

Le rôle du nucléaire dans les scénarios de décarbonation du mix européen à l'horizon 2050 ⁽¹⁾

Par Fabien ROQUES
et Yves LE THIEIS
Compass Lexecon

À la suite de la ratification de l'Accord de Paris, l'Union européenne a réaffirmé sa détermination à décarboner son mix énergétique d'ici à 2050. Différentes études ont montré que cela nécessiterait un rôle croissant de l'électricité dans les usages finaux et une décarbonation du mix de production électrique. Pour quantifier la contribution potentielle du nucléaire à cet objectif de décarbonation, l'étude commandée par Foratom et présentée dans cet article développe trois scénarios contrastés d'évolution de la capacité de production nucléaire européenne permettant d'atteindre les objectifs de décarbonation et les évalue au travers d'une analyse multicritère. L'étude démontre la contribution importante du nucléaire à la transition énergétique, notamment en mettant en lumière les difficultés et surcoûts qui seraient engendrés par un scénario de faible capacité nucléaire, dans lequel la durée de vie des centrales existantes ne serait pas prolongée.

Contexte et objectifs de l'étude : le rôle du nucléaire dans la décarbonation du système électrique européen

À la suite de la ratification de l'Accord de Paris par le Parlement européen le 5 octobre 2016, l'Union européenne a réaffirmé sa détermination à décarboner son mix énergétique, tout en allant au-delà des engagements initiaux visant une réduction de 85 à 90 % des émissions de GES à l'horizon 2050 (Conseil européen, octobre 2009). Le rapport spécial du GIEC publié début octobre 2018 suggère, quant à lui, que les émissions mondiales de GES en 2030 devraient être inférieures de 45 % aux niveaux de 2010 et atteindre le niveau de « zéro émission nette » en 2050.

Plusieurs études prospectives de la Commission européenne ⁽²⁾ et d'autres organisations internationales ⁽³⁾ ont montré que pour s'engager dans une voie de décarbonation aussi ambitieuse, un rôle croissant de l'électricité

serait nécessaire, celle-ci devant passer de 20 % environ de la consommation d'énergie finale européenne en 2015 à plus de 40 % d'ici à 2050. Dans de tels scénarios, la consommation totale d'électricité devrait augmenter de plus de 1 % par an en moyenne en raison de l'électrification des transports, de la production de chaleur et de froid et aux processus industriels, faisant ainsi plus que contrebalancer le gain important d'efficacité énergétique réalisé sur les usages actuels.

La réduction des émissions au travers d'une électrification des usages finaux nécessite en premier lieu de décarboner le mix de production d'électricité. Plusieurs trajectoires et combinaisons d'énergies renouvelables avec du nucléaire sont envisageables. Plus précisément, la vitesse de déclassement ou le prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires existantes, ainsi que le nombre des nouvelles centrales auront un impact significatif sur les besoins d'investissement dans les autres technologies décarbonées.

Afin d'alimenter le débat en éléments factuels, Foratom a chargé Compass Lexecon d'analyser la contribution potentielle de la production nucléaire à un système électrique décarboné en fonction de trois scénarios différents :

- L'étude modélise l'impact et les coûts associés à trois scénarios contrastés quant au rôle du nucléaire dans la décarbonation du système électrique européen, en fai-

(1) Cet article est basé sur une étude réalisée par Compass Lexecon pour Foratom, "Pathways to 2050: The Role of Nuclear in a Low-Carbon Europe", disponible sous le lien suivant : <https://www.fticonsulting.com/fti-intelligence/energy/research/eu-power-gas-markets>
Les conclusions présentées dans cet article sont celles des auteurs et n'engagent qu'eux.

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

(3) World Energy Outlook (IEA, 2017), Rapport du GIEC relatif aux effets d'un réchauffement de 1,5°C.

