

Peut-on prendre le risque de ne pas renouveler le parc nucléaire français ?



La société française d'énergie nucléaire (SFEN) est le carrefour français des connaissances sur l'énergie nucléaire.

Créée en 1973, la SFEN est un lieu d'échanges pour les spécialistes de l'énergie nucléaire français et étrangers et pour toutes celles et tous ceux qui s'intéressent à l'énergie nucléaire et à ses applications. La SFEN rassemble 3 600 professionnels de l'industrie, l'enseignement et la recherche.



Peut-on prendre le risque de ne pas renouveler le parc nucléaire français ?

Éditorial

En pleine crise du coronavirus¹, Fatih Birol, directeur de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), nous rappelait combien l'électricité nous est plus que jamais indispensable dans nos vies : « *Des millions de personnes sont désormais confinées à leur domicile, recourant au télétravail pour conduire leurs missions, aux sites de commerce électronique pour faire leurs courses et aux plateformes vidéo en streaming pour trouver du divertissement. Une alimentation électrique fiable sous-tend tous ces services* ». Il rappelait enfin le rôle de l'électricité pour alimenter les hôpitaux et pour assurer la communication entre les différents acteurs dans la gestion de la crise. Il concluait que, dans la société d'aujourd'hui, « *la sécurité électrique est le fondement de la prospérité et de la stabilité* » et que « *garantir cette sécurité nécessite une action des gouvernements* ».

De la même façon que les Français avaient « oublié » les grandes pandémies, ils ont oublié le temps des grands problèmes d'approvisionnement électrique. En 2013, à l'occasion de l'anniversaire de ses 40 ans, les équipes de la SFEN avaient retrouvé ainsi dans les archives un autocollant des années 1970 portant le slogan « *Hiver sans coupure, merci le nucléaire* ». Plus récemment, François Brottes, président de Réseau de transport d'électricité (RTE) remarquait que la notion de rupture en approvisionnement électrique est à ce jour « *un concept théorique inconnu du grand public*² ».

Depuis le premier choc pétrolier, la stratégie nationale d'investissement dans le nucléaire a permis à la France à la fois de garantir sa sécurité d'approvisionnement électrique et de se prémunir, au moins dans ce domaine, des aléas des marchés de matières premières. Dans la gestion de la crise sanitaire, le parc nucléaire a pu montrer une très grande flexibilité pour s'adapter rapidement à une situation nouvelle et sécuriser l'approvisionnement du réseau électrique. Les industriels ont ainsi adapté l'organisation du travail (limitation du nombre de salariés présents sur les sites, recours au télétravail) et modifié les plannings d'activités, permettant, sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), une très grande disponibilité du parc nucléaire. Le parc a su adapter à une situation inédite de baisse de la consommation d'électricité, et opérer au sein d'un système électrique dans lequel, corrélativement, la part des énergies renouvelables intermittentes (éolien et solaire), prioritaires sur les marchés de gros européens, était beaucoup plus importante, au point d'occasionner une multiplication des épisodes de prix négatifs. Pendant toute la période, le parc a en permanence pu ajuster sa production en fonction des varia-

1 - <https://www.iea.org/commentaries/> - 22 mars 2020.

2 - Présentation RTE du bilan prévisionnel 2019.

tions de la demande et de la production des énergies renouvelables, et su ainsi démontrer sa contribution à la résilience du système électrique dans son ensemble.

Alors que notre pays se pose la question du renouvellement de son parc nucléaire, il est confronté à un nouveau choix stratégique qui va l'engager au-delà même des trois décennies à venir. Car, si elle va être de plus en plus indispensable dans nos vies comme dans la gestion d'une crise sanitaire mondiale de grande ampleur, l'électricité bas carbone sera aussi nécessaire, comme le disent toutes les grandes institutions dont le GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), pour décarboner notre économie et faire face à la prochaine grande crise, celle du changement climatique.

En matière de stratégie, la crise du coronavirus remet au premier plan la question de la prévention des risques et la nécessité de stratégies solides, qui prennent en compte les incertitudes et permettent de parer à des crises qu'on ne peut prévoir. Elle revalorise la parole des experts et, même si elle laisse voir leurs désaccords, montre aussi comment ils gèrent leurs controverses, par le biais de la méthode scientifique. Elle met en lumière la valeur de notre capacité de production nationale pour des biens et services essentiels. Enfin, elle montre l'importance d'avoir un État stratège, responsable du bon fonctionnement à court et à long terme des grandes infrastructures essentielles.

Dans les mois qui viennent, la France et l'Europe mettront en place des plans de relance pour pallier les effets de la crise économique liée à l'épidémie de Covid-19. Le lancement d'un programme de construction de nouveaux moyens nucléaires, comme pour d'autres grandes infrastructures, fait partie des outils efficaces de relance à court terme : l'instruction du programme est déjà avancée pour s'achever mi-2021, la préparation des chantiers pouvant ainsi créer des emplois immédiatement dans de nombreuses entreprises industrielles françaises, lesquelles sont durement frappées par la crise actuelle dans d'autres secteurs comme l'aéronautique. Au-delà de la nécessité de « la reprise », beaucoup d'économistes et d'institutions soulignent l'importance, s'agissant des plans de relance, d'intégrer des critères de transformation de long terme autour d'un « monde d'après ». Il s'agit de « *repenser notre système économique et social dans un monde sous la menace d'autres crises, isolées ou combinées, qu'elles soient sanitaires, sociales, ou climatiques*³ ».

Comme annoncé par le président de la République dans son allocution du 14 juin 2020, « la reconstruction économique, écologique et solidaire [...] sera la clé de notre indépendance ». L'énergie nucléaire sera indispensable pour construire une économie à la fois décarbonée et résiliente aux chocs futurs.

Valérie Faudon,
Déléguée générale de la SFEN

3 - Patrice Geoffron et Benoît Thirion, « Continuité, résilience, sobriété : les horizons d'un monde en crise », *La Tribune* - 6 avril 2020.

Résumé pour décideurs

La présente étude s'inscrit dans le cadre de l'instruction en cours du programme de renouvellement du parc nucléaire français.

La question de la sécurité d'approvisionnement était revenue au premier plan des préoccupations, avant la crise du Covid-19. Pour la première fois, en novembre 2019, RTE évoquait un risque réel : à l'hiver 2022-2023, la France ne serait pas capable de faire face à une vague de froid similaire à l'hiver 2012. En cause : les fermetures de capacités pilotables en France et en Europe, qui créent des tensions nouvelles. Avec la crise sanitaire se pose maintenant la question de la résilience de notre système à des chocs futurs. Ces questions obligent à s'interroger sur le rôle à venir du nucléaire, alors que **le parc nucléaire actuel a assuré depuis plusieurs décennies, et encore dans la crise actuelle, notre sécurité d'approvisionnement.**

Pour publier cette note technique, la SFEN s'est appuyée à la fois sur les compétences de sa section technique 8 « Économie et stratégie énergétique » et sur celle du cabinet Compass Lexecon (CL), qui a modélisé plusieurs scénarios de décarbonation « aux limites » à l'horizon 2050, dont un comprenant l'abandon de l'option nucléaire.

Des enjeux exceptionnels

Le système électrique français sera confronté dans les 30 prochaines années à trois enjeux exceptionnels :

- la France devra avoir renouvelé l'essentiel de son parc de production nucléaire, lequel a assuré plus de 70 %⁴ de la production d'électricité en France en 2019. La plupart des réacteurs, construits très rapidement dans les années 1980, passeront le cap des soixante ans dans la première moitié des années 2040, avec un risque « d'effet falaise » ;
- elle devra avoir atteint la neutralité carbone en 2050, et avoir quasiment éliminé les combustibles fossiles dans sa consommation d'énergie (lesquels représentent aujourd'hui plus de 90 %⁵ dans les transports) ;
- elle devra faire face à un changement complet de paradigme en matière de sécurité d'approvisionnement, alors que la part des moyens de production pilotables, qui garantissaient depuis toujours cette sécurité, est amenée

4 – Bilan RTE 2019.

5 – Stratégie nationale bas carbone (SNBC) 2020.

à baisser au profit d'une part croissante de renouvelables intermittentes : cela pose directement la question de l'équilibre du futur système électrique.

Des incertitudes majeures

Plusieurs types d'incertitudes pèsent sur la construction des stratégies énergétiques, qui tiennent autant à l'offre qu'à la demande :

- **des incertitudes sur la stratégie de nos voisins et sur les interconnexions**, lesquelles ont désormais un très fort impact sur la sécurité d'approvisionnement de la France. D'après le cabinet de conseil Compass Lexecon (CL), les décisions de sortie du charbon en Europe devraient réduire de 110 GW les capacités pilotables disponibles. Plusieurs de nos voisins ont aussi annoncé des fermetures de moyens nucléaires ;
- **des incertitudes sur la demande électrique et les attentes des citoyens**. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) prévoit une augmentation de la consommation électrique nationale de 30 % d'ici 2050, en grande partie liée à l'électrification des usages dans le domaine de la mobilité et de l'habitat/tertiaire, mais aussi pour convertir d'autres vecteurs d'énergie finale (hydrogène par électrolyse notamment). Sur les dynamiques sociétales, il demeure d'importantes incertitudes sur l'évolution du mode de vie et des attentes de nos concitoyens. Mais les solutions électriques pourraient être d'autant plus nécessaires qu'il existe des incertitudes importantes concernant d'autres alternatives, comme la biomasse ;
- **des incertitudes technologiques et industrielles** : incertitudes sur le rythme de déploiement et le potentiel des énergies renouvelables (EnR) en France, sur les moyens de stockage, sur le développement de la flexibilité de la demande et sur le développement de l'électricité des capacités d'interconnexion.

Des risques importants sur la robustesse des trajectoires

Les gisements étudiés par Compass Lexecon font apparaître **des points de fragilité qui tiennent à deux facteurs** :

- l'éolien et le solaire seront poussés à leurs limites : les gisements estimés par l'Ademe seront saturés dans les prochaines décennies, alors que les dernières années montrent, en France comme en Allemagne, que ces projets peuvent être limités par des contraintes d'acceptation ;
- la gestion des besoins de flexibilité reposerait sur un pari majeur quant au rôle des technologies non matures techniquement et industriellement : c'est le cas en particulier des technologies Power-to-Gas (qui offriraient une solution de stockage à long terme), qui ont pour le moment uniquement fait l'objet de démonstrations.

Ces risques pour le système électrique sont amplifiés par la convergence des mix au niveau européen. De ce fait, **l'abandon de l'option nucléaire en France viendrait aggraver cette situation et créer des risques réels d'incapacité à répondre à la demande.**

Au-delà des risques techniques, se pose la **question centrale du cadre économique** (régulation et acteurs du marché) pour que la trajectoire souhaitée se réalise et que les objectifs soient atteints. Les scénarios font apparaître **une grande volatilité des prix de gros**, en partie liée au phénomène dit de « cannibalisation » des énergies intermittentes et **amplifiée par le modèle économique des moyens de stockage** : le travail de modélisation met ainsi en lumière la nécessité de construire un nouveau cadre adapté à l'ensemble des moyens de technologie bas carbone. Il pointe surtout la **nécessité de conserver le rôle stabilisateur du nucléaire pour l'équilibre économique global du système électrique.**

Conclusion

La présente note apporte la démonstration que la sécurité d'approvisionnement de la France à l'horizon 2050, et par là même sa résilience à des chocs futurs, seraient mises en danger si le système électrique devait miser sur les seules énergies renouvelables, avec des déploiements d'une très grande ampleur, et des technologies en développement, dont on ne peut aujourd'hui garantir la maturité industrielle. Les scénarios aux limites modélisés par Compass Lexecon montrent que, même en visant un taux réduit de nucléaire (30 % en 2050), le pays serait confronté à des tensions croissantes vraisemblablement démultipliées si ce taux était inférieur. Sans avoir organisé, en temps et en heure, le renouvellement d'un socle nucléaire stable, à la fois bas carbone et pilotable, le risque serait grand de constater, trop tard, qu'il faut **reconstruire en urgence des capacités thermiques à gaz, émettrices de CO₂ pour répondre à la demande électrique.**

Le programme nucléaire ne peut être une variable d'ajustement. Notre parc nucléaire est une infrastructure stratégique, en ce sens qu'il garantit notre approvisionnement en électricité et l'atteinte de nos objectifs climatiques. Notre industrie nucléaire est une filière stratégique, en termes de souveraineté industrielle et technologique. La notion du temps long, caractéristique de cette énergie mais aussi des grandes infrastructures, est la contrepartie de la stabilité de ses performances.

Une absence de décision de renouvellement du parc nucléaire aurait des conséquences dès 2030. Perdre l'option nucléaire, en décidant de ne pas lancer le renouvellement du parc, ou en ne prenant pas de décision (ce qui revient au même pour les compétences de notre tissu industriel), peut avoir des conséquences stratégiques importantes et visibles dès le milieu des années 2030, à la

fois pour notre approvisionnement en électricité et l'atteinte de nos objectifs climatiques. Au-delà, alors que les Chinois et les Russes construisent aujourd'hui en série et que les Américains relancent une démarche programmatique, la France, et plus largement le continent européen, risque de perdre sa souveraineté industrielle et technologique sur une des solutions clefs pour résoudre la question climatique. La France et l'Europe doivent disposer de l'option nucléaire pour être en mesure – si les autres options technologiques ne sont pas au rendez-vous et si les politiques en cours s'avèrent décevantes – d'accélérer de manière efficace la sortie du charbon et la décarbonation sur le continent dans les années 2030. La France doit garantir aujourd'hui cette option nucléaire en lançant un programme qui consolidera ses capacités à construire des centrales et générera les effets de série nécessaires pour gagner en compétitivité.

La SFEN recommande que :

- **la France intègre le programme d'une série de trois paires de réacteurs dans son plan de relance post-Covid et confirme le lancement du projet dès la fin de l'instruction mi-2021 ;**
- **l'Union européenne inclue le nouveau nucléaire dans le Green Deal et prévoit les mécanismes financiers associés (taxonomie).**

Sommaire

Éditorial	4
Résumé exécutif	6
Des enjeux exceptionnels	6
Des incertitudes majeures.....	7
Des risques importants sur la robustesse des trajectoires	7
Conclusion	8
Préambule	15
Objet de la note	17
Méthodologie	19
Note préliminaire : À quoi servent les scénarios ?	22
1. Enseignements par la SFEN des scénarios Compass Lexecon	25
1.1 Des enjeux historiques	25
1.1.1 La nécessité de renouveler le parc nucléaire français	25
1.1.2 L'urgence climatique et l'impératif de neutralité carbone d'ici 2050	26
1.1.3 Le développement des renouvelables intermittentes : un changement de paradigme pour la sécurité d'approvisionnement	28
2. Des incertitudes multiples et croissantes	32
2.1 Incertitudes sur la stratégie de nos voisins	32
2.1.1 Situation à l'échelle européenne	33
2.1.2 Situation en Allemagne	33
2.1.3 Situation en Suisse.....	35
2.1.4 Situation en Belgique	35
2.2 Incertitudes sur la demande électrique et les attentes des citoyens	36
2.2.1 La question des dynamiques sociétales.....	38
2.2.2 La question de la mobilisation du gisement de biomasse	39
2.2.3 La question de la réindustrialisation du pays	39
2.3 Incertitudes technologiques et industrielles	41
2.3.1 Incertitudes sur le rythme de déploiement et le potentiel des EnR en France	41
2.3.2 Incertitudes sur le stockage infra-journalier et hebdo-journalier de l'électricité	42

2.3.3 Incertitudes sur le stockage inter-saisonnier d'énergie <i>via</i> le Power-to-Gas	43
2.3.4 Incertitudes sur le développement des capacités d'interconnexion	44
2.3.5 Incertitudes sur le développement de la flexibilité de la demande	45
2.4 Les incertitudes sur la technologie nucléaire	46
2.4.1 Une technologie mature	46
3. Des risques importants pour la robustesse des trajectoires	51
3.1 Les scénarios aux limites font apparaître des points de fragilité	51
3.1.1 L'éolien et le solaire sont poussés à leurs limites	51
3.1.2 La gestion des besoins de flexibilité repose sur un pari majeur, celui des technologies non matures techniquement et industriellement	53
3.1.3 Les risques pour le système électrique sont amplifiés par la conver- gence des mix au niveau européen	55
3.1.4 La renonciation à l'option nucléaire viendrait aggraver cette situation	56
3.2 Les questions de soutenabilité économique et de régulation.....	59
3.2.1 Volatilité des prix de gros, phénomène d' « auto-cannibalisation » et décisions d'investissement	59
3.2.2 La nécessité de construire un nouveau cadre de marché adapté à l'en- semble des moyens des technologies bas carbone	61
3.2.3 Le rôle stabilisateur du nucléaire pour l'équilibre économique du sys- tème électrique	63
3.3. L'option nucléaire permet d'accroître la robustesse des trajectoires	65
Conclusions.....	67

.....

**Scénarios 2050 - Étude de la contribution du parc nucléaire français
à la transition énergétique européenne**
Une étude de Compass Lexecon (CL) pour la SFEN

Introduction	71
1. Contexte et objectifs de l'étude : les enjeux et incertitudes associés aux objectifs de décarbonation européens et français.....	72
1.1 Les mutations du système électrique	72
1.1.1 Du côté de la demande	72
1.1.2 Du côté de l'offre.....	73
1.1.3 Du côté des réseaux et sources de flexibilité.....	73
1.2 Incertitudes sous-jacentes aux trajectoires de décarbonation	74

2. Approche de modélisation et contribution de l'étude	76
2.1 Les études existantes et enjeux de modélisation pour capturer de manière réaliste les enjeux et incertitudes liés à l'évolution du mix de production français	76
2.2 Objectif et cadre analytique de l'étude : quatre scénarios représentant deux enjeux.....	77
2.3 Description du modèle et hypothèses clefs	78
3. Résultats clefs de l'étude : une analyse multicritères de la contribution du nucléaire à la valeur du système électrique français	81
3.1 Évolution du mix de production et des émissions de CO ₂	81
3.1.1 L'ensemble des scénarios suppose la décarbonation du mix de production électrique et nécessitera le développement continu et accéléré des énergies renouvelables entre 2020 et 2050	81
3.1.2 L'ensemble des scénarios nécessitera un fort développement des différentes sources de flexibilité d'ici 2050	82
3.1.3 Sans l'option nucléaire, le système électrique français et européen sera confronté à plusieurs défis supplémentaires – notamment une hausse plus soutenue du rythme de développement des EnR et une dépendance accrue vis-à-vis de technologies de stockages	84
3.1.4 Sans l'option nucléaire, le mix Français s'homogénéisera avec le mix des pays limitrophes ce qui diminuera les complémentarités, les flux, et affectera négativement la balance commerciale française.....	86
3.2 Évolution du prix de marché de gros de l'électricité	87
3.2.1 Les prix de gros de l'électricité historiquement corrélés aux prix des commodités seront appelés à structurellement changer du fait du développement d'énergie bas carbone	87
3.2.2 L'augmentation de capacités de production à faible coût marginal augmentera la volatilité des prix, ce qui posera des questions sur la pérennité du modèle de marché actuel	88
3.2.3 Sans l'option nucléaire, la volatilité et le niveau moyen des prix de l'électricité augmenteront du fait de l'augmentation de l'intermittence de la production décarbonée compensée par l'augmentation de l'utilisation des moyens flexibles coûteux	89
3.3 Évolution des coûts totaux de production du système électrique français ...	90
3.3.1 Sans l'option nucléaire, les coûts totaux de production du système électrique français augmenteront d'autant plus que le développement des sources de flexibilité sera contraint.....	91

Liste des graphiques & tableaux

Graphique 1 : Hypothèses de capacité nucléaire en France dans le scénario sans renouvellement du nucléaire (sans option). Total 2050 = 15 GW (Source : Étude SFEN-CL)	21
Graphique 2 : Hypothèses de capacité nucléaire en France dans le scénario renouvellement du socle nucléaire (avec option). Total 2050 = 37 GW (Source : Étude SFEN-CL)	21
Graphique 3 – Évolution du parc nucléaire français avec une hypothèse de durée de fonctionnement à 60 ans (Source : Étude SFEN-CL)	26
Graphique 4 : Prévisions de développement à l'horizon 2030 des EnR en France et en Europe sur la base des plans nationaux (Source : Étude SFEN-CL)	28
Graphique 5 : Évolution de la capacité charbon/lignite dans l'EU-28 (Source : Étude SFEN-CL).....	33
Graphique 6 : Consommation finale d'énergie en France par combustible en 2018 (source : Eurostat) et vision SNBC à l'horizon 2050 (Source : MTE/SNBC).....	37
Graphique 7 : Évolution de la demande électrique en France et développement de nouveaux usages (Source : Étude SFEN-CL)	38
Graphique 8 : Consommation d'électricité en France dans les récents scénarios visant une neutralité carbone à l'horizon 2050 (Source : Étude SFEN-CL)	40
Tableau 1 : Contraintes de rythme de déploiement et de potentiel EnR en France (Source : Étude SFEN-CL)	42
Graphique 9 : Hypothèses CAPEX totaux pour une batterie de 4 heures (gauche) et Power-to-Gas-to-Power (droite) dans les scénarios Étude SFEN-CL (Source : Étude SFEN-CL).....	43
Graphique 10 : Chaîne de valeur du Power-to-Gas, coûts et rendement énergétique global (Source : Étude SFEN-CL)	44
Graphique 11 : Développement des interconnexions au niveau européen entre 2015 et 2050 sur la base des plans nationaux (Source : Étude SFEN-CL)	45
Graphique 12 : Capacité de flexibilité de la demande en France en 2050 (Source : Étude SFEN-CL)	46
Graphique 13 : Hypothèses SFEN retenues par Compass Lexecon (CL) pour le coût de construction overnight du nouveau nucléaire en France et en Europe (Source : Étude SFEN-CL).....	49
Graphique 14 : Évolutions de la capacité installée (gauche) et de la production (droite) en France dans le scénario option nucléaire avec flexibilité accessible (Source : Étude SFEN-CL)	52
Graphique 15 : Rythme de développement des EnR en France dans le scénario option nucléaire et flexibilité accessible en comparaison des ajouts historiques (Source : Étude SFEN-CL).....	53
Graphique 16 : Capacités de flexibilité en 2020 et 2050 (GW)	54
Graphique 17 : Évolution de la capacité installée et de la production électrique en Europe (EU28) dans l'étude SFEN-CL (scénario nucléaire haut, flexibilité limitée)	55
Graphique 18 : Variation annuelle de la demande résiduelle dans un scénario avec 60 % d'EnR variables sur la base de 30 années de données météorologiques (Source : Étude EDF 60 % EnR).....	56
Graphique 19 : Différence de capacité en 2050 (sans option nucléaire & flexibilité accessible - option nucléaire & flexibilité accessible)	57
Graphique 20 : Différence de génération en 2050 (sans option nucléaire & flexibilité accessible - option nucléaire & flexibilité accessible)	57

Tableau 2 : Comparaison des coûts entre les scénarios avec/sans maintien de l'option nucléaire (flexibilité accessible) (Source : calcul SFEN à partir de l'étude SFEN-CL)	59
Graphique 21 : Prix moyen à l'injection et au soutirage – Batteries vs P2G2P	60
Graphique 22 : Production renouvelable intermittente horaire par rapport au prix de l'électricité – Janvier 2050 (Source : Étude SFEN-CL)	61
Graphique 23 : Courbe monotone de prix horaire - 2020 vs 2050 (Source : Étude SFEN-CL)	62
Graphique 24 : Prix moyen de l'électricité et écart-type (Source : Étude SFEN-CL)	65

Liste des figures de Compass Lexecon (CL) pour la SFEN

Figure 1 : Rythme de développement des EnR en France dans le scénario option nucléaire et flexibilité accessible en comparaison des ajouts historiques (Source : Étude SFEN-CL)	82
Figure 2 : Capacité de production, d'effacement et de flexibilité de la demande en France dans le scénario flexibilité accessible avec option nucléaire - 2020-2050 (Source : Étude SFEN-CL)	84
Figure 3 : Capacité ajoutée dans le scénario sans option nucléaire par rapport au scénario avec option nucléaire (Source : Étude SFEN-CL)	85
Figure 4 : Génération supplémentaire dans le scénario sans option nucléaire par rapport au scénario avec option nucléaire (Source : Étude SFEN-CL).....	86
Figure 5 : Évolution du prix de l'électricité par rapport aux coûts marginaux de court terme de production des CCGT et du charbon (Source : Étude SFEN-CL)	88
Figure 6 : Monotone du prix horaire en France - 2020 et 2050 (Source : Étude SFEN-CL).....	89
Figure 7 : Prix moyen de l'électricité et écart-type en flexibilité accessible - 2020 et 2050 (Source : Étude SFEN-CL)	90
Figure 8 : Coût total annualisé de production en 2050 (milliards d'euros, avec et sans option nucléaire) (Source : Étude SFEN-CL)	91

Préambule

Rappel des précédents travaux de la SFEN

La loi Énergie-Climat a rehaussé, à l'automne 2019, les ambitions de la politique énergétique française, en fixant l'objectif de neutralité carbone pour 2050. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2024 a mis en place un programme de travail destiné à instruire, d'ici mi-2021, l'option de construire de nouveaux réacteurs nucléaires.

