aux producteurs d'énergies renouvelables. Une hausse des prix de 1 €/MWh ferait économiser 979 millions d'euros aux finances publiques, au seul titre des engagements déjà souscrits, hors prise en compte des futurs appels d'offres<sup>24</sup>. En outre, les interconnexions créent aussi de la valeur par la sécurisation des approvisionnements.

## LE PROJET AQUIND DEVRAIT CRÉER DIRECTEMENT DE LA VALEUR POUR LA FRANCE ET PARTICIPER À LA RELANCE SANS COÛT POUR LES POUVOIRS PUBLICS

**L'entreprise Aquind propose de relever la capacité d'interconnexion entre le Royaume-Uni et la France à 6 GW d'ici la fin de l'année 2023**, ce qui pourrait représenter 16 TWh d'échanges supplémentaire d'électricité par an. Les 2 GW du projet Aquind viendraient s'ajouter à la capacité actuelle de 2 GW et au 2 GW des projets IFA2 et Eleclink, en cours de mise en œuvre. Cette interconnexion doit permettre d'augmenter les capacités d'échange d'électricité au niveau optimal entre les deux pays, de créer 340 emplois en France à court-terme et de le faire *via* des financements privés, sans risque pour la collectivité.

- **Le rythme de développement du stockage d'électricité et la structure de coût du projet invitent à considérer l'intérêt économique pour la France de 2 GW supplémentaire de connexion avec le Royaume-Uni.** Un travail commandé par la CRE en 2019 a conclu que la valeur actualisée des gains pour le surplus collectif d'1 GW de connexion avec le Royaume-Uni était située entre 600 et 1 200 M€ selon les hypothèses<sup>25</sup>. En d'autres termes, un projet qui fait porter sur la collectivité un coût inférieur à ce montant crée directement de la valeur en France par les échanges d'électricité. Les hypothèses sur la production d'hydrogène pour le stockage et la consommation industrielle semblent surévaluées<sup>26</sup>. La consommation d'électricité projetée en France est donc trop élevée et la valeur créée par l'interconnexion sous-évaluée. Le coût total estimé (CAPEX, OPEX et pertes) de l'interconnexion portée par Aquind s'élève à 900 M€ par GW, soit la valeur créée pour la France dans le scénario « Plans Nationaux » (correspondant à la PPE), lui-même très ambitieux sur le stockage. La prise en compte de la sécurité d'approvisionnement équivaldrait en outre à 200 M€ de bénéfices supplémentaires par GW d'interconnexion<sup>27</sup>.
- **Les dépenses de construction en Normandie participeront à la relance économique en créant de l'emploi local puis en générant des recettes fiscales.** Au cours de la phase de

---

<sup>23</sup> Jean-Philippe Paul, Jean-Yves Bourmaud, « L'allocation des interconnexions par RTE : état des lieux et perspectives », *Journal sur l'enseignement des sciences et technologies de l'information et des systèmes*, 2006, ([lien](#)).

<sup>24</sup> Rapport du Comité de gestion des charges du service public de l'électricité, 2019, p. 31 ([lien](#)).

<sup>25</sup> Artélyls, *Détermination d'une capacité cible d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni*, juillet 2019, p. 29 ([lien](#)).

<sup>26</sup> Asterès : le détail des calculs sera fourni dans l'étude complète. Les hypothèses de capacités installées sont de 9 GW en 2030 et 12 GW en 2040, ce qui semble impossible avec la puissance des démonstrateurs qui devraient être installés suivant la trajectoire de la PPE.

<sup>27</sup> Baringa pour Aquind, données transmises aux autorités à partir des analyses TRACTABEL et TYNDP 2018.

travaux, ce sont 230 M€ qui devraient être dépensés en France. Dans la construction, 250 emplois seront créés localement pour une durée de 2,5 années. Les travaux publics constituent l'un des secteurs où l'effet multiplicateur est le plus fort<sup>28</sup>. L'effet induit par la consommation de ces employés devrait créer 90 emplois supplémentaires<sup>29</sup>. L'effet indirect des commandes de matériaux dépendra de la proportion de fournisseurs français. Les revenus fiscaux générés directement par le projet pour les collectivités locales devraient dépasser 5 M€ par an<sup>30</sup>.

- **Le statut d'exemption demandé par Aquind permet de faire porter l'intégralité du risque du projet sur des acteurs privés, et pas sur les consommateurs finaux d'électricité.** Aquind vise l'obtention du statut d'exemption du cadre réglementaire prévu par le droit européen, ce qui signifie que l'intégralité des risques d'investissement et d'exploitation seraient supportés par l'opérateur, sans aucun financement public<sup>31</sup>. Les services fournis par Aquind ne seraient pas soumis aux tarifs régulés d'utilisation du réseau. Dans l'hypothèse où les capacités seraient sous-utilisées, le porteur de projet subirait seul les pertes et les consommateurs finals d'électricité ne seraient pas mis à contribution<sup>32</sup>. Dans l'hypothèse inverse, la plus probable au regard des orientations actuelles, le surplus généré serait capté par Aquind et par les consommateurs sous certaines conditions. L'interconnexion permet donc de se préparer au besoin d'équilibre du réseau après 2030, d'investir aujourd'hui sur fonds privés afin de stimuler l'économie locale, et d'engendrer, *via* le marché de l'électricité, soit surplus partagé soit une perte privée.

---

<sup>28</sup> Xavier Ragot, Francesco Saraceno *et al.*, « Investissement public, capital public et croissance », OFCE, Sciences Po, 2016 ([lien](#)).

<sup>29</sup> Asterès : modèle d'impact emplois.

<sup>30</sup> FTI pour Aquind, données transmises aux autorités dans *Interconnexion France – Angleterre, Un projet mature et d'intérêt général*, 2020.

<sup>31</sup> Règlement (CE) No 714/2009 du Parlement Européen et du conseil du 13 juillet 2009.

<sup>32</sup> A. Gauthier, *Eleclink : Shedding some light on a key European project*, 2019.

LA RELANCE DE  
L'INVESTISSEMENT DOIT  
SAUVER LA TRANSITION  
ÉNERGÉTIQUE



---

La crise économique menace l'atteinte des objectifs de transition énergétique. A la suite du Covid-19, l'investissement privé chute et les prix du pétrole sont en forte baisse. La conjoncture désincite les investissements privés dans la transition énergétique, en particulier dans la mobilité électrique, la rénovation thermique et les secteurs non-régulés. Une intervention publique renforcée sera nécessaire pour produire un effet d'entraînement sur le secteur privé permettant d'atteindre les objectifs climatiques.

---

## 1.1 LA CRISE ÉCONOMIQUE RISQUE DE PROVOQUER UNE CHUTE DE L'INVESTISSEMENT PRIVÉ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

### 1.1.1 LE CHOC CRÉÉ PAR LE CORONAVIRUS COMPROMET LA CAPACITÉ DU SECTEUR PRIVÉ À OPÉRER DES INVESTISSEMENTS DE LONG TERME DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

**La récession provoquée par le coronavirus se répercutera sur les capacités des ménages et des entreprises à investir, en particulier sur le long terme.** Les mesures de confinement provoquent la plus grave dépression économique depuis la deuxième guerre mondiale. Au premier trimestre 2020, le PIB a reculé de 5,8%<sup>33</sup>. En rythme annuel, la baisse de la production serait de 11,0% au minimum<sup>34</sup> et les projections d'Asterès tablent sur -15%. Face à une baisse de la croissance, la chute de l'investissement est plus forte encore, en particulier lorsque les porteurs de projet font face à un événement imprévu et d'ampleur systémique :

- **Les entreprises perdent leur capacité à se projeter à long terme en raison des bouleversements du marché.** La crise du coronavirus et les mesures de confinement qui en résultent sont un événement imprévu, brutal et soudain, un « cygne noir » selon l'expression de l'essayiste et statisticien Nassim Taleb<sup>35</sup>. Cet événement provoque un affaissement des anticipations de revenus des entreprises et multiplie leur aversion au risque. L'incertitude générée bloque les projets d'investissement, en particulier les investissements de long terme puisque le modèle financier des entreprises impose une rentabilité élevée du capital investi<sup>36</sup>.

---

<sup>33</sup> INSEE, 30 avril 2020 ([lien](#)).

<sup>34</sup> Projet de loi de finances rectificatives (2), 16 avril 2020 ([lien](#)).

<sup>35</sup> Nassim Nicholas Taleb, *The Black Swan: the impact of the highly improbable*, 2007.

<sup>36</sup> Patrick Artus, « Comment financer les investissements à long terme si les entreprises conservent un objectif très élevé de rentabilité du capital ? » *Flash Economie*, Natixis, 7 avril 2020 ([lien](#)).

En 2020, l'investissement des entreprises privées pourrait chuter de 17%<sup>37</sup>. Dans le contexte d'incertitude sur les revenus futurs, les entreprises doivent effectuer des arbitrages sur leurs dépenses au risque d'annuler plusieurs projets en développement. Selon une enquête Rexecode, quasiment les trois quarts des entreprises ont effectué un report des dépenses d'investissement ou l'envisagent<sup>38</sup>.

- **Les ménages privilégient l'épargne de précaution par crainte des conséquences de la conjoncture sur leurs revenus futurs ainsi que sur le niveau des prélèvements obligatoires.** La consommation et l'investissement des ménages sont légèrement moins sensibles que l'investissement des entreprises. Pour autant, la crise affecte la demande anticipée en raison de l'incertitude qui pèse sur les revenus futurs selon la théorie générale de John Maynard Keynes<sup>39</sup>. Lorsqu'elles aboutissent à une forte hausse de la dépense publique et à une dégradation du solde public, la consommation et l'investissement des ménages sont comprimés par « l'effet ricardien », c'est-à-dire par la hausse de l'épargne de précaution pour faire face à l'incertitude marquée par une perspective de hausse des prélèvements obligatoires<sup>40</sup>. Selon une étude de l'OCDE, une dégradation de 1 point du solde public se solde par une hausse de 0,4 point de l'épargne privée<sup>41</sup>. L'« épargne forcée » constituée par huit semaines de confinement atteindrait 55 milliards d'euros selon l'Observatoire français des conjonctures économiques (OFCE)<sup>42</sup>. Au sortir du confinement, le taux d'épargne des ménages devrait rester élevé.

## 1.1.2 LA CHUTE DES PRIX DES ÉNERGIES FOSSILES ET DES QUOTAS CARBONE RÉDUIT L'INTÉRÊT ÉCONOMIQUE DES TECHNOLOGIES DÉCARBONÉES

**La crise économique a fait chuter le prix des énergies fossiles et des quotas de carbone, réduisant ainsi l'incitation à investir dans la transition énergétique.** La baisse du prix des énergies fossiles et des quotas carbone réduit de fait la compétitivité des technologies et les équipements bas carbone. Hormis pour les ENR, dont les prix de vente sont assurés par les pouvoirs publics, les investissements écologiques ont perdu en rentabilité avec la crise économique.

- **La crise économique couplée à des tensions géopolitiques a entraîné une chute brutale des prix du pétrole.** Le prix du baril est ainsi passé de près de 86 dollars en octobre 2018 à 22 dollars fin avril 2020<sup>43</sup>. Cette chute réduit l'intérêt de certains investissements écologiques comme la rénovation thermique des bâtiments, la mobilité électrique ou encore l'ensemble des politiques de réduction de la consommation d'énergie carbonée. Concernant les ENR, les soutiens publics vont augmenter pour aligner le prix sur le reste du marché de l'électricité. Le point d'équilibre, où les ENR seront compétitives-coût sans subventions, recule dans le temps.

---

<sup>37</sup> Projet de loi de finances rectificatives (2), 16 avril 2020 ([lien](#)).

<sup>38</sup> Rexecode, « Coronavirus : quelles conséquences sur les liquidités, les financements, les investissements ? Ce qu'en disent les trésoriers des grandes entreprises et ETI ».

<sup>39</sup> John Maynard Keynes, *Théorie générale de l'emploi, de l'intérêt et de la monnaie* ([lien](#)).

<sup>40</sup> Robert Baro, « Are Government Bonds Net Wealth », *Journal of Political Economy*, 1974, pp. 1095-1117 ([lien](#)).

<sup>41</sup> Oliver Röhn, « New Evidence on the Private Saving Offset and Ricardian Equivalence », *OECD Economics Department Working Papers*, n°762, 2010 ([lien](#)).

<sup>42</sup> OFCE, Sciences Po, « Évaluation au 20 avril 2020 de l'impact économique de la pandémie de COVID-19 et des mesures de confinement en France », *OFCE policy brief*, 20 avril 2020 ([lien](#)).

<sup>43</sup> Données Boursorama ([lien](#)).

