



HAL
open science

Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité

Camille Cany

► To cite this version:

Camille Cany. Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité. Economies et finances. Université Paris-Saclay - CentraleSupélec, 2017. Français. NNT : 2017SACLC015 . tel-01565665v1

HAL Id: tel-01565665

<https://hal.science/tel-01565665v1>

Submitted on 21 Jul 2017 (v1), last revised 18 Apr 2017 (v2)

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

NNT : 2017SACL015

THESE DE DOCTORAT
DE
L'UNIVERSITE PARIS-SACLAY
PREPAREE A
CENTRALESUPELEC

ECOLE DOCTORALE N°573

Interfaces : approches interdisciplinaires / fondements, applications et
innovation

Sciences et technologies industrielles

Par

Camille Cany

Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la
transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de
flexibilité

Thèse présentée et soutenue à Châtenay-Malabry, le 16 Mars 2017 :

Composition du Jury :

M. Kepler Jan Horst, Professeur des universités, Université Paris Dauphine, Président
Mme Creti Anna, Professeur des universités, Université Paris Dauphine, Rapporteur
M. Porcheron Marc, Ingénieur chercheur sénior, HDR, EDF R&D, Rapporteur
M. Béthoux Olivier, Maître de conférences, Université Paris-Saclay, Examineur
M. Devezeaux de Lavergne Jean-Guy, Ingénieur chercheur, Docteur d'Etat, CEA, Examineur
M. Bocquet Jean-Claude, Professeur émérite, CentraleSupélec, Directeur de thèse
M. da Costa Pascal, Professeur chargé de cours, CentraleSupélec, Co-directeur de thèse
Mme Mansilla Christine, Ingénieur chercheur, HDR, CEA, Encadrante

L'école CentraleSupélec et le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives n'entendent donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse ; ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

REMERCIEMENTS

Mon expérience de thèse a été riche d'enseignements, tant sur le plan professionnel que personnel. Elle a été une étape structurante dans mon parcours professionnel et je dois la réussite de ce projet à l'écoute, aux conseils et la bonne humeur de toutes les personnes qui m'ont soutenue pendant ces années. Voici venu le moment des remerciements.

Je tiens d'abord à remercier chaleureusement Jean-Claude Bocquet, mon directeur de thèse, de m'avoir acceptée pour réaliser cette thèse avec le soutien académique du Laboratoire de Génie Industriel (LGI) à CentraleSupélec. Je suis aussi sincèrement reconnaissante envers Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, directeur de l'Institut de technico-économie des systèmes énergétiques (I-tésé) au CEA, de m'avoir accueillie à l'I-tésé et de m'avoir permis de réaliser ce projet. Merci de m'avoir laissé toute la liberté dans les choix que j'ai pu faire tout au long de la thèse et de m'avoir offert de nombreuses opportunités pour présenter mon travail dans des conférences internationales.

Je remercie affectueusement mes encadrants pour leurs conseils précieux. D'abord, j'exprime ma gratitude envers Gilles Mathonnière pour ses conseils d'expert dans le domaine du nucléaire. Je remercie Pascal da Costa pour son accompagnement et son expertise économique qui a permis d'enrichir mes travaux. J'adresse des remerciements tous particuliers à Christine Mansilla pour son soutien au quotidien et sa clairvoyance. Christine m'a conseillée et orientée, toujours avec grande humilité, efficacité et pertinence. J'ai beaucoup appris en travaillant à ses côtés.

J'adresse mes remerciements sincères à Marc Porcheron, Anna Créti, Jan Horst Keppler et Olivier Béthoux pour le temps qu'ils ont consacré à examiner mon travail et pour leurs retours constructifs.

Je tiens aussi à remercier tous ceux qui ont contribué, de par leurs conseils avisés, à éclairer le chemin de la thèse. Je pense en particulier à Laetitia Andrieu, Paul Fourment et Caroline Bono mais aussi à Timothée Hinchliffe, Vera Silva et Aurore Briant d'EDF R&D envers lesquels je suis très reconnaissante de l'aide qu'ils ont pu m'apporter pour mieux comprendre la gestion opérationnelle du parc nucléaire.

Je remercie aussi toute l'équipe d'I-tésé dont la grande richesse tient à la diversité des profils qui la composent : Anne, Sophie, Françoise, Elisabeth, Frédéric J., Michel, Alain, Séverine, Jean-Marc, Elvire. Je remercie aussi les anciens : Frédéric L., Thierry, Yves, Nathalie. J'adresse mes remerciements particuliers aux doctorants (passés et présents) d'I-tésé : Bianka, Anton, Julie, Antoine, Linh, Martin, Robin et Olfa pour les bons moments passés ensemble. Je terminerai par Patricia dont l'aide quotidienne est précieuse et qui contribue au dynamisme et à la bonne humeur de l'équipe.

J'exprime mes remerciements à l'équipe du LGI pour leur sympathie et leur accueil, en particulier Corinne, Sylvie et Delphine. Merci à Delphine pour son efficacité, notamment lors de la préparation

de la conférence à Bergen. Merci aussi à tous les chercheurs avec qui j'ai pu échanger et partager de bons moments, je pense en particulier à Wenhui.

Je remercie sincèrement Christine Coquelet Pascal qui m'a accueillie et encadrée en stage de fin d'études au CEA Cadarache et qui m'a encouragée à poursuivre en thèse.

Un grand merci à Edith Roubaud et Jean-Claude Menny pour leurs accompagnements éclairés qui m'ont permis de progresser et d'avancer plus sereinement.

Enfin, je remercie ma famille et mes amis pour leur soutien et leurs encouragements. Je remercie particulièrement mes parents pour leur amour et leur écoute à toute épreuve. Je remercie du fond du cœur Damien pour sa patience et son soutien sans faille au quotidien.

SOMMAIRE

Chapitre I. Introduction générale : une transition française associant l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables variables dans un mix électrique bas-carbone diversifié	11
Chapitre II. Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables : quelle flexibilité permise par le parc nucléaire français ?	63
Chapitre III. Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables : quels coûts pour un parc nucléaire français flexible ?	161
Chapitre IV. Adapter le parc électrique français aux énergies renouvelables variables grâce à un parc nucléaire flexible via de nouveaux usages : une analyse technico-économique et prospective de la coproduction d'hydrogène	239
Chapitre V. Conclusion générale.....	319
Publications et conférences.....	329
Annexes	333

Des tables des matières détaillées et des listes de figures et de tableaux seront présentées au début de chaque chapitre.

GLOSSAIRE

« Arrêts/démarrages »	Modèle d'évaluation du nombre minimum d'arrêts/démarrages demandés aux centrales d'un parc de production (développé dans le cadre de cette thèse)
C_f	Coût fixe d'exploitation annuel de l'année t (€/an)
$C_{f,p}$	Coût fixe d'exploitation annuel de l'année t par unité de puissance (€/kWe)
C_{int}	Coût de l'intermittence (€)
C_{res}	Coût du système résiduel (€)
C_{tot}	Coût du système total avant introduction des énergies renouvelables variables (€)
C_v	Coût variable d'exploitation de l'année t (€)
$C_{v,p}$	Coût variable d'exploitation de l'année t par unité de puissance (€/kWe)
$CO_2, eq.$	Dioxyde de carbone équivalent
$Coût_{nuc, scénario}$	Coût annuel de production d'un parc nucléaire fonctionnant en mode flexible (€)
$Coût_{nuc, base}$	Coût annuel de production d'un parc nucléaire fonctionnant en base (€)
$Coût_{nuc, flex}$	Coût de la flexibilité du nucléaire (€/MWe)
« Coût du nucléaire »	Modèle d'évaluation des coûts annuels du parc nucléaire français dans la transition jusqu'en 2050 (développé dans le cadre de cette thèse)
E_{mod}	Energie disponible pour la modulation de puissance (MWe)
E_{res}	Energie produite par le système résiduel (MWe)
E_{tot}	Energie produite par le système électrique total avant introduction des énergies renouvelables variables (MWe)
C3P	Méthode du coût comptable complet de production
CCE	Méthode du coût courant économique
$\eta_{P_{min}, réacteur}$	Rendement du réacteur à $P_{min, réacteur}$
$\eta_{P_n, réacteur}$	Rendement du réacteur à $P_n, réacteur$
hepp	Heure équivalent pleine puissance par an (h)
H_2	Hydrogène
« Coût de l'hydrogène »	Modèle d'évaluation du coût de production d'une usine d'hydrogène en fonction d'un profil de puissance électrique disponible (développé dans le cadre de cette thèse)
I_a	Coût d'investissement annualisé (€)
$I_{a,p}$	Coût d'investissement annualisé par unité de puissance (€/kWe)
I_o	Coût d'investissement par unité de puissance à la date de démarrage d'une installation (€/kWe)
JEPP	Jour équivalent pleine puissance (j)
kp	Facteur de charge
kd	Facteur de disponibilité
LCOE	Coût actualisé de l'électricité (en anglais, levelised cost of electricity) (€/MWe)
LCOH	Coût actualisé de l'électricité du système hybride (en anglais, levelised cost of electricity of the hybrid system) (€/MWe)
LTECV	Loi sur la Transition Energétique pour la Croissance Verte
$P(t)$	Puissance produite à l'instant t (MWe)
$P_{garantie}$	Puissance à fournir dans l'année pour qu'un type de centrales fonctionne à pleine puissance pendant un nombre minimum d'hepp donné (MWe)
$P_{min, parc}$	Puissance électrique minimale du parc nucléaire (MWe)
$P_{min, réacteur}$	Puissance électrique minimale d'un réacteur nucléaire en fonctionnement (MWe)
$P_{n, th}$	Puissance thermique nominale (MWth)
P_n	Puissance électrique nominale (MWe)
$P_{n, parc}$	Puissance électrique nominale du parc nucléaire (MWe)
$P_{n, réacteur}$	Puissance électrique nominale d'un réacteur nucléaire (MWe)
$P_{nuc, base}$	Puissance électrique nominale (ou installée) du parc nucléaire fonctionnant en base (MWe)
$P_{nuc, scénario}$	Puissance électrique nominale (ou installée) du parc nucléaire dont la capacité installée est définie dans un scénario prospectif (MWe)
P_t	Production électrique pendant l'année t (MWe)
« P_{nuc} basse »	Modèle permettant de caractériser les variations de puissances extrêmes à la baisse demandées à un parc de production (développé dans le cadre de cette thèse)
« Profil Nuc. »	Modèle permettant de construire un profil de puissance nucléaire annuel prospectif (développé dans le cadre de cette thèse)

r	Taux d'actualisation
R&D	Recherche et Développement
T	Durée de vie d'une installation (an)
WEO	World Energy Outlook

Institutions

ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AIE	Agence Internationale de l'Energie
ANCRE	Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie
ANDRA	Agence Nationale pour la gestion des Déchets RADIOactifs
AREVA NP	Areva Nuclear Power
ASN	Autorité de Sûreté Nucléaire
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives
CECA	Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier
COGEMA	Compagnie Générale des Matières Nucléaires
DGEC	Direction Générale de l'Energie et du Climat
EDF	Electricité de France
Euratom	Communauté Européenne de l'énergie atomique
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat
HCTISN	Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire
NREL	National Renewable Energy Laboratory
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
UE	Union Européenne
UFE	Union Française de l'Electricité

Technologies

CAES	Stockage à air comprimé (en anglais, compressed air energy storage)
CCGT	Centrale à gaz à cycle combiné (en anglais, combined cycle gas turbine)
CCS	Captage et stockage de carbone (en anglais : carbon capture and storage)
EPR™	Evolutionary power reactor
EPR-NM	EPR Nouveau Modèle
HTSE / SOEC	Electrolyse à haute température (en anglais, high temperature steam electrolysis ou solid oxide electrolyser cell)
MOX	Combustible Mixte d'Oxyde d'uranium et de plutonium
OCGT	Turbine à combustion au gaz (en anglais, open cycle gas turbine)
PEM	Electrolyse à membrane échangeuse de protons (en anglais, proton exchange membrane)
REP	Réacteur à Eau Pressurisée
RNR	Réacteurs à Neutrons Rapides
SMR	Reformage du Méthane (en anglais, steam methane reforming)
STEP	Stations de Transfert d'Energie par Pompage hydraulique
UOX	Combustible d'oxyde d'uranium (en anglais, uranium oxide)

Unités

Boe	Baril équivalent pétrole (en anglais, Barrel of oil equivalent)
MBtu	Million British thermal Unit
MJ	Mégajoule
Mtep	Million de tonnes équivalent pétrole
(T, G, M, k)We	(Téra, Giga, Méga, kilo)watt électrique
(T, G, M, k)Whe	(Téra, Giga, Méga, kilo)wattheure électrique

CHAPITRE I.

INTRODUCTION GÉNÉRALE : UNE TRANSITION FRANÇAISE ASSOCIANT L'ÉNERGIE NUCLEAIRE ET LES ÉNERGIES RENOUVELABLES VARIABLES DANS UN MIX ÉLECTRIQUE BAS-CARBONE DIVERSIFIÉ

TABLE DES MATIERES DU CHAPITRE I

1. Le couple énergie/climat en Europe.....	15
2. La transition énergétique française	18
3. Energie nucléaire et énergies renouvelables variables dans le mix électrique français	25
4. Intégration des énergies renouvelables variables dans un système électrique : fiabilité et marchés de l'électricité	33
5. Problématique, méthodologie et choix de scénarios	39
5.1. Problématique.....	39
5.2. Méthodologie : une approche interdisciplinaire	44
5.3. Choix de scénarios.....	48
6. Organisation de la thèse.....	54
7. Références	56

LISTE DES FIGURES DU CHAPITRE I

Figure I—1 : Consommation d'énergie primaire française répartie en fonction des sources d'énergie en 2014 (d'après Commissariat général au développement durable, (2016)).....	19
Figure I—2 : Production d'électricité annuelle française répartie entre les différents types de centrales en 2014 (RTE, 2015).....	20
Figure I—3 : Illustration du « merit order effect », (Schaber, 2014) dans (OECD/IEA, 2014).....	38
Figure I—4 : Trajectoires de consommation d'électricité totale (TWhe) (Groupe de travail n°2 du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013)	50

LISTE DES TABLEAUX DU CHAPITRE I

Tableau I—1 : Capacités installées des centrales de production renouvelables en 2015 et objectifs de capacités installées prévus par la PPE pour 2018 et 2023 (Gouvernement français, 2016).....	23
Tableau I—2 : Capacités installées d'éolien et de solaire en France : objectifs de la PPE pour 2023 et hypothèses des scénarios de l'ANCRE, de RTE et de l'ADEME entre 2030 et 2050 (ADEME, 2013), (ANCRE, 2013), (Gouvernement français, 2016), (RTE, 2014).....	52
Tableau I—3 : Part d'éolien et de solaire dans la production annuelle d'électricité en France : objectifs de la PPE pour 2023 et hypothèses des scénarios de l'ANCRE, de RTE et de l'ADEME entre 2030 et 2050 (ADEME, 2013), (ANCRE, 2013), (Gouvernement français, 2016), (RTE, 2014).....	53
Tableau I—4 : Choix de scénario pour l'éolien et le solaire en France à l'horizon 2030 et 2050	54

1. Le couple énergie/climat en Europe

L'énergie est au cœur des préoccupations européennes depuis la création de l'Union Européenne (UE). Dans la période de reconstruction d'après-guerre, le désir d'une paix durable entre pays européens s'est concrétisé autour de la création de la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier (CECA) en 1951, puis de la Communauté Européenne de l'énergie atomique (Euratom) en 1957. Euratom, l'organisme européen de coordination des recherches sur l'énergie nucléaire, avait pour but de limiter la dépendance énergétique des pays de la communauté européenne, en particulier vis-à-vis du pétrole, suite à la crise de Suez en 1956. Le bon fonctionnement de l'économie d'un pays est intrinsèquement lié à un approvisionnement sûr en ressources énergétiques et à une circulation fluide des flux énergétiques. Ces thématiques stratégiques ont historiquement justifié l'intervention de la puissance publique. Ce besoin d'indépendance énergétique s'est confirmé par la suite avec les chocs pétroliers de 1973 et de 1979. La réponse apportée aux chocs pétroliers a été propre à chaque pays en fonction de sa situation économique et des ressources énergétiques disponibles sur son territoire. Tandis que cette crise a encouragé l'utilisation du charbon domestique en Allemagne, la France a opté pour un programme d'investissement dans le nucléaire civil. Une collaboration internationale est née de cette prise de conscience collective avec la création de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) en 1974, pour aider ses pays membres à se coordonner face à des perturbations majeures d'approvisionnement en pétrole (IEA, 2016a).

Depuis la fin des années 1980, une nouvelle composante a progressivement pris corps dans la conscience collective : la problématique environnementale avec le réchauffement climatique. En 1990, le premier rapport du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) fait prendre conscience de l'importance du changement climatique associé à l'augmentation de la concentration dans l'atmosphère des gaz à effet de serre (GES) due aux activités humaines et d'une nécessaire coopération internationale pour y faire face (IPCC, 2014). Dès lors, la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) adoptée au cours du Sommet de la Terre de Rio de Janeiro en 1992 (Nations Unies, 1992) donne un cadre aux négociations internationales sur le climat. Ces négociations ont débouché sur la signature d'accords sur le climat, dont le protocole de Kyoto en 1997 (Nations Unies, 1998) et l'accord de Paris en 2015 (Nations Unies, 2015) sur lequel nous reviendrons.

Le dernier rapport du GIEC confirme avec une plus grande certitude (95%) le lien entre l'activité humaine et le changement climatique, et évalue l'augmentation de la température moyenne à la surface de la terre de 0,85°C entre 1880 et 2012. Le GIEC affirme que si aucune action n'est engagée, la température pourrait augmenter d'environ 5°C d'ici à 2100 (IPCC, 2014). La production et l'utilisation d'énergie sont responsables de 80% des émissions mondiales de GES. Le couple énergie/environnement (ou énergie/climat) est donc maintenant indissociable et ajoute une dimension

environnementale aux politiques énergétiques (Méritet and Vaujour, 2015). Par ailleurs, grâce aux confirmations économiques du rapport Stern en 2006, la communauté internationale prend conscience que si elle ne se coordonnait pas, le coût de son inaction pourrait rapidement atteindre des sommes très élevées, évaluées entre 5% et 20% du Produit Intérieur Brut (PIB) mondial chaque année et qu'il devient dès lors économiquement rationnel d'investir dans la lutte contre le dérèglement du climat, dont le coût moyen pourrait se limiter à 1% du PIB mondial chaque année (Stern, 2006).

L'accord de Paris de décembre 2015 confirme ainsi l'objectif de limiter l'augmentation de la température mondiale à 2°C d'ici à 2100 par rapport au niveau pré-industriel, et va même au-delà en inscrivant la nécessité d'efforts supplémentaires pour rester en dessous de 1,5°C d'augmentation. L'accord prendra effet à partir de 2020 en remplacement du protocole de Kyoto ; chaque pays signataire ayant publié un plan d'action pour réduire ses émissions de GES qui devra être revu tous les cinq ans à partir de 2020. A l'heure actuelle, l'ensemble formé par ces plans volontaires n'est pas encore suffisant pour atteindre l'objectif des 2°C, cependant force est de reconnaître que l'accord donne une vision pour inciter chaque Etat à mieux faire ("Paris Agreement. Climate Action", 2016).

L'UE s'implique fortement au niveau international pour lutter contre le réchauffement climatique et réduire ses émissions. En 2012, l'UE des 28 a émis 4,5 milliards de tonnes de dioxyde de carbone équivalent (CO_{2,eq.}¹) au total et 11% des émissions mondiales dues à la combustion d'énergie. La production d'électricité et de chaleur représente 27% des émissions totales de GES de l'UE, soit le premier poste émetteur devant celui des transports (20%), du secteur résidentiel tertiaire (15%) et des industries manufacturières (12%). Le reste des émissions de GES se répartit entre l'agriculture, les autres procédés industriels ou encore l'incinération des déchets. En moyenne en 2013, l'UE des 28 émet 350 gCO₂/kWh, soit 9,5% des émissions mondiales associées à la fourniture d'électricité (Dussud et al., 2016).

Pour répondre à ses engagements pris sur le climat à Kyoto, l'U.E a d'abord mis en place en 2003 un marché de droits à polluer par le biais du marché d'échange des émissions de GES (Parlement et Conseil européen, 2003). En 2020, les émissions des acteurs du marché devraient être de 21% inférieures au niveau de 2005 et réduites de 43% en 2030 ("The EU Emissions Trading System. Climate Action", 2016). Le système connaît toutefois des difficultés avec le ralentissement de l'activité économique à la suite de la crise de 2009. Conjugué à d'autres facteurs, les volumes d'émissions échangeables sont devenus trop importants et il s'en est suivi un prix du carbone trop bas pour inciter les acteurs à réduire suffisamment leurs émissions (le prix du carbone est en moyenne de 8 €/tonne en 2016 (Observatoire de l'Industrie Electrique, 2016)). En 2015, les surplus de permis d'émission ont été réduits grâce à un report des permis échangeables à 2019-2020. En Mai 2015, L'UE a adopté la mise en place d'une réserve stratégique à partir de 2018 pour ajuster le niveau de quotas

¹ L'équivalent CO₂ désigne le potentiel de réchauffement global d'un GES, calculé par équivalence avec une quantité de CO₂ qui aurait le même potentiel de réchauffement global.

échangeables et rendre le marché plus résilient aux chocs (“The EU Emissions Trading System. Climate Action”, 2016).

Le traité de Lisbonne signé en 2007 (entré vigueur en 2009) inscrit la politique énergétique de l’UE dans une « exigence de préserver et d’améliorer l’environnement ». Il lui assigne les objectifs prioritaires de sécurité d’approvisionnement, de promotion de l’efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et de promotion des interconnexions de réseaux énergétiques (Union européenne, 2007). L’adoption en 2008 du paquet « énergie-climat » fixe des objectifs énergétiques de l’UE à 2020 (Parlement et Conseil Européen, 2009a), (Parlement et Conseil Européen, 2009b), lesquels sont, en 2014, renforcés pour 2030 (“2030 climate & energy framework . Climate Action”, 2014) :

- Réduire de 40% au moins les émissions de CO_{2,eq.} en 2030 par rapport à 1990 ;
- Accroître à 27% la part d’énergies renouvelables dans la consommation finale d’énergie ;
- Augmenter de 27% l’efficacité énergétique.

L’objectif annoncé par la feuille de route de l’UE à l’horizon 2050 est de réduire de 80% à 95% les émissions de CO₂ par rapport à 1990 (connu sous le nom de facteur 4). Selon cette feuille de route, les efforts doivent être faits dans tous les secteurs responsables des émissions. Le secteur de l’électricité présente toutefois le plus fort potentiel de réduction, puisque les émissions pourraient être quasiment annulées à l’horizon 2050. L’électricité proviendrait alors essentiellement des sources de production renouvelables, de l’énergie nucléaire et de centrales fossiles équipées de technologies de captage et stockage du CO₂ (en anglais, « carbon capture and storage » (CCS)). La décarbonisation du système énergétique passerait aussi par une électrification des secteurs du transport et de la chaleur et par une meilleure performance énergétique des bâtiments (Commission européenne, 2011). Toutefois, d’après le récent exercice de prospective énergétique (European commission, 2016), exercice de référence pour l’UE à l’horizon 2050 basé sur les politiques énergétiques et climatiques de l’UE existantes (jusqu’en 2020), celles-ci et les prévisions actuelles de réduction des coûts des technologies bas-carbone ne suffiraient pas à atteindre l’objectif du facteur 4 à l’horizon 2050. Les émissions de GES ne seraient réduites qu’à hauteur de 48% en 2050 par rapport à 1990. Dans ce scénario, tandis que la demande énergétique diminue de quelques pourcents par rapport 2015, la demande d’électricité, tirée par de nouveaux usages, augmente d’un tiers en 2050 pour atteindre 4000 TWhe. La part d’énergies renouvelables variables (éolien et solaire) dans la production d’électricité augmente à hauteur de 36% en 2050 (elle est de 10% en 2014 selon Eurostat, (2015)), la part de nucléaire diminue pour atteindre 17% dans la production d’électricité en 2050 (elle est de 29% en 2014 selon Eurostat, (2015)) et la part de centrales fossiles équipées de CCS est marginale à 5% de la production électrique et ne se développe réellement qu’à partir de 2045. La part d’hydraulique est constante, celle de la biomasse augmente légèrement (de 2 points de pourcentage) en 2050. Le charbon est exclu du mix à l’horizon 2050 tandis que le rôle du gaz (sans CCS) s’accroît à hauteur de 24% de la production d’électricité en

2050. La transition en profondeur du système énergétique européen nécessitera des investissements supplémentaires. D'après cet exercice, ils se situeraient entre 300 et 500 milliards d'euros₂₀₁₃ par période de cinq ans du côté de l'offre électrique jusqu'en 2050 (European commission, 2016). Ces investissements doivent être pesés par rapport aux gains environnementaux et économiques que la transition énergétique apporte à la société.

Pour renforcer son action dans les domaines énergétiques et climatiques, le parlement européen a adopté, en décembre 2015, une résolution sur les bases stratégiques relatives à une future « union européenne de l'énergie ». L'UE souhaite par ce biais offrir aux citoyens européens une énergie abordable, dont la sécurité d'approvisionnement est garantie et respectueuse de l'environnement (Parlement européen, 2015). Ces objectifs sont ambitieux et semblent difficilement tous atteignables simultanément, ce qui explique une dynamique de transition lente.

La politique énergétique et climatique de la France est directement influencée par le cadre européen et les accords sur le climat que nous venons de décrire. Or, le périmètre de la thèse est le mix électrique français et nous nous interrogeons sur le rôle que pourrait jouer le parc nucléaire dans un contexte d'augmentation des énergies renouvelables variables dans la transition. Aussi, nous présentons le contexte de transition énergétique français avant d'exposer en détails, dans la partie 5 de ce chapitre, la problématique de la thèse, la méthodologie employée pour y répondre et le choix des scénarios retenus en termes de demande électrique, de capacité nucléaire et de pénétration d'énergies renouvelables en France. Dans la partie 2, la politique énergétique et climatique de la France est présentée après avoir exposé le mix énergétique français. Nous dédions la partie 3 à une discussion autour des avantages et des inconvénients associés à l'énergie nucléaire et aux énergies renouvelables variables en France. Dans la partie 4, nous résumons les enjeux associés à l'intégration des énergies renouvelables variables sous l'angle de la fiabilité d'un système électrique et des marchés de l'électricité. Enfin, nous terminons ce chapitre par exposer l'organisation de la thèse dans la partie 6.

2. La transition énergétique française

En France, la consommation d'énergie primaire² est en baisse depuis le milieu des années 2000 et s'élève à 256,6 Mtep³ en 2014. La France produit sur son territoire 54% de l'énergie primaire consommée (139,1 Mtep) et 82% de cette production provient de l'énergie nucléaire. Elle importe le reste. La facture énergétique du pays s'élevait à 54,6 milliards d'euros en 2014, soit un montant

² Consommation d'énergie primaire = consommation finale + pertes + consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie (Commissariat général au développement durable, 2016).

³ Million de tonnes équivalent pétrole. 1 Mtep équivaut à 41,868 GJ, soit l'équivalent du pouvoir calorifique d'une tonne de pétrole.

légèrement supérieur au déficit commercial qui était de 53,8 milliards d'euros la même année (Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer, 2015).

Le bouquet énergétique primaire est quant à lui stabilisé depuis une dizaine d'années. Il est composé de 42,6% d'électricité non renouvelable rapportée en énergie primaire (nucléaire et Stations de Transfert d'Énergie par Pompage hydraulique (STEP⁴)), 30% de pétrole, 14% de gaz, 9,5% d'énergies renouvelables, le reste se répartissant entre le charbon et les déchets urbains non renouvelables (Commissariat général au développement durable, 2016). Ces chiffres sont rapportés à la Figure I—1, ci-dessous.

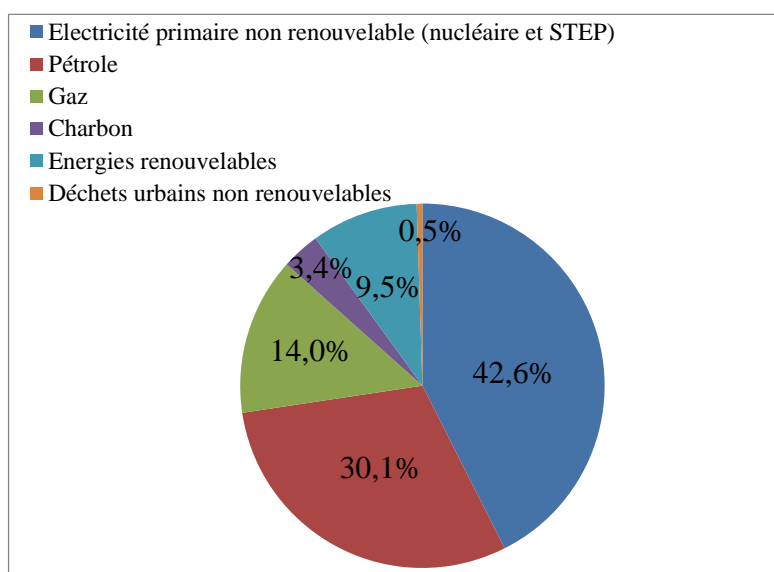


Figure I—1 : Consommation d'énergie primaire française répartie en fonction des sources d'énergie en 2014 (d'après Commissariat général au développement durable, (2016))

En 2014, la part du nucléaire représentait 77,1% de la production d'électricité (RTE, 2015). La France est, de loin, le plus gros producteur d'électricité nucléaire en Europe (sa production représente près de 50% de la production totale de l'UE des 28) (Eurostat, 2015). Aujourd'hui, le parc nucléaire français est le deuxième plus gros parc au monde après celui des Etats-Unis : 58 réacteurs sont installés, ce qui correspond à une capacité totale de 63,13 GWe (CEA, 2015). Les ressources hydrauliques fournissent 12,5% de la production électrique française tandis que les ressources fossiles environ 5%. La part de l'éolien et du solaire croît ces dernières années. Elle a atteint 4,3% en 2014 et 5,2% en 2015 (RTE,

⁴ Les STEP sont des installations hydroélectriques composées de deux bassins d'eau situés à des altitudes différentes qui permettent de stocker de l'énergie en pompant l'eau du bassin inférieur et de la restituer en turbinant l'eau du bassin supérieur.

2015), (RTE, 2012-2015). La Figure I—2 représente la production électrique annuelle française répartie entre les différents types de centrales en 2014⁵ (RTE, 2015).

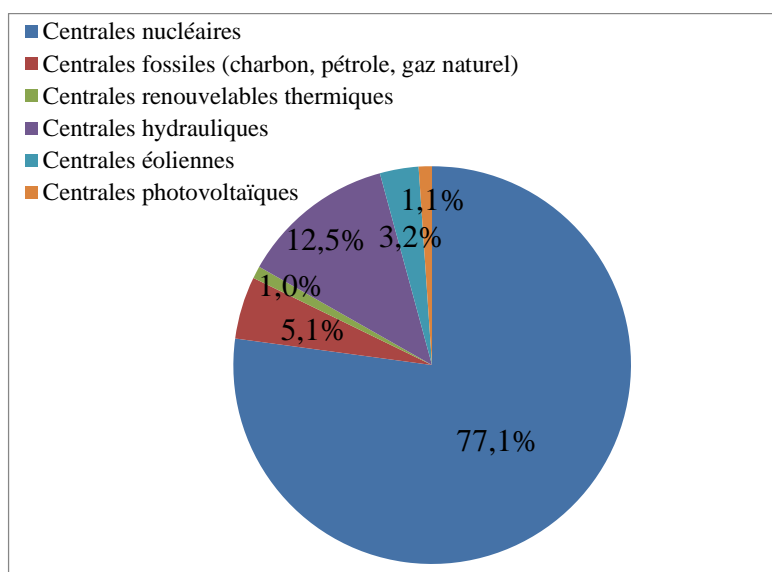


Figure I—2 : Production d’électricité annuelle française répartie entre les différents types de centrales en 2014 (RTE, 2015)

En France, les émissions totales de GES atteignaient 491,1 millions de tonnes CO_{2,eq.} en 2013 (soit 11% des émissions de l’UE des 28) et 74% d’entre elles proviennent de l’utilisation d’énergie. Le secteur le plus émetteur est celui du transport (27,6%), suivi du secteur résidentiel tertiaire (20%), puis celui du secteur des industries manufacturières (13%). Contrairement à l’UE pour laquelle la production d’électricité et de chaleur est le premier poste d’émissions, en France, ce poste représente seulement 8% des émissions totales (Dussud et al., 2016). Ce chiffre est directement lié à la part prédominante de nucléaire dans le mix français, filière très peu émettrice de GES. Selon EDF, la filière nucléaire émet 4 gCO_{2,eq.}/kWh sur l’ensemble du cycle de vie (EDF R&D, 2015). Aujourd’hui, la France émet environ 70 gCO₂/kWh en comparaison à l’Allemagne ou le Royaume-Uni qui émettent entre 475 et 480 gCO₂/kWh, niveau le plus élevé de l’UE des 28. Les émissions totales françaises ont été réduites de 11% depuis 1990 (Dussud et al., 2016).

A partir de ces données, il devient clair qu’en France les efforts pour réduire les émissions de GES doivent d’abord porter sur le secteur du transport dont 92% des émissions proviennent du transport routier (Gouvernement français, 2015a). Pour ce faire, les politiques publiques doivent par exemple inciter le report modal vers des transports non-carbonés, l’augmentation de l’efficacité énergétique des véhicules et la diversification du bouquet énergétique dans ce secteur (biocarburants, véhicules électriques ou à hydrogène). Le développement des véhicules électriques s’avère particulièrement

⁵ Les centrales renouvelables thermiques représentent les centrales dont les combustibles sont : du biogaz, des biocombustibles solides (bois énergies et autres biocombustibles solides) et des déchets ménagers et papetiers (RTE, 2015).

intéressant en France puisque l'électricité y est très faiblement carbonée (le même contexte est également favorable au développement du vecteur hydrogène produit à partir d'électricité). Les efforts de réduction des GES doivent aussi porter prioritairement sur le secteur résidentiel tertiaire en incitant l'amélioration des performances énergétiques des bâtiments et en développant les mesures d'efficacité et de sobriété énergétique.

En France, comme dans de nombreux pays, la politique énergétique vise à contribuer à l'indépendance énergétique, à garantir la sécurité d'approvisionnement, à garantir un prix compétitif de l'énergie et un accès de l'énergie pour tous, tout en préservant la santé humaine et l'environnement. Tels sont les objectifs inscrits dans la loi de programmation du 13 juillet 2005, fixant les orientations de la politique énergétique (Gouvernement français, 2005). Les priorités sont données à la maîtrise de la demande en énergie, à la diversification du bouquet énergétique, au développement des infrastructures de transport et de stockage d'énergie et au développement de la recherche et de l'innovation dans le secteur de l'énergie. La loi a affirmé le maintien du nucléaire et fixé des objectifs de pénétration des énergies renouvelables (10% dans la consommation d'énergie primaire) et des biocarburants⁶ (5,75% en énergie finale des carburants distribués) à l'horizon 2010. En 2014, la part d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire s'élevait à 9,5%, celle des biocarburants représentait 7,7% de l'énergie finale consommée dans les transports (Commissariat général au développement durable, 2016). La loi a permis la mise en place des certificats d'économie d'énergie pour obliger les fournisseurs d'énergie à promouvoir l'efficacité énergétique auprès des consommateurs et a fixé des objectifs de réduction de l'intensité énergétique finale⁷ de la France de -2% par an jusqu'en 2015 puis de -2,5% par an jusqu'en 2030. En 2009 et 2010, les lois Grenelles 1 et 2 engagent la France à atteindre le facteur 4 à l'horizon 2050, et transcrivent l'objectif du paquet « énergie-climat » en le rehaussant pour les énergies renouvelables dont la cible est de 23% de la consommation finale d'énergie en 2020 (la cible européenne est de 20%) (Gouvernement français, 2009), (Gouvernement français, 2010). Enfin, le débat national sur la transition énergétique en 2013 a abouti à l'adoption de la Loi du 17 août 2015 relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV). Cette loi fixe des objectifs de moyen et long terme pour engager la transition énergétique en France en réduisant les émissions de GES, en maîtrisant la consommation énergétique et en diversifiant le mix énergétique grâce au développement des énergies renouvelables. La loi met en place des outils permettant sa mise en œuvre. La stratégie nationale bas-carbone décline les trajectoires de réduction des émissions de GES dans tous les secteurs d'activité et formule des recommandations transverses pour y parvenir. En particulier, la contribution climat énergie, taxe carbone intégrée aux taxes intérieures sur la consommation des produits énergétiques a augmenté pour atteindre 22 €/tonneCO₂ en 2016. L'objectif fixé par la loi est d'atteindre un prix du carbone de 56 €/tonneCO₂ en 2020 et de

⁶ Le terme biocarburant est un terme générique qui couvre l'ensemble des carburants liquides, solides ou gazeux produits à partir de matériaux organiques non fossiles provenant de la biomasse.

⁷ Intensité énergétique finale : rapport entre la consommation d'énergie finale et le produit intérieur brut.

100 €/tonneCO₂ en 2030. Cette valeur correspond à la valeur tutélaire du carbone qui représente le prix nécessaire pour atteindre l'objectif de réduction par quatre des émissions de GES d'ici à 2050 (Gouvernement français, 2016b). En complément, une Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) revue tous les cinq ans à partir de 2018 définit les actions concrètes à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs de la loi dont les principaux sont les suivants (Gouvernement français, 2015b) :

- Réduire de 40% les émissions de GES en 2030 par rapport à 1990, et atteindre le facteur 4 en 2050 ;
- Réduire la consommation énergétique finale⁸ de 50% en 2050 par rapport à 2012 (et de 20% en 2030) et la consommation d'énergie primaire fossile de 30% en 2030 par rapport à 2012 ;
- Accroître la part d'énergies renouvelables à 32% de la consommation finale d'énergie, et à 40% dans la production d'électricité d'ici à 2030 ;
- Diversifier la production d'électricité, abaisser la part de nucléaire à 50% à l'horizon 2025. La capacité nucléaire installée est plafonnée à 63,2 GWe (la capacité actuelle est de 63,13 GWe) ;
- Multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

Adoptée par décret le 27 octobre 2016, la première PPE trace les orientations pour décarboner et diversifier le mix énergétique à l'horizon 2018 et 2023. L'enjeu prioritaire de la PPE est de réduire la consommation d'énergies fossiles importées. La consommation d'énergie finale devra être réduite de 12% en 2023 et la consommation d'énergies fossiles de 22%. Toutefois, les plus grands changements attendus du côté de l'offre énergétique française concernent la production électrique pour diversifier un mix déjà bas-carbone. La PPE donne des objectifs chiffrés de développement des énergies renouvelables. Les contraintes techniques et environnementales associées au développement de la filière hydraulique ainsi que son faible potentiel de développement obligent à considérer d'autres options d'énergies renouvelables. La priorité est donnée au développement de l'éolien terrestre suivi du solaire photovoltaïque au sol qui sont les filières les moins coûteuses aujourd'hui et ont des potentiels de développement importants (Gouvernement français, 2016). Le Tableau I—1 ci-dessous résume les objectifs fixés par la PPE en termes de capacités installées des énergies renouvelables en France en 2018 et 2023.

⁸ L'énergie finale est l'énergie utilisée par le consommateur. Elle est le produit d'une chaîne de transformation d'énergies primaires.

Capacité installée (MWe)	2015	2018	2023
Hydraulique	25 391	25 391	25 800 – 26 050
Eolien terrestre	10 308	15 000	21 800 – 26 000
Eolien en mer	-	500	3000
Solaire	6 200	10 200	18 200 – 20 200
Energies marines⁹	-	-	100
Bois-énergie	400	540	790 - 1040
Méthanisation¹⁰	85	137	237 - 300
Géothermie électrique¹¹	0	8	53
Déchets, biogaz de décharge¹²	1 303	~ 1350	~ 1500

Tableau I—1 : Capacités installées des centrales de production renouvelables en 2015 et objectifs de capacités installées prévus par la PPE pour 2018 et 2023 (Gouvernement français, 2016)

La PPE prévoit une augmentation de la production de la filière hydraulique comprise entre 2 et 3 TWhe à l’horizon 2023. Par ailleurs, la PPE prévoit d’engager des projets de STEP en vue d’un développement de 1 à 2 GWe entre 2025 et 2030.

La croissance attendue de l’éolien terrestre est forte : 1,5 GWe d’éolien installé en plus chaque année d’ici à 2018 puis une croissance comprise entre 1,5 et 2,2 GWe d’éolien par an entre 2018 et 2023. Si la production d’électricité française reste constante d’ici à 2023, à 540 TWhe, et si le facteur de charge annuel¹³ (kp) de l’éolien est de 20% (hypothèse en phase avec RTE (2012-2015)), alors la production éolienne représenterait entre 8% et 9% de la production électrique annuelle française en 2023. Le rythme de croissance du solaire prévu par la PPE est de 1,3 GWe de plus par an d’ici à 2018 puis il est compris entre 1,6 et 2 GWe par an entre 2018 et 2023. De même, si la production d’électricité reste constante et en considérant un kp du solaire de 15% (hypothèse en phase avec RTE (2012-2015)), alors la production solaire représenterait entre 4 et 5 % de la production électrique française en 2023. Les autres filières d’énergies renouvelables représenteraient autour de 4% à 5% de la production d’électricité française à l’horizon 2023. Au total, la part de production éolienne et solaire serait comprise entre 12% et 14% de la production électrique française et la part d’énergies renouvelables dans l’électricité française serait comprise entre 30,5% et 33,5% à l’horizon 2023.

En ce qui concerne le reste du parc électrique, les centrales fossiles sont soumises aux directives de 2008 et de 2010 contraignant les émissions d’oxyde d’azote, d’oxyde de soufre et de poussières

⁹ Energie éolienne flottante, énergie marémotrice, énergie hydrolienne, énergie houlomotrice.

¹⁰ Processus naturel de dégradation biologique de la matière organique dans un milieu en absence d’oxygène, due à l’action de multiples micro-organismes (bactéries). Le processus de dégradation de la matière organique est accéléré dans un méthaniseur.

¹¹ La géothermie est l’exploitation de l’énergie thermique contenue dans le sous-sol, dans lequel la température augmente avec la profondeur.

¹² L’énergie produite par les usines d’incinération des déchets ménagers ou des déchets de papeterie. Le biogaz de décharge est produit naturellement puis capté pour produire de l’électricité.

¹³ Le facteur de charge d’une centrale électrique est le rapport entre l’énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l’énergie qu’elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période.

(Parlement et Conseil Européen, 2008), (Parlement et Conseil Européen, 2010) et les groupes thermiques fossiles ne devront pas fonctionner plus de 17 500 heures entre le 1^{er} janvier 2016 et le 31 décembre 2023 (2500 heures par an). La PPE prévoit la fermeture des centrales à charbon d'ici à 2023 (en 2015, le parc français contient 2,3 GWe de centrales à charbon) et une autorisation de nouvelles centrales à charbon uniquement sous la condition qu'elles soient équipées d'un dispositif CCS. Ensuite, la filière gaz à cycle combiné (CCGT¹⁴) est considérée comme prioritaire par rapport aux centrales à charbon (en 2016, 6,1 GWe de CCGT sont installés). La PPE indique cependant vouloir limiter le plus possible le recours au parc thermique.

En ce qui concerne le parc nucléaire, la PPE prévoit la fermeture à court terme des deux réacteurs de Fessenheim (1760 MWe) tandis que le nouvel EPRTM de Flamanville (1650 MWe) est prévu pour entrer en service fin 2018. La PPE fait part de la nécessaire prolongation d'au moins une partie du parc sachant que la moitié du parc aura atteint les 40 ans de durée de vie en 2025, durée pour laquelle les réacteurs avaient été conçus initialement. Toutefois, la PPE affirme que les décisions de fermeture ou de prolongation des réacteurs nucléaires devront se faire en fonction du rythme de déploiement des énergies renouvelables, de l'évolution de la demande électrique, de la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement et des décisions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) après 2023, pendant la deuxième période de la PPE (Gouvernement français, 2016).

Le choix d'un mix de technologies électriques d'un pays répond à de nombreux critères et comme le rappelle Chevalier et al. (2012), aujourd'hui, la source de production d'énergie parfaite n'existe pas. Chaque type de technologie présente des avantages et des inconvénients en termes économique, environnemental, et sociétal. Toutefois, d'après la revue de littérature réalisée par McCombie and Jefferson (2016) sur les impacts environnementaux et de santé humaine des différents types de technologies électriques, les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire dépassent de loin les énergies fossiles quant aux bénéfices relatifs qu'elles induisent sur l'environnement et la santé humaine. D'ailleurs, d'après le dernier rapport du GIEC (IPCC, 2014), les émissions de CO_{2,eq.} sur l'ensemble du cycle de vie de l'énergie nucléaire et de l'énergie éolienne sont les moins élevées parmi toutes les technologies (entre 4 et 10 gCO_{2,eq.}/kWh). Elles sont suivies par l'hydraulique (d'environ 25-30 gCO_{2,eq.}/kWh). Le bilan CO₂ des panneaux solaires est d'environ 70 gCO_{2,eq.}/kWh (mais il existe une dépendance forte au contenu carbone de l'électricité utilisée pour le produire). Les énergies renouvelables thermiques issues de la biomasse et les technologies fossiles même équipées d'un dispositif CCS émettent plus en comparaison (autour de 200-220 gCO_{2,eq.}/kWh). Sans dispositif CCS, les centrales au gaz émettent environ 500 gCO_{2,eq.}/kWh et les centrales au fioul et au charbon autour

¹⁴ Les CCGT combinent une turbine à combustion utilisant du gaz et une turbine utilisant la vapeur produite grâce à la chaleur dégagée par la combustion du gaz. Le rendement atteint 60%, contre 30% pour des turbines à combustion classiques.

de 900-1000 gCO_{2,eq}/kWh. Une solution rationnelle pourrait être d'opter pour un mix de technologies bas-carbone diversifiées, pour bénéficier des avantages propres à chaque technologie tout en évitant de cumuler les inconvénients associés à une technologie donnée.

La LTECV enclenche un grand mouvement collectif vers un mix énergétique français bas-carbone diversifié. En particulier, cette loi acte la transformation profonde du système de production électrique français vers une augmentation des énergies renouvelables en faveur de l'éolien et du solaire, et une diminution du parc nucléaire, dont la part restera toutefois significative. Ce changement de direction appelle à s'interroger sur le choix d'une réduction de la part du nucléaire au profit d'une augmentation de l'éolien et du solaire et sur leur compatibilité au sein du mix électrique français.

3. Energie nucléaire et énergies renouvelables variables dans le mix électrique français

Dans cette partie, nous passons en revue les avantages et les inconvénients associés à l'énergie nucléaire et aux énergies renouvelables variables (éolien et solaire) en France.

La place du nucléaire en France

Aujourd'hui, la production électrique française repose à 75% environ sur la production nucléaire. Le choix historique de la technologie nucléaire s'est justifié par un besoin d'indépendance énergétique et de sécurité d'approvisionnement, alors que la France dépendait à 70% du pétrole pour sa production d'électricité lors du premier choc pétrolier de 1973. Il est alors devenu nécessaire pour la France de maîtriser la totalité du cycle du combustible, depuis l'extraction du minerai, jusqu'au recyclage des combustibles usés¹⁵ et à la gestion des déchets radioactifs¹⁶ générés, ce qui a conduit à la création de la Compagnie Générale des Matières Nucléaires (COGEMA) en 1976, aujourd'hui Areva. Ainsi, l'exploitant Electricité de France (EDF) achète la ressource d'uranium principalement au groupe Areva qui exploite des gisements situés au Canada, au Kazakhstan et au Niger et cherche à diversifier davantage son portefeuille d'approvisionnement avec des projets en Namibie, en Mongolie ou encore en Centrafrique (Areva, 2016). De plus, dès avant les années 1980, la France met au point la technologie de fabrication des combustibles mixtes uranium/plutonium (MOX) permettant le recyclage du plutonium obtenu par le traitement des combustibles d'oxyde d'uranium (UOX) usés et ainsi d'économiser l'uranium naturel et d'augmenter son indépendance énergétique. Aujourd'hui, plus d'une vingtaine de réacteurs nucléaires sur 58 fonctionnent avec 30% d'assemblages MOX. La France a

¹⁵ Un combustible nucléaire est considéré comme usé lorsqu'il est définitivement retiré du cœur d'un réacteur après avoir été irradié.

¹⁶ Les déchets radioactifs sont des substances radioactives pour lesquelles aucune utilisation ultérieure n'est prévue ni envisagée.

développé parallèlement la filière des réacteurs à neutrons rapides (RNR) qui permet une meilleure utilisation des ressources naturelles (50 à 100 fois plus d'énergie tirée de la même quantité d'uranium naturel). Trois réacteurs de ce type ont fonctionné : le réacteur expérimental Rapsodie, le réacteur Phenix d'une puissance de 250 MWe et le réacteur Super-Phenix d'une puissance de 1240 MWe. Le réacteur Super-Phenix a été arrêté en 1998 sur décision d'Etat et le réacteur Phenix a continué à être utilisé dans le cadre d'expérimentations. Aujourd'hui, la filière RNR est relancée avec le programme de recherche ASTRID, piloté par le Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives (CEA), dont l'objectif est de construire un prototype de réacteur de quatrième génération, à neutrons rapides, à l'horizon 2020, dans le but de les déployer à partir de la deuxième moitié du siècle. Enfin, l'énergie nucléaire est assez résiliente à d'éventuelles hausses de prix soudaines sur les marchés de l'uranium au vu la faible part de l'uranium naturel dans le coût total de production nucléaire, à hauteur d'environ 7% (Devezeaux de Lavergne and Mathonnière, 2013) .

En outre, l'industrie nucléaire française est un atout industriel national et les technologies se vendent à l'export. La filière représente plus de 200 000 emplois en France (et plus de 400 000 emplois en comptant les emplois induits), soit environ 2% des emplois français (PWC, 2011). Enfin, environ 50% des dépenses de recherche en énergie de l'Etat sont consacrées à l'énergie nucléaire, ce qui permet à la France de conserver une expertise reconnue et de préparer l'émergence de nouvelles technologies de réacteurs aux dispositifs de sûreté renforcés, plus économes en ressources et moins génératrices de déchets (Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer, 2016).

Cependant la filière nucléaire est aujourd'hui confrontée à une situation difficile. Elle doit faire face à une peur collective d'un accident nucléaire majeur, impactant de larges zones géographiques et persistant dans le temps. Comme le souligne Shih et al., (2016), en comparaison des accidents pouvant affecter les autres sources d'énergie, en particulier la filière gaz ou charbon, les accidents nucléaires entraînent (au moins dans le court terme) un nombre limité de décès, mais ce sont les conséquences économiques et sociales qui prédominent avec entre autres le besoin d'évacuer des zones. Ces peurs se sont renforcées à chaque nouvel accident nucléaire (Three Miles Island en 1979, Tchernobyl en 1986 et Fukushima en 2011), rendant l'opinion publique de plus en plus hostile au nucléaire dans certaines régions. Chevalier et al. (2012) associe ces craintes « au caractère mystérieux de la radioactivité, puissance invisible qui échappe au contrôle immédiat du citoyen-consommateur ».

La France a tiré les leçons des accidents passés en améliorant la transparence, la communication auprès du public et en renforçant les mesures de sûreté sur son parc nucléaire en exploitation. L'ASN, autorité indépendante, veille au contrôle de la sûreté et à l'élaboration de la réglementation nucléaire et le Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (HCTISN) est chargé d'assurer une communication rigoureuse et transparente sur les risques liés à l'activité nucléaire. Le contrôle de la sûreté est d'ailleurs encore renforcé par la LTECV d'août 2015 (Gouvernement français, 2015b).

La crainte du nucléaire se cristallise aussi autour de l'existence des déchets radioactifs dont, pour certains types, la gestion devrait s'effectuer sur des durées très longues qui s'étalent sur plusieurs générations. La filière nucléaire produit en effet des déchets radioactifs qu'il faut gérer. Le caractère radioactif et potentiellement toxique de ces déchets a conduit à leur consacrer une attention particulière. Les déchets radioactifs présents en France sont connus et inventoriés par l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) qui depuis 2006 produit un inventaire national de référence recensant tous les déchets radioactifs présents sur le sol français par catégorie de producteurs. La création d'un cadre législatif français autour de la gestion des déchets nucléaires de moyenne et haute activité à vie longue s'est avérée nécessaire pour apporter de la transparence dans un contexte où les scientifiques et la société civile dialoguaient peu. Depuis 1991, la loi encadre la problématique des déchets radioactifs en lui donnant un cadre d'action stabilisé dans le long terme (Gouvernement français, 1991), (Gouvernement français, 2006). Les solutions techniques existent et parmi celles qui étaient proposées, le Parlement a préconisé le stockage en couche géologique profonde pour la gestion des déchets de moyenne et haute activité à vie longue. Cette solution est actée par la loi « Birraux » de 2006 qui prévoit la mise en exploitation d'un centre de stockage en couche géologique profonde à partir de 2025 (Gouvernement français, 2006). En juillet 2016, le Parlement a validé la poursuite du projet sur la commune de Bure-Saudron. Toutefois, même si la loi prévoit un accompagnement socio-économique du territoire de Bure-Saudron, le syndrome « Not in my backyard » (Nimby) se fait ressentir et une partie de la population s'y oppose fortement.

Le coût du nucléaire devrait inclure, comme pour toutes les technologies, le coût des externalités, y compris celui des accidents, comme le recommandait l'Agence de l'énergie atomique japonaise après l'accident de Fukushima (Japan Atomic Energy Commission Bureau, 2011). Les externalités sont « les coûts et bénéfices qui affectent une partie qui n'a pas choisi d'engager ces coûts ou ces bénéfices », traduit d'après (Pigou, 1920). La non prise en compte des externalités dans les coûts des technologies induit une non-réciprocité dans les échanges et tend à accroître la génération de ces externalités. Récemment, Shih et al., (2016) évalue le coût externe du nucléaire à 19,2 \$/MWhe, soit un coût sept fois plus important que celui estimé par Markandya, (2012), une différence révélant avant tout la difficulté de l'exercice de monétarisation de l'ensemble des externalités. Les deux études concluent à un coût des externalités du nucléaire inférieur à celui des centrales fossiles. Toutefois, les décisions politiques prennent en compte un ensemble d'éléments qui dépassent la comparaison du coût complet. Cela a par exemple été démontré par les réactions allemande, belge et italienne de fermer leurs centrales nucléaires après l'accident de Fukushima, éclipsant ainsi les effets négatifs associés à des fermetures anticipées (Bizet and Lévêque, 2015).

Aujourd'hui, les investisseurs privés ne sont en général pas intéressés pour investir dans une centrale nucléaire sans l'assistance d'un gouvernement pour réduire les risques financiers élevés d'un outil de

production très capitalistique et dont les contraintes de sûreté peuvent entraîner des coûts non anticipés et des délais dans la construction (Khatib and Difiglio, 2016). Deutch et al., (2009) montre que dans des marchés dérégulés le coût du capital du nucléaire serait trop important pour qu'il puisse être compétitif par rapport à des centrales à gaz ou à charbon. Les craintes d'un nucléaire coûteux payé par les citoyens ont été exacerbées ces dernières années avec les retards enregistrés dans la construction du réacteur à eau pressurisé « Evolutionary Power Reactor » (EPRTM), conçu et développé par Areva, à la fois en Finlande à Olkiluoto et à Flamanville en France. Toutefois, ces réacteurs sont des têtes de série avec un niveau de sûreté non égalé et le retour d'expérience devrait permettre de réduire le coût de l'EPRTM. Au-delà du retour d'expérience, l'EPR Nouveau Modèle (EPR-NM) est à l'étude pour abaisser le coût de l'EPRTM dès la conception, tout en conservant les mêmes standards de sûreté. La dynamique de libéralisation du marché européen de l'électricité lancée il y a vingt ans pour améliorer l'efficacité du fonctionnement du marché et pour garantir une électricité moins coûteuse pour le consommateur n'a pas empêché la Commission Européenne d'accepter l'aide d'Etat du Royaume-Uni accordée aux deux nouveaux EPRTM dont la construction a été décidée sur le site d'Hinkley Point (European commission, 2014). Soulignons également le caractère paradoxal du cas français où EDF est en situation de quasi-monopole et où l'électricité y est la moins chère d'Europe depuis des décennies grâce au faible coût de l'électricité nucléaire (Percebois, 2013).