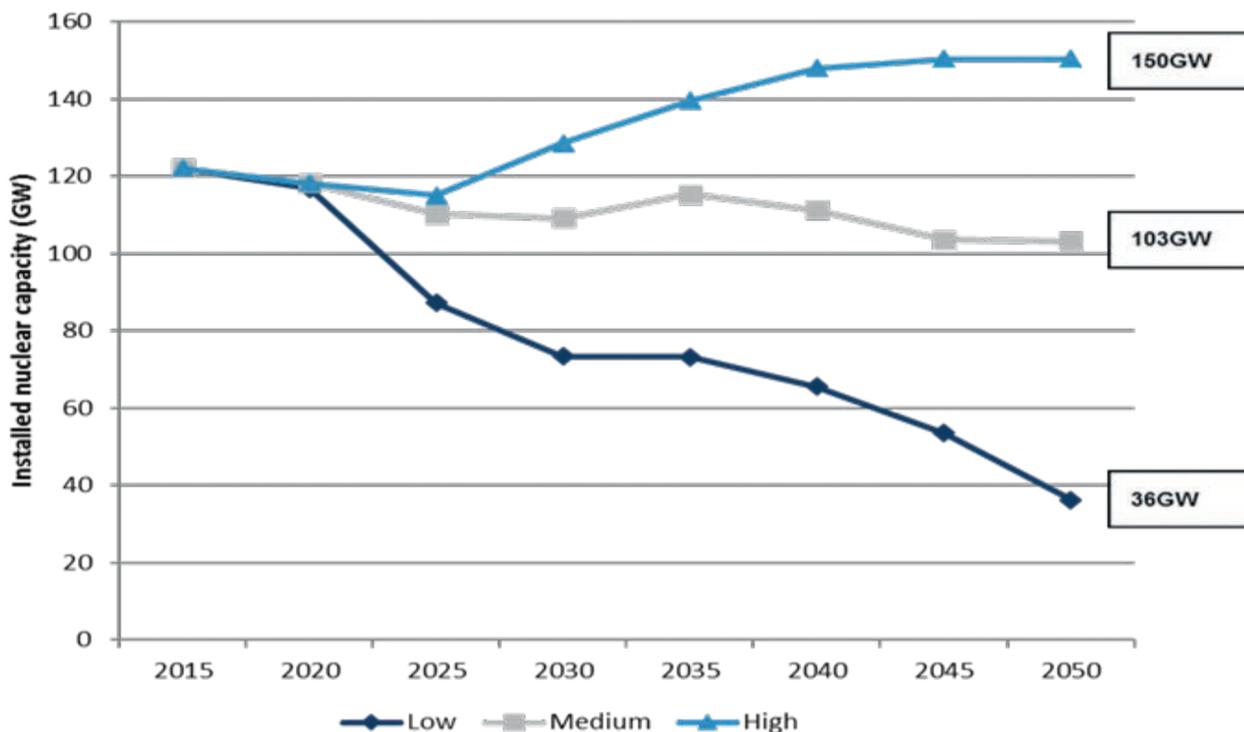


Figure 1 : Projection des capacités nucléaires (GW) de l'UE-28 dans les trois scénarios de l'étude (source : analyse de Compass Lexecon comprenant les entrées de Foratom).

sant varier tant la prolongation de la durée de vie du parc existant que le nombre de nouveaux projets.

- Dans tous les scénarios, l'étude suppose une décarbonation du mix énergétique de 95 % en 2050 par rapport à 1990, avec une électrification accrue de l'économie européenne : la demande à l'horizon 2050 devrait atteindre environ 4 100 TWh, contre 3 100 TWh aujourd'hui.
- L'étude repose sur un jeu d'hypothèses dérivé de publications faisant référence (IEA, ENTSOE) et suppose des améliorations technologiques et des réductions de coûts des différentes filières fondées sur des hypothèses de référence de la Commission européenne sur les coûts et les performances des technologies de production d'électricité⁽⁴⁾, ainsi que sur les possibilités de la réduction des coûts de la construction nucléaire⁽⁵⁾.
- L'étude utilise le modèle d'équilibre offre/demande européen de Compass Lexecon pour simuler de manière dynamique l'impact et les coûts des trois scénarios, en se basant sur un processus d'optimisation en deux étapes :
 - optimisation dynamique du mix de production sur la base des coûts d'investissement et d'exploitation des énergies renouvelables, des centrales thermiques et nucléaires et du stockage, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement et d'atteindre les objectifs de la CE au moindre coût ;
 - et optimisation à court terme de l'équilibre offre/demande horaire des différentes unités de production.