- **La baisse de la production industrielle émettrice de gaz carbonique exerce une pression à la baisse du prix de la tonne de carbone échangée dans la cadre du Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE).** Ainsi, les prix sont passés en dessous de 20€/tonne en mai 2020 contre 30€/tonne au mois d'août 2019. Or l'atteinte des objectifs fixés par l'Accord de Paris nécessite un prix de la tonne de carbone compris entre 40 et 80 dollars en 2020 et entre 50 et 100 dollars en 2030<sup>44</sup>. Et l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 nécessite un prix de la tonne de carbone de 87 euros en 2020 et de 250 euros en 2030<sup>45</sup>. La baisse des prix du carbone diminue l'avantage comparatif des investissements écologiques, ce qui nuit à la transition.

### 1.1.3 LA CRISE INTERVIENT ALORS QUE LES BESOINS D'INVESTISSEMENT NE CESSENT DE CROÎTRE

**Les signaux défavorables à l'investissement interviennent alors que les besoins sont fortement croissants sur la période courant de 2020 à 2028.** L'atteinte des objectifs fixés par la SNBC nécessitera des investissements élevés, hors prise en compte de l'effet de la crise et hors éventuel plan de relance. Les principaux postes de dépense concernent la rénovation des bâtiments, le déploiement des ENR ainsi que la modernisation des réseaux de transport de voyageurs. Les dépenses seront supportées à la fois par les collectivités publiques (État, agences, banques publiques) et le secteur privé (ménages, entreprises, banques privées). Au total, les besoins d'investissements référencés s'élèvent à 53 milliards d'euros par an entre 2020 et 2023 et à 78 milliards d'euros par an entre 2024 et 2028 :

- **La rénovation des bâtiments requiert 19 milliards d'euros d'investissements par an entre 2020 et 2023 et de 28 milliards d'euros par an entre 2024 et 2028<sup>46</sup>.** Sur cette somme, 17% serait supportés par les collectivités publiques et 83% par les investisseurs privés. Les bâtiments concernés sont les logements des ménages mais aussi l'immobilier tertiaire possédé par les entreprises et les administrations publiques. La part de l'investissement assumée par le privé et l'influence des prix du fioul et du gaz met particulièrement le secteur à risque : les ménages et les entreprises seront incités par la crise à réduire leurs dépenses quand la rentabilité de la rénovation s'affaiblira pour les bâtiments chauffés aux énergies fossiles.
- **Le déploiement des ENR représente 14 milliards d'euros d'investissements par an entre 2020 et 2023 puis 19 milliards d'euros entre 2024 et 2028<sup>47</sup>.** Les besoins d'investissements se partagent entre 60% pour les collectivités publiques et 40% pour le privé. Sur la période de 2024-2028, la part supportée par la puissance publique diminuera à 53% en raison des gains de compétitivité des ENR. Le solaire photovoltaïque ainsi que l'éolien classique ou en mer sont les premiers postes de dépenses. La crise pourrait affecter les capacités de financement des

<sup>44</sup> Joseph Stiglitz, Nicholas Stern *et al.*, *Rapport de la commission de haut niveau sur les prix du carbone*, 2017, p. 4 ([lien](#)).

<sup>45</sup> Alain Quinet *et al.*, France Stratégie, *La valeur de l'action pour le climat – Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, 2019, p.32, ([lien](#)).

<sup>46</sup> Hadrien Hainaut, Maxime Ledez, Quentin Perrier, Benoît Leguet, Patrice Geoffron, I4CE, *Investir en faveur du climat contribuera à la sortie de crise*, avril 2020, ([lien](#)).

<sup>47</sup> *Ibid.*

entreprises et met à risque les productions d'ENR dont les contrats de complément de rémunération sont déjà arrivés ou arrivent à échéance.

- **La modernisation des infrastructures de transport suppose 12 milliards d'euros de dépenses par an entre 2020 et 2023 puis 11 milliards d'euros entre 2024 et 2028<sup>48</sup>.** 56% des montants seront du ressort de la puissance publique et 44% du secteur privé. Cette modernisation concerne le transport urbain ainsi que les infrastructures ferroviaires. L'impact de la crise dépendra des politiques d'investissement public et de la situation financière des acteurs privés du secteur.
- **L'équipement des ménages en véhicules électriques et en véhicules à faible émission nécessitera 6 Mds € par an d'ici 2023 puis 19 Mds € par d'ici 2028.** L'investissement sera en immense majorité porté par le secteur privé (à hauteur de 83%). En 2030, le nombre de véhicules électriques nécessaires pour tenir les objectifs de la PPE 2016 est de 4,4 millions<sup>49</sup> contre 200 000 en 2019<sup>50</sup>. L'équipement en véhicules électrique risque de puissamment pâtir de la crise économique actuelle avec un double-effet : baisse de l'investissement des ménages et baisse de la rentabilité du passage de l'essence à l'électrique. Conscient du phénomène, le gouvernement français a annoncé un plan de soutien à la demande.
- **La montée en puissance des énergies renouvelables d'ici 2028 ne pourra s'accomplir sans l'adaptation du réseau intérieur de transport d'électricité, représentant un coût de 2 milliards d'euros par an jusqu'en 2035, en plus de l'investissement dans le réseau de distribution auquel les producteurs d'ENR sont rattachés<sup>51</sup>.** Le raccordement des centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques à grande échelle fonctionne *via* des lignes à très haute tension (225 à 400 kv), tandis que le raccordement des ENR nécessite l'installation de lignes de moindre ampleur (63 à 225 kv)<sup>52</sup>. Les investissements prévus à cette fin s'élèvent à 2 milliards d'euros par an jusqu'en 2035, dont 500 millions d'euros pour les seules éoliennes en mer<sup>53</sup>, soit un investissement total de 30 milliards d'euros. A l'échelle européenne, l'extension du réseau représentera plus de 11 milliards d'euros d'investissements par an jusqu'en 2030<sup>54</sup>, soit 110 milliards d'euros au total. L'intégralité de ces dépenses sont supportées par les gestionnaires de réseau, dont l'investissement est compensé par l'application d'un tarif d'utilisation payé par les consommateurs, et ne devraient pas directement pâtir de la crise.

---

<sup>48</sup> *Ibid.*

<sup>49</sup> Marie Chéron et Abrial Gilbert-d'Halluin, Le véhicule électrique dans la transition écologique en France, 2016, p.4

<sup>50</sup> Avere, Baromètre de la mobilité électrique, 2019.

<sup>51</sup> Plan national intégré énergie-climat de la France, 2020, p.261 ([lien](#))

<sup>52</sup> CRE, « présentation des réseaux d'électricité » ([lien](#)).

<sup>53</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie, p. 219 ([lien](#)).

<sup>54</sup> ENTSOE : « Connecting Europe : electricity », *Network Development Plan 2018*, p. 2 ([lien](#)).



## 1.2 UNE RELANCE DE L'INVESTISSEMENT PUBLIC COMME PRIVÉ EST NÉCESSAIRE POUR RÉUSSIR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

### 1.2.1 POUR RÉPONDRE AUX EXIGENCES DE TRANSITION, LES POUVOIRS PUBLICS PRÉPARENT DES PLANS DE RELANCE

**Un soutien public supplémentaire français et européen sera nécessaire pour pallier la baisse de l'investissement privé dans la transition énergétique.** Les effets désincitatifs de la crise diminueront la part supportée par les acteurs privés dans la transition énergétique. La coordination entre le niveau européen et le niveau national sera essentiel à la réussite de la relance :

- **Le programme européen devrait s'inscrire dans le cadre du « Pacte vert pour l'Europe » (*European Green Deal*).** Ce pacte contient un volet investissements publics dénommé « Mécanisme pour une transition juste » d'un total de 100 milliards d'euros sur la période 2021-2027<sup>55</sup>. Le financement de ces actions repose à la fois sur le budget européen, sur les bénéfices tirés de la vente des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> ainsi que sur l'intervention de la Banque européenne d'investissements. Le Pacte vert n'est pas seulement un plan d'investissements mais aussi un ensemble de propositions législatives visant à débloquer et favoriser les investissements privés.
- **Le plan français devrait avant tout chercher à combler la baisse d'investissement du secteur privé.** La rénovation des bâtiments serait le secteur le plus concerné en raison du poids du secteur privé dans le financement. Ainsi, en prenant pour hypothèse une baisse de l'investissement des ménages de 14%<sup>56</sup>, les investissements publics nécessaires dans le secteur seraient de 5,5 milliards d'euros sur la période 2020-2023 contre 3,3 milliards d'euros hors effet de la crise, soit une hausse de 40%. Dans le secteur des ENR, la hausse de l'intervention publique sera « automatique » puisque leur financement repose sur un mécanisme de complément de rémunération versé par l'État. Dans les infrastructures de transport de voyageurs, les collectivités supportent l'essentiel des investissements. De ce fait, la crise ne suppose pas de relance spécifique par rapport aux crédits déjà nécessaires puisque la visibilité des partenaires privés sera peu affectée.

---

<sup>55</sup> Commission européenne, « The European Green Deal Investment Plan and Just Transition Mechanism Explained », 14 janvier 2020 ([lien](#)).

<sup>56</sup> Sur le long terme (données de l'INSEE depuis 1949, lorsque le PIB diminue de 1%, l'investissement des ménages diminue de 1,7%. Ainsi, une chute du PIB de 8% entraînerait une diminution de l'investissement des ménages de 14%).



## 1.2.2 LA RELANCE DE L'INVESTISSEMENT PUBLIC PERMETTRA DE REMOBILISER LES ACTEURS PRIVÉS

**La hausse de l'investissement public permettra de générer un puissant effet levier auprès des investisseurs privés.** Le rôle indispensable des investisseurs privés dans la transition écologique a été rappelé par le rapport Canfin-Zaouati de 2018<sup>57</sup>. Les investisseurs privés, en particulier les fonds d'investissements, rencontrent des difficultés à mobiliser des capitaux dans la transition énergétique, notamment en raison d'une perception de risque élevée, d'une rentabilité privée perçue en deçà de la rentabilité sociale ou même d'une asymétrie d'informations entre d'une part les porteurs de projets les plus innovants et risqués et d'autre part les porteurs de capitaux<sup>58</sup>. En conséquence, la mobilisation de financements publics peut apporter de la sécurité aux porteurs de projets. A cet égard, l'État et les collectivités disposent de plusieurs canaux suscitant différents effets de levier, selon le type de projet porté. Pris dans sa globalité, l'effet levier est actuellement de 1,5. En d'autres termes, 1 € d'argent public permet de lever 1,5 € de financement privé<sup>59</sup> :

- **Dans la rénovation thermique des bâtiments ou dans la mobilité verte, l'État apporte à la fois des subventions et des prêts bonifiés et suscite un effet levier très puissant.** Le Crédit d'impôt transition énergétique (CITE), transformé en « MaPrimeRenov » à partir de 2020, permet aux ménages de recevoir une subvention maximale de 4 800 euros pour un couple pour l'aider à financer ses opérations de rénovation thermique<sup>60</sup>. A côté de ce dispositif, un prêt à taux zéro (PTZ) permet de financer les travaux d'isolation via un emprunt maximal de 30 000 euros auprès d'établissements bancaires conventionnés avec l'État, ce dernier acquittant les intérêts à la place du ménage. L'effet levier de la rénovation thermique est particulièrement élevé à court terme mais diminue à moyen terme. Entre 2016 et 2018, 1 € d'argent public ont permis de mobiliser 5,5 € de fonds privés. Sur la période 2020-2023, l'effet levier serait de 6,7 mais baisserait entre 2023 et 2028 à 3,0<sup>61</sup>.
- **Dans la production d'ENR, la puissance publique a développé un mécanisme de complément de rémunération permettant aux producteurs de valoriser directement l'électricité sur le marché. L'effet levier est plus modeste mais croît au fur et à mesure de la transition.** A l'exception de certains projets de grande ampleur nécessitant des investissements très élevés, à l'image des parcs éoliens en mer, l'électricité est valorisée directement sur le marché, la puissance publique délivrant un complément de rémunération afin de résorber l'écart de compétitivité vis-à-vis du nucléaire et des énergies fossiles. Ce complément est financé par deux taxes affectées, la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) et la taxe intérieure sur la consommation de charbon (TCC). L'effet levier de l'investissement public sur les ENR est très modéré : 0,3 sur la période 2016-2018, 0,7 entre 2020 et 2023 et enfin 0,9 sur la période 2023-2028. Ces projections ne prennent pas en compte la baisse des prix de l'énergie liée à la crise du Covid-19. **Dans les**

---

<sup>57</sup> Pascal Canfin, Philippe Zaouati, *Pour la création de France Transition, des mécanismes de partage de risques pour mobiliser 10 milliards d'euros d'investissements privés dans la Transition écologique*, décembre 2018 ([lien](#)).