Le développement des énergies renouvelables variables en France

En ligne avec les objectifs européens, le développement massif des énergies renouvelables variables (l'éolien et le solaire) en France ne peut pas se justifier comme pour d'autres pays européens, par un besoin de réduction des émissions de GES dans la production électrique déjà largement décarbonée. Le principal argument est celui d'un besoin de diversification du mix. Une fois installées, les centrales éoliennes et photovoltaïques bénéficient de ressources gratuites, inépuisables et locales, que sont le vent et le soleil. Ces technologies sont souvent perçues comme des technologies « libératrices » par la société, puisqu'elles sont bas-carbone et renouvelables, ne nécessitent pas la mise en place d'un cadre de sûreté aussi complexe que pour le nucléaire et permettraient de s'affranchir de la production de déchets radioactifs si elles remplaçaient des centrales nucléaires.

Développer les énergies renouvelables a une vraie valeur pour augmenter l'indépendance énergétique de la France et le coût de ces technologies est par nature plus stable dans le long terme que celui d'autres technologies dépendant de la volatilité du cours du combustible. Grâce aux progrès technologiques et au déploiement massif des filières éoliennes et solaires au plan mondial, leurs coûts de production sont dans une dynamique de réduction continue. Ils sont maintenant proches, voire inférieurs dans certains contextes aux coûts de production du nucléaire ou des centrales fossiles. Alors qu'en 2005, le coût du panneau solaire était d'au mieux 2600 €/kWe, soit l'équivalent de 260 €/MWh (IEA, 2005), en 2015, le panneau le moins cher coûte entre 570 et 620 €/kWe correspondant à un coût

de production d'électricité compris entre 30 et 60 €/MWh. Le coût du « système solaire » dépend de multiples facteurs et en particulier de la technologie, il varie en moyenne entre 900 €/kWh et 2600 €/kWh (IEA, 2016b). D'après Wittenstein and Rothwell, (2015), le coût d'investissement d'une éolienne terrestre peut être évalué à hauteur de 1500 €/kWh, celui d'une éolienne en mer à environ 4500 €/kWh. En 2016, le coût de production électrique le plus bas enregistré dans le monde pour l'éolien terrestre est d'environ 25 €/MWh (Maroc)(OECD/IEA, 2016).

Le développement de l'éolien et du solaire est aussi associé à un changement de paradigme, passant d'une organisation centralisée du système électrique vers une décentralisation favorisant la production locale d'énergie. La PPE enclenche d'ailleurs une dynamique d'actions locales, avec le soutien aux « territoires à énergie positive pour la croissance verte » et une incitation à l'autoconsommation. Cet avantage est particulièrement intéressant dans les régions peu raccordées ou dans les milieux insulaires, d'autant que les îles bénéficient généralement d'une ressource en vent et/ou en soleil abondante. L'énergie solaire a aussi l'avantage de pouvoir être installée en ville sur les toitures pour favoriser une production au plus proche du lieu de consommation.

Dès lors, des études prospectives visant les 100% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et/ou électrique à l'horizon 2050 (avec en corollaire une sortie complète du nucléaire) ont émergé dans le cadre du débat national sur la transition énergétique en 2013 : par exemple, les scénarios de Greenpeace, Négawatt ou Global Chance. Ces scénarios proposent un nouvel équilibre entre une demande beaucoup plus basse grâce à des efforts importants d'efficacité et de sobriété en accord avec une offre d'énergies renouvelables disponible sur le territoire. De même, un nouvel équilibre est défini entre les productions décentralisées en plus grand nombre et les productions centralisées à la baisse et essentiellement constituées d'hydraulique et de parcs d'éoliennes en mer (Groupe de travail n°2 du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013).

Comme pour les autres technologies, les atouts des énergies renouvelables variables doivent être pesés en regard de leurs inconvénients. L'éolien et le solaire sont des sources de production intermittentes, non-programmables et dépendant des incertitudes de prévision des ressources en vent et en soleil. Or, l'électricité est un bien particulier puisque son stockage¹⁷ est coûteux. Même si à l'échelle d'un système, la diversité géographique naturelle résulte en une production intermittente lissée et néanmoins caractérisée par une forte variabilité (Perrot et al., 2015), ces externalités négatives pour un système électrique se traduisent par des besoins de flexibilité supplémentaires, à la fois dans le court terme et dans le long terme, pour maintenir le niveau de fiabilité objectif du système. La fonction d'un système électrique est de satisfaire la demande d'électricité (grâce à la production et à l'acheminement

¹⁷ Par convention, le stockage est considéré comme un moyen de consommer l'électricité à un moment donné afin de la restituer sur le réseau à un autre moment (par exemple, les STEP, les stockages par air comprimé (Compressed Air Energy Storage (CAES)), les batteries ou le stockage sous forme d'hydrogène).

de l'électricité jusqu'au consommateur final) à un coût raisonnable, en garantissant la continuité et la qualité du service rendu. Un système est dit « fiable » s'il est apte à remplir sa fonction (Ruiz Gomez, 2012). La flexibilité d'un système décrit la capacité du système à s'adapter aux variations de puissance électrique du côté de la demande ou de l'offre pour maintenir l'équilibre offre/demande au moindre coût. La flexibilité d'un système est caractérisée par deux dimensions : le système doit pouvoir pallier l'incertitude et la variabilité du côté de l'offre et de la demande (OECD/IEA, 2014).

L'Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie (ADEME) a publié en 2016 un exercice prospectif visant à tester la faisabilité d'un parc français *ex nihilo*, constitué entre 40% et 100% d'énergies renouvelables dans la production totale. Une désagrégation géographique fine des technologies sur le territoire est réalisée et les options de flexibilité telles que le stockage, les interconnexions ou le pilotage de la demande sont développées. L'analyse démontre la capacité de plusieurs mix de production composés de 100% d'énergies renouvelables (et d'environ 70% d'éolien et de solaire) de répondre à une demande donnée à chaque heure de l'année. Elle estime aussi le coût d'un parc électrique constitué entre 40% et 95% d'énergies renouvelables réputé construit *ex nihilo* à l'horizon 2050, compris entre 103 et 138 €/MWh (à comparer à un coût d'environ 55 €/MWh aujourd'hui, (Keppler and Cometto, 2012)). Le passage de 95% à 100% d'énergies renouvelables impliquerait une hausse importante des coûts (coûts estimés à environ 200 €/MWh) avec un besoin d'investissement important dans des réseaux de transport et dans du stockage inter-saisonnier (ADEME, 2016). Mais l'exercice ne traite pas la transition et n'intègre pas complètement les coûts des externalités des énergies renouvelables variables (ne sont pas inclus les coûts liés aux besoins supplémentaires d'équilibrage dans le court terme pour pallier les écarts aux prévisions ni les coûts de développement des réseaux de distribution). Un deuxième exercice, réalisé par Krakowski et al., (2016), analyse la transition française avec des objectifs compris entre 40% et 100% d'énergies renouvelables et une baisse de la part de nucléaire dont la production est limitée à 50% de l'électricité annuelle produite à l'horizon 2050. L'étude évalue le coût du scénario avec 100% d'énergies renouvelables à environ 130 €/MWh contre 50 €/MWh pour le scénario tendanciel (composé à 80% de nucléaire, 10% d'hydraulique et 10% de fossile), en 2050. Ces surcoûts sont essentiellement dus à un besoin plus important de capacités totales installées dans le parc pour compenser la faible disponibilité de l'éolien et du solaire, en partie comblée par un développement massif de centrales biomasse. Le coût est moins élevé comparé au scénario de l'ADEME. Entre les deux études, les hypothèses de coûts à 2050 sont sensiblement différentes et les coûts du transport ne sont pas inclus dans l'exercice de Krakowski et al., (2016). Toutefois, les différences observées sont aussi certainement dues au fait que dans cet exercice, le rôle du stockage est essentiellement assuré grâce au pilotage de la demande, option supposée gratuite, et aux imports/exports avec les pays voisins. Entre 60% et 80% d'énergies renouvelables, la balance commerciale d'électricité française s'inverserait et la France deviendrait importatrice, alors qu'aujourd'hui elle est exportatrice. L'analyse montre

également une détérioration potentiellement significative de la stabilité de la fréquence du système électrique avec l'intégration des énergies renouvelables variables. La problématique de stabilité en fréquence du réseau avec l'augmentation de l'éolien et du solaire (interface purement électronique avec le réseau qui réduit l'inertie du système) a également été pointée par Perrot et al., (2015) qui recommande une participation de ces énergies aux services de court terme d'équilibrage du réseau et la création d'une réserve d'inertie artificielle pour l'éolien et le solaire.

Dans un autre registre, Malischek and Trüby, (2016) évalue explicitement les coûts qui seraient associés à une réduction de la capacité installée du parc nucléaire français dans la période de transition jusqu'en 2050, supposant la part d'énergies renouvelables à 50% de l'électricité produite en 2050 (majoritairement de l'éolien et au solaire). Un cas extrême s'intéresse à un abandon du nucléaire à l'horizon 2020 dont le surcoût pour le système électrique français représenterait 76 milliards d'euros₂₀₁₀ sur la période 2010-2050 en comparaison à un scénario sans abandon du nucléaire et avec la possibilité de prolongation de la durée de vie des réacteurs. Des scénarios intermédiaires sont aussi présentés avec un abandon plus tardif du nucléaire et une réduction plus ou moins progressive de la capacité nucléaire. Les surcoûts associés à une réduction des capacités nucléaires sont essentiellement dus à une augmentation de la production de centrales fossiles, à une diminution des exportations et une augmentation des importations pour répondre à la demande. Les auteurs font aussi remarquer qu'une réduction de la capacité nucléaire du parc français impliquerait des surcoûts pour l'ensemble du système électrique européen, lequel ne pourrait plus bénéficier d'une électricité nucléaire bon marché exportée et dont la résultante serait une augmentation des émissions de CO₂.

Dans un mix électrique composé exclusivement de centrales fossiles, Petit et al. (2016) montre qu'à l'heure actuelle, un prix du carbone élevé (d'au moins 70 €/tonneCO₂) serait nécessaire pour que les électriciens investissent naturellement dans des technologies éoliennes sans subvention. Les auteurs mettent en évidence le fait que dans un mix électrique composé majoritairement de centrales nucléaires, comme en France, le prix du carbone n'est plus la bonne variable d'ajustement pour rendre les technologies éoliennes et solaires compétitives sur le marché. Aujourd'hui, des subventions sont nécessaires pour inciter les investissements dans l'éolien et le solaire. De plus, leur caractère intermittent fait que leurs valeurs de marché décroît avec leur taux de pénétration dans un mix, cet effet est plus prononcé pour le solaire (production concentrée pendant un nombre d'heures limité dans une journée) que pour l'éolien (Hirth, 2013), (Hirth et al., 2015), (Perrot et al., 2015). Ainsi, Green and Léautier (2015) met en garde sur le fait que les subventions pourraient ne jamais s'arrêter si des actions n'étaient pas entreprises pour que les productions éoliennes et solaires répondent aux signaux de marché. Suna and Resch, (2016) examine la dynamique des subventions qui serait nécessaire dans l'UE des 28 jusqu'en 2050 pour intégrer les énergies renouvelables. L'analyse montre une augmentation des subventions jusqu'en 2025 suivie d'une décroissance forte liée à l'effet d'apprentissage réduisant fortement le coût d'investissement de ces technologies puis la décroissance

diminue jusqu'à se stabiliser traduisant l'effet de perte de valeur sur les marchés. Aujourd'hui en France, les subventions destinées aux énergies renouvelables sont reportées sur la facture d'électricité des consommateurs via la contribution au service public de l'électricité (CSPE), pour en représenter 17% (coût de 22,5 €/MWh en 2016) (EDF, 2016).

Un autre aspect économique entre en jeu dans l'évaluation coûts/bénéfices du développement de l'éolien et du solaire pour la société française : ces filières permettent-elles de développer une industrie française compétitive ? Les filières éoliennes et solaires françaises font face à une forte concurrence étrangère. La Chine a pris le leadership mondial de la vente de panneaux solaires offrant sur le marché des technologies dont les coûts sont inégalés en Europe. L'industrie française du photovoltaïque est fragile et décline tandis que les subventions pour l'installation des panneaux solaires croissent. En France, la filière photovoltaïque emploie environ 9000 personnes aujourd'hui (IEA, 2016b). D'après Yu, (2016), l'industrie française du solaire pourrait se démarquer dans la concurrence internationale en ciblant des marchés de niche, par exemple les technologies innovantes à haute valeur ajoutée d'intégration des panneaux solaires dans les bâtiments ou le couplage intégré des systèmes solaires à des batteries. En ce qui concerne les projets éoliens, la filière représenterait environ 4000 emplois aujourd'hui (Gouvernement français, 2016).

Sur le plan environnemental, le bilan n'est pas complètement positif non plus. D'abord, pour une même énergie générée, les filières éoliennes et solaires au sol nécessitent une surface au sol beaucoup plus importante que pour le nucléaire, et cela pose des problèmes de disponibilité de sol (McCombie and Jefferson, 2016). De ce point de vue, l'intégration des panneaux solaires aux bâtiments est beaucoup plus avantageuse mais cette filière n'est pas classée comme étant prioritaire en France à cause de son prix encore élevé. La filière de l'éolien terrestre est aussi confrontée à des problèmes d'acceptabilité lors de l'implantation des éoliennes dans les territoires : bruits, conflits d'usages et impacts paysagers. L'implantation de l'éolien en mer est moins contraignante mais la technologie se développe moins rapidement en France (Gouvernement français, 2016). Parmi les problématiques environnementales et stratégiques, certaines technologies éoliennes et solaires font appel à des terres rares¹⁸ dont l'extraction est très polluante et dont la Chine détient 97% de la production mondiale. Conscients de cette problématique, certains fabricants recherchent aujourd'hui des procédés de substitution (Birraux and Kert, 2011). Aujourd'hui, plus de 85% de la masse d'un panneau solaire est recyclable et une éolienne peut être recyclée en quasi-totalité (Gouvernement français, 2016). Selon Shih et al., (2016) ou Markandya, (2012), le coût externe de l'éolien terrestre est plus faible que celui du nucléaire (évalué à respectivement 6,5 \$/MWh et 1,2 \$/MWh), tandis que le solaire possède un coût externe supérieur à celui du nucléaire (évalué à 28,0 \$/MWh et 10,9 \$/MWh). Ces coûts externes n'intègrent cependant pas les coûts d'intégration de l'éolien et du solaire dans un réseau

¹⁸ Les terres rares sont un groupe de métaux aux propriétés voisines : Lanthane, Cérium, Praseodyme, Néodyme, Prométhium, Samarium, Europium, Gadolinium, Terbium, Dysprosium, Holmium, Erbium, Thulium, Ytterbium, Lutétium, Scandium, Yttrium.

électrique qui augmentent avec leurs taux de pénétration. Ueckerdt et al., (2013) les évalue entre 20 et 60 €/MWh pour l'éolien pour un taux de pénétration allant jusqu'à 40% de l'électricité annuelle produite dans le système étudié (le coût de production hors externalités de l'éolien est estimé à 60 €/MWh) et entre 10 et 100 €/MWh pour le solaire pour un taux de pénétration allant jusqu'à 25% de l'électricité annuelle produite du système (le coût de production hors externalité du solaire est estimé à 120 €/MWh). L'intégration des énergies renouvelables variables dans un système électrique pose des problématiques nouvelles d'intégration et l'analyse économique s'en trouve complexifiée.

Avant de présenter la problématique et la méthodologie retenues dans cette thèse, nous résumons ci-après les enjeux d'intégration des énergies renouvelables variables dans un système électrique.

4. Intégration des énergies renouvelables variables dans un système électrique : fiabilité et marchés de l'électricité

L'intégration des énergies renouvelables variables dans un système électriques est explorée sous deux angles : celui de la fiabilité d'un système électrique et celui des marchés de l'électricité.

Maintenir le niveau de fiabilité objectif d'un système électrique

L'équilibre entre l'offre et la demande électrique doit pouvoir être garanti à chaque instant. L'aptitude d'un système électrique à maintenir son niveau de fiabilité objectif se mesure dans le court terme (de quelques secondes à quelques heures), dans le moyen terme (de quelques jours à quelques mois) et dans le long terme (plusieurs années). Dans le court terme, maintenir la fiabilité d'un système signifie maintenir sa sécurité opérationnelle, c'est-à-dire son aptitude à faire face aux variations prévues de la demande et à des perturbations soudaines et imprévues (par exemple : court-circuit, arrêts non programmés, variations imprévues de la demande). Dans le moyen et long terme, la fiabilité d'un système se mesure en termes d'adéquation entre le nombre d'unités de production programmées (respectivement installées) et les besoins des consommateurs en puissance et en énergie, conformément à un niveau de fiabilité objectif (Gross et al., 2006).

Les gestionnaires d'un système électrique ne peuvent pas garantir avec certitude absolue la satisfaction de la demande. C'est pourquoi, des niveaux de fiabilité, économiquement et socialement acceptables, sont définis par les autorités étatiques. En France, d'après l'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels, la durée de défaillance du système électrique doit rester inférieure en moyenne à trois heures par an (RTE, 2012b). Pour respecter ce niveau de défaillance, des moyens, appelés back-up, sont mis en place dans le court terme, le moyen terme et le long terme. Dans le court terme, certaines des centrales présentes dans le système sont programmées pour conserver une réserve de puissance opérationnelle suffisante pendant le fonctionnement du système. Lors de la planification

de moyen et long terme, une marge de puissance (appelée la marge du système) est conservée entre les capacités installées et la demande de pointe annuelle prévue pour pouvoir satisfaire cette demande même si des centrales venaient à être indisponibles. La contribution effective en puissance des centrales à la fiabilité du système se mesure grâce au calcul de leur crédit de capacité. Le crédit de capacité d'une capacité installée définit la puissance qu'elle peut procurer de façon à satisfaire la demande sans compromettre la fiabilité du système (le crédit de capacité est exprimé en % de la capacité installée) (Keane et al., 2011).

L'ajout d'énergies renouvelables variables fait apparaître des besoins supplémentaires en back-up dans le court terme et dans le long terme pour garantir le niveau de fiabilité objectif (Hand et al., 2012).

Dans le court terme (de quelques secondes à quelques heures), la fourniture de puissance de back-up est nécessaire pour assurer le fonctionnement opérationnel du système électrique. Le système est contraint à l'existant, aucune nouvelle centrale ne peut être considérée dans la planification court terme. On parle ici **de back-up opérationnel**. Ce back-up est constitué de réserves de puissance pour faire face aux erreurs de prévisions de l'offre et/ou de la demande (« balancing back-up ») gérées par le gestionnaire de réseau en temps réel et de réserves de puissance programmées pour faire face aux variations prévues de l'offre et/ou de la demande. Toutes deux sont amplifiées en présence de sources de production variables dans le système. Plusieurs options s'offrent au gestionnaire de réseau pour assurer l'équilibre offre/demande en temps réel en sollicitant différents moyens de back-up (Luickx et al., 2008) :

- Au niveau de l'offre :

- demander aux centrales programmables de modifier leurs modes opératoires en pratiquant plus fréquemment la modulation de puissance, en pratiquant des arrêts et redémarrages plus fréquents ;
- demander aux centrales renouvelables variables de pratiquer l'écrêtage de puissance lorsque leur production est trop importante par rapport à la demande (si c'est possible au niveau réglementaire) ;
- faire appel aux capacités de stockage disponibles pour répondre aux besoins d'équilibrage supplémentaires et pour consommer les puissances produites en surplus ;
- bénéficier de larges possibilités d'interconnexions pour exporter les surplus et acheter de l'énergie quand les moyens de productions de la région ne suffisent pas à couvrir la demande. L'extension et le fonctionnement des interconnexions auront un rôle majeur à jouer dans le fonctionnement futur des systèmes de production d'électricité.

- Au niveau de la demande : pratiquer l'effacement de la demande en réduisant ou en différant des consommations grâce à des signaux prix attractifs ou à des contrats d'effacement (par exemple grâce au pilotage de la recharge des véhicules électriques).

Le back-up opérationnel procure des services systèmes et des réserves de capacités appelés à fonctionner en quelques minutes voire quelques secondes pour faire face aux écarts de prévision (CRE, 2016). Les services systèmes permettent d'assurer le contrôle de la fréquence du réseau. Les variations de fréquence découlent des déséquilibres continus entre la demande et l'offre liés en grande partie aux erreurs de prévision. Les réglages primaire et secondaire permettent de rétablir le niveau de fréquence normal par mobilisations successives des options au niveau de l'offre et de la demande ayant gardé une marge de puissance de fonctionnement selon des constantes de temps échelonnées. Le réglage primaire est sollicité en quelques secondes (2 à 30 secondes) grâce à des contrôles automatiques sur les centrales de production pour diminuer rapidement l'écart entre l'offre et la demande et stabiliser la déviation de fréquence. Le réglage secondaire, également automatique, sollicite des centrales (pour reconstituer la réserve primaire en cas de nouvel aléa) entre quelques secondes et quelques minutes pour ramener la fréquence à sa valeur nominale. Le réglage tertiaire, constitué de réserves de puissance, est sollicité en complément des réserves primaires et secondaires si l'action du réglage secondaire n'a pas suffi et pour reconstituer les marges de puissance. Il permet en particulier de compenser les aléas de plus grande ampleur comme l'arrêt imprévu d'une centrale de production par exemple. Il est réalisé manuellement entre 15 minutes et quelques heures. Ce réglage sert à optimiser à nouveau le parc de production d'un point de vue économique en activant progressivement des moyens de production plus économiques que ceux impliqués dans le réglage secondaire. La mobilisation des réserves tertiaires est mise en œuvre par le mécanisme d'ajustement mis en place en 2003 (RTE, 2016).

Dans le moyen terme (entre quelques jours et quelques mois avant le moment de la production), le back-up est mobilisé par des actions de planification du système existant du côté des producteurs et du gestionnaire de réseau. Les producteurs présentent leur planning de maintenance et indiquent les dates de retour en marche des centrales à l'arrêt. Le gestionnaire de réseau actualise la marge du système électrique tous les automnes avant la pointe hivernale et met à jour régulièrement la marge de puissance horaire (Gross et al., 2006).

Dans le long terme (plusieurs années), les acteurs économiques ont le temps de prévoir de nouveaux investissements en capacités de production et en lignes de transmission. Cela élargit le spectre des options disponibles du côté des producteurs et du gestionnaire de réseau pour assurer la satisfaction de la demande électrique au moindre coût ainsi que les services associés. Pour déterminer les besoins en back-up (on parle de **capacités de back-up**) dans le long terme, il est nécessaire d'évaluer le risque de déficit en capacités de production pour un système électrique. Pour ce faire, il faut calculer le crédit de

capacité de chaque type de capacités installées grâce à la détermination d'indices de fiabilité du système (Luickx et al., 2008).

Les énergies renouvelables variables nécessitent plus de besoins en back-up que les centrales programmables du fait de leur faible contribution à la fiabilité du système. Dans leur cas particulier, le crédit de capacité est égal au nombre de centrales programmables qu'une puissance installée donnée de capacités renouvelables variables peut remplacer de façon à satisfaire la demande sans compromettre la fiabilité du système (pouvoir satisfaire la demande de pointe) (exprimé en % de la capacité renouvelable variable installée) (Hart et al., 2012). La marge du système électrique (% de la demande de pointe) devient égale au nombre de capacités programmables installées auxquelles est ajouté le crédit de capacité des renouvelables variables, en excès par rapport à la demande de pointe attendue du système (Gross et al., 2006). La marge varie très peu avec l'introduction des puissances renouvelables variables (Hand et al., 2012). Par contre, la puissance installée du système contenant des énergies renouvelables variables doit être plus grande qu'un système qui n'en contient pas (Skea et al., 2008).

Les besoins en back-up dépendent largement du système considéré et en particulier du taux objectif de défaillance du système électrique, des caractéristiques du système électrique présent avant l'insertion des énergies renouvelables variables, des caractéristiques du parc de productions renouvelables variables ajouté au système.

Notons en particulier l'élément suivant : si les profils de production des énergies renouvelables variables sont corrélés, plus leurs taux de pénétration sont importants, plus leur crédit de capacité est faible. En effet, dans ce cas, plus la proportion d'énergies renouvelables variables dans le mix est grande, plus la probabilité qu'elles produisent peu toutes en même temps est grande. Cela signifie que les besoins relatifs en capacités de back-up croissent avec l'augmentation de la pénétration d'unités éoliennes et solaires dans le mix de production (Ensslin et al., 2008), (Gross et al., 2006), (Keane et al., 2011).

Outre ce paramètre, la corrélation entre le profil de la demande et celui des productions renouvelables variables joue un rôle majeur dans les besoins en capacités de back-up (Davis et al., 2013), (Ensslin et al., 2008), (Gross et al., 2006), (Keane et al., 2011). Les corrélations ont lieu quand les fluctuations journalières et saisonnières de la demande et des productions variables montrent une forte probabilité de coïncider. Plus les profils des productions renouvelables variables sont corrélés positivement avec la demande électrique (facteurs de charge élevé au moment de la demande de pointe par exemple), moins elles nécessitent de capacités de back-up. En Europe du nord par exemple, les productions solaires ne peuvent pas contribuer à la demande de pointe journalière vers 19h quand il fait nuit, les corrélations sont ici négatives. C'est le contraire, dans les régions du sud, où la demande d'électricité

en été est tirée par les besoins en climatisation, il y a une corrélation positive entre les productions solaires et la demande de pointe journalière. En Europe du nord, l'éolien connaît une corrélation saisonnières positive avec la demande : sa production est plus importante en hiver qu'en été.

Dans leurs revues de littérature, (Ensslin et al., 2008), (Gross et al., 2006), (Ruiz Gomez, 2012) concluent les points généraux suivants :

- L'éolien a un crédit de capacité non nul malgré l'existence, dans certaines régions, de périodes de l'année sans vent. Pour de faibles taux de pénétration, le crédit de capacité est proche du facteur de charge de l'éolien. Il diminue avec son taux de pénétration.
- Pour le solaire, le crédit de capacité est proche de zéro dans les pays d'Europe (souvent, l'hypothèse d'un crédit de capacité égal à zéro est considérée comme valide). Dans les pays très consommateurs de climatisation, le crédit de capacité du solaire peut être important au vu de la forte corrélation entre production et consommation.

Selon Keppler and Cometto (2012), en France, le crédit de capacité de l'éolien terrestre serait compris entre 6 et 8%, celui de l'éolien en mer entre 11 et 15% et celui du solaire entre 0,1 et 0,4% de la capacité installée.

Fonctionnement des marchés de l'électricité

En raison du caractère particulier de l'électricité, son prix est unique à un instant donné, à un endroit donné et pour une durée donnée avant la fourniture d'électricité. Les designs de marchés sont adaptés aux propriétés physiques de l'électricité (Hirth, 2015). Le prix de l'électricité est propre à chaque zone d'échange et il existe plusieurs marchés dont les échéances diffèrent par rapport à la fourniture d'électricité : les marchés à terme (durée d'une semaine à deux ou trois ans avant la fourniture), les marchés « day-ahead » (en France, la clôture de marché a lieu 24 heures avant la fourniture), les marchés infra-journaliers (en France, la clôture de marché a lieu 30 minutes avant livraison), les marchés ou mécanismes d'ajustement en temps réel (en France, la rémunération des services systèmes et le mécanisme d'ajustement).

Le prix de marché qui équilibre les transactions en énergie est en théorie le coût marginal de l'unité de production marginale. Ainsi, pour répondre à une demande d'électricité à un instant donné, il existe une gamme de centrales de production adaptée qui se distinguent par leur ratio coût fixe sur coût variable. Les centrales en base (centrales nucléaires et centrales à charbon) possèdent un ratio coût fixe sur coût variable élevé. Il est donc moins coûteux de les faire fonctionner pendant le plus de temps possible dans l'année. Les centrales en pointe (turbines à combustion au gaz (OCGT) ou au fioul) possèdent un ratio coût fixe sur coût variable faible et sont faites pour fonctionner pendant un nombre limité d'heures dans l'année pour répondre à la demande de pointe. Les centrales en semi-base (centrales CCGT) ont un statut intermédiaire. Pour répondre à un niveau de demande donnée, les

différentes centrales de production sont appelées, selon l'ordre de préséance économique, par ordre croissant de coûts variables.

En France, le marché de l'électricité était historiquement régulé par l'Etat, et cette régulation mise en œuvre par EDF. L'entreprise intégrée assurait à la fois la production, le transport, la distribution et la vente d'électricité. Entre la première directive européenne de 1996 et celle de 2007, le marché français de l'électricité s'est ouvert à la concurrence et les activités sectorielles sont dorénavant séparées. Les producteurs et les fournisseurs sont des activités concurrentielles, tandis que les activités de transport et de distribution gardent le statut de monopole naturel. En Europe, les échanges d'électricité se font majoritairement par le biais de contrats bilatéraux entre producteurs et fournisseurs mais également par le biais de bourses d'échanges (pour 20% des volumes d'électricité produits en France (Percebois and Pommeret, 2016)). La bourse EPEX SPOT, créée en 2008, regroupe la France, l'Allemagne, la Suisse, le Luxembourg et l'Autriche, soit un tiers de la consommation électrique européenne.

L'arrivée sur les marchés des énergies renouvelables variables, actuellement prioritaires à la distribution (mais dont les coûts variables sont plus faibles que les centrales programmables historiques) entraîne une réduction des prix sur le marché « day ahead » de l'électricité (effet connu sous le nom de « merit order effect »).

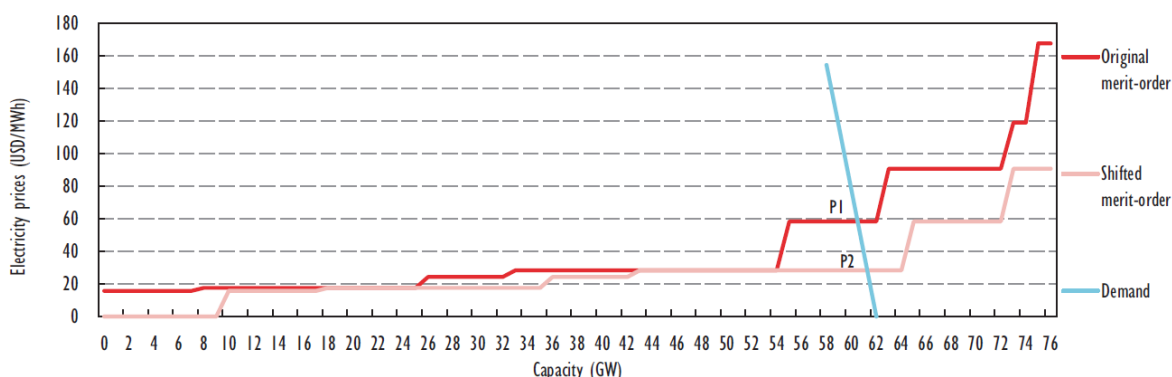


Figure I—3 : Illustration du « merit order effect », (Schaber, 2014) dans (OECD/IEA, 2014)

Comme illustré sur la Figure I—3, leur production décale la courbe d'offre vers la droite et pousse hors du marché les technologies aux coûts variables les plus élevés. Cette effet est plus prononcé lorsque la courbe d'offre est plus pentue, il dépend du moment de production de l'éolien et du solaire et tend aussi à réduire la valeur de marché de l'éolien et du solaire, puisque le prix de marché est plus bas lorsque ces centrales produisent. La rémunération reçue sur les marchés par les opérateurs de centrales éoliennes ou solaires diminuerait plus fortement que le prix moyen du marché avec l'augmentation de leur part dans un mix électrique (effet de perte de valeur) (OECD/IEA, 2014). Percebois and Pommeret, (2016) évalue la baisse du prix « day ahead » sur la bourse EPEX SPOT lié à la production éolienne et solaire entre 5 et 10 €/MWh en 2015, soit une perte estimée à 2,704

milliards d'euros pour les producteurs d'électricité. Depuis plusieurs années, des prix négatifs d'électricité apparaissent sur le marché de gros européen. Ce phénomène est lié à l'augmentation des productions renouvelables variables subventionnées et non réceptives aux signaux de marché et à la présence de centrales programmables faisant preuve d'un degré de flexibilité insuffisant et préférant payer quelqu'un pour consommer l'électricité produite plutôt que d'arrêter leur production. Le Commissariat général à la stratégie et à la prospective (2014) pointe du doigt une incohérence actuelle entre la politique énergétique et environnementale européenne qui incite au déploiement des énergies renouvelables variables et la politique européenne d'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité. Avec l'entrée des énergies renouvelables variables, les signaux-prix qui incitaient à des nouveaux investissements pour maintenir la sécurité d'approvisionnement font désormais défaut à la fois dans le court terme et dans le long terme et un ajustement des designs de marché s'avère nécessaire (Commissariat général à la stratégie et à la prospective, 2014).

5. Problématique, méthodologie et choix de scénarios

5.1. Problématique

5.1.1. Revue de littérature

Les perspectives d'intégration massive de l'éolien et du solaire dans de nombreux mix électriques à travers le monde ont fait émerger un nombre important d'études associées à leurs caractéristiques de production particulières. Une partie de la littérature s'intéresse à définir et quantifier les spécificités des profils de production de l'éolien et du solaire et leurs impacts sur les profils temporels de la demande électrique résiduelle et des sources de production programmables d'une région (par exemple : (Huber et al., 2014), (Keppler and Cometto, 2012), (Perrot et al., 2015), (RTE, 2015), (Shaker et al., 2016), (Stappel et al., 2015), (Wagner, 2012)). La demande électrique résiduelle est définie comme étant la demande électrique à laquelle les sources de production électrique autres que les énergies renouvelables variables doivent répondre. Son profil est construit en soustrayant à chaque pas de temps le profil des énergies renouvelables variables à celui de la demande électrique. Une majorité d'études se concentre sur les effets de l'intégration de l'éolien et du solaire sur le système de production résiduel constitué de centrales de production programmables dans le court terme (le système résiduel n'est pas adapté) et dans le long terme (le système résiduel est adapté). Ces analyses estiment les besoins en back-up pour assurer l'équilibre offre/demande à tout moment de l'année en fonction du niveau de fiabilité objectif du système électrique. Elles comparent généralement des mix de production intégrant ou non des capacités éoliennes et/ou solaires en termes d'énergie produite, de capacités installées et de coûts (par exemple : (Davis et al., 2013), (Hand et al., 2012), (Keppler and Cometto, 2012), (OECD/IEA, 2014), (Perrot et al., 2015)). Enfin, des études examinent et comparent

les différents moyens d'adaptation disponibles pour diminuer les coûts des systèmes électriques intégrant l'éolien et/ou le solaire. La première catégorie d'analyses portent sur les options opérationnelles de flexibilité : centrales conventionnelles programmables, stockage, interconnexions entre systèmes électriques, pilotage de la demande et couplage de systèmes électriques à d'autres secteurs énergétiques (par exemple : (Connolly et al., 2012), (Hirth, 2013), (Finn et al., 2012), (Kiviluoma and Meibom, 2010), (Lund et al., 2015), (Mikkola and Lund, 2016), (OECD/IEA, 2014), (Perrot et al., 2015), (Zakeri et al., 2015)). L'autre partie de la littérature s'intéresse aux modifications des mécanismes de marché de l'électricité nécessaires pour apporter les incitations suffisantes au développement des options de flexibilité, pour assurer la sécurité d'approvisionnement et pour minimiser les coûts du système dans un contexte d'augmentation de l'éolien et du solaire (par exemple : (Commissariat général à la stratégie et à la prospective, 2014), (Green and Léautier, 2015), (OECD/IEA, 2014)).

Comme indiqué dans la partie 4, les résultats des analyses prospectives appliquées à des systèmes particuliers ne sont pas généralisables. Les effets de l'intégration des énergies renouvelables variables dépendent de paramètres inhérents à chaque système. Preuve en est avec les résultats de Keppler and Cometto, (2012) qui présentent des différences en fonction des pays étudiés. Par exemple, les coûts d'intégration du solaire aux Etats-Unis sont bien moins élevés que dans les pays d'Europe : dans les Etats du sud des Etats-Unis, par exemple la Californie, la production solaire est corrélée à la demande de pointe en été (climatisation), ce qui n'est pas le cas en Europe du nord.

Alors que les études concluent généralement à une incompatibilité à long terme entre l'énergie nucléaire, énergie capitalistique réputée peu flexible, et les énergies renouvelables variables, rares sont les analyses centrées sur le cas français, pourtant tout à fait singulier avec sa forte part de nucléaire dans le mix.

Keppler and Cometto, (2012) apporte des éléments de réponse sur ce que pourraient être les impacts de 10% et 30% d'éolien ou de solaire dans la production d'électricité totale française sur l'énergie nucléaire produite annuellement dans le court terme et sur la capacité nucléaire installée optimale dans le long terme. L'analyse met en évidence les problèmes de rentabilité des centrales conventionnelles, y compris du nucléaire dans le court terme, et pointe le besoin d'une modification des mécanismes de marché de l'électricité, sans quoi les objectifs de réduction des émissions de GES et de croissance des énergies renouvelables variables seraient incompatibles, y compris dans le long terme. L'étude pose clairement les enjeux mais n'examine pas la transition dans le détail, ni l'ensemble des leviers opérationnels disponibles pour réduire le coût d'intégration de l'éolien et du solaire. Même si les questions de flexibilité du parc nucléaire y sont abordées, l'étude ne renseigne pas non plus sur les impacts opérationnels que l'intégration de l'éolien et du solaire, en fonction de scénarios réalistes, auraient sur le fonctionnement du parc nucléaire français.

Une autre étude centrée sur le système électrique européen, (Stappel et al., 2015), évalue les impacts de l'intégration de l'éolien et du solaire en France sur les variations de puissance qui seraient demandées au parc nucléaire français et examine différentes variantes en limitant la puissance minimale admissible par le parc nucléaire et en évaluant les surplus associés. Toutefois, l'analyse ne confronte pas les besoins de flexibilité demandés à l'échelle du parc nucléaire à la capacité technique des réacteurs à y répondre, ni n'adresse les aspects économiques.

Les scénarios prospectifs construits dans le cadre du débat sur la transition énergétique n'examinent pas explicitement la question de l'interaction entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans le mix électrique, mais s'intéressent aux mix de transition possibles intégrant plus ou moins de nucléaire et d'énergies renouvelables, dont les trajectoires sont le plus souvent antagonistes, sans traiter les aspects opérationnels de court terme (Groupe de travail du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013).

Plus récemment, Krakowski et al., (2016) examine la transition française avec des parts d'énergies renouvelables croissantes en analysant uniquement des options où la part de nucléaire est inférieure à 50% dans la production d'électricité totale et ignore les coûts associés à une mise à l'arrêt anticipée des réacteurs nucléaires. L'étude est une analyse prospective de long terme et la modélisation temporelle y est simplifiée de sorte qu'elle ne renseigne pas sur les réelles sollicitations en puissance du parc nucléaire dans le court terme.

Enfin, l'analyse systémique de Malischek and Trüby, (2016) se focalise sur les coûts relatifs à différentes politiques d'abandon et/ou différents rythmes de remplacement du parc nucléaire en France dans la période de transition jusqu'en 2050. L'analyse met d'abord en évidence la hausse des coûts occasionnée par une non prolongation des réacteurs nucléaires. Ensuite, l'étude compare les coûts d'une politique d'abandon par rapport à une politique de maintien du nucléaire mais ne s'interroge pas sur l'éventualité de conserver une partie du parc nucléaire, même dans un fonctionnement en base.

5.1.2. Problématique et périmètre de la thèse

Aujourd'hui, une période de transition s'ouvre pour le mix électrique et énergétique français.

Tandis que dans les quinze ans à venir les réacteurs du parc nucléaire atteindront progressivement la durée de vie pour laquelle ils ont été initialement conçus, la part d'énergies renouvelables, en particulier d'éolien et de solaire, devrait augmenter significativement. La singularité du mix électrique français nécessite de s'interroger sur le rôle que pourrait jouer le parc nucléaire dans un contexte d'augmentation des énergies renouvelables variables.

Cette thèse se propose d'analyser spécifiquement la problématique de l'interaction entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables variables dans la transition française. Grâce à une analyse technico-économique, nous souhaitons apporter des éclairages à la problématique suivante : **dans le cadre de sa transition énergétique, comment la France, qui prévoit une**

croissance des énergies renouvelables variables d'ici 2050, peut-elle adapter son mix électrique vers plus de flexibilité, mix actuellement fortement basé sur l'énergie nucléaire opérant en base, tout en conservant un mix bas-carbone et en maîtrisant les coûts associés ?

Cette problématique est déclinée en deux grandes thématiques et questions de recherche :

- **Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables : comment la production nucléaire serait-elle impactée par l'augmentation des énergies renouvelables variables d'un point de vue opérationnel et à quels coûts ?** L'objectif de la première question de recherche est d'abord de caractériser les besoins prospectifs des variations de puissance demandées au parc nucléaire français avec la croissance de l'éolien et du solaire dans le mix électrique. Ces besoins seront quantifiés à l'échelle du parc et à l'échelle des réacteurs nucléaires pour confronter, autant que possible, les nouvelles sollicitations de variation de puissance aux possibilités techniques de flexibilité offertes par les réacteurs nucléaires. Ensuite, les surcoûts d'un parc nucléaire fonctionnant à facteur de charge réduit seront quantifiés en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire et de la capacité nucléaire installée.
- **Adaptation du parc nucléaire à l'intégration des énergies renouvelables variables : quels potentiels de flexibilité le parc nucléaire pourrait-il offrir au système électrique ?** L'objectif de la deuxième question de recherche est d'abord d'explorer des solutions d'adaptation du parc nucléaire et du système électrique lui-même pour rendre le nucléaire compétitif avec un mode de fonctionnement flexible. Ensuite, nous nous proposons d'aller au-delà des recommandations en faveur d'un soutien politique coordonné de l'ensemble des énergies bas-carbone, soutien qui serait reporté sur la facture des consommateurs. Une autre façon de promouvoir les énergies bas-carbone serait d'augmenter significativement le prix du carbone, mais ce n'est pas la seule et cette option s'avère limitée pour inciter un développement équilibré des différentes technologies bas-carbone (aujourd'hui l'éolien et le solaire ne sont pas compétitifs par rapport au nucléaire d'après (Petitet et al., 2016)). Aussi, nous examinons une solution d'adaptation des marchés du nucléaire, grâce à l'exploitation de nouveaux débouchés pour permettre une flexibilité par l'usage.

Avant de détailler au paragraphe suivant les objectifs visés, précisons les points non adressés. Il a été nécessaire de rechercher les variables d'influence clés sur les résultats. Certains des points exposés ci-après auraient complexifié le travail sans apporter de changements majeurs aux résultats et d'autres se situent tout simplement hors du périmètre de la thèse ou ne pouvaient pas être adressés pendant le temps de la thèse.

L'analyse se situe dans le cadre suivant :

- nous examinons des scénarios de pénétration des énergies renouvelables variables et de capacités nucléaires installées dans la période de transition autour de 2030 et dans le plus long terme à l'horizon 2050. Nous choisissons volontairement d'examiner un ensemble large de possibles, y compris des scénarios pour lesquels la part de production d'énergie nucléaire serait supérieure à 50% de la production d'électricité française ;
- les interconnexions entre la France et ses pays voisins sont traitées via la variable exogène du solde exportateur. Nous n'adressons pas explicitement l'influence des productions éoliennes et solaires des pays frontaliers sur la production nucléaire française. L'analyse étant centrée sur le parc nucléaire, les coûts externes associés aux besoins de renforcement des interconnexions, des réseaux de distribution et de transport ne sont pas pris en compte. Les problématiques de congestion sur les réseaux ne sont pas non plus traitées ;
- les capacités éoliennes et solaires sont supposées être réparties d'une façon identique à aujourd'hui sur le territoire national. Nous négligeons l'influence du changement climatique sur les profils de production éoliens et solaires (l'évaluation de son impact sur les productions annuelles montre qu'il pourrait être très faible d'ici la moitié du siècle en France (Jerez et al., 2015), (Tobin et al., 2015)). Les productions éoliennes et solaires sont considérées comme parfaitement anticipées (pas d'incertitudes de prévision) ;
- certaines options de flexibilité opérationnelles sont examinées uniquement en soutien au parc nucléaire et non pas dans une perspective d'analyse du système électrique dans sa globalité. Une dimension de la flexibilité est analysée, celle de la variabilité des productions. Les options de flexibilité nécessaires pour pallier les écarts de prévision dans le court terme ne sont pas traitées ;
- l'analyse du fonctionnement des marchés de l'électricité et son adaptation dans le contexte du développement des énergies renouvelables variables ne fait pas partie du champ d'analyse de cette thèse ;
- l'option bas-carbone de centrales fossiles équipées d'un dispositif CCS n'est pas considérée. Il n'est pas dans l'intérêt français d'augmenter sa dépendance aux ressources fossiles. Aussi, la technologie est encore trop coûteuse pour être compétitive et son émergence sur les marchés n'est considérée qu'à partir de 2045/2050 dans les scénarios de référence (European commission, 2016) ;
- la problématique de choix d'investissement des acteurs dans la période de transition n'est pas traitée ;
- la problématique des dynamiques des filières nucléaires, éoliennes et solaires n'est pas incluse dans l'analyse (nécessité stratégique d'une base industrielle française, structure industrielle, besoins de R&D, emplois...).

Avant de détailler plus en détails la méthodologie, il est important d'insister sur le caractère prospectif de cette thèse, qui ne prétend pas proposer des prévisions. Nous explorons des chemins possibles pour mettre en lumière des points durs et tenter de faire émerger, le plus tôt possible, des solutions d'adaptation pour tendre vers un système électrique et énergétique français bas-carbone diversifié.

5.2. Méthodologie : une approche interdisciplinaire

Dans cette thèse, nous mettons en œuvre des compétences techniques pour comprendre au niveau de la physique des réacteurs ce qu'impliquent des variations de puissance. Nous mettons en œuvre des compétences économiques d'analyse de systèmes pour examiner les coûts et les leviers nécessaires pour rendre la flexibilité nucléaire viable dans le long terme. Ces compétences sont mises au service d'une analyse prospective. La problématique et les questions de recherches sont traitées grâce à une approche interdisciplinaire basée sur trois axes, présentés ci-dessous.

1^{er} axe : Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables : quelle flexibilité permise par le parc nucléaire français ?

L'objectif du premier axe est de caractériser les besoins prospectifs de flexibilité au niveau du parc nucléaire français avec la croissance de l'éolien et du solaire dans le mix électrique. Une dimension de la flexibilité est explorée, la variabilité. Ces besoins seront quantifiés à l'échelle du parc et à l'échelle des réacteurs nucléaires pour confronter les nouvelles sollicitations de variation de puissance aux possibilités techniques de flexibilité offertes par les réacteurs nucléaires, lorsque celles-ci sont disponibles dans la littérature.

Tandis qu'une partie de la littérature examine les impacts de l'intégration de l'éolien et du solaire sur le profil temporel prospectif de la demande résiduelle, certains auteurs vont au-delà en examinant l'augmentation de la variabilité demandée aux centrales fonctionnant en base, comme le nucléaire. Ainsi, Stappel et al., (2015) évalue l'augmentation du nombre de rampes horaires de puissances extrêmes et la baisse de puissance demandée au parc nucléaire français avec l'intégration de l'éolien et du solaire. L'analyse conduite à l'échelle du profil de puissance du parc nucléaire ne renseigne cependant pas sur la capacité des réacteurs à y répondre. Au contraire, des modèles opérationnels de programmation des capacités de production, de stockage et autres options de flexibilité dans le court terme sont généralement utilisés pour évaluer la capacité d'un parc de production programmable à répondre aux variations de puissance demandées par le système électrique. Ces modèles programment, pour chaque intervalle de temps d'une année (par exemple au pas horaire), les centrales (ou options) présentes dans le mix (données exogènes) pour répondre à une demande électrique prospective au moindre coût, en fonction de contraintes économiques (minimisation des coûts variables du système pour chaque intervalle de temps) et techniques (gammes et rampes de puissances disponibles pour les différents types de centrales) (Belderbos and Delarue, 2015), (Eser et al., 2016), (Hand et al., 2012), (Hidalgo Gonzalez et al., 2014), (Troy et al., 2010). Une autre catégorie de modèles est conçue pour

évaluer les potentiels maximaux de flexibilité présents dans un mix de production. Ces modèles programment les capacités de production en fonction de leurs possibilités opérationnelles de flexibilité, sans aucune contrainte économique. C'est le cas du modèle « Flexibility ASsessment Tool » (FAST 2) développée par l'AIE (OECD/IEA, 2014).

Ces deux types de modèles possèdent un nombre important de contraintes, une résolution temporelle fine (maximum de l'ordre d'une heure) et doivent fonctionner sur un horizon temporel long (au moins une année). Ainsi, pour s'abstraire de la complexité de ces modélisations, des indicateurs de flexibilité peuvent être construits pour orienter les choix d'investissements dans des centrales ou options plus ou moins flexibles dans un système électrique donné (Ma et al., 2013), (Oree and Sayed Hassen, 2016).

L'objectif des études utilisant des modèles de programmation des capacités de production est généralement d'évaluer la capacité d'un mix à répondre à la demande électrique. L'objectif de notre premier axe est différent puisque nous souhaitons évaluer les impacts de l'intégration de l'éolien et du solaire sur le besoin de flexibilité du parc nucléaire français. Comme le nucléaire est le premier type de centrale appelé dans l'ordre de préséance économique pour répondre à la demande résiduelle, son profil prospectif peut être construit en première approche indépendamment de l'appel des autres types de centrales dans le mix. Toutefois, l'ensemble des réacteurs ne répondent de façon ni synchronisée ni identique à une variation de puissance demandée au parc nucléaire. Tous les réacteurs possèdent une capacité de flexibilité propre qui varie dans le temps en fonction de l'état du cœur du réacteur. Une fois le profil nucléaire prospectif construit, comment, dès lors, évaluer la capacité du parc de réacteurs à y répondre ?

Grâce à un état des lieux du fonctionnement opérationnel du parc de réacteurs, nous dégageons des facteurs techniques influençant la mobilisation des réacteurs du parc. Cette analyse nous conduit à modéliser des indicateurs clés pour évaluer les sollicitations des réacteurs nucléaires en fonction du profil de puissance demandé à l'échelle du parc. L'avantage de cette approche est aussi qu'elle permet de mettre en évidence des sollicitations potentiellement supérieures aux limites théoriques. Ce n'est pas le cas des modèles de programmation des capacités de production qui limitent les sollicitations des réacteurs à leur maximum théorique et indiquent les moments dans l'année pendant lesquelles le mix de production n'a pas pu répondre à la demande.

2^{ème} axe : Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables : quels coûts pour un parc nucléaire français flexible ?

L'objectif du deuxième axe est d'évaluer le surcoût d'un parc nucléaire fonctionnant à facteur de charge réduit en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire et de la capacité nucléaire et d'identifier des leviers mobilisables dans le système électrique lui-même pour réduire ce surcoût et rendre le nucléaire compétitif avec ce mode de fonctionnement.

La littérature distingue deux périodes temporelles pour quantifier les impacts de l'introduction des énergies renouvelables variables sur le système résiduel constitué de centrales programmables. Tandis que dans le court terme, le système résiduel n'a pas été adapté suite à l'intégration des énergies renouvelables, dans le long terme, le système résiduel est adapté. Dans le court terme, les pertes de production seraient plus importantes pour les centrales de pointe ou de semi-base que pour les centrales opérant en base comme le nucléaire (Keppler and Cometto, 2012), (OECD/IEA, 2014). Dans le long terme, le mix de production résiduel tendrait vers une plus grande part de centrales de pointe et de semi-base, correspondant aujourd'hui aux centrales fossiles conçues pour être flexibles, au détriment des centrales fonctionnant en base, très capitalistiques (Davis et al., 2013), (Hand et al., 2012), (Keppler and Cometto, 2012), (OECD/IEA, 2014), (Perrot et al., 2015). Ainsi, le nucléaire et les énergies renouvelables variables sont le plus souvent présentées comme économiquement incompatibles dans le long terme, alors que ces deux options de production pourraient contribuer ensemble à réduire les émissions de GES d'un système électrique. Dès lors, quelle option choisir entre un mix électrique contenant plus de centrales fossiles ou un mix contenant un nucléaire plus flexible et plus coûteux ? Dans la période de transition (entre 2030 et 2050) et dans une perspective de plus long terme, des leviers seront examinés spécifiquement par rapport au coût du parc nucléaire, pour *in fine* réduire le coût du système et ses émissions de CO₂.

Nous allons au-delà des approches évaluant, comme seul levier politique, le prix de la tonne de CO₂ nécessaire pour rendre le nucléaire compétitif par rapport aux centrales fossiles et traitant de parcs *ex nihilo* optimisés dans le long terme. Nous modélisons d'abord différentes stratégies de renouvellement du parc nucléaire français dans la transition pour évaluer les gains qu'elles peuvent procurer dans ce contexte. Puis nous explorons plus largement des leviers dépendant du contexte de marché et de choix de politiques énergétiques, à savoir la possibilité d'écarter ponctuellement les puissances renouvelables variables et le possible développement de débouchés supplémentaires pour le parc nucléaire. Le prix de la tonne de CO₂ rendant l'option nucléaire compétitive pour participer à la modulation de puissance est également évalué avec pour objectif, *in fine*, de tendre vers une composition optimale du mix de production électrique.

3^{ème} axe : Adapter le parc électrique français aux énergies renouvelables variables, grâce à un parc nucléaire flexible via de nouveaux usages : une analyse technico-économique et prospective de la coproduction d'hydrogène

Les interactions entre énergies renouvelables et énergie nucléaire ayant été analysées grâce à des approches techniques et économiques complémentaires développées dans les deux axes précédents, le troisième axe s'intéresse spécifiquement à adapter le parc nucléaire et ainsi le mix électrique français aux énergies renouvelables. Les deux premiers axes ont mis en évidence des points durs, à savoir une augmentation pouvant être significative des sollicitations en puissance et des coûts relatifs d'un parc nucléaire fonctionnant à facteur de charge réduit. Ces résultats incitent à rechercher des solutions

alternatives en élargissant les débouchés du parc nucléaire au-delà du système électrique. Dans une telle perspective, le parc nucléaire fonctionnerait en base, mode de fonctionnement qui lui est le mieux adapté, et pratiquerait la modulation de puissance via l'usage en ciblant d'autres marchés, apportant ainsi dans le même temps des services de flexibilité au système électrique.

Tandis que les options de flexibilité opérationnelle se situent majoritairement à l'intérieur du système électrique (interconnexions, pilotage de la demande, centrales programmables, stockage) (Finn et al., 2012), (Hirth, 2013), (Lund et al., 2015), (OECD/IEA, 2014), (Perrot et al., 2015), le couplage du système électrique à d'autres secteurs énergétiques apparaît être une solution complémentaire qui peut s'avérer prometteuse pour favoriser l'intégration des énergies renouvelables dans un système électrique (Connolly et al., 2012), (Kiviluoma and Meibom, 2010), (Mikkola and Lund, 2016), (Zakeri et al., 2015).