(4) Les voies technologiques dans les scénarios de décarbonation. Études de systèmes avancés pour la transition énergétique (ASSET), juillet 2018.

(5) Foratom, SFEN.

Cette optimisation est soumise à une double contrainte :

- l'atteinte d'une décarbonation de 95 % du mix à horizon 2050 ;
- et le respect des objectifs de sécurité d'approvisionnement, la durée de délestage moyenne ne devant pas excéder 3 heures par an dans chaque pays de l'Union européenne.

Description de l'approche de modélisation retenue et des résultats de l'analyse multicritère

Les trois scénarios différenciés sur l'avenir du nucléaire en Europe ont été conçus pour couvrir un large éventail des possibles futurs développements. Dans un avenir rapproché, les scénarios sont basés sur la durée de vie initiale des centrales nucléaires actuelles, les politiques de sortie progressive du nucléaire dans certains pays et les projets en construction. Chaque scénario examine ensuite l'impact de plusieurs décisions prononçant des prolongations différentes de la durée de vie des centrales existantes ainsi que celui de différentes dates de mise en service des futures nouvelles centrales nucléaires. Les perspectives de capacité résultant des trois scénarios sont présentées dans la Figure 1 ci-dessus.

L'étude examine les différents scénarios en utilisant le modèle d'équilibre offre/demande européen de Compass Lexecon et procède à une analyse multicritère basée sur une revue de la littérature pour estimer l'impact des différents scénarios sur les principales dimensions de la politique énergétique européenne : sécurité d'approvisionnement, émissions et impacts sur l'environnement, coûts

pour les consommateurs et surplus sur le plan socio-économique.

Modèle d'équilibre offre/demande européen de Compass Lexecon

Le modèle d'équilibre offre/demande ou *dispatch* des marchés européens de l'électricité développé par Compass Lexecon utilise la plateforme de modélisation commerciale Plexos® Model Integrated Energy. Cette plateforme est celle qui est la plus couramment utilisée dans l'industrie européenne de l'électricité, notamment par les acteurs publics, les régulateurs et les opérateurs de réseau de transport. Plexos® permet d'élaborer efficacement les solutions répondant le mieux à des problèmes complexes liés au *dispatch* en utilisant des procédures avancées d'optimisation, cela en tenant compte d'un grand nombre des variables et contraintes opérationnelles spécifiques aux centrales électriques et réseaux de transport.

Le modèle de *dispatch* des marchés européens de l'électricité développé par Compass Lexecon couvre l'espace économique européen (EU-28 et AELE) et combine une optimisation dynamique d'évolution du mix de production en fonction de l'évolution des coûts d'investissement et des politiques énergétiques, avec une optimisation horaire du *dispatch*.

Ce modèle repose sur un ensemble d'hypothèses provenant de sources publiques faisant référence, lesquelles incluent :