<sup>58</sup> *Ibid.* p. 4.

<sup>59</sup> Effet levier global calculé à partir des données de I4CE dans *Investir en faveur du climat contribuera à la sortie de crise*, avril 2020 ([lien](#)).

<sup>60</sup> Article 15 de la loi de finances pour 2020 ([lien](#)).

<sup>61</sup> Effet levier calculé à partir des données de I4CE dans *Investir en faveur du climat contribuera à la sortie de crise*, avril 2020 ([lien](#)).

**infrastructures et plus particulièrement dans les infrastructures de réseau comme les interconnexions, les risques sont supportés par les opérateurs qui sont rémunérés par un tarif d'utilisation fixé par la puissance publique**, sauf dans certains cas dérogatoires. Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité (RTE) ou de gaz (GRTGaz et Teréga), ainsi que les opérateurs de réseau et les opérateurs d'interconnexions supportent le risque d'investissement et se rémunèrent *via* le paiement d'un droit d'utilisation pour le transport, qui repose *in fine* sur le consommateur final. Ainsi, les investissements ne sont pas financés par des subventions publiques mais par une redevance fixée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans le cadre du « revenu autorisé » pour l'année. La puissance publique approuve les investissements et fixe, entre autres, les niveaux de retours sur investissements *via* les tarifs. Certains projets sont exemptés du cadre de régulation. Ils fixent eux-mêmes les tarifs d'utilisation et n'ont l'assurance d'aucun revenu si leurs installations ne sont pas utilisées<sup>62</sup>.

---

<sup>62</sup> Article 17 du règlement (CE) n°714/2009 du 13 juillet 2009 ([lien](#)).

INVESTIR DANS LA TRANSITION  
ÉNERGÉTIQUE EN PÉRIODE DE  
CRISE AUGMENTE SON IMPACT  
ÉCONOMIQUE À COURT-  
TERME



---

L'impact économique d'un investissement, privé comme public, a rarement été aussi fort qu'aujourd'hui. La conjoncture économique actuelle augmente considérablement l'effet multiplicateur de l'investissement. Par conséquent, les projets de transition énergétique qui seront lancés maintenant auront un impact économique plus fort que ceux qui seront lancés durant les années à venir. Les projets qui sont prêts techniquement doivent donc être menés au plus vite. Leurs impacts économiques et environnementaux de long-terme resteront identiques ou augmenteront quand leur impact économique de court-terme sera décuplé.

---

## 2.1 INVESTIR DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN PÉRIODE DE CRISE DÉCUPLE L'EFFET MULTIPLICATEUR

### 2.1.1 LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE SE PRÊTE COMME RAREMENT À UNE RELANCE DE L'INVESTISSEMENT

**La situation économique réunit de manière inédite les conditions de l'efficacité d'un programme d'investissement.** En période de crise, l'effet de l'investissement public et privé sur la croissance est particulièrement élevé. Le contexte du Covid-19 est porteur pour maximiser l'efficacité des investissements, par la conjonction de quatre éléments favorables<sup>63</sup> :

- **L'écart entre la croissance potentielle et la croissance effective est profond.** Avec une croissance potentielle de 1,2%<sup>64</sup> et une récession de 11,0% au minimum, le produit intérieur brut (PIB) sera de 12,2% inférieur à ce qu'il aurait dû être. La position de l'économie dans le cycle d'activité est essentielle pour ajuster la politique économique. Lorsque l'écart de production est élevé, l'appareil productif a la capacité de répondre à un stimulus d'investissement sans créer de tensions inflationnistes.
- **Les taux d'intérêt de la dette publique et de la dette privée demeurent très bas, ce qui rend l'investissement moins coûteux.** Les obligations assimilables au Trésor (OAT) à 10 ans de maturité affichent un taux d'intérêt moyen de 0,08% entre le 17 mars et le 4 mai 2020<sup>65</sup>. Pendant la crise de 2008, le taux d'emprunt de l'État était sensiblement plus élevé : 3,72% au cours de la période comprise entre la faillite de Lehman Brothers le 15 septembre 2008 et la fin de l'année 2009<sup>66</sup>. De même, les taux d'intérêt du crédit aux entreprises pour leur équipement s'élèvent à 1,25% au premier trimestre 2020 pour les emprunts les plus élevés<sup>67</sup>. Au moment de la crise de

---

<sup>63</sup> Xavier Ragot, Francesco Saraceno *et al.*, « Investissement public, capital public et croissance », OFCE, Sciences Po, 2016 ([lien](#)).

<sup>64</sup> OFCE ([lien](#)).

<sup>65</sup> Données de la Banque de France, « OAT à 10 ans » ([lien](#)).

<sup>66</sup> *Ibid.*

<sup>67</sup> Données de la Banque de France, « Taux des crédits aux entreprises au premier trimestre 2020 » ([lien](#)).

2008, le taux était de 4,02%<sup>68</sup>. La faiblesse des taux est la conséquence de la politique monétaire expansionniste menée par la Banque centrale européenne (BCE) depuis 2015.

- **La politique monétaire est insuffisante à elle seule puisque la zone euro se situe depuis quelques années dans une situation de trappe à liquidité.** En union économique et monétaire comme la zone euro, l’outil monétaire est l’instrument prioritaire pour limiter la dépression. La BCE a actionné ses leviers d’action à travers d’une part l’abaissement des taux directeurs : 0,0% pour les opérations principales de refinancement, -0,5% pour les dépôts au jour le jour des banques commerciales et 0,25% pour les prêts marginaux au jour le jour<sup>69</sup>, et d’autre part par la conduite de programmes d’achat d’actifs depuis 2015. Ces mesures sont nécessaires mais n’ont pas réussi à relancer la croissance ni l’inflation. Cette limite s’explique par la « préférence pour la liquidité » des agents, en raison de la faible rentabilité de l’épargne qui résulte de la faiblesse des taux d’intérêt. Dans ce contexte, un stimulus budgétaire est nécessaire pour sortir de cette « trappe à liquidité » selon les économistes Paul Krugman et Gauti Eggertsson<sup>70</sup>.
- **La réponse coordonnée des économies du monde face à ce limitera l’éviction par le commerce extérieur.** La conduite coordonnée de programmes d’investissements partout dans le monde et plus singulièrement en Europe permettra d’éviter que l’effet d’entraînement soit intégralement annulé par l’accroissement du déficit commercial. En cas de choc asymétrique n’affectant qu’une seule économie ou un groupe limité de pays, la conduite d’un stimulus d’investissement risque de renforcer les « déficits jumeaux », c’est-à-dire le déficit budgétaire et le déficit de la balance des paiements<sup>71</sup>.

## 2.1.2 EN PÉRIODE DE CRISE, L’INVESTISSEMENT PRODUIT UN EFFET D’ENTRAÎNEMENT PARTICULIÈREMENT PUISSANT ET BÉNÉFIQUE DANS L’IMMÉDIAT

**L’investissement opéré en période de crise produit un effet d’entraînement très élevé, particulièrement efficace pour accélérer la sortie de crise. Un stimulus de 1% du PIB pourrait se traduire à court terme par une hausse du PIB de 2,3% au minimum au bout d’un an<sup>72</sup>.** Alors que l’effet multiplicateur de l’investissement peut être inférieur à 1 euro de surplus pour 1 euro investi en haut de cycle<sup>73</sup>, y compris dans la transition énergétique<sup>74</sup>, les programmes d’investissement menés en

---

<sup>68</sup> *Ibid.* ([lien](#)).

<sup>69</sup> Banque de France, « Les taux monétaires directeurs » ([lien](#)).

<sup>70</sup> Paul Krugman, Gauti Eggertsson, *Debt, deleveraging and the liquidity trap: a Fisher-Minsky-Koo approach*, 2010 ([lien](#)).

<sup>71</sup> Stephen M. Miller, Frank S. Russek, “Are the Twin Deficits Really Related”, *Contemporary Economic Policy*, Western Economic Association International, vol. 7(4), pages 91-115, October 1989 ([lien](#)).

<sup>72</sup> Effet multiplicateur obtenu en effectuant la synthèse de 7 études présentées dans le rapport de l’OFCE de 2016.

<sup>73</sup> Jérôme Creel, Eric Heyer et Mathieu Plane, « Petit précis de politique budgétaire par tous les temps - Les multiplicateurs budgétaires au cours du cycle », Revue de l’OFCE, 2011.

<sup>74</sup> Gueret et al., 2019 ([lien](#)).

période de crise ont une efficacité beaucoup plus grande, pouvant mener jusqu'à 3 euro de surplus pour 1 euro investi<sup>75</sup>.

**En période de crise, les effets d'entraînement de l'investissement sont croissants à très court terme et diminuent sur le long terme.** Ainsi, l'efficacité maximale est atteinte au bout de deux ans, puis diminue de 10% au bout de cinq ans. Une impulsion budgétaire de 24 milliards d'euros en 2020, soit 1% du PIB, générerait un surplus de 61 milliards d'euros en 2021 et redescendrait à 46 milliards d'euros en 2024. A l'inverse, l'efficacité de l'investissement en haut de cycle se dégrade beaucoup plus vite : lorsque l'écart de production est positif de 1 point, le surplus au bout de cinq ans diminue de 38%.

## 2.2 POUR MAXIMISER LEUR IMPACT, LES PROJETS DE LONG TERME DOIVENT ÊTRE MIS EN ŒUVRE RAPIDEMENT

### 2.2.1 LA MISE EN ŒUVRE IMMÉDIATE DE PROJETS DÉJÀ PRÊTS EST UNE OPPORTUNITÉ À SAISIR

**Les externalités positives de l'investissement et, partant, la puissance de l'effet multiplicateur, dépend de la rapidité de mise en œuvre des projets.** Les grands projets d'infrastructures décidés en temps de crise se heurtent souvent à des délais de réalisation très longs, qui dépassent largement la période où l'économie se trouve en bas de cycle. Les lignes ferroviaires sont particulièrement affectées : les délais moyens entre la déclaration d'utilité publique et la mise en service sont compris entre 6 et 8 ans. En comptant la réalisation des études préalables pour des projets partant d'une page blanche, le délai moyen jusqu'à la mise en service est de 14 à 18 ans<sup>76</sup>. De tels délais contractent l'effet multiplicateur, passant de 2,3 à un niveau proche de 1. Ces délais sont d'autant plus importants s'agissant de projets innovants dont la technologie n'est pas totalement maîtrisée au moment où la décision d'investissement intervient. Ainsi, l'EPR de Flamanville, dont la construction a été décidée en 2007 ne sera opérationnel qu'en 2023 au minimum<sup>77</sup>.

**Pour profiter pleinement des circonstances, les projets déjà prêts à être mis en œuvre pourraient être débloqués.** Dans cette perspective, les grands projets d'infrastructure dont les études préalables et les financements sont déjà bouclés pourraient être lancés à très court terme et profiter des circonstances. En particulier lorsque les financements ne nécessitent pas de soutien public. Cette rapidité d'exécution

---

<sup>75</sup> Romer, C. et D. Romer, « The macroeconomic effects of tax changes : estimates based on a new measure of fiscal shocks », *American Economic Review* 100, 763-801.

<sup>76</sup> Cour des comptes, *La grande vitesse ferroviaire, un modèle porté au-delà de sa pertinence*, rapport public thématique, octobre 2014, p. 62 ([lien](#)).

<sup>77</sup> Jean-Martin Folz, *Rapport au président-directeur général d'EDF : la construction de l'EPR de Flamanville*, octobre 2019, p. 9 ([lien](#)).

est une opportunité à saisir selon l'Agence internationale de l'énergie<sup>78</sup>. Pour ce faire, l'entreprise de simplification des normes et des procédures paraît indispensable. La promulgation du projet de loi pour un État au service d'une société de confiance (ESSOC) en 2018<sup>79</sup> et la discussion du projet de loi d'accélération et de simplification de l'action publique (ASAP) devraient permettre d'accélérer les procédures<sup>80</sup>. La reprise de la discussion du projet de loi ASAP, suspendue pendant la durée du confinement, devrait être une partie intégrante des mesures de relance.

