

# LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

*Source : Alain Grandjean, président de la FNH, Philippe Quirion, Directeur de recherche au CNRS, CIREN, Behrang Shirizadeh, Doctorant au CIREN*

**Nous reprenons ci-après le document publié par Alain Grandjean, Philippe Quirion, Behrang Shirizadeh concernant les ENR électriques, intitulé : « La montée en puissance des énergies renouvelables électriques ne nous mettra pas sur la paille, bien au contraire ».**

Le gouvernement a demandé en septembre 2019 au PDG d'EDF de lancer une étude visant à évaluer la capacité de la filière nucléaire à construire 6 EPR en France<sup>1</sup> tout en précisant qu'aucune décision n'était prise. La ministre de l'énergie Elisabeth Borne a indiqué le 8 janvier 2020 que la décision de construire ou non de nouveaux réacteurs nucléaires EPR en France ne sera pas prise avant fin 2022. Néanmoins le débat est réouvert : est-il opportun de se lancer dans cette aventure, même s'il est clair que le nucléaire est bas-carbone ce dont nous ne discuterons pas ici ? N'est-il pas préférable d'attendre de disposer soit d'un nucléaire compétitif et sûr soit de certitudes raisonnables sur le coût du stockage de l'électricité ? Et, en attendant, de remplacer par des ENR, les réacteurs déclassés en fonction des décisions de l'autorité de sûreté ? L'argument devenu principal contre cette option, c'est que les ENR (non pilotables, à l'exception de l'hydroélectricité, dont le potentiel de croissance en France est faible, et du biogaz, dont la disponibilité est limitée mais qui peut être utilisé dans des centrales à gaz) coûteraient une fortune. On doit en effet intégrer dans l'addition ce dont elles ont besoin pour fournir un service équivalent au nucléaire (partiellement pilotable), à savoir un réseau électrique plus développé, des moyens de stockage complémentaires et des moyens visant à stabiliser la fréquence. Notons tout de suite que les coûts de renforcement du réseau sont déjà inclus dans le prix révélé par les appels d'offres actuels via le mécanisme de quote-part S3REN<sup>2</sup>.

Après avoir rappelé quelques ordres de grandeur relatifs au coût de production de l'électricité, nous évoquerons ceux des réseaux, du stockage et de la stabilité de la fréquence. Nous constaterons qu'à ce stade il est urgent d'attendre : ce qui est aventureux et anti-économique c'est de lancer un programme de construction de nouvelles centrales nucléaires ; c'est lui qui nous mettrait sur la paille. Nous concluons que l'examen rationnel des faits conclut à ne pas lancer les EPR. Du fait de l'importance de la production de l'énergie et notamment de l'électricité dans notre économie, notre avenir est en jeu : ne le jouons pas sur des arguments émotionnels.

<sup>1</sup> Voir <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/le-gouvernement-fait-plancher-edf-sur-ses-futurs-epr-en-france-1139927>

<sup>2</sup> Les développeurs solaires ne supportent pas seulement le coût du câble qui relie leur projet au point de raccordement, mais également une quote-part (en €/MW) du coût de renforcement total du réseau (à l'échelle d'une région), calculé par ENEDIS et RTE.

## LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

### 1. Le coût du kWh produit par l'EPR sera au moins deux fois plus élevé que celui de l'éolien et du solaire.

Le coût<sup>1</sup> de la production du nucléaire historique en France est de l'ordre<sup>2</sup> de 30 à 60 euros le MWh, selon ce qui est intégré dans les calculs ; le chiffre de 60 intègre les coûts de démantèlement et de retraitement du combustible. Le tarif de l'ARENH<sup>3</sup> a été fixé à 42 euros le MWh après de longues négociations ; il est en cours de renégociation mais ces discussions confirment qu'on peut retenir l'ordre de grandeur de 50 euros le MWh.

En 2006<sup>4</sup> il avait été décidé de tarifs d'achat pour le solaire PV s'élevant dans certaines configurations à plus de 500 euros le MWh. Il peut paraître incroyable qu'à peine plus de 10 ans après, les ordres de mérite s'inversent, mais c'est bien le cas. Le coût du nouveau nucléaire explose pendant que celui des ENR s'effondre : pour le solaire il s'agit d'un facteur 10 environ ; aujourd'hui dans les centrales au sol il est de l'ordre de 50 euros le MWh.