- une projection de la demande d'électricité calibrée sur le scénario de décarbonation et d'électrification EUCO33⁽⁶⁾ de la Commission européenne ;
- des projections des prix des combustibles fossiles basées sur les prix de marché *forward* de novembre 2018 et rejoignant en 2025 le niveau de prix du scénario New Policies du World Energy Outlook 2017 ;
- une projection du prix du CO₂ basée sur les prix de marché *forward* de novembre 2018 et rejoignant en 2025 le niveau de prix du scénario EUCO33 de la Commission européenne ;
- une hypothèse de développement du réseau de transport européen basée sur le TYNDP 2018 de ENTSO-E⁽⁷⁾ ;
- des projections de réduction des coûts d'investissement des technologies renouvelables et de stockage, basées sur l'étude Technology pathways in decarbonisation scenarios⁽⁸⁾ de la Commission européenne. Ces scénarios supposent notamment une réduction des coûts de 31 % sur la période 2020-2050 pour l'éolien terrestre (et respectivement de 50 % pour l'éolien en mer, 59 % pour le solaire photovoltaïque, 72 % pour le *power-to-X* et 77 % pour les batteries) ;
- des projections de réduction des coûts d'investissement du nucléaire, supposant que les CAPEX des nouvelles centrales diminuent de 37 % entre 2020 et 2050, grâce

aux améliorations technologiques et aux économies d'échelle⁽⁹⁾ ;

- et une projection de l'évolution des capacités actuelles basée sur les politiques énergétiques nationales connues en novembre 2018 (notamment une réduction de celles du charbon) et des durées de vie standards des différentes technologies thermiques de production.

Le modèle de *dispatch* permet ainsi d'obtenir une projection de l'évolution des capacités de production, des productions par technologies et des émissions de CO₂ associées, des prix des marchés de gros de l'électricité aux différents nœuds du réseau et des coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) associés.

Résultats de l'analyse multicritère des différents scénarios

Nous présentons dans cette section les différents éléments de notre analyse d'impact de la contribution du nucléaire à la décarbonation du système électrique européen.

Sécurité d'approvisionnement

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, sûres et rentables, générant de faibles émissions de carbone. Dans un scénario de puissance nucléaire installée faible (« Nucléaire bas »), le secteur énergétique européen serait confronté à plusieurs défis additionnels :

- Un besoin de capacité supplémentaire. Pour compenser une réduction de 114 GW de la capacité nucléaire en 2050 (par rapport à la capacité installée du scénario « Nucléaire haut » en 2050), un investissement supplémentaire de 535 GW serait nécessaire. Cet investissement représenterait environ la moitié de la capacité totale actuellement installée, et se répartirait en 415 GW d'énergies renouvelables (dont 190 GW d'énergie solaire et 225 GW d'énergie éolienne), 95 GW permis par de nouveaux stockages et environ 25 GW produits par de nouvelles centrales thermiques. La Figure 2 de la page suivante présente l'évolution des capacités de production dans les scénarios « Nucléaire haut » et « Nucléaire bas ».
- Un besoin d'investissements dans des technologies de stockage. Une faible part du nucléaire dans le mix énergétique augmenterait considérablement la dépendance du système électrique vis-à-vis des technologies de stockage à grande échelle, puisqu'en 2050, seraient nécessaires environ 440 GW de stockage (batteries et stockage saisonnier, tel que Power2X), soit autant que la capacité pilotable actuelle⁽¹⁰⁾. En revanche, dans le scénario « Nucléaire haut », la capacité de suivi de charge du nucléaire jouerait un rôle croissant dans l'intégration des énergies renouvelables variables, réduisant ainsi le besoin en technologies de stockage (notamment le stockage saisonnier).

(6) Sensibilité PRIMES atteignant 33 % de gain d'efficacité en 2030 et les objectifs de décarbonation de long terme.

(7) ENTSO-E TYNDP18, <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

(8) "Advanced System Studies for Energy Transition", ASSET.

(9) Foratom, SFEN, basé sur les réductions de coût de construction historique d'une même génération de réacteurs.

(10) La capacité pilotable actuelle correspond à la capacité gaz, charbon et nucléaire disponible en 2020.