## 2.2.2 INVESTIR DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PRODUIT DES BÉNÉFICES ÉCONOMIQUES DE LONG TERME

**Investir dans la transition énergétique en période de crise permet d'augmenter les perspectives de croissance à long terme en plus de créer un surplus budgétaire immédiat.** L'augmentation du capital productif résultant de la relance de l'investissement produira des externalités positives génératrices de gains de productivité à moyen terme, passant par des économies d'énergie et des gains d'efficacité du réseau pouvant être réinvesties. L'effet sur la croissance emprunte à la fois le canal de la demande et celui de l'offre :

- **Les économies d'énergie générées par la rénovation thermique des logements, par les appareils intelligents, par la modernisation et la digitalisation des réseaux de transport et de distribution permettront aux ménages et aux entreprises d'économiser des ressources au profit d'autres dépenses productives.** Les travaux d'isolation des bâtiments et le remplacement des chaudières au fioul par un dispositif plus moderne de pompe à chaleur permet de réaliser 1 000 € d'économies par an, pour une habitation de 100 m<sup>2</sup> consommant initialement 2 500 litres de fioul<sup>81</sup>. Les *smart grids* permettent aux gestionnaires de réseaux de réduire les coûts de renforcement, de construction et de maintenance et *in fine* de réduire le coût payé par le consommateur<sup>82</sup>. Cette réduction de la facture énergétique à terme permettrait de réinvestir dans des secteurs à plus forte valeur ajoutée, à l'image de l'équipement en nouvelles technologies.
- **Le développement des infrastructures permet une baisse des coûts de l'énergie et ainsi des gains de productivité pouvant être investis dans la modernisation de l'industrie.** Selon les modèles des économistes Xavier Sala i Martin et Robert Barro<sup>83</sup>, la bonne qualité des infrastructures prises dans leur ensemble augmente le stock de capital par tête et ainsi le dynamisme du secteur privé. Le développement des infrastructures de transport permet de désenclaver des régions et faciliter le transport, permettant ainsi une hausse de la concurrence. Dans le secteur énergétique, les infrastructures permettent de fiabiliser le réseau et de mettre à disposition une énergie compétitive génératrice de gains de productivité. Ces gains peuvent être

---

<sup>78</sup> Dr. Fatih Birol, «Now is the time to plan the economic recovery the world needs», Commentary, avril 2020 ([lien](#)).

<sup>79</sup> Loi n°2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance ([lien](#)).

<sup>80</sup> Projet de loi d'accélération et de simplification de l'action publique ([lien](#)).

<sup>81</sup> Compte CO2.com ([lien](#)).

<sup>82</sup> Institut Montaigne, Transition énergétique – Faisons jouer nos réseaux, 2019, p. 99 ([lien](#)).

<sup>83</sup> Xavier Sala i Martin, Robert Barro, «Technological Diffusion, Convergence and Growth », *NBER Working paper*, n° 5151, 1995 ([lien](#)).

réinvestis dans la recherche et développement nécessaire aux innovations productrices de croissance.



INVESTIR DANS LES  
INTERCONNEXIONS CRÉE DE  
LA VALEUR *VIA* LE MARCHÉ DE  
L'ÉLECTRICITÉ

---

Le développement des interconnexions constitue un axe central de la stratégie énergétique française et du renforcement du marché unique de l'énergie au niveau européen. Étant le premier exportateur d'Europe avec une électricité nucléaire stable et peu chère, la France peut tirer profit de la hausse des capacités d'exportation à court et moyen-terme. De surcroît, l'élargissement des débouchés élèvera le prix de vente sur le marché de l'électricité produite par les ENR intermittentes et réduira ainsi le coût de leur soutien pour les finances publiques. La frontière franco-britannique est particulièrement valorisable du fait de la complémentarité des deux bouquets électriques. La transition énergétique menée au Royaume-Uni suppose la hausse des importations jusqu'en 2025, opportunité que la France pourrait saisir.

---

## 3.1 L'EXTENSION DES INTERCONNEXIONS SERA FAVORABLE À LA BALANCE COMMERCIALE DE LA FRANCE

### 3.1.1 L'EXTENSION DES INTERCONNEXIONS PERMET UNE MEILLEURE INTÉGRATION DU MARCHÉ UNIQUE DE L'ÉLECTRICITÉ

**L'extension des capacités d'interconnexion permet de répondre aux objectifs politiques fixés par l'Union européenne de renforcement du marché unique de l'énergie.** Dans le cadre des engagements climats et de l'objectif de renforcer le marché intérieur de l'énergie<sup>84</sup>, l'Union européenne a fixé aux États membres un objectif minimal de capacité d'interconnexion équivalent à 10% de la puissance installée en 2020 et 15% en 2030<sup>85</sup>. Certains projets sont déjà en cours de construction à l'image de Savoie-Piémont avec l'Italie et de IFA 2 et Eleclink avec le Royaume-Uni. D'autres sont en phase d'analyse. Du fait de sa position géographique au carrefour des quatre économies les plus importantes d'Europe, la France occupe une position stratégique s'agissant des interconnexions, étant intégrée à quatre zones de marché : Europe centrale, Europe du Sud-Ouest, Italie Nord et Manche<sup>86</sup>. Ainsi, le développement des capacités françaises ne bénéficie pas qu'à la France et à ses voisins immédiats, mais crée aussi de la valeur pour tous les États périphériques.

---

<sup>84</sup> Articles 114 et 194 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne ([lien](#)).

<sup>85</sup> Commission européenne, « Renforcer les réseaux énergétiques de l'Europe », *Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et sociale européen et au Comité des régions*, 23 novembre 2017, p. 13 ([lien](#)).

<sup>86</sup> *Ibid.* p. 121 ([lien](#)).

### 3.1.2 EN AUGMENTANT LA CAPACITÉ D'INTERCONNEXION, LA FRANCE PEUT VALORISER SES EXPORTATIONS

**Les interconnexions permettront à la France d'exporter son électricité compétitive.** La France est l'un des pays d'Europe dont l'électricité est la plus compétitive, en raison des faibles coûts de la production nucléaire dont les investissements sont désormais amortis<sup>87</sup>. Cet avantage permet à la France d'être le premier exportateur d'électricité. En 2019, le pays a exporté 84,0 TWh d'électricité et en a importé 28,3 TWh, soit un solde net de 55,7 TWh<sup>88</sup>. Les excédents les plus élevés sont en direction de l'Italie, avec 18,8 TWh, et le Royaume-Uni avec 11,3 TWh<sup>89</sup>. Le potentiel d'exportation augmentera jusqu'en 2030 puisque la production d'électricité devrait atteindre 630 TWh en 2028<sup>90</sup> contre 538 TWh en 2019. Dans le même temps, la consommation intérieure d'électricité devrait diminuer, passant à 426 TWh en 2028<sup>91</sup>. Ainsi, ce sont plus de 200 TWh d'électricité qui seraient disponibles à l'export. La hausse des exportations sera capitale dans les périodes de faible demande en France. Alors que le pays n'avait jamais connu de pas horaires avec des prix négatifs avant 2012, l'année 2019 a été marquée par 27 occurrences<sup>92</sup>. Ce phénomène de prix négatifs fragilise les producteurs d'électricité en diminuant leurs bénéfices et donc leur capacité d'investissement.



**Solde des échanges d'électricité de la France**

Source : bilans électriques de RTE

<sup>87</sup> Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, Rapport public thématique, p. 25 ([lien](#)).

<sup>88</sup> RTE, *Bilan électrique 2019*, p. 133 ([lien](#)).

<sup>89</sup> *Ibid.*

<sup>90</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie, p. 158 ([lien](#)).

<sup>91</sup> *Ibid.* p. 152.

<sup>92</sup> RTE, *Bilan électrique 2019*, p. 129 ([lien](#))

### 3.1.3 L'EXTENSION DES LIENS AVEC LE ROYAUME-UNI EST ÉCONOMIQUEMENT INTÉRESSANTE EN RAISON DE LA COMPLÉMENTARITÉ DES STRATÉGIES DE TRANSITION

**La France et le Royaume-Uni<sup>93</sup> ont des systèmes électriques complémentaires et une différence de prix importante, à l'avantage de la France.** La différence des prix de l'électricité permet de valoriser la hausse des capacités d'interconnexion. En 2019, les prix moyens constatés sur le marché journalier étaient de 39,45 €/MWh en France contre 48,98 €/MWh au Royaume-Uni, soit une différence de 19%<sup>94</sup>. Dans les périodes hivernales où la consommation française est plus élevée en raison de la sensibilité du système électrique, les prix français sont en moyenne plus bas que les prix britanniques. Au quatrième trimestre 2019, les prix de l'électricité de gros s'élevaient à 40,40 €/kWh en France contre 46,70 €/kWh au Royaume-Uni, soit une différence de 13%<sup>95</sup>. Dans certaines circonstances, la France pourrait cependant avoir besoin d'importer de l'électricité depuis le Royaume-Uni pour passer certains pics.

**L'avantage de prix de la France pourrait être accentué compte-tenu des perspectives de hausse des importations du Royaume-Uni à moyen-terme.** La stratégie de transition énergétique du Royaume-Uni repose sur le développement rapide et de grande ampleur de l'éolien, en particulier de l'éolien marin. D'ici 2030, la puissance installée d'éoliennes en mer du nord doit passer de 8 GW à 40 GW<sup>96</sup>. Pour assurer son alimentation électrique pendant la durée de mise en œuvre du programme, le Royaume-Uni devra augmenter ses importations d'électricité, avec un pic en 2025, suivi par une baisse jusqu'en 2029 puis une hausse jusqu'en 2033<sup>97</sup>. La forte hausse des capacités d'interconnexion entre le Royaume-Uni et ses voisins, dont la France, est l'un des pivots de la planification énergétique du pays<sup>98</sup>.



<sup>93</sup> Techniquement, le réseau d'Irlande du Nord est séparé des réseaux principaux d'Angleterre, du Pays de Galles et d'Ecosse. Cependant, dans le document, nous utilisons « Royaume-Uni » pour la facilité d'usage.

<sup>94</sup> RTE, *Bilan électrique 2019* ([lien](#)).

<sup>95</sup> Commission européenne, DG Energy, *Quarterly report on European Electricity Markets*, volume 12, p. 11 ([lien](#)).

<sup>96</sup> Discours d'ouverture de la session parlementaire tenu le 19 décembre 2019, p. 116 ([lien](#)).

<sup>97</sup> DBEIS, *Updated Energy and Emissions Projections 2018, 2019*, p. 35 ([lien](#)).

<sup>98</sup> DBEIS, *The UK's Draft Integrated National Energy and Climate Plan, 2019*, p. 37 ([lien](#)).

## 3.2 DE NOUVELLES INTERCONNEXIONS AUGMENTERONT LA COMPÉTITIVITÉ DES RENOUVELABLES PAR RAPPORT AUX AUTRES SOURCES D'ÉLECTRICITÉ

### 3.2.1 LA HAUSSE DES EXPORTATIONS SE TRADUIRA PAR UNE LÉGÈRE HAUSSE DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS

**L'augmentation des exportations d'électricité induira une légère augmentation des prix de gros de l'électricité.** L'échange d'électricité entre deux marchés différents permet d'équilibrer les prix à la frontière, ce qui entraîne des conséquences divergentes pour les producteurs et les consommateurs de part et d'autre ainsi que pour l'opérateur d'interconnexion :

- **Les producteurs des pays exportateurs sont bénéficiaires tandis que ceux du pays importateur sont défavorisés.** En exportant l'électricité à faible coût dans une zone de marché où les prix sont plus élevés, les producteurs peuvent valoriser leur production en profitant de leur avantage comparatif. Leurs bénéfices s'en trouvent augmentés. A l'inverse, les bénéfices des producteurs des zones chères diminuent en raison d'une concurrence plus forte.
- **Les consommateurs du pays importateurs voient les prix à la consommation baisser tandis que ceux du pays exportateur sont défavorisés.** Les opérateurs de marchés des pays dans lesquels les prix sont élevés souhaitent fournir l'électricité la plus compétitive à leurs clients. L'importation fait baisser le prix moyen, ce qui dégage un surplus pour le consommateur. Le phénomène est inverse pour le pays qui exporte. Les débouchés supplémentaires se traduisent par le maintien ou la hausse des prix au sein du marché, ce qui génère une baisse de l'utilité du consommateur.
- **Les opérateurs d'infrastructures se rémunèrent en percevant une partie de la « rente de congestion ».** Cette rente correspond aux « revenus générés par l'allocation des capacités d'interconnexion aux différentes échéances temporelles »<sup>99</sup> qui sont déterminés par le marché de gros de l'électricité. L'opérateur d'interconnexion capte une partie de la valeur des échanges en appliquant un tarif d'utilisation de ses infrastructures. Cette captation lui permet de financer

---

<sup>99</sup> Commission de régulation de l'énergie, *Les interconnexions électriques et gazières en France*, juillet 2018 p. 100 ([lien](#)).

l'investissement initial et de réaliser des bénéfices. Deux modalités de perception de la rente de congestion existent. Le premier, de droit commun, repose sur l'application du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) par les gestionnaires du réseau de transport, tandis que le second, exceptionnel<sup>100</sup>, prévoit la captation de l'intégralité de la rente de congestion par l'opérateur. Les autorités peuvent introduire un seuil au-delà duquel l'opérateur redistribue une partie de la rente aux consommateurs.