Aujourd'hui, les réacteurs nucléaires sont majoritairement utilisés pour produire de l'électricité mais les applications possibles sont plus larges. En Europe de l'est et du nord (et dans le monde), plus de cinquante réacteurs nucléaires fonctionnent en mode cogénération¹⁹ et délivrent de la chaleur pour une utilisation industrielle ou domestique (IAEA, 2007). Avec les progrès techniques réalisés pour le transport de chaleur sur de longues distances, la cogénération nucléaire connaît un certain regain d'intérêt en France (Safa, 2012). Toutefois, l'équation économique de la cogénération dépend des conditions locales et les besoins de chaleur domestique sont concentrés sur quelques mois d'hiver (Jasserand and Devezeaux de Lavergne, 2016). Pour des raisons de souplesse d'utilisation, et dans l'optique de favoriser la flexibilité de la production d'électricité nucléaire avec l'intégration des énergies renouvelables variables, nous choisissons d'explorer une autre application du nucléaire, la production d'hydrogène, comme produit complémentaire à l'électricité. L'hydrogène serait alors produit en décomposant la molécule d'eau en hydrogène et oxygène par électrolyse grâce à l'application d'un courant électrique. La demande d'hydrogène est permanente sur l'année et les marchés de l'hydrogène devraient connaître une croissance en même temps que l'augmentation de l'éolien et du solaire à l'horizon 2030 et 2050. L'hydrogène est actuellement utilisé en tant que produit chimique et les potentiels de déploiement de l'hydrogène vecteur énergétique, sont importants. La littérature identifie trois segments principaux pour le marché de l'hydrogène, actuel et à venir : l'industrie, la mobilité et l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz (Forsberg, 2007), (Fraile et al., 2015), (Mansilla et al., 2012). En plus de permettre une meilleure utilisation de l'électricité nucléaire, valoriser une électricité nucléaire bon marché permettrait dans le même temps de réduire les coûts de production d'hydrogène par électrolyse, largement dépendant du coût de l'électricité. En ce sens, l'analyse rejoint un autre pan de la littérature examinant différentes options pour réduire les coûts

¹⁹ La cogénération est la production simultanée de deux formes d'énergie différentes dans la même centrale. Dans ce cas, c'est la production d'électricité et de chaleur.

de la production d'hydrogène par électrolyse (Bertuccioli et al., 2014), (Decourt et al., 2014), (Guandalini et al., 2016), (Mansilla et al. 2011), (Mansilla et al., 2012b), (Stolten et al., 2013).

Différents auteurs examinent les potentiels de production d'hydrogène par le parc nucléaire français en soutien aux services de flexibilité qu'il peut offrir au système électrique (Bennoua et al., 2015), (Floch et al., 2007), (Scamman and Newborough, 2016), mais ne quantifient pas l'influence de l'introduction de l'éolien et du solaire sur les volumes d'hydrogène nucléaire potentiels, ni n'étudient les conditions économiques nécessaires au développement de l'hydrogène nucléaire en France sur les marchés futurs.

L'objectif de cet axe est d'évaluer dans quelle mesure le nucléaire pourrait contribuer à la fourniture d'hydrogène bas-carbone, en France, tout en aidant l'intégration des énergies renouvelables variables dans le réseau électrique. Grâce à une approche se plaçant du côté de l'opérateur nucléaire, nous confrontons l'offre d'hydrogène nucléaire à la demande d'hydrogène sur les marchés potentiels aux horizons 2030 et 2050. L'analyse quantitative sera effectuée grâce à des projections de volumes et coûts, et en particulier du coût d'hydrogène cible à atteindre pour avoir une chance de pénétrer les marchés. Dans une deuxième partie, nous élargissons la perspective à celle du système électrique et cherchons à évaluer les gains qu'une telle solution pourrait apporter pour le système. Le système électrique est alors modélisé de façon simplifiée pour quantifier les écarts de coûts de production entre un système électrique français contenant ou non des usines de production d'hydrogène pour valoriser l'électricité nucléaire non vendue sur les marchés de l'électricité.

Dans la partie suivante, nous exposons les scénarios retenus pour la demande électrique, la part de nucléaire et d'énergies renouvelables variables dans le mix électrique français. Ces scénarios serviront de point de départ d'analyse tout au long de la thèse.

5.3. Choix de scénarios

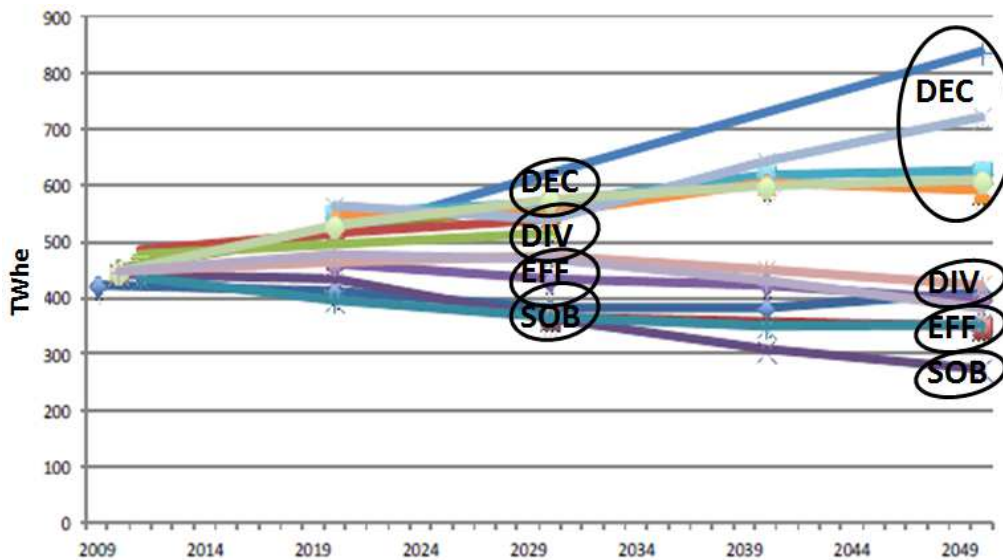
« Un scénario énergétique est une projection dans le futur, une histoire quantifiée du devenir de notre système énergétique, de notre économie voire de notre société dans son ensemble » (Groupe de travail du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013). Le débat sur la transition énergétique de 2013 a été l'occasion de formuler et d'analyser des trajectoires énergétiques possibles pour la France à l'horizon 2030 et 2050. Le groupe de travail n°2 du conseil national du débat sur la transition énergétique a eu pour mission de réaliser une analyse comparative de 11 exercices de scénarios énergétiques à l'aune d'une grille de 12 critères. Ces critères réunissent les thématiques aussi variées que les coûts et investissements nécessaires, mais aussi l'indépendance énergétique, le respect des engagements environnementaux, la dynamique d'emploi ou encore la robustesse et résilience des scénarios. Le groupe d'experts a constaté la difficulté d'évaluation des scénarios dont la conception est basée sur des outils de modélisation différenciés du système énergétique français. Quatre trajectoires types ont été identifiées en regroupant les scénarios en fonction du niveau de consommation et de la nature du mix de production (plus ou moins varié) :

- **la trajectoire « DEC »** : demande forte et décarbonisation par l'électricité. La consommation d'énergie finale augmente jusqu'en 2030 puis décroît jusqu'en 2050 (baisse de 15% par rapport à aujourd'hui). La demande d'électricité double et représente la moitié de la consommation finale en 2050. Le développement des énergies renouvelables est modéré, la part du nucléaire reste prépondérante ;
- **la trajectoire « DIV »** : demande moyenne et diversification des vecteurs. Les efforts d'efficacité et de sobriété compensent exactement la croissance de la consommation d'énergie finale en 2030 et celle-ci diminue de 15% en 2050 par rapport à aujourd'hui. L'intensité énergétique du PIB est divisée par deux. Les énergies carbonées sont remplacées par la biomasse et les réseaux de chaleur. Les énergies renouvelables se développent fortement et la part de nucléaire diminue légèrement ;
- **la trajectoire « EFF »** : efficacité énergétique et diversification des vecteurs. La consommation d'énergie finale est divisée par deux en 2050. La part de l'électricité croît dans la consommation d'énergie finale (40% en 2050) et les vecteurs chaleur et gaz renouvelables sont développés. Les énergies renouvelables se développent fortement et la part de nucléaire diminue significativement ;
- **la trajectoire « SOB »** : sobriété énergétique et sortie du nucléaire. La consommation d'énergie finale est divisée par deux en 2050. Les énergies renouvelables remplacent progressivement le nucléaire et les énergies fossiles dans la production d'électricité, de gaz et de chaleur.

La plupart des scénarios évalués couvrent l'ensemble du système énergétique, à l'exception des scénarios de trois organismes dont le champ d'application est celui de l'électricité, ceux de Global Chance, de Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et de l'Union Française de l'Electricité (UFE).

Notre travail de recherche est principalement centré sur le secteur de l'électricité et en particulier sur la part d'énergies renouvelables variables (éolien et solaire) et de nucléaire dans le mix électrique français aux horizons 2030 et 2050. Pour une production d'électricité annuelle constante (consommation intérieure à laquelle s'ajoutent le solde exportateur et le pompage hydraulique), nous faisons varier la part d'éolien et de solaire et de nucléaire pour analyser leurs interactions mutuelles et les implications technico-économiques pour le système électrique.

Les projections de consommation d'électricité annuelle (sans prise en compte du solde exportateur) pour différents exercices de scénarios appartenant eux-mêmes aux quatre trajectoires identifiées sont représentées sur la Figure I—4 (Groupe de travail n°2 du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013). Pour comparaison, la production totale d'électricité est aujourd'hui d'environ 540 TWh par an (moyenne entre 2012 et 2015, (RTE, 2012-2015)).



**Figure I—4 : Trajectoires de consommation d'électricité totale (TWhe)
(Groupe de travail n°2 du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013)**

Selon les scénarios, la consommation d'électricité totale varie entre 400 et 600 TWhe en 2030 et entre 250 et 850 TWhe en 2050. Les trajectoires « SOB » et « DEC » sont les plus volontaristes et opèrent en sens opposées. Même si la trajectoire « EFF » est légèrement moins volontariste que la trajectoire « SOB », nous préférons retenir une hypothèse médiane basée sur la trajectoire « DIV ».

Parmi les scénarios examinés, trois exercices de scénarios correspondent à cette trajectoire : ceux de l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie (ANCRE), de RTE et de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) au sein du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

La trajectoire « DIV » de l'ANCRE a été retenue parmi les scénarios de référence dans l'élaboration de la LTECV. Elle prévoit une production d'électricité annuelle d'environ 600 TWhe à l'horizon 2030 et 2050 (ANCRE, 2013), chiffre confirmé dans l'actualisation des scénarios de l'ANCRE suite à la LTECV (Alazard-Toux et al., 2016). Les scénarios de RTE, dont l'horizon temporel envisagé est 2030, sont souvent considérés comme des scénarios de référence pour le périmètre du secteur de l'électricité (Centre d'Analyse Stratégique, 2012). La production totale annuelle d'électricité en 2030 varie entre 516 et 626 TWhe entre les quatre variantes proposées (RTE, 2014). Parmi ces quatre variantes, le scénario médian nommé « diversification » propose une production totale d'électricité égale à 550 TWhe. Dans son scénario proposé en 2013 et prenant en compte les mesures incitatives inscrites dans les lois Grenelle 1 et 2 (scénario « AMS »), la DGEC propose une production totale d'électricité à 560 TWhe en 2030 (DGEC, 2011).

Pour notre scénario de base, nous choisissons une hypothèse médiane avec une production totale d'électricité égale à 540 TWhe (valeur actuelle). La hausse de consommation électrique associée à la croissance du PIB et à l'augmentation de la population est supposée être exactement compensée par

des efforts d'efficacité et de sobriété énergétique. Au vu de la constance dans la production d'électricité observée dans les scénarios de l'ANCRE à l'horizon 2030 et 2050, nous préférons conserver la même production totale sur l'ensemble de la période. Cette hypothèse nous permet de caractériser, pour une production d'électricité annuelle constante aux horizons 2030 et 2050, des variantes dépendant uniquement de la part respective des énergies renouvelables variables et du nucléaire.

Dans les quatre trajectoires identifiées, le développement des énergies renouvelables variables se déduit généralement de la part du nucléaire ou inversement. Les deux énergies sont développées de façon antagoniste. Dans la trajectoire « DEC », la part de nucléaire reste prépondérante en 2050 (70% dans la production d'électricité) tandis que celle des énergies renouvelables est limitée (20% dans la production d'électricité). A l'inverse, dans la trajectoire « SOB », la part de nucléaire est nulle à partir de 2040, tandis que la part d'énergies renouvelables est supérieure à 90% dans la production d'électricité en 2050. La trajectoire « EFF » favorise également le développement des énergies renouvelables dont la part atteint 70% en 2050. La part de nucléaire y est diminuée à 25%. La trajectoire « DIV » est la plus équilibrée : la part de nucléaire est constante à 50% et la part des énergies renouvelables à un peu plus de 40% entre 2030 et 2050.

Comme nous étudions spécifiquement l'interaction entre les énergies renouvelables variables et le nucléaire, nous choisissons des variantes pour lesquelles le taux de pénétration des énergies renouvelables variables est indépendant de celui du nucléaire. De plus, comme la production nucléaire annuelle dépend de la production des énergies renouvelables variables appelées en priorité dans l'ordre de préséance économique, nous préférons examiner des variantes qualifiées en termes de capacités installées. Ainsi, nous explorerons des scénarios dans lesquels la capacité nucléaire retenue est égale à 30 GWe, 40 GWe, 50 GWe et 60 GWe. Nous faisons l'hypothèse qu'il n'y aura pas d'abandon du nucléaire en France avant 2050.

L'ADEME a évalué en 2013 un gisement technique maximal réaliste pour l'éolien terrestre, en mer et pour solaire photovoltaïque en France. Ce potentiel est estimé à 270 GWe pour l'éolien terrestre, à 12 GWe pour l'éolien en mer, à 93 GWe pour les petites installations de panneaux photovoltaïques décentralisées et intégrées au bâtiment et à 71 GWe pour les installations photovoltaïques centralisées (installations au sol et sur les grandes toitures) (ADEME, 2013). L'exercice de prospective de l'ADEME se classe dans la trajectoire « EFF » pour laquelle le développement des énergies renouvelables sur le territoire est ambitieux (Groupe de travail du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013). L'exercice est basé sur deux approches : la démarche est exploratoire pour 2030, elle est normative pour 2050. Dans une démarche exploratoire, les technologies et pratiques sont intégrées de façon incrémentales et la réduction des émissions de GES est un résultat. Cette approche est aussi celle adoptée par l'ANCRE, RTE ou encore la DGEC. Dans une démarche normative, l'objectif à atteindre est fixé à l'avance. A l'horizon 2050, le scénario de l'ADEME met en

place l'ensemble des leviers possibles du côté de l'offre et de la demande d'énergie pour atteindre le facteur 4. Les trois variantes principales de scénarios de l'ANCRE, basés sur une démarche exploratoire jusqu'en 2050 sont des trajectoires « DEC », « EFF » et « DIV » (Groupe de travail du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013). Dans la suite, nous comparons les exercices de l'ANCRE et de l'ADEME et pour l'horizon 2030, nous les comparons aussi aux scénarios de RTE, considérés comme des trajectoires « DIV ». Ces scénarios sont peu ou pas étayés sur le plan économique mais ce critère d'évaluation n'a pas d'influence sur nos choix puisque nous les basons uniquement sur des quantités prospectives d'éolien et de solaire.

Entre 2015 et 2030, l'ADEME propose le rythme de croissance annuel le plus ambitieux pour le solaire à un taux de 1,8 GWe/an. La variante la plus volontariste de l'ANCRE propose un rythme de croissance du solaire de 1,6 GWe/an et dans la variante la plus basse, le rythme de croissance est de 1 GWe/an. Le rythme de croissance du solaire dans la variante haute de RTE est de 1,1 GWe/an. Dans tous les cas, l'ensemble de ces scénarios sont jugés réalistes par rapport à l'état du monde connu aujourd'hui. Pour rappel, la PPE prévoit un rythme de croissance du solaire compris en 1,6 et 2 GWe/an d'ici à 2023. Pour l'éolien, l'ADEME propose un rythme de croissance de 2,6 GWe/an d'ici à 2030, l'ANCRE un rythme compris entre 2 GWe/an et 2,4 GWe/an et RTE, une croissance comprise entre 0,8 et 1,3 GWe/an. Certains scénarios sont plus ambitieux que ce que prévoit la PPE pour l'éolien, dont le rythme de croissance est compris entre 1,5 GWe et 2,2 GWe.

Entre 2030 et 2050, le rythme de croissance du solaire s'intensifie légèrement dans le scénario de l'ADEME pour atteindre une croissance annuelle de 1,9 GWe/an. La croissance annuelle du solaire reste constante dans les scénarios de l'ANCRE. En ce qui concerne l'éolien, les variantes de l'ANCRE sont plus diversifiées avec une croissance annuelle variant de 1,4 à 3 GWe/an. Contrairement au solaire, la croissance annuelle de l'éolien ralentit dans le scénario de l'ADEME avec un rythme de croissance de 1,5 GWe/an. Les capacités installées de l'éolien et du solaire sont rapportées au Tableau I—2 pour les exercices de prospective de l'ADEME, de l'ANCRE et de RTE entre 2030 et 2050. Les capacités d'éolien terrestre et de d'éolien en mer sont rassemblées sous l'étiquette « Eolien ». Les objectifs de la PPE à l'horizon 2023 y sont rappelés.

GWe	Solaire			Eolien		
2023 (PPE)	18,2 – 20,2			24,8 – 29,0		
	ANCRE	RTE	ADEME	ANCRE	RTE	ADEME
2030	21 - 30	12 - 24	33	40 - 47	22 - 30	46
2040	31 - 45	-	-	54 - 68	-	-
2050	40 - 60	-	65	68 - 106	-	70

Tableau I—2 : Capacités installées d'éolien et de solaire en France : objectifs de la PPE pour 2023 et hypothèses des scénarios de l'ANCRE, de RTE et de l'ADEME entre 2030 et 2050 (ADEME, 2013), (ANCRE, 2013), (Gouvernement français, 2016), (RTE, 2014)

Pour les scénarios de l'ANCRE, même si les capacités varient d'une variante à l'autre, les taux de pénétration (en énergie) correspondants sont égaux entre les variantes. Si la capacité installée est supérieure dans une variante donnée, c'est pour répondre à une demande plus importante (ANCRE, 2013). Le Tableau I—3 résume les hypothèses de pénétration en énergie de l'éolien et du solaire considérées dans les scénarios de l'ANCRE, de RTE et de l'ADEME entre 2030 et 2050. Ce tableau montre également la part d'éolien et de solaire dans la production annuelle française prévue par le PPE pour 2023.

% de la production annuelle d'électricité	Solaire			Eolien		
	ANCRE	RTE	ADEME	ANCRE	RTE	ADEME
2023 (PPE)²⁰	4 - 5			8 - 9		
2030	5	3 - 6	9	12	9 - 17	22
2040	7	-	-	16	-	-
2050	10	-	15	20	-	35

Tableau I—3 : Part d'éolien et de solaire dans la production annuelle d'électricité en France : objectifs de la PPE pour 2023 et hypothèses des scénarios de l'ANCRE, de RTE et de l'ADEME entre 2030 et 2050 (ADEME, 2013), (ANCRE, 2013), (Gouvernement français, 2016), (RTE, 2014)

Sur la base de ces scénarios, nous choisissons une variante haute et une variante basse pour le taux de pénétration de l'éolien et du solaire aux horizons 2030 et 2050. A l'horizon 2030, la variante basse et la variante haute sont celles des scénarios de l'ANCRE en 2030 et en 2040. La variante basse est proche du scénario « diversification » de RTE. La variante haute correspond au scénario « nouveau mix » de RTE. A l'horizon 2050, notre variante basse correspond au scénario de l'ANCRE, tandis que la variante haute au scénario de l'ADEME. Nos choix de scénarios pour l'éolien et le solaire sont exposés au Tableau I—4. Les capacités installées sont calculées par rapport à une production totale de 540 TWh et en considérant que le facteur de charge annuel moyen du solaire est de 15% et celui de l'éolien est égal à 20% (non prise en compte de l'éolien en mer) (RTE, 2012-2015). Dans la suite, les profils prospectifs sont calibrés sur la base de la part d'éolien et de solaire dans la production annuelle française et non pas par rapport aux capacités installées.

²⁰ La production d'électricité annuelle retenue est de 540 TWh en 2023, le facteur de charge de l'éolien est de 20% et celui du solaire de 15%.

	Solaire		Eolien		Total
	Part dans la production d'électricité annuelle (%)	Capacité installée (GWe)	Part dans la production d'électricité annuelle (%)	Capacité installée (GWe)	Part dans la production d'électricité annuelle (%)
2030 – variante basse	5	20	12	37	17
2030 – variante haute	7	29	16	49	23
2050 – variante basse	10	41	20	61	30
2050 – variante haute	15	61	35	108	50

Tableau I—4 : Choix de scénario pour l'éolien et le solaire en France à l'horizon 2030 et 2050

6. Organisation de la thèse

La thèse est organisée en trois chapitres principaux, chacun d'eux traitant un des trois axes présentés dans la partie 5.2.

Dans le chapitre 2, nous explorons les interactions opérationnelles entre énergie nucléaire et énergies renouvelables en France. Nous montrons que même si le parc nucléaire possède des marges de manœuvre pour réaliser plus d'opérations de suivi de charge, celles demandées au parc nucléaire en présence de solaire et d'éolien à des taux supérieurs à 30% de la demande électrique paraissent difficilement soutenables techniquement par lui seul. Du point de vue de la gestion opérationnelle du parc nucléaire, nous remarquons qu'il est souhaitable de favoriser le développement de l'éolien par rapport à celui du solaire, puisque c'est ce dernier qui induit les sollicitations extrêmes en puissance.

De façon complémentaire, dans le chapitre 3, ces interactions sont analysées du point de vue des coûts et des leviers sont examinés pour réduire ces coûts et rendre compétitif un parc nucléaire fonctionnant en mode flexible. Nous montrons que le coût de production du nucléaire pourrait augmenter significativement avec la réduction de l'utilisation du parc. Il apparaît alors essentiel de promouvoir un remplacement progressif du parc pour réduire l'impact économique d'une participation à la flexibilité dans la période de transition (les gains d'un tel choix stratégique seraient supérieurs aux pertes générées par la réduction du facteur de charge, par rapport à la situation actuelle d'un parc nucléaire utilisé en base). Dans le cas de nouveaux investissements nucléaires, l'augmentation du prix de la tonne de CO₂ n'aurait pas besoin d'être significative pour rendre le back-up nucléaire compétitif face aux centrales à gaz à cycle combiné. Par ailleurs, anticiper le développement de nouveaux débouchés devient crucial pour éclairer les choix d'investissements électriques bas-carbone.

Dans le chapitre 4, pour contourner la difficulté posée par l'augmentation de la manœuvrabilité des réacteurs nucléaire et par la réduction du taux d'utilisation du parc, nous examinons une piste d'adaptation du parc nucléaire et du système électrique français grâce à la coproduction d'hydrogène nucléaire. La production d'hydrogène permet des complémentarités réelles entre énergies renouvelables variables et énergie nucléaire pour valoriser ses surplus de production. Cette solution

paraît intéressante dès 2030 si les capacités du parc nucléaire sont conservées et que l'opérateur choisit une stratégie économique adaptée pour s'ouvrir à de nouveaux débouchés. Le développement des exportations ou des usages de la chaleur sont aussi des options envisageables pour l'utilisation des surplus.

Enfin, une conclusion générale permet de résumer les principaux résultats, de les discuter et d'ouvrir ce travail à de nouvelles perspectives.

7. Références

- 2030 climate & energy framework. *Climate Action*, 2014. Disponible en ligne à : https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en (accès le 10/12/16).
- ADEME, 2016. *A 100% renewable electricity mix? Analysis and optimisation. Exploring the boundaries of renewable power generation in France by 2050*. France.
- ADEME, 2013. *L'exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030-2050 »* (Document technique). France.
- Alazard-Toux, N., Criqui, P., Devezeaux de Lavergne, J.-G., Hache, E., Le Net, E., Menanteau, P., Mima, S., Thais, F., 2016. *Scénario “ Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte ” (LTECV)*. ANCRE. France.
- ANCRE, 2013. *Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique*. France.
- Areva, 2016. *Prospection et extraction d'uranium pour un approvisionnement durable*. Disponible en ligne à : <http://www.areva.com/FR/notreoffre-412/prospection-et-extraction-d-uranium-pour-un-approvisionnement-durable.html> (accès le 10/12/16).
- Belderbos, A., Delarue, E., 2015. *Accounting for flexibility in power system planning with renewables*. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 71, 33–41. doi:10.1016/j.ijepes.2015.02.033.
- Bennoua, S., Le Duigou, A., Quéméré, M.-M., Dautremont, S., 2015. *Role of hydrogen in resolving electricity grid issues*. *Int. J. Hydrog. Energy* 40, 7231–7245. doi:10.1016/j.ijhydene.2015.03.137.
- Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., Standen, E., 2014. *Development of Water Electrolysis in the European Union*. Final Report. Fuel Cells Hydrog. Jt. Undert.
- Birraux, C., Kert, C., 2011. *Les enjeux des métaux stratégiques : le cas des terres rares*. OPECST, France.
- Bizet, R., Lévêque, F., 2015. *Early Decommissioning of Nuclear Power Plants: Is There an Economic Rationale?* *Electr. J.* 28, 53–62. doi:10.1016/j.tej.2015.02.003.
- CEA, 2015. *ELECNUC. Nuclear power plants in the world*. France.
- Centre d'Analyse Stratégique, 2012. *Rapport Energie 2050*. France.
- Chevalier, J.-M., Deverdet, M., Geoffron, P., 2012. *L'avenir énergétique : cartes sur table*, Gallimard. ed.
- Commissariat général à la stratégie et à la prospective, 2014. *La crise du système électrique européen. Diagnostic et solutions*. (Rapport & Documents). France.
- Commissariat général au développement durable, 2016. *Chiffres clés de l'énergie*. Édition 2015. Disponible en ligne à : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/reperes-chiffres-cles-energie-2015.pdf> (accès le 7/12/16).
- Commission européenne, 2011. *Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050: vers un secteur énergétique sûr, compétitif et «décarboné»*.
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Pican, E., Leahy, M., 2012. *The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage*. *Renew. Energy* 43, 47–60. doi:10.1016/j.renene.2011.11.003.

- CRE, 2016. Disponible en ligne à : <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement> (accès le 06/12/13).
- Davis, C.D., Gotham, D.J., Preckel, P.V., Liu, A.L., 2013. *Determining the impact of wind on system costs via the temporal patterns of load and wind generation*. Energy Policy 60, 122–131. doi:10.1016/j.enpol.2013.04.063.
- Decourt, B., Lajoie, B., Debarre, R., Soupa, O., 2014. *Leading the energy transition. Factbook. Hydrogen-based energy conversion. More than storage: system flexibility*. SBC Energy Institute.
- Deutch, J.M., Forsberg, C.W., Kadak, A.C., Kazimi, M.S., Moniz, E.J., Parsons, J.E., Yangbo, D., Pierpoint, L., 2009. *Update of MIT 2003 Future of Nuclear Power : an interdisciplinary MIT study*. MIT.
- Devezeaux de Lavergne, J.G., Mathonnière, G., 2013. *A global assessment of fast reactors in the future*. International Conference on Fast Reactors and Related Fuel Cycles (FR13). Paris, France, 4-7/03/13.
- DGEC, 2011. Synthèse. *Scénarios prospectifs Energie-Climat-Air à l'horizon 2030*. Direction générale de l'Energie et du Climat.
- Dussud, F.-X., Joassard, I., Wong, F., Duvernoy, J., Morel, R., 2016. *Chiffres clés du climat. France et Monde*. Repères. Service de l'observation et des statistiques du Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie et Institute for Climate Economics.
- EDF, 2016. *Evolution de la Contribution au Service Public de l'Electricité au 1er janvier 2016*. Disponible en ligne à : <https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/actualites-du-marche-de-l-energie/evolution-de-la-contribution-au-service-public-de-l-electricite-cspe-au-1er-janvier-2016> (accès le 12/12/16).
- EDF R&D, 2015. *Profil environnemental du KWh EDF*. EDF R&D.
- Ensslin, C., Milligan, M., Holttinen, H., O'Malley, M., Keane, A., 2008. *Current methods to calculate capacity credit of wind power, IEA collaboration*. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. doi:10.1109/PES.2008.4596006.
- Eser, P., Singh, A., Chokani, N., Abhari, R.S., 2016. *Effect of increased renewables generation on operation of thermal power plants*. Appl. Energy 164, 723–732. doi:10.1016/j.apenergy.2015.12.017.
- European commission, 2016. *EU reference scenario 2016. Energy, Transport and GHG emissions trends to 2050. Main results*.
- European commission, 2014. *State aid: Commission concludes modified UK measures for Hinkley Point nuclear power plant are compatible with EU rules*. Press Release.
- Eurostat, 2016. *Base de données Eurostat*. Disponible en ligne à : <http://ec.europa.eu/eurostat/fr/web/energy/data/database> (accès le 03/12/16).
- Finn, P., Fitzpatrick, C., Connolly, D., 2012. *Demand side management of electric car charging: Benefits for consumer and grid*. Energy, 8th World Energy System Conference, WESC 2010 42, 358–363. doi:10.1016/j.energy.2012.03.042.
- Floch, P., Gabriel, S., Mansilla, C., Werkoff, F., 2007. *On the production of hydrogen via alkaline electrolysis during off-peak periods*. Int. J. Hydrog. Energy 32, 4641–4647. doi:10.1016/j.ijhydene.2007.07.033.
- Forsberg, C.W., 2007. *Future hydrogen markets for large-scale hydrogen production systems*. Int. J. Hydrog. Energy 32, 431–439.

Fraile, D., Lanoix, J.-C., Rangel, A., Torres, A., 2015. *Needs and benefits of “green” hydrogen in light of a market outlook. Bibliographic review of market outlooks for hydrogen in Europe. (No. 1.1).* CertifHy.

Gouvernement français, 2016a. *Le prix du carbone.* Disponible en ligne à : : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-prix-du-carbone.html> (accès le 11/12/16).

Gouvernement français, 2016b. *Programmation Pluriannuelle de l’Energie.*

Gouvernement français, 2015a. *Stratégie Nationale Bas-Carbone.*

Gouvernement français, 2015b. *Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.*

Gouvernement français, 2010. *Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l’environnement.*

Gouvernement français, 2009. *Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l’environnement.*

Gouvernement français, 2006. *Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.*

Gouvernement français, 2005. *Loi n° 2005-781 du 13/07/05 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.*

Gouvernement français, 1991. *Loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs.*

Green, R., Léautier, T.-O., 2015. *Do costs fall faster than revenues? Dynamics of renewables entry into electricity markets.* TSE Work. Pap. 15-591.

Gross, R., Heptonstall, P., Anderson, D., Green, T., Leach, M., Skea, J., 2006. *The costs and impacts of intermittency: an assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network.* UK Energy Research Centre, London.

Groupe de travail du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013. *Quelle trajectoire pour atteindre le mix énergétique en 2025 ? Quels types de scénarios possibles à l’horizon 2030 et 2050, dans le respect des engagements climatiques de la France ?*

Groupe de travail n°2 du conseil national du débat sur la transition énergétique, 2013. *Dossier technique : trajectoires et critères d’évaluation.*

Guandalini, G., Grube, T., Campanari, S., Stolten, D., 2016. *Long-term power-to-gas potential for recovering excess energy from renewables: Italian case.* 21st World Hydrogen Energy Conference. Zaragoza, Espagne, 13-16/06/16.

Hand, M., Baldwin, S., DeMeo, E., Reilly, J., Mai, T., Arent, D., Porro, G., Meshek, M., Sandor, D., 2012. *Renewable Electricity Futures Study. Volume 1: Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures* (No. NREL/TP-6A20-52409-1). NREL.

Hart, E.K., Stoutenburg, E.D., Jacobson, M.Z., 2012. *The Potential of Intermittent Renewables to Meet Electric Power Demand: Current Methods and Emerging Analytical Techniques.* Proc. IEEE 100, 322–334. doi:10.1109/JPROC.2011.2144951.

Hidalgo Gonzalez, I., Quoilin, S., Zucker, A., 2014. *Dispa-SET 2.0: unit commitment and power dispatch model. Description, formulation and implementation.* (JRC Science and policy reports No. Report EUR 27015 EN). Joint Research Center.

- Hirth, L., 2015. *The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment*. Energy J. 36. doi:10.5547/01956574.36.1.6.
- Hirth, L., 2013. *The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price*. Energy Econ. 38, 218–236. doi:10.1016/j.eneco.2013.02.004.
- Hirth, L., Ueckerdt, F., Edenhofer, O., 2015. *Integration Costs Revised. An economic Framework for Wind and Solar Variability*. Renew. Energy 74, 925–939.
- Huber, M., Dimkova, D., Hamacher, T., 2014. *Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements*. Energy 69, 236–246. doi:10.1016/j.energy.2014.02.109.
- IAEA, 2007. *Advanced applications of water cooled nuclear power plants*. Vienna, Austria.
- IEA, 2016a. Disponible en ligne à : <https://www.iea.org/about/> (accès le 6/12/16).
- IEA, 2016b. *Trends 2016 in photovoltaic applications*. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2015. 21st edition.
- IEA, 2005. *Trends 2005 in photovoltaic applications*. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2005.
- IPCC, 2014. *Climate Change 2014. Impacts, Adaptation, and Vulnerability*. Cambridge University Press. ed.
- Japan Atomic Energy Commission Bureau, 2011. *Estimation of Accident Risk Cost in Nuclear Power Plants*. Japan.
- Jasserand, F., Devezeaux de Lavergne, J.-G., 2016. *Initial economic appraisal of nuclear district heating in France*. EPJ Nucl. Sci. Technol. 2, 39. doi:10.1051/epjn/2016028.
- Jerez, S., Tobin, I., Vautard, R., Montávez, J.P., López-Romero, J.M., Thais, F., Bartok, B., Christensen, O.B., Colette, A., Déqué, M., Nikulin, G., Kotlarski, S., van Meijgaard, E., Teichmann, C., Wild, M., 2015. *The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe*. Nat. Commun. 6, 10014. doi:10.1038/ncomms10014
- Keane, A., Milligan, M., Dent, C.J., Hasche, B., D'Annunzio, C., Dragoon, K., Holttinen, H., Samaan, N., Söder, L., O'Malley, M., 2011. *Capacity Value of Wind Power*. IEEE Trans. Power Syst. 26, 564–572. doi:10.1109/TPWRS.2010.2062543.
- Keppler, J.H., Cometto, M., 2012. *Nuclear energy and renewables: system effects in low-carbon electricity systems*. OECD/NEA.
- Khatib, H., Difiglio, C., 2016. *Economics of nuclear and renewables*. Energy Policy 96, 740–750. doi:10.1016/j.enpol.2016.04.013.
- Kiviluoma, J., Meibom, P., 2010. *Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments*. Energy 35, 1244–1255.
- Krakowski, V., Assoumou, E., Mazaouric, V., Maïzi, N., 2016. *Feasible path toward 40–100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis*. Appl. Energy 171, 501–522. doi:10.1016/j.apenergy.2016.03.094.
- Luickx, P.J., Delarue, E.D., D'haeseleer, W.D., 2008. *Considerations on the backup of wind power: Operational backup*. Appl. Energy 85, 787–799. doi:10.1016/j.apenergy.2007.10.011.
- Lund, P.D., Lindgren, J., Mikkola, J., Salpakari, J., 2015. *Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity*. Renew. Sustain. Energy Rev. 45, 785–807. doi:10.1016/j.rser.2015.01.057.

- Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D.S., Ochoa, L.F., 2013. *Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems*. IEEE, pp. 1–11. doi:10.1109/PESMG.2013.6672221.
- Malischek, R., Trüby, J., 2016. *The future of nuclear power in France: an analysis of the costs of phasing-out*. Energy 116, 908–921. doi:10.1016/j.energy.2016.10.008.
- Mansilla, C., Avril, S., Imbach, J., Le Duigou, A., 2012. *CO₂-free hydrogen as a substitute to fossil fuels: What are the targets? Prospective assessment of the hydrogen market attractiveness*. Int. J. Hydrog. Energy 37, 9451–9458. doi:10.1016/j.ijhydene.2012.03.149.
- Markandya, A., 2012. *Externalities from electricity generation and renewable energy. Methodology and application in Europe and Spain*. Cuad. Econ. ICE 83, 85–99.
- McCombie, C., Jefferson, M., 2016. *Renewable and nuclear electricity: Comparison of environmental impacts*. Energy Policy 96, 758–769. doi:10.1016/j.enpol.2016.03.022.
- Méritet, S., Vaujour, Jean-B., 2015. *Economie de l'énergie*, Dunos. ed.
- Mikkola, J., Lund, P.D., 2016. *Modeling flexibility and optimal use of existing power plants with large-scale variable renewable power schemes*. Energy 112, 364–375. doi:10.1016/j.energy.2016.06.082.
- Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer, 2016. *La France investit dans la R&D*. Disponible en ligne à : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-France-investit-dans-la-R-D.html> (accès le 12/12/16).
- Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer, 2015. *Importations, exportations, facture énergétique* (Panorama énergies-climat, édition 2015 No. 11).
- Paris Agreement, 2015. United Nations.
- Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change, 1998. United Nations, Kyoto.
- Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (No. FCCC/INFORMAL/84 GE.05-62221 (F) 180705 260705), 1992. Nations Unies, New York.
- Observatoire de l'Industrie Electrique, 2016. *Prix européen du CO₂ et système électrique*. Disponible en ligne à : <http://www.observatoire-electricite.fr/Prix-europeen-du-CO2-et-systeme> (accès le 17/11/16).
- OECD/IEA, 2016. *Next Generation Wind and Solar Power. From Cost to Value*.
- OECD/IEA, 2014. *The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*.
- OPECST, 2011. *Rapport final : l'avenir de la filière nucléaire en France. (No. Tome II)*.
- Oree, V., Sayed Hassen, S.Z., 2016. *A composite metric for assessing flexibility available in conventional generators of power systems*. Appl. Energy 177, 683–691. doi:10.1016/j.apenergy.2016.05.138.
- Paris Agreement. Climate Action*, 2016. Disponible en ligne à : http://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en (accès le 10/12/16).
- Parlement et Conseil européen, 2003. *Directive n° 2003/87/CE du Parlement Européen et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil*.

- Parlement et Conseil Européen, 2010. *Directive n° 2010/75/UE du 24/11/10 relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution)*.
- Parlement et Conseil Européen, 2009a. *Directive n° 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE*.
- Parlement et Conseil Européen, 2009b. *Directive n° 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre*.
- Parlement et Conseil Européen, 2008. *Directive n° 2008/1/CE du 15/01/08 relative à la prévention et à la réduction intégrées de la pollution*.
- Parlement européen, 2015. *Vers une Union européenne de l'énergie*. Disponible en ligne à : <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+REPORT+A8-2015-0341+0+DOC+XML+V0//FR> (accès le 10/12/16).
- Percebois, J., 2013. *The French Paradox: Competition, Nuclear Rent, and Price Regulation in: Sioshansi, F.P. (Ed.), Evolution of Global Electricity Markets. New paradigms, new challenges, new approaches.*, Academic Press. ed. Boston, pp. 59–91.
- Percebois, J., Pommeret, S., 2016. *Coût complet de l'injection d'électricité renouvelable intermittente : approche modélisée sur le marché français "day ahead"*. Cah. Rech. Creden.
- Perrot, M., Lopez-Botet Zulueta, M., Silva, V., Fourment, P., Hinchliffe, T., 2015. *Economic and Technical analysis of the European system with a high RES scenario*. EDF R&D.
- Petit, M., Finon, D., Janssen, T., 2016. *Carbon Price instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market*. Energy J. Volume 37.
- Pigou, A.C., 1920. *The economics of welfare*. Macmillan and Co.
- PWC, 2011. *Le poids socio-économique de l'électronucléaire en France*.
- RTE, 2016. *Le mécanisme d'ajustement*. Disponible en ligne à : <http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/notre-expertise/equilibre-offre-demande/le-mecanisme-d-ajustement> (accès le 12/12/16).
- RTE, 2015. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (Edition 2015).
- RTE, 2014. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (Edition 2014).
- RTE, 2012-2015. *Eco2mix, base de données RTE*. Disponible en ligne à : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>.
- RTE, 2012. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (Edition 2012).
- Ruiz Gomez, L.M., 2012. *Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques*. Université de Grenoble, France.
- Safa, H., 2012. *Heat recovery from nuclear power plants*. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 42, 553–559. doi:10.1016/j.ijepes.2012.04.052.
- Scamman, D., Newborough, M., 2016. *Using surplus nuclear power for hydrogen mobility and power-to-gas in France*. Int. J. Hydrog. Energy 41, 10080–10089. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.04.166.
- Schaber, K., 2014. *Integration of Variable Renewable Energies in the European Power System: a model based analysis of transmission grid extensions and energy sector coupling*. Technische Universität München, Munich.

- Shaker, H., Zareipour, H., Wood, D., 2016. *Impacts of large-scale wind and solar power integration on California's net electrical load*. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 58, 761–774. doi:10.1016/j.rser.2015.12.287.
- Shih, Y.-H., Shi, N.-X., Tseng, C.-H., Pan, S.-Y., Chiang, P.-C., 2016. *Socioeconomic costs of replacing nuclear power with fossil and renewable energy in Taiwan*. *Energy* 114, 369–381. doi:10.1016/j.energy.2016.07.118.
- Skea, J., Anderson, D., Green, T., Gross, R., Heptonstall, P., Leach, M., 2008. *Intermittent renewable generation and the cost of maintaining power system reliability*. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2, 82. doi:10.1049/iet-gtd:20070023.
- Stappel, M., Gerlach, A.-K., Scholz, A., Pape, C., 2015. *The European power system in 2030: flexibility challenges and integration benefits. An analysis with the focus on the pentilateral energy forum region*. Fraunhofer IWES.
- Stern, N., 2006. *Stern Review on the Economics of Climate Change*. Cambridge University Press.
- Stolten, D., Emonts, B., Grube, T., Weber, M., 2013. *Transition to Renewable Energy Systems - Hydrogen as an enabler for renewable Energies*. Stolten D. and Scherer V.
- Suna, D., Resch, G., 2016. *Is nuclear economical in comparison to renewables?* *Energy Policy* 98, 199–209. doi:10.1016/j.enpol.2016.08.023.
- The EU Emissions Trading System (EU ETS)*. *Climate Action*, 2016. Disponible en ligne à : https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en (accès le 12/12/16).
- Tobin, I., Vautard, R., Balog, I., Bréon, F.-M., Jerez, S., Ruti, P.M., Thais, F., Vrac, M., Yiou, P., 2015. *Assessing climate change impacts on European wind energy from ENSEMBLES high-resolution climate projections*. *Clim. Change* 128, 99–112. doi:10.1007/s10584-014-1291-0
- Troy, N., Denny, E., O'Malley, M., 2010. *Base-Load Cycling on a System With Significant Wind Penetration*. *IEEE Trans. Power Syst.* 25, 1088–1097. doi:10.1109/TPWRS.2009.2037326.
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O., 2013. *System LCOE: What are the costs of variable renewables?* *Energy* 63, 61–75. doi:10.1016/j.energy.2013.10.072.
- Union européenne, 2007. *Traité de Lisbonne modifiant le traité sur l'Union européenne et le traité instituant la Communauté européenne*.
- Wagner, F., 2012. *Feature of an electricity supply system based on variable input* (No. IPP 18-1). Max Planck Institute of Plasma Physics.
- Wittenstein, M., Rothwell, G., 2015. *Projected costs of generating electricity*. IEA, OCDE/NEA.
- Yu, H.J.J., 2016. *Les politiques de développement du solaire photovoltaïque et leurs impacts sur les dynamiques des technologies et des marchés*.
- Zakeri, B., Rinne, S., Syri, S., 2015. *Wind Integration into Energy Systems with a High Share of Nuclear Power—What Are the Compromises?* *Energies* 8, 2493–2527. doi:10.3390/en8042493.

CHAPITRE II.

INTERACTIONS ENTRE ENERGIE NUCLEAIRE ET ENERGIES RENOUVELABLES VARIABLES : QUELLE FLEXIBILITE PERMISE PAR LE PARC NUCLEAIRE FRANÇAIS ?

TABLE DES MATIERES DU CHAPITRE II

1. Introduction	69
1.1. Le parc nucléaire français.....	70
1.2. Revue de littérature : quels effets de l'intégration de l'éolien et du solaire sur les variations de puissance demandées aux centrales programmables ?	70
1.3. Plan du chapitre	77
2. Etat des lieux de la flexibilité actuelle du parc nucléaire français : de la théorie à la pratique	77
2.1. La théorie.....	77
2.1.1. Flexibilité des réacteurs nucléaires : contexte et possibilités techniques.....	78
2.1.2. Flexibilité des réacteurs nucléaires : limites	81
2.1.3. Flexibilité des réacteurs nucléaires : influence sur la performance et la durée de vie des composants	87
2.2. La pratique.....	88
2.2.1. Flexibilité actuelle du parc nucléaire.....	88
2.2.2. Flexibilité actuelle des réacteurs nucléaires	92
2.3. De la théorie à la pratique.....	106
2.3.1. Confrontation de la théorie à la pratique à l'échelle des réacteurs	106
2.3.2. Choix de modélisation pour l'analyse prospective : de l'échelle des réacteurs à l'échelle du parc nucléaire	108
2.4. Conclusion partielle.....	110
3. Analyse prospective de la contribution du parc nucléaire à la flexibilité du mix électrique français	110
3.1. Méthodologie.....	110
3.1.1. Modélisation prospective des profils temporels de production nucléaire.....	110
3.1.2. Démarche adoptée pour évaluer les besoins de flexibilité du parc nucléaire	114
3.1.3. Evènements extrêmes : modèle « P_{nuc} basse »	115
3.1.4. Evènements extrêmes : modèle « Arrêts/démarrages »	118
3.2. Participation du parc nucléaire français à la flexibilité	124
3.2.1. Composition du mix électrique français dans les scénarios prospectifs	124
3.2.2. Caractérisation des profils temporels de production nucléaire	130
3.2.3. Evènements extrêmes : puissances basses	144
3.2.4. Evènements extrêmes : arrêts/démarrages.....	149
4. Conclusion.....	154
5. Références	157

LISTE DES FIGURES DU CHAPITRE II

Figure II-1 : Profils typiques de suivi de charge : à gauche le « 12-3-6-3 », à droite le « 16-8 » (Choho, 2013).....	79
Figure II—2 : Exemple de profil de puissance journalier de Cattenom 2 (15 août 2014) , d’après (RTE, 2012–2016).....	80
Figure II—3 : Exemple de profil de puissance de Blayais 2 pendant une campagne (de janvier 2014 à février 2015) (RTE, 2012–2016).....	81
Figure II—4 : Capacité de suivi de charge d’un réacteur nucléaire (Cattenom 2, 15 août 2014)	86
Figure II—5 : Consommation électrique et production nucléaire au pas horaire en 2015 (RTE, 2015c)	89
Figure II—6 : Production nucléaire sur deux semaines consécutives en fonction des saisons en 2015 (au pas horaire), d’après (RTE, 2008-2015).....	90
Figure II—7 : Nombre de variations de puissance d’amplitudes supérieures à 5000 MWe entre 2008 et 2015	91
Figure II—8 : Nombre de rampes de puissance supérieures à 3780 MWe par heure entre 2008 et 2015	92
Figure II—9 : Exemple de profils de puissance de Saint Alban 1 entre 2012 et 2016, d’après (RTE, 2012–2016).....	95
Figure II—10 : Exemple de profils de puissance au pas horaire de Blayais 3, peu sollicités en suivi de charge entre 2012 et 2016, (RTE, 2012–2016)	96
Figure II—11 : Répartition des puissances des paliers bas atteintes par Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2	100
Figure II—12 : Puissance des paliers bas avec l’avancement dans le cycle de Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2.....	102
Figure II—13 : Positionnement du suivi de charge dans la campagne de Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2	105
Figure II—14 : Représentation schématique de l’évaluation prospective du profil de puissance nucléaire	111
Figure II—15 : Schéma de principe du modèle « Profil Nuc. ».....	113
Figure II—16 : Puissance minimale ($P_{\min, \text{réacteur}}$) d’un réacteur avec l’avancement dans la campagne (campagne d’une durée supposée égale à un an).....	116
Figure II—17 : Puissance minimale ($P_{\min, \text{parc}}$) estimée pour le parc nucléaire en 2014 par rapport à la puissance réellement disponible le mois considéré (puissance nucléaire installée – puissance des réacteurs en arrêt pour rechargement)	117
Figure II—18 : Schéma de fonctionnement du modèle « Arrêts/démarrages »	119

Figure II—19 : Nombre de réacteurs en fonctionnement pendant l'année 2014 : confrontation des résultats de la modélisation aux données historiques	122
Figure II—20 : Etat des réacteurs du parc nucléaire pendant l'année 2014 : données historiques (en haut) et résultats de la modélisation (en bas).....	123
Figure II—21 : Part de l'énergie nucléaire pour répondre à la demande électrique française, en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire et des capacités nucléaires installées.....	125
Figure II—22 : Part d'énergie fossile dans la production électrique française en fonction du taux de pénétration de l'éolien, du solaire et des capacités nucléaires installées.....	127
Figure II—23 : Composition en énergie du mix électrique français pour différents scénarios à l'horizon 2030	128
Figure II—24 : Composition en énergie du mix électrique français pour différents scénarios à l'horizon 2050	129
Figure II—25 : Facteurs de charge annuels du parc nucléaire en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire et des capacités nucléaires installées dans le mix électrique français.....	131
Figure II—26 : Consommation au pas horaire en 2014, production nucléaire en 2014, production nucléaire avec 60 GWe de nucléaire et 23% d'éolien et de solaire, production éolienne et solaire pour un taux de 23% dans le mix.....	133
Figure II—27 : Profil de puissance nucléaire pour deux périodes de 15 jours en hiver pour l'année 2014 et pour un taux de 16% d'éolien dans le mix	134
Figure II—28 : Profil de puissance nucléaire pour deux périodes de 15 jours en été pour l'année 2014 et pour un taux de 7% de solaire dans le mix	135
Figure II—29 : Profil de puissance nucléaire pour deux périodes de 15 jours en hiver et en été pour l'année 2014 et pour un taux de 23% d'éolien et de solaire dans le mix	136
Figure II—30 : Minimum théorique atteint par la demande résiduelle selon les taux d'éolien et de solaire dans le mix	137
Figure II—31 : Surplus annuels d'énergie en fonction des taux d'éolien et de solaire (TWhe)	138
Figure II—32 : Part des variations de puissance d'amplitude supérieure à $20\% P_{n, \text{parc}}$	140
Figure II—33 : Nombre de rampes de puissance supérieures à $0,1\% P_{n, \text{parc}}/\text{min}$	141
Figure II—34 : Profil de production nucléaire en fonction des scénarios considérés et sans arrêt de réacteurs. Conséquences en termes de surplus	145
Figure II—35 : Nombre de passages dans une année pour lesquels la puissance nucléaire est inférieure à $P_{\text{min, parc}}$ induisant des mises à l'arrêt de réacteurs.....	147
Figure II—36 : Profondeur des passages inférieurs à la $P_{\text{min, parc}}$ en moyenne sur l'année.....	148
Figure II—37 : Nombre de réacteurs installés, disponibles et en fonctionnement (pas demi-horaire et simulation sur une année pour chaque scénario).....	150

Figure II—38 : Nombre minimum d'arrêts de réacteurs pour suivi de charge nécessaire pour que la production nucléaire s'adapte à la demande résiduelle en 2014 et en fonction de la capacité nucléaire et de la part d'éolien et de solaire..... 151

Figure II—39 : Nombre de réacteurs arrêtés à chaque demi-heure de l'année, en fonction de la capacité nucléaire et de la part d'éolien et de solaire 152

LISTE DES TABLEAUX DU CHAPITRE II

Tableau II—1 : Capacités de suivi de charge pour les différents modes de pilotage prévus à la conception, d'après Lokhov, (2011)..... 84

Tableau II—2 : Comparaison des capacités de flexibilité des centrales programmables, d'après (Bruynooghe et al., 2010) et (Savolainen, 2015)..... 86

Tableau II—3 : Part de réacteurs participant au suivi de charge par catégorie de réacteurs et par année 94

Tableau II—4 : Réacteurs qui ont été peu sollicités pour participer au suivi de charge entre 2012 et 2015..... 95

Tableau II—5 : Caractéristiques générales de participation au suivi de charge de Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2..... 98

Tableau II—6 : Part de réacteurs de chaque type ayant réalisé des arrêts pour suivi de charge en 2014 103

Tableau II—7 : Répartition des arrêts pour suivi de charge selon les saisons en 2014..... 103

Tableau II—8 : Scénarios choisis pour l'analyse prospective..... 132

Tableau II—9 : Caractéristiques générales du profil prospectif de production nucléaire (capacité nucléaire ≥ 30 GWe) : résultats principaux..... 143

Tableau II—10 : Energie annuelle produite en surplus par le parc nucléaire sans mise à l'arrêt de réacteurs 146

1. Introduction

Le parc électrique français est à l'aube d'une période de transition qui s'étendra au-delà de 2050. Cette transition est caractérisée par une augmentation de la part des énergies renouvelables variables, en particulier de l'éolien et du solaire. En parallèle, les réacteurs du parc nucléaire arriveront progressivement en fin de vie et devront être remplacés en fonction des politiques énergétiques retenues. La part du nucléaire, même en décroissance, restera sans doute significative en France. Dès lors, les énergies renouvelables variables et le nucléaire, technologies bas-carbone capitalistiques et aux coûts variables faibles, interagiront dans le mix de demain.

Ce chapitre s'intéresse aux interactions mutuelles entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables variables du point de vue du fonctionnement opérationnel. L'attention est centrée sur les aspects techniques (les aspects économiques seront abordés au chapitre 3). Alors qu'aujourd'hui la flexibilité est principalement assurée par les centrales fossiles de pointe et l'hydraulique, avec l'intégration des énergies renouvelables variables l'ensemble des leviers possibles du côté de l'offre et de la demande électrique devront être mobilisés pour répondre aux nouveaux besoins de flexibilité.

D'abord, l'incertitude associée aux productions éoliennes et solaires nécessite de déployer des moyens de réserves rapides supplémentaires capables de répondre à des variations imprévues pour équilibrer l'offre et la demande à chaque instant. Ensuite, même si les prévisions des productions éoliennes et solaires étaient parfaites, leur variabilité rend la tâche d'équilibrage de l'offre et de la demande plus compliquée : le reste du parc de production, y compris les centrales programmables, auront à répondre à des variations de puissance plus fréquentes de la demande résiduelle. Dans cette thèse, nous concentrons l'analyse sur une seule dimension de la flexibilité, à savoir la variabilité, et supposons que les prévisions des productions éoliennes et solaires sont parfaites.

Les énergies renouvelables variables sont appelées avant le nucléaire dans l'ordre de préséance économique pour répondre à la demande électrique. Dans le mix électrique français, la part croissante d'énergies renouvelables variables aura pour effet, à partir d'un certain niveau, de modifier la forme du profil de puissance demandé au parc nucléaire et de réduire son facteur de charge annuel. Le parc nucléaire sera alors amené à être plus sollicité pour des fonctions de flexibilité, entre autres options.