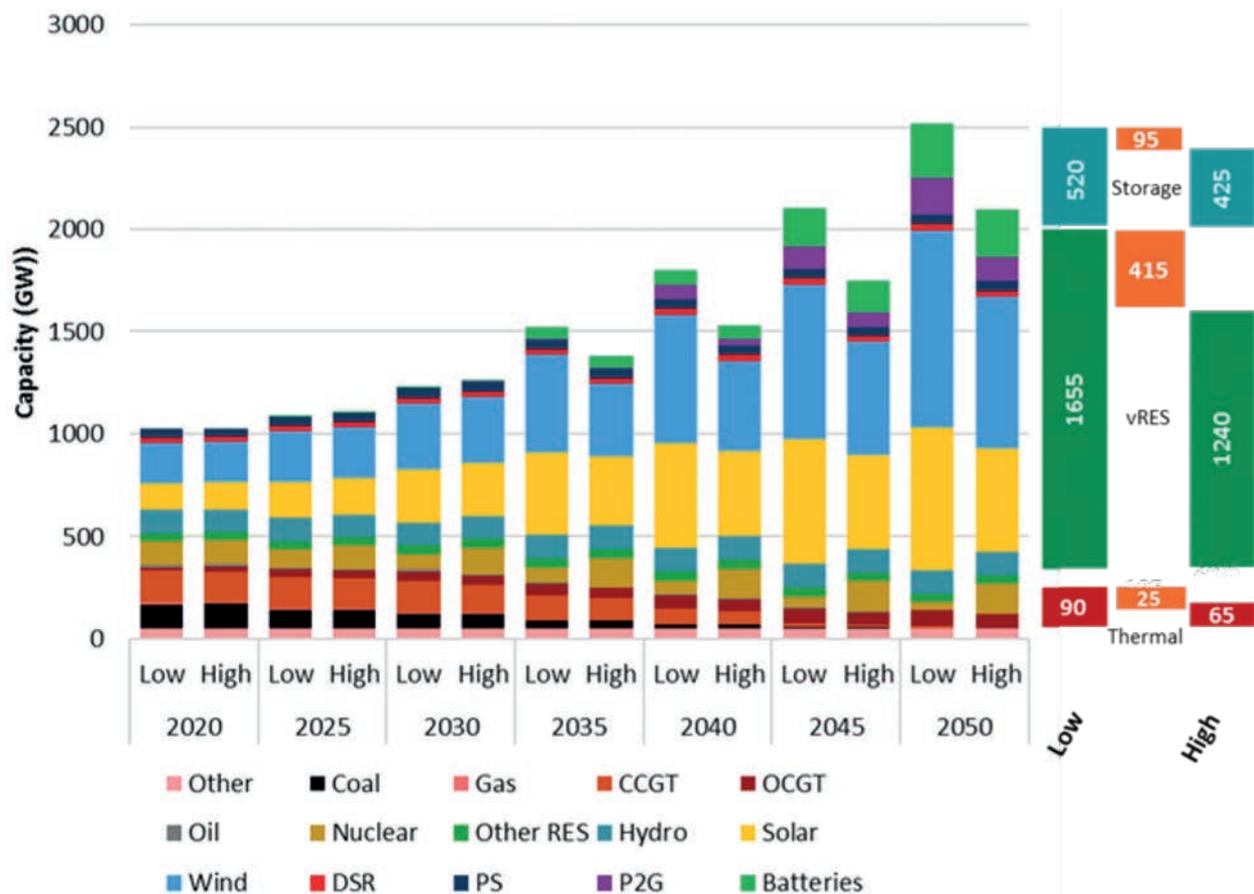


Figure 2 : Projection des capacités dans les scénarios « Nucléaire haut » et « Nucléaire bas », sur la période 2020-2050 (source : Modélisation énergétique de Compass Lexecon).