L'EPR de Flamanville<sup>3</sup>, décidé en 2007 pour une mise en service initialement prévue en 2012, n'est toujours pas terminé (pas plus que celui d'Olkiluoto en Finlande, initié en 2003, qui, 17 ans après, n'est pas mis en service<sup>5</sup>). Son coût à terminaison est estimé aujourd'hui par EDF à 12,4 mds d'euros, soit près de 4 fois son devis initial<sup>6</sup> (de 3,3 mds). Le délai de réalisation (à ce stade la mise en service est reportée en 2022) sera rallongé de 10 ans au moins. Le chantier d'Hinkley Point C a déjà fait l'objet de deux annonces de dépassement de coût. Nul ne sait s'il sera terminé un jour ni à quel coût<sup>7</sup>, sachant qu'à son lancement ce dernier était annoncé à 110 euros le MWh.

À 12,4 milliards pour un réacteur d'une puissance de 1 630 MW en retenant un taux d'utilisation optimiste de 85 %, (qui suppose un usage en base et pas de contribution à la modulation de la demande) le coût de revient<sup>8</sup> serait de 154 euros le MWh.

Pour les ENR, rappelons pour commencer les chiffres que nous avons retenus, à horizon 2023, dans un article paru dans *Enerpresse*<sup>9</sup> en octobre 2017 : pour l'éolien terrestre,<sup>10</sup> 61 euros le MWh, pour l'éolien maritime,<sup>11</sup> 85 et pour le solaire PV,<sup>12</sup> 54.

Pour l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque les coûts observés sont bien de l'ordre de grandeur imaginé, et continuellement décroissants. Pour l'éolien maritime, nous avons sans doute été pessimistes

<sup>1</sup> Dans la suite de la note nous utiliserons les notions habituellement utilisées dans ce secteur, nous reviendrons plus loin sur l'impact du taux d'actualisation.

<sup>2</sup> Voir le rapport de la cour des comptes fait en 2014.

<https://www.ccomptes.fr/fr/publications/le-cout-de-production-de-lelectricite-nucleaire-actualisation-2014>

<sup>3</sup> L'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) détermine le prix auquel les fournisseurs alternatifs d'électricité peuvent racheter à EDF l'électricité nucléaire, ainsi que les volumes auxquels ils peuvent prétendre. Défini dans la loi NOME en 2010, ce mécanisme a été mis en place pour une période transitoire entre 2011 et 2025.

<sup>4</sup> <https://www.photovoltaique.info/fr/tarifs-dachat-et-autoconsommation/tarifs-dachat/anciens-arretes-tarifaires/arrete-du-26-juillet-2006/>

<sup>5</sup> L'électricien finlandais TVO a annoncé mercredi 3 octobre 2019 que des tests sur le réacteur EPR Olkiluoto-3, (bâti par le français Areva et l'allemand Siemens), ne se déroulaient pas comme prévu. La mise en service de la centrale, qui a déjà dix ans de retard, a encore été reportée à mars 2021, au moins. Voir <https://www.montelnews.com/fr/story/tvo-repousse-le-dmarrage-dolkiluoto-3-16-gw-%C3%A0-mars-2021/1072348>

<sup>6</sup> <https://www.lefigaro.fr/societes/edf-le-cout-de-l-epr-de-flamanville-s-envole-encore-20191008>

<sup>7</sup> La dernière annonce est de quinze mois de retard et d'un surcoût de 2,15 milliards d'euros. Les coûts « sont désormais estimés entre 24,3 et 25,4 milliards d'euros » selon EDF qui table sur l'objectif de démarrer la production d'électricité sur le réacteur n°1 à fin 2025.

Voir <http://www.leparisien.fr/economie/nucleaire-premier-derapage-pour-le-chantier-anglais-de-hinkley-point-04-07-2017-7108602.php>

<sup>8</sup> Avec un taux d'actualisation de 8 % ; nous reviendrons plus loin sur ce paramètre

<sup>9</sup> Voir <https://alaingrandjean.fr/2017/09/06/feuille-de-route-nucleaire/>

<sup>10</sup> Les paramètres correspondent à la technologie dite de première génération. Des turbines plus grandes, un peu plus chères (1 300 €/kW) mais capables d'une production électrique plus élevée pour un même gisement de vent, devraient être mises en service d'ici 2025 : le coût de revient évalué ici pourrait s'en trouver minoré.

<sup>11</sup> Y compris le réseau spécifique pour collecter l'énergie et l'amener à la terre.

<sup>12</sup> Grande ferme de panneaux photovoltaïques au sol, avec trackers. Considéré comme moyen de référence, car c'est la principale technologie prévue dans les développements programmés dans la PPE, loin devant les panneaux en toiture.

## LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

au vu du résultat des récents appels d'offre qui donnent des prix de l'ordre de 50 euros le MWh<sup>1</sup> (sans coût du raccordement au réseau qui est maintenant pris en charge dans le tarif TURPE). L'AIE<sup>2</sup> vient de sortir un rapport chiffrant le potentiel mondial de l'éolien off-shore et indiquant que le LCOE moyen de l'éolien offshore pourrait être réduit de 60 % d'ici à 2040.

La Commission de Régulation de l'Énergie a fait une revue en 2018 des coûts des ENR<sup>3</sup> et on peut clairement en conclure qu'un mix électrique ENR se situerait donc, à l'horizon 2030-2035, en coût de production autour de 50 à 60 euros le MWh, ou au-dessous. Il y a en outre encore des réserves de productivité.

## 2. L'investissement dans les réseaux est, dans les 15 ans à venir, largement acceptable, connu et maîtrisé

Les réseaux électriques sont gérés en France par RTE pour les hautes et très hautes tensions et par Enedis et des régies pour les moyennes et basses tensions. Leur coût est payé par les consommateurs (raccordés aux réseaux respectifs de RTE et Enedis) via les TURPE (tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité). RTE facture à Enedis l'essentiel du coût du réseau THT, et Enedis le refacture aux clients finaux. Pour avoir une idée des ordres de grandeur en jeu, rappelons qu'à ce jour, le consommateur paie son électricité en gros 170 euros TTC le MWh<sup>4</sup> dont 29 % sont liés au coût de réseau.

Depuis 1975, RTE investit chaque année entre 0,8 et 1,8 mds d'euros. Il anticipe une croissance de ses investissements pour faire face à plusieurs besoins (renouvellement, adaptation aux renouvelables, ossature numérique, interconnexion, éoliennes en mer) à hauteur de 2,5 mds par an à horizon 2035. Ces chiffres sont issus de simulations très précises issues de longs travaux de modélisation faits en concertation avec de nombreuses parties prenantes.

Rappelons quelques données relatives aux scénarios analysés<sup>5</sup> (Ampère, Hertz, Volt et Watt) ; nous nous limiterons dans un premier temps aux scénarios comportant environ 50 % de nucléaire dans la production en 2035, ce qui est l'objectif actuel de la France.

Scénarios RTE	en 2016	Ampère 2035	Hertz 2035	Volt 2035	Watts 2035
consommation brute en TWh	481	483	483	442	410
production en TWh	530	635	540	617	442
% de nucléaire dans consommation	80	61	52	78	12
% de nucléaire dans production	72	46	47	56	11
% de fossile dans la production	9	4	8	4	18
% de renouvelable dans la production	19	50	45	40	71
puissance nucléaire en GW	63,1	48,5	39	55	8
production nucléaire en TWh	384	294	252	346	48
puissance non pilotable en GW	18	115	86	86	115,5
puissance pilotable en GW	111	94	93	95	77
puissance totale installée en GW	129	209	179	181	192,5

<sup>1</sup> Le consortium EDF-Innogy-Enbridge a remporté le marché du parc de Dunkerque grâce à un prix inférieur à 50 € par MWh, garanti pendant 20 ans. Ce parc comptera 75 éoliennes d'une capacité de 8 MW chacune, totalisant ainsi 600 MW au total. Il produira 2,3 TWh par an dès 2026.

<sup>2</sup> Voir [https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Offshore\\_Wind\\_Outlook\\_2019.pdf](https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf)

<sup>3</sup> Voir [http://fichiers.cre.fr/Etude-perspectives-strategiques/2Monographies/1\\_Monographie\\_Mix\\_Electrique.pdf](http://fichiers.cre.fr/Etude-perspectives-strategiques/2Monographies/1_Monographie_Mix_Electrique.pdf)