L'objectif du chapitre est double. **Il s'agit d'abord d'évaluer les besoins prospectifs de flexibilité du parc nucléaire français avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le mix électrique. Ensuite, nous souhaitons confronter, autant que possible, ces nouveaux besoins aux possibilités techniques de flexibilité offertes par le parc nucléaire.**

Nous présentons ci-après le parc nucléaire français et exposons, dans la suite, une revue de littérature des méthodes utilisées pour quantifier les besoins de flexibilité supplémentaires associés à

l'intégration de l'éolien et du solaire dans un mix électrique et discutons des principaux résultats relevés.

1.1. Le parc nucléaire français

Après la seconde guerre mondiale, la France s'est engagée dans le développement de programmes nucléaires civils et militaires. Entre 1950 et 1960, six réacteurs de première génération appartenant à la filière Uranium Naturel Graphite-Gaz (UNGG) ont été construits en France. Les UNGG ont été arrêtés entre 1973 et 1997. Ils sont aujourd'hui en démantèlement.

Les 58 réacteurs aujourd'hui en fonctionnement en France sont des réacteurs de deuxième génération, de type Réacteur à Eau Pressurisée (REP). Ils ont été mis en service entre 1977 et 2002. La puissance nominale ($P_{n, \text{réacteur}}$) de chaque réacteur varie entre 900 à 1450 MWe et la puissance du parc nucléaire français ($P_{n, \text{parc}}$) est de 63,13 GWe. Les technologies de réacteurs ont été sensiblement modifiées au fur et à mesure de l'introduction de réacteurs dans le parc français. Les réacteurs sont répartis en familles, appelés « paliers », qui diffèrent légèrement à la conception :

- palier CP0 : 6 réacteurs de 900 MWe ;
- palier CPY : 28 réacteurs de 900 MWe ;
- palier P4 et P'4²¹ : 20 réacteurs de 1300 MWe ;
- palier N4 : 4 réacteurs de 1450 MWe.

Les caractéristiques de chaque réacteur du parc sont présentées à l'Annexe 1 et leur répartition sur le territoire français est exposée à l'Annexe 2.

Le 59^{ième} réacteur français, d'une $P_{n, \text{réacteur}}$ de 1,65 GWe, est actuellement en construction à Flamanville, dans la Manche et devrait être mis en service en 2018 (Monicault, 2016). Ce réacteur, conçu à partir de 1990 par Areva Nuclear Power (Areva NP) est un réacteur de troisième génération à eau pressurisée, baptisé « Evolutionary Power Reactor » (EPRTM). Par rapport à la deuxième génération, ce réacteur a été amélioré du point de vue de la sûreté notamment grâce au principe de redondance des systèmes de sûreté.

Dans la suite, nous nommons les REP de deuxième génération, les « REP » et les REP de troisième génération, les « EPRTM ».

1.2. Revue de littérature : quels effets de l'intégration de l'éolien et du solaire sur les variations de puissance demandées aux centrales programmables ?

Une partie de la littérature s'intéresse aux impacts de l'intégration de l'éolien et/ou du solaire sur le profil temporel de la demande électrique résiduelle et sur l'apparition de surplus. Les profils horaires prospectifs de la demande résiduelle et des productions éoliennes et solaires sont généralement

²¹ Les deux catégories P4 et P'4 seront regroupées sous le nom P4 dans la suite.

extrapolés à partir de profils passés. Toutefois, l'extrapolation des profils passés a tendance à surestimer la variabilité des ressources éoliennes et solaires puisqu'au fur et à mesure de l'implantation des installations sur le territoire, leur plus grande dispersion géographique aura tendance à atténuer leur variabilité globale. Certaines études intègrent des caractéristiques de production plus réalistes en prenant en compte la répartition spatiale prospective des productions renouvelables variables associée à des données météorologiques locales sur la base d'un nombre important d'années passées (par exemple : (Eser et al., 2016), (Perrot et al., 2015), (Shaker et al., 2016)). Pour être encore plus réalistes, les analyses devraient intégrer les potentiels changements dans les ressources en vent et en soleil associés au changement climatique qui dans certaines régions du monde pourraient s'avérer significatifs. L'évaluation de son impact sur les productions annuelles montre qu'il pourrait être très faible d'ici la moitié du siècle en France (Jerez et al., 2015), (Tobin et al., 2015). D'autre part, le profil de la demande pourrait évoluer avec les modes de vie (rythme de travail et des loisirs) ou encore avec la croissance des usages flexibles autonomes. Dans tous les cas, les calculs se doivent de reposer sur des données temporelles historiques de la même année pour la demande électrique et les productions renouvelables variables puisque leur corrélation temporelle influe sur les besoins en flexibilité (Keane et al., 2011). Notre travail est basé sur une extrapolation prospective des profils temporels (pas demi-heure), sur une même année passée, de la demande et des sources de production renouvelables variables et nucléaires. Nous sommes conscients qu'une telle méthode a tendance à surestimer la variabilité observée des profils temporels puisqu'à l'avenir la plus grande dispersion géographique des centrales éoliennes et solaires tendra à atténuer leur variabilité au niveau du parc mais les moyens impartis et les données disponibles ne nous permettaient pas de développer un modèle spatialisé basé sur un grand nombre de données météorologiques. L'objectif n'est dans tous les cas pas d'estimer le changement de variabilité de la demande résiduelle ou du profil nucléaire avec une grande précision, mais plutôt de l'évaluer grâce à des ordres de grandeur, en première approximation.

Perrot et al. (2015) quantifie l'augmentation des variations horaires de la demande résiduelle du système électrique européen avec 32% d'éolien et 8% de solaire et conclut à une exposition des centrales programmables à des rampes de puissances plus importantes et moins prédictibles. De ce cas, à l'échelle européenne (pointe annuelle d'environ 600 GWe aujourd'hui), le nombre de rampes horaires extrêmes (supérieures à 20 GWe en montée (environ $0,05\%P_{n, \text{parc}}/\text{min.}$) et à 10 GWe en descente (environ $0,02\%P_{n, \text{parc}}/\text{min.}$)) augmente de 50% et des variations supérieures à 70 GWe (environ $12\%P_{n, \text{parc}}$) apparaissent désormais.

Keppler and Cometto (2012) partage le même constat et évalue, dans une étude de cas sur l'Allemagne, les amplitudes des variations et les rampes de puissances horaires de la demande résiduelle pour 35% et 62% d'éolien et de solaire dans le mix (10% de solaire et 25% d'éolien dans le premier cas, 16% de solaire et 46% d'éolien dans le deuxième cas). D'après les auteurs, l'amplitude de

variation maximale annuelle de la demande résiduelle (en valeur absolue) est multipliée par deux pour le cas 35% d'éolien et de solaire (environ 60 GWe, soit $66\%P_{n, \text{parc}}$) par rapport à aujourd'hui (environ 30 GWe, soit $33\%P_{n, \text{parc}}$), et par plus de trois pour le cas 62% d'éolien et de solaire (environ 100 GWe, valeur supérieure à $P_{n, \text{parc}}$). De même, deux fois plus de rampes de puissances horaires sont supérieures à 5 GWe /heure (environ $0,09\%P_{n, \text{parc}}/\text{min.}$) pour 35% d'éolien et de solaire et trois fois plus pour 62% d'éolien et de solaire. De plus, pour 35% d'éolien et de solaire, 1% de l'énergie produite par l'éolien et le solaire est produite en surplus. Pour 62% d'éolien et de solaire, c'est 12% de leur énergie annuelle qui est produite en surplus.

Wagner (2012) fournit une analyse complémentaire pour le cas allemand. L'auteur montre que l'éolien terrestre est l'énergie renouvelable variable dont les effets sur la demande résiduelle sont les moins importants vis-à-vis de l'augmentation de sa variabilité et de la génération de surplus. L'éolien en mer serait l'énergie la plus contraignante suivie du solaire. Pour 10% d'éolien terrestre dans le mix, les changements de la demande résiduelle sont minimes. A partir de 30% d'éolien terrestre, les surplus de puissance apparaissent, les centrales programmables doivent fournir des puissances comprises entre zéro et la puissance de demande maximale et deux fois et demi plus de rampes de puissances sont supérieures à $0,25-0,33\%P_{n, \text{parc}}/\text{min.}$ par rapport au cas sans éolien. Avec l'augmentation des énergies renouvelables dans le mix, les centrales programmables sont de moins en moins utilisées mais les sollicitations en variations de puissance sont de plus en plus importantes. Le nombre de variations de puissance supérieures à 1 GWe demandées aux centrales programmables est maximal pour 60% d'éolien terrestre (deux fois plus de variations par rapport au cas sans éolien), puis diminue légèrement pour des taux supérieurs (les centrales programmables sont moins utilisées).

RTE (2015c) quantifie la variabilité de la demande résiduelle française pour deux scénarios prospectifs « diversification » (16% d'éolien et de solaire) et « nouveau mix » (23% d'éolien et de solaire). Le solaire influence la variabilité journalière de la demande résiduelle tandis que l'éolien modifie sa variabilité hebdomadaire. L'augmentation de la variabilité de la demande résiduelle est estimée plus forte au pas hebdomadaire que journalier. Dans le scénario « nouveau mix », les écarts de puissance hebdomadaire (écart entre le minimum et le maximum de puissance) augmentent de 54% tandis que les écarts de puissance journalière augmentent de 20% par rapport à aujourd'hui.

L'étude de Shaker et al. (2016), étude de cas sur la Californie, détermine les caractéristiques de la demande résiduelle dont les taux de solaire et d'éolien sont à peu près équilibrés en 2018 (11% de solaire et 13% d'éolien dans la production totale) et en 2023 (entre 13 et 17% de solaire et entre 16 et 19% d'éolien). Il montre une augmentation du nombre de rampes de puissance horaires extrêmes à la hausse (de la demande résiduelle) en fin d'après-midi et début de soirée (au contraire, leur nombre diminue le matin) et l'apparition de rampes de puissance horaires extrêmes à la baisse le matin. C'est la présence du solaire qui a le plus d'influence sur les changements des variations de puissance observées pendant une journée en créant un creux de puissance résiduelle à la mi-journée.

Les tendances observées pour le système européen par Perrot et al. (2015) sur l'augmentation de la variabilité de la demande résiduelle sont plus faibles que celles observées pour les systèmes électriques d'un pays, pour le cas allemand en particulier. Non seulement l'analyse porte sur des données spatialisées plus fines mais la taille du système étudié influe aussi sur les résultats : un système plus large bénéficie d'une plus grande dispersion géographique des énergies renouvelables variables sur le territoire et donc d'un lissage naturel de leurs productions. Huber et al. (2014) met en évidence l'influence de trois facteurs sur la variabilité de la demande résiduelle dans les pays européens : le taux de pénétration des énergies renouvelables variables, la part d'éolien et de solaire qui compose leur mix et la taille géographique du système. Au-delà de ces trois facteurs, deux autres facteurs influencent la variabilité de la demande résiduelle : le taux de corrélation entre la production des énergies renouvelables et la demande ainsi que la disponibilité de la ressource en vent ou en soleil d'un pays. Au global, la demande de flexibilité pour les centrales programmables d'un mix électrique augmente fortement à partir de 30% d'éolien et de solaire dans la production totale et pour une part de solaire supérieure à 6-9% de la production totale (Huber et al., 2014).

Stappel et al. (2015) va au-delà des analyses portant uniquement sur la demande résiduelle en évaluant l'augmentation du nombre de rampes horaires de puissances extrêmes et la baisse de puissance demandée au parc nucléaire français avec l'intégration de l'éolien et du solaire. Mais l'analyse est conduite uniquement à l'échelle du parc nucléaire et ne renseigne pas sur la capacité du parc nucléaire à répondre aux sollicitations demandées. Ainsi, l'évaluation de la capacité d'un parc de production programmable à répondre aux variations de puissance demandées par le réseau, est généralement réalisée grâce à des modèles opérationnels de programmation des capacités de production, de stockage, et autres options de flexibilité dans le court terme (ce sont les « Unit Commitment models »). Ces modèles programment, pour chaque intervalle de temps d'une année (par exemple au pas horaire), les centrales (ou options) présentes dans le mix (données exogènes) pour répondre à une demande électrique prospective au moindre coût, en fonction de contraintes économiques (minimisation des coûts variables du système pour chaque intervalle de temps) et techniques (gamme et rampes de puissances disponibles pour les différents types de centrales). Ils sont conçus pour intégrer des hypothèses opérationnelles réalistes. Certains modèles de programmation des capacités dans le court terme intègrent une fonctionnalité supplémentaire pour prendre en compte les incertitudes de prévision en ré-adaptant l'appel optimal des centrales sur des périodes de temps successives (pouvant être de quelques heures) : ils ont alors une fonctionnalité dite de « dispatch ». A chaque période de temps, les prévisions statistiques des productions non-programmables et de la demande (par exemple) sont réactualisées (Hobbs, 1995).

De nombreux modèles de programmation des capacités de production existent (Connolly et al., 2010b). On pourra, par exemple, citer le modèle « GridView » du National Renewable Energy Laboratory (NREL) utilisé pour tester la faisabilité opérationnelle de scénarios d'expansion de

capacités du système électrique des Etats-Unis jusqu'en 2050 (Hand et al., 2012) ou encore le modèle Dispa-SET 2.0 développé par le Joint Research Institute Center (Hidalgo Gonzalez et al., 2014). Alors qu'aux Etats-Unis, le parc nucléaire opère en base avec une production constante sur une année, Hand et al. (2012) montre qu'avec 48% d'éolien et de solaire dans le mix, le parc nucléaire devra abaisser sa puissance en fonction des saisons. L'analyse met en évidence des tensions plus importantes pendant les saisons de faible demande pendant lesquelles la flexibilité des centrales programmables sera fortement mise à contribution et l'écêtement de puissances éoliennes et solaires plus important. Hidalgo Gonzalez et al. (2014) utilise le modèle Dispa-SET 2.0 pour évaluer la capacité du système électrique belge à répondre aux contraintes de flexibilité additionnelles avec l'ajout d'éolien et de solaire. Il montre que le système belge actuel possède une flexibilité opérationnelle suffisante jusqu'à 8,5% d'éolien et 8,5% de solaire dans le mix. Troy et al. (2010b) modélise le système irlandais pour évaluer l'impact de l'intégration de l'éolien sur le fonctionnement opérationnel des centrales opérant en base actuellement (centrales CCGT et centrales à charbon) et analyse l'influence des interconnexions et du stockage sur les résultats. L'analyse montre en particulier qu'au-delà 20-30% d'éolien dans le système, les interconnexions et le stockage permettent de diminuer les besoins d'arrêts/démarrages et de variation de puissance des centrales en base. Au contraire, en-dessous de ce taux de pénétration, la présence d'interconnexions et de stockage augmente la flexibilité demandée aux centrales en base. Comme l'Irlande est un pays importateur, pour des taux inférieurs, la présence des interconnexions augmente les besoins en flexibilité des centrales CCGT et charbon puisque le système importe préférentiellement des productions appelées en base moins chères et donc prioritaires dans l'ordre de préséance économique. Le stockage sous forme de STEP remplace quant à lui les centrales en base dans la participation à la réserve opérationnelle de court terme. Ainsi les centrales en base opèrent à puissance plus élevée, ce qui engendre des besoins de variation de puissance plus importants.

Lors de l'utilisation de modèles de programmation des capacités de production, la capacité d'un parc de centrales programmables à répondre aux variabilités de la demande résiduelle dépend des contraintes techniques de flexibilité, contraintes exogènes assignées aux différents types de centrales. La flexibilité d'un type de centrale est classiquement caractérisée par les propriétés suivantes : la centrale opère entre une puissance minimale ($P_{\min, \text{réacteur}}$) et une puissance maximale, égale à la puissance nominale si le réacteur ne participe pas à la réserve opérationnelle de court terme ($P_{n, \text{réacteur}}$). Elle possède une limite théorique de rampe de puissance maximale réalisable, une durée d'arrêt minimale et une durée de redémarrage après un arrêt (Van den Bergh and Delarue, 2015). Alors, que les valeurs assignées à ces contraintes peuvent varier significativement entre les sources de la littérature, Van den Bergh and Delarue (2015) examine l'influence des hypothèses de flexibilité des différents types de centrales sur la capacité du système allemand à suivre la charge pour différents taux de pénétration de l'éolien et du solaire grâce à un modèle de programmation des capacités de production. L'analyse montre que le parc de centrales programmables est capable de fournir la

flexibilité nécessaire jusqu'à 50% d'éolien et de solaire même dans le cas où la capacité de flexibilité des centrales est supposée faible. Plus le taux d'éolien et de solaire augmente, plus les centrales opérant en base (nucléaire et charbon) sont sollicitées pour apporter de la flexibilité au système. Lorsque des hypothèses hautes sont retenues pour leur flexibilité opérationnelle, ces types de centrales sont capables de répondre complètement aux sollicitations de la demande résiduelle. Si leur capacité de flexibilité est abaissée, alors les centrales à gaz sont mises à contribution en complément pour apporter la flexibilité nécessaire au système. Belderbos and Delarue (2015) met en évidence l'importance, dans le choix d'un mix de production optimal, de la prise en compte des contraintes opérationnelles de chaque type d'option de production avec l'augmentation des énergies renouvelables variables. Eser et al. (2016) examine l'impact de l'intégration de l'éolien et du solaire sur les besoins de flexibilité des centrales programmables dans cinq pays voisins d'Europe (Allemagne, Suisse, République Tchèque, Pologne, Autriche). Une grande attention est portée à la résolution spatiale du système, facteur d'influence important qui est généralement non pris en compte dans l'évaluation des besoins en flexibilité. Sur l'ensemble du système, l'augmentation des énergies renouvelables variables d'ici à 2020 accroîtrait de 4 à 23% les besoins d'arrêts/démarrages des centrales programmables et de 63 à 181% le nombre de leurs rampes de puissance. Toutefois, les besoins sont divers en fonction de la localisation : l'augmentation des capacités éoliennes et solaires en Allemagne entraîne des besoins supplémentaires en flexibilité des centrales à charbon allemandes, polonaises et tchèques (même dans les pays dont la pénétration d'éolien et de solaire est faible). A l'inverse, en Autriche, les productions des centrales à charbon auront vocation à être exportées vers le sud de l'Allemagne du fait de l'abandon du nucléaire dans cette région. Les besoins en flexibilité de ces centrales auront donc tendance à diminuer.

Une autre façon d'estimer la capacité d'un mix de production à répondre à la flexibilité de la demande résiduelle est de modéliser l'appel des options de production en fonction de leurs possibilités opérationnelles de flexibilité sans aucune contrainte économique. Dans cette optique, l'AIE a développé le modèle FAST 2 pour évaluer, d'un point de vue uniquement technique (et non économique), la flexibilité maximale mobilisable dans un système pour répondre aux nouveaux besoins avec l'intégration de l'éolien et du solaire. Dans le modèle, la flexibilité peut être fournie par les centrales programmables, les interconnexions ou le pilotage de la demande. Pour répondre à une demande de flexibilité dans un horizon temporel donné (entre une heure et 24 heures) en fonction de l'état de production du système à une heure donnée, le modèle mobilise les options de production, de la moins flexible à la plus flexible en fonction des critères suivants : la $P_{\min, \text{réacteur}}$, la rampe maximale admissible, la durée de redémarrage. Les résultats montrent que le taux de renouvelables variables admissible est compris entre 25% et 40% de l'énergie produite selon les régions du monde étudiées. Les deux systèmes les plus flexibles sont celui du Brésil qui possède des ressources hydrauliques en

quantité importante et l'Europe du nord-ouest qui bénéficie de l'agrégation de moyens de production variés (OECD/IEA, 2014).

Toutefois, les modèles de programmation des centrales de production sur des critères économiques ou purement techniques (par exemple : FAST 2) sont complexes puisqu'ils prennent en compte un nombre important de contraintes, en particulier des contraintes de flexibilité des centrales. Ils possèdent une résolution temporelle fine et doivent pouvoir fonctionner sur un horizon temporel long d'au moins une année pour intégrer les variations de la tension existant pour équilibrer l'offre et la demande en fonction des heures d'une journée et des saisons. Ces modélisations nécessitent un nombre important de données d'entrée. Pour s'abstraire de la complexité de ce type de modèles, des indicateurs de flexibilité sont développés pour renseigner sur la capacité relative des différents types de centrales à répondre aux besoins de flexibilité d'un système électrique et ainsi orienter les choix d'investissement dans des centrales ou options plus ou moins flexibles. Ma et al. (2013) a conçu un indicateur de flexibilité basé sur deux paramètres physiques d'une centrale : sa rampe de puissance maximale admissible et la différence entre la puissance maximale mobilisable par la centrale et la $P_{\text{min,réacteur}}$. Oree and Sayed Hassen (2016) propose d'enrichir cet indicateur grâce à un indicateur intégrant un plus grand nombre de paramètres physiques (durée d'arrêt et de démarrage, temps minimal de fonctionnement et d'arrêt) et en affectant un poids différencié à ces paramètres en fonction de leur importance relative pour fournir de la flexibilité au système. Les indicateurs de flexibilité ne prennent toutefois pas en compte l'état opérationnel d'un système électrique à un instant donné, ce qui peut réduire ou augmenter le potentiel de flexibilité des différentes options.

L'objectif des études utilisant des modèles de programmation des capacités de production est généralement d'évaluer la capacité d'un mix de production à répondre à la demande électrique. Notre objectif est sensiblement différent puisque nous souhaitons évaluer la flexibilité demandée au parc nucléaire en fonction de la part d'éolien et de solaire dans le mix. Comme les réacteurs nucléaires sont les premiers types de centrales appelées dans l'ordre de préséance économique pour répondre à la demande résiduelle et qu'ils fonctionnent à leur maximum possible, il ne nous est pas nécessaire de modéliser l'ensemble du mix de production (grâce à un modèle de programmation des capacités de production) pour construire le profil de production du parc nucléaire en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire. L'analyse prospective est basée sur l'extrapolation des profils de production annuels du parc nucléaire en fonction de son profil de disponibilité, des profils prospectifs de la demande et des puissances éoliennes et solaires construits sur la base des données temporelles passées. Toute la difficulté réside alors dans l'évaluation de la capacité du parc nucléaire à réaliser le profil de puissance qui lui serait demandé avec l'intégration de l'éolien et du solaire. Comment relier les variations à l'échelle du parc aux variations à l'échelle des réacteurs pour évaluer leurs capacités techniques à suivre la charge ? Nous réalisons un état des lieux du fonctionnement du parc de réacteurs nucléaires pour tenter de faire émerger les facteurs identifiables qui entrent en jeu dans le choix de

mobilisation des réacteurs nucléaires du parc. Cette analyse nous conduit à choisir une modélisation reposant sur deux indicateurs clés pour quantifier les caractéristiques de fonctionnement des réacteurs du parc pour suivre la charge et ainsi donner une indication quant à la capacité du parc nucléaire à suivre la charge :

- la puissance minimale nucléaire à l'échelle du parc ($P_{\min, \text{parc}}$) est modélisée en fonction de la puissance minimale des réacteurs ($P_{\min, \text{réacteur}}$). Un fonctionnement en dessous de la $P_{\min, \text{parc}}$ renseigne sur la nécessité d'arrêter des réacteurs ;
- le nombre minimal d'arrêts/démarrages de réacteurs nécessaire pour suivre la charge est modélisé.

L'avantage de cette approche est aussi qu'elle permet de mettre en évidence des sollicitations potentiellement supérieures aux limites théoriques. A l'inverse, les modèles de programmation des capacités de production limitent les sollicitations des centrales à leur maximum théorique et indiquent les moments dans l'année pendant lesquelles le mix de production n'a pas pu répondre à la demande.

1.3. Plan du chapitre

Ce chapitre est structuré en deux grandes parties. Dans une première partie, nous réalisons un état des lieux de la flexibilité actuelle des réacteurs du parc nucléaire français et comparons la réalité opérationnelle à la théorie. Cela nous permet d'évaluer qualitativement le potentiel d'évolution de la flexibilité du parc et de choisir une modélisation adaptée à l'analyse prospective. Nous concentrons la deuxième partie aux besoins prospectifs de flexibilité pour lesquels le parc nucléaire pourrait être sollicité. Dans un premier temps, nous sélectionnons des scénarios pertinents de pénétration de l'éolien, du solaire et de capacités nucléaires aux horizons 2030 et 2050 parmi ceux présentés au chapitre 1. Puis nous détaillons la méthodologie employée avant de présenter les résultats. La méthodologie sera mise en œuvre en particulier via le développement et l'utilisation de trois modèles visant à construire les profils de puissance nucléaire annuels prospectifs et à quantifier les besoins de flexibilité à l'échelle du parc et des réacteurs.

2. Etat des lieux de la flexibilité actuelle du parc nucléaire français : de la théorie à la pratique

2.1. La théorie

Dans cette partie, la question de la flexibilité des réacteurs nucléaires est discutée sous ses aspects théoriques. Après avoir exposé le contexte, nous mettons en lumière les possibilités et les limites techniques offertes par les technologies de réacteurs nucléaires présents en France et examinons les conséquences éventuelles d'un fonctionnement flexible.

2.1.1. Flexibilité des réacteurs nucléaires : contexte et possibilités techniques

Aujourd'hui, les centrales nucléaires opèrent principalement en base, à puissance nominale ($P_{n, \text{réacteur}}$). Ce mode de fonctionnement est celui qui apparaît le plus naturel pour rentabiliser un coût d'investissement élevé comparé au coût de fonctionnement. Ce mode est aussi le plus simple techniquement. Dans certains pays, comme la France ou l'Allemagne, des raisons spécifiques ont amené les opérateurs à rendre leurs parcs nucléaires flexibles grâce à la modulation de puissance pour suivre la charge. Le suivi de charge d'un réacteur nucléaire se caractérise par deux rampes de puissance, l'une à la baisse, l'autre à la hausse, encadrant un palier bas ou un arrêt/démarrage (Kerkar and Paulin, 2008). Quatre raisons principales justifient le recours à un parc nucléaire pour suivre la charge :

- le niveau de nucléaire dans le parc,
- la quantité de productions variables appelées avant le nucléaire dans l'ordre de préséance économique,
- le niveau des débouchés (demande électrique et interconnexions avec les pays voisins),
- le niveau de flexibilité du système électrique (niveau de pilotage de la demande, niveau de stockage de l'offre et ce qu'autorise la régulation – par exemple, l'écrêtage).

En France, comme en Allemagne, les constructeurs et opérateurs se sont intéressés à la modulation nucléaire dès le début des années 1970, dans la perspective d'une augmentation de la part du nucléaire dans les mix électriques. Le parc nucléaire devait alors s'adapter à la variation journalière et saisonnière de la demande électrique (Choho, 2013), (Ludwig et al., 2011). En Allemagne, la modulation nucléaire est devenue plus importante ces dernières années avec la croissance des énergies renouvelables variables. En France, du fait de leur part importante dans le mix, les réacteurs nucléaires suivent la charge depuis le début des années 1980 (Lokhov, 2011). Dans d'autres pays européens comme la Belgique et la Slovaquie, pour lesquels la part de nucléaire est supérieure à 50% de l'énergie électrique produite annuellement, le parc nucléaire opère partiellement en suivi de charge (Bruynooghe et al., 2010). L'augmentation significative des énergies renouvelables variables devraient, en France, augmenter les besoins de modulation de puissance nucléaire. Bien que les REP aient été initialement conçus dès le début pour réaliser la modulation de puissance, leurs modes de pilotage ont été améliorés régulièrement depuis les années 1980 pour faciliter leur manœuvrabilité en tenant compte des contraintes d'exploitation (Choho, 2013).

La modulation de puissance des réacteurs nucléaires répond à un double besoin. Le premier consiste à participer aux services systèmes pour faire face aux écarts imprévus entre l'offre et la demande. Le deuxième consiste à participer au suivi de charge journalier programmé.

Pour contribuer aux services systèmes, les réacteurs nucléaires engagés participent aux réglages automatiques primaire et secondaire et au mécanisme d'ajustement. Ces réacteurs fonctionnent à

puissance réduite de façon à conserver une marge de manœuvre pour la modulation de puissance. Pour le réglage primaire, les variations de puissance sont réalisées dans un intervalle de $\pm 2\% P_{n, \text{réacteur}}$ et s'effectuent en 15 voire 30 secondes. Le parc nucléaire permet de fournir 650 MWe de réserve primaire en France (la moitié du parc, environ une trentaine de réacteurs y participe). Pour le réglage secondaire, la marge de puissance est de $\pm 5\% P_{n, \text{réacteur}}$ avec un temps de réponse compris entre 30 secondes et 15 minutes. L'activation des réserves participant au mécanisme d'ajustement se fait dans une période plus longue (de 30 minutes à quelques heures) (Keppler and Cometto, 2012).

Le suivi de charge journalier est réalisé, en théorie, selon des profils de charge définis. Typiquement, les réacteurs fonctionnent à pleine puissance toute la journée et leur puissance est réduite la nuit. La charge peut différer selon les jours ouvrés et les jours de repos (week-ends, jours fériés). Le programme de charge le plus courant est le « 12-3-6-3 » : 12 heures à $P_{n, \text{réacteur}}$, 6 heures en palier bas, et 3 heures de transitoire lent à la hausse et à la baisse (soit des rampes de puissance au maximum de $0,5\% P_{n, \text{réacteur}} / \text{min}$). Le palier bas correspond généralement à la puissance demandée pendant la nuit. Le profil « 16-8 » est également utilisé : le réacteur fonctionne pendant 16 heures à $P_{n, \text{réacteur}}$ et 8 heures en palier bas. Les transitoires d'une trentaine de minutes sont rapides à $3\% P_{n, \text{réacteur}} / \text{min}$. La Figure II-1 illustre ces deux profils.

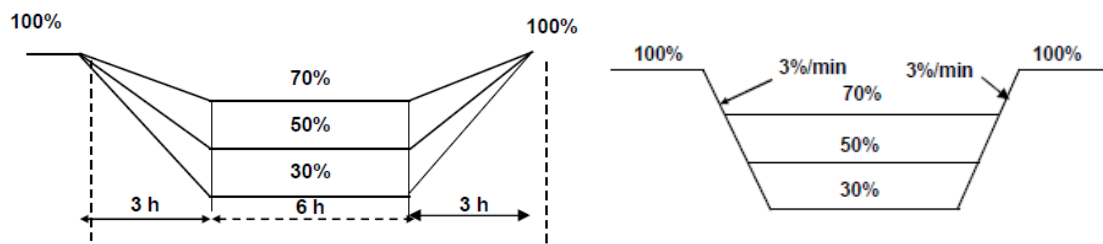


Figure II-1 : Profils typiques de suivi de charge : à gauche le « 12-3-6-3 », à droite le « 16-8 » (Choho, 2013)

Plus rarement, sont utilisés les profils « 18-6 » aux transitoires rapides compris entre 2 et $5\% P_{n, \text{réacteur}} / \text{min}$ et le profil « 12-12 » aux transitoires plus lents ($1\% P_{n, \text{réacteur}} / \text{min}$) (Choho, 2013), (Kerkar and Paulin, 2008). Les paliers bas varient entre la puissance minimale ($P_{\text{min, réacteur}}$) de fonctionnement du réacteur et la $P_{n, \text{réacteur}}$. La $P_{\text{min, réacteur}}$ admissible est égale à 30% de la puissance thermique nominale ($P_{n, \text{th}}$). En fonction du rapport des rendements à $P_{n, \text{réacteur}}$ et à $P_{\text{min, réacteur}}$, spécifique à chaque réacteur, la $P_{\text{min, réacteur}}$ nette varie et est comprise entre environ 20% et $30\% P_{n, \text{réacteur}}$ (voir Eq. II-1 dessous).

Eq. II-1 :
$$P_{\min, \text{reacteur}} \text{ nette} = \frac{\eta_{P_{\min, \text{reacteur}}}}{\eta_{P_n, \text{reacteur}}} * 30\% * P_{n, th}$$

$\eta_{P_{\min, \text{reacteur}}}$: rendement du réacteur à $P_{\min, \text{reacteur}}$

$\eta_{P_n, \text{reacteur}}$: rendement du réacteur à $P_n, \text{reacteur}$

$P_{n, th}$: puissance thermique nominale (MWth)

Dans la suite, le terme $P_{\min, \text{reacteur}}$ désigne la $P_{\min, \text{reacteur}}$ nette. Les réacteurs sont dimensionnés pour réaliser une variation de puissance entre $P_{\min, \text{reacteur}}$ et $P_n, \text{reacteur}$ en 14 minutes (soit à $5\%P_n, \text{reacteur}/\text{min}$ entre $30\%P_n, \text{reacteur}$ et $P_n, \text{reacteur}$). Les programmes de suivi de charge doivent, en effet, pouvoir être interrompus à tout moment par un retour instantané en puissance à $5\%P_n, \text{reacteur}/\text{min}$ pour éliminer en moins de 20 minutes un défaut de production soudain sur le réseau (Choho, 2013), (Kerkar and Paulin, 2008).

Un réacteur nucléaire opère pendant une période de fonctionnement comprise entre deux arrêts pour rechargement en combustible appelée « campagne ». « Un cycle désigne l'ensemble d'une campagne et d'un arrêt pour rechargement adjacent » (Kerkar and Paulin, 2008). La Figure II—2 et la Figure II—3 représentent deux exemples de profils : un profil journalier et un profil sur la durée d'une campagne, réalisés en France par deux réacteurs, Cattenom 2 et Blayais 2 en 2014 (RTE, 2012–2016).

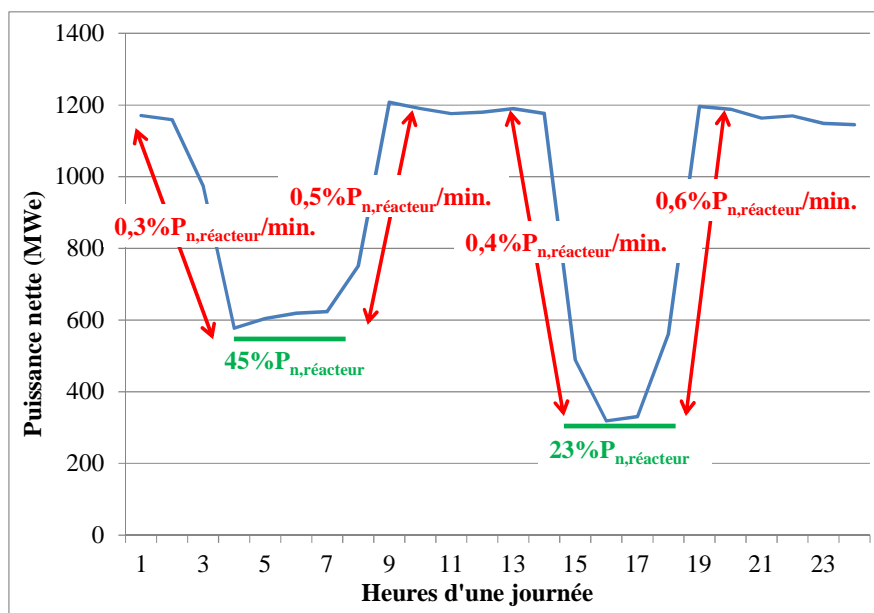


Figure II—2 : Exemple de profil de puissance journalier de Cattenom 2 (15 août 2014) , d'après (RTE, 2012–2016)

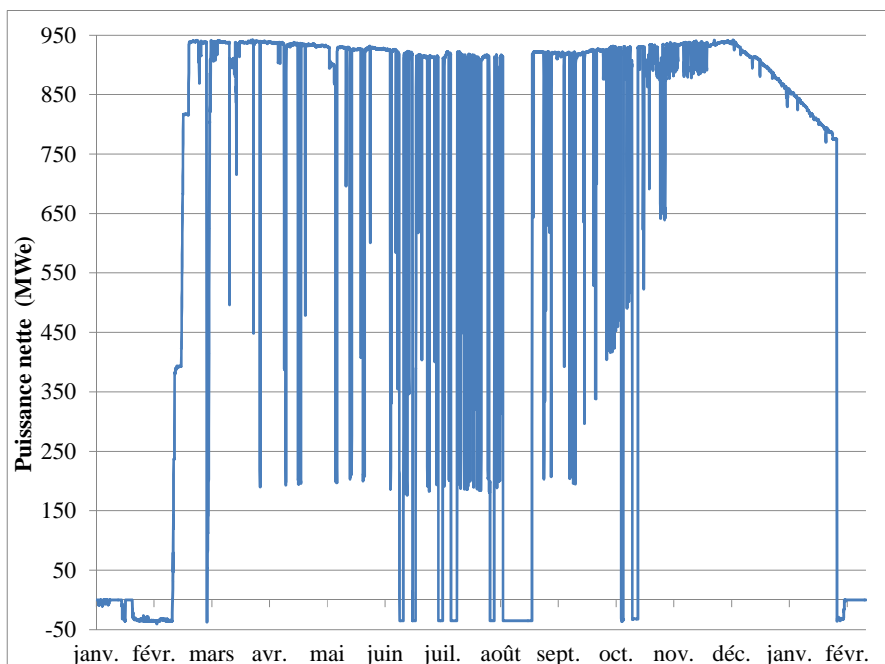


Figure II—3 : Exemple de profil de puissance de Blayais 2 pendant une campagne (de janvier 2014 à février 2015) (RTE, 2012–2016)

2.1.2. Flexibilité des réacteurs nucléaires : limites

« Un centre nucléaire de production d'électricité est une installation nucléaire de base source de rayonnement ionisants et d'effluents radioactifs » (Kerkar and Paulin, 2008). La conduite d'un réacteur nucléaire impose le respect strict des règles de sûreté tout en conservant une disponibilité maximale pour satisfaire le besoin client. Les règles de sûreté, propres aux propriétés physiques intrinsèques à un réacteur, ainsi que les règles d'autorisation de rejets radioactifs, limitent la manœuvrabilité des réacteurs nucléaires. Ainsi, les designs sont conçus pour un nombre de variations de puissance maximal admissible pendant la vie du réacteur, une rampe de puissance maximale, une puissance minimale de fonctionnement ($P_{\min, \text{réacteur}}$), une durée minimale et maximale de fonctionnement à puissance intermédiaire, un nombre d'arrêts et de démarrages définis, associés à des durées spécifiées. Dans cette partie, les limites de fonctionnement en suivi de charge des réacteurs nucléaires sont expliquées et les valeurs limites sont exposées lorsqu'elles sont disponibles dans la littérature ouverte.

Pour protéger les personnes et l'environnement des rayonnements, trois barrières sont interposées entre le combustible et ces derniers : la gaine du combustible, le circuit primaire et l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur. Les Spécifications Techniques d'Exploitation (STE) définissent le « domaine de fonctionnement autorisé » qui établit des critères limites d'exploitation en conditions normales pour assurer l'intégrité des trois barrières en cas d'accident. Ces critères sont par exemple la limitation de la température du combustible et de la gaine, ou la protection contre le phénomène d'interaction entre la pastille d'uranium et la gaine (IPG). L'IPG joue un rôle majeur dans la limitation

de la manœuvrabilité des REP (Bruynooghe et al., 2010), (Kerkar and Paulin, 2008). Ce phénomène limite la durée des paliers bas et le nombre de transitoires réalisables. Pouvant aller jusqu'à percer la première barrière de confinement, il s'agit d'une corrosion sous contrainte de la gaine due d'une part au comportement thermomécanique du crayon combustible²² (gonflement, fractionnement de la pastille, ...) et d'autre part à la présence de produits de fission corrosifs. Dans les meilleures conditions d'exploitation, le flux de puissance doit être le plus homogène possible dans le cœur pour éviter la présence de points chauds. L'ensemble de ces contraintes donnent lieu à des règles d'exploitation précises (Kerkar and Paulin, 2008).

Les moyens de contrôle de la puissance du cœur sont mobilisés pour suivre un « programme de température en fonction de la puissance » demandée à la turbine, tout en régulant la réactivité²³ et la distribution spatiale de puissance dans le cœur (Kerkar and Paulin, 2008). Le principe repose sur l'introduction plus ou moins importante d'absorbants de neutrons dans le cœur, à la source des réactions de fission. Deux moyens de contrôle sont utilisés dans les REP : les grappes de contrôle, composées d'absorbants de neutrons, plus ou moins insérées dans le cœur pour faire varier sa réactivité ; l'acide borique (bore soluble), absorbant dissous en plus ou moins grande concentration dans le modérateur (eau) du circuit primaire (l'eau ralentit les neutrons pour qu'ils aient une plus grande probabilité de d'engendrer des fissions). Les grappes de contrôle sont utilisées pour des variations rapides de la réactivité tandis que le bore compense les effets lents de variation de la réactivité (épuisement du combustible avec l'avancement dans la campagne par exemple). Son utilisation implique le rejet d'effluents dans l'environnement. Comme la tendance est à la minimisation de ces rejets, l'utilisation des grappes de contrôle est privilégiée dans la mesure du possible. Le fonctionnement au bore limite le nombre de transitoires admissibles (fonction de la quantité de bore) et les rampes de puissance possible (vitesse de dilution et de borication) (Kerkar and Paulin, 2008).

Dans un cœur de réacteur, une variation de réactivité conduit à des phénomènes physiques qui amplifient ou diminuent cette variation initiale de réactivité. Le cœur des REP est naturellement stable puisqu'une élévation soudaine de réactivité conduit à des contre-réactions négatives qui diminuent instantanément la réactivité du cœur. Deux contre-réactions principales existent. Lorsque la puissance du cœur augmente, la température du modérateur (eau) augmente ce qui diminue sa densité. L'eau moins dense assure un moins bon ralentissement des neutrons issus de la fission et diminue ainsi leur chance d'engendrer de nouvelles fissions. De même, lorsque la température du cœur augmente, le

²² Ensemble composé de la gaine et des pastilles d'uranium.

²³ Une réaction de fission est « l'éclatement d'un noyau lourd, par exemple d'uranium ou de plutonium, en deux parties sous l'effet d'un bombardement de neutrons. Cette fission s'accompagne d'un important dégagement de chaleur et d'émission d'autres rayonnements, y compris de neutrons qui peuvent entretenir la réaction » (ASN, 2016). Le cœur du réacteur est dit critique quand les réactions de fission s'entretiennent par elles-mêmes et que la population de neutrons est stationnaire en tout point du cœur. L'écart du cœur à la criticité est mesuré par une grandeur appelée « réactivité » du cœur (ASN, 2016).

noyau fertile²⁴ d'uranium 238 aura plus de chances de capturer des neutrons. Ces deux effets stabilisants, s'opposent naturellement rapidement à une variation de la réactivité du cœur.

A une échelle de temps plus longue (de quelques heures), d'autres effets liés à l'empoisonnement du cœur par les produits de fission jouent un rôle important dans le contrôle de la puissance du réacteur. Le xénon 135 est le produit de fission qui est le plus fort absorbant de neutrons thermiques (ou neutrons lents). Toute variation de puissance est amplifiée par l'effet xénon. C'est un effet instable dont la constante de temps est de quelques heures, ce qui permet à l'opérateur d'intervenir. Ce phénomène est compensé par une borication ou une dilution de l'eau primaire. Pour plus de détails sur la physique des réacteurs nucléaires, on pourra se référer à l'Annexe 3.

C'est l'effet xénon qui impose un délai d'une journée environ pour redémarrer le réacteur de l'état à froid à la pleine puissance (Kerkar and Paulin, 2008). On peut distinguer deux types d'arrêts d'un réacteur. L'arrêt à froid est un état du réacteur nucléaire « dans lequel l'état du fluide de refroidissement se rapproche de celui qui correspond aux conditions ambiantes de pression et de température » (ASN, 2016). L'arrêt à chaud est un état de réacteur nucléaire « dans lequel la pression et la température du fluide de refroidissement sont maintenues à des valeurs proches de celles du fonctionnement en puissance » (ASN, 2016). L'arrêt à chaud impose une durée de redémarrage moins grande que l'arrêt à froid (quelques heures contre au moins une journée).

L'usure du combustible avec l'avancement dans la campagne joue également sur la capacité du réacteur à manœuvrer²⁵. En effet, la moins grande réactivité du combustible est compensée par une diminution de la concentration en bore jusqu'à son retrait complet en fin de campagne. Le manque de bore en fin de campagne empêche la compensation des effets physiques comme l'effet xénon. Le réacteur ne peut plus participer au suivi de charge après 90% de la campagne. Il peut simplement participer au réglage de fréquence (EDF, 2013), (Keppler and Cometto, 2012).

L'ensemble de ces phénomènes physiques a orienté l'évolution des modes de pilotage des REP vers plus de flexibilité. Les premiers réacteurs construits en France, de type CP0, étaient pilotés grâce au mode A. Ce mode de pilotage permet des variations lentes de puissances. Les grappes et le bore permettent les variations journalières. Le bore est aussi utilisé pour compenser l'épuisement du combustible et l'effet xénon décrits plus haut. La dilution et la borication du modérateur est de plus en plus lente avec l'avancement dans la campagne (plus faible concentration en bore) et est limitée par le volume du système de contrôle volumétrique et chimique du circuit primaire (gestion du volume de bore). L'accroissement du parc nucléaire a incité le constructeur de REP, Framatome à l'époque, à développer un nouveau mode de pilotage plus flexible. Le mode G, mis en œuvre dès 1985, permet d'effectuer des variations rapides de charge grâce à l'utilisation concordante de grappes plus ou moins

²⁴ Qui peut être un isotope fissile à la suite de la capture d'un neutron et qui est fissile au contact d'un neutron ayant une énergie suffisante (cette énergie est plus grande que pour les noyaux fissiles).

²⁵ C'est-à-dire à réaliser des opérations de suivi de charge.

absorbantes dites noires et grises pour faire varier la puissance du cœur. Ce mode de pilotage a aussi l'avantage de réduire grandement le rejet d'effluents. Aujourd'hui, les unités de types CPY et P4 fonctionnent toutes avec le mode G, soient 48 des 58 réacteurs français en exploitation. Les réacteurs de type CP0 et N4 fonctionnent avec le mode A. Au départ, les paliers N4 avaient été conçus pour fonctionner avec le mode X plus avancé mais ce dernier a été abandonné car il pouvait poser des problèmes de sûreté dans des configurations particulières (Kerkar and Paulin, 2008). L'EPRTM aura des capacités de manœuvrabilité encore plus élevées grâce à un nouveau mode de pilotage, le mode T. Complètement automatique, il permet une réduction accrue de rejet d'effluents (Choho, 2013).

Le Tableau II—1 présente les limites théoriques de manœuvrabilité associées aux différents paliers du parc nucléaire. Ce qui y est présenté est théorique en fonctionnement classique. Dans la réalité, les rampes maximales admissibles sont de $5\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ (dimensionnement du retour instantané en puissance) pour l'ensemble des réacteurs, même les CP0 et N4.

	CP0 et N4	CPY et P4
Mode de pilotage	Mode A	Mode G
Réglage primaire	$\pm 2\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$	$\pm 2\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$
Réglage secondaire	$\pm 3\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$	$\pm 5\% P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$
Rampes de suivi de charge	2% $P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ jusqu'à 80% de la campagne 0,2% $P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ après 80% de la campagne	5% $P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ jusqu'à 80% de la campagne 2% $P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ après 80% de la campagne
Fonctionnement à puissance intermédiaire	Possible pendant 85% de la campagne	Possible pendant 85% de la campagne
Capacité de retour instantané en puissance	Capacité partielle, limitée à 15-20% $P_{n, \text{réacteur}}$ en raison de la vitesse de dilution du bore	Capacité totale, pas de limite en amplitude jusqu'à 85% de la campagne

Tableau II—1 : Capacités de suivi de charge pour les différents modes de pilotage prévus à la conception, d'après Likhov, (2011)

Au niveau européen, les opérateurs nucléaires collaborent depuis 1990 pour établir les spécifications minimum à respecter pour les nouveaux designs de réacteurs en termes de sûreté, de performances et de capacité de flexibilité à travers la publication du document « European Utility Requirements », actualisé régulièrement, la dernière révision datant de 2012. Il pointe, en particulier, la nécessité de continuer à améliorer les potentiels de flexibilité des centrales nucléaires. Les exigences minimales prescrites sont de deux suivis de charge par jour, cinq par semaine et 200 par campagne (European Utility Requirements, 2012). Cependant, Lebreton (2012) indique des valeurs hautes à ne pas dépasser pendant la durée de vie du réacteur : le nombre de suivis de charge maximal est d'environ 20 000 pour les REP (40 ans) et 36 000 pour l'EPRTM (60 ans).

A l'échelle du parc de réacteurs nucléaires, la limitation des variations de puissance totale est intimement liée à la dynamique du parc en fonctionnement et à ses contraintes organisationnelles, économiques et administratives. Les critères principaux qui régissent le choix de la participation des réacteurs au suivi de charge sont :

- leur disponibilité à manœuvrer : par exemple, en dehors des phases de maintenance et d'essais périodiques (EDF, 2013) ;
- l'avancement du réacteur dans la campagne : la $P_{\min, \text{réacteur}}$ d'un réacteur varie au cours de la campagne. Après 60-65% de la campagne, le niveau de bore de plus en plus bas entraîne l'augmentation de la $P_{\min, \text{réacteur}}$ jusqu'à atteindre 90% $P_{n, \text{réacteur}}$ à 90% de la campagne (augmentation linéaire) (EDF, 2013). Le suivi de charge peut commencer après 2 semaines de fonctionnement (Lokhov, 2011) ;
- le placement des arrêts : si par exemple, un réacteur est appelé à décaler son arrêt pour rechargement, il sera appelé en priorité pour réaliser du suivi de charge de façon à préserver le plus possible son combustible. La baisse de puissance permet au réacteur de gagner en réactivité grâce aux effets des contre-réactions (baisse de température du modérateur et du combustible). En moyenne, les campagnes sont prolongées de 30 à 35 Jours Equivalents Pleine Puissance²⁶ (JEPP) (opérations dites de « stretch out ») (Kerkar and Paulin, 2008) ;
- la minimisation du relâchement d'effluents sur l'ensemble du parc : au début de la campagne, une dilution de la concentration en bore engendre moins de volumes d'effluents qu'à la fin de la campagne (EDF, 2016).

Un plan d'action est lancé par EDF pour augmenter le nombre de réacteurs aptes à manœuvrer régulièrement. Les améliorations à venir sont plutôt de nature organisationnelle : gestion améliorée de la maintenance, diminution du nombre d'essais périodiques, meilleure formation des opérateurs par exemple (EDF, 2013).

Les différentes contraintes lors du fonctionnement en suivi de charge sont récapitulées en Figure II—4. Des valeurs numériques sont exposées lorsqu'elles sont disponibles dans la littérature.

²⁶ Nombre de jours effectifs pendant lesquels le réacteur fonctionne à la puissance nominale.

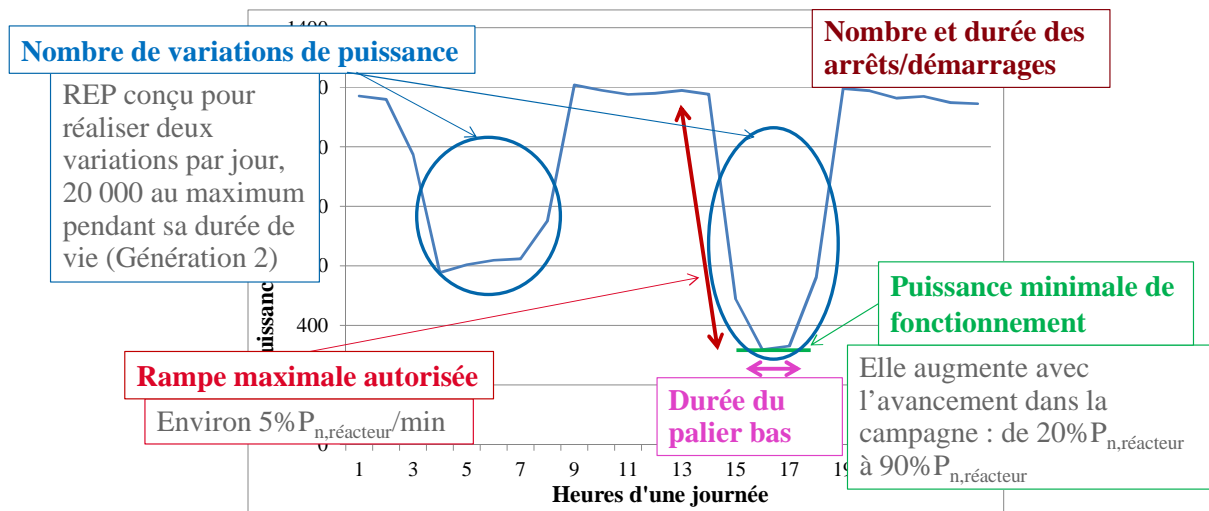


Figure II—4 : Capacité de suivi de charge d'un réacteur nucléaire (Cattenom 2, 15 août 2014)

Deux critères permettant d'évaluer la capacité des centrales programmables à réaliser du suivi de charge sont exposés au Tableau II—2 pour différents types de centrales : la durée de démarrage et la rampe de puissance maximale. Les données de Bruynooghe et al. (2010) ont été complétées par celles de Savolainen et al. (2015). Les durées de démarrage sont indiquées pour des arrêts à chaud et à froid. Elles correspondent au temps nécessaire pour connecter les différents types de centrales au réseau.

	Durée de démarrage		Rampe de puissance maximale (% $P_{n,réacteur}$ /min)
	A froid	A chaud	
Turbine à combustion au diesel	15 min.	5 min.	25
OCGT	10-20 min.	10-20 min.	20
CCGT	3 heures	30-60 min.	7
Centrale à charbon	6 heures	2 heures	5
Réacteur nucléaire	1 à 2 jours	2 heures	5

Tableau II—2 : Comparaison des capacités de flexibilité des centrales programmables, d'après (Bruynooghe et al., 2010) et (Savolainen, 2015)

Les turbines à combustion et les centrales à gaz ont été historiquement conçues pour être flexibles de façon à répondre rapidement à des gradients de puissance importants. Le ratio entre leurs coûts fixes et leurs coûts variables fait d'elles des centrales adaptées au suivi de charge. Les centrales à charbon et les centrales nucléaires présentent globalement les mêmes capacités de manœuvrabilité. Bien que possédant des rampes de puissance maximales admissibles plus faibles que les centrales à gaz, le potentiel des réacteurs nucléaires est plus fort de par leur puissance nominale, plus de deux fois plus élevée que les centrales à gaz. La rampe maximale d'un réacteur nucléaire est typiquement de 65 MWe/min contre 30 MWe/min pour une centrale CCGT. La durée de démarrage à froid n'a pas d'effet sur l'efficacité du suivi de charge, puisque les arrêts de courte durée se font à chaud.

2.1.3. Flexibilité des réacteurs nucléaires : influence sur la performance et la durée de vie des composants

Le fonctionnement en suivi de charge sollicite plus le réacteur que le fonctionnement en base. D'abord, les gros composants, y compris ceux qui ne sont pas remplaçables comme la cuve, subissent plus de contraintes thermiques et mécaniques. L'usure supplémentaire peut apparaître au bout de quelques années de fonctionnement. Il est alors difficile de discerner l'usure normale de l'usure additionnelle liée au suivi de charge (Keppler and Cometto, 2012). Par ailleurs, les matériels non remplaçables sont dimensionnés pour un nombre défini de transitoires pendant la durée de vie de l'installation (seuil non pénalisant puisque surdimensionné à la conception) et les règles d'exploitation en suivi de charge sont conçues pour ne pas dépasser les seuils admissibles de fatigue thermique des composants.