La SFEN a publié plusieurs travaux qui contribuent à éclairer les choix à réaliser et le dimensionnement de l'option nucléaire à privilégier.

- En mars 2018, la note sur « *Les coûts de production du nouveau nucléaire français* » a permis d'identifier les leviers d'actions, en matière de construction et de financement, pour assurer la compétitivité de la filière nucléaire dans la durée. La SFEN recommandait en particulier une démarche programmatique visant à obtenir des effets de série dès les premières réalisations d'un ensemble d'au moins trois paires de réacteurs.
- En mai 2018, la note sur « *Le nucléaire français dans le système énergétique européen* » présentait de nouveaux scénarios énergétiques sur la base du modèle PRIMES, utilisé par la Commission européenne et développé par le laboratoire d'économie de l'université d'Athènes E3Mlab. Ce modèle permettait d'explorer trois dimensions complémentaires aux scénarios RTE : la dimension européenne, la dimension de long terme (2050), et le système énergétique dans son ensemble (au-delà de l'électricité). La SFEN confirmait l'augmentation de la demande électrique à l'horizon 2050 et concluait à la nécessité d'un socle de 110 GW de nucléaire à l'échelle européenne en 2050, dont 35-40 GW en France.
- En avril 2019, la note « *Quand décider d'un renouvellement du parc nucléaire français ?* » avait pour objet d'éclairer les enjeux associés à la décision d'engager un programme industriel de nouvelles constructions nucléaires. D'un point de vue énergétique, elle révélait un risque important sur la sécurité d'approvisionnement française à l'horizon 2040 et recommandait d'anticiper en préparant la mise en service de nouveaux moyens de production dès le début de la décennie 2030. D'un point de vue industriel, une étude réalisée pour la SFEN par le BCG auprès d'entreprises du secteur alertait sur les grosses menaces que fait peser l'absence de perspectives de constructions neuves sur la filière nucléaire (pertes de compé-

tences, décroissance industrielle), et la nécessité de donner à la filière une visibilité sur ses investissements.

- **En mai 2020, la SFEN démontrait comment la construction de nouveaux réacteurs nucléaires pourrait contribuer au plan de relance post-coronavirus.** Du fait de l'importance économique de la filière et de ses effets induits pour l'économie, une décision de relance permettait de créer des emplois dès 2021, tout en contribuant aux objectifs de long terme du « monde d'après » en matière de décarbonation, résilience et souveraineté.

Objet de la note

La présente note a pour objet d'étudier, au sein du futur système électrique français et européen, la valeur qu'apporterait à l'horizon 2050, une série de nouveaux réacteurs de type EPR2. Elle s'appuie sur un travail de modélisation du système électrique réalisé par Compass Lexecon⁶ dont les résultats sont ici interprétés par la SFEN.

La contribution à la sécurité d'approvisionnement de ces nouveaux réacteurs est explorée :

- dans le respect de l'objectif de neutralité carbone fixé par la loi à l'horizon 2050 et dans l'alignement avec la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) publiée par le gouvernement ;
- en simulant le fonctionnement du système électrique français et européen de manière précise (au pas horaire).

La note permet :

- d'identifier les incertitudes qui impactent le système électrique et que doit prendre en compte notre politique énergétique d'ici 2050 ;
- d'évaluer la robustesse de différentes trajectoires et les risques pour la France et l'Europe en termes de sécurité d'approvisionnement et/ou d'atteinte des objectifs climatiques.

De ce fait, il a été décidé ici de se focaliser sur l'étude de scénarios « aux limites » correspondant à des situations extrêmes, plus intéressantes pour comprendre les effets des incertitudes et mesurer les risques. La SFEN a choisi ainsi en particulier d'étudier une trajectoire extrême, dite « sans option nucléaire », dans laquelle le pays ne construit pas de nouveaux réacteurs et perd sa capacité industrielle à en construire, ainsi qu'un scénario « avec option nucléaire », correspondant à un socle jugé minimal dimensionné par les capacités de notre chaîne industrielle actuelle (pas de « changement de braquet » majeur).

Cette note n'a pas pour objet de réfléchir au mix optimal de nucléaire à l'horizon 2050. Or, il faut aussi être préparé à ce que, d'ici à 2030, la France et/ou l'Europe, confrontées à des résultats décevants des politiques actuelles en matière de réduction des émissions de CO₂, et/ou des risques importants de sécurité d'approvisionnement, et/ou une volonté de redéfinir les priorités suite

aux conséquences économiques et sociales de la pandémie de coronavirus, décident d'engager des politiques industrielles plus volontaristes, en particulier concernant le nucléaire. Le scénario « avec option nucléaire » permet de maintenir la capacité à construire, et d'être prêt à accélérer le rythme.

Ce travail s'inscrit dans une perspective nouvelle de neutralité carbone pour le secteur énergétique à l'horizon 2050, et dans la continuité de plusieurs travaux récents : les travaux du GIEC et son dernier rapport 2018⁷, l'AIE et son *Sustainable Development Scenario*⁸, les derniers scénarios de la Commission européenne.

Plus particulièrement, les nouveaux scénarios de la SFEN se veulent une contribution au travail en cours de RTE. Le travail de la SFEN permet d'explorer les limites du système électrique français sur le bilan prévisionnel 2020, lequel doit permettre une analyse des scénarios de long terme pour la France, intégrant différentes trajectoires pour le renouvellement du parc nucléaire, à la fois en termes de maintien d'un socle nucléaire à l'horizon 2050, et de prise en compte de visions contrastées quant au développement de nouvelles sources de flexibilité.

Enfin, ces enjeux se retrouvent aujourd'hui au cœur des débats concernant les politiques de relance post-Covid-19 qui nous amènent à redéfinir les priorités en termes d'articulation entre les objectifs climatiques, les stratégies industrielles et, plus généralement, la robustesse et la planification des infrastructures essentielles à nos sociétés.

7 - <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm/>

8 - <https://www.iea.org/reports/world-energy-model/sustainable-development-scenario>

Méthodologie

La SFEN s'est appuyée à la fois sur les compétences de sa section technique 8 « Économie et stratégie énergétique » et sur celles du cabinet Compass Lexecon, qui a développé **un modèle d'optimisation technico-économique du système électrique européen**, éprouvé et reconnu dans les milieux académiques.

Ce modèle :

- **permet un bouclage en matière de sécurité d'approvisionnement**, à moindre coût, tout en prenant en compte de manière stochastique les effets des conditions météorologiques à la fois sur la demande d'électricité, et la production d'énergies renouvelables (éolien et solaire en particulier), sur une base horaire, donc avec une très grande précision ;
- **permet un bouclage économique pour les différents acteurs** : le modèle simule le fonctionnement du marché de l'électricité européen, avec ses interconnexions, en calculant le prix sur chacune des zones tarifaires, en fonction du coût de production du moyen marginal.

Les hypothèses prises par Compass Lexecon (CL) dans sa modélisation ont été remises à jour fin 2019/début 2020 avec des informations officielles et publiques des différents organismes nationaux et internationaux, et s'appuient donc sur **les dernières hypothèses en date**. Les hypothèses et trajectoires sur les différentes technologies sont en particulier compatibles avec les scénarios RTE qui seront publiés en 2021.

L'analyse économique de l'enjeu de la place du nucléaire dans le mix français a été étudiée par la SFEN depuis plusieurs années (voir plus haut la liste des rapports). Trois hypothèses d'évolution de la part de nucléaire permettraient idéalement de baliser l'ensemble des possibles, dans le respect de la loi Énergie-Climat de 2019 :

- hypothèse LTECV (Loi de transition énergétique pour la croissance verte) d'ici 2035, puis prolongement avec une part de 50 % de nucléaire stable sur la période ;
- hypothèse « maintien option nucléaire » qui correspond à un choix guidé par le souci de conserver une industrie nationale performante et sûre, mais où d'autres facteurs joueraient pour limiter la part de nucléaire significativement en dessous de 50 % en 2050 ;
- hypothèse « sans option nucléaire » ou « sans option nucléaire à long terme ».

Afin d'évaluer **la valeur de l'option nucléaire**, la SFEN et Compass Lexecon (CL) ont choisi d'étudier des scénarios « aux limites » avec quatre trajectoires qui

permettent de croiser :

- **d'une part, deux situations de contraintes plus ou moins importantes sur le développement des flexibilités** (batteries, stockage saisonnier Power-to-Gas, effacements, pilotage de la demande, développement des interconnexions en France et en Europe) :
 - la première situation présente des flexibilités disponibles sans contraintes à un coût de référence décroissant, en ligne avec les projections de décroissance des coûts retenues dans les études récentes, notamment au niveau européen ;
 - la seconde présente des flexibilités limitées, ou, ce qui revient au même, un coût de référence constant au niveau actuel.
- **d'autre part, deux trajectoires contrastées de capacité nucléaire en France** (et seulement en France) :
 - **scénario avec « maintien de l'option nucléaire »** : ce scénario définit une trajectoire de « socle » analysée par la SFEN, en collaboration avec le BCG, dans sa note d'avril 2019 sur le renouvellement du parc. Elle se fonde sur des réacteurs de nouvelle génération, très performants : les EPR2. Elle présente la construction d'une paire tous les quatre ans jusqu'au 6^e réacteur, et ensuite une accélération avec une paire tous les deux ans. Elle correspond à un scénario intermédiaire entre le scénario 1 de RTE BP 2050 (une paire tous les quatre ans) et le scénario 2 (deux paires tous les quatre ans) ;
 - **scénario « d'abandon de l'option nucléaire »** : respect des 14 fermetures mentionnées d'ici 2035 dans la PPE puis fermeture progressive des réacteurs à 60 ans maximum, avec lissage pour absorber l'effet falaise. On suppose qu'il n'y a pas, sur la période, de nouvelle construction nucléaire.

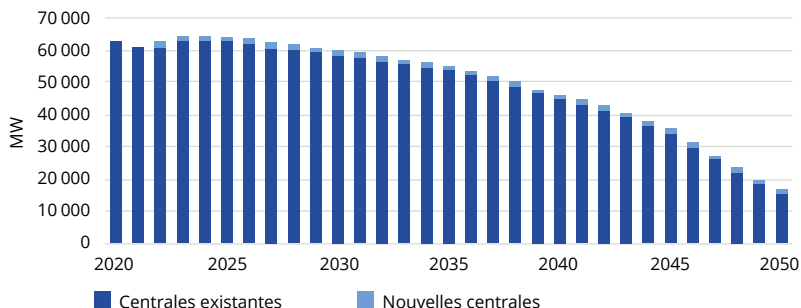
Le scénario de maintien de l'option nucléaire mérite un commentaire particulier. En effet, garder cette option en France signifie disposer d'une industrie performante. Pour ce faire, la SFEN a montré récemment⁹ qu'il est indispensable de lancer rapidement un programme de renouvellement conséquent. C'est aussi la conclusion du rapport de MM. Collet-Billon et d'Escatha¹⁰ sur le maintien des capacités industrielles de la filière nucléaire en vue de potentielles nouvelles constructions de réacteurs ; rapport finalisé à l'été 2018.

⁹ – Note technique « Quand décider du renouvellement du parc nucléaire français ? », SFEN - Avril 2019.

¹⁰ – Reuters - Août 2018.

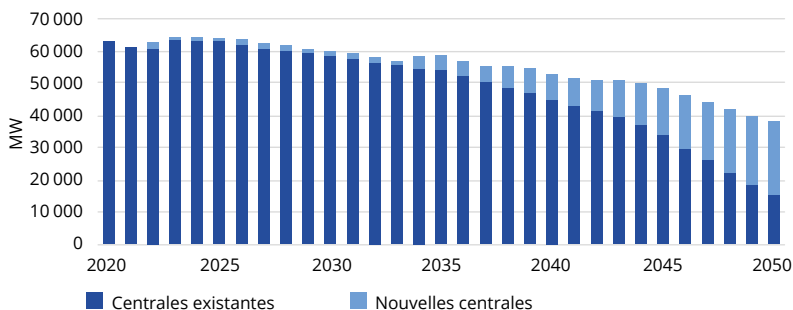
Graphique 1: Hypothèses de capacité nucléaire en France dans le scénario sans renouvellement du nucléaire (sans option). Total 2050 = 15 GW

(Source : Étude SFEN-CL)



Graphique 2: Hypothèses de capacité nucléaire en France dans le scénario renouvellement du socle nucléaire (avec option). Total 2050 = 37 GW

(Source : Étude SFEN-CL)



Note préliminaire : À quoi servent les scénarios ?

Les scénarios Énergie-Climat occupent aujourd'hui une part prépondérante dans les débats de politique énergétique. Il convient à ce titre de rappeler leur intérêt et leurs limites, ainsi que les éléments essentiels en termes de cahier des charges.

Un scénario ne sert pas à prédire l'avenir, *a fortiori* pour des horizons de temps lointains. Un scénario doit être pensé et conçu comme un objet d'analyse des futurs possibles, compte tenu des jeux d'hypothèses clairement définis. Comme le rappelle l'AIE : « *Les scénarios ne doivent pas être considérés comme des prédictions, mais comme des analyses des impacts et des compromis entre différents choix technologiques et objectifs politiques, fournissant ainsi une approche quantitative pour soutenir la prise de décision dans le secteur de l'énergie* ».

Ce soutien à la prise de décision nécessite donc d'analyser conjointement les résultats et les hypothèses structurantes d'un scénario. Ces hypothèses sont définies à la fois par les limites inhérentes aux modèles utilisés, et par les choix de paramètres. Il est également important d'être explicite sur l'objectif recherché – et donc les éventuels critères d'optimisation – afin de différencier les résultats endogènes au modèle et les hypothèses par nature exogènes.

Ce besoin de transparence méthodologique est accentué par la complexité croissante des modèles utilisés au niveau du système électrique, complexité nécessaire afin de prendre en compte les contraintes temporelles, spatiales et – plus généralement – les processus stochastiques des énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien). Une telle démarche s'inscrit en cohérence avec le mouvement plus global de « science ouverte » et se retrouve aujourd'hui dans le référentiel méthodologique développé récemment par le Shift Project pour le système électrique¹¹. Ce référentiel ne signifie pas qu'un scénario se retrouve discrédité s'il ne répond pas à l'ensemble du cahier des charges. **Chaque scénario, s'il adopte une démarche scientifique, s'il est transparent sur sa méthodologie et ses hypothèses, et s'il permet de comprendre un angle particulier, contribue à éclairer la prise de décision.**

La pluralité des scénarios contribue à la richesse de la démarche, notamment dans la mesure où elle permet de **faire ressortir certaines hypothèses struc-**

11 – <https://theshiftproject.org/article/explorer-avenir-planifier-transition-referentiel-rapport-shift/>

turantes, mais aussi les points de convergence. Par exemple, la nécessité d'un recours croissant au vecteur électrique se retrouve aujourd'hui confirmée dans l'ensemble des scénarios de référence au niveau mondial, européen et français. Concernant l'objectif, il est notable que les principaux scénarios Énergie-Climat se placent désormais dans une trajectoire de neutralité carbone à l'horizon 2050.

La pertinence d'un scénario pour le décideur repose aussi sur sa capacité à intégrer les trajectoires et les points d'inflexion possibles afin de comprendre les enjeux temporels dans la prise de décision : par exemple, à partir de quel moment une décision se ferme-t-elle, soit parce qu'elle n'a pas été retenue, soit en l'absence de décision, ce qui est *in fine* équivalent ? Cette analyse permet alors d'apprécier la valeur des options, compte tenu des incertitudes, ainsi que les chemins de moindre regret.

Comment définir la résilience d'un système énergétique ?

Face à ces incertitudes multiples et nouvelles, il est pertinent de s'arrêter sur la notion de résilience et la façon de l'appliquer à des travaux de prospective énergétique. En pratique, l'universitaire Stephen Flynn¹² propose cinq critères pour analyser la résilience d'un système :

- la **solidité** (*robustness*), pour résister à l'événement ;
- l'**agilité** (*resourcefulness*), pour adapter son organisation ;
- la **capacité de rétablissement** (*rapid recovery*), pour revenir rapidement à la normale ;
- l'**apprentissage** (*learning*), pour ne pas répéter les mêmes erreurs ;
- la **redondance** (*redundancy*), c'est-à-dire la réplification d'infrastructures essentielles comme dispositif de secours. Dans le secteur de l'énergie, qui est particulièrement exposé aux risques naturels, la résilience se traduit par la nécessité de renforcer les réseaux pour éviter tout *black-out*, en travaillant sur les vulnérabilités d'une infrastructure donnée.

Enfin, malgré les avancées récentes dans les méthodes et outils en matière de modélisation des systèmes électriques, des angles morts importants demeurent :

- **sur le plan technique** : prise en compte de l'analyse du cycle de vie (ACV), du bilan en matériaux rares, des contraintes spatiales, de l'interface avec les autres vecteurs énergétiques ;

¹² – Cité dans P. Geoffron et B. Thirion, « Continuité, Résilience, Sobriété : les horizons d'un monde en crise », *La Tribune* - 6 avril 2020.

- **sur le plan socio-économique** : prise en compte de la valeur économique des parcs à l'année finale (ou horizon), du comportement des acteurs, et notamment des « consommacteurs » des futures décennies, de la capacité des structures territoriales et des états à exécuter les décisions pour aller vers les futurs souhaités.

1. Enseignements par la SFEN des scénarios Compass Lexecon (CL)

1.1 Des enjeux historiques

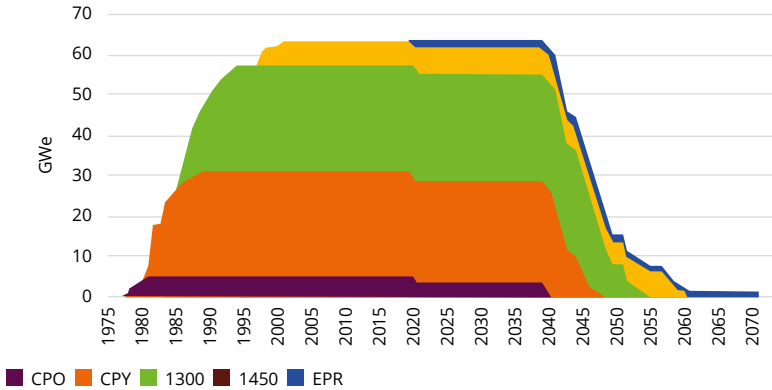
1.1.1 La nécessité de renouveler le parc nucléaire français

En 2019, le parc nucléaire a assuré plus de 70 %¹³ de la production d'électricité française. D'ici 2050, la France devra avoir renouvelé l'essentiel de ce parc par de nouveaux moyens de production.

L'enjeu est d'autant plus important que le parc nucléaire a été construit rapidement, en particulier dans les années 1980, et qu'EDF a annoncé qu'il n'envisageait pas aujourd'hui d'exploiter les réacteurs au-delà de 60 ans. Ainsi, à l'horizon 2040, la France peut être confrontée à un important effet falaise qui s'illustre bien au travers d'un scénario enveloppe où – mis à part la centrale de Fessenheim arrêtée avant sa quatrième visite décennale – l'ensemble du parc nucléaire existant serait prolongé à 60 ans :

- en 2050, plus des 3/4 du parc nucléaire existant (51 GW) auraient atteint 60 ans et – à l'exception de Flamanville – les réacteurs restants seraient arrêtés d'ici 2062 ;
- la dynamique de baisse du nucléaire serait particulièrement brutale dès 2039 avec l'arrêt en moyenne de 4 GW/an jusqu'en 2050.

Graphique 3 - Évolution du parc nucléaire français avec une hypothèse de durée de fonctionnement à 60 ans (Source : SFEN)



1.1.2 L'urgence climatique et l'impératif de neutralité carbone d'ici 2050

Les acteurs sont aujourd'hui alignés sur un impératif de neutralité carbone d'ici 2050.

Le GIEC, dans son rapport SR1.5¹⁴ publié fin 2018, indiquait que limiter la hausse à 1,5 °C passe par une réduction des émissions de CO₂ de 45 % d'ici 2030 et la réalisation de « l'atteinte de la neutralité carbone » en 2050. Autrement dit, il faudra cesser de mettre dans l'atmosphère plus de CO₂ qu'on ne peut en retirer.

D'un point de vue politique, la Commission européenne a présenté, début mars 2020, une proposition de loi Climat pour entériner l'objectif de neutralité carbone de l'Union européenne d'ici 2050. Pour la France, la SNBC a fixé le cap d'une neutralité carbone (objectif maintenant inclus dans la loi) avec zéro émission nette de gaz à effet de serre à l'horizon 2050.

Ceci représente une rupture très forte, alors que plus de 70 %¹⁵ de la consommation énergétique européenne sont basés aujourd'hui sur des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon). Notre système énergétique présente une très grande rigidité et n'évolue que très lentement : outre la question des usages et des technologies alternatives disponibles, le système énergétique mondial est aujourd'hui organisé autour de lourdes infrastructures qui acheminent les énergies fossiles depuis le gisement jusqu'au consommateur final. La tendance actuelle reste le développement de ces infrastructures, comme en témoigne en Europe le projet Nord Stream 2. Elle est d'autant plus difficile à inverser que les ressources fossiles restent très abondantes et bon marché, comme on a pu le voir de manière aiguë

¹⁴ - IPCC - Octobre 2018.

¹⁵ - Eurostat 2017.

pendant la crise sanitaire, en l'absence d'un prix du CO₂ significatif.

L'ensemble des scénarios tablent sur une décarbonation du secteur électrique (ce qui est déjà le cas en France) et une augmentation de la consommation d'électricité, même dans les pays de l'OCDE, pour décarboner d'autres usages.

Les trajectoires étudiées par le GIEC dans son rapport SR 1.5 présentent à la fois un effort important en termes d'efficacité énergétique, ainsi qu'un doublement de la part de l'électricité dans l'énergie totale (de 19 % en 2020 en valeur médiane à 43 % en 2050).

Même conclusion pour l'AIE qui voit la part de l'électricité monter dans la consommation d'énergie finale de 19 % en 2018 à 31 % en 2040, où elle devient la première source d'énergie devant le pétrole.

Pour la France, on retrouve la même conclusion dans la SNBC du gouvernement qui prévoit une consommation électrique de 620 TWh en 2050, soit une hausse de 30 % par rapport au niveau actuel.

Pour décarboner l'électricité en 2050, on a besoin de toutes les solutions bas carbone, y compris le nucléaire.

La situation française est aujourd'hui exceptionnelle et vertueuse, puisque les émissions moyennes de notre pays sont inférieures à 50g/kWh¹⁶, alors que celle de nos voisins sont très largement supérieures en règle générale (environ 400g/kWh pour l'Allemagne et 260g/kWh pour l'Italie par exemple). Cette performance est d'abord due à la combinaison d'une forte production nucléaire, alliée à l'hydraulique.

Comme le soulignait le directeur général de l'AIE, Fatih Birol¹⁷, « *nous devons regarder toutes les technologies propres. Le solaire et l'éolien sont importants. Mais nous pensons que le nucléaire et le captage et le stockage du carbone (CCS) sont aussi importants. Nous ne pouvons avoir le luxe de choisir notre technologie préférée* ».

Ainsi, dans la très grande majorité des trajectoires étudiées par le GIEC permettant de contenir la hausse de la température globale à 1,5°C à l'horizon 2100, le nucléaire contribue aux efforts de décarbonation de l'électricité, avec des variations allant d'une diminution jusqu'à une multiplication de la production nucléaire par 10. Ces variations sont principalement dues aux incertitudes sociétales, mais aussi à des différences de prise en compte des futurs développements technologiques possibles par les modèles utilisés par le GIEC lors de ses travaux : moins d'un tiers des 21 modèles utilisés incluent par exemple les

¹⁶ - *The European Power Sector 2019*, Agora Energiewende.

¹⁷ - Discours AIEA (International Atomic Energy Agency), Vienne - Octobre 2019.

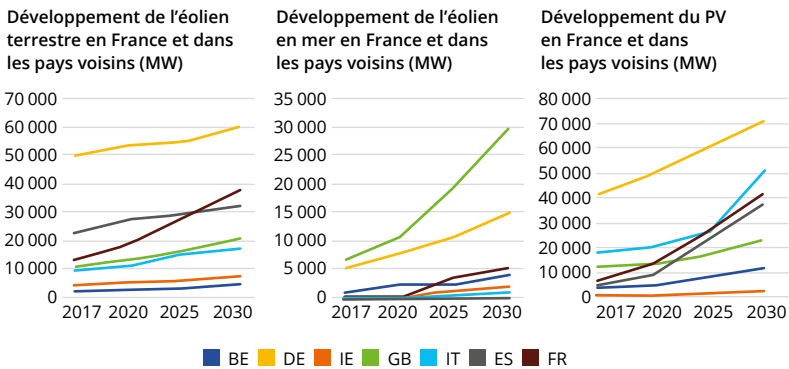
petits réacteurs modulaires (SMR), ou la possibilité pour le nucléaire de générer de la chaleur bas carbone.