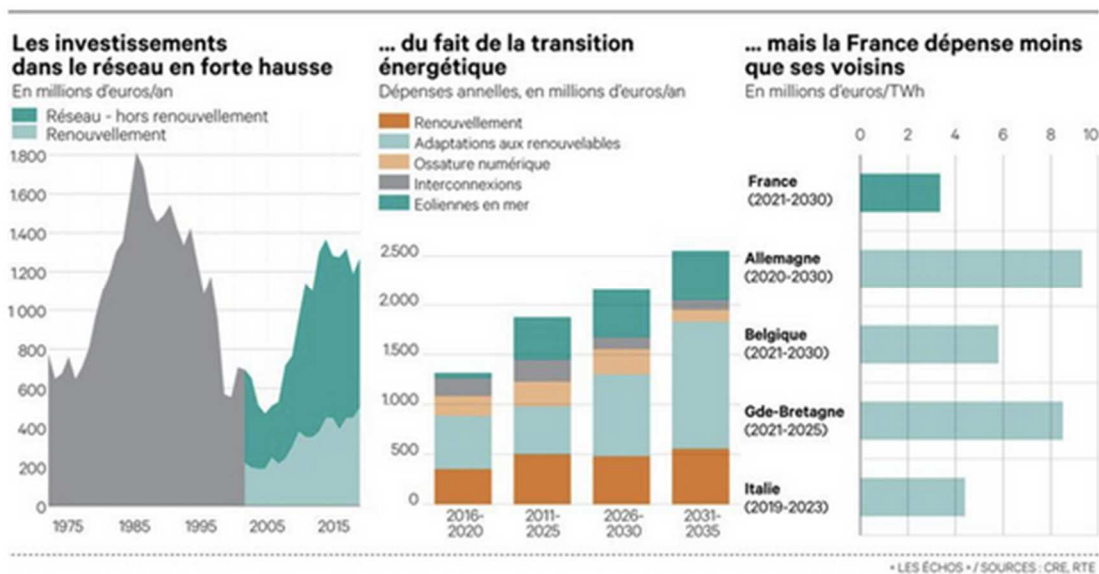
<sup>4</sup> Voir par exemple <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/tarification-de-l-electricite>. En toute rigueur il faudrait prendre en considération une partie de l'ex CSPE qui a permis de financer les ENR « nouvelles » ; ces montants ont été significatifs dans le passé du fait de l'important écart entre leur coût de production et le prix de marché ; ce n'est aujourd'hui plus un vrai sujet du fait précisément de l'effondrement de ces coûts de production.

<sup>5</sup> Voir <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/production-totale/#> pour la situation du réseau électrique en 2018

## LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

On voit qu'à cet horizon la puissance non pilotable représente dans ces scénarios environ 50 % de la puissance totale installée et que les ENR (y c hydraulique, qui en représente environ 10 à 15 %) fournissent entre 40 et 50 % de la production.

Les résultats de ces simulations (qui ne peuvent être balayés d'un revers de la main) montrent que d'ici 2035 (dans une optique donc où le nucléaire baisse à environ 50 % du mix électrique) le TURPE n'augmentera que de manière très modérée. Le graphique comparatif que produit le journal *Les Échos*, (peu soupçonnable d'être antinucléaire) montre aussi que la comparaison avec notre voisin allemand n'est pas pertinente. Cela s'explique simplement par des géographies et des historiques du réseau complètement différents.



Source : les Echos ;

<https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/les-investissements-vont-flamber-dans-le-reseau-electrique-francais-1132341>

Concernant ENEDIS, les investissements<sup>1</sup> annuels sur 2017-2020 sont de l'ordre de 4,2 mds par an dont 0,9 mds en moyenne pour le projet de comptage Linky. Enedis annonce (début 2019) un rythme annuel d'investissements consacrés aux raccordements croissant de 1,1 milliards d'euros par an à 1,8 milliards par an, sur la période 2019 - 2035, permettant de raccorder au réseau plus de 67 GW d'énergies renouvelables et 12 millions de points de charge de véhicules électriques.<sup>2</sup>

On peut retenir à ce stade qu'à horizon 2035 le surcoût par rapport à aujourd'hui d'un réseau intégrant une centaine de GW d'ENR non pilotable est certainement inférieur à 2 euros le MWh.

Quant au réseau de transport, selon RTE<sup>3</sup> « *L'ensemble des dépenses d'investissement réalisées [...] entraînera une hausse des coûts du réseau de transport d'environ 20 % à l'horizon 2031-2035. Ainsi, l'augmentation de la facture liée aux investissements dans le réseau de transport [...] atteindra environ 1,5 % à l'horizon 2031-2035, soit une hausse d'environ 12 euros par an de la facture moyenne d'un foyer* », (En moyenne, celle-ci s'élève à 750 euros par an).