De plus, ce mode de fonctionnement fait appel plus fréquemment à certains systèmes comme les mécanismes de grappes ou le système de contrôle volumétrique et chimique (gestion du bore). Ces matériels peuvent nécessiter des besoins en maintenance supplémentaires. Les mécanismes de grappes se change par exemple après un certain nombre de manœuvres (EDF, 2013). Enfin, les stress thermiques et mécaniques appliqués à la pastille de combustible et à la gaine ont une importance de taille dans la possibilité de manœuvrer. En particulier, le phénomène d'IPG limite le nombre de descentes en palier bas admissibles par le réacteur pendant une certaine période (les crédits de descente sont récupérables au bout d'un certain temps à $P_{n, \text{réacteur}}$) (EDF, 2016). L'expérience française et allemande montre que le suivi de charge journalier n'affecte pas le taux de rupture de gaine par IPG sur le parc (Lokhov, 2011).

Selon EDF, le fonctionnement en suivi de charge n'a quasiment pas d'impact sur le circuit primaire. Les conséquences des gradients de température se font surtout ressentir dans le circuit secondaire (vieillesse prématurée des échangeurs de chaleur, usure des tuyauteries), **ce qui peut entraîner un taux d'arrêts fortuits plus important.** Les programmes de maintenance préventive incluent des contrôles associés au suivi de charge (EDF, 2013).

En comparant le nombre d'arrêts fortuits de 10 réacteurs de 900 MWe opérant en base par rapport à ceux qui participaient au suivi de charge en 2012, **les résultats d'EDF montrent une hausse du nombre d'arrêts fortuits pour les réacteurs en suivi de charge** : 2% de leurs arrêts sont fortuits contre 1,4% pour les réacteurs fonctionnant en base (EDF, 2013). Une autre étude d'EDF estime la perte du facteur de disponibilité²⁷ (kd) de ces réacteurs à -1,8% (150 heures pendant l'année) (Bruynooghe et al., 2010). Sur les bases de données disponibles publiquement (base de données PRIS de l'AIEA (2015)), Bruynooghe et al. (2010) a réalisé une analyse statistique pour évaluer les

²⁷ Le facteur de disponibilité d'un réacteur nucléaire illustre l'aptitude d'un réacteur à fournir de l'énergie. C'est le rapport de l'énergie disponible, durant un intervalle de temps déterminé, au produit de la puissance nominale en régime continu, par cet intervalle de temps. Les périodes d'indisponibilité comprennent les arrêts programmés et non programmés (CEA, 2016).

corrélations entre disponibilité et fonctionnement en suivi de charge des réacteurs en service en Europe. Ses conclusions montrent qu'en moyenne le nombre d'arrêts fortuits augmente avec le suivi de charge et que le facteur de disponibilité peut être réduit de 0,7 à 1,4%. **En résumé, le suivi de charge a tendance à réduire le facteur de disponibilité de 0,5% à 2% environ.**

La moins grande disponibilité des réacteurs liée à un surcroît de maintenance et le nombre accru d'arrêts fortuits seraient responsables de l'essentiel des surcoûts liés au suivi de charge (EDF, 2013). Cependant, aucune étude officielle n'estime les coûts additionnels associés au mode de fonctionnement en suivi de charge. Les données techniques disponibles sont limitées et le nombre de paramètres qui entrent en jeu est souvent trop important pour pouvoir quantifier l'effet réel du suivi de charge seul. En termes d'investissements pour modifier les designs, aucune dépense supplémentaire n'est nécessaire sur les réacteurs puisque les designs ont été conçus pour cela (sauf à la marge pour les réacteurs les plus anciens). De plus, aucun lien n'est établi entre la durée de vie des réacteurs et leur fonctionnement en suivi de charge (Keppler and Cometto, 2012).

La composante principale de coût associée au fonctionnement en suivi de charge est de loin la baisse du facteur de charge (Keppler and Cometto, 2012), (Hirth et al., 2015). D'après les données PRIS de l'AIEA (2015), l'écart entre le facteur de disponibilité et le facteur de charge du parc nucléaire français entre 2008 et 2014 équivaut à une non-production annuelle comprise entre 20 et 30 TWhe (soit environ entre 3,5 et 5% du potentiel). **Cette non-production est majoritairement liée à la participation dans les services systèmes, puis au suivi de charge journalier** (EDF, 2013). D'après Bruynooghe et al. (2010), la perte de production associée au suivi de charge journalier du parc nucléaire français est de 62 heures par an en moyenne (soit 0,7% du potentiel).

2.2. La pratique

Après avoir abordé les aspects théoriques, nous explorons maintenant le comportement actuel du parc nucléaire en termes de variations de puissance. Pour ce faire, nous scindons l'analyse en deux, une première analyse est réalisée à l'échelle du parc nucléaire (profil global), l'autre à l'échelle des réacteurs considérés séparément. La connaissance pratique du comportement du parc nucléaire aux deux échelles servira de base pour l'analyse prospective et nous permettra de l'orienter en choisissant des indicateurs pertinents.

2.2.1. Flexibilité actuelle du parc nucléaire

Dans une première étape, nous concentrons l'analyse sur le profil global du parc nucléaire. Indépendamment du comportement individuel des réacteurs, nous interrogeons la dynamique de production nucléaire à l'échelle du parc tout entier. Quelles sont les caractéristiques de production du parc nucléaire actuel ? Comment fait-il varier sa puissance, à quelle fréquence et à quel moment de l'année ? Peut-on observer une évolution des profils annuels sur les dernières années ? Pour répondre à

ces questions, nous utilisons les données de RTE, disponibles publiquement. Elles rassemblent la production nette au pas horaire du parc nucléaire entre 2008 et 2011 et au pas demi-horaire entre 2012 et 2015 (RTE, 2008-2015). Pour harmoniser les comparaisons, nous utilisons l'ensemble des données au pas horaire.

Comme nous pouvons le constater en comparant les courbes de production nucléaire, leurs caractéristiques générales sont semblables d'une année sur l'autre, c'est pourquoi nous choisissons d'étudier un profil en particulier, celui de l'année 2015. Sur la Figure II—5 sont représentés les profils de consommation électrique et de production nucléaire pour l'année 2015 au pas horaire.

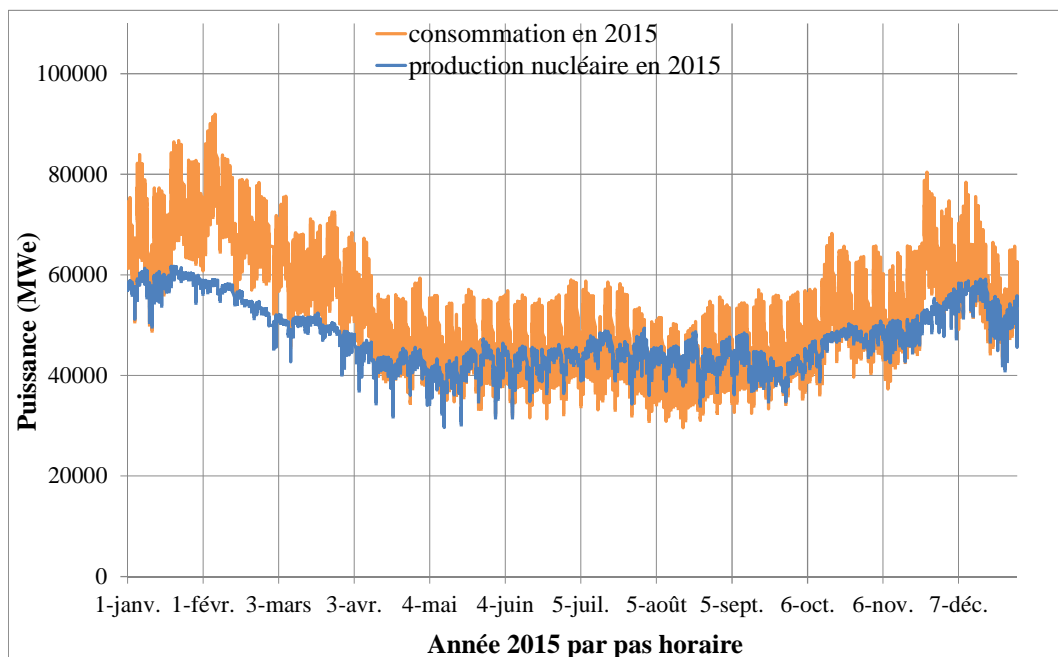


Figure II—5 : Consommation électrique et production nucléaire au pas horaire en 2015 (RTE, 2015c)

Le graphique de la Figure II—5 permet de mettre en évidence une corrélation forte entre le profil de consommation et la production du parc nucléaire (le coefficient de corrélation est égal à 0,86). En hiver, la contribution de la puissance nucléaire est majoritaire dans la pointe de consommation. En intersaison et en été, la production nucléaire devient fréquemment marginale et supérieure à la consommation intérieure. Le complément d'électricité produit est ainsi exporté. L'écart de puissance entre le niveau de production en hiver et celui observé au printemps et en été peut atteindre jusqu'à 30 GWe environ.

Cette corrélation se matérialise aussi à l'échelle de la semaine et de la journée. C'est ce que nous souhaitons mettre en lumière grâce à la Figure II—6. Les graphes représentent la production nucléaire nette, au pas horaire, sur deux semaines consécutives, choisies aléatoirement, à chaque saison de l'année 2015, d'après RTE (2008-2015). Pour des raisons de lisibilité, la consommation intérieure n'y est pas représentée.

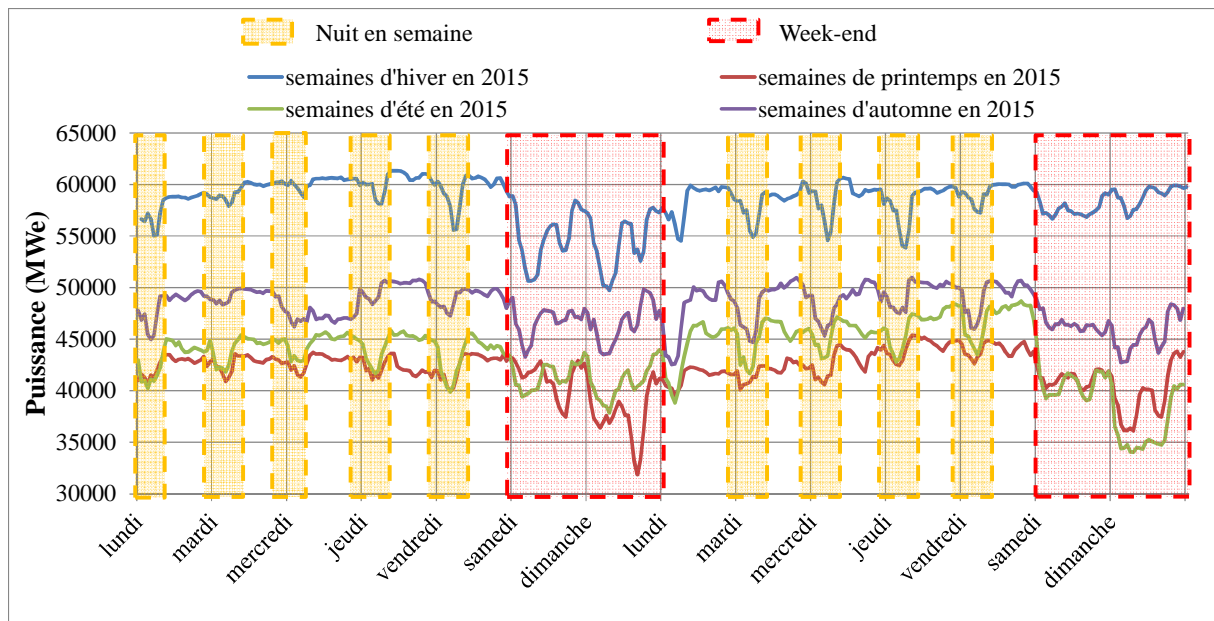


Figure II—6 : Production nucléaire sur deux semaines consécutives en fonction des saisons en 2015 (au pas horaire), d'après (RTE, 2008-2015)

A l'échelle de la semaine, on observe une différence entre la production pendant les jours ouvrés et les jours de repos. Toute l'année, la puissance baisse le week-end de façon plus ou moins marquée. Dans l'exemple ci-dessus, cette baisse de puissance a atteint au maximum une dizaine de GWe. Pendant les jours de week-end, les profils de puissance sont majoritairement plus variables que pendant les jours de semaine. Deux creux de puissance sont souvent observés : le creux de la nuit suivi de la pointe du matin et le creux de l'après-midi suivi de la pointe du soir (par exemple, le samedi et dimanche de la première semaine en hiver - courbe bleue). Les profils varient sensiblement d'un week-end à l'autre. Par exemple, on peut observer un creux de puissance pendant un dimanche entier d'été (dernier dimanche - courbe verte). Pendant les jours de semaine, on observe généralement une baisse de puissance la nuit. Dans l'exemple de la Figure II—6, cette variation de puissance peut atteindre jusqu'à 5 GWe environ. Le creux de l'après-midi et la pointe du soir apparaissent moins marqués que pendant le week-end. Des journées particulières font figure d'exception, comme cette journée fériée d'automne où la puissance est restée basse pendant toute la journée jusqu'au lendemain (premier mercredi - courbe violette).

Nous avons aussi quantifié sur les huit dernières années les amplitudes des variations de puissance du parc nucléaire. Nous définissons une amplitude de variation comme la différence de puissance entre l'heure de début et l'heure de fin qui délimitent une variation monotone. Nous traitons les résultats d'amplitudes en valeurs absolues. Depuis 2008, plus de 97% des amplitudes des variations de puissance sont inférieures à 5000 MWe (8% de la puissance nominale du parc ($P_{n, \text{parc}}$)).

La Figure II—7 montre le nombre de variations de puissance dont l'amplitude est supérieure à 5000 MWe entre 2008 et 2015.

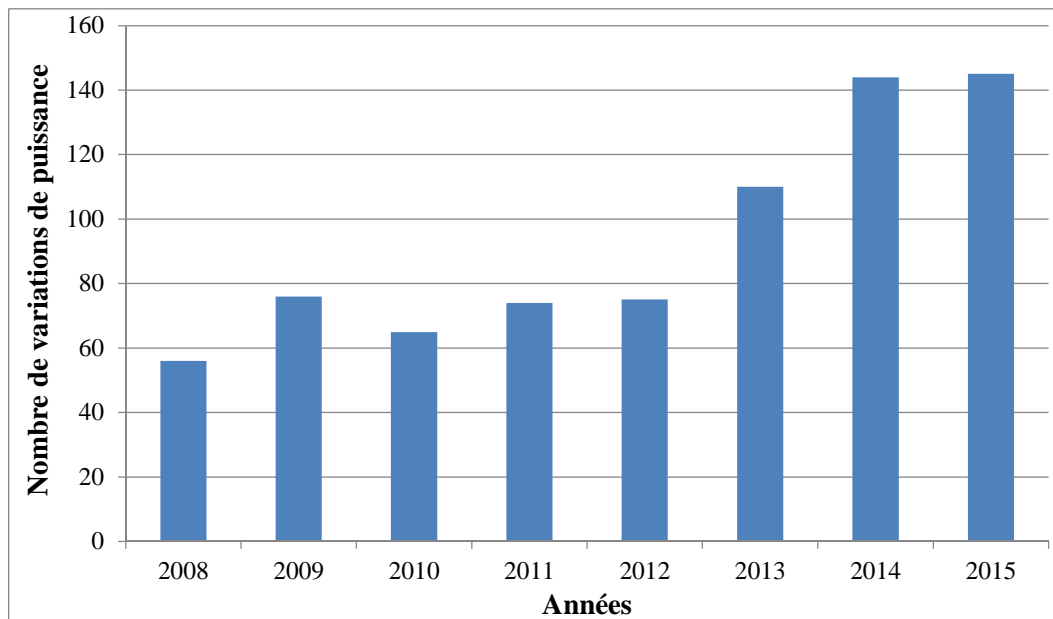


Figure II—7 : Nombre de variations de puissance d’amplitudes supérieures à 5000 MWe entre 2008 et 2015

Le nombre d’amplitudes supérieures à 5000 MWe augmente entre 2012 et 2015 : alors qu’il était compris entre 50 et 80 amplitudes par an entre 2008 et 2012, ce nombre a été doublé pour atteindre une valeur de 145 en 2014 et 2015 (sur 3500 variations au total). Sur les huit années étudiées, toutes les amplitudes de variations sont inférieures à 15 000 MWe ($20\%P_{n, \text{parc}}$), sauf un cas exceptionnel en 2012, où l’amplitude a atteint 20 000 MWe. Les amplitudes supérieures à 10 000 MWe apparaissent de façon exceptionnelle (entre 2008 et 2011 et en 2015 : entre 1 et 4 ; en 2012, 2013 et 2014 : entre 7 et 11). Dans l’ensemble, les amplitudes fortes sont toutes associées à des baisses de nuit et montées de puissance le matin. Elles peuvent apparaître à toutes les saisons, pendant la semaine ou le week-end.

Enfin, nous nous sommes intéressés aux rampes de puissances horaires réalisées entre 2008 et 2015. Nous traduisons les données horaires en $\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$. Sur ces huit années, plus de 99% des rampes ont été inférieures à $0,1\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$. (c’est-à-dire à 3780 MWe par heure). Aucune rampe de puissance n’a été supérieure à $0,2\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$. (soit 7560 MWe par heure, la rampe maximale enregistrée est de 6649 MWe par heure). Comme présenté sur la Figure II—8, nous observons depuis 2010 une croissance régulière du nombre de rampes de puissance supérieures à $0,1\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$. Leur nombre a plus que triplé entre 2010 et 2015. Les rampes de puissance élevées sont en général associées à des montées de puissance le matin et à la pointe du soir. Elles peuvent apparaître à toutes les saisons, pendant la semaine ou le week-end. Les caractéristiques des amplitudes et des rampes maximales de la production nucléaire observées entre 2008 et 2015 sont récapitulées en Annexe 4.

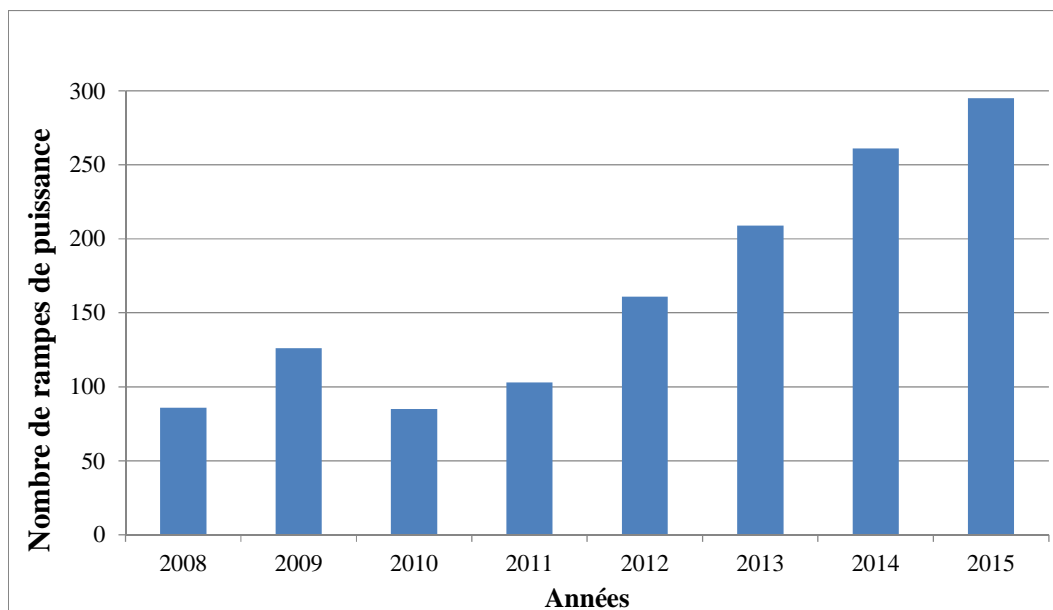


Figure II—8 : Nombre de rampes de puissance supérieures à 3780 MWe par heure entre 2008 et 2015

En résumé, le profil de puissance du parc nucléaire français possède des caractéristiques générales intrinsèquement liées à la consommation électrique. Ces caractéristiques se matérialisent à l'échelle d'une année, d'une semaine et d'une journée.

A l'échelle d'une année, l'écart de puissance entre la saison hivernale et la saison estivale peut atteindre environ 30 GWe. A l'échelle d'une semaine, la puissance baisse pendant les week-ends (cela peut atteindre une dizaine de GWe). A l'échelle d'une journée, la puissance baisse la nuit et en milieu d'après-midi. La pointe du soir est plus marquée, en termes d'amplitude, le week-end (en raison d'une baisse plus importante à la mi-journée). Les écarts de puissance à l'échelle d'une journée sont de l'ordre de 5 GWe au maximum.

En considérant le parc nucléaire pris dans son ensemble, moins de 3% des variations de puissance ont une amplitude supérieure à 5000 MWe ($8\%P_{n, \text{parc}}$). Leur nombre a doublé entre 2012 et 2015. Les amplitudes ne dépassent pas 15 000 MWe ($20\%P_{n, \text{parc}}$), sauf cas exceptionnel. Moins de 1% des rampes de puissance horaires sont supérieures à $0,1\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$. Les rampes ne dépassent pas $0,2\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$ à l'échelle du parc.

Les variations de puissances à l'échelle du parc nucléaire se traduisent à l'échelle des réacteurs. C'est ce que nous étudions dans la partie 2.2.2.

2.2.2. Flexibilité actuelle des réacteurs nucléaires

RTE met à disposition l'énergie horaire nette générée par groupe de production, y compris par réacteur nucléaire depuis 2012 (RTE, 2012–2016). Cette base de données nous a permis d'analyser leurs profils de production entre 2012 et 2016. Comme les données fournissent une puissance moyenne réalisée par

heure, les incertitudes associées imposent une certaine prudence quant à l'interprétation des résultats. En particulier, les rampes de puissance réalisées par les réacteurs ne peuvent pas être quantifiées finement. De plus, l'estimation des durées des paliers bas et des transitoires à partir des données donne lieu à des incertitudes fortes (± 2 heures et ± 1 heure respectivement) et sont difficilement interprétables.

Nous procédons en deux temps. D'abord, nous interrogeons la dynamique de sollicitation des réacteurs pour satisfaire la production totale du parc. A l'échelle du parc, dans quelles proportions les réacteurs fonctionnent-ils en suivi de charge ou en base ? De quel type sont les réacteurs qui participent au suivi de charge ? Peut-on déduire de l'analyse des données, des critères identifiables qui régissent la participation des réacteurs au suivi de charge ? Y-a-t-il une organisation invariante du parc au fil des années ? Y-a-t-il une marge de manœuvre pour augmenter la part des réacteurs participant au suivi de charge ? Autant de questions qui se posent dans l'optique de réaliser l'analyse prospective. En effet, pour l'analyse prospective, nous construisons les profils de puissance à l'échelle du parc nucléaire pour différents taux d'éolien et de solaire en France. Est-il alors possible de détailler la modélisation à la maille des réacteurs pour évaluer leurs sollicitations et les marges de manœuvre potentielles ?

Dans un deuxième temps, le questionnement est recentré sur les réacteurs qui participent au suivi de charge. Y participent-ils au maximum de leurs capacités ou présentent-ils un potentiel pour augmenter leur flexibilité ? Nous caractérisons leur comportement vis-à-vis des critères suivants :

- la participation au suivi de charge (fréquence et période) ;
- les caractéristiques des opérations de suivi de charge (puissance et durée des paliers bas et durée des transitoires) ;
- les arrêts/démarrages pour suivi de charge ;
- le positionnement du suivi de charge dans la campagne du réacteur.

Ces deux analyses complémentaires permettent d'évaluer, de façon qualitative, le potentiel de flexibilité supplémentaire que présente le parc de réacteurs nucléaires et de justifier la démarche adoptée pour l'analyse prospective.

2.2.2.1. Dynamique de sollicitation des réacteurs pour réaliser le suivi de charge

La dynamique est étudiée sur quatre années : 2012, 2013, 2014 et 2015. Les opérations de suivi de charge associées aux réglages de fréquence sont filtrées pour ne conserver que celles dont les paliers bas sont inférieurs à $85\%P_{n, \text{réacteur}}$. **Le nombre de réacteurs qui participent au suivi de charge de façon significative (que nous qualifions ainsi dès lors que le nombre d'opérations est supérieur à 15 par campagne) a augmenté entre 2012 et 2015** : une dizaine de réacteurs y ont participé en 2012 (soit 20% du parc environ) ; une vingtaine y a participé en 2014, de même en 2015 (soit 40% du parc environ).

Les réacteurs de type P4 et CPY sont les plus sollicités pour réaliser du suivi de charge. Parmi les réacteurs qui participent, 60% des opérations sont réalisées par des P4 et 30% par des CPY. Ces chiffres ne résultent certainement pas uniquement du nombre plus important de réacteurs de ces deux catégories. Comme expliqué dans la partie 2.1.2, ces résultats sont aussi cohérents avec le fait que les autres types de réacteur (CP0 et N4) opèrent grâce au mode de pilotage A qui est moins flexible que le mode G, utilisé pour les premiers (P4 et CPY). Pour tenir compte du différentiel du nombre de réacteurs par catégorie, la part de réacteurs sollicités dans chaque catégorie par année est récapitulée au Tableau II—3.

%	CP0 (mode A)	CPY (mode G)	P4 (mode G)	N4 (mode A)
2012 (12 réacteurs)	16,7	10,7	35,0	25,0
2013 (16 réacteurs)	16,7	17,9	50,0	0,0
2014 (25 réacteurs)	50,0	25,0	65,0	50,0
2015 (19 réacteurs)	16,7	17,9	60,0	25,0
MOYENNE	25,0	17,9	52,5	25,0

Tableau II—3 : Part de réacteurs participant au suivi de charge par catégorie de réacteurs et par année

En moyenne, un peu plus de la moitié des réacteurs de type P4 participent au suivi de charge. De façon contrastée, moins de 20% des réacteurs de type CPY y participe, valeur même moins importante que pour les catégories CP0 et N4. **Ces résultats montrent que pour les catégories P4 et (surtout) CPY, qui présentent le plus grand nombre de réacteurs (28 et 20 respectivement), le potentiel d'augmentation du nombre de réacteurs mobilisables pour réaliser du suivi de charge est important.**

Sur les quatre années étudiées, parmi l'ensemble des réacteurs qui ont réalisé des opérations de suivi de charge de façon significative, seuls cinq réacteurs ont été sollicités toutes les années observées : Dampierre 2 (CPY), Cattenom 4 (P4), Paluel 4 (P4), Penly 1 (P4), Saint Alban 1 (P4). La Figure II—9 montre les profils de Saint Alban 1 entre 2012 et 2016. Les périodes de suivi de charge sont entrecoupées d'arrêts pour rechargement en combustible. Un arrêt pour rechargement dure trois à quatre semaines dans les faits. La durée d'une campagne est mesurée en JEPP. La participation des réacteurs au suivi de charge augmente naturellement la durée en jours d'une campagne. Aujourd'hui, les réacteurs de type CP0 ont des durées de campagne d'environ 400 JEPP, soit 15 mois environ. Les réacteurs de type CPY ont des durées de campagne typiques de 280 à 300 JEPP, soit approximativement 12 mois (par exemple, Dampierre 2). Le cycle des réacteurs de type P4 dure 470 JEPP, soit environ 18 mois (par exemple, Saint Alban). Enfin, les réacteurs de type N4 ont des cycles de 400 JEPP, soit environ 15 mois. Les EPRTM sont conçus pour réaliser des cycles de 18 mois (Kerkar and Paulin, 2008).

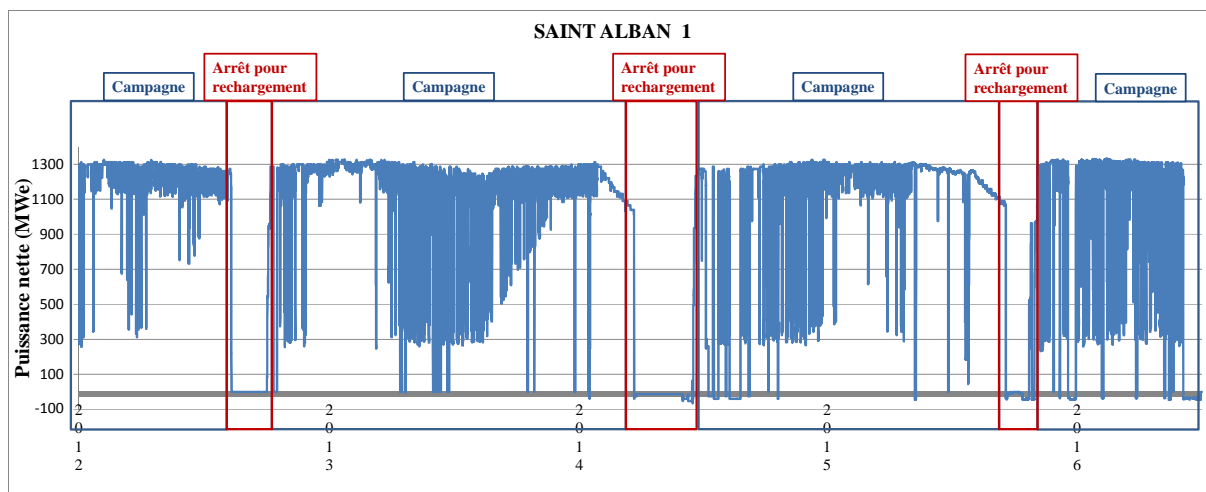


Figure II—9 : Exemple de profils de puissance de Saint Alban 1 entre 2012 et 2016, d'après (RTE, 2012–2016)

Tous les réacteurs ont réalisé au moins une opération de suivi de charge sur les quatre années et 21 réacteurs y ont participé dans une moindre mesure (soit 35% du parc environ) (voir Tableau II—4). Ils ont été sollicités de façon moins fréquente.

Type de réacteurs	Nom des réacteurs
CP0 (33%, 2 sur 6)	Fessenheim 1 et 2
CPY (64%, 18 sur 28)	Chinon 1, 3, 4 ; Dampierre 3, 4 ; Gravelines 2, 3, 4 ; Saint Laurent 1,2 ; Tricastin 1, 2, 3 ; Blayais 3 ; Cruas 1, 2, 4
P4 (0%, 0 sur 20)	Aucun
N4 (25%, 1 sur 4)	Chooz 2

Tableau II—4 : Réacteurs qui ont été peu sollicités pour participer au suivi de charge entre 2012 et 2015

Il est en particulier intéressant de noter que plus de 60% des réacteurs de type CPY ont réalisé du suivi de charge de façon occasionnelle sur la période des quatre ans. A contrario, tous les réacteurs de type P4 ont été sollicités de façon importante sur au moins l'une des quatre années. **Ces chiffres, mis en regard avec le Tableau II—3, montrent qu'il y a une rotation des réacteurs qui participent au suivi de charge** : alors qu'en moyenne 20% des réacteurs de type CPY y participent chaque année, 40% ont été sollicités sur les quatre ans. De même, la moitié des P4 y participent chaque année alors que tous ont été sollicités sur les quatre ans (le même constat est valable pour les CP0 et N4). **Les critères de sollicitation du parc de réacteurs sont multiples et interdépendants (EDF, 2016). Ils ne sont pas identifiables grâce à la seule analyse de données.** La Figure II—10 montre un exemple de réacteurs peu sollicités.

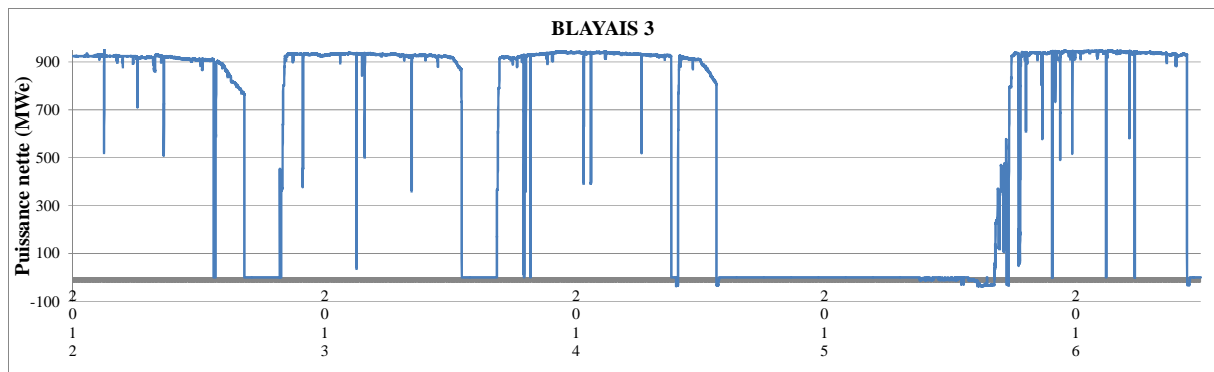


Figure II—10 : Exemple de profils de puissance au pas horaire de Blayais 3, peu sollicités en suivi de charge entre 2012 et 2016, (RTE, 2012–2016)

La part de réacteurs sollicités pour des opérations de suivi de charge a augmenté de 20% à 40% entre 2012 et 2015. La part de réacteurs de type P4 et CPY qui participent à ces opérations pourrait être augmentée de façon significative pour augmenter la flexibilité du parc (ces réacteurs sont les plus fréquemment engagés car fonctionnant avec le mode de gestion le plus flexible). Il y a une rotation des réacteurs qui participent au suivi de charge. Leur mobilisation d'une année sur l'autre répond avec une logique non triviale, non identifiable par la seule analyse de données.

2.2.2.2. Flexibilité des réacteurs nucléaires qui ont participé au suivi de charge de façon significative

Dans quelle mesure les réacteurs les plus sollicités pour réaliser du suivi de charge ont-ils été flexibles ? Peut-on identifier des différences entre les types de réacteur ? Par exemple, même si un plus grand nombre de réacteurs de type P4 réalisent des opérations de suivi de charge, dans la réalité leur flexibilité est-elle utilisée de façon plus prononcée que les réacteurs fonctionnant avec le mode A ?

Nous choisissons d'étudier de façon détaillée les comportements d'un échantillon de quatre réacteurs ayant participé de façon significative au suivi de charge pendant la campagne étudiée, et représentatifs des différents types de réacteurs constituant le parc (un par type) : Bugey 4 (CP0), Blayais 2 (CPY), Golfech 1 (P4), Civaux 2 (N4). Pour chaque réacteur, nous analysons le profil de puissance d'une campagne entre deux arrêts pour rechargement : Bugey 4 : cycle de 2013, Blayais 2 : cycle de 2014, Golfech 1 : cycles de 2014 et de 2015, Civaux 2 : cycle de 2014. Le comportement évolutif de Golfech 1 entre 2014 et 2015 nous est apparu intéressant à étudier. L'augmentation des sollicitations du réacteur entre la campagne de 2015 et de 2014 représente, en effet, un exemple de marge de manœuvre possible pour accroître la flexibilité d'un réacteur.

Participation des réacteurs au suivi de charge

Les profils des réacteurs étudiés entre 2012 et 2016 sont représentés en Annexe 5 (RTE, 2012–2016). Lorsque l'on compare les profils de puissance des réacteurs sollicités en suivi de charge, il apparaît assez nettement que les réacteurs de type CP0 y participent moins fréquemment que les autres, Bugey 4 en est un exemple. Il réalise 20 opérations de suivi de charge pendant sa campagne de 2013. Il est intéressant de noter l'évolution de Golfech 1 pendant ses trois dernières campagnes : alors que le réacteur a réalisé peu d'opérations de suivi de charge en 2012-2013, il réalise 83 opérations en 2013-2014, nombre qui a quasiment doublé en 2015-2016 (155 au total).

Le Tableau II—5 résume les caractéristiques générales des opérations de suivi de charge pendant le cycle étudié de chacun des quatre réacteurs : nombre d'opérations, moment dans la journée et dans la semaine, fréquence des opérations (nos calculs).

	Nombre d'opérations de suivi de charge	Moment de la journée	Nombre de fois dans l'année où des opérations de suivi de charge sont observées pendant plusieurs jours consécutifs	Nombre de jours consécutifs pendant lesquels des opérations de suivi de charge sont observées	Nombre de fois dans l'année où deux opérations de suivi de charge par jour sont observées	Part des jours de week-end ayant donné lieu à du suivi de charge par le réacteur considéré	Part des jours de semaine ayant donné lieu à du suivi de charge par le réacteur considéré
Bugey 4 - 2013	20	Baisses de nuit majoritaires (70%)	3	- Moyenne : 2,6 - Maximum : 3 (en juin et août)	2	11%	2%
Blayais 2 - 2014	89	Baisses de journée majoritaires (80%) : surtout des baisses de soirée en été et en automne	14	Moyenne : 3,8 - Maximum : 14 (en juillet)	10	30%	22%
Golfech 1 - 2014	83	Baisses de nuit majoritaires (71%)	16	- Moyenne : 3,2 - Maximum : 10 (en octobre)	7	34%	17%
Golfech 1 - 2015	155	Baisses de nuit majoritaires (76%)	26	- Moyenne : 4,3 - Maximum : 13 (en mai)	25	34%	29%
Civaux 2 - 2014	75	Baisses de journée majoritaires (68%) (sauf en hiver ou la majorité des baisses ont lieu la nuit pendant le week-end)	14	- Moyenne : 3,1 - Maximum : 6 (en septembre)	1	15%	16%

Tableau II—5 : Caractéristiques générales de participation au suivi de charge de Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2

La réponse apportée par les réacteurs à la demande de production est variable d'un réacteur à l'autre. Bugey 4 et Golfech 1 opèrent majoritairement des baisses de puissance la nuit, tandis que pour Blayais 2 et Civaux 2, ces baisses ont lieu en majorité la journée. Ensuite, Bugey 4 réalise ses opérations de suivi de charge en majorité le week-end, ce qui est aussi le cas, de façon moins contrastée, pour Blayais 2 et Golfech 1 en 2014. Civaux 2, la part des jours de week-end et de semaine ayant donné lieu à des opérations de suivi de charge est équivalente²⁸. En 2015, l'augmentation du nombre d'opérations de suivi de charge de Golfech 1 s'est traduite exclusivement par des baisses de charge supplémentaires pendant la semaine²⁹ : la part des jours de week-end et de semaine ayant donné lieu à des opérations de suivi de charge s'équilibre. Aussi, les réacteurs de Bugey 4 et Civaux 2 effectuent une à deux fois par cycle, deux opérations par jour. Pour Blayais 2 et Golfech 1, cela arrive une dizaine de fois en 2014, et 25 fois pour Golfech 1 en 2015. Enfin, le nombre de fois pendant le où le suivi de charge a été réalisé pendant plusieurs jours consécutifs est plutôt similaire entre Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2 en 2014 (environ 15 fois). De façon logique, pour Bugey 4, cela n'arrive que 3 fois et pour Golfech 1 en 2015, cela arrive plus souvent : 26 fois.

Les réacteurs de type CP0 sont moins fréquemment sollicités en suivi de charge (c'est le cas de Bugey 4 en 2013) que les réacteurs de type CPY et P4. Civaux 2 (de type N4) a réalisé autant d'opérations de suivi de charge que les réacteurs de type CPY et P4 en 2014. Golfech 1 a été de plus en plus sollicité sur ses trois dernières campagnes, jusqu'à atteindre 155 opérations en 2015. Le moment de la journée ou de la semaine pour lesquels les réacteurs opèrent en suivi de charge varie d'un réacteur à l'autre. Les réacteurs de type CPY et P4 étudiés sont plus souvent sollicités deux fois par jour.

Caractérisation des opérations de suivi de charge

La Figure II—11 montre la répartition des puissances des paliers bas (moyennes horaires) atteintes par les quatre réacteurs pendant les cycles étudiés. Comme les données utilisées sont des puissances moyennes horaires, les résultats sur les puissances des paliers bas ne renseignent pas sur des valeurs éventuelles plus basses atteintes ponctuellement.

²⁸ En réalité le réacteur réalise 73% d'opérations de suivi de charge la semaine et 27% le week-end.

²⁹ Entre 2014 et 2015, la part d'opérations de suivi de charge de Golfech 1 pendant la semaine passe de 55% à 68%.

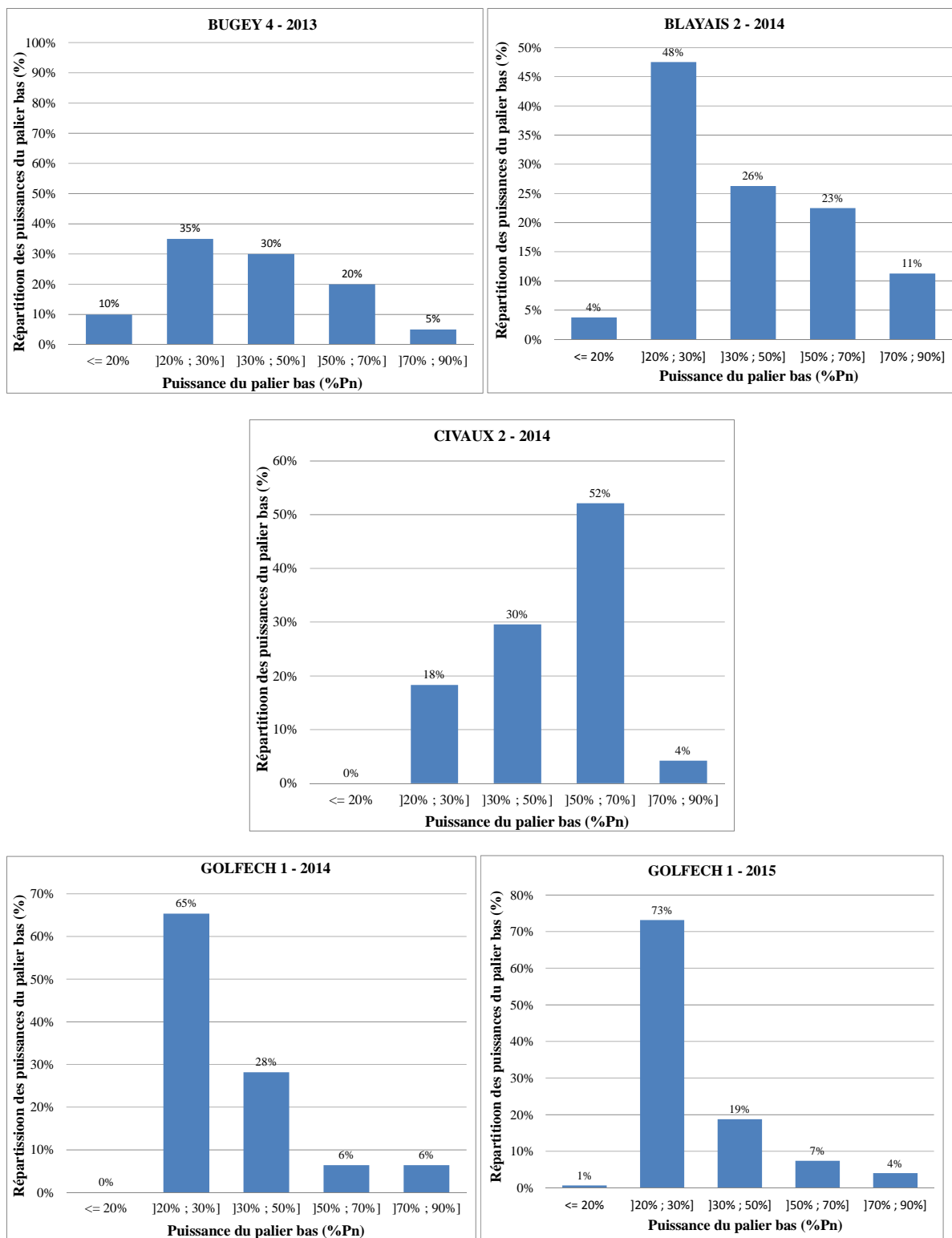


Figure II—11 : Répartition des puissances des paliers bas atteintes par Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2

Les puissances des paliers bas des réacteurs ne passent en dessous de 20% $P_{n, \text{réacteur}}$ que de façon exceptionnelle³⁰. Par ailleurs, pour Golfech 1 en 2014 et 2015, 65% et 73% des puissances sont comprises entre 20% et 30% $P_{n, \text{réacteur}}$. Pour Blayais 2 et Bugey 4, la part la plus importante de paliers bas est aussi comprise dans cet intervalle (48% et 35% respectivement). Avant la montée de fin de cycle, la majorité des puissances des paliers bas de Bugey 4 sont comprises entre 20% et 30% $P_{n, \text{réacteur}}$. Ces résultats divergent par rapport à ceux présentés par Cappolani et al. (2004), qui indique que 90% des paliers bas réalisés par les réacteurs du parc avant 2004 sont supérieurs à 50% $P_{n, \text{réacteur}}$. Nos résultats montrent peut-être une évolution des pratiques vers des puissances de paliers bas de plus en plus basses. La tendance est inversée pour Civaux 2 dont la majorité des puissances des paliers bas sont comprises entre 50% et 70% $P_{n, \text{réacteur}}$ (52%) et 18% comprises entre 20% et 30% $P_{n, \text{réacteur}}$.

La Figure II—12 montre l'évolution de la puissance des paliers bas en fonction de l'avancement dans la campagne des réacteurs. Tous les réacteurs étudiés présentent la même caractéristique : les puissances de paliers bas augmentent à partir de 60% environ de la campagne écoulée, de 20% $P_{n, \text{réacteur}}$ jusqu'à 80-85% $P_{n, \text{réacteur}}$ à la fin des opérations de suivi de charge. A la fin de la campagne, les réacteurs peuvent encore participer aux réglages de fréquence primaire et secondaire dont les paliers bas typiques sont de 86% $P_{n, \text{réacteur}}$ (pour les deux réglages cumulés, à la baisse).

³⁰ La puissance minimale de palier bas est de 18% $P_{n, \text{réacteur}}$.

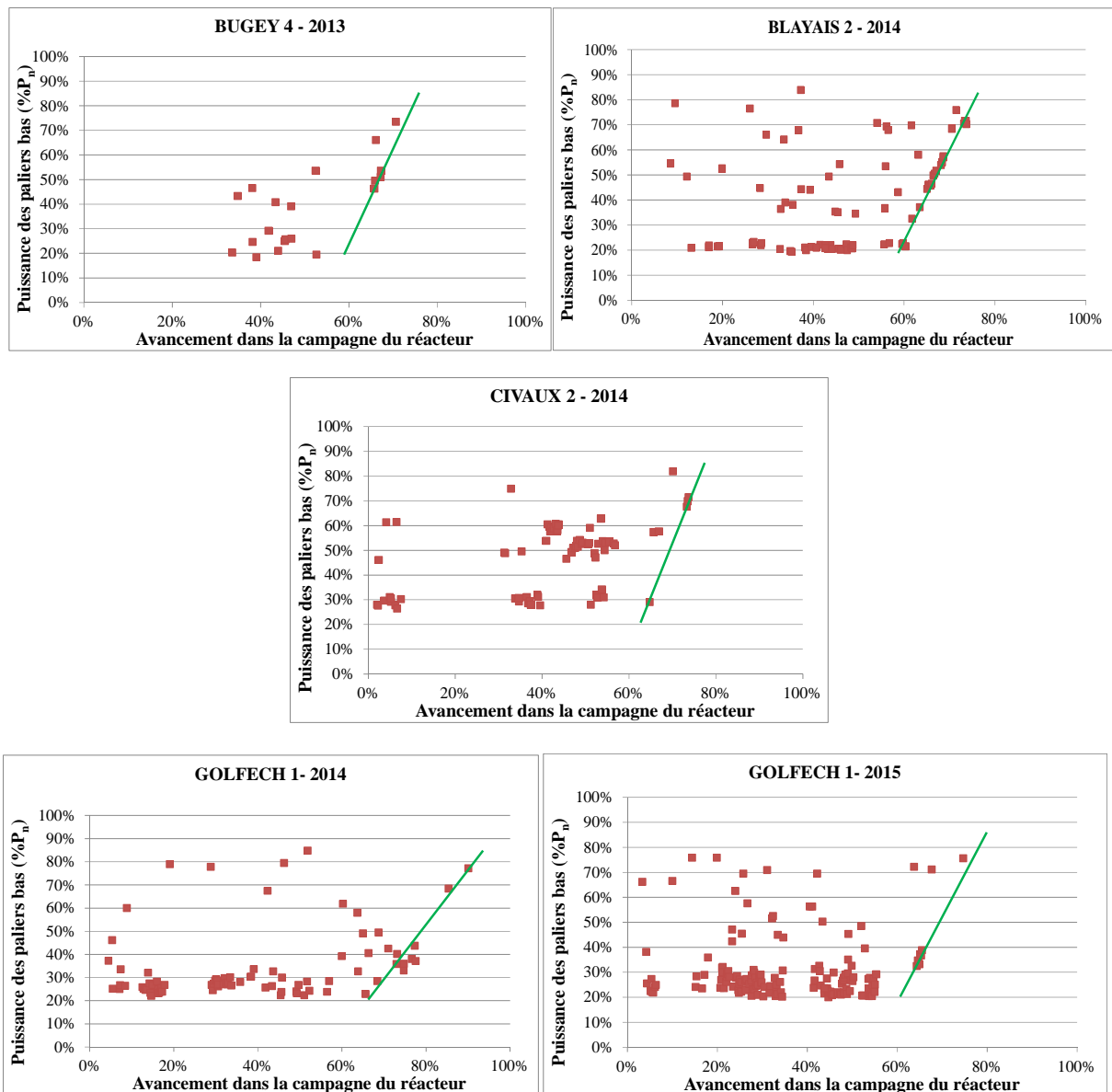


Figure II—12 : Puissance des paliers bas avec l'avancement dans le cycle de Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2

Pour les quatre réacteurs, la majorité des durées des paliers bas est inférieure à six ou sept heures et la majorité des transitoires sont compris entre deux et six heures. Aussi, à partir du début du transitoire à la baisse, entre 60% et 90% des durées avant la remontée en puissance sont inférieures à sept-huit heures. Par exemple, pour Bugey 4 en 2013, la majorité des hausses de puissance ont lieu entre quatre et six heures après le début de baisse de puissance et aucune hausse de puissance n'intervient entre sept et dix heures après. **Le pic de concentration en xénon 135 étant de sept heures environ, sa présence dans le cœur influence certainement la durée des opérations de suivi de charge.** Après une baisse de puissance, il semble préférable de réaliser une montée de puissance avant ou après la présence du pic xénon pour limiter l'utilisation de bore et ainsi le rejet d'effluents.

Les puissances des paliers bas des réacteurs ne passent en dessous de 20% $P_{n, \text{réacteur}}$ que de façon exceptionnelle. Pour les réacteurs étudiés, le plus grand nombre de paliers bas est compris entre 20% et 30% $P_{n, \text{réacteur}}$ sauf pour Civaux 2, pour lequel la majorité des paliers bas sont compris entre 50% et 70% $P_{n, \text{réacteur}}$. Pour les quatre réacteurs étudiés, après 60% de la campagne environ, la puissance des paliers bas augmente jusqu'à atteindre environ 80-85% $P_{n, \text{réacteur}}$ à la fin de la période de suivi de charge. La durée des opérations de suivi de charge semble influencée par la présence du xénon 135.

Caractérisation des arrêts et démarrages pour suivi de charge

Nous définissons les arrêts pour suivi de charge comme des arrêts volontaires d'une durée courte (de quelques jours maximum), au-delà de cette durée, les arrêts volontaires sont considérés comme des arrêts de maintenance. Ils sont quantifiés sur l'année 2014 à partir des données de RTE détaillant les puissances moyennes horaires réalisées par groupe de production, et la liste des arrêts fortuits qui ont eu lieu sur l'année (RTE, 2012–2016), (RTE, 2014a). Après avoir soustrait les arrêts fortuits, nous comptabilisons 84 arrêts pour suivi de charge en 2014. Sur les 58 réacteurs, 41 ont été mobilisés, dont certains de ceux qui ont été très peu sollicités en suivi de charge. Tous les CP0, la moitié des N4 et environ 70% des CPY et P4 ont réalisé des arrêts. La moitié des arrêts ont eu lieu pendant l'été et environ 90% ont eu lieu les week-ends. Ils ont en moyenne une durée 30 heures et au minimum une durée d'une heure. Ces résultats sont regroupés dans le Tableau II—6 et le Tableau II—7.

CP0	100%
CPY	68%
P4	70%
N4	50%

Tableau II—6 : Part de réacteurs de chaque type ayant réalisé des arrêts pour suivi de charge en 2014

Hiver	7%
Printemps	13%
Été	53%
Automne	27%

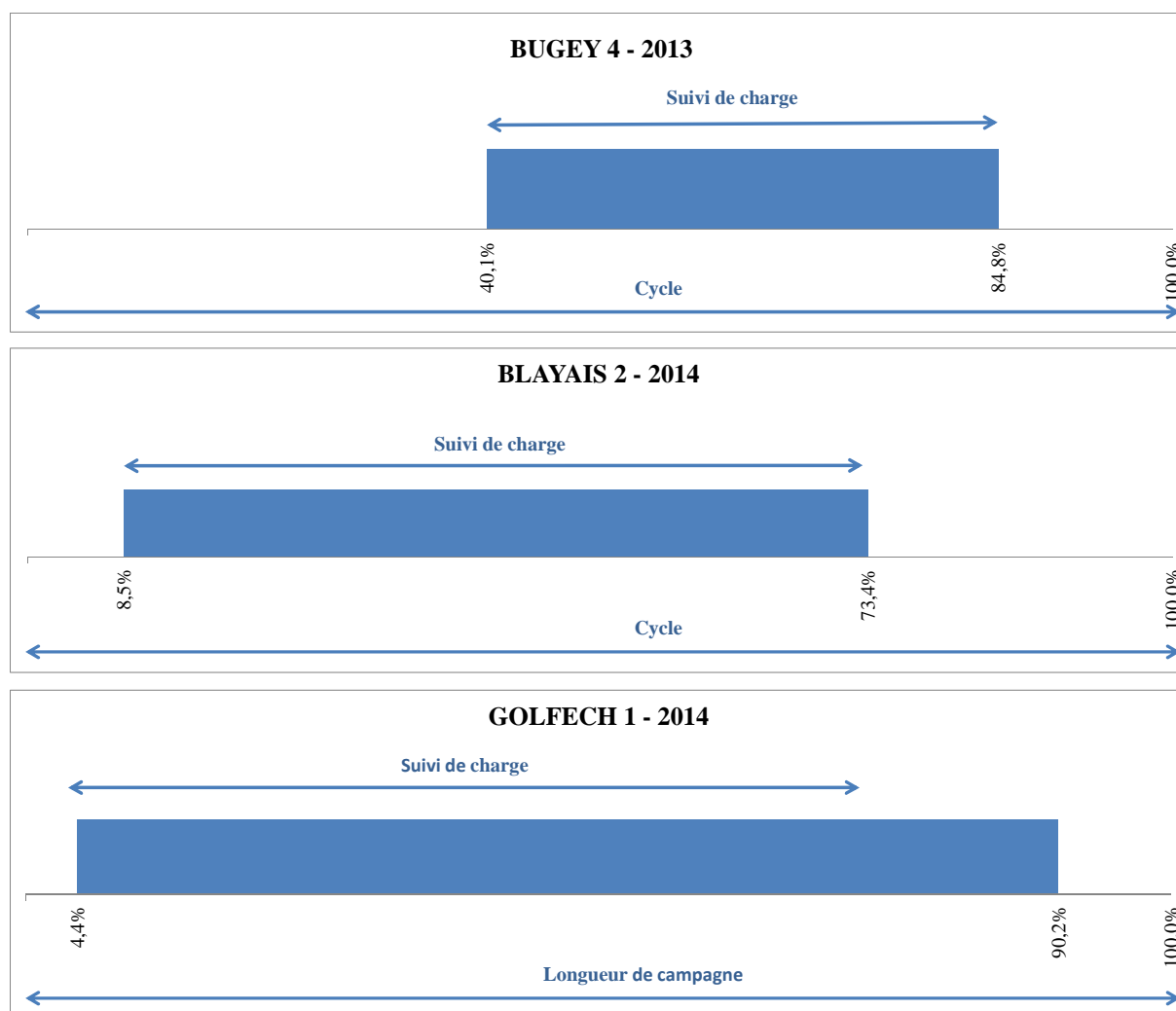
Tableau II—7 : Répartition des arrêts pour suivi de charge selon les saisons en 2014

En 2014, Blayais 2 et Civaux 2 ont été les plus sollicités. Ils ont effectué chacun huit arrêts/démarrages pour suivi de charge. Un peu plus de la moitié de leurs arrêts ont eu lieu pendant l'été et tous pendant le week-end. Ceux de Blayais 2 ont duré en moyenne 50 heures, ceux de Civaux 2, 36 heures. En moyenne, le nombre d'arrêts par an par réacteur du parc est de 1,3.