Les scénarios¹⁸ de référence de la Commission européenne publiés en décembre 2018 confirment que la combinaison du nucléaire et des renouvelables sera le socle d'un mix énergétique décarboné en 2050. À cet horizon, le nucléaire représenterait alors environ 18 % du mix électrique européen.

1.1.3 Le développement des renouvelables intermittentes : un changement de paradigme pour la sécurité d'approvisionnement

La loi LTECV impose une diversification du parc électrique avec un objectif de 50 % de nucléaire, en énergie, en 2035. L'essentiel de la réduction de cette production est assuré par des moyens renouvelables intermittents, que sont l'éolien et le solaire. Les scénarios évalués par Compass Lexecon (CL) supposent ainsi la continuation d'un développement massif de ces énergies.

Graphique 4 : Prévisions de développement à l'horizon 2030 des EnR en France et en Europe sur la base des plans nationaux (Source : Étude SFEN-CL)



Dans ce contexte, la sécurité d'approvisionnement du système électrique doit être réanalysée. Jusqu'à présent, la sécurité d'approvisionnement repose d'une part, sur la nature nationale des énergies produites et des stocks importants pour la partie importée. C'est notamment le cas du nucléaire (deux ans de stocks d'uranium naturel) et des EnR (produites localement, mais souvent de technologies importées). D'autre part et surtout, cette sécurité repose sur la résilience du parc lui-même, qui dispose d'un certain pourcentage (une majorité) de moyens pilotables. Mais le développement des EnR modifie profondément ce paysage.

18 - <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>

Il y a moins d'une dizaine d'années, de nombreux spécialistes des réseaux électriques pensaient qu'il serait très difficile de dépasser des taux de 30 % d'énergies intermittentes, en toute sécurité, pour garantir la fourniture et la stabilité du réseau. Depuis ces trois à cinq dernières années, de nombreuses études ont montré que des taux supérieurs (surtout pour des parcs importants) pourraient être atteints. L'Allemagne a d'ailleurs réalisé un taux de 40 % en 2019. De très nombreuses publications décrivent des scénarios dépassant 50 % de sources intermittentes, et atteignent même parfois 100 % à l'horizon 2050. La démonstration à grande échelle n'est toutefois pas faite et la faisabilité même de ces scénarios n'est pas complètement étudiée, tant elle met en jeu des échelles différentes (de la boucle électrique locale à l'Europe ou à l'Amérique du Nord dans sa totalité).

L'avenir amènera à gérer des réseaux avec des pourcentages très importants de moyens intermittents. En parallèle, les nouveaux usages électriques (électromobilité, Power-to-Gas, flexibilisation de la consommation, etc.) vont modifier les profils de consommation et créer des sources de flexibilité utiles pour faire face à une production plus intermittente. Ces tendances se retrouvent très largement au niveau européen, ce qui décuple d'autant les enjeux.

L'intégration des nouvelles technologies de production et des nouveaux usages électriques va soulever plusieurs problématiques sur l'équilibre du système et du réseau. En particulier, la question du maintien de la stabilité et de l'inertie dans un système marqué par une forte part des énergies renouvelables constitue un sujet de préoccupation autour du futur système électrique, notamment :

- la sécurité d'approvisionnement du système et les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande ;
- la fourniture des réserves dans les volumes requis ;
- la fourniture de nouveaux services complétant l'inertie des moyens de production conventionnels ou de compensateurs synchrones pour assurer la stabilité de la fréquence.

Dans le système électrique actuel, le risque de défaillance est très largement associé aux vagues de froid et à la disponibilité du parc nucléaire. À long terme, la diversification du mix électrique, les effets du réchauffement climatique ou encore l'évolution des usages pourraient induire de nouveaux déterminants pour la sécurité d'approvisionnement. Les périodes de défaillance pourraient ainsi concerner d'autres périodes que les vagues de froid (périodes de faible production renouvelable, vagues de chaleur, etc.).

Il importe enfin de prendre en compte les évolutions des systèmes électriques dans les pays voisins, la sécurité d'alimentation étant en grande partie dépendante des échanges entre les gestionnaires de réseaux. Les défis à relever au niveau national se retrouvent donc à plus grande échelle. Pour décarboner le mix énergétique européen à l'horizon 2050 tout en maintenant la sécurité d'approvisionnement, il faudra mobiliser toutes les sources de production d'électricité

à faibles émissions de carbone, sûres et rentables, mais aussi conserver des sources pilotables pour gérer les variations aléatoires de l'offre et de la demande.

La notion de sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'alimentation en électricité constitue une composante de la sécurité d'approvisionnement. La façon dont un système électrique – pris ici au sens d'une région bien interconnectée – assure sa sécurité d'alimentation, dépend de la nature du mix électrique et des usages de l'électricité.

Dans un système constitué essentiellement de moyens de production thermiques centralisés et dispatchables (charbon, gaz, biomasse, nucléaire) :

- on parle d'un système où plus de 80 % de la consommation annuelle d'électricité sont assurés par des équipements produisant en moyenne à plus de 70 % de leur capacité (fonctionnement « en base » plus de 6 000 heures/an) ;
- moins de 2 % de la consommation sont assurés par des moyens exceptionnels (importations de secours, turbines à gaz, etc.) sollicités à pleine capacité, moins de 1 % de l'année. Ces moyens exceptionnels assurent la qualité d'alimentation en cas de conjonction de demande exceptionnellement élevée (aléa sur la pointe d'hiver en Europe) et d'un taux d'indisponibilité exceptionnellement élevé, côté offre. Les parcs thermiques fournissant une capacité relativement bien garantie, la quantité nécessaire de moyens exceptionnels est faible : dans un parc bien dimensionné, la capacité totale de tous les moyens de production est du même ordre que la pointe annuelle de demande majorée d'une marge de 10 à 15 %. Les moyens exceptionnels représentent alors moins de 10 % de la « taille » du système figurée par la pointe de demande ;
- côté consommateur, l'usage de moyens électriques sensibles au climat (chauffage en hiver, climatisation en été) accroît logiquement le besoin en moyens de pointe, mais de façon modérée par rapport au besoin annuel d'énergie associé. En France par exemple, la consommation associée au chauffage est répartie sur plusieurs mois (on se chauffe grosso modo de mi-octobre à mi-avril) : la part associable à une vague de grand froid (moins d'une fois tous les 4 ou 5 ans) représente moins de 5 % de la consommation moyenne du chauffage. Il serait donc inexact de parler du chauffage comme d'un usage de pointe¹⁹.

19 – En France, la sensibilité de la consommation à la température (2 400 MW/°C à 19 h selon RTE), logiquement élevée par rapport au reste de l'Europe (davantage thermosensible pour son chauffage au gaz) n'est pas un indice de demande d'extrême pointe : quand il fait froid, c'est généralement pendant plusieurs jours, et en moyenne pendant tout l'hiver et non le soir à 19 h.

Dans un système où la consommation est en grande partie satisfaite par de l'hydroélectricité indirectement stockable (Norvège, Suède, Brésil, France des années 1960), le dimensionnement des moyens devant assurer la sécurité d'alimentation est guidé par le critère « d'années sèches » (faibles apports naturels en eau). Grâce au stockage et à la répartition partielle²⁰ de ces moyens, leur production est en partie concentrée en période de demande élevée. D'autre part, les centrales thermiques existantes sont davantage sollicitées en années sèches. *In fine*, le dimensionnement des moyens de pointe assurant la qualité d'alimentation peut être plus élevé que dans un système thermique pur, mais reste relativement modeste.

Dans un système électrique où l'éolien et le solaire photovoltaïque acquièrent un poids majeur dans le mix annuel moyen (plus de 20 % ou 30 %), le besoin de moyens exceptionnels pour la sécurité d'alimentation change d'ordre de grandeur. La situation extrême est ici la conjonction d'une consommation élevée (plus fréquente que la pointe annuelle de demande) et d'un déficit élevé et prolongé dans le temps de productible éolien et solaire par rapport à la moyenne annuelle. À titre illustratif, dans le scénario Watt de RTE (BP 2017) où l'éolien et le solaire fournissent 50 % de la production annuelle en 2035, le recours à des moyens exceptionnels (TAC, imports, effacements) peut atteindre 30 GW contre moins de 10 GW aujourd'hui, et ce dans une perspective de demande annuelle d'électricité plus faible.

Dans des études prospectives visant une part des EnR intermittentes encore plus élevée dans le mix annuel, le dimensionnement des moyens exceptionnels (incluant un recours inédit à la flexibilité du client) atteint un ordre de grandeur analogue à la pointe annuelle de demande. Il s'agirait alors d'une rupture majeure dans l'organisation des infrastructures du système électrique et leur localisation, sans même entrer ici dans la question des réseaux de transport et distribution associés, et le coût économique.

²⁰ – Répartition totale pour les barrages, nulle pour les centrales au « fil de l'eau » et partielle pour les écluses.

2. Des incertitudes multiples et croissantes

L'histoire de la seconde partie du xx^e siècle a montré que l'évolution du secteur énergétique était caractérisée par des chocs exogènes difficiles à prévoir : le premier choc pétrolier dans les années 1970 ou l'arrivée du gaz de schiste au début des années 2000 n'avaient pas été anticipés.

Dans le même temps, les réponses à ces chocs exogènes en termes de choix et de bifurcations technologiques sont souvent porteuses de changements structurels sur le long terme. Ainsi en France, la décision de lancer le programme nucléaire français afin de réduire la dépendance énergétique suite au premier choc pétrolier permet aujourd'hui de bénéficier d'une électricité compétitive et en grande partie décarbonée. À l'inverse, la décision britannique de favoriser le gaz au détriment du nucléaire au tournant des années 1990, suite à la découverte des gisements en mer du Nord, a conduit à une perte de compétences industrielles qui a impacté structurellement les conditions de relance depuis plusieurs années des projets nucléaires outre-Manche.

2.1 Incertitudes sur la stratégie de nos voisins

Selon les traités, chaque membre de l'UE a ses propres ressources et ses objectifs nationaux en matière de politique énergétique, même si, en matière de sécurité d'approvisionnement, les interdépendances sont devenues très importantes.

Cependant, les hypothèses que nous prenons sur la stratégie de nos voisins, comme sur celui de la capacité d'interconnexion, ont un très fort impact sur la sécurité d'approvisionnement de la France. Avec le développement des interconnexions entre les différents pays d'Europe, on ne peut plus raisonner aujourd'hui – quand on parle de système électrique – qu'à la maille européenne. En raison de sa situation géographique en Europe, la France se situe au carrefour des échanges d'électricité en Europe avec 48 liaisons d'interconnexions²¹ avec les réseaux limitrophes, correspondant à une quinzaine de gigawatts. Ces interconnexions, piliers de la politique énergétique de l'Union européenne, permettent de tirer parti des complémentarités énergétiques des pays et d'intégrer les énergies renouvelables. Elles sont, selon la perspective de RTE, amenées à doubler dans les quinze ans qui viennent, pour représenter une trentaine de gigawatts, là encore avec un certain niveau d'incertitude (voir partie 3). Elles

21 – Schéma de développement décennal du réseau en 2019 - RTE.

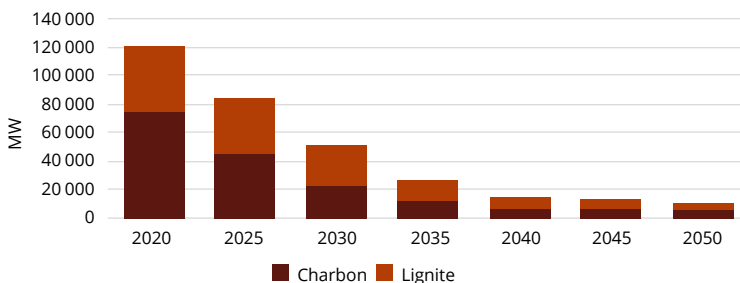
permettent à la France de valoriser chez ses voisins sa production d'électricité à la fois très compétitive et bas carbone, tout en important lors des pointes de consommation les plus élevées.

2.1.1 Situation à l'échelle européenne

D'après Compass Lexecon, d'ici 2040, les décisions de sortie du charbon en Europe devraient réduire de 110 GW les capacités pilotables disponibles. Sur le nucléaire, l'Europe connaît des situations contrastées, mais des fermetures ont été annoncées chez un certain nombre de voisins directs de la France : Belgique, Allemagne, Suisse et Espagne. Enfin, les capacités de centrales à gaz d'origine fossile ont également vocation à diminuer fortement d'ici 2050 afin d'atteindre la neutralité carbone.

Graphique 5 : Évolution de la capacité charbon/lignite dans l'EU-28

(Source : Étude SFEN-CL)



NOTE SFEN - JUIN 2020

À ce jour, beaucoup de pays ont fait des annonces ambitieuses en matière de transition énergétique, **sans présenter nécessairement de stratégie robuste** pour y parvenir. Aussi, on ne peut dire ni ce qu'ils finiront par faire, ni quels risques ils prendront, ou feront prendre à l'ensemble du système.

2.1.2 Situation en Allemagne

Dans le cas de l'Allemagne, l'Agence de l'énergie allemande (Deutsche Energie Agentur ou DENA) a travaillé avec de nombreux experts allemands en 2018 sur quatre scénarios (voir encart) de décarbonation 2050, avec différentes variantes de recours à l'électrification des usages et aux carburants de synthèse. Les scénarios limitent le recours au CCS à certains secteurs industriels et excluent le nucléaire. Selon les scénarios, la consommation d'électricité, supposée décarbonée, augmenterait de 50 % à 100 % d'ici 2050. Les potentiels éoliens terrestres et biomasses seraient épuisés dans tous les scénarios, et celui de l'éolien offshore aussi pour certains. Malgré tout, l'Allemagne **serait contrainte à importer en 2050 de 20 % à 35 % de son énergie primaire, sous forme de Power-to-X**, dont la moitié de pays non européens.

L'étude de la DENA pour l'Allemagne à l'horizon 2050

En 2018, l'Agence de l'énergie allemande (DENA) a réalisé une étude de décarbonation de l'Allemagne à l'horizon 2050. Cette étude est l'une des plus importantes depuis celle qui avait précédé l'Energiekonzept du gouvernement d'Angela Merkel en 2010. La modélisation a été conduite par l'institut EWI de Cologne avec 60 partenaires de différents instituts de recherche, industries et *think tanks*.

Outre un scénario de référence sans objectif national de décarbonation (mais avec un prix de CO₂ qui monte de 8 à 60 €/t CO₂_{equiv} entre 2020 et 2050), l'étude croise deux niveaux de décarbonation de l'Allemagne (- 80 % à - 95 % d'émissions en 2050 comparées à 1990, soit le haut et le bas de la fourchette que vise le gouvernement pour 2050) à deux niveaux alternatifs d'électrification du pays (« EL » pour une électrification poussée et « TM » pour « Technologie mix », plus diversifié).

Côté demande d'énergie, les deux scénarios EL prévoient en 2050 un doublement de la consommation d'électricité par électrification rapide des usages d'énergie dans tous les secteurs, sans recours significatif aux gaz et carburants de synthèse (Power-to-Gas/P2G et Power-to-Liquid/P2L). Les deux scénarios TM de moindre électrification prévoient une augmentation de 50 % de la consommation d'électricité, et recourent fortement aux P2G et P2L, eux-mêmes issus d'hydrogène électrolytique (à partir d'électricité supposée décarbonée) et de capture directe de CO₂ dans l'air (technologie de rupture). Le recours au gaz naturel est aussi notable dans les scénarios de moindre décarbonation (- 80 % d'émissions de CO₂ d'ici 2050).

Côté offre, l'étude exclut tout recours au nucléaire, reflétant l'hypothèse qu'une abrogation de la décision de sortie ne trouvera pas de majorité politique. Le fossile avec CCS est admis uniquement pour des usages industriels difficilement décarbonables, où il réduit les émissions résiduelles allemandes en 2050 d'un quart. Le rapport s'appuie presque exclusivement sur les EnR, localisées soit en Allemagne, soit à l'étranger pour fabriquer, puis importer les gaz et carburants de synthèse :

- les potentiels allemands d'éolien terrestre et de biomasse sont épuisés ou presque dans tous les scénarios de décarbonation. Celui de l'éolien maritime est également épuisé dans le scénario d'électrification élevée et de décarbonation à 95 % ;
- dans les scénarios de décarbonation à 95 %, l'Allemagne importe de 21 % (EL) à 37 % (TM) de sa demande d'énergie primaire sous forme de P2X dont 50 % (EL) à 73 % (TM) de pays non européens, pour deux raisons : les limitations du potentiel de la production des EnR en Allemagne, et leur coût et acceptabilité.

L'étude conclut qu'un mix énergétique avec des carburants synthétiques est moins cher que l'électrification poussée des usages. À ambition climatique égale, l'écart est de l'ordre de 600 milliards d'euros :

- l'électricité 100 % EnR est intensive en capital, tant sur les EnR que sur les coûts de réseaux de distribution induits. Ces derniers sont multipliés par 5 dans EL, par 3 dans TM. Les coûts du réseau de transport augmentent de 30 % à 50 % ;
- les besoins massifs en capacité « dispatchables » sont satisfaits par des centrales à gaz à la fois peu capitalistiques et peu utilisées, et dans EL par un surcroît d'importations d'électricité coûteuse ;
- le recours aux importations de gaz et de carburant synthétique est moins coûteux. On note cependant que si ces importations sont largement plus faibles en volume que les importations actuelles d'énergies fossiles, leur coût total est plus élevé ; le coût unitaire du Power-to-X étant beaucoup plus élevé que celui du pétrole et du gaz naturel.

2.1.3 Situation en Suisse

La Suisse bénéficie aujourd'hui d'une électricité très bas carbone, grâce à sa production nucléaire (32 %²² de son mix) et hydraulique (60 %). Cependant, le pays a pris la décision en 2017 d'abandonner progressivement l'énergie nucléaire et de la remplacer par une combinaison d'actions d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables. À noter que, comme on l'a vu, toutes les grandes institutions (GIEC, AIE) prévoient une augmentation de la consommation d'électricité décarbonée.

Aujourd'hui, la Suisse importe traditionnellement de l'électricité en hiver : l'énergie nucléaire fournit alors environ 45 % de la production d'électricité, car la production hydraulique est faible. L'AIE²³ indiquait ainsi dans son rapport de 2018 que « *le fossé hivernal grandissant pose des questions de sécurité d'approvisionnement qui doivent être abordées* ». En fait, les différents scénarios du gouvernement ont tous conclu qu'à moyen et long terme, **le pays aura besoin « d'une part croissante d'importations pour faire face au pic hivernal »**.

2.1.4 Situation en Belgique

La Belgique opère aujourd'hui 7 réacteurs nucléaires, lesquels représentent 6 GW de capacité environ, et produisent, avec leur facteur de charge élevé, plus de la moitié de l'électricité du pays. Si le cadre juridique actuel est respecté, la dernière centrale nucléaire belge devrait fermer en 2025 : le pays est censé devoir

²² – 2017, source Conseil fédéral suisse 2019.

²³ – Energy Policies of IEA Countries : Switzerland 2018.

remplacer plus de la moitié de sa production en moins de cinq ans. Aucun autre pays industrialisé de l'histoire récente n'a été confronté à un défi aussi important en termes de sécurité d'approvisionnement.

Aujourd'hui, il n'existe toujours aucun cadre juridique pour un investissement privé dans la construction de capacités de remplacement. Le gestionnaire du réseau belge a souligné qu'il était très incertain que la Belgique puisse compter sur une quantité suffisante d'électricité des pays voisins : ces derniers, comme la France ou l'Allemagne, n'auront pas nécessairement la capacité excédentaire disponible au moment où la Belgique en aura besoin. Au-delà de la question de la sécurité d'approvisionnement, on sait qu'à ce stade, les seuls moyens de remplacement susceptibles d'être construits rapidement et d'alimenter la Belgique ne peuvent être que des centrales à gaz, ce qui conduira nécessairement à une augmentation des émissions de CO₂, et une régression en matière de politique climatique.

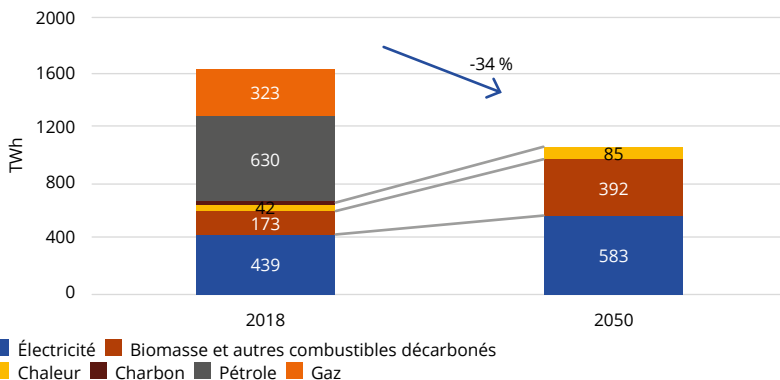
L'exemple belge montre que ne pas décider à temps la prolongation ou le renouvellement de son parc nucléaire conduira vraisemblablement à prendre la décision de se tourner vers le gaz fossile.

2.2 Incertitudes sur la demande électrique et les attentes des citoyens

En France, pour atteindre la neutralité carbone au niveau du système énergétique en 2050, le scénario de référence de la SNBC met avant tout l'accent sur l'efficacité et la sobriété énergétique avec une diminution de la consommation énergétique finale de 34 % entre 2018 et 2050. Le deuxième levier est une mobilisation massive du gisement biomasse, avec une consommation multipliée par 2,2 nécessitant une mobilisation massive du gisement nationale envisageable à cet horizon.

Il est important de rappeler que la SNBC n'a pas pour but de prédire le futur du pays, mais de représenter « *une projection d'un futur possible et souhaitable* ». Le scénario sollicite cependant de manière significative le levier de sobriété, avec un changement important des modes de consommation, ou encore le gisement biomasse.

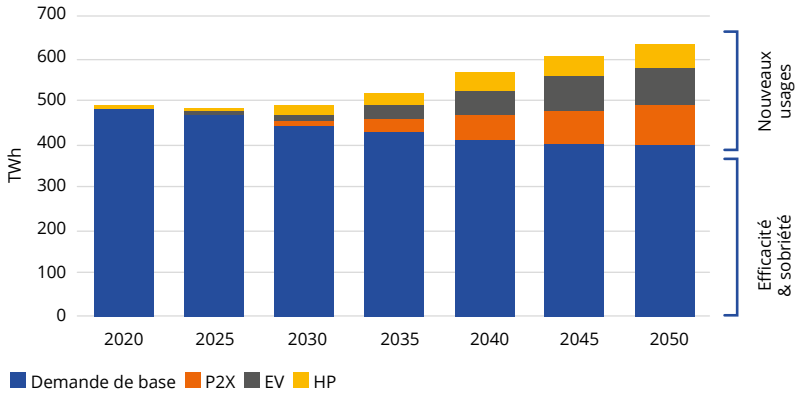
Graphique 6 : Consommation finale d'énergie en France par combustible en 2018 (source : Eurostat) et vision SNBC à l'horizon 2050 (Source : MTE/SNBC)



Concernant la demande électrique, la SNBC prévoit **une augmentation de la consommation électrique nationale de 30 % avec une production comprise entre 600 et 650 TWh**. Cette augmentation est pour partie utilisée pour des conversions vers d'autres secteurs d'énergie finale (hydrogène, gaz). Ces hypothèses de consommation ont été reprises par Compass Lexecon dans les scénarios réalisés pour la SFEN.

Dans le domaine de la mobilité par exemple, alors que la pénétration de l'électricité est historiquement restée cantonnée à la mobilité ferroviaire, la SNBC prévoit que 100 % des ventes de véhicules particuliers neufs seraient électriques à partir de 2040. Ceci contribue à réduire à la fois les émissions et la consommation énergétique dans ce secteur, puisque l'électrification est deux à trois fois plus efficace que les solutions thermiques en termes de rendement énergétique au niveau du véhicule. Le mix est plus équilibré pour le transport de marchandises.

Graphique 7 : Évolution de la demande électrique en France et développement de nouveaux usages (Source : Étude SFEN-CL)



Dans le secteur du bâtiment, le scénario de référence de la SNBC suppose qu'une grande majorité du parc de bâtiments, en commençant par les logements les plus énergivores, soit rénovée afin d'atteindre l'objectif d'un parc 100 % BBC (Bâtiments basse consommation) en moyenne en 2050. Le mix énergétique est totalement décarboné en 2050, en optimisant la production des énergies décarbonées les plus adaptées à la typologie des bâtiments : le scénario mise sur l'électrification des usages hors chauffage et un mix énergétique plus varié pour ce dernier usage, avec notamment un recours important aux pompes à chaleur et aux réseaux de chaleur urbains.