- Un recours accru à la génération thermique. Le scénario « Nucléaire bas » reposerait davantage sur la production thermique à partir de combustibles fossiles à court et à moyen termes. Pour compenser une fermeture prématurée de capacités de production nucléaire, il sera nécessaire de générer 2 790 TWh supplémentaires de production thermique à partir de combustibles fossiles entre 2020 et 2050, ce qui représente une augmentation de + 20 % ou l'équivalent de quatre années de la production d'énergie thermique de l'UE.
- Une dépendance accrue vis-à-vis des combustibles importés. Le scénario « Nucléaire bas » augmenterait la consommation de combustibles fossiles (gaz et charbon) et la dépendance de l'Europe de 6 500 TWh, ce qui représenterait une augmentation de + 36 % de la consommation de gaz et de + 18 % de la consommation de charbon entre 2020 et 2050.

Impact environnemental

Une transition efficace du secteur électrique vers des technologies à faibles émissions de CO₂ doit prendre en compte à la fois les émissions de CO₂ et les autres impacts environnementaux, tels que la pollution atmosphérique ou l'impact sur l'utilisation des sols et des ressources :

- Émissions de CO₂. Bien que tous les scénarios envisagés atteignent (théoriquement) les objectifs de décarbonation aux horizons 2030 et 2050, la probabilité de les

atteindre est plus élevée dans les scénarios comportant une part minimale stable d'énergie nucléaire, car ceux-ci s'accompagnent d'une réduction plus progressive des émissions de CO₂ s'étendant entre 2030 et 2050 (contrairement aux autres scénarios, l'effort de réduction des émissions de CO₂ dans le scénario « Nucléaire bas » atteint son maximum autour de 2040) et se concrétisent par une baisse sensible des émissions à court ou à moyen terme. *A contrario*, les fermetures anticipées des centrales nucléaires dans le scénario « Nucléaire bas » augmenteraient les émissions de CO₂ du secteur de l'énergie de 2 270 Mt (+ 17 %) entre 2020 et 2050.

- Polluants locaux. Dans le scénario « Nucléaire haut », qui suppose des prolongations de la durée de vie des réacteurs et de nouveaux investissements dans le nucléaire, la pollution de l'air et de l'eau serait réduite de 14 % environ, notamment grâce à une réduction de 15 % des émissions de SO₂, de 9 % des NOx et de 18 % des particules⁽¹¹⁾.

(11) Déterminé à partir des taux d'émission par technologie appliqués aux projections de production dans les scénarios « Nucléaire haut » et « Nucléaire bas », "The Full Costs of Electricity Provision", OECD et NEA, 2018, et MASANET *et al.*, 2013.

Impact économique

La troisième dimension considérée est l'impact sur le coût pour les consommateurs et, plus généralement, l'impact économique des scénarios de décarbonation du secteur de l'électricité modélisés en partant de différentes capacités nucléaires.

À partir des projections de prix des marchés de gros et des projections de CAPEX et OPEX du modèle de *dispatch* de Compass Lexecon, notre étude considère les indicateurs suivants pour évaluer l'impact économique des différents scénarios de capacité nucléaire européenne :

- Impact pour les consommateurs en termes de coût ⁽¹²⁾. L'allongement de la durée de vie du parc existant et les nouveaux projets nucléaires dans le scénario « Nucléaire haut » entraîneraient une atténuation des coûts pour les consommateurs, générant une économie de 350 milliards d'euros au total ⁽¹³⁾ (en termes réels en 2017) par rapport au scénario « Nucléaire bas » sur la période 2020-2050 (soit une économie de 5 % sur les coûts totaux) :
 - à court terme (sur la période 2020-2035), dans le scénario « Nucléaire bas », les fermetures anticipées de centrales augmenteraient les coûts de 315 milliards d'euros (en termes réels en 2017) par rapport au scénario « Nucléaire haut » (soit 90 % des 350 milliards d'euros d'économies sur l'ensemble de la période 2020-2050).
 - à long terme (sur la période 2035-2050), les extensions de durée de vie et les nouvelles constructions de centrales dans le scénario « Nucléaire haut » réduiraient les coûts de 35 milliards d'euros (en termes réels en 2017) par rapport au scénario « Nucléaire bas » (soit 10 % de ces mêmes 350 milliards d'euros).
- Coûts de renforcement réseau et d'équilibrage. Par rapport aux fermetures de capacités nucléaires prévues dans le scénario « Nucléaire bas », la poursuite du développement du nucléaire dans le scénario « Nucléaire haut » réduirait les coûts de réseau et d'équilibrage de 160 milliards d'euros ⁽¹⁴⁾ (en termes réels en 2017) d'ici à 2050.