### 3.2.2 L'AUGMENTATION DES ÉCHANGES D'ÉLECTRICITÉ PERMETTRA DE DIMINUER LE COÛT DE SOUTIEN AUX ENR

**La hausse des prix de l'électricité sur le marché français renforcera la compétitivité des ENR et donc une baisse des compléments de rémunération nécessaires à leur développement.** Les engagements de l'État au profit des producteurs d'ENR dépendent des prix de gros de l'électricité : une baisse de prix se traduit par une plus faible compétitivité des ENR et donc à une hausse des besoins de complément de rémunération. A l'inverse, une hausse des prix rend l'électricité produite par ENR relativement plus compétitive par rapport aux autres modes de production d'électricité, ce qui diminue le complément de rémunération à verser. Une diminution des prix de 1€/MWh se traduirait par une charge supplémentaire de 979 millions d'euros pour les finances publiques, au seul titre des projets d'ENR antérieurs à 2018. A l'inverse, une hausse des prix de 1€/MWh diminuerait d'autant les engagements<sup>101</sup>. La diminution de la TICPE affectée au soutien à la transition énergétique n'est pas souhaitable en raison de son effet positif sur la consommation de produits énergétiques carbonés. Au contraire, maintenir les taux de TICPE à leur niveau actuel tout en diminuant les dépenses de soutien aux ENR aurait l'avantage de prolonger le « double dividende » de la fiscalité du carbone décrite par l'économiste David Pearce. La consommation de produits pétroliers continuerait de baisser et les ressources économisées par l'État pourraient être réinvesties, en l'espèce dans la diminution de la pression fiscale au profit du consommateur ou dans le renforcement d'autres outils de transition énergétique, à l'image des aides à la rénovation thermique des bâtiments<sup>102</sup>.

---

<sup>100</sup> En vertu de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement Européen et du conseil du 13 juillet 2009.

<sup>101</sup> Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, exercice 2018, p. 31 ([lien](#)).

<sup>102</sup> David Pearce, "The Role of Carbon Taxes in Adjusting to Global Warming", *The Economic Journal*, Vol. 101, No. 407 (Jul., 1991), pp. 938-948 ([lien](#)).

INVESTIR DANS DE NOUVELLES  
INTERCONNEXIONS SERA  
NÉCESSAIRE POUR ADAPTER LES  
RÉSEAUX À LA TRANSITION  
ÉNERGÉTIQUE



---

Le développement des interconnexions est nécessaire à long terme pour accompagner la transition énergétique. La forte croissance des énergies renouvelables prévue dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie pose de nouveaux défis pour la stabilité du réseau. La production intermittente multipliera les épisodes de surproduction et de sous-production. Pour faire face aux contraintes physiques des ENR, le développement des infrastructures de flexibilisation et de fiabilisation du réseau est nécessaire. Le stockage d'électricité et les interconnexions avec les pays voisins sont les deux solutions les plus efficaces. Les technologies de stockage longue durée ne sont toutefois pas encore matures et un déploiement à l'échelle industrielle n'est pas envisageable avant 2035. A l'inverse, les interconnexions offrent une solution de flexibilité déjà éprouvée et qui tirera à l'avenir parti de la complémentarité des mix électriques européens.

---

## 4.1 LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE FAVORISE L'ÉLECTRICITÉ EN GÉNÉRAL ET LES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN PARTICULIER

### 4.1.1 LES AMBITIONS CLIMATIQUES FRANÇAISES ET EUROPÉENNES REPOSENT SUR UN PUISSANT DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

**La France et l'Europe ont fixé d'ambitieux objectifs en matière de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES). La réalisation de ces engagements juridiquement contraignants est impossible sans le développement rapide des énergies renouvelables (ENR).** Les engagements européens fixent un objectif de diminution des émissions de GES de 40% d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990. Dans le même temps, les ENR devront représenter 27% de la consommation d'énergie<sup>103</sup>. La France a transposé ces objectifs avec l'adoption de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)<sup>104</sup> en 2015 et de la loi relative à l'énergie et au climat de 2019<sup>105</sup>. La stratégie de l'État français se décline en trois points :

- **Les émissions des GES doivent être réduites de 40% d'ici 2030 et la France doit parvenir à la neutralité carbone en 2050<sup>106</sup>.** En 2018, les émissions de GES ont déjà baissé de 10% par rapport à 1990, passant de 377 millions de tonnes de CO<sub>2</sub><sup>107</sup> à 338 millions de tonnes<sup>108</sup>. Les

---

<sup>103</sup> Conclusions du Conseil européen du 24 octobre 2014 ([lien](#)).

<sup>104</sup> Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ([lien](#)).

<sup>105</sup> Loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat ([lien](#)).

<sup>106</sup> Art. 1 de la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat ([lien](#))

<sup>107</sup> Ministère de la Transition écologique et solidaire, Commissariat général au développement durable, I4CE, *Chiffres clés du climat, France, Europe, Monde*, édition 2019, p. 26 ([lien](#)).

<sup>108</sup> Global carbon atlas ([lien](#)).

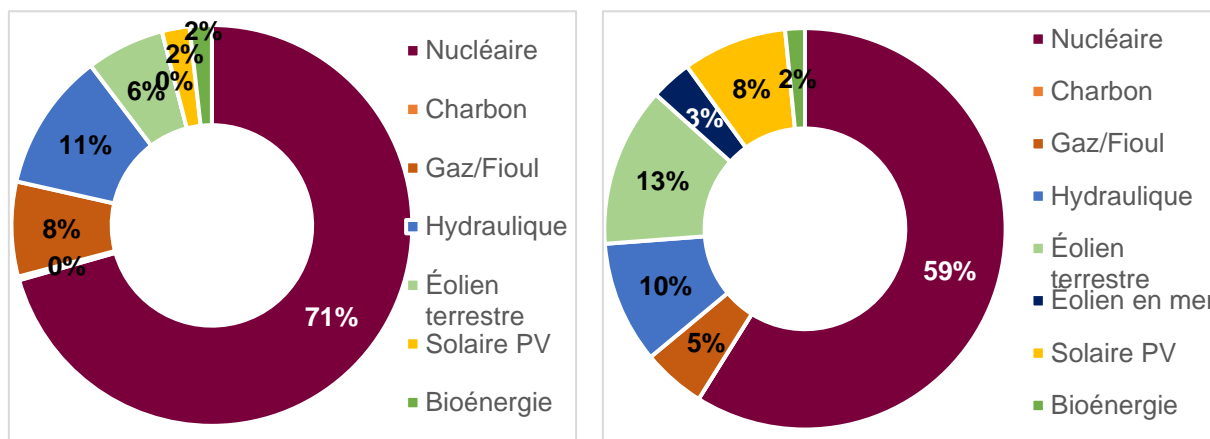


émissions de GES ne devront pas dépasser 226 millions de tonnes en 2030, soit une baisse de 33% par rapport à la situation actuelle, ce qui suppose une diminution de 4% par an.

- **La consommation d'énergies fossiles devra diminuer de 40% d'ici 2030, ce qui passe notamment par la fermeture de toutes les centrales à charbon d'ici 2022.** En 2018, la consommation d'énergies fossiles (pétrole, charbon et gaz) représentait 117 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP), soit 47% de la consommation totale d'énergie<sup>109</sup>. En 2030, la consommation d'énergies fossiles devra passer à 70 millions de TEP. Le rythme de décroissance est là aussi très dynamique : 5% par an.

**La part du nucléaire dans la production d'électricité doit être ramenée à 50% à l'horizon 2035.** En 2019, le nucléaire représente 71% de la production d'électricité. Cette décroissance s'échelonne de 2029 à 2035 avec la fermeture de 14 réacteurs d'une puissance de 900 MW chacun<sup>110</sup>. La baisse de la part du nucléaire dans la production électrique ne signifie pas le recul de l'investissement dans le secteur : la modernisation des réacteurs arrivés à la 5<sup>e</sup> visite supposera d'importantes dépenses, en particulier dans la filière des réacteurs européens à eau pressurisée (EPR)<sup>111</sup>. Le nucléaire restera le premier vecteur électrique du pays.

**L'atteinte des trois objectifs climatiques et énergétique nécessite la montée en puissance des énergies renouvelables à court et moyen terme.** La déclinaison de la loi par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe la trajectoire de croissance des ENR. En 2019, les ENR intermittentes représentaient 8,5% de la production électrique française. En 2028, elles devraient représenter 22,4% au moins et 24,6% selon les objectifs les plus ambitieux<sup>112</sup>, soit une hausse annuelle moyenne de 13%. La montée des ENR fera arithmétiquement baisser la part du nucléaire dans la production électrique. Le charbon devrait totalement disparaître et la production d'électricité par le gaz et le fioul devrait passer de 7,6% de la production électrique en 2019 à 5,1% en 2028.



Évolution du mix électrique de la France entre 2019 et en 2028

Source : Programmation pluriannuelle de l'énergie

<sup>109</sup> Ministère de la Transition écologique et solidaire, Commissariat général au développement durable, *Chiffres clés de l'énergie*, édition 2019, p. 24 ([lien](#)).

<sup>110</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie, p. 159 ([lien](#)).

<sup>111</sup> Courrier du ministre de la Transition écologique et solidaire et du ministre de l'Économie et des finances au P-DG d'EDF, 12 septembre 2019 ([lien](#)).

<sup>112</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie, p. 158 ([lien](#)).

## 4.1.2 LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE IMPLIQUE UNE FORTE HAUSSE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

**La transition énergétique suppose une forte croissance de la consommation d'électricité en Europe, conséquence de l'électrification de la plupart des secteurs.** L'atteinte de la neutralité carbone en Europe d'ici 2050 nécessite le passage de la production électrique de 3 300 TWh en 2020 à plus de 4 500 TWh en 2050, soit une augmentation de 36% en 30 ans<sup>113</sup>. La demande pourrait encore croître entre 2050 et 2070<sup>114</sup>. Cette demande est tirée par la transformation du chauffage des bâtiments à travers la multiplication des dispositifs de pompe à chaleur, ainsi que par l'électrification progressive de la mobilité, portée par la multiplication du nombre de véhicules électriques. La programmation énergétique française fixe à 3 millions le nombre de véhicules électriques en circulation en 2028 et à 1,8 million le nombre de voitures hybrides<sup>115</sup>. Pour alimenter ces véhicules, le Gouvernement souhaite répartir 100 000 points de recharge électriques sur tout le territoire<sup>116</sup>. Le plan de soutien à la filière automobile présenté par le président de la République le 26 mai 2020 prévoit une accélération du développement de la mobilité électriques par rapport à la trajectoire de la PPE. Les 100 000 points de recharges devraient être déployés fin 2022 et non fin 2023. Dans le scénario médian de son étude réalisée à propos de l'impact du développement de la mobilité électrique sur le réseau, RTE a estimé que la consommation d'électricité générée par la circulation en 2035 de près de 12 millions de véhicules électriques légers, dont 40% d'hybrides rechargeables, serait de 29 TWh. L'appel de puissance à la pointe hivernale serait de 2,2 GW<sup>117</sup>.

## 4.2 LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE NÉCESSITE LE DÉVELOPPEMENT D'INSTRUMENTS DE FLEXIBILISATION DU RÉSEAU

### 4.2.1 LES CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES DES ENR FRAGILISENT LE RÉSEAU

**Le développement des ENR mettra en tension les réseaux électriques européens, accroissant les risques d'épisodes de prix négatifs, d'obligations d'effacement en cas de sous-production et in**

---

<sup>113</sup> Commission Européenne, "In-depth analysis in support of the Commission Communication", *A Clean Planet for all, A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*, Brussels, 28 November 2018, p. 48 ([lien](#)).

<sup>114</sup> *Ibid.* p. 74.

<sup>115</sup> Article 6 du décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ([lien](#)).

<sup>116</sup> *Ibid.*

<sup>117</sup> RTE, *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, mai 2019, p. 21 ([lien](#)).