Il faut rappeler que traditionnellement l'électricité a eu des usages thermiques en concurrence avec des sources d'énergies fossiles : chauffage des locaux ou de l'eau chaude sanitaire, cuisson, besoins thermiques dans l'industrie. Dans les régions ayant historiquement eu accès à des sources d'électricité nucléaire et hydraulique moins chères que les sources fossiles (France, Suède, Norvège, Québec, Colombie britannique, Brésil, État de Washington, etc.), on a observé une pénétration de l'électricité dans les usages thermiques.

Pourtant on ne peut exclure aujourd'hui une consommation supérieure à celle prévue par la SNBC dans le secteur électrique.

2.2.1 La question des dynamiques sociétales

Il demeure d'importantes incertitudes sur l'évolution des modes de vie et des attentes de nos concitoyens, non seulement à l'échelle nationale, mais à l'échelle européenne. On ne sait pas comment les populations voudront voyager, chauffer leur logement, développeront leurs usages, ni ce qu'elles seront prêtes à accepter en matière de sobriété énergétique.

Les solutions électriques présentent un certain nombre d'avantages, qui laissent penser qu'elles rencontreront, à la différence d'autres solutions peut-être, plus de facilité à être adoptées par les consommateurs. Ainsi, l'électricité offre déjà aujourd'hui des solutions simples à utiliser pour de nombreux usages (mobilité, froid, chaleur, objets connectés) et susceptibles d'apporter plus de confort dans le quotidien des Français. Elle présente une excellente sécurité d'approvisionnement, et bénéficie d'un très vaste réseau de distribution déjà déployé sur tout le territoire. Avec le développement des capacités d'effacement et d'auto-consommation, elle peut contribuer à offrir, sous réserve de satisfaire un certain nombre de critères d'acceptation, la liberté aux consommateurs de gérer leurs usages et leur production selon leurs propres critères, ce qui constitue un facteur clef pour assurer le succès de la transition écologique.

2.2.2 La question de la mobilisation du gisement de biomasse

Les solutions électriques pourraient être d'autant plus nécessaires qu'il existe des incertitudes importantes sur d'autres solutions, en particulier la biomasse. D'après la SNBC, il existera à l'horizon 2050 une « *tension certaine* » sur les ressources en biomasse (agriculture, forêts), « *dont la production devra prendre en compte le contexte de changement climatique et les critères de durabilité* ». La SNBC réalise ainsi dans son scénario une allocation de ces ressources en les orientant en priorité vers les « *usages à haute valeur ajoutée et ayant peu de possibilités de substitution* ». On compte ainsi les industries ne pouvant se passer de combustibles, dans la mesure où il n'y a pas de solution électrique envisageable, une partie des transports, et aussi des réseaux de chaleur. Si les tensions s'avéraient trop fortes, on pourrait alors y remédier par un report plus important qu'escompté vers les solutions électriques décarbonées pour limiter le recours aux énergies fossiles. Ceci impactera à la hausse la demande électrique finale.

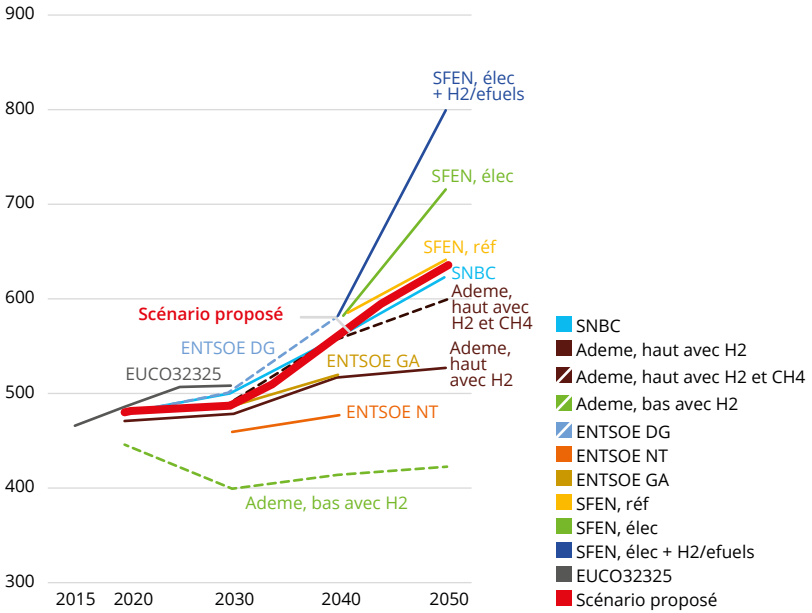
2.2.3 La question de la réindustrialisation du pays

L'actualité de la crise du coronavirus remet au premier plan la question d'une possible réindustrialisation du pays autour de deux priorités : l'identification de secteurs stratégiques, nécessaire à la gestion de crises majeures, et la mise à plat des chaînes de valeur dans tous les secteurs économiques pour renforcer leur résilience. Ce « *renouveau industriel* » aurait un double impact sur la consommation d'électricité, d'une part en relocalisant des installations industrielles sur notre sol, d'autre part par leur profil : l'industrie de demain sera 4.0, à base de technologies numériques, très gourmandes en électricité bas carbone. À ce titre, la garantie d'un approvisionnement sûr, bas carbone, et à prix prédictible est reconnu, dans plusieurs études internationales, comme un différentiateur compétitif pour la France.

En conclusion, **une consommation finale d'électricité supérieure à celle de la SNBC n'est donc pas à exclure aujourd'hui**. Ainsi, les études menées par l'université d'Athènes (E3M-Lab) en 2018 ont montré que la décarbonation profonde de la deuxième moitié de ce siècle passera par un recours très large à

l'électricité, avec de l'ordre de 800 TWh en France à l'horizon 2070²⁴. Un panorama de différentes trajectoires pour la demande électrique est résumé dans le Graphique 8 ci-dessous.

Graphique 8 : Consommation d'électricité en France dans les récents scénarios visant une neutralité carbone à l'horizon 2050 (Source : Étude SFEN-CL)



24 - Note technique « Le nucléaire français dans le système énergétique européen », SFEN - Mai 2018.

2.3 Incertitudes technologiques et industrielles

Les perspectives du secteur électrique des années 1990 et début 2000 montraient un domaine d'incertitudes singulièrement réduit par rapport au domaine actuel ou à celui des années 1970-1980. Les sources significatives de production d'électricité à disposition des décideurs étaient alors très peu nombreuses : charbon, fioul, gaz, nucléaire et hydro-électrique (incluant le pompage comme moyen de stockage). Les grands programmes d'investissement semblaient passés.

La « taille » des incertitudes était importante mais cantonnée à un champ limité :

- incertitudes sur les prix des combustibles fossiles et enjeux apparemment amoindris de sécurité d'approvisionnement ;
- incertitudes sur la maîtrise industrielle de construction des centrales. L'engouement pour des centrales à gaz « presque sur étagères » avec un combustible bon marché (*dash for gas*) avait atténué les inquiétudes qu'auraient pu susciter ces incertitudes.

Aujourd'hui, une forte proportion d'éolien et de solaire intermittents combinée avec l'exigence de décarbonation totale du secteur électrique²⁵ :

- pose la question des potentiels réellement accessibles de manière acceptable au plan environnemental ;
- requiert des moyens accrus de flexibilité du système avec deux types complémentaires de technologies « flexibles » ;
- implique aussi, comme pour l'ensemble des moyens de production, d'intégrer les contraintes industrielles qui conditionnent les rythmes de déploiement envisageables au cours des trois prochaines décennies.

2.3.1 Incertitudes sur le rythme de déploiement et le potentiel des EnR en France

Le développement des filières EnR sont limitées par des contraintes de gisements (sites disponibles) et de rythme de déploiement industriel (structuration des filières). Ces contraintes sont étudiées par l'Ademe et RTE et ont été reprises dans les hypothèses de modélisation de Compass Lexecon (CL). Elles sont résumées dans le tableau ci-après.

²⁵ - Les études promouvant les EnR intermittentes accompagnées massivement de centrales à gaz fossile oublient cette exigence de décarbonation.

Tableau 1: Contraintes de rythme de déploiement et de potentiel EnR en France (Source : Étude SFEN-CL)

	Rythme d'installation (GW/an)			Potentiel à long terme (post 2050) – Ademe (GW)	Potentiel max en 2050 – RTE1 (GW)	Rythme d'installation – valeur retenue (GW/an)	Potentiel en 2050 – valeur retenue (GW)
	Ademe	RTE	PPE				
Éolien terrestre	2	1.1 - 2	1.8 - 2.1	120	60-80	2	80
Éolien en mer	2	1 - 2.7	0.6 - 0.8	49	50-70	2	50
Solaire	32	3.6 - 9.3	3 - 4.8	1100	80-100	4	120

1. Scénario « EnR économiques et centralisées »; 2. Hors petites toitures

2.3.2 Incertitudes sur le stockage infra-journalier et hebdo-journalier de l'électricité

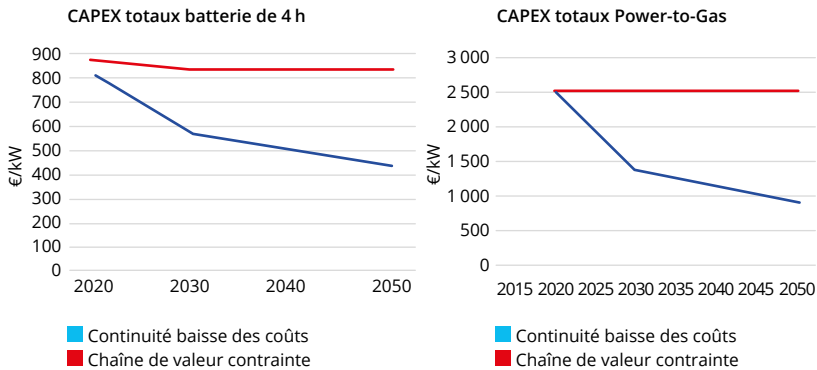
Le pompage hydro-électrique reste la technologie dominante de stockage sur plusieurs dizaines d'heures dans le monde. Mais les potentiels exploitables restent limités en Europe. En France, ce potentiel est de l'ordre de 5 GW.

Concernant les nouvelles technologies de stockage, les batteries en lithium-ion pour des usages stationnaires deviennent relativement matures, mais leur service rendu reste limité à quelques heures. La possibilité d'une gestion optimisée du parc de véhicules électriques contribuera également à cette nouvelle source de flexibilité. Des incertitudes sur la poursuite de la décroissance des coûts existent, notamment du fait de possibles tensions sur les chaînes de valeur industrielles compte tenu de la forte croissance anticipée pour les véhicules électriques.

Cette incertitude est reflétée dans les deux scénarios de baisse de coût résumés dans le Graphique 9 ci-après.

En parallèle, d'autres technologies électrochimiques sont plausibles mais non matures et incertaines (batteries Redox Flow par exemple). Elles ne sont donc pas prises en compte dans les hypothèses de l'étude Compass Lexecon (CL).

Graphique 9: Hypothèses CAPEX totaux pour une batterie de 4 heures (gauche) et Power-to-Gas (droite) dans les scénarios Étude SFEN-CL (Source : Étude SFEN-CL)



2.3.3 Incertitudes sur le stockage inter-saisonnier d'énergie via le Power-to-Gas

Lisser la demande d'électricité en inter-saisonnier, est beaucoup plus difficile qu'en intra-journalier ou intra-hebdomadaire. Le Power-to-Gas est aujourd'hui la principale option retenue dans les différents travaux récents de modélisation afin de permettre le stockage saisonnier dans des mix électriques comprenant une part importante d'énergies renouvelables intermittentes. Cette option correspond à une chaîne de valeur complexe : l'hydrogène est produit par hydrolyse à partir d'électricité décarbonée, converti en méthane de synthèse, stocké (par exemple dans des cavités salines ou dans des réseaux gaziers) et brûlé dans des centrales à gaz. Cette solution est envisagée par exemple dans l'étude DENA en Allemagne (voir encart). Selon RTE²⁶, cette solution est néanmoins caractérisée par un rendement énergétique faible (entre 25 % et 35 % selon les technologies actuelles) mais surtout « *ni la maturité technique et économique de cette solution, ni les caractéristiques du mix électrique à moyen terme, ne conduisent à en envisager le déploiement autrement que sous la forme de démonstrateurs au cours des dix prochaines années en France métropolitaine* ».

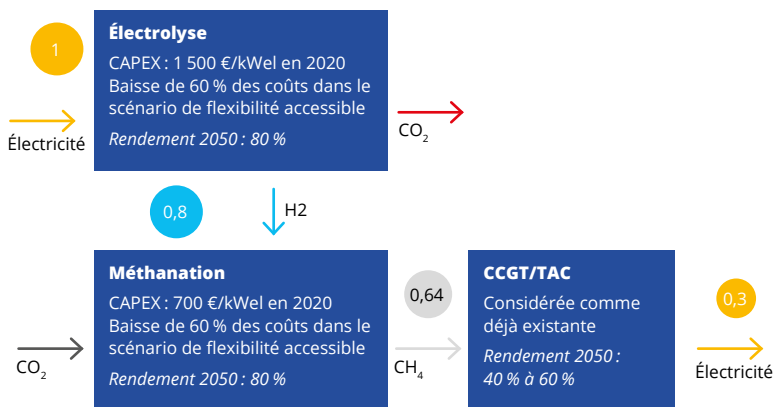
Sa maturité est encore très incertaine, son rendement énergétique global faible, et son coût prospectif élevé (plusieurs centaines d'euros par tonne de CO₂ évité)²⁷. La chaîne de valeur retenue dans l'étude Compass Lexecon (CL) est décrite dans le Graphique 10 ci-après et est cohérente avec les hypothèses retenues par RTE. En parallèle, pour refléter les incertitudes techniques et industrielles de cette technologie, deux trajectoires de coûts sont retenues comme hypothèse par CL (voir Graphique 9).

²⁶ - « La transition vers un hydrogène bas carbone 2020 », RTE.

²⁷ - « The future cost of electricity-based synthetic Fuels », Agora Energiewende, 2018.

www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf

Graphique 10 : Chaîne de valeur du Power-to-Gas, coûts et rendement énergétique global (Source : Étude SFEN-CL)



En parallèle, d'autres chaînes de valeur peuvent être envisagées mais avec un degré d'incertitude supérieur. Les deux technologies ci-après ne sont donc pas modélisées dans le cadre de la présente étude :

- **chaîne de valeur avec stockage massif d'hydrogène** : l'hydrogène serait fabriqué de façon décarbonée, par électrolyse par exemple, et réutilisé dans une pile à combustible (PAC). Le coût du stockage dans des cavités salines serait attractif. Cependant le potentiel de cavités salines reste limité en France et les PAC doivent encore gagner en maturité ;
- **chaîne de valeur avec turbine à hydrogène** : l'hydrogène bas carbone produit par électrolyse serait réutilisé dans une turbine qui fonctionnerait directement à l'hydrogène, une technologie qui reste pour le moment à l'état de promesse.

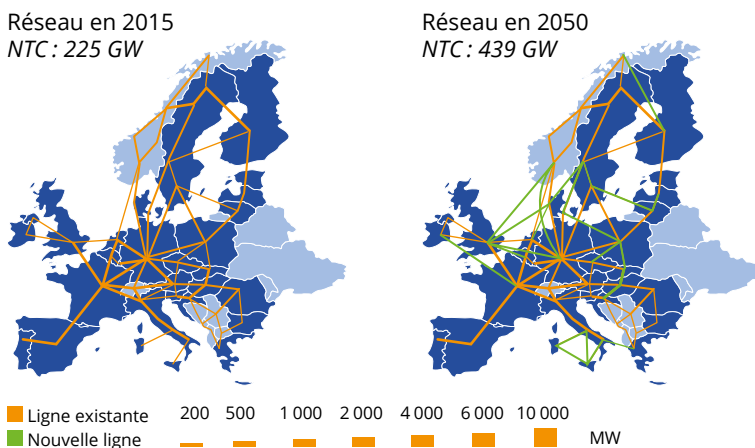
2.3.4 Incertitudes sur le développement des capacités d'interconnexion

Les interconnexions sont une source importante de flexibilité par le système électrique qui contribue à faciliter l'intégration des renouvelables intermittentes. Elles peuvent cependant susciter des problèmes d'acceptabilité, et soulèvent donc des incertitudes quant au développement des capacités. De plus, leur service rendu attendu sera nécessairement limité par rapport aux risques systémiques (modes communs), comme par exemple des occurrences rares mais prolongées sur plusieurs jours de déficit de production d'éolien et de solaire à l'échelle européenne.

Pour prendre en compte les incertitudes pesant sur le développement des capacités d'interconnexion en Europe, deux scénarios ont là encore été modélisés par Compass Lexecon. Le premier prévoit un doublement des capacités à

l'horizon 2050 – en phase avec les plans nationaux actuels (voir Graphique 11 ci-dessous). Le second scénario fait l'hypothèse que 50 % des nouvelles capacités seront construites – hypothèse cohérente avec une analyse rétrospective des projets développés au cours des dix dernières années.

Graphique 11: Développement des interconnexions au niveau européen entre 2015 et 2050 sur la base des plans nationaux (Source : Étude SFEN-CL)



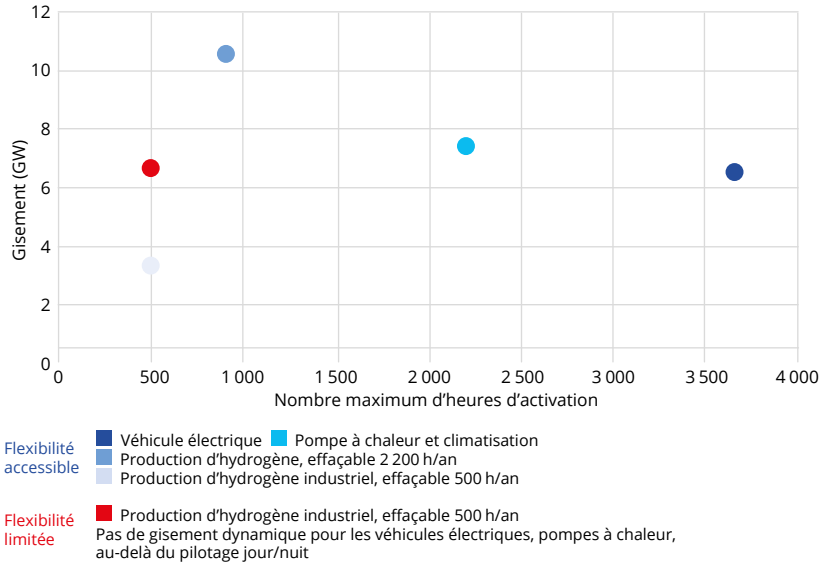
2.3.5 Incertitudes sur le développement de la flexibilité de la demande

Nous n'oublions pas non plus le rôle attendu de la flexibilité des consommateurs d'électricité, c'est-à-dire leur aptitude à adapter temporairement et de façon non récurrente leur consommation en réponse à un signal externe (signal tarifaire, sollicitation d'un opérateur d'effacement, etc.). Avec la baisse des coûts de comptage et de transmission de l'information, cette flexibilité devrait être accrue. Mais son amplitude potentielle apparaît très incertaine, sauf à accepter comme « normales » des périodes de gestion de crise telles que celle générée par l'épidémie du coronavirus.

Pour refléter ces contraintes, deux scénarios sont retenus par Compass Lexecon (CL) et détaillés dans le Graphique 12 ci-après. Le premier scénario prévoit un large développement de la flexibilité de la demande avec une gestion dynamique de plusieurs nouveaux usages. Le second scénario limite une partie de cette flexibilité de la demande à une gestion jour-nuit (par exemple pour les véhicules électriques). Ce graphique positionne ces différents leviers de flexibilité selon deux axes : en ordonné le gisement (en GW) et, en abscisse, le nombre maximum d'heures d'utilisation durant une année. L'utilisation de ces nouvelles sources de flexibilité est ensuite optimisée aux côtés des leviers de flexibilité existants : centrales à gaz, réacteurs nucléaires et hydraulique.

Graphique 12 : Capacité de flexibilité de la demande en France en 2050

(Source : Étude SFEN-CL)



Par ailleurs, la totalité des moyens envisagés ci-dessus, s'ils devaient être significativement développés, poseront des problèmes majeurs d'empreinte au sol et d'empreinte de matières (en référence à l'analyse de cycle de vie – ACV) qui n'iront donc pas sans susciter des conflits d'usage des sols en termes d'acceptabilité.

2.4 Les incertitudes sur la technologie nucléaire

Au regard des surcoûts économiques et environnementaux associés à toutes ces technologies, et l'ampleur des incertitudes qui entourent ces questions, **les incertitudes sur le nouveau nucléaire et sur ses coûts paraissent significativement inférieures.**

2.4.1 Une technologie mature

Le nucléaire (en particulier la technologie des réacteurs à eau pressurisée qui est celle du parc nucléaire français et des EPR (Réacteur pressurisé européen)) est une technologie mature disposant aujourd'hui de plus de 17 000 « années-réacteurs » d'expérience au niveau mondial. Son exploitation à long terme est ainsi sujette à de faibles incertitudes, clairement identifiées, avec des coûts stables et

compétitifs²⁸. C'est l'un des principaux avantages du nucléaire, et donc une des composantes majeures de sa « valeur d'option ».

Concernant le nouveau nucléaire, **un cap majeur est en train d'être franchi avec la mise en service de plusieurs réacteurs, têtes de série de 3^e génération**. La construction de cette nouvelle génération de réacteur a été caractérisée, principalement en Europe et aux États Unis, par des délais et des surcoûts importants sur lesquels revient en détail une récente note de la SFEN²⁹. Ces retards et surcoûts sont ainsi expliqués en grande partie par deux facteurs principaux : d'une part les difficultés spécifiques à la mise en œuvre d'une nouvelle génération de réacteurs, qui, même si elle est une évolution des réacteurs actuels, présente des éléments nouveaux de conception ; et d'autre part une perte de compétences de la filière industrielle après deux décennies sans nouvelle construction en France. Avec les chantiers EPR français, finlandais et chinois, le tissu industriel français est remonté en compétences, parallèlement à une mise au niveau des progrès accomplis dans d'autres industries (aviation, automobile), en particulier en ce qui concerne l'utilisation des technologies numériques. Il faut noter que les pays ayant maintenu dans la durée un programme de constructions nucléaires dynamique et continu – à l'instar de la Corée du Sud, de la Chine et de la Russie – s'ils ont pu connaître eux aussi des dépassements de délais sur les premiers chantiers de réacteurs de génération 3, sont en mesure aujourd'hui de construire à des conditions de coûts et de délais maîtrisées.

Les leviers de maîtrise des coûts sont identifiés et classiques

La maîtrise des plannings de construction s'appuie sur plusieurs leviers principaux :

- **les effets de série** : la SFEN a mis en évidence, sur la base du retour d'expérience du programme français, documenté par la Cour des comptes, que pour réduire les coûts de construction, il fallait construire les réacteurs par paire sur un même site, et s'engager sur la construction d'une série d'au moins trois paires. La visibilité programmatique, ainsi qu'un cadencement optimisé doivent permettre, comme il est documenté dans toutes les industries, au tissu industriel de s'organiser et d'investir dans son outil industriel et en compétences, pour être en capacité de construire aux échéances requises, et avec le niveau de performance attendu. Cet engagement relatif à la construction de trois paires de réacteurs *a minima*, avec un cadencement optimisé, bénéficiera pleinement aux effets de série attendus (gains de compétitivité) et garantira ainsi au pays un approvisionnement bas carbone, bon marché, dans la durée ;

²⁸ – Note technique « Les coûts de production du parc nucléaire français », SFEN - Septembre 2017.

²⁹ – Note technique « Les coûts de production du nouveau nucléaire français », SFEN - Mars 2018.