Ces chiffres ne permettent pas de conclure définitivement pour un réseau intégrant encore plus d'ENR variables, mais ils montrent qu'il n'y a pas péril en la demeure. Plus précisément, à l'horizon 2035, le coût de l'électricité (donc y compris l'amortissement des investissements de réseau) dans un scénario à 50 % de nucléaire (hors EPR, donc, sauf celui de Flamanville), ne sera clairement pas significativement plus élevé qu'aujourd'hui, et sûrement plus bas qu'il ne le serait en construisant de nouveaux EPR : en effet

<sup>1</sup> Voir <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/Investissements>

<sup>2</sup> Voir <https://www.reseauxdavenir.fr/accompagner-la-ppe/>

<sup>3</sup> Voir <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/renovation-du-reseau-electrique-comment-les-menages-seront-mis-a-contribution-1132401>

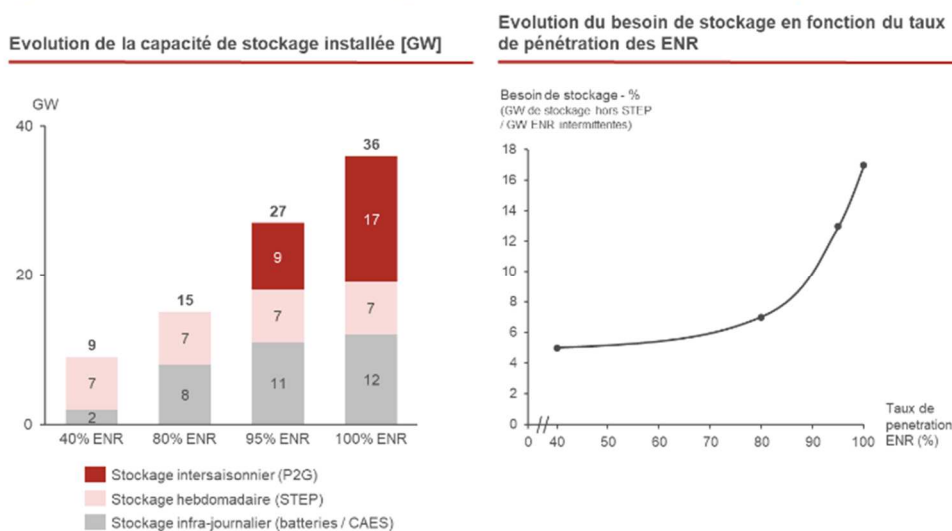
## LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

remplacer, à supposer que cela soit possible dans le calendrier, un réacteur ancien par un EPR ce serait passer en ordre de grandeur de 50 à 100 euros par MWh ; or ce serait rester à 50 euros pour les ENR...

### 3. Les coûts de gestion du système dans un scénario à très forte pénétration d'ENR ne changent pas la conclusion

Que se passerait-il dans un scénario où l'électricité serait issue exclusivement ou presque d'ENR ? On ne peut se contenter d'une simple extrapolation car comme il l'est dit dans une monographie de la CRE<sup>1</sup> : « *Les analyses menées dans le cadre d'études de scénarios fortement ENR (ADEME<sup>2</sup>, Agora Energiewende<sup>3</sup>) démontrent que le besoin de flexibilité, et en particulier de stockage d'électricité, augmente de manière non linéaire avec le taux de pénétration des ENR* ».

Figure 30 : Evolution du besoin de stockage en fonction de la pénétration des énergies renouvelables



NB. Remarquons que les besoins en capacité de stockage dans ces scénarios sont estimés à moins de 40 GW ; ce montant est sans rapport avec certaines estimations de coin de table, de plusieurs centaines de GW, qui ne tiennent pas compte de la réalité des réseaux (qui sont interconnectés avec les pays voisins et disposent déjà de mécanismes de gestion de flexibilité, y compris du fait qu'ils doivent savoir gérer par exemple l'arrêt fortuit d'un réacteur nucléaire...).

Il faut donc procéder à une modélisation simulant la production et la consommation d'électricité. Pour que l'exercice soit parlant et utile, il est nécessaire de tenir compte dans l'équilibre offre-demande électrique des capacités de production pilotables comme l'hydroélectricité et le biogaz, des capacités de stockage et des moyens de gestion de la pointe (soit « *hard* » soit « *soft* »). Il faut également définir un niveau de consommation électrique « raisonnable ». Enfin il faut tenir compte des impacts du changement climatique, qui peuvent avoir des effets significatifs tant sur l'offre que sur la demande électrique. RTE est sans doute l'entreprise française qui dispose des moyens informatiques et humains les plus adaptés pour faire ce travail de manière très solide, mais il est possible de faire des approches simplifiées tout en restant raisonnablement réaliste.