En 2014, les arrêts pour suivi de charge ont eu lieu pour plus de la moitié durant l'été et pour 90% pendant les week-ends. 41 réacteurs y ont contribué, y compris des réacteurs peu sollicités pour suivre la charge cette année-là. Blayais 2 et Civaux 2, ont réalisé le plus d'arrêts parmi tous les réacteurs, avec un total de huit sur l'année. En moyenne, les réacteurs font aujourd'hui un arrêt pour suivi de charge par an.

Positionnement du suivi de charge dans la campagne du réacteur

Comme le montre la Figure II—13, pour les quatre réacteurs étudiés, les opérations de suivi de charge se sont arrêtées entre 73% et 90% de la campagne. Pour Golfech 1, les opérations ont été arrêtées après 90% d'avancement dans la campagne en 2015 et après 74% en 2014. Dans nos cas d'étude, le début des opérations commence au minimum après neuf jours de fonctionnement : c'est le cas de Civaux 2.



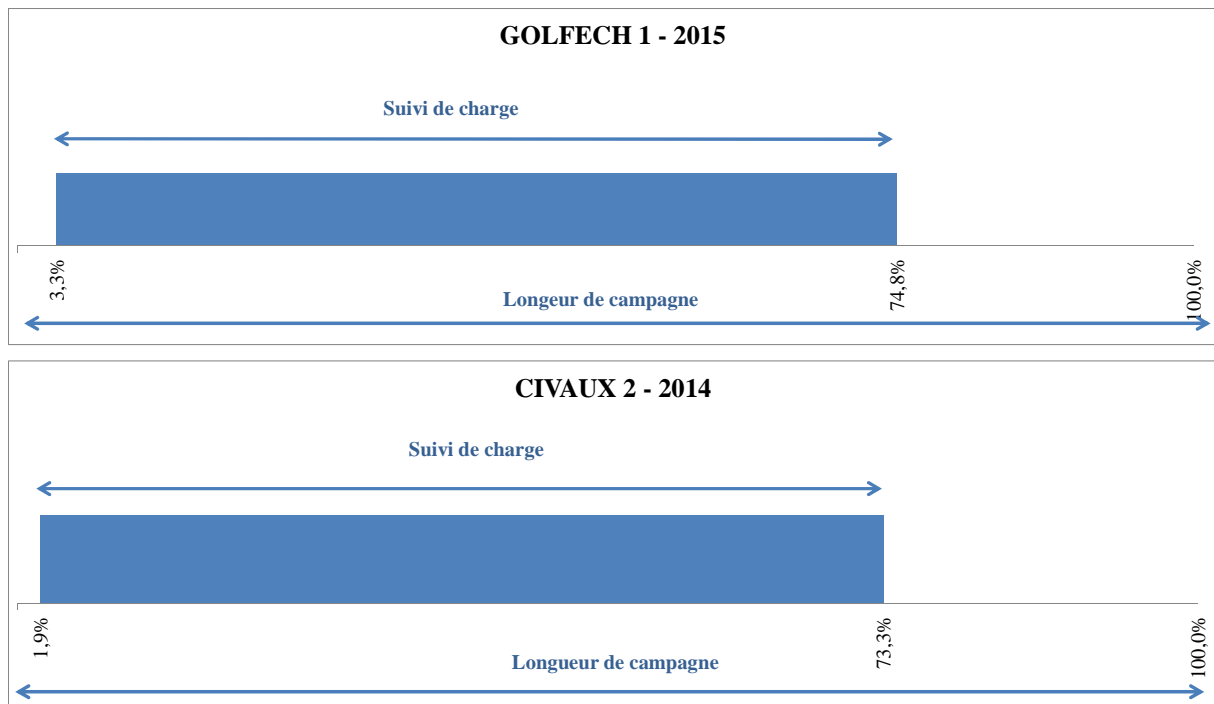


Figure II—13 : Positionnement du suivi de charge dans la campagne de Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2

La fin des opérations de suivi de charge varie d'un réacteur à l'autre et pour un même réacteur d'un cycle à l'autre. Elle est comprise entre 70% et 90% de l'avancement dans la campagne. Le début des opérations de suivi de charge peut commencer après une dizaine de jours de fonctionnement.

Cette analyse permet-elle d'identifier des différences de flexibilité entre les modes de pilotage A et G ? Bugey 4 qui opère en mode A est effectivement moins sollicité que les réacteurs opérant en mode G. Le nombre total d'opérations est assez faible (20) et le suivi de charge est restreint pendant 40% de la campagne du réacteur. Le réacteur a effectué deux fois deux opérations de suivi de charge la même journée, contre une dizaine de fois pour Golfech 1 et Blayais 2, mais cela peut tout de même paraître élevé par rapport à son nombre total d'opérations en 2013. Avant la montée de fin de campagne, la majorité des puissances des paliers bas sont comprises entre 20% et 30% $P_{n, \text{réacteur}}$, ce qui est similaire aux réacteurs fonctionnant en mode G. Enfin, Bugey 4 a effectué peu d'arrêts/démarrages pour suivi de charge, cette année-là.

Pour Civaux 2, le constat est plus ambigu. Le réacteur a réalisé 75 opérations de suivi de charge, ce qui est comparable à Golfech 1 ou Blayais 2, opérant en mode G. Ces opérations ont duré pendant 70% de la campagne. Le réacteur a réalisé une fois 2 opérations de suivi de charge la même journée (valeur similaire à Bugey 4 en 2013). Les puissances des paliers bas ont été majoritairement supérieures à 50% $P_{n, \text{réacteur}}$, la baisse de puissance a ainsi été plus limitée par rapport aux réacteurs en

mode G. Enfin, Civaux 2 a réalisé huit arrêts/démarrages pour suivi de charge, valeur maximale en 2014 pour l'ensemble du parc.

Blayais 2 (CPY) a une flexibilité comparable à celle de Golfech 1 (P4) en 2014. Ils opèrent en mode G. Les deux réacteurs ont réalisé un nombre d'opérations équivalent pendant leur campagne. Le nombre de fois où il y a eu deux opérations de suivi de charge la même journée est similaire. Blayais 2 a réalisé huit arrêts/démarrages pour suivi de charge alors que Golfech 1 n'en a pas fait.

La différence de manœuvrabilité des réacteurs opérant en mode A par rapport à ceux opérant en mode G n'est pas évidente sur les deux exemples étudiés. Pour Bugey 4, le mode de pilotage A pourrait avoir limité le nombre d'opérations de suivi de charge pendant la campagne mais ce n'est pas le cas de Civaux 2. Pour Civaux 2, ce mode de pilotage a peut-être limité la baisse de puissance des paliers bas dont la puissance est majoritairement supérieure à $50\%P_{n, \text{réacteur}}$, ce qui n'est pas le cas pour Bugey 4. Les deux réacteurs n'ont, que de façon exceptionnelle, réalisé deux opérations de suivi de charge dans la même journée. Enfin, ce mode de pilotage ne semble pas influencer le nombre d'arrêts/démarrages réalisé par les réacteurs pendant leur cycle.

L'analyse approfondie de cet échantillon de quatre réacteurs montre qu'ils ont une marge de manœuvre pour réaliser plus d'opérations de suivi de charge pendant leur campagne. L'augmentation significative du nombre d'opérations de Golfech 1 entre 2014 et 2015 le prouve. En réalité, ces réacteurs ne sont sollicités pour du suivi de charge que pendant un temps limité de leur campagne. Le réacteur le plus sollicité participe au suivi de charge pendant 30% des jours de la campagne. De même, le nombre de fois pour lequel Golfech 1 est sollicité deux fois pendant la même journée est encore limité (25 fois) et pourrait certainement être augmenté. Au vu des profils similaires des autres réacteurs sollicités de façon significative, ce constat peut certainement être étendu à l'ensemble du parc. De plus, le nombre d'arrêts/démarrages pour suivi de charge est au maximum de huit par réacteur en 2014, sachant qu'en moyenne les réacteurs du parc réalisent un arrêt/démarrage par campagne. Cette moyenne peut donc être augmentée à l'échelle du parc. Ces constats seront complétés dans la partie suivante (2.3.1), dans laquelle nous confrontons, autant que possible, les résultats de l'analyse des données à la théorie exposée en partie 2.1.

2.3. De la théorie à la pratique

2.3.1. Confrontation de la théorie à la pratique à l'échelle des réacteurs

Dans cette partie, nous tentons de faire le lien, autant que possible, entre la théorie et la pratique successivement exposées dans les sections qui précèdent, dans le but d'en tirer des leçons pour choisir des indicateurs pertinents pour réaliser l'analyse prospective.

Participation des réacteurs au suivi de charge

D'après European Utility Requirements (2012), les exigences minimales des réacteurs leur imposent de pouvoir réaliser au moins 200 opérations de suivi de charge par campagne, deux par jour et cinq par semaine. Selon Lebreton (2012), les REP actuels peuvent atteindre 500 opérations par campagne. Dans la pratique, les réacteurs sont actuellement moins sollicités et ont un potentiel d'augmentation du nombre d'opérations de suivi de charge et de leur fréquence pendant la campagne.

Le nombre et la fréquence des opérations de suivi de charge pourraient potentiellement être augmentés par rapport à la situation actuelle pour la plupart des réacteurs au vu des spécifications techniques des réacteurs.

Caractérisation des opérations de suivi de charge

La $P_{\min, \text{réacteur}}$ atteinte par les réacteurs est de l'ordre de $20\%P_{n, \text{réacteur}}$, ce qui est en accord avec la théorie. Nous constatons également, en accord avec la théorie, une hausse de la puissance des paliers bas après 60% de la campagne environ jusqu'à la fin de la campagne. Cette augmentation est linéaire d'après EDF (2013). Aujourd'hui, EDF travaille à augmenter la durée du cycle pendant laquelle la puissance du palier bas peut être abaissée jusqu'à la $P_{\min, \text{réacteur}}$ (EDF, 2013). La théorie est ici vérifiée dans la pratique : la concentration plus faible en bore limite la baisse de puissance à la fin du cycle.

Deuxièmement, même si les durées des paliers bas ne peuvent pas être estimées avec précision, elles semblent varier d'une opération à l'autre. Elles ne sont pas systématiquement égales aux durées spécifiées dans les typologies classiques de suivi de charge (six heures, huit heures ou douze heures), de même pour les durées des transitoires.

Ensuite, les données ne permettent pas de conclure sur les rampes de puissance réalisées par les réacteurs. Selon Cappolani et al. (2004), 95% des rampes de puissance sont inférieures à $1,5\%P_{n, \text{réacteur}}$, $\text{réacteur}/\text{min}$, bien plus faibles que le maximum théorique possible ($5\%P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$). Enfin, selon les réacteurs, les baisses de puissance peuvent apparaître la nuit ou la journée, la semaine ou le week-end. Elles n'apparaissent pas forcément majoritairement la nuit.

Dans les faits, les réacteurs ne semblent pas suivre de typologie définie, mais semblent plutôt adapter les caractéristiques du suivi de charge aux besoins et contraintes rencontrés à chaque instant. Le moment des opérations de suivi de charge varie selon les réacteurs. Deux aspects théoriques semblent être néanmoins vérifiés dans la pratique : la $P_{\min, \text{réacteur}}$ des réacteurs est d'environ $20\%P_{n, \text{réacteur}}$ et la puissance des paliers bas augmente après 60% de la campagne environ jusqu'à la fin de la période de la campagne.

Les réacteurs semblent posséder un potentiel d'augmentation de leur flexibilité et EDF travaille à augmenter la durée de la campagne pendant laquelle la puissance du palier bas peut être abaissée à la $P_{\min, \text{réacteur}}$.

Positionnement du suivi de charge dans la campagne du réacteur

Pour les réacteurs étudiés, les opérations de suivi de charge ne dépassent pas 90% de l'avancement de la campagne, en accord avec la théorie. La plus faible concentration en bore en fin de campagne l'interdit, mais autorise la participation aux réglages primaire et secondaire, ce qui est aussi vérifié dans la pratique. Certains réacteurs arrêtent les opérations de suivi de charge à partir de 70% d'avancement dans la campagne. Peut-être ces réacteurs ont-ils une marge de manœuvre pour étendre leurs opérations jusqu'à 90% de la campagne ? Parallèlement, le fonctionnement à puissance réduite a pour effet de prolonger la durée des campagnes. Le début des opérations de suivi de charge est estimé possible après 15 jours de fonctionnement, en théorie. Nos exemples montrent un démarrage des opérations possible après une dizaine de jours de fonctionnement.

L'arrêt des opérations de suivi de charge à partir de 90% de l'avancement du cycle est vérifié dans la pratique. Certains réacteurs arrêtent les opérations après 70% du cycle, ce qui pourrait potentiellement être augmenté. Un exemple montre que le début des opérations de suivi de charge peut commencer après une dizaine de jours de fonctionnement, valeur proche de la théorie.

2.3.2. Choix de modélisation pour l'analyse prospective : de l'échelle des réacteurs à l'échelle du parc nucléaire

L'objectif final du chapitre est d'évaluer les futurs besoins de flexibilité auquel le parc nucléaire devra répondre avec l'augmentation des énergies renouvelables variables, telles que l'éolien et le solaire. Pour estimer dans quelle mesure le parc nucléaire sera capable de réaliser les variations de puissance, les besoins de flexibilité futurs seront comparés, autant que possible, à la flexibilité mise en œuvre actuellement à l'échelle des réacteurs et, de façon qualitative, à son potentiel d'augmentation. Sans

descendre à la maille réacteur, on ne peut pas se prononcer quant à la capacité du parc à réaliser le profil demandé.

Pour l'analyse prospective, nous construirons le profil de puissance annuel du parc nucléaire au pas demi-horaire, pour différents taux d'éolien et de solaire dans le mix électrique français. Comment relier les variations à l'échelle du parc aux variations répercutées à l'échelle des réacteurs pour évaluer leurs capacités techniques réelles à suivre la charge ? L'analyse développée dans la partie 2.2 montre à quel point le comportement des réacteurs n'obéit pas à des typologies simples à travers lesquelles la production à l'échelle du parc pourrait être décomposée.

D'abord, la dynamique de sollicitation des réacteurs est régie par des critères multiples et interdépendants, à la fois techniques, économiques et administratifs (EDF, 2016). Même si certaines catégories de réacteurs comme les CPY et le P4 semblent, de façon assez nette, plus souvent engagées dans les opérations de suivi de charge, la catégorie des N4 reste difficile à classer. Elle semble à la fois plus flexible que les réacteurs CP0 et pour certains critères moins flexibles que les CPY et P4. Mais cette catégorisation ne suffit pas pour modéliser les variations de puissance de chaque réacteur. Le comportement individuel des réacteurs sollicités en suivi de charge ne suit pas de typologies théoriques mais s'adapte plutôt aux contraintes d'exploitation rencontrées à chaque instant. La tâche est délicate tant chaque réacteur semble posséder un profil de suivi de charge qui lui est propre. Toutes ces raisons font qu'une modélisation détaillée dépasserait le cadre de cette thèse, ou, à tout le moins présenterait des limites rédhibitoires de représentativité, d'autant que les résultats seraient sensibles aux conditions initiales choisies pour un parc prospectif. A l'inverse, une modélisation démesurément simplifiée de l'organisation d'un parc prospectif ne pourrait pas non plus renseigner sur la capacité du parc à suivre la charge puisque trop éloignée de la réalité.

Notre objectif n'est pas non plus de s'abstraire complètement de la maille réacteur en définissant de nouvelles contraintes limitantes à l'échelle du parc uniquement. Cette perspective réduirait la portée des résultats en les déconnectant de la réalité opérationnelle.

Nous choisissons en conséquence d'ancrer l'analyse prospective dans la réalité opérationnelle des réacteurs, au prix d'une limitation du nombre d'indicateurs modélisés. Ces indicateurs doivent pouvoir renseigner sur la capacité du parc à suivre la charge, sans pour autant vouloir représenter de façon complètement réaliste le comportement de chaque réacteur du parc.

Parmi l'ensemble des éléments explorés précédemment, deux caractéristiques sont observées pour l'ensemble des réacteurs, toutes catégories confondues. La première est l'augmentation (linéaire d'après la théorie) de la $P_{\min, \text{réacteur}}$ du réacteur jusqu'à $85\%P_{n, \text{réacteur}}$ entre 60% à 90% de la campagne. La deuxième est la capacité de participation de l'ensemble des réacteurs du parc aux arrêts/démarrages pour suivi de charge. Seules ces deux caractéristiques seront donc modélisées pour passer de l'échelle des réacteurs à l'échelle du parc et inversement. Elles seront utilisées pour définir des indicateurs afin

d'évaluer la capacité du parc à réaliser les variations de puissance qui pourraient lui être demandées dans le futur avec l'intégration d'éolien et de solaire.

2.4. Conclusion partielle

L'analyse des variations de puissance actuelles du parc nucléaire et des réacteurs a permis de montrer que le parc nucléaire présente une marge de manœuvre importante pour augmenter sa flexibilité. Seuls 40% des réacteurs du parc sont sollicités de façon significative aujourd'hui et les réacteurs sollicités ont un potentiel important pour accroître leur flexibilité. Non seulement le potentiel de flexibilité n'est pas entièrement utilisé aujourd'hui mais EDF travaille à améliorer les performances des réacteurs et de l'organisation du parc pour augmenter sa flexibilité. Cependant, jusqu'à quel point les réacteurs devront-ils être sollicités en suivi de charge avec l'augmentation des énergies renouvelables variables ? Seront-ils capables de répondre à ces nouveaux besoins de flexibilité ? Dans quelle proportion ? Nous tentons d'éclairer cette question dans la partie suivante.

3. Analyse prospective de la contribution du parc nucléaire à la flexibilité du mix électrique français

3.1. Méthodologie

Nous présentons ici la méthodologie employée pour évaluer les besoins prospectifs de flexibilité auquel le parc nucléaire français devrait faire face avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le mix électrique. La méthode consiste à modéliser dans une approche prospective, les profils de production nucléaire au pas demi-horaire, à les caractériser et à quantifier les événements extrêmes au travers des deux indicateurs qui se sont révélés pertinents dans l'analyse menée au début de ce chapitre : les puissances basses « extrêmes » et les arrêts/démarrages induits pour le suivi de charge.

3.1.1. Modélisation prospective des profils temporels de production nucléaire

Pour construire les profils de puissance nucléaire prospectifs en fonction du taux de pénétration des énergies renouvelables intervenant avec le nucléaire dans l'ordre de préséance économique, nous avons développé le modèle « Profil Nuc. », en langage « Visual Basic pour Applications » (VBA) dans Microsoft® Excel. Le modèle est décrit ci-après.

Son organisation générale se décompose en deux étapes successives. La première consiste en la modélisation du profil temporel de la demande sur une année entière dans le futur. A chaque pas de temps, nous construisons la puissance résiduelle qui est définie comme suit : la puissance totale produite par le parc électrique français est réduite des puissances produites par les types de centrales appelées avant le nucléaire dans l'ordre de préséance économique. Ces centrales sont l'éolien, le solaire, l'hydraulique au fil de l'eau et éclusé (dans la suite, ces deux types d'hydraulique sont

qualifiés de fil de l'eau puisque les données disponibles agrègent leurs productions (RTE, 2008-2015)) et les renouvelables thermiques (bois-énergie, méthanisation, déchets, biogaz de décharge). Elles sont ainsi considérées comme étant les premières à répondre à la demande. Pour fluidifier la lecture dans la suite du manuscrit, la production totale du parc sera désignée comme étant la demande électrique, sachant qu'elle inclut en plus de la consommation intérieure française, le solde exportateur et le pompage hydraulique. La seconde étape consiste en la modélisation du profil prospectif de puissance nucléaire appelée, au pas demi-horaire et sur une année. Le nucléaire est le premier type de centrale qui répond à la demande résiduelle. A chaque pas de temps de l'année prospective étudiée, le minimum entre la puissance nucléaire disponible et la puissance de la demande résiduelle représente la puissance nucléaire produite à destination du réseau électrique. La puissance nucléaire disponible est en quelque sorte « entamée » par les productions des énergies renouvelables, pour résulter en la puissance nucléaire produite. La Figure II—14 représente schématiquement la méthode utilisée dans le modèle « Profil Nuc. » pour évaluer le profil nucléaire prospectif.

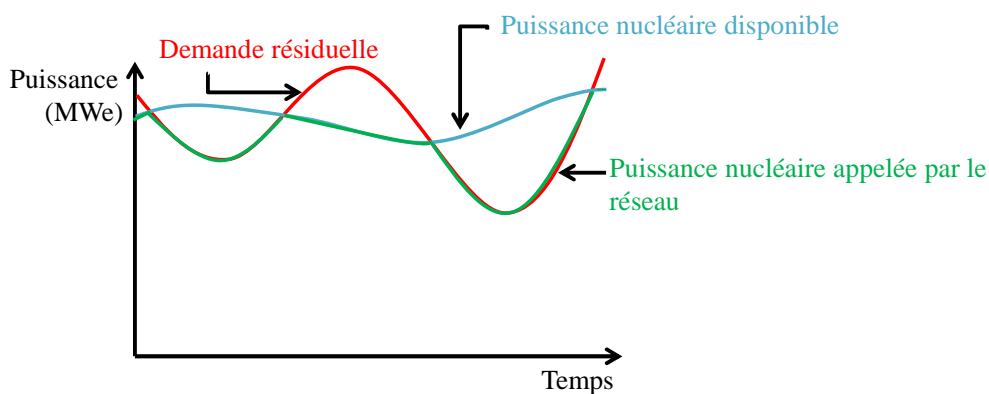


Figure II—14 : Représentation schématique de l'évaluation prospective du profil de puissance nucléaire

La modélisation se base sur des données historiques de production au pas demi-horaire sur une année. Elles sont extraites de la base de données de RTE, accessible publiquement (RTE, 2012-2015). Ces profils de puissance comprennent ceux de la demande totale française, du nucléaire, de l'éolien, du solaire, de l'hydraulique au fil de l'eau et des renouvelables thermiques. Pour s'affranchir des conditions actuelles de production du parc nucléaire dans l'analyse prospective, nous utilisons les profils de puissance nucléaire disponible (données journalières).

L'étude est réalisée en fonction d'un certain nombre de paramètres qui décrivent le scénario considéré. Ces paramètres sont :

- la demande annuelle totale (TWh) ;
- les parts (en énergie) et les facteurs de charge respectifs de l'éolien et du solaire ;

- les capacités et les facteurs de charge de l'hydraulique au fil de l'eau et des énergies renouvelables thermiques ;
- la capacité nucléaire ainsi que son facteur de disponibilité.

Le modèle est utilisé en un seul « run ». Les profils de puissance sont extrapolés grâce aux capacités installées, aux facteurs de charge et de disponibilité prospectifs choisis. En particulier, au vu de la croissance rapide actuelle des puissances éoliennes et solaires installées, nous avons extrapolé leurs profils de puissance en fonction de leurs capacités installées par trimestre pour se baser sur un facteur de charge passé au plus proche de la réalité. Ces données sont disponibles publiquement sur le site du Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer (Commissariat général au développement durable, 2016a), (Commissariat général au développement durable, 2016b). Dans cette partie, l'écrêtage des puissances éoliennes et solaires n'est pas considéré pour évaluer l'influence maximale que ces productions pourraient avoir sur le profil nucléaire prospectif (il sera examiné au chapitre 3). Pour chaque profil de puissance sur une année passée, l'extrapolation est réalisée grâce à Eq. II-2.

$$\text{Eq. II-2 : } P_{\text{extrapolée}}(t) = P_{\text{année passée}}(t) * \frac{P_n \text{ futur} * k_p \text{ futur}}{P_n \text{ passée} * k_p \text{ passé}}$$

$P(t)$: puissance produite à l'instant t (MWe)

P_n : puissance nominale (MWe)

$k_p \text{ futur}$: facteur de charge souhaité pour l'année future³¹

$k_p \text{ passé}$: facteur de charge réalisé pour l'année passée

La méthode d'extrapolation est classiquement utilisée dans la littérature pour construire des profils de production prospectifs. Elle a par exemple été utilisée par Connolly et al. (2010a), Keppler and Cometto (2012), Perrot et al. (2015), Wagner (2012). L'avantage principal de la méthode consiste à préserver la dynamique temporelle des profils de production passés pour mettre en évidence des tendances générales potentiellement observables dans le futur. Pour ce faire, les profils historiques ne sont donc pas moyennés sur plusieurs années mais extrapolés sur la base d'une année passée.

Les résultats du modèle « Profil Nuc. » comprennent d'abord les profils de puissance extrapolés sur une année (au pas de temps demi-horaire). En particulier, les sorties du modèle renvoient :

- le profil extrapolé de puissance nucléaire disponible, sur un an ;
- le profil extrapolé de puissance nucléaire appelée par le réseau électrique, sur un an et en fonction de taux de pénétration de l'éolien et du solaire (avec ou sans valeurs négatives selon l'utilisation souhaitée des résultats) ;
- l'énergie annuelle produite par les différents types de centrales ;
- les facteurs de charge des différents types de centrales ;
- la part de nucléaire dans la production totale.

³¹ Pour l'extrapolation du profil nucléaire, c'est son facteur de disponibilité qui est pris en compte.

La Figure II—15, ci-dessous, présente le schéma de principe du modèle.

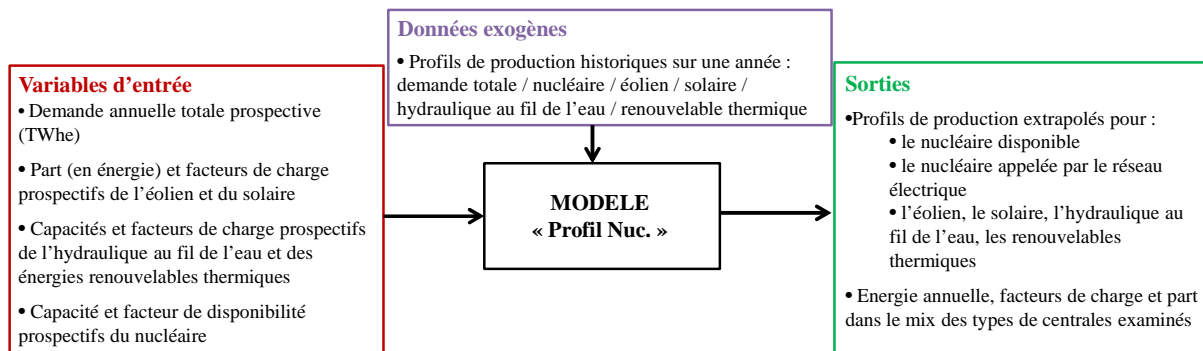


Figure II—15 : Schéma de principe du modèle « Profil Nuc. »

L'exercice n'a en rien la prétention de modéliser avec précision l'avenir, il s'agit plutôt de donner des éclairages sur des comportements possibles aux horizons considérés. Il est réalisé sur l'année 2014. L'année 2014 a été une année moyenne en ce qui concerne la durée d'ensoleillement même si pendant les mois de juillet et d'août, la France a enregistré un record de précipitations cumulées associées à un faible taux d'ensoleillement. Parmi les événements climatiques particuliers de cette année-là, le début de l'année a été marqué par des tempêtes à répétition associées à des vents violents (Météo-France, 2014). Pendant l'année 2014 en France, le solaire et l'éolien ont produit avec des facteurs de charge moyens, respectivement 13% et 22% (RTE, 2012-2015), en comparaison avec ceux rapportés par Perrot et al., (2015) (13% pour le solaire, 25% pour l'éolien) qui a examiné les conditions climatiques de l'Europe sur 30 années historiques.

Les valeurs initiales choisies dans la modélisation sont les suivantes. La demande totale annuelle est supposée équivalente à celle d'aujourd'hui, soit 540 TWhe et elle conserve un profil annuel identique à celui de l'année 2014. Cette année-là, le solde exportateur a été de 69,1 TWhe, et le pompage hydraulique par les STEP de 8 TWhe. Les facteurs de charge de l'éolien et du solaire retenus sont de 15% pour le solaire et 20% pour l'éolien. Le facteur de disponibilité du parc nucléaire retenu est de 79%, valeur actuelle (RTE, 2012-2015). Le facteur de disponibilité du parc nucléaire était supérieur à 80% avant les années 2000, et s'est stabilisé à une valeur oscillant entre 78% et 80% entre 2008 et 2015, la moyenne étant de 79% sur ces huit années. Avant 2012, EDF avait pour objectif d'avoir un taux de disponibilité le plus élevé possible. Depuis 2012, avec l'évolution du contexte, EDF a désormais « avant tout pour objectif de disposer du maximum de production disponible en hiver », avec une disponibilité supérieure à 90 % pendant cette période (Cour des comptes, 2014).

Nous supposons que les capacités installées et les facteurs de charge de l'hydraulique au fil de l'eau et des renouvelables thermiques sont invariants dans le temps : une capacité installée de 11,8 GWe et un facteur de charge de 42% pour l'hydraulique au fil de l'eau ; une capacité installée de 1,1 GWe et un facteur de charge de 68% pour les renouvelables thermiques. D'une part, dans les scénarios de RTE

qui prévoient une augmentation de leurs capacités, celle-ci est marginale (+2 GWe pour l'hydraulique au fil de l'eau et +1 GWe pour les renouvelables thermiques) (RTE, 2014b). D'autre part, comme nous souhaitons mesurer l'impact qu'aurait l'augmentation de la part de l'éolien et du solaire sur le profil de production nucléaire, nous faisons uniquement varier ces deux grandeurs.

3.1.2. Démarche adoptée pour évaluer les besoins de flexibilité du parc nucléaire

Pour analyser les besoins prospectifs du parc nucléaire, nous sélectionnons des scénarios de puissance nucléaire installée et de pénétration de l'éolien et du solaire aux horizons 2030 et 2050 en les situant parmi l'ensemble des possibles présentés au chapitre 1. Dans notre cas, il n'y a pas de scénario tendanciel à proprement parler (à titre de base de comparaison) puisque nous souhaitons examiner différents taux d'éolien et de solaire dont le développement est incité par l'Etat. Nous mettrons cependant en lumière les scénarios qui se rapprochent le plus du cadre législatif en vigueur. Pour ce faire, nous évaluons la composition des mix électriques associés et comparons la part d'énergie fossile nécessaire et le facteur de charge du parc nucléaire dans chacun des cas de figure (partie 3.2.1).

L'analyse des besoins prospectifs de flexibilité du parc nucléaire est effectuée en trois temps. D'abord, les profils nucléaires construits en fonction de la part d'éolien et de solaire dans le mix de production électrique français sont caractérisés grâce à des indicateurs choisis pour travailler à l'échelle du parc nucléaire. En particulier, pour chaque scénario, nous estimons :

- les surplus des productions éoliennes et solaires (puissance et énergie) ;
- la part des variations de puissance d'amplitudes supérieures à $20\%P_{n, \text{parc}}$;
- le nombre de rampes de puissances supérieures à $0,1\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$.

Ces deux dernières valeurs sont choisies parce qu'elles délimitent aujourd'hui les événements rares de la production nucléaire annuelle (moins de 1% des événements).

Ensuite, nous caractérisons de façon plus spécifique les événements extrêmes pour lesquels la puissance produite est très basse, ce qui impliquerait d'arrêter des réacteurs. La $P_{\text{min, parc}}$ à l'échelle du parc est calculée en fonction de la $P_{\text{min, réacteur}}$ à l'échelle des réacteurs, cette dernière étant modélisée selon leur avancement dans la campagne et leur disponibilité. Le modèle « $P_{\text{nuc}} \text{ basse}$ » est dédié à l'évaluation de cet indicateur (voir partie 3.1.3).

Enfin, nous tentons de quantifier les besoins d'arrêts/démarrages nécessaires pour suivre la charge. Le modèle « Arrêts/démarrages » a été développé pour quantifier le nombre minimum d'arrêts/démarrages de réacteur nécessaires pour suivre la charge sur une période donnée. La dynamique de sollicitation des réacteurs du parc y est modélisée de façon simplifiée (voir partie 3.1.4).

Ces indicateurs nous permettent d'éclairer sous deux angles de vue les sollicitations auxquelles seraient soumis les réacteurs du parc en fonction du taux d'éolien et de solaire dans le mix. Ainsi, sans

avoir la prétention d'apporter des conclusions définitives, ils permettront de renseigner qualitativement sur la capacité technique du parc nucléaire dans son ensemble à répondre aux variations de puissance.

Ces deux modèles ont été développés en VBA dans Microsoft® Excel.

3.1.3. Evènements extrêmes : modèle « P_{nuc} basse »

Le modèle « P_{nuc} basse » a été développé pour dénombrer et caractériser (durée, profondeur) les passages dans l'année pour lesquels la puissance demandée au parc nucléaire serait extrêmement basse, en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire. Nous qualifions de puissance basse extrême une puissance appelée inférieure à la $P_{min, parc}$ modélisée à l'échelle du parc. Le modèle permet, pour un parc nucléaire donné, de construire un profil annuel de la $P_{min, parc}$ à l'échelle du parc (donnée mensuelle) à partir de la $P_{min, réacteur}$ des réacteurs en fonction de l'avancement dans la campagne. Si le parc nucléaire est appelé pour une valeur de puissance basse extrême, cela signifie que des réacteurs doivent être arrêtés en conséquence. Cet indicateur renseigne donc qualitativement sur le besoin d'arrêter des réacteurs pour réaliser le profil de puissance prospectif construit grâce au modèle « Profil Nuc. ».

Le parc nucléaire prospectif est caractérisé par : une capacité ($P_{n, parc}$) et un nombre de réacteurs. Nous représentons la maille réacteur de façon simplifiée par un seul type de réacteurs, à la $P_{n, réacteur}$ moyenne du parc. Le nombre de réacteurs présents dans le parc tient compte de l'année de simulation du scénario, en fonction de laquelle la capacité nucléaire objective est définie et d'un scénario de remplacement progressif des REP : l'arrêt des REP retenu est de 2 REP/an à partir de 2017 (description détaillée au chapitre 3). Le parc peut être composé de REP et d'EPR™. Leur part respective permet de déterminer la $P_{n, réacteur}$ du réacteur type. Dans ce scénario, en 2050, le parc est uniquement composé d'EPR™.

Comme cela a été vérifié dans la pratique à la partie 2.2.2.2 (p.96), la $P_{min, réacteur}$ augmente linéairement après 60% du cycle environ (EDF, 2013), (RTE, 2015b). De plus, comme exposé dans la partie 2.2.2.1, les arrêts pour rechargement durent environ un mois et la durée des campagnes varie d'un type de réacteur à l'autre. Pour rappel, elles sont aujourd'hui d'environ 12 mois pour les CPY, d'environ 15 mois pour les CP0 et N4 et d'environ 18 mois pour les P4. Les EPR™ sont conçus pour des durées de campagne de 18 mois (Kerkar and Paulin, 2008).

Nous supposons, de façon simplifiée, que chaque réacteur réalise un arrêt pour rechargement par an qui dure un mois. Jusqu'à 60% de la campagne (7^{ième} mois de fonctionnement), la $P_{min, réacteur}$ d'un réacteur est égale à 20% $P_{n, réacteur}$. Elle augmente linéairement jusqu'à atteindre 86% $P_{n, réacteur}$ au 11^{ième} mois de fonctionnement (en accord avec l'observation des données passées réalisées et en considérant une participation des réacteurs au réglage de fréquence en fin de campagne) (voir Figure II—16).

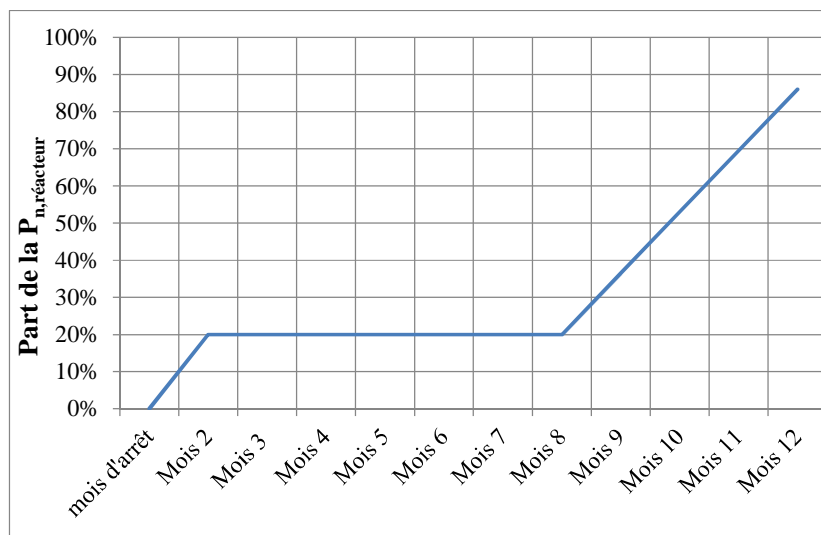


Figure II—16 : Puissance minimale ($P_{\min, \text{réacteur}}$) d'un réacteur avec l'avancement dans la campagne (campagne d'une durée supposée égale à un an)

Une fois le profil de la $P_{\min, \text{réacteur}}$ connu pour un réacteur, le modèle permet d'agrégier les profils de $P_{\min, \text{réacteur}}$ de chaque réacteur pour construire le profil annuel de la $P_{\min, \text{parc}}$ à l'échelle du parc.

La première étape consiste à évaluer le nombre de réacteurs à l'arrêt chaque mois de l'année. Pour ce faire, nous calculons la puissance nucléaire disponible moyenne par mois entre 2007 et 2014 grâce aux données des puissances disponibles journalières mises à disposition par RTE (RTE, 2014a). Nous en déduisons le nombre moyen de réacteurs arrêtés par mois pour ces huit années. Pour chaque mois de l'année prospective, nous retenons la moyenne mensuelle des huit années. Tous les arrêts y sont comptabilisés, y compris les arrêts fortuits et pour maintenance programmée or nous souhaitons retenir uniquement le nombre d'arrêts pour rechargement. De façon simplifiée, nous ramenons donc le nombre d'arrêts déterminé par an au nombre de réacteurs présents dans le parc (un arrêt par réacteur par an) et faisons l'hypothèse que le profil annuel de l'ensemble des arrêts est le même que celui des arrêts pour rechargement. A partir de là, à l'échelle des réacteurs, nous construisons le profil annuel de $P_{\min, \text{réacteur}}$ mensuelle pour tous les réacteurs arrêtés en janvier, pour tous les réacteurs arrêtés en février et ainsi de suite pour chaque mois de l'année. Enfin, nous additionnons les $P_{\min, \text{réacteur}}$ calculées pour chaque mois de l'année. Un exemple de résultat est exposé à la Figure II—17 pour la modélisation de l'année 2014. On remarque d'abord que la $P_{\min, \text{parc}}$ du parc est supérieure à une hypothèse simplifiée qui la considérerait égale à $20\% P_{n, \text{parc}}$ (comme c'est le cas pour les réacteurs pendant la majorité de la campagne). La $P_{\min, \text{parc}}$ baisse à l'automne et augmente à la fin de l'hiver et au début du printemps. Ceci est dû au fait que la majorité des arrêts pour rechargement ont lieu pendant la période estivale.

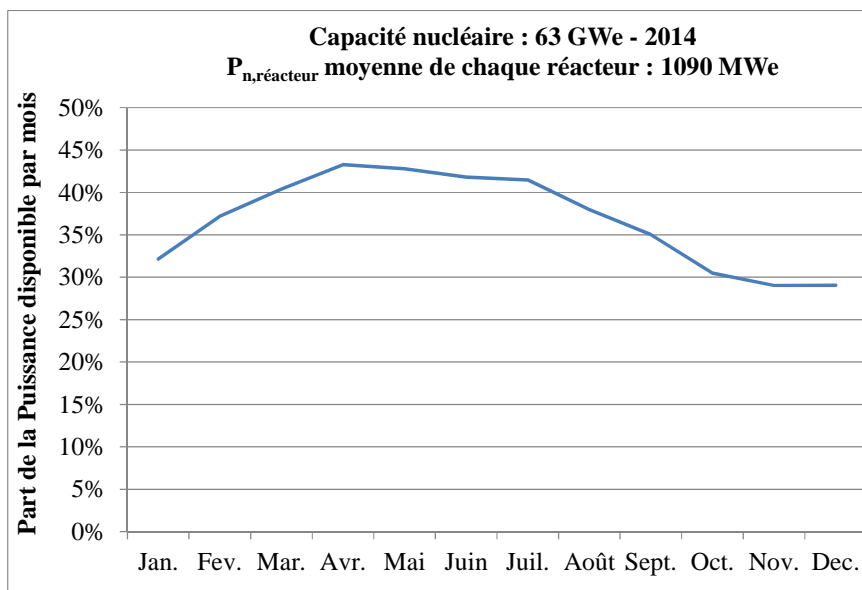


Figure II—17 : Puissance minimale ($P_{min, parc}$) estimée pour le parc nucléaire en 2014 par rapport à la puissance réellement disponible le mois considéré (puissance nucléaire installée – puissance des réacteurs en arrêt pour rechargement)

Dans cette modélisation, nous avons supposé un arrêt pour rechargement par an par réacteur pour ne pas avoir à considérer des demi-années. La prise en compte d'une deuxième gestion des arrêts (sur 18 mois par exemple) imposerait de modéliser deux profils de $P_{min, réacteurs}$ annuels, l'un pour une gestion du combustible sur 12 mois, l'autre sur 18 mois. Il faudrait ensuite, pour chaque mois de l'année, évaluer la part des réacteurs à l'arrêt qui suivent l'un ou l'autre des profils. En première approche, nous avons préféré rester sur une modélisation plus simple en supposant que même les réacteurs dont les campagnes sont, dans les faits, plus longues qu'une année sont arrêtés une fois par an. En réalité, les périodes de rechargement des réacteurs sont en moyenne plus espacées entre elles. En particulier, dans notre scénario, à l'horizon 2050 le parc serait uniquement constitué d'EPRTM conçus pour réaliser des arrêts pour rechargement tous les 18 mois. Si toutes les campagnes durent 18 mois, la durée pendant laquelle les réacteurs peuvent descendre à $P_{min, réacteur}$ est plus importante et nos résultats majorent le nombre de passages inférieurs à $P_{min, parc}$ par rapport à ce cas. Toutefois, l'opérateur a plutôt intérêt à privilégier une diversité de gestion de cœurs, et à conserver une part de campagnes dont la durée est de 12 mois pour éviter le plus possible un besoin d'arrêter des réacteurs pour rechargement en hiver (les gestions sur 18 mois imposent une alternance des arrêts, par exemple en été et en hiver). A l'inverse, nous prenons l'hypothèse que tous les réacteurs disponibles sont effectivement disponibles pour manœuvrer. Or, dans la réalité ce n'est pas le cas, même si en améliorant la flexibilité de son parc nucléaire, EDF devrait également augmenter leurs taux de disponibilité pour manœuvrer.

3.1.4. Evènements extrêmes : modèle « Arrêts/démarrages »

Le modèle « Arrêts/démarrages » a été développé pour quantifier le nombre d'arrêts et de démarrages de réacteurs nécessaires pour que le parc nucléaire réalise le profil de puissance annuel demandé. En utilisant les résultats du modèle « P_{nuc} basse », nous modélisons dans ce modèle le changement d'état des réacteurs d'un parc nucléaire prospectif pour répondre à la variation de puissance nucléaire, à chaque pas de temps. Nous y intégrons les moyennes par saison des résultats des $P_{min, parc}$ mensuelles obtenus grâce au modèle « P_{nuc} basse », avec le même parc prospectif.

Le parc nucléaire prospectif est caractérisé par une capacité ($P_{n, parc}$) et un nombre de réacteurs. A nouveau nous considérons un seul type de réacteurs de puissance nominale égale à la $P_{n, réacteur}$ moyenne du parc et possédant une $P_{min, réacteur}$ moyenne admissible par saison. En connaissant la $P_{min, parc}$ admissible à l'échelle du parc et le nombre moyen de réacteurs disponibles par saison, on en déduit la $P_{min, réacteur}$ moyenne par saison d'un réacteur type disponible.

Le changement d'état des réacteurs du parc nucléaire est conditionné par les règles suivantes :

- Le nombre d'arrêts et de démarrages nécessaires pour répondre à un profil de puissance est minimisé ;
- L'opérateur du parc nucléaire a une préférence pour les surplus de puissance dans l'optique de conserver la fiabilité du système électrique quitte à exporter davantage (ou à rechercher d'autres débouchés) ;
- Les réacteurs du parc en fonctionnement sont dans trois états possibles : à $100\%P_{n, réacteur}$, à $P_{min, réacteur}$, seul un réacteur peut être considéré à puissance intermédiaire (P_{inter}) (on l'appellera dans ce qui suit le « dernier » réacteur). On ne considère pas la participation des réacteurs aux services système ;
- Les manœuvres sont réalisées en 30 minutes (au maximum, le réacteur doit faire varier sa puissance entre $P_{n, réacteur}$ et $P_{min, réacteur}$ possible en 30 minutes, soit avec une rampe de $2,6\%P_{n, réacteur}/min$) ;
- L'état initial du parc est choisi.

Le schéma général de fonctionnement du modèle est présenté à la Figure II—18.

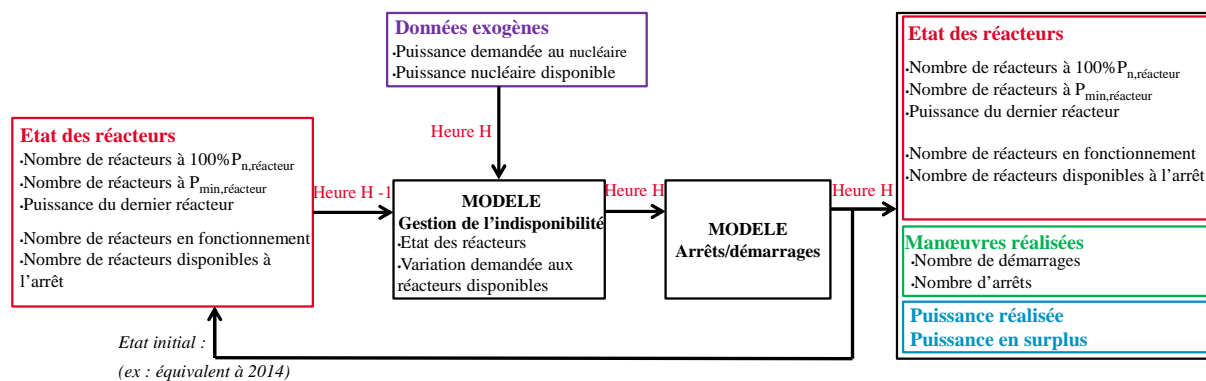


Figure II—18 : Schéma de fonctionnement du modèle « Arrêts/démarrages »

Le modèle est composé de deux sous-modèles. Le modèle de gestion des arrêts/démarrages constitue le cœur du modèle. Le modèle de gestion de l'indisponibilité permet de traiter les indisponibilités de réacteurs à l'heure H et d'estimer la variation de puissance associée (par rapport à l'heure H-1) pour la répercuter sur la variation de puissance à réaliser par les réacteurs disponibles. Ses sorties comprennent un nouvel état intermédiaire des réacteurs du parc. Elles sont des entrées du modèle de gestion des arrêts/démarrages. Ce dernier modifie l'état des réacteurs de l'heure H-1 à l'heure H pour répondre à la variation de puissance demandée aux réacteurs disponibles. A chaque pas de temps, l'utilisateur connaît le nombre de réacteurs à $100\%P_{n, \text{réacteur}}$, à $P_{\min, \text{réacteur}}$, la puissance du dernier réacteur, le nombre de réacteurs en fonctionnement et le nombre de réacteurs disponibles à l'arrêt. Les sorties du modèle à l'heure H sont constituées de l'état des réacteurs du parc, du nombre d'arrêts et de démarrages réalisés, de la puissance réalisée et de la puissance en surplus par rapport à la puissance demandée. Ci-après, nous détaillons le fonctionnement de chacun des modèles.

Modèle de gestion de l'indisponibilité des réacteurs

Lorsque des réacteurs deviennent indisponibles à l'heure H, les réacteurs à rendre indisponibles parmi les réacteurs disponibles à l'heure H-1 sont choisis pour minimiser la variation de puissance induite. Ainsi, nous procédons de la façon suivante :

- 1 – Le premier choix se porte sur les réacteurs disponibles à l'arrêt à l'heure H-1. Ils opèrent alors un changement d'état de disponible à indisponible.
- 2 – S'il y a besoin d'un complément de réacteurs, des réacteurs à $P_{\min, \text{réacteur}}$ (autant que nécessaire) sont mis à l'arrêt et rendus indisponibles.
- 3 – S'il y a besoin d'un complément de réacteurs, le réacteur à P_{inter} est mis à l'arrêt et rendu indisponible.
- 4 – Enfin, s'il y a encore besoin d'un complément de réacteurs, des réacteurs à $P_{n, \text{réacteur}}$ (autant que nécessaire) sont mis à l'arrêt et rendus indisponibles.

On enregistre la variation de puissance réalisée par les étapes 2 à 4 pour calculer celle qui sera effectivement demandée aux réacteurs disponibles.

A chaque pas de temps, ce modèle calcule un nouvel état intermédiaire des réacteurs du parc après le traitement de l'indisponibilité et quantifie la variation de puissance demandée aux réacteurs disponibles.

Modèle de gestion des arrêts/démarrages

Le modèle est décomposé en deux sous-modèles : l'un permet de gérer les démarrages, l'autre de gérer les arrêts. Dans les deux cas, la gestion est réalisée pour minimiser le nombre de démarrages et d'arrêts à réaliser.

- Si la variation de puissance demandée aux réacteurs disponibles est positive : gestion des démarrages

Nous procédons avec les étapes suivantes :

1 – Augmentation de la puissance du dernier réacteur de $P_{\text{inter}}(H-1)$ à $P_{n, \text{réacteur}}$ à l'heure H ou à $P_{\text{inter}}(H)$. Dans le cas où la puissance du réacteur est augmentée à $P_{\text{inter}}(H)$, c'est la fin de la procédure, l'ensemble de la variation de puissance a été réalisée. Dans le cas où la puissance est augmentée à $P_{n, \text{réacteur}}$ à l'heure H, on passe à l'étape 2.

2 – Augmentation de la puissance du nombre de réacteurs nécessaires qui sont à la puissance $P_{\text{min, réacteur}}$ à l'heure H-1 jusqu'à la puissance $P_{n, \text{réacteur}}$ à l'heure H. S'il reste des réacteurs dans le stock des réacteurs à $P_{\text{min, réacteur}}$ à l'heure H-1 alors on passe à l'étape 3. Si le nombre de réacteurs à $P_{\text{min, réacteur}}$ à l'heure H-1 ne permet pas de combler complètement le besoin de puissance à la hausse alors on passe à l'étape 4.

3 – Augmentation de la puissance du dernier réacteur à la puissance $P_{\text{min, réacteur}}$ à l'heure H-1 jusqu'à la puissance $P_{\text{inter}}(H)$. C'est la fin de la procédure, l'ensemble de la variation de puissance a été réalisée.

4 – Besoin de démarrer des réacteurs. Dans le cas où le nombre de réacteurs à puissance minimale ne permet pas de répondre au besoin de variation de puissance, alors il est nécessaire de démarrer des réacteurs disponibles à l'arrêt à l'heure H jusqu'à $P_{n, \text{réacteur}}$ et/ou $P_{\text{min, réacteur}}$ et le dernier à $P_{\text{inter}}(H)$ en fonction des cas de figure. L'augmentation de puissance par réacteur démarré est exploitée au maximum pour minimiser le nombre de démarrages. Si la variation de puissance restante à réaliser est inférieure à $P_{\text{min, réacteur}}$, on démarre tout de même à $P_{\text{min, réacteur}}$ à l'heure H et on enregistre le surplus de puissance. Dans le cas où le nombre de réacteurs disponibles à l'arrêt est inférieur au besoin, on enregistre la puissance manquante.

- Si la variation de puissance demandée aux réacteurs disponibles est négative : gestion des arrêts

Nous traitons les étapes suivantes :

1 – Diminution à l’heure H du dernier réacteur de $P_{inter}(H-1)$ à $P_{min, réacteur}$ ou $P_{inter}(H)$. Dans le cas où la puissance du réacteur est diminuée à $P_{inter}(H)$, c’est la fin de la procédure, l’ensemble de la variation de puissance a été réalisée. Dans le cas où la puissance est diminuée à $P_{min, réacteur}$, on passe à l’étape 2.

2 – Diminution à l’heure H de la puissance des réacteurs (autant que nécessaire) de $P_{n, réacteur}$ à $P_{min, réacteur}$. S’il reste des réacteurs dans les stocks des réacteurs à puissance nominale à l’heure H-1, alors on passe à l’étape 3. Dans le cas contraire, si le nombre de ces réacteurs ne permet pas de combler complètement le besoin à la baisse alors on passe à l’étape 4.

3 – Diminution du dernier réacteur à $P_{n, réacteur}$ à l’heure H-1 jusqu’à à $P_{inter}(H)$. C’est la fin de la procédure, l’ensemble de la variation de puissance a été réalisée.

4 – Besoin d’arrêter des réacteurs. Si l’on parvient à cette étape c’est que, parmi les réacteurs en fonctionnement, il ne reste que des réacteurs à $P_{min, réacteur}$. Si la variation de puissance restante à réaliser est inférieure à $P_{min, réacteur}$ alors aucun réacteur n’est arrêté et on enregistre les surplus. Si la variation de puissance restante à réaliser est supérieure à $P_{min, réacteur}$, on arrête le nombre de réacteurs nécessaire et on enregistre les surplus, le cas échéant.

L’objectif de cette modélisation, en se rapprochant de dynamiques générales de fonctionnement d’un parc de réacteurs, est de donner des ordres de grandeur du nombre d’arrêts et de démarrages à réaliser en fonction de scénarios prospectifs.

Nous avons testé la représentativité du modèle sur l’année 2014. La composition du parc nucléaire est calée sur celle du parc actuel : 58 réacteurs sont présents et la $P_{n, réacteur}$ est de 1090 MWe (moyenne actuelle de l’ensemble des réacteurs du parc). La $P_{min, réacteur}$ a été calculée par saison : 33% $P_{n, réacteur}$ en hiver, 42% $P_{n, réacteur}$ au printemps, 40% $P_{n, réacteur}$ en été et 31% $P_{n, réacteur}$ en automne. Les conditions initiales sont choisies proches de la réalité au 1^{er} janvier à 0h. Tous les réacteurs disponibles sont en fonctionnement à cette heure-là (52 en 2014 ; 51 dans le modèle : le chiffre dépend de la donnée de puissance disponible du parc à cette heure et de la $P_{n, réacteur}$ moyenne par réacteur, ce qui résulte en une légère différence avec le nombre réel de réacteurs en fonctionnement à cette heure-là). A minuit, 50 réacteurs ont une puissance supérieure ou égale à 86% $P_{n, réacteur}$ (prise en compte de la participation des réacteurs aux services systèmes). La modélisation donne 49 réacteurs à 100% $P_{n, réacteur}$. Enfin à cette heure-là, 2 réacteurs ont une puissance comprise entre 15% $P_{n, réacteur}$ et 85% $P_{n, réacteur}$. Dans le modèle, un réacteur est à $P_{min, réacteur}$, le dernier réacteur est à P_{inter} .