- **Les questions de compétences et de qualité** : les difficultés rencontrées lors du chantier de l'EPR Flamanville ont fait l'objet de plusieurs audits³⁰. Dès décembre 2019, le plan Excel, doté de 100 millions d'euros étalé sur 2020-2021, a été mis en place pour que la filière industrielle, rassemblée maintenant au sein du GIFEN³¹, puisse travailler point par point sur les trois thèmes principaux soulevés : la qualité industrielle, les compétences et la gouvernance des grands projets. Un grand programme, du nom de code Switch, a été lancé en 2018 pour mettre en œuvre, dans l'industrie nucléaire, les méthodes d'ingénierie système déployées dans l'industrie aéronautique, sur la base de plateformes numériques de partage des données. Toutes ces mesures, aux mains des industriels, révèlent des marges de manœuvre très importantes ;
- **Le choix du modèle de réacteur pour le renouvellement du parc** : le réacteur EPR2 s'appuiera largement sur le retour d'expérience tiré des EPR en fonctionnement (en Chine : Taishan 1 & 2), en cours de démarrage (en Finlande : Olkiluoto 3 et en France : Flamanville 3), et en construction au Royaume-Uni (Hinkley Point C). Les EPR de Taishan démontrent déjà la très grande performance en exploitation de la technologie EPR. Sur la base de ce retour d'expérience, un certain nombre d'innovations incrémentales (et donc peu risquées) doit permettre, à même niveau de sûreté, d'améliorer la constructibilité (simplification, approches modulaires) et le degré de standardisation du design ;
- **Le modèle de financement** : dans le cas du projet Hinkley Point C au Royaume-Uni, la Cour des comptes britannique a montré le potentiel de gain très important sur le coût du capital réalisable, *via* une meilleure répartition des risques entre les différentes parties prenantes. Par exemple, la rémunération du capital (après impôt) nécessaire passe de 9 % (valeur proche du taux retenu par EDF pour le projet) à 6 % quand le projet est assimilable à un investissement public au Royaume-Uni, ce qui entraîne une baisse d'un tiers du coût du kilowattheure pour le consommateur. Là encore, ces techniques de financement sont classiques dans d'autres secteurs pour financer des infrastructures de service public.

Dans la mesure où ces différentes conditions seraient réunies, il apparaît raisonnable de considérer que la maîtrise industrielle et la performance économique du nouveau nucléaire seront au rendez-vous. **La SFEN juge ainsi atteignable une cible de 65-70 €/MWh³² pour les futurs réacteurs de séries en France et en Europe.** Dans le cadre d'une politique de relance et d'une stratégie industrielle permettant de réduire le coût d'accès au capital à 5 %, tel que l'envisagent les scé-

³⁰ - Jean-Marc Folz - Octobre 2019.

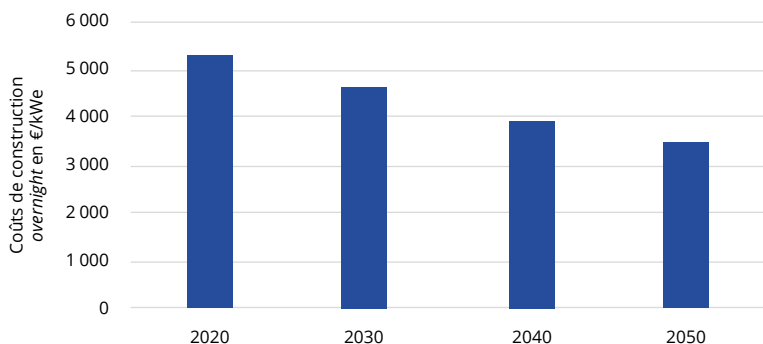
³¹ - Groupement des industriels français du nucléaire.

³² - Pour un taux d'accès au capital de 7,5 %.

narios de Compass Lexecon (CL), ce coût de production sera davantage réduit à 55 €/MWh. Cette cible est donc cohérente avec les hypothèses retenues par CL pour le coût de construction *overnight* de nouvelles centrales nucléaires et détaillées dans le Graphique 13 ci-dessous.

Graphique 13: Hypothèses SFEN retenues par Compass Lexecon (CL) pour le coût de construction *overnight* du nouveau nucléaire en France et en Europe

(Source : hypothèses SFEN pour CL)



Les études d'opinion montrent que, pour la majorité des français, le nucléaire sera nécessaire dans l'avenir, aux côtés des renouvelables

Une étude d'opinion 2019³³ indique que la très grande majorité des Français reconnaît (70 % d'accord) trois qualités majeures au nucléaire : sa disponibilité, sa performance et la sécurité d'approvisionnement. Les Français sont conscients que le nucléaire est une grande industrie nationale : son image a progressé ces dernières années sur ces atouts économiques, et en particulier sur l'idée que c'est une industrie créatrice d'emplois (là encore, plus de 70 % le pensent). **Même à 30 ans, la majorité des Français ne croit pas que l'on pourra se passer du nucléaire en combinant EnR et économies d'énergie.**

Il faut noter que le nucléaire obtient cette reconnaissance alors même qu'il ne réussit pas à faire entendre son principal atout environnemental : celui du climat. À peine 20 % des Français estiment que le nucléaire permet de lutter contre le réchauffement climatique, contre plus de 60 % pour l'éolien et le solaire.

Le programme de constructions neuves, s'il peut s'inscrire dans un consensus national, peut aussi s'appuyer sur **des implantations locales fortes, dans la mesure où il s'agit de mettre en œuvre les chantiers sur des sites de centrales nucléaires existantes.** Là encore les études montrent des opinions

33 – Baromètre annuel énergie réalisé par le CSA pour EDF.

publiques favorables dans l'environnement des sites, liées aux nombreuses relations établies avec les populations. Ainsi, trois régions se sont déjà déclarées candidates spontanément pour accueillir les nouveaux chantiers : les régions Normandie (site de Penly), Hauts-de-France (site de Gravelines) et Auvergne-Rhône-Alpes.

3. Des risques importants pour la robustesse des trajectoires

3.1 Les scénarios aux limites font apparaître des points de fragilité

Les quatre trajectoires modélisées par Compass Lexecon (CL) permettent d'explorer des scénarios limites visant à atteindre les objectifs de neutralité carbone.

Un certain nombre d'enseignements ressortent du scénario de référence « avec maintien de l'option nucléaire » et un développement accessible des flexibilités. Ce scénario nécessite de pousser le développement des EnR aux limites des « gisements » estimés par l'Ademe, et de pousser également les contraintes sur le rythme de déploiement.

Ces résultats seraient très largement amplifiés dans un scénario d'abandon de l'option nucléaire, *a fortiori* dans un scénario dégradé concernant le développement des solutions de flexibilité.

3.1.1 L'éolien et le solaire sont poussés à leurs limites

Le scénario de référence « avec maintien de l'option nucléaire » – et sans contraintes de développement des solutions de flexibilité – montre la nécessité de développer l'éolien (à terre et en mer) ainsi que le solaire à leurs limites. Ces limites sont doubles :

- les gisements mobilisables en 2050 compte tenu des contraintes notamment spatiales ;
- les limites sur le rythme de déploiement, compte tenu des contraintes industrielles, mais aussi d'acceptation au sein des territoires.

Le Graphique 14 ci-après montre que les gisements EnR sont très largement saturés à l'horizon 2050, en particulier par les filières éoliennes à terre (93 %) et en mer (85 %) et, dans une moindre mesure solaire (56 %) ³⁴. Cette saturation des gisements est donc porteuse de risque pour le système électrique dans la mesure où ces gisements techniques peuvent être d'avantage limités par des contraintes d'acceptation. Ceci est d'autant plus important qu'il faudra à la fois additionner la capacité mais aussi renouveler le parc actuel.

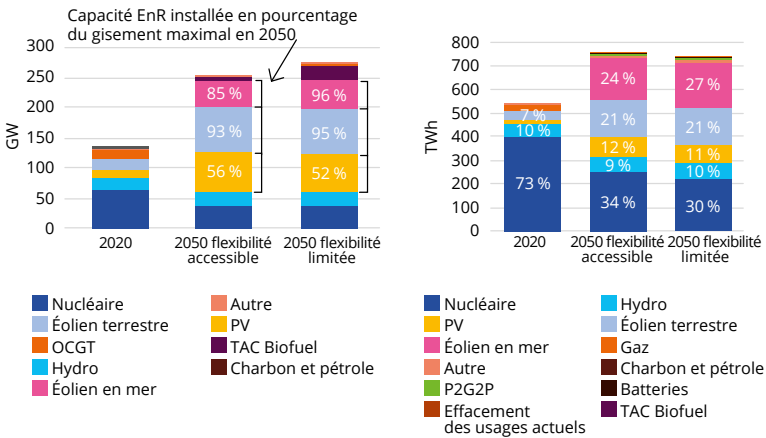
34 – Le solaire PV garde potentiellement des marges de progression en cas de déploiement massif des solutions intégrées au bâtiment. Cependant une telle perspective impacterait structurellement le dimensionnement du système électrique et les besoins de nouvelles solutions de flexibilité.

En France, d'après un rapport de 2018³⁵, près de 70 % des autorisations délivrées pour des projets éoliens font l'objet de recours devant les tribunaux administratifs. De plus, une immense majorité des recours est portée ensuite en appel devant la cour administrative d'appel, voire en cassation. La conséquence directe est l'allongement des projets éoliens avec une durée moyenne de 7 à 9 ans en moyenne.

Aujourd'hui, ces difficultés croissantes d'acceptation de la filière éolienne s'observent de façon accrue en Allemagne, pays le plus en avance en Europe dans ce domaine. Les nouvelles capacités terrestres installées y sont en effet en fort recul (1 000 MW en 2019 contre 5 400 MW en 2017³⁶), en grande partie causées par les réticences croissantes des populations à mesure que l'éolien doit se rapprocher d'avantage des habitations ou d'écosystèmes protégés. Ce phénomène est amplifié par l'augmentation de la taille des installations qui dépassent aujourd'hui 150 mètres de haut et pourrait dans les prochaines années atteindre 250 mètres.

Graphique 14 : Évolutions de la capacité installée (gauche) et de la production (droite) en France dans le scénario option nucléaire avec flexibilité accessible

(Source : Étude SFEN-CL)



35 - https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DP_Groupe_Travail_eolien_2018.pdf

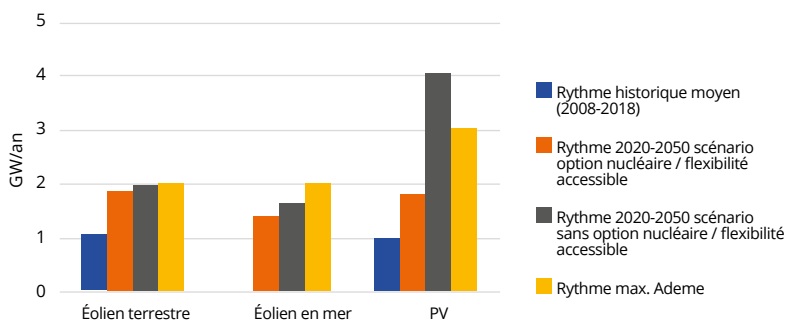
36 - <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2019.pdf>

En parallèle, le rythme de déploiement est également une contrainte supplémentaire qui conditionne le gisement mobilisable à l'horizon 2050. En retenant les hypothèses de l'Ademe, les résultats des simulations de Compass Lexecon (CL) montrent que cette contrainte est atteinte pour les filières éoliennes en moyenne sur la période 2030-2050. Par ailleurs, comme le montre le Graphique 15 ci-dessous, en cas de contrainte d'abandon de l'option nucléaire, un recours croissant serait nécessaire pour le solaire avec un dépassement de l'hypothèse de l'Ademe sur le rythme de déploiement maximum pour les centrales solaires au sol.

Là encore, les rythmes très élevés évoqués ci-dessus peuvent induire un encombrement et une saturation des processus de décision (dans les territoires) à même d'autoriser ces constructions.

Graphique 15 : Rythme de développement des EnR en France dans le scénario option nucléaire et flexibilité accessible en comparaison des ajouts historiques

(Source : Étude SFEN-CL)



3.1.2 La gestion des besoins de flexibilité repose sur un pari majeur, celui des technologies non matures techniquement et industriellement

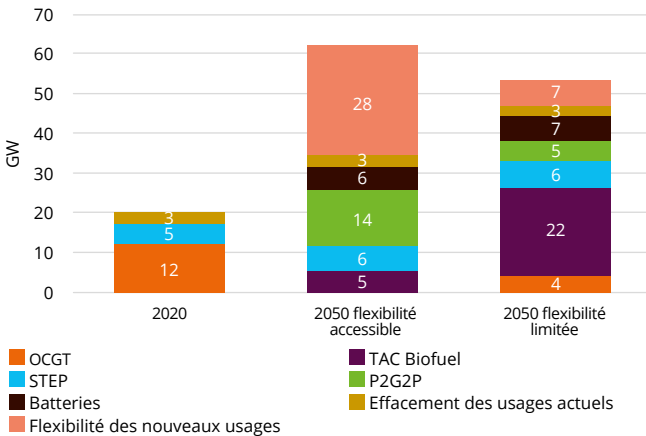
L'ensemble des scénarios montre la nécessité de développer massivement les solutions de stockage et de flexibilité afin de permettre l'intégration du solaire et de l'éolien. Dans les scénarios avec option nucléaire et flexibilité accessible, les capacités de flexibilité du côté de l'offre et de la demande sont ainsi multipliées par 3 entre 2020 et 2050, avec un développement massif (28 GW) de la flexibilité de la demande en grande partie tiré par une gestion optimisée de la flotte de véhicules électriques, à laquelle s'ajoutent les pompes à chaleur et une partie de la production industrielle d'hydrogène (« nouveaux usages » dans le Graphique 15).

Les batteries stationnaires (6 GW), les véhicules électriques (7 GW) et les pompes à chaleur (10 GW)³⁷ contribuent en grande partie aux besoins de flexibilité du système électrique au niveau journalier. Les besoins de flexibilité au niveau inter-saisonnier reposent sur la production industrielle d'hydrogène (plus de 7 GW effaçables 2 000h/an) ainsi que sur un développement massif du Power-to-Gas (14 GW).

Or, comme on l'a vu au chapitre 2, aujourd'hui ces technologies ne sont pas matures d'un point de vue technique et industriel : elles font pour le moment uniquement l'objet de projets de démonstrateurs. À l'instar de plusieurs scénarios récents, les résultats de Compass Lexecon (CL) illustrent que la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2050 reposerait essentiellement sur ces technologies, ce qui représente donc un risque majeur pour le système électrique. Par ailleurs, le scénario avec développement limité des capacités de flexibilité montre que pour maintenir l'objectif de neutralité carbone, il sera nécessaire de mobiliser davantage le gisement biomasse *via* la construction de centrales à biofuel (22 GW produisant près de 9 TWh). Or la SNBC reconnaît déjà avoir poussé au maximum le gisement biomasse national.

Une telle situation impliquerait donc de s'en remettre à des importations de biomasse ou, plus vraisemblablement, de renoncer à l'objectif de neutralité carbone et de se tourner vers le gaz naturel.

Graphique 16 : Capacités de flexibilité en 2020 et 2050 (GW)



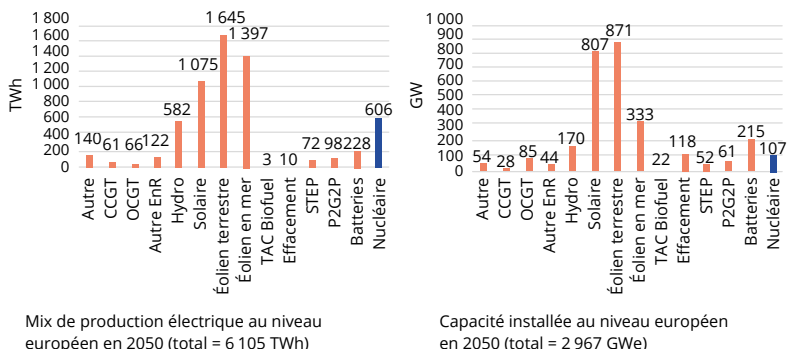
37 – À l'horizon 2050 et à la maille française, le pilotage dynamique de la charge des véhicules électriques équivaudra à 6 GW de flexibilité activables 10 heures par jour (soit 3 650 heures par an), celui sur le chauffage et la climatisation à 10 GW de flexibilité activables 2 à 3 heures par jour.

3.1.3 Les risques pour le système électrique sont amplifiés par la convergence des mix au niveau européen

Les risques pour le système électrique se trouvent très largement amplifiés étant donné la convergence attendue entre les mix électriques de nos voisins, avec également des mix très majoritairement à base de solaire et d'éolien. Ces mix nécessiteront également un recours massif au Power-to-Gas (103 GW dans le scénario de flexibilité accessible) et aux batteries stationnaires (244 GW), comme indiqué sur le Graphique 17.

Il y a donc une amplification des risques pour la sécurité d'approvisionnement, et l'atteinte des objectifs climatiques.

Graphique 17 : Évolution de la capacité installée et de la production électrique en Europe (EU28) dans l'étude SFEN-CL (scénario nucléaire haut, flexibilité limitée)

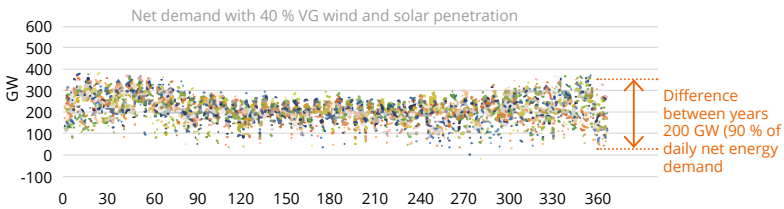


Concernant le risque pour la sécurité d'approvisionnement, il est essentiel de rappeler que si le foisonnement des EnR peut jouer un rôle dans l'équilibre du système électrique européen pendant certaines périodes, c'est-à-dire la capacité que pourrait avoir la production d'une zone climatique de compenser un excès ou un déficit de production dans une autre zone climatique, il demeure marginal pour le dimensionnement du système électrique du solaire et de l'éolien afin de pallier notamment certains épisodes météorologiques touchant l'ensemble de l'Europe (anticyclone, etc.). Le foisonnement ne permet donc pas de réduire les risques pour la sécurité d'approvisionnement.

La prise en compte de ce phénomène nécessite l'accès aux données météorologiques historiques qui dépasse le périmètre des simulations effectuées par Compass Lexecon (CL). Plusieurs études récentes permettent cependant d'en

apprécier l'importance. Ainsi, le Graphique 18 ci-après représente la variation annuelle de la demande résiduelle au niveau européen dans un scénario avec 60 % de renouvelables, dont 40 % de variables (solaire, éolien). En repartant d'une base de données couvrant 30 années d'observations climatiques historiques, cette analyse montre qu'au niveau européen la variation de demande résiduelle atteint en moyenne 200 GW.

Graphique 18 : Variation annuelle de la demande résiduelle dans un scénario avec 60 % d'EnR variables sur la base de 30 années de données météorologiques (Source : Étude EDF 60 % EnR)

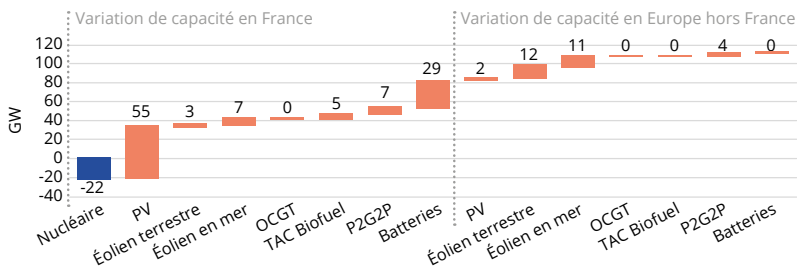


En parallèle, le risque pour l'atteinte des objectifs climatiques est également très largement amplifié. Comme en France, les besoins de flexibilité sont assurés par des technologies non matures techniquement et industriellement, en particulier le Power-to-Gas nécessaire pour assurer les besoins de stockage inter-saisonniers. Ceci amplifie donc le risque de devoir recourir aux énergies fossiles (notamment gaz naturel). Ce risque de recours à cette énergie est en retour aggravé par les incertitudes pesant sur le développement des filières renouvelables (gisement, rythme de déploiement).

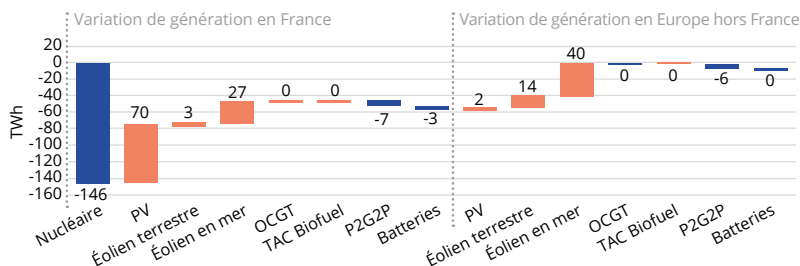
3.1.4 La renonciation à l'option nucléaire viendrait aggraver cette situation

La comparaison des scénarios avec ou sous « maintien de l'option nucléaire » montre que la renonciation à cette dernière **ne ferait qu'aggraver les risques pour la sécurité d'approvisionnement en France**. Le Graphique 19 et le Graphique 20 comparent les variations de capacités installées et de production entre les scénarios avec/sans maintien de l'option nucléaire, et ceux dans le cas de figure non pénalisant où le développement des solutions de flexibilité n'est pas contraint.

Graphique 19: Différence de capacité en 2050 (sans option nucléaire & flexibilité accessible - option nucléaire & flexibilité accessible)



Graphique 20: Différence de génération en 2050 (sans option nucléaire & flexibilité accessible - option nucléaire & flexibilité accessible)



Tout d’abord, il convient de noter que les 22 GW de capacité nucléaire devraient être compensés par 135 GW de capacités supplémentaires, avec 95 GW de capacités renouvelables et 40 GW de moyens de stockage. Compte tenu de la saturation des gisements éoliens à terre dans le scénario de référence, l’abandon de l’option nucléaire passerait avant tout par un recours massif au solaire (55 GW, 70 TWh) et, dans une moindre mesure, à l’éolien en mer (7 GW, 27 TWh) et à l’importation de 56 TWh.

Concernant le solaire, cette augmentation des capacités installées se traduirait par un dépassement du rythme maximal d’installation annuel estimé par l’Ademe à 4 GW/an en France. Cette capacité solaire additionnelle fait par ailleurs face à des difficultés croissantes d’intégration avec à la clef un besoin de capacité de stockage de 40 GW, près de deux fois supérieur à la capacité nucléaire remplacée.

En parallèle, cette renonciation à l’option nucléaire en France suppose une adaptation des mix de nos voisins européens avec en particulier 23 GW d’éolien supplémentaires.

Au-delà de l'aggravation des défis techniques et industriels, il est utile de s'arrêter sur les écarts de coûts d'investissement entre ces deux scénarios. En effet, une telle comparaison ne peut se limiter à une multiplication entre les coûts relatifs de ces technologies et leurs capacités installées, mais doit également prendre en compte les différentes durées de fonctionnement des technologies, *a fortiori* à 2050 lorsque le système électrique aura atteint la neutralité carbone. Un calcul, à partir des hypothèses de coûts en 2050³⁸, montre ainsi que la différence de coûts atteint plus de 200 milliards d'euros lorsque les durées de vie des moyens de production et de stockage sont pris en compte, contre 20 milliards d'euros autrement. L'impact économique est donc majeur, mais nécessite une méthode économique adaptée pour être pris en compte³⁹.

Ce calcul met en évidence un biais majeur « d'année horizon » des différentes études de scénarios qui se focalisent sur une cible à 2050. À cette date, le parc nucléaire des scénarios « avec maintien de l'option nucléaire » sera jeune, avec des réacteurs dont la durée d'exploitation sera d'au moins 60 ans et nous amènera jusqu'à la fin du ^{xxi}^e siècle. À l'inverse, les scénarios « sans maintien de l'option nucléaire » seront constitués de moyens de production qui devront être renouvelés au moins une fois pour ce qui est des technologies renouvelables (durée de fonctionnement de 25 ans), et plusieurs fois pour les moyens de stockage (durée de fonctionnement entre 10 et 20 ans).

38 - La dynamique des coûts est bien plus rapide sur les technologies renouvelables et de stockage que sur le nucléaire. Cette estimation est donc conservatrice.

39 - Lire les résultats similaires de l'étude Compass Lexecon (CL) pour Foratom (2018) au niveau européen et avec un calcul de la valeur résiduelle du système à 2050.

Tableau 2 : Comparaison des coûts entre les scénarios avec/sans maintien de l'option nucléaire (flexibilité accessible) (Source : calcul SFEN à partir de l'étude SFEN-CL)

		Capacité installée (en GW)		Coûts d'investissement (CAPEX à 2050)	Durée de vie	CAPEX - sans prise en compte durée de vie	CAPEX - avec prise en compte durée de vie
		France	Europe				
Scénario option nucléaire	Nucléaire	21,45	na	3 485 €/kW	60	74,7 G€	
Scénario sans option nucléaire - Écart de capacité installée	Power-to-Gas	6,9	3,8	920 €/kW	20	95,1 G€	279,3 G€
	Batteries - 4h	28,5	0,5	433 €/kW	10		
	Solaire PV	55	2	455 €/kW	25		
	Éolien à terre	6,5	12,4	1 750 €/kW	25		
	Éolien en mer	2,5	10,9	833 €/kW	25		
	TAC biofuel	5	0	500 €/kW	25		
Écart de coût d'investissement entre les scénarios sans/avec option nucléaire						+20,3 G€	+204,5 G€

3.2 Les questions de soutenabilité économique et de régulation

Au-delà des différences de coûts d'investissement, se pose la question centrale des signaux économiques (régulation et mécanismes de marché) aux acteurs du marché pour que la trajectoire souhaitée se réalise et que les objectifs soient atteints. Ceci nécessitera des changements structurels dans les règles du marché pour l'ensemble des technologies bas carbone.