Pour ce faire, nous nous sommes appuyés sur les travaux du CIREN<sup>4</sup> utilisant le modèle EOLES\_elec, qui représente le système électrique de la France continentale - sans interconnexion avec les autres pays (donc sans exports) - et optimise l'offre d'électricité pour une demande d'électricité donnée (au pas

<sup>1</sup> Voir fichiers [http://www.cre.fr/Etude-perspectives-strategiques/2Monographies/1\\_Monographie\\_Mix\\_Electrique.pdf](http://www.cre.fr/Etude-perspectives-strategiques/2Monographies/1_Monographie_Mix_Electrique.pdf)

<sup>2</sup> ADEME 2015 – « un mix 100 % électrique ? analyses et optimisation »

<sup>3</sup> Agora Energiewende -2017 - « *Renewables versus fossil fuels - comparing the costs of electricity systems* »

<sup>4</sup> Voir [http://www2.centre-cired.fr/IMG/pdf/cired\\_wp\\_2020\\_75\\_quirion\\_shirizadeh.pdf](http://www2.centre-cired.fr/IMG/pdf/cired_wp_2020_75_quirion_shirizadeh.pdf)

## LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

horaire). L'exercice est une optimisation sur la base de données de demandes réalistes (émanant de RTE) mais en substituant au mix actuel les moyens de production d'électricité et de stockage<sup>1</sup> qui minimiseraient le coût total du système avec les coûts des technologies qu'on peut projeter vers 2035 de manière assez solide ; plus précisément pour les coûts du PV, de l'éolien (yc raccordement aux réseaux), des centrales à gaz (d'origine renouvelable) et de l'hydroélectricité, les coûts retenus sont issus des études du centre de recherche de la Commission européenne (le JRC), en prenant la moyenne entre leurs estimations pour 2030 et 2040. Pour les coûts des batteries, de STEP et de la méthanation, les coûts proviennent d'autres sources, pas particulièrement optimistes<sup>2</sup>. L'idée est alors de comparer deux scénarios (avec et sans nucléaire) pour évaluer la différence de coût.

Voici les coûts d'investissements que nous avons retenus<sup>3</sup>, comparés à ceux observés par Lazard pour l'année 2019. Ils supposent une division par deux du coût du PV (ce qui est cohérent avec la baisse massive observée ces dernières années) mais aussi du nucléaire, ce qui est extrêmement optimiste, cette technologie devenant au contraire de plus en plus chère. La baisse de coût très modérée de l'éolien offshore est, elle, pessimiste si on la compare aux tendances récentes et aux estimations du nouveau rapport de l'AIE sur le sujet, nettement plus basses.

Coût d'investissement (€/kW)	Nos hypothèses	Coûts observés par Lazard pour 2019 <sup>b</sup>
Éolien offshore	2 500 <sup>c</sup>	2 661
Éolien onshore	1 190 <sup>a</sup>	1 001-1 365
Solaire PV	525/590/700 <sup>a</sup>	819-1 001 (grandes centrales)
Nucléaire	4 500 <sup>a, d, e</sup>	6 279-11 102
Turbines à gaz	550 <sup>f</sup>	637-864

a. Pour les énergies renouvelables variables ces coûts intègrent le raccordement au réseau et 21,59 €/kW de quote-part pour le renforcement de ce dernier conformément aux Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables.

b. Lazard's levelized cost of energy analysis version 13.0

c. JRC, "Cost development of low carbon technologies", 2017

d. Estimation d'EDF : [https://www.lemonde.fr/economie/article/2019/11/09/nucleaire-le-programme-de-futurs-epr-pourrait-couter-au-moins-46-milliards-d-euros\\_6018571\\_3234.html](https://www.lemonde.fr/economie/article/2019/11/09/nucleaire-le-programme-de-futurs-epr-pourrait-couter-au-moins-46-milliards-d-euros_6018571_3234.html)

e. Nous considérons un coût de démantèlement à 10 % de coût d'investissement amorti par toute la durée de vie, et 10 ans de durée de construction. Les coûts d'assurance et la gestion de déchets nucléaires ne sont pas pris en compte

f. JRC, "Energy technology reference indicator projections for 2010-2050", 2014

Les optimisations ont été faites successivement avec deux taux d'actualisation (en retenant à chaque fois le même pour toutes les technologies) : d'une part celui recommandé en France pour le calcul économique public, soit 4,5 % par an. D'autre part, étant donné le risque à investir dans des projets de nouvelles centrales nucléaires, nous avons mené une optimisation avec un taux de 8 %, proche de celui retenu par EDF dans ses calculs internes, ceci pour toutes les technologies<sup>4</sup>.