Conclusions

Dans l'ensemble, l'étude démontre l'importance de la contribution de l'industrie nucléaire à la transition vers un système électrique européen décarboné :

- à court et à moyen terme : l'extension de durée de vie

(12) Les coûts pour les consommateurs incluent le coût de l'énergie, le coût de capacité et les subventions allouées pour les énergies bas carbone.

(13) Par comparaison au scénario « Nucléaire haut », le scénario « Nucléaire bas » augmenterait le coût de l'énergie de 575 mds € (la production nucléaire compétitive étant remplacée par une production thermique à court/moyen terme), réduirait le coût de capacité de 15 mds € et réduirait les subventions pour les énergies bas carbone de 210 mds € à court/moyen terme, soit un surcoût global de 350 mds €.

(14) Déterminés à partir des coûts moyens de réseau de transmission et distribution par technologies appliqués aux projections de production dans les scénarios « Nucléaire haut » et « Nucléaire bas », "The Integration Costs of Wind and Solar Power", Agora, 2015.

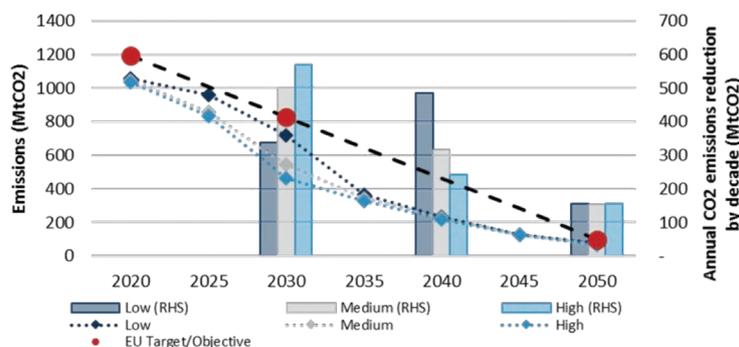


Figure 3 : Projection des émissions de CO₂ du secteur électrique de l'UE et réduction annuelle des émissions de CO₂ par décennie dans les scénarios « Nucléaire bas », « Nucléaire moyen » et « Nucléaire haut » (source : modélisation énergétique de Compass Lexecon).

d'une partie du parc nucléaire européen contribuerait aux objectifs européens en matière d'émissions – dans un scénario « Nucléaire bas », les émissions risqueraient d'augmenter au moins de façon temporaire ;

- à plus long terme : le maintien d'un socle nucléaire pourrait se révéler un bon complément aux sources d'énergies renouvelables variables en fournissant au système une puissance disponible et flexible. À l'inverse, dans un scénario « Nucléaire bas », l'atteinte des objectifs de décarbonation nécessiterait un recours plus massif aux batteries, mais aussi à des technologies permettant un stockage saisonnier de l'électricité.

L'étude identifie également, en conclusion, plusieurs conditions-clés pour que le rôle du nucléaire dans le système énergétique européen soit durable :

- alors que la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes est généralement une solution compétitive sur le plan économique, les nouvelles centrales nucléaires devront démontrer des réductions de coûts bien plus importantes que celles permises par les projets récents ;
- le développement rapide des technologies de stockage, y compris de stockage saisonnier, est essentiel pour assurer la complémentarité entre les énergies renouvelables variables et le nucléaire ;
- un *market design*, qui rémunère de façon appropriée les ressources disponibles et flexibles et fournit des signaux d'investissement stables à long terme, est nécessaire pour permettre de relever les défis auxquels le système électrique serait confronté dans un environnement caractérisé par des ressources renouvelables à forte variabilité.