En parallèle, il convient de souligner le rôle important joué par le maintien de l'option nucléaire afin de stabiliser le cadre économique du système électrique.

3.2.1 Volatilité des prix de gros, phénomène d' « auto-cannibalisation » et décisions d'investissement

Les systèmes électriques à forte proportion d'énergies intermittentes se caractérisent par une grande volatilité du prix du kWh sur le marché de gros, avec à la fois des périodes de pointe plus étendues et des périodes de prix nuls ou négatifs.

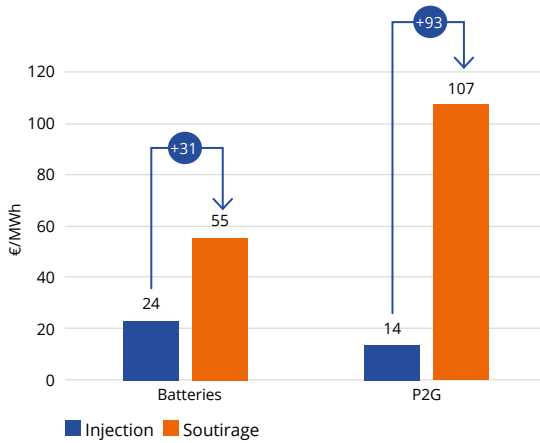
Cette situation est pour partie liée à un phénomène dit de « cannibalisation » des énergies intermittentes. Ces dernières sont en effet caractérisées par des coûts variables proches de zéro et une forte autocorrélation de leur production

à une forte baisse des prix de gros pendant les périodes de surplus renouvelables et, *a contrario*, une envolée des prix pendant les périodes de rareté.

Par ailleurs, en 2050, l'intermittence renouvelable se retrouve gérée majoritairement par des moyens de stockage (batteries, Power-to-Gas), qui amplifient ce phénomène dans la mesure où la rentabilité est déterminée par le différentiel de prix entre les périodes de soutirage et les périodes de fourniture d'électricité.

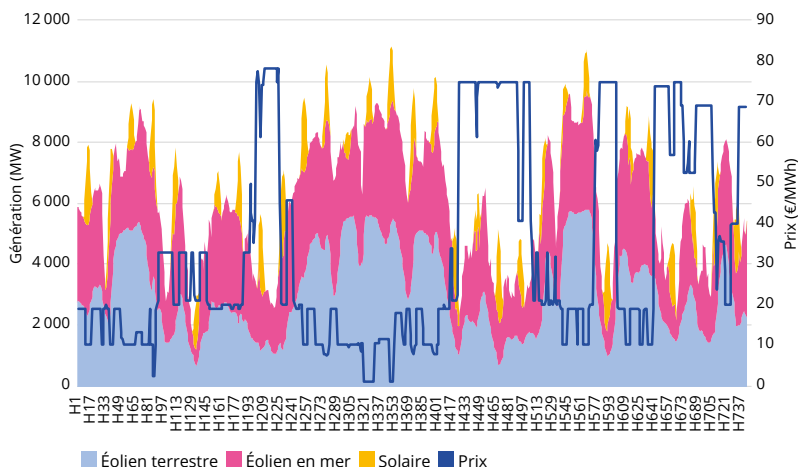
Graphique 21: Prix moyen à l'injection et au soutirage - Batteries vs P2G2P

(Source : Étude SFEN-CL)



Ces épisodes sont déjà observables aujourd'hui en Europe, notamment en Allemagne, mais seraient multipliés dans un scénario où la part des renouvelables intermittentes deviendrait majoritaire. Cet effet est très net dans l'ensemble des scénarios Compass Lexecon (CL) et est illustré dans le Graphique 22 ci-après.

Graphique 22 : Production renouvelable intermittente horaire par rapport au prix de l'électricité - Janvier 2050 (Source : Étude SFEN-CL)



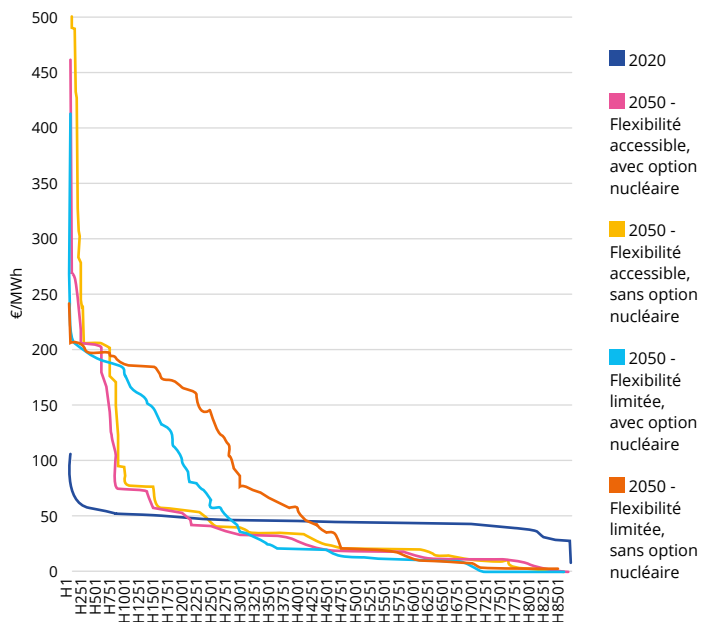
Ces situations dégradent fortement la visibilité pour les acteurs économiques à moyen et long terme, décourageant ainsi les investisseurs potentiels. Dans une période où beaucoup de décisions d'investissements devront être prises, le système de marché (hybride) adapté reste à inventer.

3.2.2 La nécessité de construire un nouveau cadre de marché adapté à l'ensemble des moyens des technologies bas carbone

En 2050, les technologies de flexibilité à coût d'opportunité élevé (stockage batterie ou Power-to-Gas) sont régulièrement marginales, ce qui aboutit à des pointes de prix très nettes. Dans l'ensemble des scénarios, les prix deviennent très volatiles et oscillent entre 0 et 500 €/MWh (voir Graphique 22). Ces pointes de prix élevées et fréquentes génèrent de fortes rentes infra-marginales sur certaines périodes et un coût élevé pour le consommateur.

Graphique 23: Courbe monotone de prix horaire - 2020 vs 2050

(Source : Étude SFEN-CL)



Cela pose très directement la question de la pérennité du modèle de marché actuel, même amendé. En effet, les marchés de l'électricité européens ont été construits sur la mise en concurrence des moyens « historiques » de production d'électricité. Tous ou presque étaient pilotables et se caractérisaient par leurs coûts fixes et variables :

- à court terme, heure par heure, l'appel des centrales était réglé par les coûts marginaux de production : on fait appel d'abord aux moins chers ;
- à long terme, les investissements sont correctement rémunérés si le parc est proche de l'optimum économique. Avec quelques ajustements, surtout lors des premiers chocs pétroliers, le système a bien fonctionné.

L'arrivée massive des EnR bouscule fortement le paysage avec des énergies variables et des coûts marginaux nuls. Le modèle traditionnel de rémunération des moyens de production par pas horaire s'est révélé depuis des années inapte à intégrer les investissements nécessaires aux objectifs de sécurité, de fourniture et de décarbonation. En effet, atteindre ces objectifs implique la mise en service de moyens de production intensifs en capital, à risque élevé dans ces marchés, et dont le déploiement à grande échelle fait tendre le prix de marché moyen sur l'année vers zéro, du fait de leur coût marginal très faible ou même nul. Pour lever cette contradiction et prendre en compte les objectifs de

long terme, il a fallu greffer sur les modules de marché en vigueur (*day ahead, intra-day, balancing*) de nouveaux modules : marchés de capacités, contrats de long terme par enchères, soutiens aux énergies renouvelables.

On se retrouve ainsi dans des régimes hybrides dont la pérennité est plus qu'incertaine, puisque l'augmentation voulue de la part d'EnR « tue le marché » ; ceci d'abord en « biaisant » la concurrence par des subventions. Cette pratique n'est pas nuisible en elle-même (si de bonnes raisons comme la présence de fortes externalités y poussent), mais une des conséquences est l'éviction de moyens en place, parfois récents, et une incapacité fréquente à ajuster le niveau du parc au juste besoin. L'autre effet est la chute des prix de court terme, avec l'arrivée massive de production à un coût marginal nul. Ces phénomènes (surtout en cas de surinvestissement) conduisent à l'écroulement du prix de marché, ce qui a été résumé précédemment sous le terme d'auto-cannibalisation⁴⁰.

Les modules de stockage envisagés pour déplacer l'offre d'électricité des périodes de faible demande vers les périodes de forte demande auront eux-mêmes du mal à trouver leur rentabilité, si l'écart de prix entre celles-ci et celles-là s'amenuise. Car leur modèle économique repose sur de fortes variations de prix et sur des périodes suffisantes de production, difficiles à estimer à moyen et long terme. La question se pose tout particulièrement pour le Power-to-Gas qui implique des investissements importants, et suppose une interface avec les infrastructures de gaz qui font également l'objet d'incertitudes majeures sur leur modèle économique.

Le bon système de tarification coordonné avec une invitation efficiente des investissements n'a pas encore été trouvé⁴¹. Le système actuel ne garantit ni la survie à court et moyen terme des électriciens, ni la convergence du parc vers une structure satisfaisante. Cette situation génère une incertitude énorme quant à la survivance des avatars du modèle actuel et aux modèles économiques futurs.

3.2.3 Le rôle stabilisateur du nucléaire pour l'équilibre économique du système électrique

Dans ce contexte, le maintien d'une part significative de nucléaire dans le mix décarboné joue un rôle modérateur important :

- par son coût marginal de production non nul (consommation de combustible) ;
- par sa production pilotable et son aptitude au suivi de charge permettant de limiter les déséquilibres offre-demande créés par les sources intermittentes ;

40 – Situation analysée notamment par Jean-Pierre Hansen et Jacques Percebois dans « L'électricité européenne entre la vague du marché et la vague verte », *Revue de l'énergie* – Mars-avril 2019, et par Dominique Finon dans « Secteur électrique : du régime de marché à un régime hybride planification-marché », *Revue de l'énergie* – Novembre-décembre 2019.

41 – <http://www.ceem-dauphine.org/working/en/the-european-target-model-for-electricity-markets-achievements-to-date-and-key-enablers-for-the-emergence-of-a-new-model>

- par sa contribution à la stabilité du réseau en fréquence et tension ;
- par la durée de vie élevée de ses unités de production (60 ans contre 30 pour l'éolien).

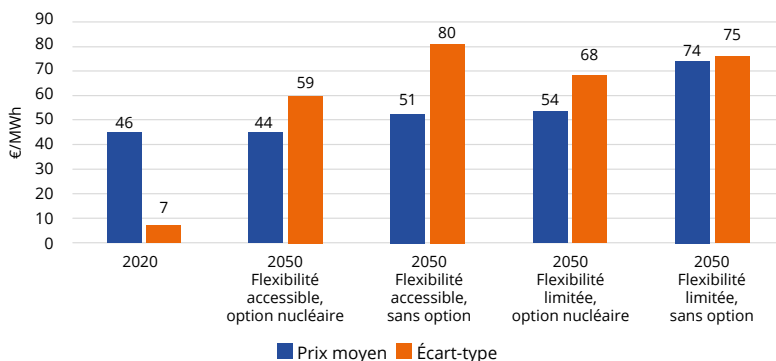
Cependant ce maintien suppose que l'investissement dans de nouvelles unités nucléaires soit rentable, et non trop risqué, en dépit des variations de prix et des réductions de facteur de charge induites par les fortes proportions d'éolien et de solaire. L'étude de Compass Lexecon (CL) suggère que ce serait le cas à l'horizon 2050. En effet, le maintien du nucléaire réduit le coût total du système électrique :

- en 2050, lorsque la flexibilité est accessible, le coût total de production électrique augmente de 3,1 milliards d'euros par an (+11 %) lorsqu'on abandonne l'option nucléaire ;
- ce surcoût augmente lorsque la flexibilité est limitée (4 milliards d'euros supplémentaires par an).

Au-delà des bénéfices pour l'ensemble du système électrique, les résultats suggèrent également que le nouveau nucléaire sera globalement rentable pour l'exploitant sur l'ensemble de la période. Même si ces résultats restent très sensibles aux hypothèses de modélisation des prix de marché, le nouveau nucléaire dégage à partir de 2040 dans les scénarios FIT une marge nette croissante (revenus supérieurs aux coûts actualisés). Cette rentabilité reposera en partie sur ses dimensions pilotable et flexible : le nucléaire produira pendant les périodes de faible production éolienne ou solaire, bénéficiant des pics de prix de gros nécessaires à la rentabilité des technologies marginales (Power-to-X et batteries). À l'inverse, il pourra moduler sa production durant les périodes d'excédants renouvelables où les prix de l'électricité seront alors proches de zéro, ou négatifs. Il s'agit donc d'un nouvel équilibre économique pour la production nucléaire, encore largement utilisée en base, mais qui optimise au mieux sa production pour compléter la production renouvelable.

De plus, la flexibilité mise en jeu par le modèle est largement partagée au plan européen, et la France bénéficie des moyens disponibles à l'étranger. On suppose, en particulier dans le cas de la flexibilité limitée, que les pays européens mèneraient la même politique que le nucléaire français soit présent ou non. Cette approche (qui permet de comprendre les effets par analyse d'écart) n'est cependant pas la plus probable : là-encore, la disponibilité d'une base nucléaire stable en France aura des effets stabilisateurs, y compris *via* les politiques étrangères (nucléaire britannique ou d'Europe centrale) et réduira pour tous les incertitudes.

Graphique 24 : Prix moyen de l'électricité et écart-type (Source : Étude SFEN-CL)



Ce résultat est valide pour un planificateur public, car cette compétitivité repose sur un coût d'accès au capital identique pour toutes les filières, avec un coût moyen pondéré du capital (CMPC ou Weighted Average Cost of Capital, WACC en anglais) égal à 5 %. Cette condition sera remplie si la même valeur sociale est accordée à toutes les filières décarbonées et si la valeur d'assurance de la filière nucléaire est bien prise en considération.

En définitive, le nucléaire amène de la stabilité au système et est en lui-même un facteur de diminution des incertitudes et des risques associés. Ceci est d'ailleurs vrai non seulement pour les investissements en réacteurs, mais pour toutes les technologies d'un mix diversifié.

3.3. L'option nucléaire permet d'accroître la robustesse des trajectoires

Le développement du parc électrique européen, et de sa composante française, au cours des trente prochaines années, s'effectuera dans un contexte bien plus incertain que celui qui prévalait à la fin du xx^e siècle.

Le nucléaire est essentiel à la diversité du mix électrique. L'économie récente des systèmes électriques nous montre que même dans un monde certain, les caractéristiques des nouvelles formes d'énergie en fort développement (solaire, éolien), en particulier leur variabilité, font que les parcs du futur optimaux devront être constitués d'un mix varié. En effet, pour les renouvelables variables, les coûts de systèmes (liés essentiellement à l'ajustement offre-demande à court terme, à la variabilité, aux raccordements, mais aussi à la possibilité de déclenchement de coûts échoués en dynamique) peuvent atteindre jusqu'à plusieurs dizaines d'euros/MWh et croissent rapidement avec l'augmentation de la part de ces énergies dans le mix. La comparaison des scénarios avec et sans renouvellement du parc nucléaire confirme ce résultat dans le cadre de l'étude Compass Lexecon (CL).

Il faut donc aujourd'hui apprécier le rôle du nucléaire à l'échelle de l'ensemble du système électrique, et c'est dans ce cadre nouveau que sa compétitivité doit être appréciée. Les toutes prochaines années permettront de préciser et de mieux quantifier ces phénomènes, *via* la mise en œuvre de nouvelles méthodes économiques et le recours à des outils pleinement adaptés. Il est toutefois dès aujourd'hui raisonnable d'affirmer que bien plus qu'hier, dans les parcs futurs aucune énergie n'est en capacité d'occuper toute la place.

Passé un seuil de 40, 50 ou même 80 % (les avis divergent), les EnR ne pourront à elles seules et à des coûts raisonnablement probables et acceptables, assurer l'alimentation du continent ; ceci même pour des coûts de production unitaires très bas ou même proches de zéro.

Le nucléaire est une solution technique et industriellement mature. Ainsi, une présence significative de nucléaire dans le parc permet de réduire fortement les risques d'« angle mort » des modèles, au sens où la disponibilité d'une énergie pilotable, flexible et centralisée (le modèle actuel du parc) réduit les risques d'impasse inhérents à toute modélisation hors des domaines connus. Les scénarios 100 % EnR sans puissance pilotable à gaz ou sans nucléaire ne sont en effet pas garantis en termes de faisabilité et très incertains en termes de coût. Les technologies à même de réduire ces risques sont, outre le nucléaire, les centrales à gaz fossile avec CCS, les centrales à biogaz, ou encore les systèmes Power-to-Gas, par exemple à l'hydrogène ou au méthane de synthèse. Or parmi ces différentes technologies, le nucléaire reste la seule solution mature techniquement et industriellement à l'horizon des prochaines décennies ; ce qui renforce très significativement sa contribution à la robustesse du système électrique.

Le programme nouveau nucléaire de 6 EPR est une assurance face aux incertitudes qui pèsent sur le système électrique européen. Il n'y a pas de mesure aisée de la robustesse d'un parc électrique. La valeur d'assurance du nucléaire est donc difficile à apprécier quantitativement. L'analyse par scénario est l'outil le plus communément utilisé pour ce faire, mais ne permet que rarement (et *via* un post-traitement de très nombreux cas) de donner une valeur précise à cette robustesse. Toutefois, les analyses d'écart, la mise en évidence de l'importance de la flexibilité, les analyses variantielles sur les coûts des technologies, les évaluations des gisements des productions des EnR dans l'étude de Compass Lexecon (CL) explorent de nombreux aspects de cette robustesse qui reste encore trop peu abordée dans les travaux actuels. Dans la majorité des cas, l'étude appliquée recoupe et valide les points ci-dessus, et conclut à l'intérêt certain de conserver l'assurance apportée par un « socle » de nucléaire renouvelé dans le parc productif. Ceci est d'autant plus significatif que la volatilité et même l'imprévisibilité du monde futur s'accroissent et que des scénarios jugés hier à faible probabilité s'avèrent de plus en plus pertinents. Cette assurance serait renforcée si l'on portait l'objectif 2050 de part nucléaire à 50 % au lieu de 34 % dans ces scénarios à l'échelle européenne.

Conclusions

L'étude présente met en évidence une part des incertitudes qui joueront un rôle majeur sur la capacité du système électrique à décarboner notre économie à l'horizon 2050.

Le nouveau nucléaire est une assurance face aux risques majeurs qui pèsent sur notre système électrique. L'étude de Compass Lexecon (CL) montre très clairement que l'assurance nucléaire dont nous pouvons aisément disposer ne coûtera rien, ni à l'État, ni aux contribuables, ni aux consommateurs. Au contraire, les coûts sont moindres. Ainsi, les principaux indicateurs sont favorables à la diversification du mix avec une part de nucléaire significative. Quand le coût de l'électricité est plus faible, la balance commerciale est favorable. De plus, la réduction des incertitudes sur le fonctionnement et l'économie de l'électricité en France et en Europe favorise les investissements (électrique et autres) des acteurs économiques et devrait contribuer à la santé de l'économie.

L'absence de décision serait équivalente à une décision. Ne pas décider le lancement du programme industriel, alors que nous sommes à un point d'inflexion sur les compétences de notre filière, revient à assumer sans le dire son étiolement rapide puis sa disparition de notre filière industrielle nucléaire. C'est aussi assumer de renoncer dans un horizon proche, aux performances du nouveau nucléaire (coût, émissions de carbone, flexibilité) et à l'assurance qu'il apporte de pouvoir atteindre les objectifs climatiques en association avec les EnR intermittentes.

Nous traduisons ces enseignements concrètement par l'identification de deux seuils de décision à respecter pour bénéficier de cette assurance :

- **temporel** : il faut décider sans tarder du renouvellement du parc nucléaire et lancer un programme ;
- **quantitatif** : ce renouvellement ne peut être effectué par petites touches, réacteur après réacteur : le nucléaire ne peut être une « variable de bouclage » du mix, sans une politique de long terme.

Pour ce faire, la première action à mener est de renouveler le parc avec un premier programme. À défaut, l'assurance disparaîtra en quasi-totalité d'ici le milieu du siècle. Le choix d'un éventuel second programme se posera d'ici une dizaine d'années et pourra être ajusté pour réaliser *in fine* un parc qui pourrait fournir de 30 à 50 % de l'énergie électrique d'ici 2050.

Le nucléaire restera le socle du mix électrique décarboné : il ne peut pas être pensé comme une variable d'ajustement. La traduction de cette étude en

termes industriels aboutit à conforter les résultats selon lesquels il existe une large gamme de taille du parc nucléaire, qui, selon ce que sera le futur, devrait permettre d'atteindre ces objectifs. Cette gamme a comme borne supérieure celle que la loi fixe (50 % en énergie) et une borne inférieure qui nécessiterait des travaux spécifiques pour être précisée, mais qui apparaît d'ores et déjà autour de 20 à 30 %. Supposer ou *a fortiori* viser une part de nucléaire à moins de 20 % en 2050 n'a pas de sens, d'un point de vue industriel.



Scénarios 2050 Étude de la contribution du parc nucléaire français à la transition énergétique européenne

Une étude pour la SFEN

31 mars 2020

Fabien Roques, Yves le Thieis,
Nicolas Hary, François-Yves Durouret



Informations importantes

Ce rapport a été préparé par la société FTI France SAS sous le nom de Compass Lexecon (« Compass Lexecon ») à l'attention de la Société française d'énergie nucléaire (« la SFEN »), conformément à l'acte d'engagement signé avec la SFEN (le « Contrat »). Ce rapport a été préparé au bénéfice exclusif de la SFEN. Compass Lexecon décline toute responsabilité et rejette toute obligation de diligence envers quiconque (à l'exception de la SFEN aux termes du Contrat) pour le contenu du rapport. En conséquence, Compass Lexecon rejette toute responsabilité pour toutes conséquences résultant du fait qu'une personne (autre que la SFEN sur la base ci-dessus) aurait agi, ou se serait abstenue d'agir, en se fondant sur ce rapport, ou de décisions prises ou non prises au titre de ce rapport.

Ce rapport contient des informations obtenues ou provenant de diverses sources. Compass Lexecon n'accepte aucune responsabilité concernant la vérification ou l'établissement de la fiabilité de ces sources, ni concernant la vérification des informations ainsi fournies. Compass Lexecon ne fait aucune déclaration, ni ne donne aucune garantie, expresse ou tacite, d'aucune sorte à quiconque (à l'exception de la SFEN aux termes du Contrat) quant à l'exactitude ou l'exhaustivité du rapport.

Ce rapport est rédigé sur la base des informations dont Compass Lexecon dispose à la date de sa rédaction. Il ne tient pas compte des informations nouvelles éventuelles qui auraient pu être portées à notre connaissance après la date du rapport. Nous ne sommes aucunement tenus de mettre à jour le rapport, ni d'informer un destinataire dudit rapport de ces nouvelles informations.

Tous droits d'auteur et autres droits de propriété intellectuelle sur le rapport demeurent la propriété de Compass Lexecon. Tous droits sont réservés.

Avis relatif aux Droits d'Auteur

© 2020 FTI France SAS. Tous droits réservés.

Introduction

Les objectifs politiques énergétiques français et européen visent à décarboner le système énergétique d'ici 2050. Pour atteindre ces objectifs, les incertitudes et défis sont nombreux, tant sur les dimensions industrielles et réglementaires, que sur la dimension de l'acceptabilité sociétale des différentes technologies pouvant être déployées à cette échéance.

Une réflexion sur les trajectoires de l'évolution du mix électrique est ainsi nécessaire afin de permettre de donner aux décideurs publics des informations factuelles et robustes sur les impacts potentiels de différents choix technologiques sur le système électrique et d'évaluer les coûts associés.

Dans ce contexte, cette note résume les conclusions principales de l'étude réalisée par Compass Lexecon pour la SFEN afin de modéliser différentes trajectoires de l'évolution du mix de production électrique français. L'étude vise à étudier la valeur pour le système électrique de maintenir l'option nucléaire en France en construisant une série de nouveaux réacteurs (afin de maintenir un socle de production nucléaire représentant environ 30 % du mix) tout en développant les autres technologies bas carbone et les futures sources de flexibilités nécessaires pour sécuriser le système électrique, en la comparant à un scénario sans développement de nouveaux réacteurs.