Ces deux types de calcul ont été croisés avec deux hypothèses concernant le recours au nucléaire, interdit ou autorisé (dans ce dernier cas, le modèle sélectionne la capacité nucléaire qui minimise le coût total). Dans tous les cas, l'année météorologique 2006 est retenue car c'est la plus représentative des vingt dernières années en matière de vent et d'ensoleillement. La production hydroélectrique est aussi celle de 2006. La chronique horaire de demande d'électricité est celle simulée par RTE à horizon 2035, qui aboutit à une demande d'électricité annuelle de 480 TWh. Le total est donc très proche donc

<sup>1</sup> Nucléaire, hydraulique (barrage, step, fil de l'eau), éolien off et on shore, PV, turbines à gaz alimentées par du biogaz et du gaz de synthèse issu de la méthanation, batteries stationnaires.

<sup>2</sup> FCH-JU (2015), Schmidt (2019), ENEA (2016). Bloomberg New Energy Finance annonce des coûts plus bas que ceux que nous avons retenus pour les batteries.

<sup>3</sup> Pour les énergies renouvelables variables ces coûts intègrent le raccordement au réseau et 21,59 €/kW de quote-part pour le renforcement de ce dernier conformément aux Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables.

<sup>4</sup> Si nous avons retenu 8 % pour le nucléaire et 4,5 % pour les autres technologies, l'optimisation aurait abouti à un système sans nucléaire. Or, lever du capital pour investir dans une centrale nucléaire nécessite certainement des taux plus élevés à cause des risques associés et du délai entre l'investissement et la mise en service.

## LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

du niveau actuel mais avec une répartition un peu différente dans l'année, due à la modification du climat, aux progrès d'efficacité énergétique et au développement de nouveaux usages.

Les résultats complets sont fournis dans un article disponible sur le site du CIRED<sup>1</sup>.

Limitons-nous ici aux principales conclusions. La part optimale du nucléaire dans la production d'électricité est très minoritaire : 22 % ou 9 % selon le taux d'actualisation retenu (respectivement : 4,5 et 8 %). Les différences de coût total entre les simulations avec et sans nucléaire sont faibles : 5 % avec un taux d'actualisation de 4,5 %, seulement 1 % avec un taux de 8 %. Un taux d'actualisation de 8 % plutôt que 4,5 % réduit la place des options avec les durées de vie les plus longue : l'éolien off-shore et le nucléaire (dans les simulations où il est envisagé). Les coûts au MWh consommés s'élèvent à un peu moins de 60 euros au taux d'actualisation de 4,5 % et à un peu plus de 70 avec un taux de 8 % (pour un coût actuel de l'ordre de 50). On observe enfin que la production est un peu supérieure dans le scénario sans nucléaire. Ceci est dû aux pertes de stockage et à l'écrêtement. La prise en compte des interconnexions entre pays et des transferts d'énergie permettraient de réduire nettement l'écrêtement par exemple en utilisant l'énergie excédentaire pour des usages industriels via notamment la production d'hydrogène

Le tableau ci-dessous présente ces chiffres et la part des différentes technologies dans la production électrique.

### Résultats de l'optimisation avec un taux d'actualisation de 4,5 %

	Avec nucléaire		Sans nucléaire	
Coût annualisé (mds€)	26,8		28,2	
<b>Production annuelle</b>	<b>TWh</b>	<b>%</b>	<b>TWh</b>	<b>%</b>
Éolien maritime	18	3 %	60	10 %
Éolien terrestre	244	48 %	340	56 %
Solaire PV	68	13 %	141	23 %
Hydraulique au fil de l'eau	40	8 %	40	7 %
Hydraulique de lac	15	3 %	15	2 %
Biogaz	15	3 %	15	2 %
Nucléaire	110	22 %	0	0 %
<b>Total</b>	<b>509</b>	<b>100 %</b>	<b>611</b>	<b>100 %</b>

### Résultats de l'optimisation avec un taux d'actualisation de 8 %

	avec nucléaire		sans nucléaire	
Coût annualisé (mds€)	35,3		35,8	
<b>Production annuelle</b>	<b>TWh</b>	<b>%</b>	<b>TWh</b>	<b>%</b>
Éolien maritime	0	0 %	49	8 %
Éolien terrestre	330	60 %	341	57 %
Solaire PV	98	18 %	141	23 %
Hydraulique au fil de l'eau	40	7 %	40	7 %
Hydraulique de lac	15	3 %	15	3 %
Biogaz	15	3 %	15	2 %
Nucléaire	52	9 %	0	0 %
<b>Total</b>	<b>550</b>	<b>100 %</b>	<b>601</b>	<b>100 %</b>