**fine de sécurité d’approvisionnement dégradée.** Si RTE estime que la croissance des ENR ne mettra pas en péril le système électrique avant 2035, leur développement plus poussé au-delà de cette échéance entraînera une fragilisation du réseau<sup>118</sup>. Le scénario de transition énergétique permettant de limiter la hausse des températures à 1,5°C prévoit une forte décroissance de la proportion du gaz naturel dans la production d’électricité, passant de 20% en 2030 à 3% en 2050<sup>119</sup>. La fermeture progressive des centrales thermiques signifie la disparition des outils traditionnels de flexibilisation du réseau lors des pointes de demande. Lors du pic de consommation de janvier 2017, le gaz, le fioul et le charbon ont représenté 17% de la consommation électrique française et les importations 4%<sup>120</sup>. Contrairement aux énergies fossiles, au nucléaire et à l’hydroélectricité, les ENR ne sont pas stockables et sont dépendantes de la météorologie : lorsque les vents sont trop faibles ou trop forts, les éoliennes ne peuvent pas produire et les panneaux solaires photovoltaïques sont inefficaces par temps couvert. Ainsi, la croissance des ENR soumettra le réseau électrique à des périodes de surproduction et de sous-production :

- **Les épisodes de prix négatifs pourraient se multiplier à l’avenir en cas de surproduction.** Les énergies renouvelables étant prioritaires sur le réseau<sup>121</sup>, l’excès d’offre aboutit à la conclusion de prix négatifs. Dans cette circonstance, les producteurs et fournisseurs paient certains de leurs grands comptes, à l’image des grandes usines, pour consommer l’électricité produite en surplus afin d’éviter une coûteuse mise à l’arrêt des centrales. Les prix négatifs fragilisent le modèle d’affaire des producteurs et risquent de dégrader leur compétitivité ainsi que leur capacité à investir si ces épisodes étaient trop fréquents à l’avenir.
- **En cas de sous-production, le gestionnaire de réseau pourrait être contraint de demander l’effacement de la consommation de certains acteurs.** En cas d’insuffisance de l’offre pour raison météorologique, les ménages et les entreprises seraient contraints de réduire ou interrompre temporairement leur consommation afin de permettre d’équilibrer le réseau.

#### 4.2.2 LES INTERCONNEXIONS ET LE STOCKAGE D’ÉLECTRICITÉ SONT COMPLÉMENTAIRES POUR FLEXIBILISER LE RÉSEAU

**Pour pallier les tensions du réseau induites par le développement des ENR, le développement d’instruments de flexibilisation est nécessaire, via le stockage de l’électricité ou l’extension des interconnexions électriques.** Le stockage d’électricité à grande échelle est au stade du développement, hormis via l’hydroélectricité, et n’est envisageable comme solution industrielle qu’à très long terme tandis que des interconnexions sont déjà en service :

- **Le stockage d’électricité par l’hydrogène et sa réinjection sur les réseaux électriques est en phase de développement et ne sera pas mature avant au moins quinze ans.** La mise en réserve sous forme de gaz est particulièrement utile pour les stockages massifs inter saisonniers<sup>122</sup> : les panneaux solaires produisent plus en été et les éoliennes en hiver. Au cours

---

<sup>118</sup> Programmation pluriannuelle de l’énergie, p. 194 ([lien](#)).

<sup>119</sup> *Ibid.* p. 69.

<sup>120</sup> Données RTE du 20 janvier 2017 ([lien](#)).

<sup>121</sup> En vertu de l’article 16 de la directive 2009/28/CE du Parlement et du Conseil relative à la promotion de l’utilisation

<sup>122</sup> Programmation pluriannuelle de l’énergie, p. 108 ([lien](#)).

du procédé de stockage, l'électricité produite par ENR est transformée en hydrogène après électrolyse, c'est-à-dire après le passage du courant dans l'eau pour séparer les molécules d'hydrogène des molécules d'oxygène. Le gaz est ensuite stocké puis reconverti en électricité prête à être injectée sur les réseaux. Pour le moment, les technologies sont très onéreuses : 250 €/MWh<sup>123</sup> et supposent une très forte augmentation du coût du carbone pour être compétitive : de 30 € la tonne à 400 € la tonne d'ici 2035<sup>124</sup>. L'utilisation du *power-to-gas* pour le stockage d'électricité avant 2035 n'est pas encore envisageable selon RTE<sup>125</sup>. Quatre démonstrateurs de puissance sont déjà en service et une unité supplémentaire est en construction<sup>126</sup>. Le Gouvernement a engagé une politique de soutien au développement de la filière en prévoyant l'augmentation du nombre de démonstrateurs dont certaines unités pourraient atteindre 100 MW de puissance installée en 2028<sup>127</sup>. Pour le moment, aucun projet de démonstrateur de plus de 1 MW n'est recensé dans la liste des projets inclus dans le schéma décennal de développement de l'association des gestionnaires de transport de gaz en Europe (ENTSO-G)<sup>128</sup>, qui court jusqu'en 2029. Le passage de la filière de l'état de démonstration à l'état de production industrielle repose sur le niveau des subventions publiques. La PPE prévoit 50 millions d'euros par an d'aide à la filière<sup>129</sup>.

- **Le développement des interconnexions électriques est à ce jour la stratégie de flexibilisation du réseau la plus efficace. Elle permettra de tirer parti de la complémentarité des futurs mix électriques en Europe et de sécuriser l'approvisionnement énergétique de l'Union**<sup>130</sup>. Les premières interconnexions électriques européennes datent de la fin des années 1960. Ces infrastructures permettent d'exporter l'électricité en surplus et d'importer en cas de pic de demande. Avec le développement des ENR, les échanges d'électricité se multiplieront, en bénéficiant du foisonnement, c'est-à-dire de la complémentarité des différents vecteurs de production. Les pays du nord privilégient l'éolien et en particulier l'éolien marin en raison de la force des vents tandis que les pays méridionaux favorisent le solaire PV. Par exemple, le Royaume-Uni prévoit une puissance installée d'éolien marin de 40 GW en 2030 tandis que l'Italie privilégie le solaire, avec un objectif de 52 GW de puissance installée en 2030<sup>131</sup>. Ainsi, le réseau d'interconnexions avec la France permettrait aux pays du sud de l'Europe d'importer l'électricité produite par éolienne en hiver, lorsque l'ensoleillement est moins fort.
- **Une complémentarité entre les interconnexions et le stockage de l'électricité peut être trouvée à long terme** : lorsqu'une zone disposant de fortes capacités d'ENR intermittentes est reliée à une zone disposant de grandes capacités de stockage, l'électricité supplémentaire,

---

<sup>123</sup> RTE, *La transition vers un hydrogène bas-carbone*, p. 20 ([lien](#)).

<sup>124</sup> *Ibid.*

<sup>125</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie, p. 108 ([lien](#)).

<sup>126</sup> *Ibid.* p. 106.

<sup>127</sup> Article 5 du décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ([lien](#)).

<sup>128</sup> Liste des projets en annexe du communiqué de presse du 5 novembre 2019 ([lien](#)).

<sup>129</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie, p. 109 ([lien](#)).

<sup>130</sup> Exposé des motifs du règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité, 5 juin 2019 ([lien](#)).

<sup>131</sup> Ministère du développement économique, Ministère de l'environnement, de la protection du territoire et de la mer, Ministère des infrastructures et des transports, *Plan national intégré pour l'énergie et le climat*, décembre 2019, p. 57 ([lien](#)).

produite à bas coût, peut être exportée pour constituer les stocks<sup>132</sup>. Hormis les dispositifs de flexibilisation du réseau, la modulation de la consommation et de la production constituent d'autres sources d'adaptation.

## 4.3 PRÉVUES À TERME, DE NOUVELLES INTERCONNEXIONS POURRAIENT ÊTRE CONSTRUITES MAINTENANT

### 4.3.1 D'ICI À 2035, LA FRANCE DOIT COMBLER SON RETARD EN DOUBLANT SA CAPACITÉ D'INTERCONNEXION ÉLECTRIQUE

**D'ici à 2035, la France vise à rattraper son retard en doublant sa capacité d'interconnexion électrique.** Dans son rapport de 2019 sur l'économie française, l'OCDE a souligné que le pays avait du retard en matière de capacité d'interconnexion. Dans le même esprit, le travail mené par l'Institut Montaigne sur les réseaux et la transition énergétique a souligné que les réseaux énergétiques ne seraient pas suffisamment au centre des politiques publiques actuelles<sup>133</sup>.

Afin d'intégrer la hausse de la production d'énergie renouvelable et de rattraper le retard français en la matière, le schéma décennal de développement du réseau de RTE, publié en 2019, prévoit de doubler la capacité d'interconnexion d'ici 2035<sup>134</sup>. Plus exactement, les projets du « paquet 0 » sont en cours de construction et doivent être mis en service au plus vite pour porter d'ici à 2022 la capacité d'interconnexion de la France à 15 GW pour l'import et 20 GW pour l'export. Les trois projets concernés doivent permettre de fermer les centrales à charbon qui subsistent en France. Les projets du « paquet 1 » doivent être engagés au plus vite afin de porter à 20 GW pour l'import et 25 GW pour l'export la capacité d'ici 2025. Les projets du « paquet 2 » seront nécessaires pour atteindre les objectifs de doublement. RTE souhaiterait les lancer dans les années à venir pour une mise en service au-delà de 2025. La sélection entre les différents projets devrait dépendre d'arguments techniques, économiques et politiques.

### 4.3.2 LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE ET POLITIQUE INVITE À AVANCER DANS LE TEMPS LA CONSTRUCTION D'INTERCONNEXIONS PRÊTES TECHNIQUEMENT ET FINANCIÈREMENT

---

<sup>132</sup> Artélys, ENTSOE, *Investigation on the interlinkage between gas and electricity scenarios and infrastructure projects assessment*, September 2019, p. 45 ([lien](#)).

<sup>133</sup> Institut Montaigne, *Transition énergétique – Faisons jouer nos réseaux*, 2019, p. 54 ([lien](#)).

<sup>134</sup> RTE, « Les interconnexions », *Schéma décennal de développement du réseau*, édition 2019 ([lien](#)).

**La conjoncture économique et la volonté politique d'accélérer la transition énergétique pourraient pousser à accélérer le programme d'investissement dans les interconnexions électriques.** Le schéma décennal de développement du réseau prévoit une mise en œuvre progressive des projets afin de doubler la capacité d'interconnexions d'ici 15 ans. Comme évoqué plus haut dans l'étude, la situation actuelle invite à lancer tous les projets de transition énergétique prévus à long-terme, afin de relancer l'activité et d'accélérer le basculement vers une économie décarbonée.

- **L'effet d'entraînement des chantiers sur les économies locales serait décuplé en lançant au plus vite les interconnexions prêtes techniquement.** Les travaux publics sont l'un des secteurs avec les effets multiplicateurs les plus élevés<sup>135</sup>. Le « paquet 0 » du SDDR devrait coûter plus de 2,5 Mds € et le « paquet 1 » environ 2 Mds €. Le « paquet 2 » est chiffré à près de 3 Mds €<sup>136</sup>. Dans le cas théorique où les investissements du paquet 1 et du paquet 2 pouvaient être lancés d'ici un an, les 5 Mds € ainsi dépensés créeraient alors un effet d'entraînement qui conduirait à une activité générée de 13 Mds € en deux ans. En construisant ces infrastructures dans une conjoncture « classique », l'effet économique serait plus que divisé par deux. Les projets étant répartis sur l'ensemble du territoire, l'activité sera géographiquement équilibrée ce qui limite les goulots d'étranglement. Lorsque les projets sont viables techniquement, sont financés et seront nécessaires à l'avenir, avancer leur mise en œuvre permet de décupler leur impact sur l'activité économique. En outre, pour les interconnexions, plus l'infrastructure sera construite tôt, plus l'énergie française sera exportée tôt et le surplus créé par le marché de l'électricité élevé.
- **La politique de relance verte, esquissée par le gouvernement français et par l'Union européenne afin de sortir de la crise du Covid-19, pourrait augmenter le besoin en interconnexions à court-terme.** La volonté « d'accélérer la transition écologique » et de faire de la France « la première économie décarbonée de la planète »<sup>137</sup> devrait se matérialiser en particulier par un soutien à la mobilité électrique et à la rénovation thermique, dont le remplacement du chauffage au fioul par des pompes à chaleur. Ces politiques pourraient impacter la demande globale d'électricité et donc les objectifs de production d'ENR. Les usages détermineront si cette accélération de la transition énergétique déséquilibre ou non les réseaux électriques. Accélérer l'agenda de construction des interconnexions offrirait une marge de manœuvre pour mener à bien des politiques ambitieuses, que ce soit sur une hausse de la production d'énergie renouvelable ou sur une plus grande variation de la consommation électrique.

---

<sup>135</sup> Xavier Ragot, Francesco Saraceno *et al.*, « Investissement public, capital public et croissance », OFCE, Sciences Po, 2016 ([lien](#)).