Cette note complète la présentation détaillée des hypothèses, de l'approche de modélisation et des résultats¹. Elle s'organise de la façon suivante :

- dans un premier temps, elle présente le contexte et les objectifs de l'étude ;
- dans un deuxième temps, elle présente l'approche de modélisation et contribution de l'étude ;
- dans un troisième temps, elle présente les résultats et messages clefs de l'étude.

¹ – Cf. la présentation Powerpoint associée intitulée « Scénarios 2050 – Étude de la contribution du parc nucléaire français à la transition énergétique européenne ».

1. Contexte et objectifs de l'étude : les enjeux et incertitudes associés aux objectifs de décarbonation européens et français

À l'entrée en fonction le 1^{er} décembre 2019 de la nouvelle Commission européenne, l'Union européenne a réaffirmé sa détermination à décarboner son économie et son mix énergétique d'ici 2050 à travers le *New European Green Deal*². Dans ce contexte, le débat sur les nouvelles ambitions de décarbonation de l'économie européenne devra prendre en compte les contraintes et incertitudes de déploiement des technologies bas carbone dans les différents secteurs de l'économie, et évaluer de façon fine les impacts de différents choix de mix énergétique, tout en reconnaissant que les politiques et réglementations nationales auront un impact significatif tant sur la demande que sur l'offre dans le système électrique.

1.1 Les mutations du système électrique

Ces objectifs ambitieux de décarbonation impacteront profondément le secteur électrique européen dans les prochaines décennies.

1.1.1 Du côté de la demande

L'électrification de l'économie au travers du couplage sectoriel et de l'électrification des usages finaux (tant dans le transport, l'industrie que dans les bâtiments) entraînera une augmentation de la consommation, et rendra la demande plus pilotable :

- une série de scénarios de projections du secteur de l'énergie et d'études de la Commission européenne³ et d'autres organisations internationales⁴ ont montré que pour s'engager dans une voie de décarbonation aussi ambitieuse, un rôle croissant de l'électricité serait nécessaire, passant de 20 % environ de la consommation d'énergie finale européenne en 2015 à plus de 40 % d'ici 2050 ;
- ces prévisions de croissance globale de la consommation électrique s'observent également à l'échelle française dans les scénarios visant une neutralité carbone

2 – Notre ambition : être le premier continent neutre pour le climat, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_fr

3 – Feuille de route énergétique de l'UE à l'horizon 2050 (2010), scénario de référence de l'UE 2013, 2016, PINC.

4 – World Energy Outlook (IEA, 2018) / Rapport du GIEC à 1,5 °C.

en 2050. La Stratégie nationale bas carbone prévoit ainsi une consommation électrique de 620 TWh en 2050, soit une hausse de 30 % par rapport au niveau actuel. Dans ce contexte, la consommation annuelle associée à l'électrolyse pour la production d'hydrogène pourrait représenter 50 TWh à l'horizon 2050.

1.1.2 Du côté de l'offre

Le mix de production électrique connaîtra une profonde transformation structurelle :

- la sortie progressive du charbon à travers les pays européens réduira fortement la capacité de production pilotable. De 120 GW aujourd'hui, la capacité charbon/lignite passera à 52 GW en 2030 puis 14 GW en 2040 ;
- les capacités de centrales au gaz augmenteront dans le court terme dans certains pays, mais devront également diminuer à plus long terme, soit en raison de contraintes réglementaires nationales, comme dans le cas de la France (interdiction de nouvelles centrales thermiques dans le cadre de la PPE), soit en raison des contraintes économiques, notamment un prix du CO₂ pénalisant ces technologies. Un développement de centrales à gaz fonctionnant au biogaz sera possible mais restera limité par les potentiels de production de biogaz ;
- le développement des énergies renouvelables (EnR) connaîtra une forte accélération : afin d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables pour 2030 (32 % de l'énergie finale contre 17,6 % en 2017 et 56 % de la demande électrique contre 30,7 % en 2017 au niveau européen), les Plans nationaux de transition énergétique et climatique (NECP) soumis en décembre 2018 à la Commission européenne prévoient la poursuite et l'accélération du développement des énergies renouvelables (éolien terrestre/en mer et PV principalement). Cette tendance devra être poursuivie entre 2030 et 2050 pour passer de 50 % à 55 % de réduction d'émission de CO₂ en 2030 à la neutralité carbone en 2050.

1.1.3 Du côté des réseaux et sources de flexibilité

La transformation du mix de production d'électricité notamment à travers le développement des énergies renouvelables et l'électrification de l'économie européenne nécessiteront de renforcer les réseaux de distribution et de transport d'électricité afin d'intégrer au système des quantités importantes d'énergie variable et distribuée, et de développer des sources de flexibilités afin de garantir la sécurité d'approvisionnement⁵ :

- le développement des énergies renouvelables combinera le développement de nouveaux sites de production éloignés des centres de consommation

5 – Sécurité d'approvisionnement en électricité, c'est-à-dire l'adéquation entre les capacités de production et d'import du système électrique d'une part et le niveau de demande électrique d'autre part. Il ne s'agit pas ici d'approvisionnement en combustible nucléaire.

nécessitant le renfort du réseau de transport à la maille nationale et européenne, ainsi que le développement d'énergie renouvelable distribuée et autoconsommée nécessitant le renfort du réseau local de distribution. Dans cette optique, un développement des interconnexions est anticipé à l'échelle européenne dans les décennies à venir. En particulier, le dernier plan de développement à 10 ans (TYNDP) de ENTSOE (Réseau européen des gestionnaires de réseau(x) de transport d'électricité) anticipe un doublement des capacités d'interconnexions d'ici 2050 passant ainsi de 225 GW en 2015 à 439 GW. Dans le cas français, le TYNDP prévoit un passage de 31 GW (import + export) en 2020 à 76 GW de capacité transfrontalière en 2050 ;

- par ailleurs le développement des énergies renouvelables variables et la fermeture des capacités pilotables thermiques en Europe nécessiteront de développer de nouvelles sources de flexibilité afin de garantir la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale et européenne. Notre étude modélise deux scénarios contrastés quant au développement des flexibilités du système en fonction des incertitudes décrites ci-après.

1.2 Incertitudes sous-jacentes aux trajectoires de décarbonation

Les décennies à venir seront ainsi marquées par des changements structurels profonds du fonctionnement des systèmes électriques, à la fois du côté de l'offre, comme de ceux de la demande et des réseaux ; ceci créant de futurs défis et incertitudes pour réussir la décarbonation de l'économie européenne. Ces futures incertitudes seront sociétales, économiques, industrielles et technologiques et concerneront toutes les technologies qui seront indispensables pour réussir la transition énergétique européenne, notamment :

- la forte montée en puissance des filières EnR (notamment éolien sur terre et en mer et solaire) sera contrainte par les gisements disponibles et les rythmes d'installation possibles d'un point de vue industriel et sociétal ;
- le développement des différentes sources de flexibilité fera également face à de nombreuses incertitudes. La fermeture progressive de capacités de production pilotables (charbon, gaz notamment) et le développement de capacités renouvelables variables feront apparaître un besoin massif d'investissement dans des solutions flexibles, notamment les effacements, les solutions de stockage de court (par exemple batteries) et long terme (par exemple Power-to-Gas) ou encore les interconnexions. Plusieurs incertitudes, tant techniques, qu'économiques et d'acceptabilité sociétale caractérisent le potentiel et le coût de développement de ces technologies :
 - stockage à court terme : incertitudes sur la continuité de la décroissance des coûts, notamment du fait de possibles tensions sur les chaînes de valeur industrielles compte tenu de la forte croissance anticipée pour les véhicules électriques ;
 - stockage saisonnier / à long terme : aucune filière n'a pour l'instant atteint

- la maturité industrielle, le Power-to-Gas restant encore au stade de prototype avec une équation économique difficile à résoudre et des incertitudes sur le modèle de régulation ;
- interconnexions et renforcements réseau : incertitudes sur l'acceptabilité de développement de telles infrastructures systématiquement retardées ces dernières années ;
 - effacements / pilotage de la demande : incertitudes sur le gisement disponible et le modèle économique notamment.

2. Approche de modélisation et contribution de l'étude

Dans ce contexte, la SFEN a mandaté Compass Lexecon afin de modéliser différentes trajectoires de l'évolution du mix de production électrique français pour étudier la valeur pour le système électrique de maintenir l'option nucléaire en France en construisant une série de nouveaux réacteurs (afin de maintenir un socle de production nucléaire représentant environ 30 % du mix) tout en développant les autres technologies bas carbone et futures sources de flexibilités nécessaires à sécuriser le système électrique, en la comparant à un scénario sans développement de nouveaux réacteurs.

Parmi les trois scénarios nucléaires développés par la SFEN (50 % de nucléaire à l'horizon 2050, option nucléaire avec renouvellement partiel du parc, et non renouvellement du parc), cette étude considère les deux derniers scénarios (option nucléaire et non renouvellement du parc) pour se focaliser sur la valeur de l'option de lancer le programme du nouveau nucléaire.

2.1 Les études existantes et enjeux de modélisation pour capturer de manière réaliste les enjeux et incertitudes liés à l'évolution du mix de production français

Un certain nombre d'études existantes⁶⁷ proposent des trajectoires d'évolution du mix de production électrique français. Cependant bien que la diversité des approches méthodologiques et des hypothèses utilisées rend la comparaison difficile, ces dernières n'analysent pas précisément la valeur de l'option nucléaire. De plus, compte tenu des incertitudes identifiées, il est nécessaire d'adopter une approche de modélisation fine du système électrique et de prendre en compte les incertitudes liées au déploiement de certaines technologies. Afin de pouvoir évaluer de façon robuste les enjeux de faisabilité technique, économiques et sociétaux de différents scénarios prospectifs de décarbonation de l'économie européenne, il est ainsi nécessaire :

6 - L'étude Ademe de 2018 « Trajectoires d'évolution du mix électrique à l'horizon 2020-2060 » se base sur des hypothèses de développement de flexibilités gratuites très ambitieuses (cf. notamment la critique de Dominique Finon dans « Évaluer le coût des transitions énergétiques à base de renouvelables : du bon usage des modèles d'optimisation sectorielle »).

7 - Certaines études existantes (par exemple l'étude négaWatt) prennent comme hypothèse d'entrée, la réalisation d'un mix de production donné et ne modélisent pas les trajectoires et les contraintes de transformation associées.

- d'utiliser un modèle d'optimisation technico-économique prenant en compte de manière réaliste les principales contraintes (par exemple contraintes de potentiel) à l'échelle européenne ;
- d'utiliser des jeux d'hypothèses reflétant les incertitudes dimensionnantes, notamment sur le potentiel et les coûts de développement des flexibilités et des technologies bas carbone (nucléaire, EnR, etc.) ;
- d'analyser les options de moindre regret du développement du mix électrique français compte tenu des incertitudes identifiées.

2.2 Objectif et cadre analytique de l'étude : quatre scénarios représentant deux enjeux

Dans ce cadre, la SFEN a chargé Compass Lexecon d'analyser la contribution de l'option nucléaire au système électrique français afin de compléter les études précédentes sur le sujet, notamment « Le rôle du nucléaire français dans le système énergétique européen » (SFEN, 2018), avec un modèle d'optimisation au pas horaire du secteur électrique afin de prendre compte de manière fine les enjeux d'intégration des EnR dans différents scénarios représentant les incertitudes quant au potentiel et au coût de déploiement des sources de flexibilité. L'étude modélise ainsi **quatre scénarios distincts de déploiement des flexibilités et du socle nucléaire futur (avec et sans option nouveau nucléaire)**. Les scénarios combinent ainsi :

- deux trajectoires de capacité nucléaire en France basées sur les hypothèses de la SFEN : ces deux trajectoires sont similaires en ce qui concerne les capacités existantes, avec un respect de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) (fermetures de 14 réacteurs d'ici 2035) et une fermeture progressive des réacteurs existants à 60 ans maximum. Cela conduit à une capacité de nucléaire existant de 57 GW en 2030 et de 14 GW en 2050. Concernant les nouvelles capacités nucléaires, les deux scénarios diffèrent : alors que le scénario sans option nucléaire ne suppose pas de nouvelle construction de centrale nucléaire, le scénario avec option nucléaire prévoit la construction de 21,5 GW de nouveau nucléaire d'ici 2050 (en plus de Flamanville 3) représentant 13 nouvelles unités ;
- deux trajectoires d'évolution des coûts d'investissement des futures technologies de flexibilités (Batteries, Power-to-Gas), de développement de la pilotabilité de la demande et de développement des futures interconnexions. Le scénario de flexibilité limitée se différencie du scénario de flexibilité accessible par une moindre décroissance des coûts d'investissement des technologies

de stockage⁸, un rythme plus faible de construction de nouvelles interconnexions⁹ et un développement moindre¹⁰ de la pilotabilité de la demande (véhicules électriques, pompes à chaleur...).

2.3 Description du modèle et hypothèses clefs

L'étude utilise le modèle de marché européen de l'électricité de Compass Lexecon pour simuler de manière dynamique l'impact et les coûts des quatre scénarios, en se basant sur un processus d'optimisation au niveau européen¹¹ en deux étapes :

- optimisation de long terme et dynamique du mix de production européen sur la base des coûts d'investissement et d'exploitation des énergies renouvelables, des centrales thermiques et du stockage, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement et d'atteindre les objectifs de décarbonation de la Commission européenne au moindre coût ;
- optimisation à court terme de la production horaire des différentes unités en Europe :
 - le modèle construit l'offre dans chaque zone de prix à partir de la production de chaque centrale. Compte tenu de la stratégie des producteurs lors des enchères, les prix par zone sont évalués par la valeur marginale de l'énergie ;
 - le modèle prend en compte les paramètres techniques des centrales de production ainsi que les contraintes liées au transport et aux interconnexions transfrontalières ;
 - le modèle est développé sur la plate-forme de modélisation commerciale Plexos® en utilisant les données et les hypothèses élaborées par Compass Lexecon (CL).

L'étude repose sur un **jeu d'hypothèses quant au développement des marchés électriques en Europe basés sur des sources publiques faisant référence**, notamment¹² :

- l'étude suppose dans tous les scénarios une décarbonation du mix énergétique de 95 % en 2050 par rapport à 1990, avec une électrification accrue de

8 – Le scénario de flexibilité accessible suppose une réduction de l'ordre de 50 % des coûts d'investissement des batteries et de 75 % du Power-to-Gas à l'horizon 2050. Au contraire, le scénario de flexibilité limitée suppose des coûts constants (cf. 2.10).

9 – Le scénario de flexibilité limitée repose sur une prudence de 50 % des nouveaux projets d'interconnexions annoncés (cf. 2.10).

10 – Le scénario de flexibilité limitée suppose un simple pilotage jour/nuit des véhicules électriques, des pompes à chaleur et de la climatisation. Dans le scénario de flexibilité accessible, il est fait l'hypothèse qu'une partie de ces appareils (25 % des véhicules électriques et 50 % des pompes à chaleur et climatisation) peut aller au-delà du simple pilotage jour/nuit et est capable d'optimiser sa charge pendant la journée en fonction des prix de marché. Le scénario de flexibilité accessible suppose également un pilotage plus fort de 50 % de la production industrielle d'hydrogène.

11 – Union européenne, Suisse, Norvège, Balkans et Turquie.

12 – Les hypothèses détaillées sont présentées en Annexe du rapport présentant les résultats de l'étude.

l'économie européenne : la demande **électrique** au niveau européen atteint environ 5 500 TWh à l'**horizon 2050**, contre 3 100 TWh aujourd'hui. Au niveau français, la demande passe de 480 TWh à 630 TWh en 2050 ;

- concernant l'évolution des capacités charbon et lignite en Europe, l'étude se base sur les derniers plans de sortie annoncés par les gouvernements, notamment dans les NECP : cela conduit à une diminution de la capacité charbon/lignite de 110 GW d'ici 2040 au niveau EU-28 ;
- pour les capacités nucléaires, l'étude considère une évolution du parc nucléaire européen hors France basé sur les hypothèses SFEN¹³. Cette trajectoire se base également sur les dernières décisions politiques de sortie (pour la Belgique ou l'Allemagne par exemple) ou de développement du parc nucléaire (par exemple pour le Royaume-Uni ou la Pologne). À l'horizon 2050, la capacité totale au niveau européen est d'environ 110 GW en 2050 (France incluse), ce qui correspond à la moyenne des différents scénarios de la Commission européenne dans son *2050 Long Term Strategy* ;
- pour les capacités renouvelables, le modèle peut développer les capacités dans la limite des rythmes d'installation acceptables d'un point de vue technologique et sociétal et des potentiels disponibles par pays et par technologie. Pour la France, l'étude se base sur les valeurs retenues par l'Ademe ou RTE, à savoir : pour l'éolien sur terre, un rythme de développement maximal de 2 GW/an et un potentiel atteignable en 2050 de 80 GW, pour l'éolien en mer, un rythme maximal de 2 GW/an et un potentiel en 2050 de 50 GW et pour le solaire, un rythme maximal de 4GW/an et un potentiel de 120 GW en 2050 ;
- pour les capacités de stockage (batteries et Power-to-Gas), le modèle optimise leur déploiement économique et dans le scénario de flexibilité non contrainte ne suppose pas de contraintes de déploiement, à la fois en termes de rythme annuel et de potentiel atteignable, à l'inverse du scénario de flexibilité contrainte décrit précédemment ;
- l'étude suppose également des progrès technologiques fondés principalement sur les hypothèses de référence de la Commission européenne pour les coûts et les performances des technologies de production d'électricité incluant les énergies renouvelables¹⁴. Cela conduit à des réductions de coûts d'investissement de l'ordre de 25 % pour l'éolien sur terre et en mer d'ici 2050 et de l'ordre de 35 % pour le solaire. Concernant les technologies de flexibi-

13 – Contrairement aux autres technologies, la capacité nucléaire est une entrée du modèle et n'est pas optimisée par celui-ci.

14 – « Les voies technologiques dans les scénarios de décarbonisation », Études de systèmes avancées pour la transition énergétique (ASSET), juillet 2018.

lité encore peu matures à grande échelle aujourd'hui (batteries et Power-to-Gas), deux trajectoires de coûts sont considérées afin de refléter leurs incertitudes de développement. Cela conduit à (i) un scénario de flexibilité accessible avec une réduction des coûts de l'ordre de 50 % pour les batteries et de 75 % pour le Power-to-Gas à l'horizon 2050 par rapport à aujourd'hui¹⁵ et (ii) un scénario de flexibilité limitée avec des coûts constants entre 2020 et 2050. Enfin, concernant les coûts d'investissements du nouveau nucléaire, l'étude se base sur les hypothèses de la SFEN qui suppose une future réduction des coûts de 5 300 €/kW en 2020 à 3 500 €/kW en 2050 (équivalent à une réduction de 34 %) ;

- l'étude suppose un doublement des capacités d'interconnexions d'ici 2050 passant ainsi de 225 GW en 2015 à 439 GW. Dans le cas français, cela correspond à un passage de 18 GW de capacité à l'export en 2020 à 41 GW en 2050 (et de 12 GW à 35 GW à l'import). Cette augmentation est très ambitieuse étant donné les rythmes historiques de déploiement des interconnexions. Pour comparaison, seule une nouvelle interconnexion a été mise en service en France depuis 10 ans, pour un total de 2 GW de capacité (la ligne INELFE entre la France et l'Espagne). Dans le scénario de flexibilité limitée, étant donné l'incertitude sur la réalisation de ces projets, une prudence de 50 % sur les projets annoncés est considérée : cela conduit à une augmentation des capacités d'export et d'import de la France de 11 GW uniquement.
- l'étude utilise les scénarios de projection des prix des combustibles fossiles de l'Agence internationale de l'énergie du World Energy Outlook 2019 (scénario central *New Policies*, qui se base sur les objectifs, politiques et mesures prévus et/ou affichés aujourd'hui) et une projection du prix du CO₂ EU ETS basée sur les scénarios EUCO de la Commission européenne compatible avec les objectifs européens de réduction des émissions de CO₂¹⁶. Cela conduit à un prix du gaz d'environ 30 €/MWh en 2050, du charbon de 10 €/MWh et du CO₂ de 250 €/tCO₂.

15 – Conduisant à des coûts d'investissements en 2050 de l'ordre de 430 €/kW pour une batterie de 4 heures et de 920 €/kW pour le Power-to-Gas.

16 – Scénario EUCO : https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/euco-scenarios_en?redir=1

3. Résultats clefs de l'étude : une analyse multicritères de la contribution du nucléaire à la valeur du système électrique français

Afin de pouvoir évaluer de façon robuste la contribution du nucléaire à la valeur du système électrique français, l'étude analyse les différents scénarios en utilisant un cadre d'analyse multicritères pour estimer l'impact des différents scénarios étudiés sur les principaux indicateurs retenus pour caractériser leur effet sur le système électrique français comprenant notamment : l'évolution du mix de production, la sécurité d'approvisionnement, la contribution de la production d'électricité à la balance commerciale, le prix de marché de gros de l'électricité et le coût total de production du système.

3.1 Évolution du mix de production et des émissions de CO₂

3.1.1 L'ensemble des scénarios suppose la décarbonation du mix de production électrique et nécessitera le développement continu et accéléré des énergies renouvelables entre 2020 et 2050

Dans l'ensemble des scénarios, la part d'énergie renouvelable au regard de la demande finale d'électricité augmentera très fortement. Par exemple, dans le scénario avec option nucléaire, elle passera de 40 % en 2020 à environ 90 % en 2050 au niveau européen. En parallèle, les émissions de CO₂ pour la production électrique diminueront drastiquement, d'environ 600 mtCO₂ en 2020 à moins de 3 mtCO₂ en 2050.

Pour le mix électrique français, cela se traduira par un développement fort et accéléré des énergies renouvelables dans l'ensemble des scénarios. Dans le cas du scénario avec option nucléaire, qui représentera la situation avec l'augmentation de renouvelable la plus limitée, les capacités installées en 2050 atteindront 74 GW pour l'éolien terrestre (93 % du potentiel maximum atteignable en 2050), 43 GW pour l'éolien maritime (85 % du potentiel maximum atteignable en 2050) et 68 GW pour le PV (56 % du potentiel maximum atteignable en 2050). Pour l'éolien terrestre et en mer, cela supposera donc d'exploiter la quasi-totalité du gisement disponible à l'horizon 2050.

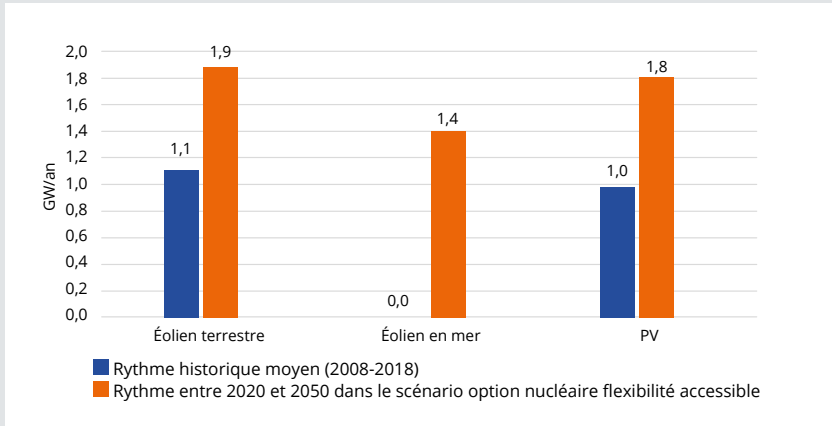
Pour atteindre ces capacités installées en 2050, il sera ainsi nécessaire d'accélérer fortement et durablement le rythme d'installations par rapport à la précédente décennie, ce qui va créer des défis tant en termes industriel,

d'acceptabilité sociale ou de raccordement au réseau. Dans les différents scénarios, les rythmes d'installation devront *a minima* atteindre les niveaux suivants du scénario avec option nucléaire (voir Figure 1) :

- pour l'éolien terrestre, le rythme d'installation moyen devra passer *a minima* à 1,9 GW/an sur les 30 prochaines années, en comparaison au 1,1 GW/an sur la dernière décennie ;
- pour l'éolien en mer, le rythme devra atteindre un niveau minimum similaire à celui de l'éolien terrestre, au-delà du rythme de 1 GW/an prévu dans la PPE entre 2024 et 2028 ;
- enfin, pour le solaire, le rythme d'installation devra passer *a minima* à 1,8 GW/an sur les 30 prochaines années, en comparaison au 1 GW/an sur la dernière décennie.