<sup>1</sup> Philippe Quirion et Behrang Shirizadeh, Coût d'un système électrique optimal sans émissions de CO<sub>2</sub> pour la France, avec et sans nucléaire, janvier 2020, CIRED. Le code du modèle et les hypothèses sont en libre accès sur [https://github.com/BehrangShirizadeh/EOLIS\\_elec2035/](https://github.com/BehrangShirizadeh/EOLIS_elec2035/).

## LA MONTÉE EN PUISSANCE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

Ces calculs intègrent les coûts de stockage et de raccordement aux réseaux. On a vu précédemment que les coûts de réseau ne pesaient pas significativement dans les projections faites par RTE à horizon 2035 ; si on imagine un réseau 100 % ENR (à 2050) il faudra renforcer le réseau ENEDIS principalement.

Une étude irlandaise montre que dans une hypothèse 100 % ENR le surcoût lié à ce renforcement serait de 1 € le MWh (dans un pays très peu interconnecté).

### La stabilisation de la fréquence

Pour des raisons électrotechniques dont nous ne discuterons pas ici, la fréquence d'un réseau électrique est d'autant plus stable que ce dernier dispose de « réserves tournantes » ou primaires qui sont présentes dans les centrales thermiques classiques et nucléaires mais pas dans les ENR. Or la stabilité est une propriété essentielle d'un réseau électrique. Certains affirment que ces machines tournantes, « donc » des centrales thermiques fonctionnant en permanences, sont indispensables. Or, plusieurs techniques permettent de s'en passer, dont les batteries, qui fournissent déjà ces services en Australie<sup>1</sup>. En France, il suffirait 10 % d'un parc de 15 millions de VE pour produire un service équivalent aux réserves primaires actuelles.

## 6. Conclusion

Rappelons que le coût de l'électricité produite par l'EPR restera très probablement au-delà des 100 euros le MWh (avec un taux d'actualisation de 8 % qui est l'hypothèse toujours retenue à ce jour dans ses calculs par EDF) comme nous l'avons indiqué dans l'article cité. Le baisser substantiellement, à supposer que ce soit possible, supposerait un redesign complet, ce qui est incompatible avec un lancement rapide, hypothèse discutée ici. Ce n'est pas la voie proposée par le rapport de JM Foltz<sup>2</sup>, qui insiste fortement sur la nécessité de gagner en productivité en jouant sur l'effet de série<sup>3</sup>.

Dans ces conditions, une approche raisonnée de ce que peut être un système électrique français avec 100 % d'ENR montre que les coûts additionnels à prévoir par rapport à un mix avec la part économiquement optimale de nucléaire (fait d'EPR) sont limités ou nuls et qu'au premier ordre, même en étant extrêmement optimiste sur les futurs coûts des EPR, et sans prendre en compte le coût d'un accident nucléaire ni celui de la gestion des déchets, les deux scénarios sont à peu près aussi coûteux l'un que l'autre.

Ceci conforte la démonstration déjà faite en 2017 : il n'est pas raisonnable au plan économique de lancer la production d'EPR. Un simple rétroplanning montre qu'il n'est pas utile de prendre la moindre décision avant 2025. L'industrie nucléaire mondiale pourrait d'ici là faire elle aussi des progrès et de ce côté il est aussi urgent pour la France d'attendre même si cette décision peu meurtrit notre ego. Mais à nouveau, faut-il prendre des décisions aussi lourdes sur des paramètres passionnels ?

<sup>1</sup> <https://www.greenunivers.com/2019/11/stockage-stationnaire-neoen-et-tesla-setendent-en-australie-215624/>

<sup>2</sup> voir [https://minefi.hosting.augure.com/Augure\\_Minefi/r/ContenuEnLigne/Download?id=104AF2DA-FA4D-4BED-B666-4D582E2C7A8A&filename=1505%20-Rapport%20Flamanville%20pdf.pdf](https://minefi.hosting.augure.com/Augure_Minefi/r/ContenuEnLigne/Download?id=104AF2DA-FA4D-4BED-B666-4D582E2C7A8A&filename=1505%20-Rapport%20Flamanville%20pdf.pdf)

<sup>3</sup> rapport cité page 31