<sup>136</sup> RTE, *op.cit.*

<sup>137</sup> Bruno Le Maire, *Vouloir une économie pour la France*, mai 2020.

LE PROJET AQUIND DEVRAIT  
CRÉER DIRECTEMENT DE LA  
VALEUR POUR LA FRANCE ET  
PARTICIPER À LA RELANCE  
SANS COÛT POUR LES  
POUVOIRS PUBLICS





---

La mise en œuvre du projet Aquind permettra d'augmenter les capacités d'échange entre la France et le Royaume-Uni de 2 GW en puissance installée, et de 16 TWh en flux annuel. Ce projet créerait un surplus net de 1 800 millions d'euros pour la France et porterait plusieurs externalités positives, à l'image de la fiabilisation du réseau et la diminution des écristements d'ENR intermittentes. La phase de travaux créerait 250 emplois directs en Normandie pendant 2,5 ans, ainsi que 90 emplois indirects. L'intégralité du risque d'investissement serait supportée par l'opérateur, sans conséquence négative pour le consommateur final.

---

## 5.1 L'INTERCONNEXION AQUIND CRÉERAIT DE LA VALEUR EN PERMETTANT LA HAUSSE DES EXPORTATIONS VERS LE ROYAUME-UNI

### 5.1.1 L'INTÉRÊT D'UN PROJET D'INTERCONNEXION SE MESURE PAR UNE ANALYSE COÛTS – BÉNÉFICES ÉTENDUE AUX EXTERNALITÉS POSITIVES

**Le projet Aquind a pour ambition d'insatler 2 GW de capacités d'échanges d'électricité supplémentaires entre le Royaume-Uni et la France.** Les deux rives de la Manche disposent actuellement de 2 GW de capacité *via* l'interconnecteur IFA, opérationnel depuis 1986. Avec la mise en œuvre des projets IFA2 et ElecLink, cette capacité sera portée à 4 GW d'ici 2021<sup>138</sup>. Si le projet était exécuté, la capacité atteindrait 6 GW au total à horizon 2024, soit une capacité supplémentaire d'échange d'électricité de 16 TWh par an. Le projet prévoit l'installation de 240 km de câbles à travers la Manche. Les stations de conversion nécessaires seraient fixées à Lovedean dans le comté de Hampshire au sud de l'Angleterre et dans la commune de Varneville-Bretteville en Seine-Maritime.

**L'intérêt de l'investissement dans les interconnexions est avéré si les bénéfices, composés du surplus socio-économique et des impacts résiduels, sont supérieurs au coût d'investissement.** Les autorités de régulation apprécient l'opportunité des investissements dans les interconnexions à partir des analyses coûts-bénéfices (ACB) des projets suivant les lignes directrices du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E)<sup>139</sup>. Les coûts sont composés des investissements (CAPEX) et du coût de fonctionnement (OPEX), actualisés sur la durée d'amortissement des équipements. L'analyse des bénéfices se décline en trois temps :

---

<sup>138</sup> IFA 2 sera mise en service en 2020 ([lien](#)) et ElecLink en 2020 ([lien](#)).

<sup>139</sup> 2<sup>nd</sup> ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, 2018, p. 20 ([lien](#)).



- **La majorité des bénéfices sont composés des surplus socio-économiques déterminés par le surplus des consommateurs, des producteurs et de l'interconnexion<sup>140</sup>.** Le surplus des consommateurs des deux côtés de la frontière décrit les gains que les consommateurs perçoivent de la différence des prix de gros de l'électricité. Le surplus des producteurs comprend deux dimensions : les recettes tirées de la production de gros des centrales multipliée par les prix du marché interconnecté d'une part, et les évolutions du coût variable des centrales, c'est-à-dire les dépenses liées au démarrage et à l'arrêt des centrales ou à la consommation des combustibles d'autre part. Les surplus de l'interconnexion comprennent les recettes de gros, qui dépendent de la différence des prix sur les deux marchés interconnectés, mais aussi les revenus tirés du marché de capacité, c'est-à-dire la commercialisation de engagements de production ou d'effacement négociés à l'avance. Ce surplus est calculé net du coût d'investissement et d'exploitation de l'infrastructure. Dans le cas des interconnexions bénéficiant du système d'exemption, l'analyse coût – bénéfice exclut l'opérateur et se concentre sur les surplus des consommateurs et des producteurs.
- **L'évaluation des bénéfices prend en compte les externalités technico-environnementales du projet.** L'interconnexion permet l'intégration d'ENR et la quantité d'émission de GES évitée est ainsi estimée. Sur le plan technique, le régulateur juge l'investissement au regard de sa capacité à améliorer la réponse à la demande d'électricité et au regard des possibilités de flexibilisation du réseau et de minimisation des pertes thermiques générées par la circulation du courant sur les lignes<sup>141</sup>.
- **Les « impacts résiduels » recourent les bénéfices créés pour la population locale.** L'objectif est de minimiser les effets négatifs générés par les travaux sur l'environnement tout en maximisant l'emploi local et les recettes fiscales tirées par les collectivités territoriales du lieu d'installation<sup>142</sup>.

## 5.1.2 DANS LE SCÉNARIO « PLANS NATIONAUX », L'INFRASTRUCTURE AQUIND EST ENTRE NEUTRALITÉ ÉCONOMIQUE ET CRÉATION DE VALEUR

**Une étude conduite pour le compte de la CRE en juillet 2019 sur les interconnexions avec le Royaume-Uni a évalué l'intérêt de construire de nouvelles interconnexions.** La valeur actualisée des gains pour le surplus collectif d'1 GW mis en service en 2025 est évaluée à 900 M€ dans le scénario « Plans Nationaux » qui correspond à celui de la PPE. Cette estimation semble pessimiste, en raison de projections très ambitieuses sur l'hydrogène et de la non prise en compte des gains tirés de la sécurité d'approvisionnement. *In fine*, la mise en service de l'interconnexion Aquind devrait créer de la valeur *via* les marchés de l'énergie avec ces hypothèses.

- **La consommation d'électricité pour produire de l'hydrogène décarboné aux fins de stockage de l'électricité ou d'usage industriel direct diminue la valeur de l'interconnexion<sup>143</sup>.** Le scénario « plan nationaux » de l'étude conduite par le cabinet Artélys pour le compte de la CRE au sujet de la valeur d'1 GW supplémentaire de capacité

<sup>140</sup> *Ibid.* p. 26.

<sup>141</sup> *Ibid.*

<sup>142</sup> *Ibid.*

<sup>143</sup> Artélys, *Détermination d'une capacité cible d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni*, p. 4 ([lien](#)).

d'interconnexion estime que la montée en puissance de l'hydrogène aboutira à une consommation de 12 TWh d'électricité en 2030 et 15 TWh en 2040<sup>144</sup>. Cette estimation paraît optimiste au regard de la trajectoire de développement de l'électrolyse en France. La PPE fixe une échelle d'objectifs large en matière d'hydrogène. L'hydrogène décarboné doit représenter 10% de l'hydrogène industriel en 2023 et de 20% à 40% en 2028<sup>145</sup>. A technologie constante, l'atteinte de ces objectifs suppose une consommation entre 4 et 5 TWh d'électricité en 2023 et entre 8 TWh et 20 TWh en 2028. Ces cibles semblent d'autant plus optimiste que le rythme de mise en service des démonstrateurs d'électrolyse est lent.

- **L'étude ne prend pas en compte le surplus socio-économique tiré de la sécurité d'approvisionnement.** La non prise en compte de cet élément conduit automatiquement à réduire le bénéfice global engendré par l'interconnexion. Les gains tirés de la sécurité d'approvisionnement permis par la capacité de l'interconnexion permettent de lisser les pics et les creux de production d'ENR qui se multiplieront à l'avenir<sup>146</sup>. Plus les zones de production et de consommation sont interconnectées, plus la sécurité du réseau est grande. Ces bénéfices sont estimés entre 11 M€<sup>147</sup> et 22 M€<sup>148</sup> par GW et par an pour l'interconnexion Aquind<sup>149</sup>. La valeur actualisée des gains de surplus collectif d'1 GW supplémentaire augmente ainsi entre 160 et 300 M€ sur la durée de vie du projet.
- **L'interconnexion Aquind crée ainsi de la valeur en France par le marché de l'électricité si la sécurité d'approvisionnement est prise en compte ou si l'hypothèse de montée en puissance de l'hydrogène est revue ou encore si l'opérateur obtient le statut d'exemption.** Le coût total estimé (CAPEX, OPEX et pertes) de l'interconnexion portée par Aquind s'élève à 900 M€ par GW<sup>150</sup>. Cela correspond au gain du premier GW dans le scénario « Plans Nationaux ». Cela signifie qu'aux conditions de l'étude Artély, l'infrastructure ne crée ni ne détruit de valeur *via* les prix de l'électricité en France. Il s'agirait dès lors d'un projet capital pour le système énergétique du Royaume-Uni et neutre pour la France. En prenant en compte la valeur créé par la sécurisation ou le réalisme des hypothèses sur le stockage, le bilan devient positif pour la France. En outre, si Aquind obtient le statut d'exemption, le coût d'investissement est porté par l'entreprise, et l'analyse coût-bénéfice ne l'inclut donc pas. Le projet est alors particulièrement bénéfique pour la France.

---

<sup>144</sup> *Ibid.* 29.

<sup>145</sup> Article 5 du décret n°2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ([lien](#)).

<sup>146</sup> 2<sup>nd</sup> ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, 2018, p. 38 ([lien](#)). Dans le détail, les méthodologies TYNDP et PCI prennent en compte ce phénomène.

<sup>147</sup> D'après l'étude Tractebel.

<sup>148</sup> D'après la moyenne des deux scénarios TYNDP 2018 - *Sustainable Development and Distributed Generation*.

<sup>149</sup> Analyse Aquind à partir du travail Tractebel (hypothèse basse) et du TYNDP (hypothèse haute).

<sup>150</sup> Entsoe, TYNDP 2018, Project 247 – Aquind interconnector. L'analyse d'Artély prend comme hypothèse qu'une interconnexion à travers la Manche aurait des coûts opérationnels de 35 M€/GW/an (soit 1 200 M€ en VAN) répartis entre des OPEX de 12 M€/GW/an et des pertes réseau de 23 M€/GW/an. Les coûts approuvés pour IFA2 étaient plus faibles. Pour Aquind, l'entreprise évalue ses OPEX à 7 M€/GW/an et Tractebel évalue les pertes réseaux à 5,8 M€ / GW / an. Soit 350 M€ de moins que les hypothèses de l'étude Artély en VAN.

### 5.1.3 DANS LE SCÉNARIO EUROPÉEN TYNDP, L'INFRASTRUCTURE AQUIND EST NETTEMENT CRÉATRICE DE VALEUR EN FRANCE

**Une étude conduite pour le compte d'Aquind a évalué l'intérêt économique de l'interconnexion. L'objectif est de chiffrer l'impact de l'infrastructure pour évaluer le gain futur des investisseurs.** Ce travail projette un surplus économique de 1,3 milliards d'euros pour l'Europe, dont 1,1 milliards d'euros pour la France d'ici 2040<sup>151</sup>. Hors prise en compte des revenus de l'interconnexion Aquind, le surplus total européen est de 400 millions d'euros. Les projections sur lesquelles reposent cette évaluation, le « scénario de marché Aquind » sont établies en fonction des hypothèses centrales du TYNDP et des investissements déjà engagés dans chaque pays dans le contexte de leurs plans nationaux de transition.

**En France, le projet Aquind créerait principalement de la valeur pour les producteurs d'électricité quand les prix augmenteraient pour les consommateurs. Au total, le bilan serait largement positif pour le pays.** Le projet générera un important surplus des producteurs en France : plus de 4,4 milliard d'euros. A l'inverse, les consommateurs verront un manque à gagner de 2,1 milliards d'euros et le coût actualisé de l'interconnexion s'élève à 1,4 milliards d'euros<sup>152</sup>. Le surplus de l'interconnexion serait donc de 900 millions d'euros. L'important surplus du producteur concerne en particulier EDF qui pourra augmenter ses exportation d'électricité, avant tout nucléaire, vers le Royaume-Uni.

### 5.1.4 L'INVESTISSEMENT D'AQUIND SERAIT SANS RISQUE POUR LA COLLECTIVITÉ SI LE PROJET OBTENAIT LE STATUT D'EXEMPTION DU CADRE DE RÉGULATION

**Les coûts d'investissement actualisés d'Aquind représentent 1,4 milliard d'euros sur la période de construction entre 2021 et 2024, soit 700 millions d'euros par GW de capacité<sup>153</sup>.** Ces investissements comprennent le coût des études préalables (DEVEX) ainsi que les travaux de construction (CAPEX). Les financements d'Aquind sont entièrement privés et sont constitués de dette et de capitaux propres apportés par des investisseurs spécialisés dans le financement des infrastructures.