Figure 1: Rythme de développement des EnR en France dans le scénario option nucléaire et flexibilité accessible en comparaison des ajouts historiques

(Source : Étude SFEN-CL)



3.1.2 L'ensemble des scénarios nécessitera un fort développement des différentes sources de flexibilité d'ici 2050

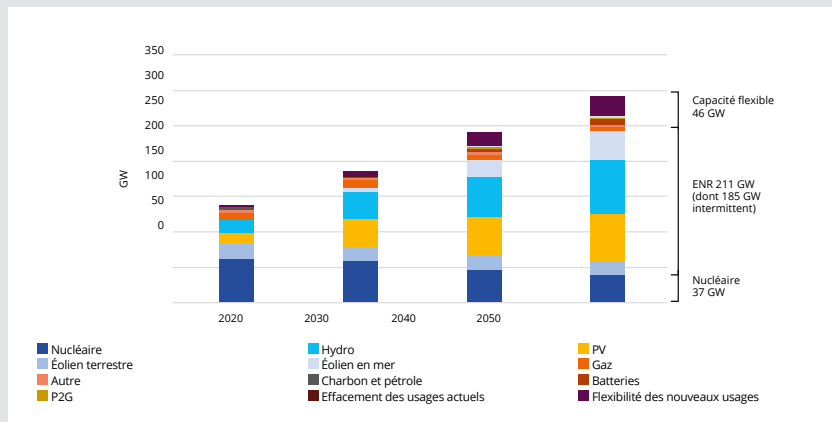
Assurer la stabilité du système électrique et la sécurité d'approvisionnement nécessitera de mobiliser toutes les sources de production d'électricité à faibles émissions de carbone et l'ensemble des solutions de flexibilité (technologie de stockage, génération thermique à partir de biofuel, flexibilité de la demande). En particulier, les technologies batteries et Power-to-Gas seront amenées à se développer rapidement et fortement d'ici 2050, afin d'accompagner l'intermittence des EnR : cet essor représentera un réel défi étant donné les incertitudes techniques (faisabilité technique, déploiement à grande échelle) et économiques (réduction des coûts atteignables) qui les entourent.

Dans le scénario avec option nucléaire, le mix électrique français verra un développement combiné de l'ensemble des sources de flexibilités disponibles :

- **flexibilité de la demande** : en plus du potentiel d'effacement sur les usages actuels (2,5 GW), les nouveaux usages sont supposés fournir des capacités flexibles importantes. À l'horizon 2050 et à la maille française, le pilotage dynamique de la charge des véhicules électriques équivaudra à 6 GW de flexibilité activables 10 heures par jour (soit 3 650 heures par an), celui sur le chauffage et la climatisation à 10 GW de flexibilité activables 2 à 3 heures par jour et celui sur la production d'hydrogène industriel à 7 GW activables 2 200 heures par an et 3 GW activables 500 heures par an ;
- **stockage** : à l'horizon 2050, le système électrique français nécessitera de développer à la fois des capacités de stockage court terme sous la forme de batteries (6 GW en 2050) et des capacités de stockage long terme sous la forme de stockage saisonnier tel le Power-to-Gas (14 GW) ;
- **capacité thermique** : à l'horizon 2050, le système électrique français utilisera les capacités thermiques résiduelles incluant à la fois le thermique existant encore en fonctionnement en 2050 (4 GW, sous forme de CCGT et de petit thermique décentralisé), et des nouvelles installations thermiques renouvelables (fonctionnant au biofuel par exemple) (5 GW).
- **interconnexion** : à l'horizon 2050, le système électrique français mobilisera les capacités d'interconnexion entre la France et les pays voisins qui sont supposées doubler de 30 GW à 75 GW (capacité d'import plus export).

La Figure 1 illustre l'évolution du mix de capacité en France entre 2020 et 2050 dans le scénario de flexibilité accessible avec option nucléaire. La part croissante des EnR et des solutions de flexibilité (thermique, stockage, flexibilité de la demande) montre l'ampleur des défis à relever.

Figure 2 : Capacité de production, d'effacement et de flexibilité de la demande en France dans le scénario flexibilité accessible avec option nucléaire - 2020-2050 (Source : Étude SFEN-CL)



Note : les TAC biofuel sont inclus dans la catégorie « Gaz ».

3.1.3 Sans l'option nucléaire, le système électrique français et européen sera confronté à plusieurs défis supplémentaires – notamment une hausse plus soutenue du rythme de développement des EnR et une dépendance accrue vis-à-vis de technologies de stockage

Dans un scénario sans option nucléaire, le secteur électrique français devra développer encore plus fortement les énergies renouvelables variables, pour compenser la production des nouveaux réacteurs nucléaires qui ne seraient pas construits (21,5 GW).

Cela se traduira par l'ajout de 65 GW d'EnR supplémentaire en France par rapport au scénario avec option nucléaire d'ici 2050 (cf. 3.4) : 3 GW d'éolien terrestre et 7 GW d'éolien en mer (jusqu'à l'atteinte du potentiel maximal pour l'éolien terrestre et en mer en 2050) et 55 GW de solaire, nécessitant de quadrupler le rythme d'installation solaire par rapport à la décennie passée.

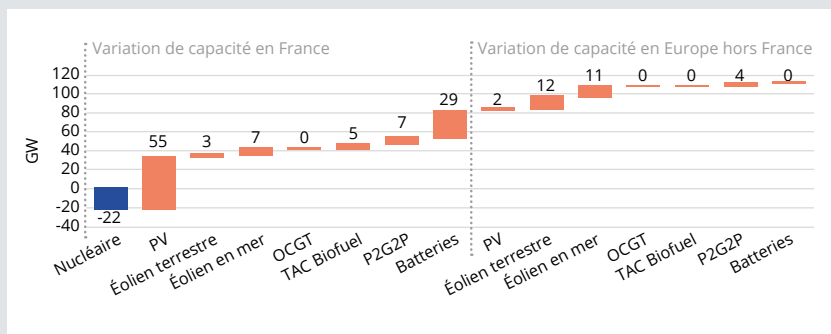
Par ailleurs, du fait des contraintes de gisement, le seul ajout de capacité EnR en France ne suffira pas pour compenser le non développement de 21,5 GW du nouveau nucléaire. Il sera ainsi nécessaire de développer également 25 GW supplémentaire d'EnR dans les pays limitrophes (principalement de l'éolien terrestre et en mer), soulevant des défis supplémentaires de coordination européenne.

En complément des capacités renouvelables, le non développement de 21,5 GW de nouveau nucléaire devra être compensé par une mobilisation plus forte des nouvelles sources de flexibilité, à savoir 40 GW supplémentaire de moyens de stockage (batteries et Power-to-Gas) et 5 GW supplémentaire de capacité thermique renouvelable, ceci afin de compenser l'intermittence des énergie

renouvelables et assurer la sécurité d’approvisionnement. Ainsi, le scénario sans option nucléaire reposera sur une dépendance accrue vis-à-vis de technologies de stockage encore immatures aujourd’hui.

La Figure 3 ci-dessous présente les capacités additionnelles nécessaires dans le scénario sans option nucléaire pour sécuriser le système électrique français à l’horizon 2050 par rapport au scénario avec option nucléaire.

Figure 3: Capacité ajoutée dans le scénario sans option nucléaire par rapport au scénario avec option nucléaire (Source : Étude SFEN-CL)



Note : PV : Solaire ; OCGT : Open Cycle Gas Turbine ; P2G2P : Power-to-Gas

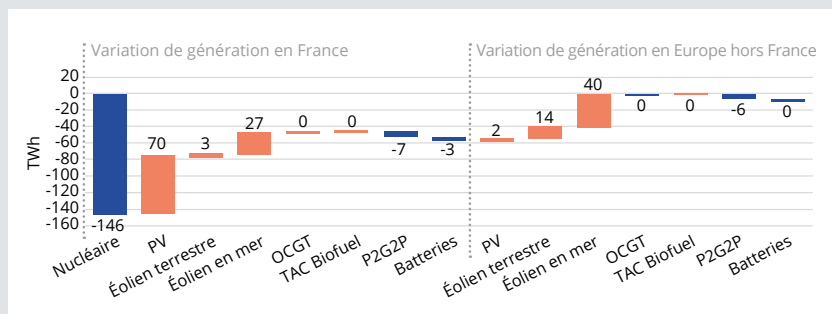
Au-delà de l’impact sur les capacités, le non développement de 21,5 GW de nouveau nucléaire aura un impact sur les niveaux de production de chaque technologie en 2050. La Figure 4 ci-après illustre ces variations d’énergie produite entre les deux scénarios.

La production nucléaire non développée (145 TWh) sera principalement compensée par la production EnR solaire en France (70 TWh) et de l’éolien en mer (en France (27 TWh) et dans les pays limitrophes (40 TWh)) et dans une moindre mesure d’éolien terrestre qui fera alors face à plus d’écrêtement du fait de l’augmentation de l’intermittence du système électrique français et européen.

Par ailleurs, du fait de l’augmentation des capacités de stockage, le scénario sans option nucléaire devra produire plus d’énergie pour compenser les pertes additionnelles de l’ordre de 16 TWh.

Enfin, il convient de noter que les 5 GW de capacités ajoutées en TAC biofuel ne produiront que marginalement et serviront uniquement à assurer la sécurité d’approvisionnement.

Figure 4 : Génération supplémentaire dans le scénario sans option nucléaire par rapport au scénario avec option nucléaire (Source : Étude SFEN-CL)



Note : PV : Solaire ; OCGT : Open Cycle Gas Turbine ; P2G2P : Power-to-Gas ; il existe également une faible variation de production sur d'autres technologies (cogénération, effacements), de l'ordre de 6 TWh au total. Cette variation n'est pas représentée sur le graphique, ce qui explique pourquoi la variation totale de production n'est pas exactement égale à 0 TWh.

3.1.4 Sans l'option nucléaire, le mix français s'homogénéisera avec le mix des pays limitrophes ce qui diminuera les complémentarités, les flux, et affectera négativement la balance commerciale française

La production d'électricité nucléaire contribue actuellement significativement à la balance commerciale française *via* des exports nets positifs. Dans le scénario avec option nucléaire, cette tendance restera vraie avec un solde exportateur net de 100 TWh en 2050.

Lorsque l'option nucléaire est abandonnée, le mix français deviendra plus semblable à celui des pays limitrophes, à savoir un mix reposant en grande majorité sur des EnR, dont la très grande partie est variable¹⁷. Ainsi, le profil de production français deviendra plus proche et corrélé à celui de ses voisins, car dépendant plus fortement des conditions de vent et d'ensoleillement nationales et européennes. Au contraire, la capacité nucléaire française peut produire indépendamment de ces conditions climatiques (et notamment durant les épisodes de vent ou d'ensoleillement faibles) : en cela, elle vient en complément des énergies renouvelables installées en France et dans les autres pays. Dans le scénario sans option nucléaire, cette complémentarité sera réduite, ce qui pourra rendre le système électrique français plus dépendant et sensible aux conditions climatiques, à la fois en France et dans les pays voisins¹⁸.

Par ailleurs, la réduction de la capacité nucléaire française conduira à une

¹⁷ – À l'exception du Royaume-Uni qui continue d'avoir une capacité nucléaire importante.

¹⁸ – La sensibilité du système électrique français et européen aux conditions climatiques (ensoleillement, vent, etc.) est modélisée sur une année climatique de référence en « avenir certain », c.-à-d. chaque acteur connaît parfaitement le futur. Cette simplification ne prend pas en compte les effets du changement climatique, ou des erreurs de prévisions.

réduction des exports (de 20 TWh) et à une augmentation des imports (de 30 TWh). Au total, les exports nets resteront positifs mais diminueront de 50 % en 2050 dans le scénario flexibilité accessible sans option nucléaire par rapport au scénario avec option nucléaire.

Enfin, même si la France reste exportatrice nette en énergie dans le scénario sans option nucléaire, la balance commerciale (en euros) deviendra négative : en valeur, la France importera plus d'électricité qu'elle en exportera. En effet, la France est et restera importatrice d'électricité durant les heures les plus tendues du système (heures de forte demande et/ou de faible production renouvelable) : durant ces heures, le prix de l'électricité, et donc des imports, est élevé.

Cela explique pourquoi le coût des imports sera multiplié par quatre en 2050 dans le scénario sans option nucléaire par rapport au scénario avec option nucléaire alors même que les imports n'augmenteront que de 30 % en énergie. Au final, la balance commerciale électrique française sera de + 2,9 milliards d'euros dans le scénario avec option nucléaire (comparable au niveau de 2020) mais de - 0,8 milliard d'euros dans le scénario sans option nucléaire.

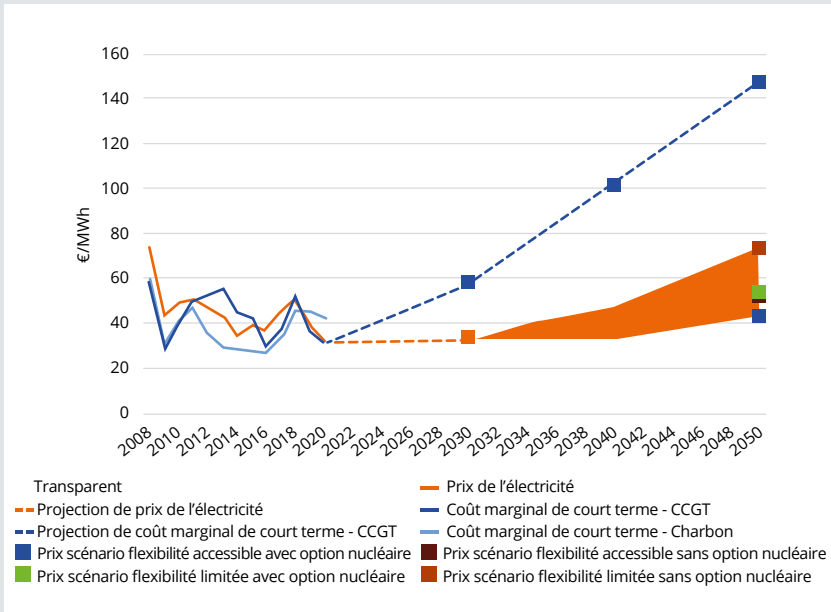
3.2 Évolution du prix de marché de gros de l'électricité

Les prix de marché de gros de l'électricité sont historiquement fortement corrélés à l'évolution des prix des commodités et du prix du CO₂ EU ETS. Avec l'augmentation de production décarbonée à faible coût marginal, cette corrélation sera amenée à diminuer et la volatilité des prix sera amenée à augmenter.

3.2.1 Les prix de gros de l'électricité historiquement corrélés aux prix des commodités seront appelés à structurellement changer du fait du développement d'énergie bas carbone

La Figure ci-après montre l'évolution de la corrélation entre le prix de marché de gros de l'électricité et l'évolution des prix de commodité utilisés dans l'étude. Alors qu'historiquement le prix de marché de gros de l'électricité est corrélé au coût marginal de production thermique (gaz ou charbon), en 2050, le prix de marché de gros de l'électricité modélisé sera moitié moins élevé que le coût marginal de production thermique, reflétant à la fois la réduction de la part thermique dans le mix électrique et la réduction de son contenu carboné.

Figure 5 : Évolution du prix de l'électricité par rapport aux coûts marginaux de court terme de production des CCGT et du charbon (Source : Étude SFEN-CL)



3.2.2 L'augmentation de capacités de production à faible coût marginal augmentera la volatilité des prix, ce qui posera des questions sur la pérennité du modèle de marché actuel

À l'horizon 2050, étant donné le développement fort des énergies renouvelables, il existera de nombreuses heures où celles-ci seront marginales : le prix de l'électricité sera alors nul ou proche de zéro durant ces heures.

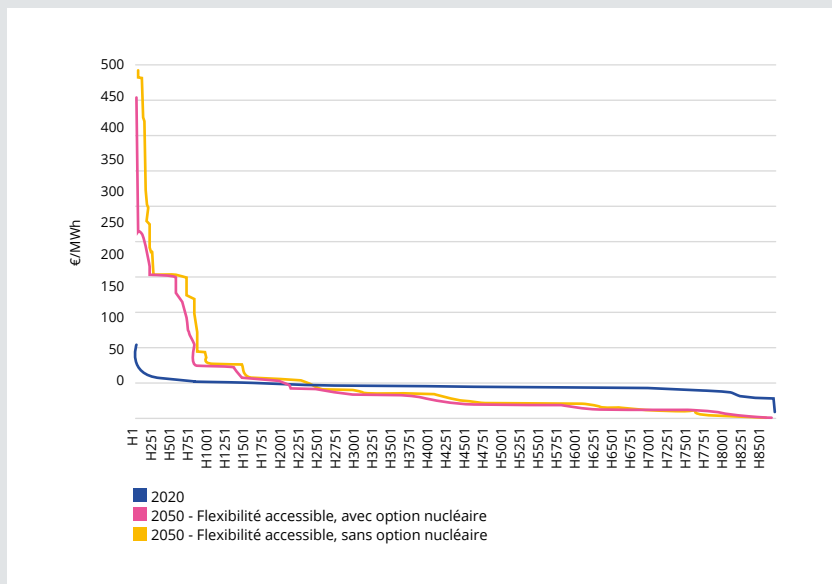
Au contraire, lors des périodes de faible production des énergies renouvelables, les technologies de flexibilité et de stockage seront marginales. Ces technologies ayant des coûts variables ou des coûts d'opportunité importants, cela aboutira à des pointes de prix élevés plus fréquentes. Les prix modélisés seront ainsi plus volatils que ce qui est observé pour 2020 et oscilleront entre 0 et plus de 200 €/MWh (voir Figure 5).

Ces pointes de prix élevées et fréquentes généreront de fortes rentes infra-marginales sur certaines périodes de faible production EnR, concentrant ainsi les revenus du marché de l'électricité sur un nombre faible et difficilement prévisible d'heures.

Cela posera la question de la pérennité du modèle de marché compte tenu des niveaux de risque induits pour les investisseurs ainsi que les potentiels abus de pouvoir de marché du fait de stratégies d'offres basées sur des coûts d'opportunités difficilement objectivables pour un régulateur.

Figure 6 : Monotone du prix horaire en France - 2020 et 2050

(Source : Étude SFEN-CL)



Note : dans le scénario avec flexibilité accessible et sans option nucléaire, le prix de l'électricité est supérieur à 500 € MWh pendant 32 heures.

3.2.3 Sans l'option nucléaire, la volatilité et le niveau moyen des prix de l'électricité augmenteront du fait de l'augmentation de l'intermittence de la production décarbonée compensée par l'augmentation de l'utilisation des moyens flexibles coûteux

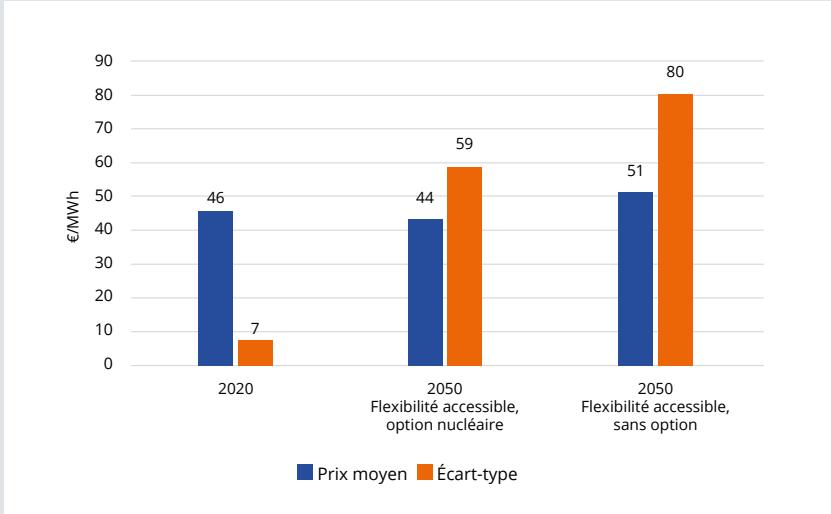
Avec l'option nucléaire, le prix moyen en France restera stable par rapport à la valeur anticipée pour 2020 (voir Figure 6). Toutefois, sa volatilité (mesurée ici *via* l'écart-type) augmentera fortement du fait de la plus grande importance des énergies renouvelables variables et du stockage, comme expliqué ci-dessus.

Dans le scénario sans option nucléaire, une augmentation du prix moyen de l'électricité de 7 €/MWh par rapport au scénario avec option nucléaire est anticipée. Cela s'explique par une utilisation plus forte des solutions de flexibilité dans le scénario sans option nucléaire, afin de compenser l'intermittence du renouvelable. Ces technologies, au coût variable ou au coût d'opportunité important, définiront plus souvent le prix de l'électricité qui aura donc tendance à augmenter.

Par ailleurs, le scénario sans option nucléaire conduira également à une forte hausse de la volatilité (mesurée à travers l'écart-type du prix horaire en France). Cela est dû à la fois à l'augmentation de la production renouvelable (qui sera plus souvent marginale, et donc définira le prix à zéro) et de l'utilisation de moyens flexibles coûteux (stockage, thermique renouvelable, flexibilité de la demande) lorsque la production renouvelable ne sera pas suffisante.

L'option nucléaire permettra donc de limiter la hausse de la volatilité du prix horaire à l'horizon 2050.

Figure 7 : Prix moyen de l'électricité et écart-type en flexibilité accessible - 2020 et 2050 (Source : Étude SFEN-CL)



3.3 Évolution des coûts totaux de production du système électrique français

La valeur de l'option nucléaire pour le système électrique français peut être estimée en comparant les coûts totaux de production annualisés entre les options nucléaires dans un scénario donné d'évolution des sources de flexibilités.

Les coûts totaux de production du système électrique français sont calculés comme la somme des termes suivants¹⁹ :

- coûts annualisés d'investissement des moyens de production et de stockage ;
- coûts d'opération et de maintenance fixe ;
- coûts variables de production, incluant les coûts de combustibles et de CO₂ ;
- valeurs des imports/exports depuis/vers les pays voisins, valorisés à partir des prix de marché aux heures concernées.

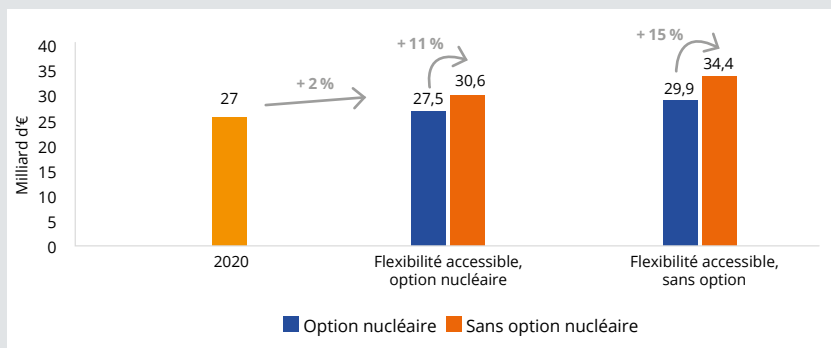
¹⁹ - Il est à noter que l'analyse des coûts totaux de production du système électrique ne prend pas en compte les coûts de développement/renforcement de réseau (à la fois de transport et de distribution) ou les coûts d'équilibrage du système électrique, car ces postes de coûts sont plus difficilement quantifiables. De plus, notre analyse ne prend pas en compte la valeur résiduelle du système électrique à l'horizon 2050.

3.3.1 Sans l'option nucléaire, les coûts totaux de production du système électrique français augmenteront d'autant plus que le développement des sources de flexibilité sera contraint

En 2050, lorsque la flexibilité est accessible, le coût total annualisé de production électrique en France augmentera de 3,1 milliards d'euros par an (+ 11 %) dans un scénario sans option nucléaire par rapport à un scénario avec option nucléaire. Ce surcoût augmentera à 4,5 milliards d'euros par an (+ 15 %) lorsque le développement des sources de flexibilité (moyens de stockage, pilotabilité de la demande, interconnexion) sera limité.

Les coûts finaux pour les consommateurs seront également affectés par les effets de marché et les coûts de renforcement réseaux nécessaires à l'intégration des EnR, en particulier dans le scénario de flexibilité limitée qui supposera un développement plus fort des énergies renouvelables décentralisées (solaire notamment).

Figure 8 : Coût total annualisé de production en 2050 (milliards d'euros, avec et sans option nucléaire) (Source : Étude SFEN-CL)



Rejoignez-nous

sfen.org



103, rue Réaumur
75002 Paris

Suivez chaque semaine l'actualité sur l'énergie nucléaire, en vous abonnant à notre newsletter « RGN l'Hebdo » sur **sfen.org**

La présente étude s'inscrit dans le cadre de l'instruction en cours du programme de renouvellement du parc nucléaire français. Elle a pour objet de comprendre la valeur qu'apporterait, à l'horizon 2050, une série de nouveaux réacteurs de type EPR2, et les risques en termes de sécurité d'approvisionnement, en l'absence de décision de renouvellement du parc.

L'étude s'appuie à la fois sur les compétences de la section 8 « Économie et stratégie énergétique » de la SFEN et sur un travail de modélisation du système électrique réalisé par le cabinet Compass Lexecon.