Sur la Figure II—19 est représenté le nombre total de réacteurs en fonctionnement à chaque heure en 2014, d’après les données de RTE (2008-2015) et d’après les résultats de modélisation.

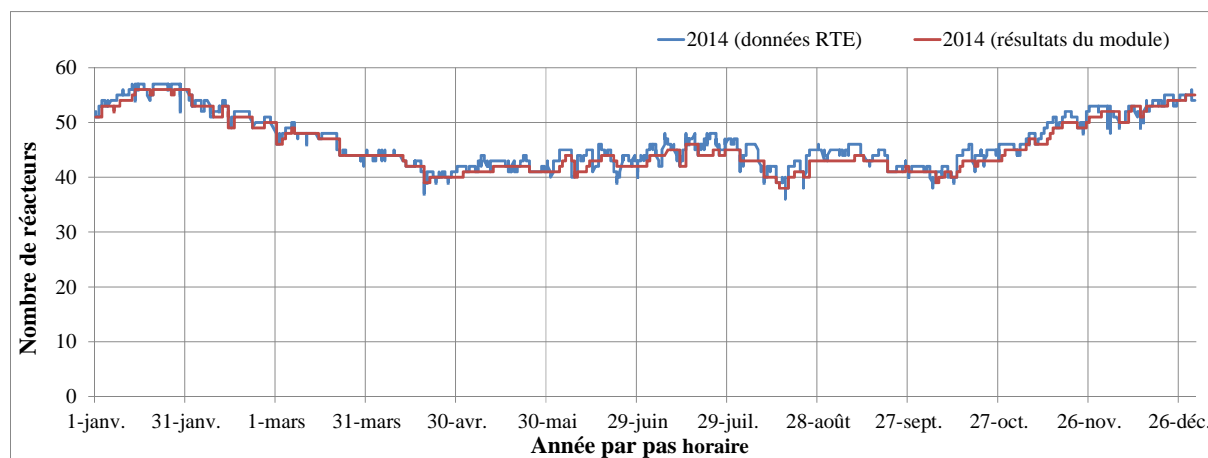


Figure II—19 : Nombre de réacteurs en fonctionnement pendant l’année 2014 : confrontation des résultats de la modélisation aux données historiques

La figure montre que le nombre de réacteurs en fonctionnement, résultant de la modélisation à chaque pas de temps, suit les variations générales réalisées pendant l’année 2014. Le nombre de réacteurs en fonctionnement modélisé a tendance à être légèrement moins élevé que dans la réalité (l’écart moyen sur l’année est de -1,8%, soit à peu près 1 réacteur, et l’écart maximal atteint -12,5% le 15 juillet, soit 6 réacteurs). Cela est dû au fait qu’en pratique plus de réacteurs sont susceptibles d’être mobilisés pour produire la même puissance globale puisque les réacteurs peuvent être mobilisés à divers niveaux de puissance intermédiaire entre la puissance minimale et la puissance nominale et que la puissance maximale produite en moyenne par réacteur est plus faible puisque certains participent aux réglages de fréquence.

La Figure II—20 représente l’état des réacteurs du parc nucléaire à chaque heure de l’année 2014 d’après les données de RTE (graphe du haut) et les résultats du modèle (graphe du bas). L’état des réacteurs est différencié en deux catégories : les réacteurs ayant une puissance supérieure à $86\%P_{n,\text{réacteur}}$ sont à mettre en parallèle avec ceux à $100\%P_{n,\text{réacteur}}$ dans le modèle (courbes rouges) ; les réacteurs dont la puissance est comprise entre $15\%P_{n,\text{réacteur}}$ et $85\%P_{n,\text{réacteur}}$ correspondent à ceux à $P_{\text{min, réacteur}}$ ou à P_{inter} dans le modèle (courbes vertes). Le nombre de réacteurs en fonctionnement est repris de la figure précédente sur les courbes bleues.

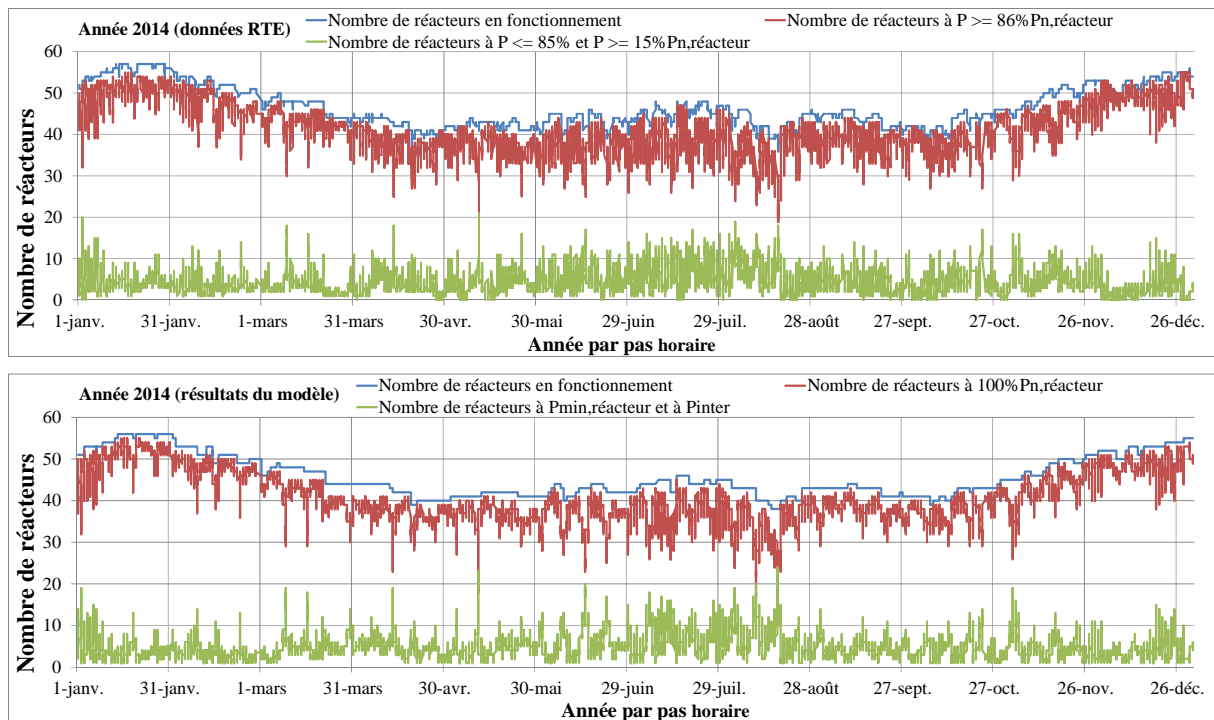


Figure II—20 : Etat des réacteurs du parc nucléaire pendant l'année 2014 : données historiques (en haut) et résultats de la modélisation (en bas)

La comparaison du graphique issu de la modélisation à celui construit à partir des données réelles permet d'apprécier la pertinence de la modélisation. La forme générale des profils est similaire. Les événements extrêmes pour lesquels on observe une baisse importante du nombre de réacteurs proches de la $P_{n, \text{réacteur}}$ et une augmentation du nombre de réacteurs à P_{inter} ou à $P_{\text{min}, \text{réacteur}}$ sont représentés dans la modélisation. Le modèle a justement été conçu pour capter ces situations dont certaines peuvent donner lieu à des arrêts de réacteurs.

La modélisation n'identifie aucun arrêt de réacteur demandé pour suivre la charge en 2014. Le nombre de démarrages pour suivi de charge est quant à lui de 69 sur l'année. Cette différence s'explique par la préférence pour les surplus introduite dans la modélisation : lorsque la variation de puissance demandée à la hausse est inférieure à $P_{\text{min}, \text{réacteur}}$, des réacteurs disponibles à l'arrêt sont quand même démarrés ; à l'inverse, lorsque la variation de puissance demandée à la baisse est inférieure à $P_{\text{min}, \text{réacteur}}$, aucun réacteur n'est arrêté. La plupart des démarrages ont lieu lors de la montée de charge du matin lorsque tous les réacteurs en fonctionnement sont à $P_{n, \text{réacteur}}$. Comme expliqué à la partie 2.2.2.2, 84 arrêts pour suivi de charge ont en fait eu lieu en 2014. Sur cet exemple, le modèle sous-estime le nombre d'arrêts nécessaires pour suivre la charge : le nombre d'arrêts est volontairement minimisé dans le modèle.

3.2. Participation du parc nucléaire français à la flexibilité

Les résultats sur les besoins prospectifs de flexibilité nucléaire sont détaillés comme suit : les profils sont d'abord caractérisés grâce à des indicateurs choisis pour travailler à l'échelle du parc (présentés à la partie 3.1.2), puis les événements extrêmes sont quantifiés et caractérisés (puissances basses et arrêts/démarrages). Avant de présenter ces résultats, nous comparons les différents scénarios prospectifs présentés au chapitre 1 entre eux en évaluant la composition des mix électriques associés, en particulier la part d'énergie fossile. Cette première partie permet de sélectionner les scénarios analysés en termes de besoin de flexibilité nucléaire en les situant par rapport aux autres.

3.2.1. Composition du mix électrique français dans les scénarios prospectifs

Dans le chapitre 1, nous avons décrit et choisi des scénarios prospectifs pour la France pour la pénétration de l'éolien et du solaire ainsi que pour les capacités nucléaires. Dans cette partie, nous évaluons la part d'énergie renouvelable, d'énergie nucléaire et d'énergie fossile dans des mix électriques représentatifs de ces scénarios aux horizons 2030 et 2050.

Ces scénarios projettent, en particulier, des parts d'énergie éolienne et solaire réalisables dans le mix français à l'horizon 2030 et 2050 : entre 17% et 23% à l'horizon 2030 et entre 30 et 50% à l'horizon 2050.

Les calculs sont réalisés grâce au modèle « Profil Nuc. » décrit à la partie 3.1.1. L'hypothèse d'une demande totale constante par rapport à aujourd'hui est conservée (540 TWh). De même, les profils et parts respectives de l'hydraulique au fil de l'eau et des renouvelables thermiques sont supposées identiques par rapport à aujourd'hui.

La première étape consiste, sur la base des scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire en France, à évaluer la part de la demande fournie par l'énergie nucléaire, pour quatre capacités installées différentes : 30 GWe, 40 GWe, 50 GWe et 60 GWe. Comme nous utilisons un profil historique de puissance nucléaire disponible (et non « seulement » produite) pour extrapoler les profils prospectifs en fonction des capacités, la part de nucléaire calculée dans le mix actuel correspond à la part maximale d'énergie qu'il pourrait fournir sur une année. Or, comme nous l'avons déjà dit plus haut, aujourd'hui, environ 30 TWh (soit 5%) d'énergie nucléaire disponible n'est pas produite, et cette part est essentiellement due à sa participation aux services systèmes. A l'avenir, nous assisterons certainement à une redistribution des rôles entre les acteurs des marchés d'électricité pour la fourniture de services systèmes et il y a une forte incertitude quant à la part de services systèmes que le parc nucléaire aura à procurer. Ainsi, nous préférons ne pas les inclure dans l'analyse. Dans les scénarios prospectifs, la part d'énergie nucléaire dans la production totale est par conséquent plutôt surévaluée, en raison de la non prise en compte d'une participation du nucléaire aux services systèmes.

Pour chaque capacité nucléaire installée, la part de l'énergie nucléaire par rapport à la demande électrique française est représentée à la Figure II—21 en fonction du taux d'éolien et de solaire dans le mix.

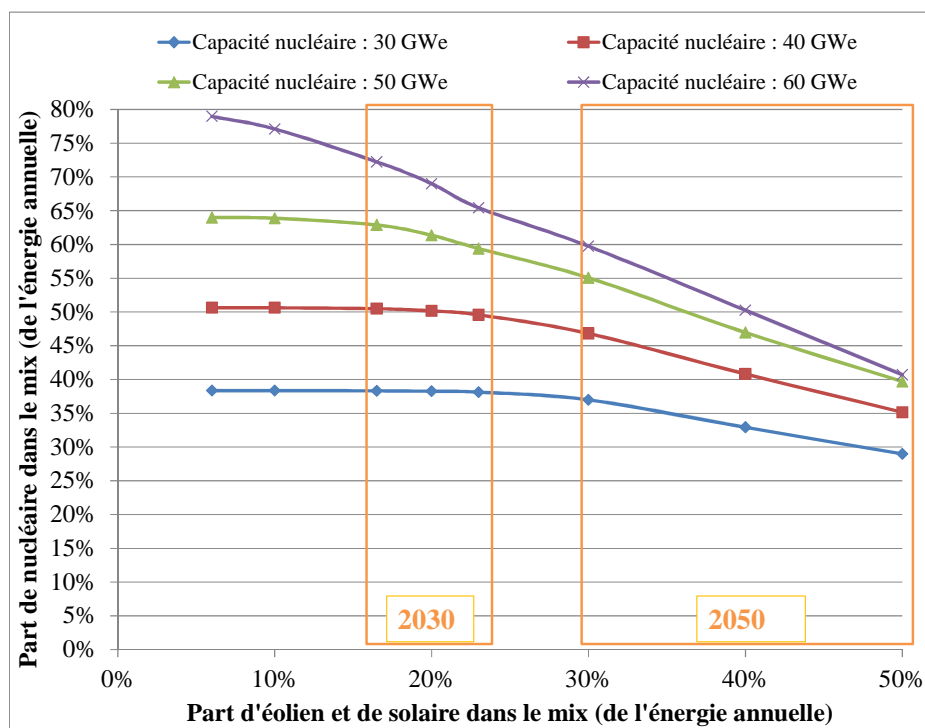


Figure II—21 : Part de l'énergie nucléaire pour répondre à la demande électrique française, en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire et des capacités nucléaires installées

Pour un même taux d'éolien et de solaire, plus la capacité nucléaire installée est importante, plus sa production annuelle est grande. **Pour une capacité nucléaire donnée, la part d'énergie nucléaire dans la production totale décroît à partir d'un certain taux d'éolien et de solaire.** Comme expliqué dans la méthodologie, à la partie 3.1.1, plus les productions éoliennes et solaires augmentent, plus elles auront tendance à « entamer » la production nucléaire pour une demande électrique donnée (elles sont prioritaires dans l'ordre de préséance économique). L'été est particulièrement propice à cette situation puisque la demande électrique est au plus faible et que la production solaire est au plus fort. Dans ce cas, l'énergie restant à produire pour répondre à la demande électrique est alors produite par le nucléaire, qui dès lors, ne fonctionne pas en base.

Plus la capacité nucléaire est faible, plus grande est la part d'éolien et de solaire à partir de laquelle la production nucléaire commence à diminuer. En effet, si la capacité nucléaire est plus faible, alors la production éolienne et solaire nécessaire pour « entamer » la production nucléaire est plus importante que si la capacité nucléaire est plus grande. Pour 60 GWe de capacité nucléaire installée, la décroissance de la part de nucléaire a lieu avant l'atteinte de 10% d'éolien et de solaire ; pour 50 GWe, celle-ci a lieu après 15% d'éolien et de solaire ; pour 40 GWe, après un taux de 20% et

pour 30 GWe, après un taux de 25%. Pour le cas particulier de 60 GWe de nucléaire (valeur proche du parc actuel), la part de nucléaire dans la production électrique décroît de 79% (pour 6% d'éolien et de solaire) à 41% (pour 50% d'éolien et de solaire) de l'énergie annuelle française produite. Une capacité nucléaire installée de 40 GWe permet d'atteindre une part de 50% de l'énergie annuelle produite à l'horizon 2030, comme préconisé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte en France. Les 50% d'énergie nucléaire sont également atteints pour 60 GWe avec 40% d'éolien et de solaire et pour 50 GWe avec 35% d'éolien et de solaire. Enfin, **quelle que soit la capacité nucléaire installée (supérieure à 30 GWe), la part de l'énergie nucléaire sera comprise entre 30% et 40% si le taux d'éolien et de solaire atteint 50% de l'énergie produite dans le mix français.**

Dans la partie 3.2.2, nous évaluons les conséquences de l'augmentation de l'éolien et du solaire sur le facteur de charge annuel du parc nucléaire dans les différents cas de figure. Le facteur de charge décroît fortement avec l'augmentation de l'éolien et du solaire et peut diminuer jusqu'à 40% dans le cas le plus critique. Les conséquences en termes de coûts sont évaluées au chapitre 3.

A ce stade de l'analyse, nous connaissons la part d'énergie produite par l'éolien, le solaire, l'hydraulique fil de l'eau, les renouvelables thermiques et le nucléaire. Le reste de la production électrique du parc est en priorité complété par l'hydraulique lacs et STEP (turbinage). Aujourd'hui, les capacités d'hydraulique lacs sont de 9,1 GWe, celles des STEP de 4,3 GWe. En moyenne l'hydraulique lacs produit 15 TWhe par an et les STEP en turbinage 5 TWhe par an (RTE, 2012-2015). Leur production peut atteindre jusqu'à 5% de la demande électrique annuelle (soit 27 TWhe). Dans l'analyse, nous considérons que l'hydraulique lacs et STEP peuvent produire 5% de la demande électrique annuelle. Le développement de la capacité hydraulique est limité en France puisque son potentiel mobilisable dans des conditions technico-économiques acceptables est déjà exploité dans sa quasi-totalité (Gouvernement français, 2010). La PPE prévoit une augmentation de la capacité de STEP de 1 à 2 GWe d'ici à 2030. Les scénarios prospectifs proposés par RTE proposent une constance des capacités hydrauliques lacs et STEP à l'avenir (RTE, 2014b). Seul le scénario « Nouveau mix » prévoit une augmentation des capacités installées de 3 GWe à l'horizon 2030. Les productions hydrauliques sont optimisées en fonction des stocks d'eau disponibles dans les réservoirs et produisent lorsque la tension entre l'offre et la demande est forte sur le marché ; les productions ne dépendent pas de l'ordre de préséance économique. Aujourd'hui, les facteurs de charge de l'hydraulique lacs est de 19% en moyenne, celui des STEP en turbinage est de 13% en moyenne (RTE, 2012-2015).

Nous supposons que les énergies fossiles sont appelées en dernier recours pour compléter l'offre de production, et que, d'ici à 2050, aucune technologie alternative n'est développée en remplacement, y compris la technologie CCS.

Sur la Figure II—22, sont exposées les parts d'énergie fournies par les ressources fossiles pour répondre à la demande électrique dans les différents scénarios.

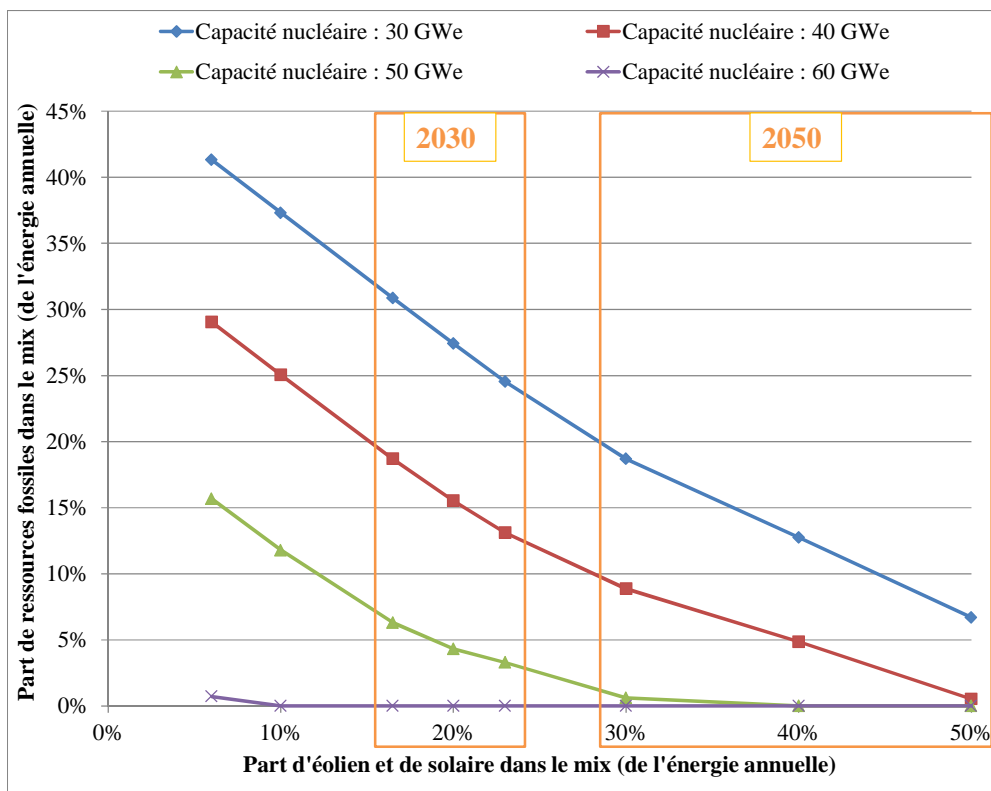


Figure II—22 : Part d'énergie fossile dans la production électrique française en fonction du taux de pénétration de l'éolien, du solaire et des capacités nucléaires installées

La part d'énergie fossile (en énergie) décroît avec l'augmentation du taux de pénétration de l'éolien et du solaire (en énergie) et de l'augmentation de la capacité nucléaire installée. A titre de comparaison, aujourd'hui environ 5% de l'énergie annuelle est produite par les ressources fossiles (RTE, 2012-2015). Comme dit précédemment, la part actuelle de nucléaire dans la production est maximisée, et en conséquence, la part de fossile y est minimisée. Ceci peut être visualisé sur la courbe violette qui représente la situation actuelle en théorie pour 6% d'éolien et de solaire.

Selon nos hypothèses, à l'horizon 2030, si les capacités nucléaires sont réduites à 40 GWe pour produire 50% de l'électricité annuelle, il y aurait besoin de produire entre 10 et 20% de l'électricité à partir de ressources fossiles, en fonction du taux de pénétration des énergies renouvelables (courbe rouge). Si les capacités nucléaires sont de 50 GWe, ce besoin est réduit à 5% approximativement. Enfin, si les capacités nucléaires sont maintenues à 60 GWe, le besoin en énergies fossiles est en théorie nul.

A l'horizon 2050, si la capacité nucléaire est de 40 GWe, la part d'énergie à produire par les ressources fossiles diminuerait en dessous de 10% pour atteindre moins de 1% si 50% d'éolien et de solaire sont présents dans le mix. Si les capacités nucléaires sont réduites à 30 GWe, la part de ressources fossiles pourrait représenter jusqu'à près de 20% de l'énergie annuelle produite en 2050. Même pour 50% d'éolien et de solaire, elle représenterait plus de 5% de l'énergie annuelle totale.

L'ensemble de ces résultats est résumé sur la Figure II—23 et la Figure II—24 qui représentent la composition en énergie du mix électrique français pour une sélection de scénarios à l'horizon 2030 et 2050.

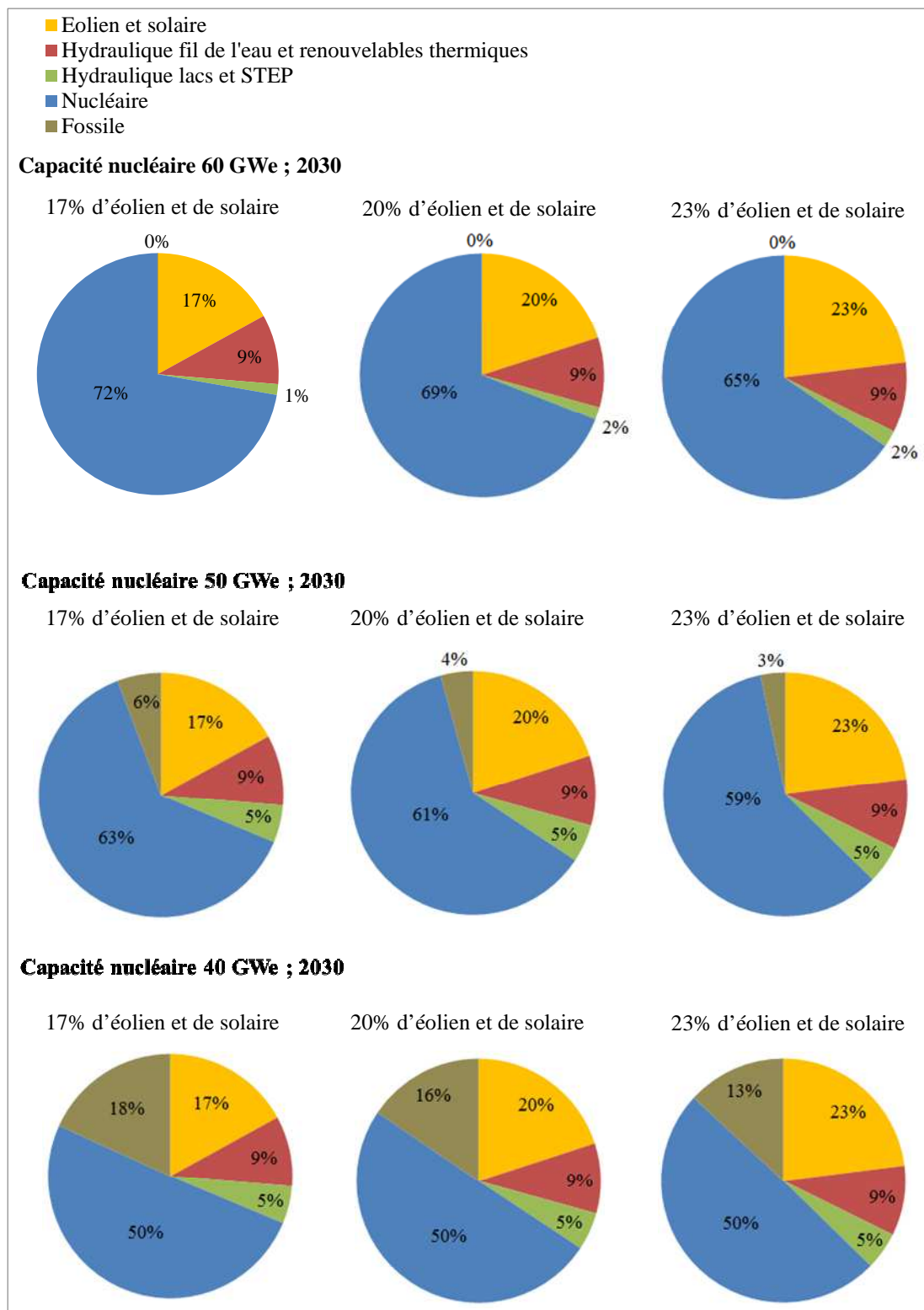


Figure II—23 : Composition en énergie du mix électrique français pour différents scénarios à l'horizon 2030

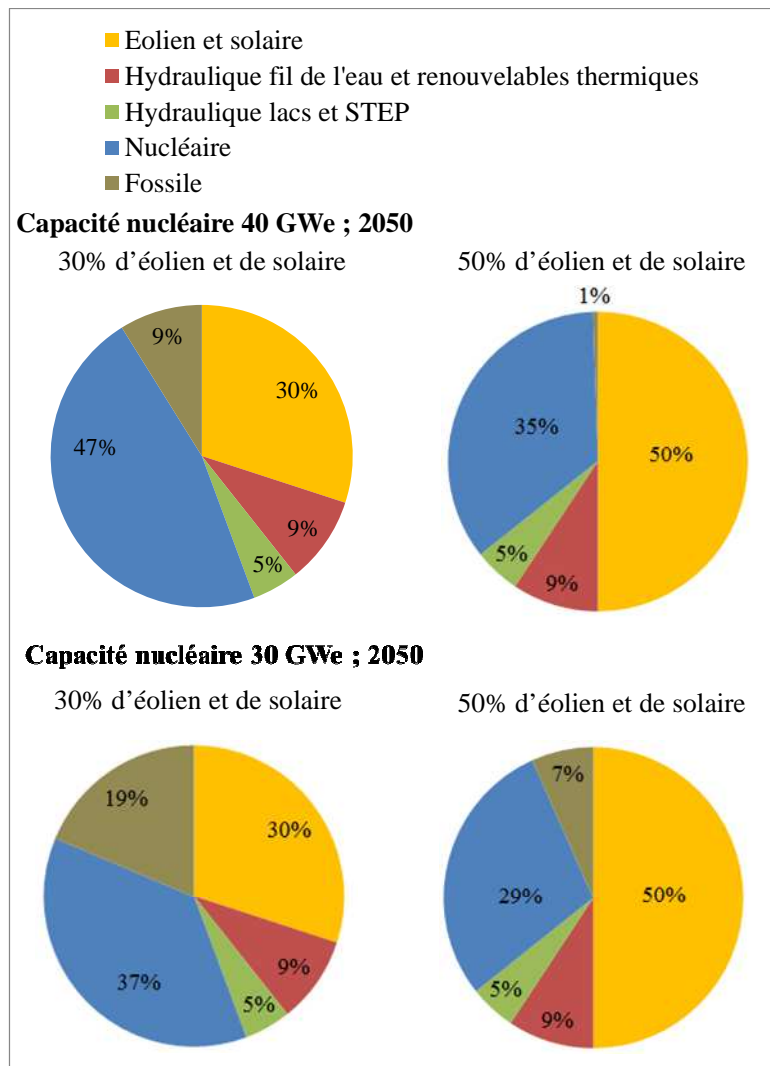


Figure II—24 : Composition en énergie du mix électrique français pour différents scénarios à l'horizon 2050

Les diagrammes mettent en évidence plusieurs éléments. Le scénario qui s'approche le plus des objectifs de la loi française en 2030 est celui comprenant 40 GWe de nucléaire et 23% d'éolien et de solaire. L'ensemble des renouvelables compterait, dans ce scénario, pour 37% de l'énergie annuelle produite en France (pour rappel, la loi prévoit une pénétration autour de 40% de renouvelables en 2030). Dans ce cas, si la demande reste identique, le recours à l'énergie fossile devrait être autour de 10% de la production totale. Une augmentation de la demande électrique, tirée par de nouveaux usages, serait d'autant plus défavorable pour les émissions de GES puisque dans ce scénario le nucléaire opère quasiment en base (facteur de charge peu impacté). A l'opposé, si les capacités nucléaires sont conservées à 60 GWe en 2030, certes le besoin en énergie fossile serait théoriquement nul mais le potentiel hydraulique ne pourrait pas être utilisé à son maximum. L'augmentation de l'éolien et du solaire à cet horizon impacterait la production hydraulique (potentiel de 2% contre un maximum de 5% de la demande électrique annuelle totale). Si la production STEP est à son maximum (1,2% de la demande totale), la production de l'hydraulique lacs serait réduite d'un quart par rapport

au potentiel maximal considéré dans les scénarios. Avec nos hypothèses, réduire les capacités nucléaires autour de 50 GWe en 2030 pourrait permettre d'utiliser le potentiel hydraulique à son maximum tout en limitant le besoin en énergies fossiles.

Pour les taux de pénétration de l'éolien et du solaire supposés à l'horizon 2030, si la demande, la production hydraulique et celle des renouvelables thermiques restent identiques à celles d'aujourd'hui, une réduction des capacités nucléaires s'accompagnerait d'un accroissement du recours aux énergies fossiles. L'augmentation de la part d'énergies fossiles est significative (+10 points environ), si les capacités nucléaires sont réduites à 40 GWe pour produire 50% de l'énergie annuelle totale en accord avec la loi française sur la transition énergétique. A l'inverse, maintenir les capacités nucléaires à 60 GWe signifierait une moins bonne utilisation de la ressource hydraulique, en particulier de l'hydraulique lacs.

Dans ce contexte de transition, la question des émissions de GES est fondamentale. Si la part d'éolien et de solaire augmente significativement d'ici à 2050, une réduction progressive des capacités nucléaires en phase avec l'accroissement de l'éolien et du solaire permettrait de limiter le besoin en énergies fossiles et dans le même temps d'utiliser la ressource hydraulique à son potentiel maximal.

3.2.2. Caractérisation des profils temporels de production nucléaire

L'objectif de cette partie est de caractériser les profils annuels de production nucléaire construits pour différents taux de pénétration de l'éolien et du solaire grâce au modèle « Profil Nuc. » détaillé à la partie 3.1.1. Les calculs sont réalisés sur l'année 2014. Nous apportons des éclairages sur les éléments suivants :

- le facteur de charge du nucléaire ;
- la caractérisation générale des profils nucléaires ;
- les surplus des productions éoliennes et solaires (puissance et énergie) ;
- les amplitudes des variations de puissance nucléaire ;
- les rampes de puissance horaire nucléaire.

Facteur de charge du nucléaire et choix des scénarios

Dans un premier temps, nous sélectionnons les scénarios étudiés dans l'analyse prospective parmi les scénarios décrits au chapitre 1 et à la partie 3.2.1. Pour ce faire, nous calculons le facteur de charge du parc nucléaire pour chacun des scénarios. De même que dans la partie précédente, comme les profils nucléaires sont extrapolés sur la base du profil de puissance disponible du parc nucléaire, les facteurs

de charge sont légèrement surestimés (analyse réalisée hors services systèmes). Les facteurs de charge sont représentés sur la Figure II—25.

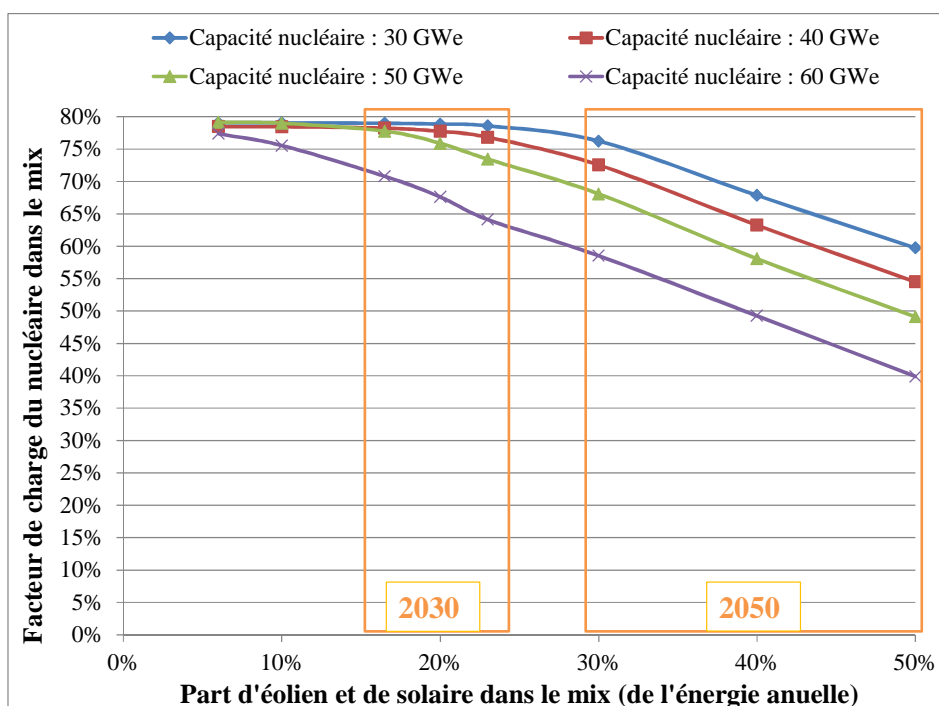


Figure II—25 : Facteurs de charge annuels du parc nucléaire en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire et des capacités nucléaires installées dans le mix électrique français

Pour les mêmes raisons qu'exposées dans la partie 3.2.1, **le facteur de charge du parc nucléaire décroît avec l'augmentation de la part d'éolien et de solaire dans le mix. Cette décroissance est plus marquée lorsque la capacité nucléaire installée est plus grande. Elle commence alors pour un taux d'éolien et de solaire plus faible dans le mix.**

Pour 60 GWe de capacités installées, la décroissance du facteur de charge a lieu avant 10% d'éolien et de solaire et le facteur de charge atteint une valeur de 40% pour 50% d'éolien et de solaire dans le mix. Pour 50 GWe, celle-ci a lieu après 15% d'éolien et de solaire et le facteur de charge atteint une valeur de 50% pour 50% d'éolien et de solaire dans le mix. Pour 40 GWe, celle-ci a lieu après 20% d'éolien et de solaire et le facteur de charge atteint une valeur de 55% pour 50% d'éolien et de solaire dans le mix ; enfin, pour 30 GWe, celle-ci a lieu après 25% d'éolien et de solaire et le facteur de charge atteint une valeur de 60% pour 50% d'éolien et de solaire dans le mix. **Quelle que soit la capacité nucléaire installée (supérieure à 30 GWe), le facteur de charge annuel du parc nucléaire sera compris entre 40% et 60% si le taux d'éolien et de solaire atteint 50% de la demande électrique française.**

Kepler and Cometto (2012) a utilisé un modèle d'optimisation de la production des capacités opérationnelles au moindre coût pour calculer la baisse d'utilisation des centrales programmables dans

une perspective de court terme (composition du mix électrique non optimisée). Les auteurs observent des tendances qui permettent d'appuyer celles que nous observons pour le système électrique français. Si les capacités nucléaires sont conservées, il montre une réduction de 20% de la production nucléaire (facteur de charge autour de 60%) par rapport à la valeur actuelle, si 30% d'éolien sont intégrés au système.

Dans la suite de l'exercice, nous choisissons d'analyser en détails les profils nucléaires des scénarios les plus critiques, à savoir ceux présentant les facteurs de charge du nucléaire les plus faibles aux deux horizons de temps considérés : 2030 et 2050. A l'horizon 2030, si les capacités nucléaires installées sont de 60 GWe, le nucléaire a un facteur de charge compris entre 64% et 71%. Parmi ces scénarios, nous choisissons d'analyser les deux cas extrêmes : 17% et 23% d'éolien et de solaire. A l'horizon 2050, avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le mix, il est très probable que la capacité nucléaire soit réduite en dessous de 60 GWe pour minimiser la réduction du facteur de charge associée à la présence importante d'éolien et de solaire. Ainsi, à cet horizon, pour 30% d'éolien et de solaire, nous choisissons d'étudier les cas avec 50 GWe et 40 GWe de nucléaire (facteurs de charge de 68% et 73%). Et à ce même horizon, pour 50% d'éolien et de solaire, nous choisissons d'étudier le cas avec 40 GWe de nucléaire (facteur de charge de 55%). Ces scénarios sont récapitulés au Tableau II—8.

Scénarios choisis	
2030	Capacité nucléaire : 60 GWe ; part d'éolien et de solaire : 17%
	Capacité nucléaire : 60 GWe ; part d'éolien et de solaire : 23%
2050	Capacité nucléaire : 50 GWe ; part d'éolien et de solaire : 30%
	Capacité nucléaire : 40 GWe ; part d'éolien et de solaire : 30%
	Capacité nucléaire : 40 GWe ; part d'éolien et de solaire : 50%

Tableau II—8 : Scénarios choisis pour l'analyse prospective

Caractérisation générale des profils nucléaire prospectifs

Tout d'abord, nous caractérisons les variations de puissance du parc nucléaire français pendant une année, avec un taux d'éolien et de solaire plus important dans le mix. Sur la Figure II—26, sont représentés, sur une année, le profil horaire de consommation électrique et de production nucléaire en 2014 (respectivement en orange et en bleu), le profil de production nucléaire prospectif (60 GWe de capacités installées) avec 23% d'éolien et de solaire dans le mix (en vert) et le profil des productions éoliennes et solaires (en marron).

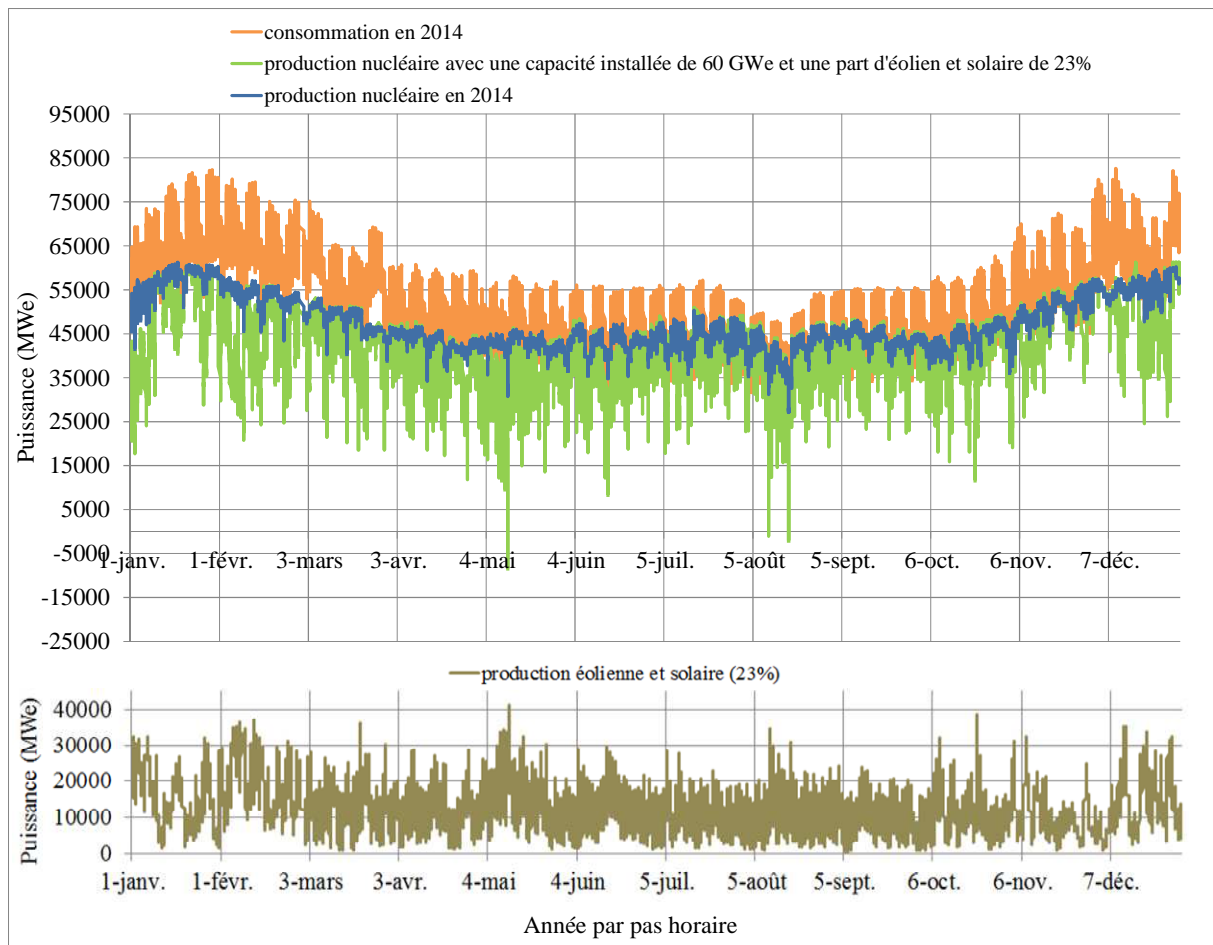


Figure II—26 : Consommation au pas horaire en 2014, production nucléaire en 2014, production nucléaire avec 60 GWe de nucléaire et 23% d'éolien et de solaire, production éolienne et solaire pour un taux de 23% dans le mix

Le coefficient de corrélation entre la consommation et le profil de production nucléaire prospectif est de 0,53 (contre 0,86 en 2014). Le profil nucléaire prospectif dépend plus des productions éoliennes et solaires que de la consommation française (corrélacion de -0,61).

Plus le taux d'éolien et de solaire augmente, moins le profil nucléaire dépend du profil de consommation intérieure. Sur l'année, le profil nucléaire suit la consommation en fonction des saisons mais des creux de production apparaissent (par rapport au profil de 2014), lorsque les centrales éoliennes et solaires produisent de façon importante. Le graphe montre l'apparition de surplus de puissances éoliennes et solaires (traduits par une puissance négative pour le nucléaire) qui nécessitent d'être gérés par l'adaptation offre-demande (par exemple débouchés supplémentaires, stockage ou écrêtage de puissance).

Comme le montrent la Figure II—27, la Figure II—28 et la Figure II—29, les variations de puissance nucléaire ne répondent plus à la même périodicité qu’actuellement à l’échelle d’une semaine et d’une journée. Les figures représentent la puissance nucléaire sur :

- deux périodes de 15 jours en hiver pour l’année 2014 et pour un taux de 16% d’éolien dans le mix (Figure II—27) ;
- deux périodes de 15 jours en été pour l’année 2014 et pour un taux de 7% de solaire (Figure II—28) ;
- deux périodes de 15 jours en hiver et en été pour l’année 2014 et pour un taux de 23% d’éolien et de solaire (la somme des deux taux précédents) (Figure II—29).

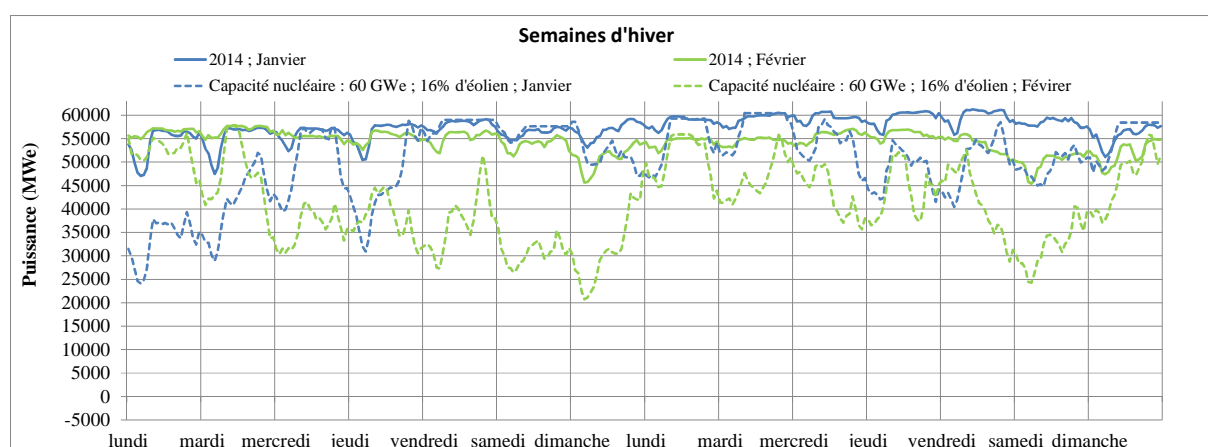


Figure II—27 : Profil de puissance nucléaire pour deux périodes de 15 jours en hiver pour l’année 2014 et pour un taux de 16% d’éolien dans le mix

L’éolien a plus d’impact sur la production nucléaire en hiver. D’après Perrot et al. (2015) et RTE (2015c), le facteur de charge de l’éolien évolue entre 15% l’été et 30% l’hiver. Sa présence dans le mix rend la demande résiduelle plus fluctuante en hiver qu’en été. Les profils ne dépendent plus des jours de la semaine (ouvrés ou de repos). Lorsque les éoliennes fonctionnent la nuit (c’est fréquent), les pointes du matin et du soir sont plus marquées qu’aujourd’hui. **La présence de l’éolien a la particularité d’augmenter la dispersion des valeurs de puissance nucléaire appelées d’un jour sur l’autre et d’effacer la périodicité hebdomadaire** (dans cet exemple, on peut atteindre 30 GWe de différence d’un jour sur l’autre, écart observé aujourd’hui sur une périodicité saisonnière). **Les profils journaliers ne sont plus périodiques et sont plus variables.**

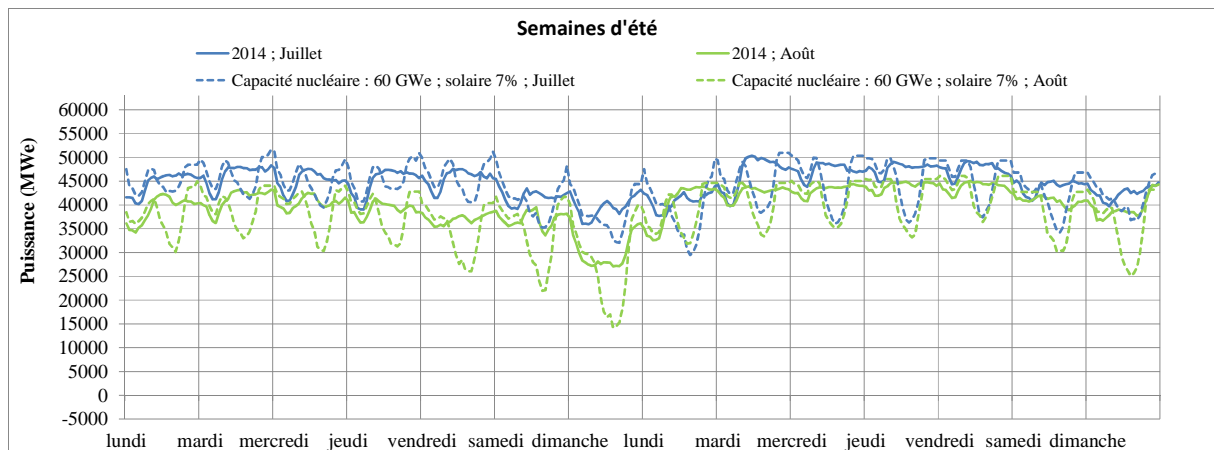


Figure II—28 : Profil de puissance nucléaire pour deux périodes de 15 jours en été pour l'année 2014 et pour un taux de 7% de solaire dans le mix

Le solaire a plus d'impact sur la production nucléaire en été. Son facteur de charge moyen est de 20% en été et de 5% en hiver (Perrot et al., 2015). **La présence du solaire influe sur le minimum de puissance atteint à la mi-journée (pendant le pic de soleil) et sur les rampes et amplitudes de puissance induites.** Par la présence caractéristique du creux de puissance à la mi-journée, la production solaire a tendance à réduire la pointe du matin et à augmenter la pointe du soir. **Le profil est périodique d'un jour sur l'autre** (dans cet exemple, on peut atteindre un différentiel de 30 GWe entre le jour et la nuit).

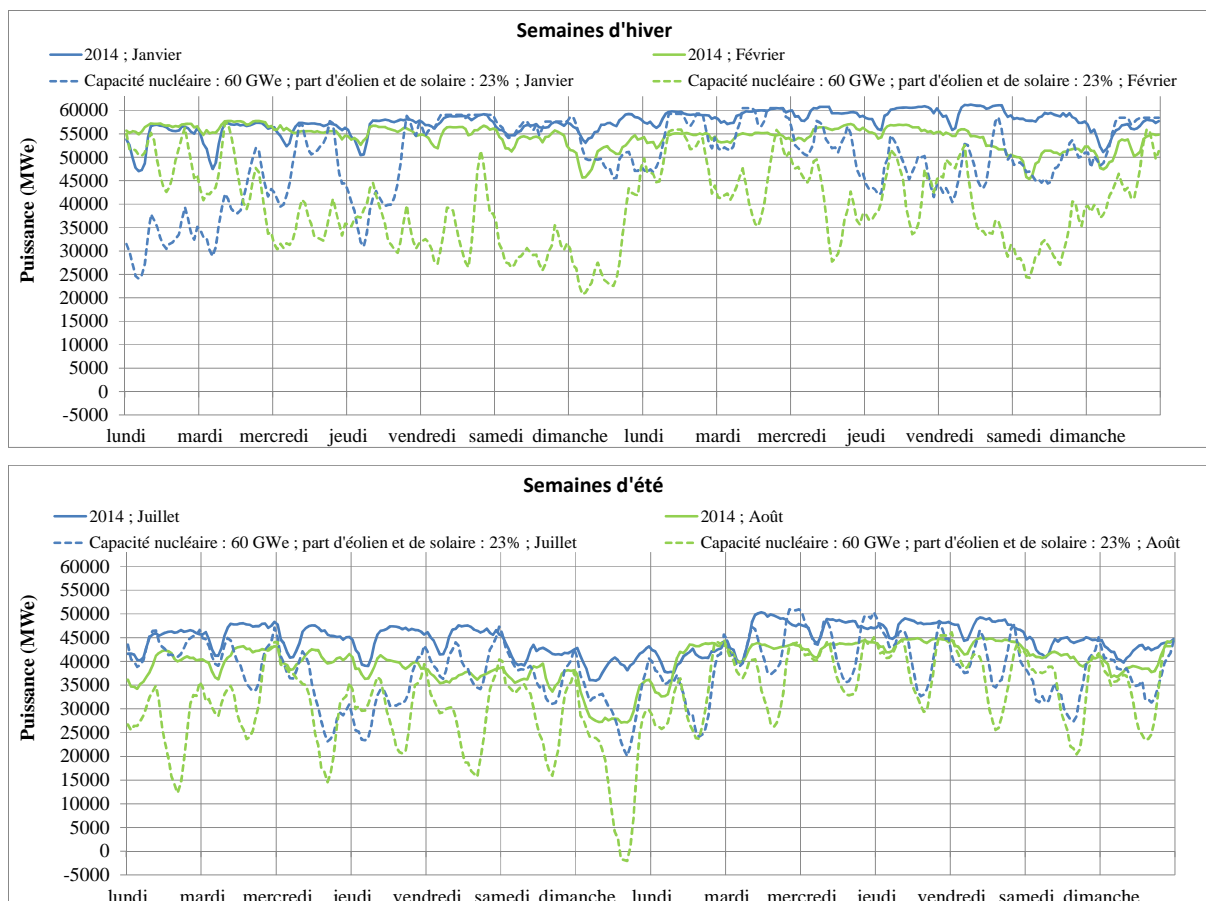


Figure II—29 : Profil de puissance nucléaire pour deux périodes de 15 jours en hiver et en été pour l'année 2014 et pour un taux de 23% d'éolien et de solaire dans le mix

Les effets de l'éolien et du solaire sur la production nucléaire se cumulent lorsqu'ils sont présents ensemble dans le mix : on retrouve à la fois la caractéristique de dispersion plus marquée des puissances appelées d'un jour sur l'autre et le creux de puissance de la mi-journée. De façon logique, les effets de l'éolien sont plus importants sur les profils journaliers en hiver, et ceux du solaire sur les profils journaliers d'été.

RTE aboutit à des conclusions similaires dans ses travaux (RTE, 2015a). RTE quantifie une augmentation moyenne sur l'année de 20% des écarts de puissance journalière (écart entre le minimum et le maximum sur une journée) de la demande résiduelle pour 24% d'éolien et de solaire dans le mix (6% de solaire et 18% d'éolien, scénario « nouveau mix ») par rapport à l'écart actuel (environ 20 GWe aujourd'hui). Les écarts de puissance hebdomadaire augmentent de 54%. Ils sont tirés par l'effet de l'éolien (RTE, 2015a).

Surplus des productions éoliennes et solaires (puissance et énergie)

Le minimum théorique atteint par la demande résiduelle est représenté à la Figure II—30 en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire dans le mix électrique français. Les valeurs négatives représentent les surplus de puissance.