**L'obtention du statut exempté du cadre de régulation commun des interconnexions, actuellement en cours d'examen, permettrait de créer un surplus économique sans susciter aucun risque pour la collectivité.** En étant exclu du dispositif de tarif régulé d'utilisation du réseau de transport pour l'électricité transitant par ses installations, Aquind, à l'image du projet ElecLink en cours de déploiement<sup>154</sup>, supporterait l'intégralité des risques de financement sans que ceux-ci soient imputés de manière indirecte sur les factures payées par les consommateurs en France. Cette disposition emporte plusieurs avantages pour la collectivité :

- **Dans tous les cas de figure, Aquind constituerait un investissement « sans regret ».** En d'autres termes, le modèle ainsi choisi évite ainsi que le projet d'interconnexion soit un

---

<sup>151</sup> Estimation issue de l'ACB d'Aquind effectuée par le cabinet Baringa.

<sup>152</sup> Analyse coûts-bénéfices réalisée par Baringa pour le compte d'Aquind.

<sup>153</sup> Analyse coût-bénéfice réalisée par le cabinet Baringa.

<sup>154</sup> Axel Gautier, Altermind, *Eleclink : Shedding Some Light on a Key European Project*, December 2019 ([lien](#)).

« éléphant blanc », c'est-à-dire un projet d'envergure initié par la puissance publique dont les coûts de fonctionnement et d'entretien sont supérieurs aux bénéfices qui en sont tirés. Ni le consommateur final ni le contribuable ne seront sollicités en cas d'échec économique de l'opération. L'opérateur et les investisseurs privés supporteront seuls les risques.

- **Les risques plus élevés pour l'opérateurs l'incitent à calibrer ses coûts au mieux.** Confier à des investisseurs privés la charge de développer des infrastructures sans subvention publique *ad hoc* évite les surinvestissements. Selon le mécanisme décrit par les économistes Harvey Averch et Leland Johnson, l'asymétrie d'informations entre les opérateurs régulés et les autorités de régulation sur la nature et l'ampleur des coûts d'investissement et de fonctionnement des infrastructures incite les premiers à accumuler du capital pour augmenter les bénéfices, par exemple *via* la hausse des tarifs d'utilisation du réseau<sup>155</sup>. En l'absence de ce lien de dépendance financière, il n'existe aucune incitation pour l'investisseur à surestimer ses coûts.

## 5.2 L'INTERCONNEXION AQUIND AGIRAIT COMME FACILITATEUR POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

### 5.2.1 LES 2 GW DE CAPACITÉ D'INTERCONNEXION SUPPLÉMENTAIRE DEVRAIENT PERMETTRE DE DIMINUER LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

**Le projet Aquind facilitera la transition énergétique en permettant une meilleure intégration des ENR sur le réseau, ainsi qu'une légère baisse des émissions de GES.** Dans le scénario central basé sur les plans nationaux, les 2 GW d'interconnexion supplémentaires permettront d'intégrer 6,2 TWh d'ENR supplémentaire. S'agissant des émissions de GES, Aquind estime que l'interconnexion les réduira de 2,8 millions de tonnes pour 25 ans d'utilisation, soit 112 000 tonnes par an en moyenne<sup>156</sup>. Les estimations effectuées par l'ENTSOE pour 2025 vont de 132 900 tonnes d'émissions de GES évitées selon l'estimation la plus haute et 47 100 tonnes selon l'estimation médiane et un surplus de 20 700 tonnes pour l'estimation la plus basse<sup>157</sup>. En 2030, sur les neuf scénarios présentés, les émissions de GES baissent dans huit cas. En moyenne, la baisse est de 230 000 tonnes de GES par an.

**Les avantages écologiques d'Aquind seraient démultipliés en cas d'accélération de la transition écologique *via* le développement plus prononcé des ENR.** Les scénario qui postulent une forte hausse

---

<sup>155</sup> Harvey Averch, Leland Johnson, "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint", *American Economic Review*, vol. 52, 1962, pp. 1052-1069 ([lien](#)).

<sup>156</sup> Analyse coût bénéfice du projet Aquind effectuée par le cabinet Baringa.

<sup>157</sup> ENTSOE, *Project 247 – Aquind Interconnector*, août 2018.

du prix des énergies fossiles et une forte intégration des ENR sur le réseau aboutisse à un impact d'Aquind sur les émissions de GES plus élevé.

## 5.2.2 L'INFRASTRUCTURE AQUIND GÉNÉRERA D'AUTRES EXTERNALITÉS POSITIVES

**Les technologies et infrastructures déployées par Aquind génèreraient des externalités positives non quantifiables, pour le réseau et hors réseau.**

- **Aquind pourrait fournir des services auxiliaires de participation à la reconstitution du réseau, de compensation de puissance réactive ou encore de réponse à des variations de fréquence<sup>158</sup>.** Les câbles reliant les stations de conversion en France et au Royaume-Uni utilisent la technologie VSC permettant d'apporter l'alimentation électrique nécessaire au redémarrage de la première unité de production, permettant ainsi par une réaction en chaîne de rétablir l'ensemble du réseau électrique dans son fonctionnement normal<sup>159</sup>. Cette capacité de sécurisation du réseau est d'autant plus stratégique à moyen et long terme que la croissance des ENR intermittentes soumet le réseau électrique à de plus grands risques de défaillance.
- **L'installation de fibre optique dans les câbles sous-marins permettra de renforcer la connexion entre la France et le Royaume-Uni.** L'opérateur souhaite adjoindre un câble de transmission de données dans la tranchée le long des deux paires de câbles électriques<sup>160</sup>.

## 5.3 L'INVESTISSEMENT D'AQUIND AURA UN EFFET BÉNÉFIQUE SUR L'ÉCONOMIE LOCALE

### 5.3.1 LES TRAVAUX OPÉRÉS PAR AQUIND CRÉERONT 360 EMPLOIS DIRECTS ET INDIRECTS

**Le modèle d'impact-emploi développé par Asterès évalue à 360 le nombre d'emplois directs et indirects créés par l'interconnexion.** Le modèle reproduit par « cycle » la demande générée en

---

<sup>158</sup> Ces services ont été évalués pour le Royaume-Uni mais pas pour la France. National Grid, *SO Submission to Cap and Floor*, 2017.

<sup>159</sup> Ying Jiang-Hafner, Hugo Duchon, Michael Karlsson, Leif Ronstrom, Bernt Abrahamsson, "HVDC with Voltage Sources Converters – A Powerful Standby Black Start Facility", *IEEE PES*, 2008 ([lien](#)).

<sup>160</sup> Site d'Aquind ([lien](#)).

Normandie par le chantier de construction. Cette modélisation permet d'obtenir, au bout de dix tours, le nombre d'emplois résultant de l'activité générée par la construction de l'infrastructure.

- **Les travaux de construction de l'interconnexion impliqueront 250 embauches directes sur une durée de 2,5 ans.** Ce sont les emplois directement créés en France, principalement dans le domaine de la construction<sup>161</sup>.
- **Ces 250 embauches induiraient 90 créations indirectes de postes dans les autres secteurs de l'économie.** La consommation des 250 salariés et les autres commandes du chantiers implique le développement de biens et services dans les 38 branches d'activité existantes. Les effets d'entraînement sur l'emploi les plus puissants concernent le secteur du commerce, du transport ainsi que les activités administratives et de soutien.

**La réalisation de cet investissement est une opportunité immédiate pour la Seine-Maritime en raison du fort taux de chômage du département.** En période de crise, le coût de renoncement des investissements de grande ampleur est beaucoup plus élevé pour l'emploi. Le département est déjà l'un de ceux dont le taux de chômage est le plus élevé : 9,2% contre 8,0% en moyenne dans la région Normandie et 8,1% en France métropolitaine<sup>162</sup>. Cette situation risque de s'aggraver en valeur absolue puisque la crise se matérialisera par une augmentation du taux de chômage de plus de 2 points, qui devrait atteindre 10,4 % de la population active nationale en 2020 et 2021 selon le FMI<sup>163</sup>.

### 5.3.2 L'ACTIVITÉ DE L'INTERCONNECTEUR SE RÉPERCUTERA PAR UNE HAUSSE DES RECETTES FISCALES POUR LES COLLECTIVITÉS

**Les activités d'Aquind sur le territoire normand génèreront plus de 4 millions d'euros de recettes fiscales par an pour les collectivités territoriales<sup>164</sup>.** Sur l'ensemble de la durée de vie de l'infrastructure, soit 40 ans, Aquind acquitterait près de 160 millions d'euros d'impôts locaux (en euros constants)<sup>165</sup>. Selon des estimations effectuées en amont du projet, la station de conversion :

- Le département de Seine-Maritime percevrait la majorité des bénéfices avec 1,2 millions d'euros par an.
- La communauté de communes Territoires de Caux percevrait 990 000 euros par an.
- La commune de Varneville-Bretteville percevrait 466 000 euros par an.
- La région Normandie percevrait 375 000 euros par an.

En outre, des retombées fiscales supplémentaires suivantes pourront être évaluées à un stade ultérieur : l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER) à destination des collectivités locales, dont le montant pourrait être de 1 040 000 €/an, les redevances d'occupation des domaines publics routier et maritime ; et l'impôt sur les sociétés (IS).

---

<sup>161</sup> Données fournies par Aquind.

<sup>162</sup> Données INSEE au 4e trimestre 2019 ([lien](#)).

<sup>163</sup> FMI, *Perspectives de l'économie mondiale 2020*, avril 2020, p. 20 ([lien](#)).

<sup>164</sup> Estimation effectuée par le cabinet EY sur la base des taux d'imposition en vigueur en 2018.

<sup>165</sup> En euros de 2019.

**Ces recettes supplémentaires constituent une opportunité à saisir pour les collectivités dont les revenus fiscaux seront durement affectés par la crise économique consécutive au Covid-19.** Selon une note de conjoncture publiée par la commission des finances du Sénat, la crise risque de générer un manque à gagner de près de 5 milliards d’euros pour les collectivités locales en 2020 et 2021<sup>166</sup>. Les régions seront les collectivités les plus affectées par la crise.

---

<sup>166</sup> Commission des finances du Sénat, 27 mars 2020, p. 7 ([lien](#)).

A S T E R è S  
p r o d u c t e u r d ' i d é e s

## CHARTRE ETHIQUE

---

Asterès est régulièrement sollicité par des entreprises et des fédérations professionnelles pour intervenir en amont de leurs activités de lobbying, particulièrement lors des débats d'orientation budgétaire.



Asterès peut donc être amené à réaliser des travaux financés par des donneurs d'ordres et démontrant l'impact économiquement nocif d'une mesure qui pourrait leur être appliquée.

Dans ce cas, notre démarche répond à une charte éthique stricte. Notre client s'engage à accepter que les travaux menés par Asterès répondent aux principes intangibles suivants :

- Asterès ne peut s'engager sur les résultats d'une étude avant de l'avoir réalisée. Nous ne délivrons nos conclusions qu'au terme de nos analyses.
- Nos travaux suivent une méthodologie standard (*top down*), qui s'appuie sur l'utilisation de données statistiques publiques, ou conçues par nous-mêmes.
- Si un client souhaite modifier des conclusions de travaux réalisés par Asterès sans une totale approbation de nos consultants, il devient le seul signataire de l'étude, et n'a plus le droit d'utiliser la marque Asterès.
- Les consultants d'Asterès ne défendent dans le débat public que des travaux qu'ils ont réalisés eux-mêmes. En aucun cas ils n'acceptent de se faire le relais de travaux réalisés par d'autres.

#### *Contestations & litiges*

*Par le présent contrat, la société ASTERES sarl s'engage à mettre en œuvre les moyens pour réaliser les travaux décrits dans le présent document contractuel. En cas de litige, les parties s'engagent à rechercher un accord amiable préalablement à toute instance judiciaire. En l'absence de conciliation dans un délai d'un mois après stipulation du litige par lettre recommandée avec accusé de réception, le litige sera soumis au Tribunal de Commerce de Paris à la requête de la partie la plus diligente.*

*Il est entendu entre les parties qu'Asterès intervient en tant que prestataire externe. Asterès ne saurait être tenue en aucun cas pour responsable des interprétations qui pourraient être données de ses travaux ou de leurs conséquences. Asterès est en outre tributaire de la qualité des statistiques utilisées, dont elle n'est pas responsable.*

ASTERES ETUDES & CONSEIL

81 rue Réaumur, 75002 PARIS

01 44 76 89 16

[contact@asteres.fr](mailto:contact@asteres.fr)