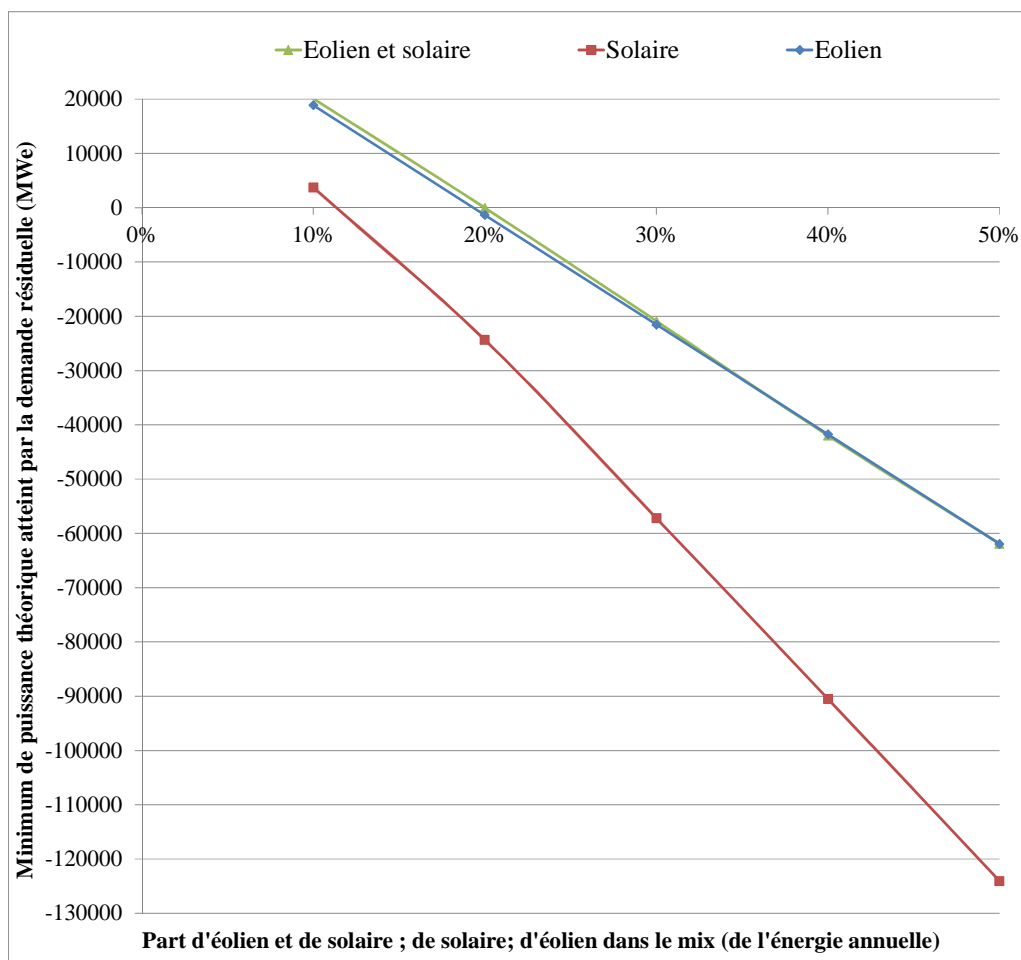


Figure II—30 : Minimum théorique atteint par la demande résiduelle selon les taux d'éolien et de solaire dans le mix³²

Le solaire a une influence plus importante que l'éolien sur le minimum de puissance atteint par la demande résiduelle. Les surplus apparaissent pour un taux de pénétration solaire plus faible que pour l'éolien et, pour un même taux, le surplus est plus important. Les surplus de puissance apparaissent après un peu plus de 10% de l'énergie totale produite par le solaire dans le mix et à partir de 20% de l'énergie totale produite par l'éolien. La présence simultanée d'éolien et de solaire dans le mix génère un léger effet de foisonnement technologique. En effet, pour un même taux de

³² 10% d'éolien et de solaire = 2% de solaire et 8% d'éolien ; 20% d'éolien et de solaire = 6% de solaire et 14% d'éolien ; 30% d'éolien et de solaire = 10% de solaire et 20% d'éolien ; 40% d'éolien et de solaire = 15% de solaire et 25% d'éolien ; 50% d'éolien et de solaire = 15% de solaire et 35% d'éolien.

pénétration, le minimum est moins profond lorsque les deux technologies sont en présence, au lieu d'une seule. Cela apparaît plus clairement dans la figure qui suit.

Dans les scénarios étudiés, l'éolien a un potentiel de déploiement plus important que le solaire. Une plus forte proportion d'éolien que de solaire en France permet de réduire les surplus maximaux.

Les surplus d'énergie produits sont représentés sur la Figure II—31, en fonction du taux de pénétration de l'éolien et de solaire dans le mix électrique français.

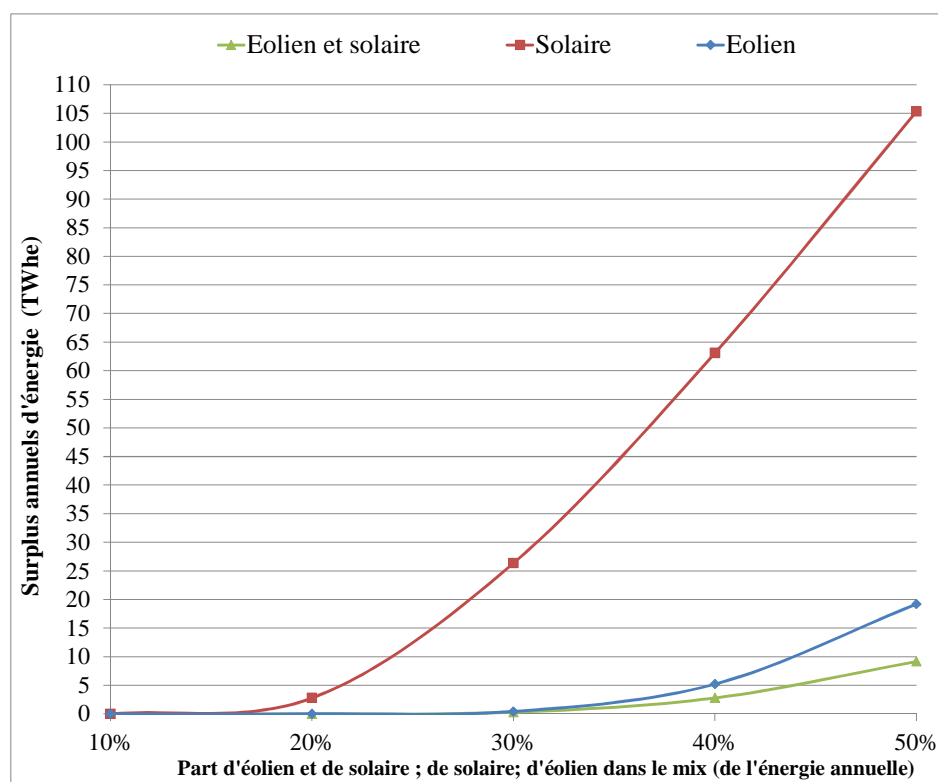


Figure II—31 : Surplus annuels d'énergie en fonction des taux d'éolien et de solaire (TWh)³³

Pour les scénarios intégrant à la fois l'éolien et le solaire, nos calculs montrent que si le taux de pénétration global atteint 40% de la demande électrique annuelle, les surplus apparaissent pendant 4% du temps sur une année ; s'ils atteignent 50% de la demande électrique annuelle, les surplus apparaissent pendant 10% du temps sur une année.

Les surplus annuels deviennent supérieurs à 0,5% de la demande totale (540 TWh) à partir de 20% de solaire seul (courbe rouge) et à partir d'un peu plus de 30% d'éolien seul (courbe bleue). **La quantité annuelle de surplus croît plus rapidement avec l'intégration du solaire que de l'éolien.** Comme observé précédemment, la présence d'éolien et de solaire dans le mix permet de bénéficier des avantages d'un foisonnement technologique : les quantités de surplus sont inférieures à taux équivalent lorsque les deux technologies sont présentes ensemble dans le mix (courbe verte).

³³ Les proportions d'éolien et de solaire d'un scénario sont identiques à celles présentées à la Figure II—30.

Le degré de corrélation entre la demande et les productions renouvelables a un impact majeur sur le seuil à partir duquel les surplus apparaissent. Même si ce type de résultats est largement dépendant du système étudié et non généralisable facilement d'un système à un autre, les résultats présentés sont comparables à ceux d'autres études réalisées pour des systèmes européens. En Europe, les niveaux de demande sont, en effet, corrélés entre pays voisins. De plus, les productions solaires sont hautement corrélées d'un pays à l'autre en Europe et même si globalement les productions éoliennes le sont moins, les corrélations sont fortes entre pays voisins. Typiquement, certains phénomènes météorologiques, comme les périodes anticycloniques (sans vent), apparaissent à l'échelle de plusieurs pays européens (Flocard, 2013), (Stappel et al., 2015).

Pour 40% d'éolien et de solaire (15% de solaire et 25% d'éolien), nous obtenons un surplus de puissance maximal de 42 GWe pour une énergie annuelle en surplus de 2,8 TWhe soit 1% de l'énergie annuelle produite par le solaire et l'éolien. Nos résultats sont en phase avec ceux de Keppler and Cometto (2012) qui étudie un scénario avec 35% d'éolien et de solaire en Allemagne (10% de solaire et 25% d'éolien) pour lequel la puissance maximale en surplus est de 27 GWe pour une énergie annuelle en surplus de 2 TWhe. De façon cohérente, ces résultats sont un peu plus faibles que les nôtres puisque le taux de pénétration du solaire est de cinq points inférieur. Wagner (2012) montre qu'avec 40% d'éolien et de solaire (10% solaire et 30% d'éolien), les surplus sont d'environ 3 TWhe.

Pour 50% d'éolien et de solaire (15% de solaire et 35% d'éolien), nous obtenons un surplus de puissance maximal de 62 GWe pour une énergie annuelle en surplus de 9 TWhe, soit 3,4% de l'énergie annuelle produite par le solaire et l'éolien. Keppler and Cometto (2012) étudie un scénario avec 62% d'éolien et de solaire (16% de solaire et 46% d'éolien) en Allemagne, pour lequel la puissance maximale en surplus est de 78 GWe pour une énergie annuelle en surplus de 43 TWhe (12% de l'énergie annuelle produite par le solaire et l'éolien). D'après nos scénarios, le passage de 40% à 50% d'éolien dans le mix (pour atteindre une part d'éolien équivalente à celle de Keppler and Cometto (2012), d'environ 60% de la demande électrique) augmente la puissance maximale de surplus de 20 GWe et l'énergie en surplus de 14 TWhe (pour atteindre 8% de l'énergie annuelle produite par le solaire et l'éolien). Les surplus maximaux atteints sont équivalents tandis que nos résultats en énergie sont un peu en dessous du cas allemand. Il convient de retenir l'ordre de grandeur confirmé par Wagner (2012) : pour 60% d'éolien et de solaire, 10% de leur énergie est produite en excès. Wagner (2012) va au-delà en estimant que pour une pénétration de 100% de l'énergie annuelle totale fournie par l'éolien, la puissance maximale en surplus atteint 100 GWe et 20% de son énergie annuelle est produite en surplus.

Ces analyses sont toutefois basées sur une extrapolation des profils temporels passés, sans prise en compte de l'augmentation de la dispersion sur le territoire des sites éoliens et solaires avec la croissance de leur pénétration, ni de données météorologiques locales. Ainsi, les tendances attendues seraient certainement moins élevées que celles observées ici.

Dans la suite, les profils de production nucléaire sont épurés des valeurs négatives associées aux surplus des productions renouvelables. La puissance appelée est alors mise à zéro.

Amplitudes des variations de puissance nucléaire

La Figure II—32 représente la part des variations de puissance nucléaire d'amplitude supérieure à $20\%P_{n, \text{parc}}$ (en valeurs absolues), pour les scénarios prospectifs à l'horizon 2030 et 2050, et comparés à l'année 2014.

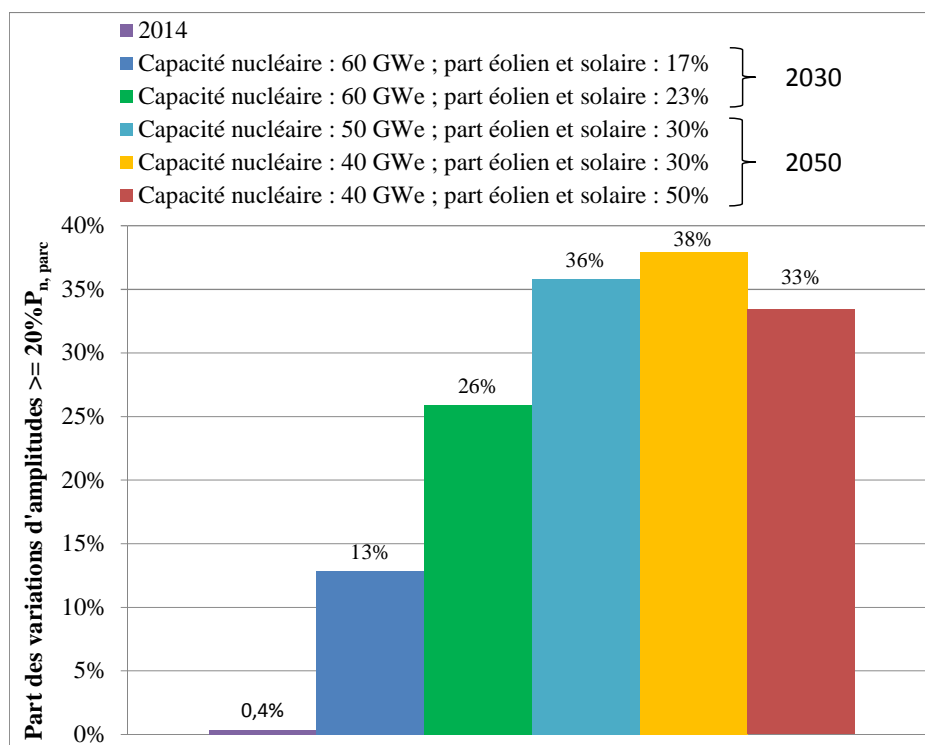


Figure II—32 : Part des variations de puissance d'amplitude supérieure à $20\%P_{n, \text{parc}}$

Pour une capacité nucléaire installée donnée, le nombre total de variations de puissance augmente avec le taux d'éolien et de solaire dans le mix puisque la production nucléaire est de plus en plus « entamée ». Sur le graphique précédent, la part de variations de puissance extrêmes du nucléaire augmente effectivement lorsque le taux d'éolien et de solaire augmente de 17% à 23%. En revanche, lorsque le taux d'éolien et de solaire augmente de 30% à 50%, la part de variations extrêmes diminue légèrement (même si le nombre total de variations de puissance augmente). Cela s'explique par le fait qu'à 50% d'éolien et de solaire, les variations de puissance extrêmes nucléaire à la baisse saturent (à zéro) tandis que la part de puissances éoliennes et solaires produites en surplus devient significative. La puissance nucléaire est nulle pendant 10% du temps de l'année.

Alors que seulement 0,4% des variations de puissance ont eu une amplitude supérieure à $20\%P_{n, \text{parc}}$ en 2014, cette part augmente significativement avec l'augmentation du taux d'éolien

et de solaire dans le mix jusqu'à 30%, et ce même si la capacité nucléaire diminue. Les amplitudes maximales atteintes entre 17% et 30% d'éolien et de solaire sont comprises entre 50% et 75% $P_{n, \text{parc}}$ (elle est de 20% $P_{n, \text{parc}}$ en 2014). Pour le cas 50% d'éolien et de solaire, celle-ci atteint 97% $P_{n, \text{parc}}$. Ces valeurs paraissent difficilement soutenables par le parc nucléaire, d'autant qu'elles sont généralement associées à la production solaire à la mi-journée, et devront donc être réalisées en quelques heures. Le parc aurait alors à arrêter ou démarrer la quasi-totalité de ses réacteurs en quelques heures. **Alors qu'en 2014, les amplitudes extrêmes étaient soit associées à la baisse de charge la nuit ou à la montée de puissance le matin, dans ces scénarios, elles sont majoritairement associées au creux de puissance à la mi-journée.**

Rampes de puissance horaire nucléaire

Pour finir, le nombre de rampes de puissances horaires supérieures à 6% $P_{n, \text{parc}}$ /heure (soit 0,1% $P_{n, \text{parc}}$ /min.) (en valeur absolue) est représenté à la Figure II—33 pour 2014 et pour les scénarios prospectifs.

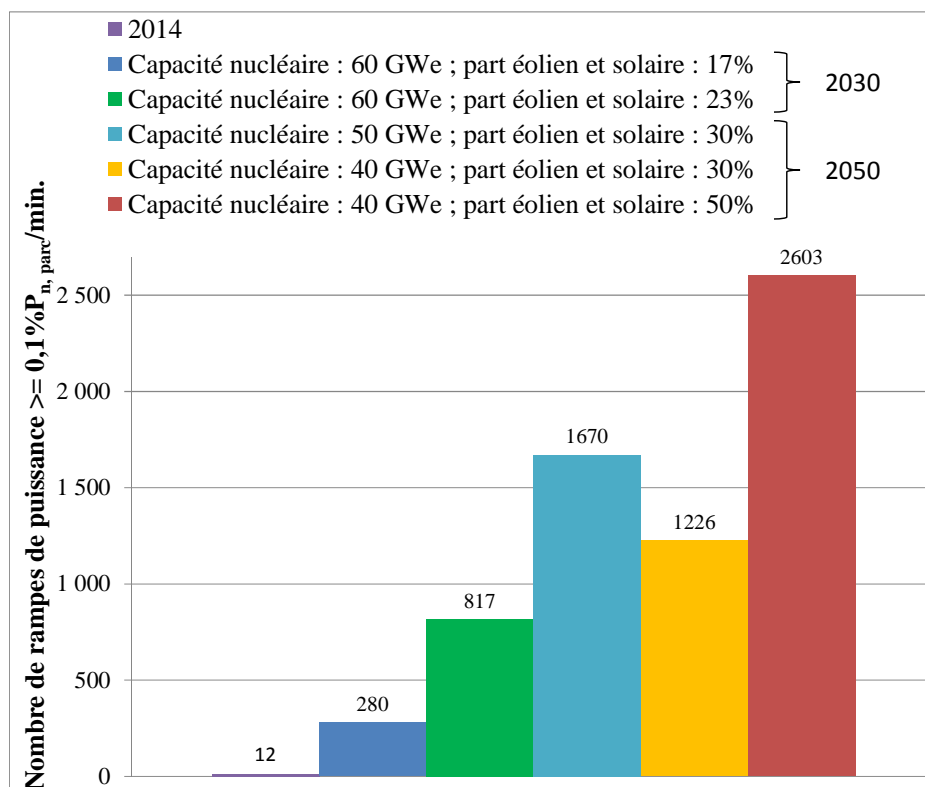


Figure II—33 : Nombre de rampes de puissance supérieures à 0,1% $P_{n, \text{parc}}$ /min.

Le nombre de rampes de puissances extrêmes augmente mécaniquement avec les parts d'éolien et de solaire dans le mix, même si la capacité nucléaire diminue. Si la capacité nucléaire est réduite de 50 GWe à 40 GWe pour 30% d'éolien et de solaire dans le mix, leur nombre diminue. En effet, si la capacité nucléaire est plus basse, la production du parc est moins sollicitée pour suivre la charge

résiduelle (d'autres centrales, au gaz par exemple, assureraient alors le complément de suivi de charge nécessaire). De plus, plus le taux de pénétration d'éolien et de solaire augmente, plus la part des rampes extrêmes à réaliser à la suite est importante, d'après nos calculs. Pour 50% d'éolien et de solaire, 30% des rampes de puissance sont supérieures à 2,5 GWe par heure ($0,1\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$, pour 40 GWe installés de nucléaire) et 90% d'entre elles doivent être enchaînées en moins de cinq heures (pour 30% d'éolien et de solaire, ce chiffre est de 85%). D'autre part, les rampes maximales de puissance sont comprises entre $0,2\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$ ($12\%P_{n, \text{parc}}/\text{heure}$) pour 17% d'éolien et de solaire, à $0,7\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$ ($42\%P_{n, \text{parc}}/\text{heure}$) pour 50% d'éolien et de solaire. Ces valeurs restent très inférieures à la limite théorique de $5\%P_{n, \text{réacteur}}/\text{min}$ à l'échelle d'un réacteur, d'autant plus que l'opérateur aura à sa disposition le parc dans son ensemble pour réaliser ces rampes. **Plus que la hausse des sollicitations en variation de puissance avec l'augmentation de l'éolien et du solaire, c'est la fréquence des évènements extrêmes qui pourrait s'avérer très exigeante pour l'opérateur nucléaire. Celles-ci sont en grande partie dues à la présence de solaire dans le mix.**

Stappel et al. (2015) observe les mêmes ordres de grandeur de rampes horaires pour le parc nucléaire français lorsqu'il y a 24% d'éolien et de solaire dans le mix (18% éolien, 6% solaire). La plupart des rampes horaires à la hausse et à la baisse restent inférieures à 5 GWe/heure ($0,1\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$) tandis que les rampes maximales atteignent 10 GWe/heure ($0,3\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$). D'autres analyses portant plus largement sur l'augmentation de la flexibilité de la demande résiduelle arrivent à des conclusions semblables. D'après Kepler and Cometto (2012), aujourd'hui les variations maximales de la demande allemande ont une amplitude de 34% de la puissance de pointe (on la nomme $P_{n, \text{parc}}$ dans la suite du paragraphe). Pour 35% d'éolien et de solaire, elles passent à $75\% P_{n, \text{parc}}$ et pour 62% d'éolien et de solaire à $130\% P_{n, \text{parc}}$ (valeurs négatives comptabilisées). En ce qui concerne les rampes de puissance horaire, 18% des rampes horaires sont supérieures à $0,1\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$ pour 35% d'éolien et de solaire (on en compte environ 20% pour 30% d'éolien et de solaire). Pour 62% d'éolien et de solaire, 33% des rampes horaires sont supérieures $0,1\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$ (30% des rampes pour 50% d'éolien et de solaire dans notre cas) (Kepler and Cometto, 2012). D'après Wagner (2012), les rampes horaires supérieures à $0,3\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$ augmentent d'un facteur 2,5 pour 30% d'éolien. Huber et al. (2014) montre que pour 50% d'éolien et de solaire dans un mix, la part de solaire par rapport à celle de l'éolien influence largement les rampes de puissances demandées à la demande résiduelle. En analysant les mix allemand, irlandais et italien et pour 50% d'éolien et de solaire dans leurs mix, si la part de solaire est inférieure à 10-15% de la demande électrique, alors les rampes observées sur la demande résiduelle sont majoritairement dominées par la consommation électrique même si des évènements extrêmes supérieurs à $0,1\%P_{n, \text{parc}}$ sont présents. En revanche pour une part de solaire supérieure à 20% de la demande électrique, les rampes de puissance du solaire à la mi-journée dominant largement le profil de la demande résiduelle.

Le Tableau II—9 résume les résultats principaux pour 30% et 50% d'éolien et de solaire et les met en regard par rapport à ceux de l'année 2014 pour les indicateurs examinés dans cette partie.

	2014	Eolien et solaire : 30%	Eolien et solaire : 50%
Facteur de charge du nucléaire	75%	[60% ; 75%]	[40% ; 60%]
Surplus maximal de puissance	0 GWe	20 GWe	60 GWe
Surplus d'énergie	0 TWh	0,2 TWh (0,1% de l'énergie éolienne et solaire)	9 TWh (3% de l'énergie éolienne et solaire)
Part des variations de puissance d'amplitude $\geq 20\%P_{n, \text{parc}}$	0,4%	[35% ; 40%]	$\approx 35\%$
Amplitude de variation maximale	$20\%P_{n, \text{parc}}$	$75\%P_{n, \text{parc}}$	$97\%P_{n, \text{parc}}$
Part des rampes de puissance $\geq 0,1\%P_{n, \text{parc}}/\text{min}$	0,1%	[14% ; 20%]	30%
Rampe maximale	$0,15\% P_{n, \text{parc}}/\text{min.}$	$0,5\%P_{n, \text{parc}}/\text{min.}$	$0,7\%P_{n, \text{parc}}/\text{min.}$

Tableau II—9 : Caractéristiques générales du profil prospectif de production nucléaire (capacité nucléaire ≥ 30 GWe) : résultats principaux

En résumé, plus le taux d'éolien et de solaire augmente dans le mix de production, moins le profil de production nucléaire est corrélé au profil de consommation électrique. Les productions éoliennes et solaires deviennent la principale source d'influence du profil de puissance demandé au parc. La gestion technique et économique du parc nucléaire devra alors être adaptée en conséquence.

La présence de l'éolien a la particularité d'augmenter la dispersion des valeurs de puissance nucléaire à produire d'un jour sur l'autre et d'effacer la périodicité journalière et hebdomadaire. Elle a une influence plus marquée en hiver. La présence du solaire détermine le minimum de puissance atteint à la mi-journée (pendant le pic de soleil) et les rampes et amplitudes de puissance à réaliser en conséquence. Elle a une influence plus marquée en été et le profil est périodique d'un jour sur l'autre.

La quantité annuelle d'énergie en surplus croît plus rapidement avec l'intégration du solaire que de l'éolien. La présence conjointe d'éolien et de solaire dans le mix permet de générer un effet de foisonnement technologique qui atténue les effets d'une technologie unique à un niveau équivalent (par exemple les effets du solaire à taux équivalent sur les variations de puissances demandées à la mi-journée).

La part des amplitudes et des rampes de puissance extrêmes augmente significativement avec le taux d'éolien et de solaire dans le mix, et ce même si la capacité nucléaire diminue. La présence du solaire a plus d'impact sur les sollicitations extrêmes demandées au parc nucléaire que celle de l'éolien. Elle impose en particulier des sollicitations extrêmes fréquentes en termes de rampes et d'amplitudes des variations de puissance à réaliser pendant le pic du soleil. Plus que la hausse des sollicitations en variation de puissance, c'est la présence d'évènements extrêmes fréquents qui s'avérerait très exigeante pour l'opérateur et ceux-ci sont dus en grande partie à la présence du solaire.

A première vue, la capacité du parc nucléaire à suivre la charge ne semble pas tant être remise en cause par les variations de puissance à réaliser d'un instant à l'autre, mais plutôt par la fréquence de ces sollicitations extrêmes. C'est pourquoi les deux parties suivantes sont consacrées à la caractérisation des sollicitations extrêmes de puissance. La partie suivante, centrée sur l'apparition de puissances basses extrêmes, renseigne de façon qualitative sur le besoin d'arrêter des réacteurs du parc pour répondre au profil de puissance. Cette partie introduira la partie 3.2.4, focalisée sur les « Arrêts/démarrages », dans laquelle nous nous attachons à les quantifier.

3.2.3. Evènements extrêmes : puissances basses

Dans cette partie, nous caractérisons plus précisément les évènements de puissances extrêmes grâce à l'indicateur sur les puissances basses modélisé comme décrit à la partie 3.1.3. Quand la puissance demandée au parc nucléaire devient inférieure à la $P_{\min, \text{parc}}$ modélisée par le parc, cela signifie qu'il y aura nécessité d'arrêter des réacteurs pour suivre la charge. Nous caractérisons ces évènements sous trois angles de vue : d'abord, nous comptabilisons le nombre de passages dans l'année pour lesquels la puissance demandée au parc nucléaire est inférieure à $P_{\min, \text{parc}}$; ensuite nous évaluons la profondeur de ces passages par rapport à la $P_{\min, \text{parc}}$; enfin nous calculons la durée de ces passages. Au premier ordre, la profondeur des passages renseigne sur la quantité de réacteurs à arrêter et la durée des passages sur la durée des arrêts.

Les scénarios avec 60 GWe de nucléaire sont plus probables plutôt en 2030. Le scénario avec 50 GWe correspond plutôt à l'horizon 2050, le parc y est composé de 30 EPRTM. Les scénarios à 40 GWe de nucléaire sont représentatifs de la situation possible en 2050 et comptent 24 EPRTM. La composition du parc permet de calculer la $P_{n, \text{parc}}$ moyenne du réacteur type et la $P_{\min, \text{parc}}$ à l'échelle du parc. Cette composition ne varie pas dans le chapitre.

La Figure II—34 représente les profils de production nucléaire pour un opérateur qui choisirait de ne pas arrêter ses réacteurs (donc de ne pas produire en dessous de la $P_{\min, \text{parc}}$, générant des surplus) (en rouge). Trois scénarios contrastés parmi les cinq étudiés sont présentés pour montrer l'effet de l'intégration de l'éolien et du solaire sur les surplus de puissance générés si l'opérateur n'arrête pas de réacteurs. En bleu, sont représentés les surplus de puissance fournis au réseau par le parc nucléaire dans ce cas de figure.

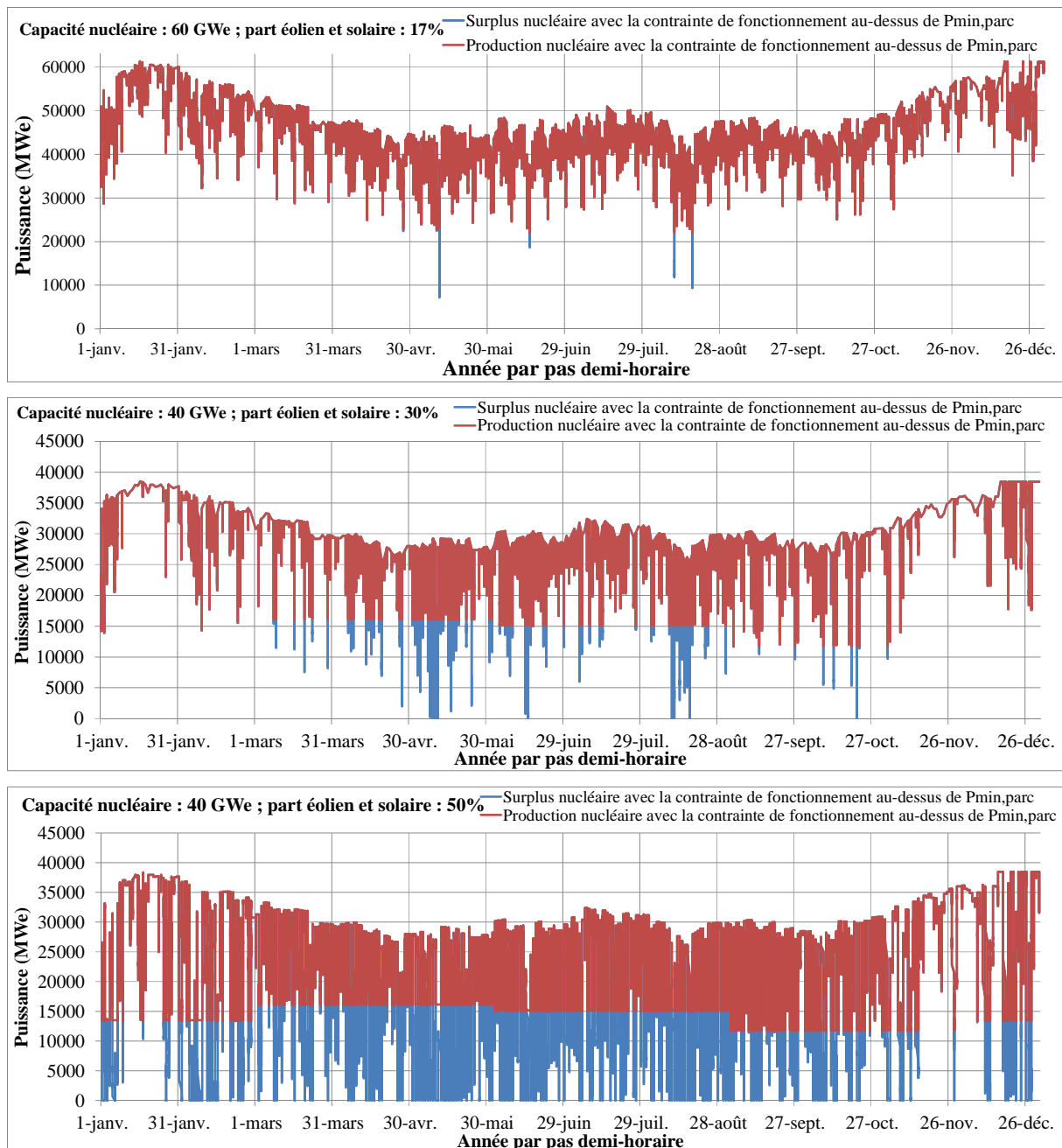


Figure II—34 : Profil de production nucléaire en fonction des scénarios considérés et sans arrêt de réacteurs. Conséquences en termes de surplus

A 17% d'éolien et de solaire, la puissance demandée au parc nucléaire atteint des valeurs inférieures à la $P_{\min, \text{parc}}$ de façon exceptionnelle. Pour le cas 50% d'éolien et de solaire, les puissances demandées au parc nucléaire sont régulièrement et toute l'année inférieures à la $P_{\min, \text{parc}}$. Elles descendent régulièrement à zéro, ce qui voudrait dire arrêter tout le parc nucléaire. L'énergie en surplus associée à cette contrainte est multipliée par 10 entre 30% et 50% d'éolien et de solaire. Elle atteint 23,5 TWh sur une année pour 40 GWe de nucléaire et 50% d'éolien et de solaire (voir Tableau II—10). Même si la Figure II—34 donne l'impression que l'énergie produite en surplus est constante sur toute l'année pour ce cas-là, celle-ci ne représente que l'énergie produite par environ quatre réacteurs aujourd'hui.

L'énergie en surplus est produite de façon intermittente puisqu'un nombre important d'arrêts et de démarrages sont réalisés.

Scénarios	Surplus
Capacité nucléaire : 60 GWe ; part éolien et solaire : 17%	0,3 TWhe
Capacité nucléaire : 60 GWe ; part éolien et solaire : 23%	1,5 TWhe
Capacité nucléaire : 50 GWe ; part éolien et solaire : 30%	2,6 TWhe
Capacité nucléaire : 40 GWe ; part éolien et solaire : 30%	2,3 TWhe
Capacité nucléaire : 40 GWe ; part éolien et solaire : 50%	23,5 TWhe

Tableau II—10 : Energie annuelle produite en surplus par le parc nucléaire sans mise à l'arrêt de réacteurs

En considérant les scénarios de RTE « diversification » (16% d'éolien et de solaire) et « nouveau mix » (23% d'éolien et de solaire) et pour la capacité nucléaire actuelle (63,13 GWe), Stappel et al., (2015) a évalué les surplus de production nucléaire pour différents niveaux de $P_{\min, \text{parc}}$. Le profil de la $P_{\min, \text{parc}}$ n'est pas modélisé en fonction de la $P_{\min, \text{réacteur}}$ mais les auteurs conservent le profil de disponibilité du parc nucléaire actuel (plus faible en été qu'en hiver) et le font varier à la hausse à partir d'un niveau minimal de $P_{\min, \text{parc}}$ qu'ils considèrent constant sur l'année à 15 ou 20 GWe selon les variantes. Pour un niveau de $P_{\min, \text{parc}}$ minimal, les surplus obtenus sont quasiment nuls, soit un résultat équivalent au nôtre (dans notre cas, la $P_{\min, \text{parc}}$ varie entre 15 et 23 GWe sur l'année). En revanche, si la $P_{\min, \text{parc}}$ augmente, le niveau de surplus générés augmente de façon non-linéaire : les surplus annuels atteignent 25 TWhe, si la $P_{\min, \text{parc}}$ est comprise entre 30 GWe (en été) et 40 GWe (en hiver). Les auteurs font aussi remarquer qu'écarter 5% d'éolien et de solaire permettrait d'atteindre des niveaux de $P_{\min, \text{parc}}$ bien supérieurs, compris entre 38 GWe en été et 50 GWe en hiver, sans générer de surplus.

Le nombre de passages dans une année pour lesquels la puissance est inférieure à la $P_{\min, \text{parc}}$ sont rapportés à la Figure II—35.

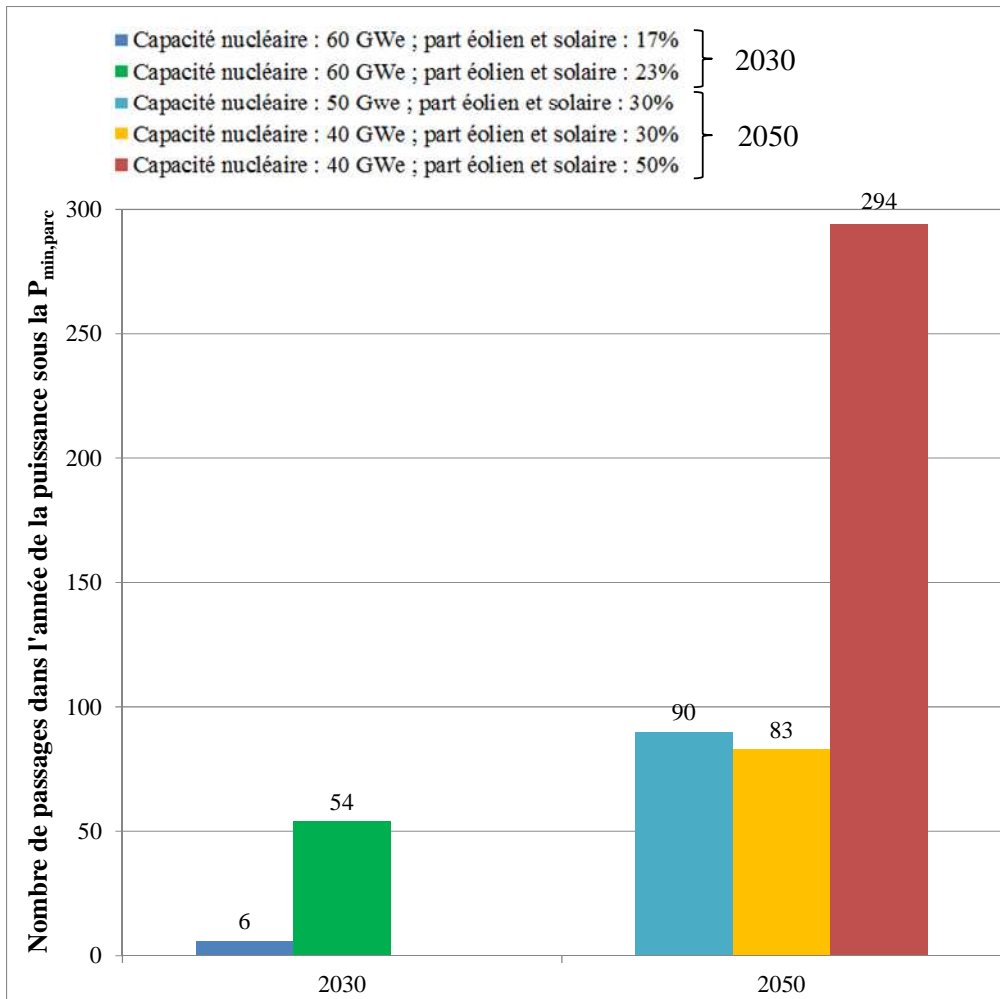


Figure II—35 : Nombre de passages dans une année pour lesquels la puissance nucléaire est inférieure à $P_{\min, \text{parc}}$ induisant des mises à l'arrêt de réacteurs

Même si les capacités nucléaires sont réduites à 40 GWe, de façon cohérente, le nombre de passages augmente avec la part d'éolien et de solaire dans le mix. Dans le cas 50% d'éolien et de solaire, la puissance nucléaire demandée est inférieure à la $P_{\min, \text{parc}}$ avec une fréquence, bien que non régulière sur l'année (voir Figure II—34), équivalente à une fois par jour toute l'année. Pour 23% et 30% d'éolien et de solaire dans le mix, ces passages sont concentrés sur la période du printemps et de l'été, à la mi-journée pendant le pic du soleil. Sur cette période, ils ont lieu en moyenne une fois tous les 2 jours pour 30% d'éolien et de solaire et une fois tous les 3 jours pour 23% d'éolien et de solaire.

Comme dit précédemment, à l'échelle du parc, cet indicateur renseigne sur les difficultés de manœuvrabilité à résoudre et en particulier du niveau qualitatif d'arrêts de réacteurs à réaliser par an en fonction du taux d'éolien et de solaire. Le nombre d'arrêts de réacteurs sera plus précisément quantifié dans la partie 3.2.4 suivante.

La profondeur d'un passage correspond à la différence à un instant donné, entre la $P_{\min, \text{parc}}$ et la puissance inférieure à la $P_{\min, \text{parc}}$ que le parc nucléaire aurait à réaliser. Les valeurs moyennes des profondeurs de l'ensemble des passages sur une année sont représentées pour chaque scénario à la Figure II—36. La $P_{\min, \text{parc}}$ indiquée sur le graphique précédent correspond à la valeur moyenne annuelle. Les profondeurs des passages sont indiquées en ordonnée.

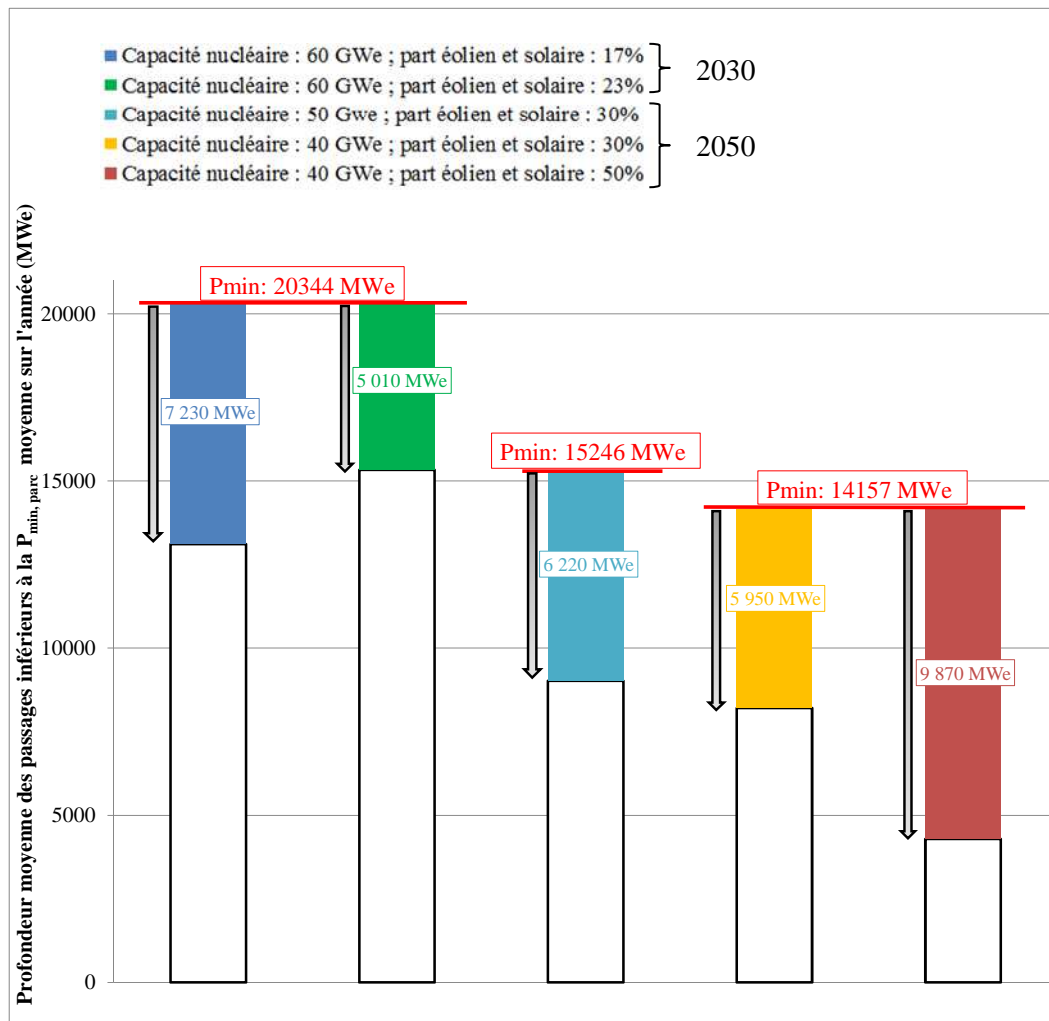


Figure II—36 : Profondeur des passages inférieurs à la $P_{\min, \text{parc}}$ en moyenne sur l'année

A partir de 23% d'éolien et de solaire, la profondeur moyenne des passages en dessous de la $P_{\min, \text{parc}}$ augmente avec la part d'éolien et de solaire dans le mix même si la capacité nucléaire diminue. Dans le cas 50% d'éolien et de solaire, la profondeur moyenne est égale à 70% de la $P_{\min, \text{parc}}$ sur une année. Pour le cas 17%, le nombre de passages en dessous de la $P_{\min, \text{parc}}$ est dix fois moins important que pour 23% d'éolien et de solaire. Les passages présents dans ce cas sont les plus critiques et sont en moyenne plus profonds que l'ensemble des passages du cas 23%.

Plus de 70% des passages inférieurs à $P_{\min, \text{parc}}$ ont une durée inférieure à six heures pour 23%, 30% et 50% d'éolien et de solaire. Le reste des passages a une durée comprise entre 6 et 12 heures, sauf pour

le cas 50% pour lequel environ 5% des passages ont une durée plus longue : de 12 à 24 heures. **Ces résultats montrent que les arrêts requis seront majoritairement courts (inférieurs à 6 heures). Ils auront principalement lieu à la mi-journée pendant le pic du soleil. Pour le cas 50% d'éolien et de solaire, les effets cumulés de l'éolien et du solaire donneront lieu à des arrêts de plus longue durée allant jusqu'à une journée.** A titre de comparaison, aujourd'hui, la durée moyenne d'un arrêt pour suivi de charge est de 30 heures (sur les 84 arrêts en 2014) (RTE, 2012–2016). Cette durée moyenne intègre certainement les contraintes techniques d'exploitation qui limitent la durée minimale d'un arrêt à froid. En 2014, certains arrêts ont duré une ou deux heures (RTE, 2012–2016).

En résumé, avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le parc, le besoin d'arrêter des réacteurs devient plus fréquent : à des taux d'éolien et de solaire compris entre 20% et 30%, ces arrêts seront concentrés au printemps et en été à la mi-journée ; à 50%, ils seraient généralisés sur toute l'année la nuit et à la mi-journée. Il y aura besoin d'arrêter de plus en plus de réacteurs pour une durée inférieure à 6 heures dans la majorité des cas (au creux de la mi-journée).

3.2.4. Evènements extrêmes : arrêts/démarrages

Les résultats précédents ont déjà dégagé des tendances quant à la question des mises à l'arrêt de réacteurs. Dans cette partie, nous quantifions le nombre minimum d'arrêts de réacteurs nécessaires pour que le parc nucléaire réponde au profil de puissance demandé. Les résultats présentés proviennent du modèle « Arrêts/démarrages » décrit à la partie 3.1.4 et développé pour modéliser de façon simplifiée la dynamique de sollicitation des réacteurs d'un parc nucléaire prospectif.

La Figure II—37 représente la dynamique des réacteurs nucléaires en fonctionnement pendant une année. Trois des cinq scénarios étudiés y sont représentés pour mettre en évidence les tendances fortes qui apparaissent avec l'augmentation de l'éolien et du solaire.

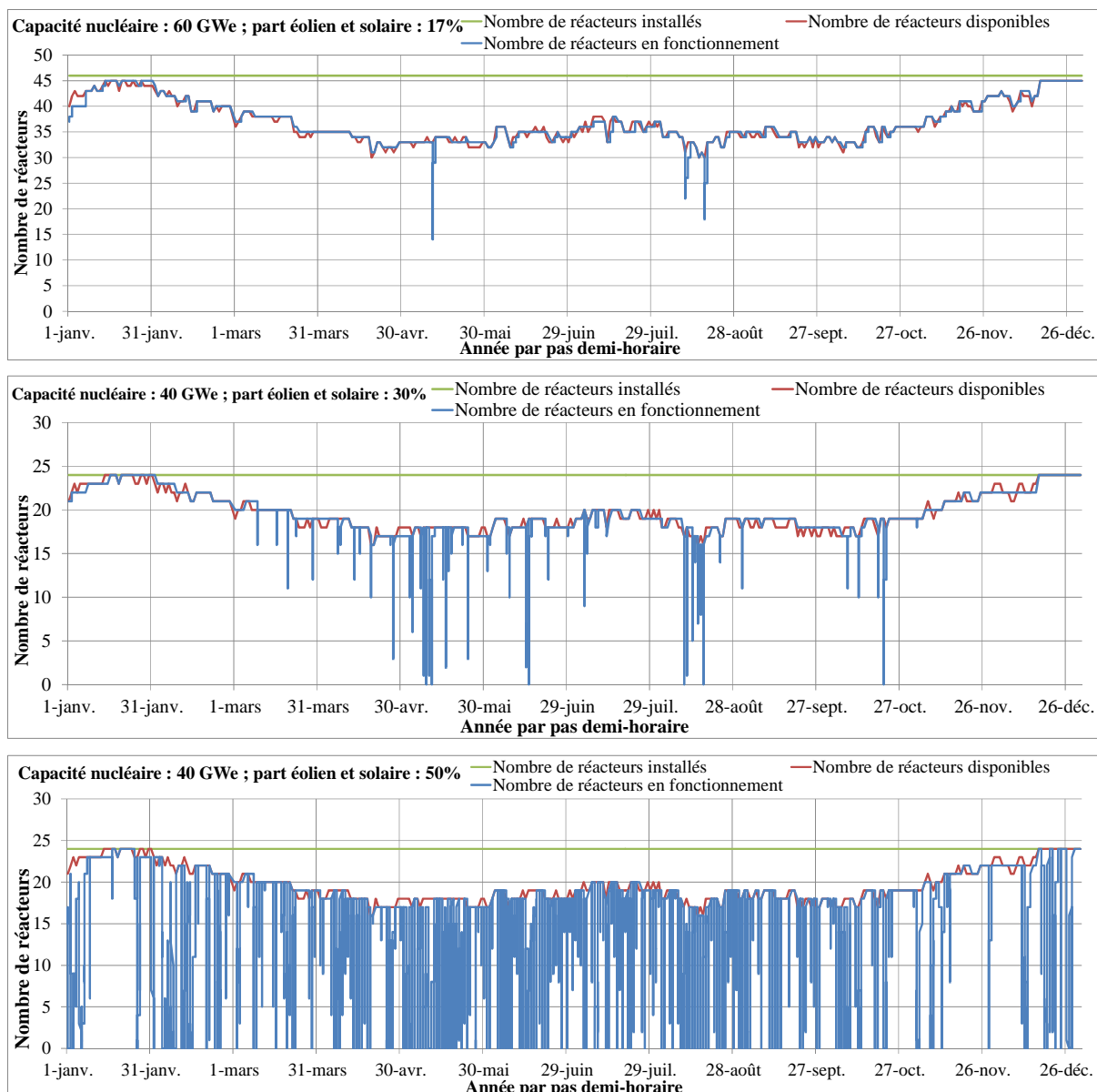


Figure II—37 : Nombre de réacteurs installés, disponibles et en fonctionnement (pas demi-horaire et simulation sur une année pour chaque scénario)

Le nombre de réacteurs en fonctionnement (courbe bleue) suit le profil de sollicitation du parc, comme nous pouvons le constater par comparaison avec la Figure II—34. Pour le cas à 17% d'éolien et de solaire, au minimum 14 réacteurs sont en fonctionnement sur 46 tandis que pour 50% d'éolien et de solaire, la totalité des réacteurs doit être arrêtés pendant 945 heures de l'année (environ 10% du temps). Pour 23% d'éolien et de solaire, l'arrêt complet du parc est équivalent à une demi-journée, pour 30% d'éolien et de solaire, à un peu plus d'une journée dans l'année.

Le nombre de réacteurs en fonctionnement au cours du temps est déterminé par le nombre minimum d'arrêts de réacteurs qu'il est nécessaire d'effectuer pour répondre au profil de sollicitations résiduelles vu par le nucléaire. Ce nombre minimum d'arrêts sur une année est rapporté à la Figure II—38.

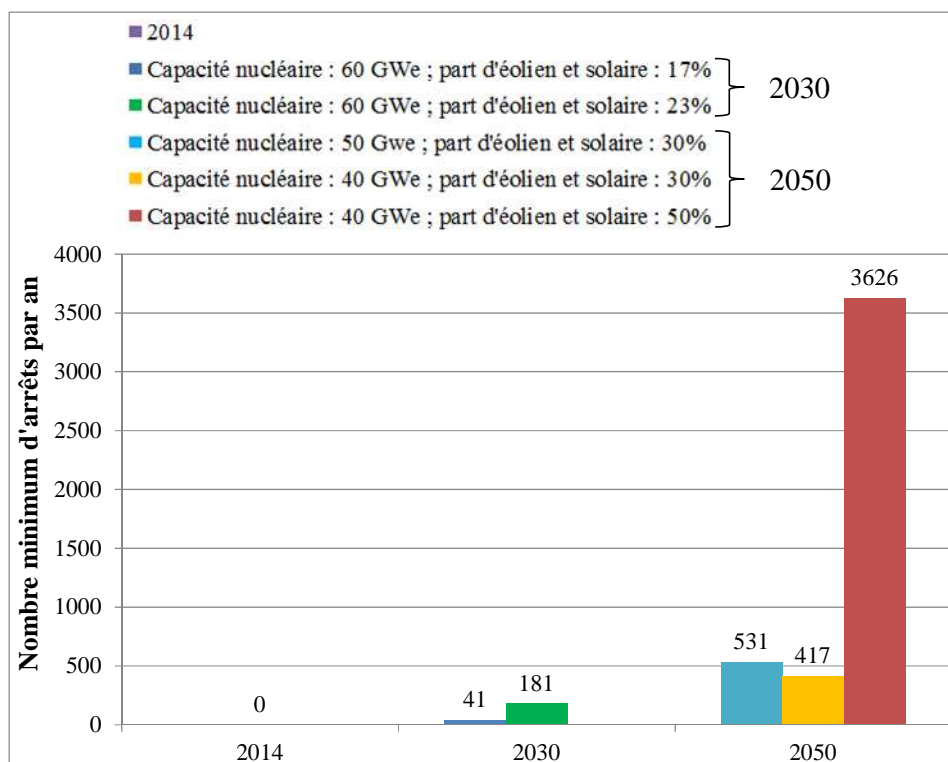


Figure II—38 : Nombre minimum d'arrêts de réacteurs pour suivi de charge nécessaire pour que la production nucléaire s'adapte à la demande résiduelle en 2014 et en fonction de la capacité nucléaire et de la part d'éolien et de solaire

Réduire la capacité nucléaire pourrait sembler favorable du point de vue des sollicitations du parc (sa production serait alors moins « impactée » par les productions éoliennes et solaires), mais cela aurait en même temps l'effet d'augmenter les variations de puissance à réaliser par chaque réacteur du parc pour répondre à une même variation de puissance. **D'après les résultats de la modélisation, le nombre d'arrêts minimum nécessaires par an augmente fortement avec l'intégration de l'éolien et du solaire :**

- pour 17% d'éolien et de solaire, les mises à l'arrêt sont équivalentes à un arrêt par an et par réacteur ;
- pour 23% d'éolien et de solaire, ce sont quatre arrêts par réacteur et par an qui sont nécessaires en moyenne ;
- pour 30% d'éolien et de solaire, ce chiffre augmente à 17 arrêts par réacteur et par an ;
- pour 50% d'éolien et de solaire, c'est un équivalent de 150 arrêts par réacteur et par an qui sera demandé (chaque réacteur devrait être en moyenne arrêté tous les deux jours environ).

Au-delà de 30% d'éolien et de solaire, la fréquence des sollicitations à la baisse des réacteurs s'intensifie fortement, jusqu'à atteindre des valeurs irréalistes.

La Figure II—39 renseigne sur la répartition annuelle de ces arrêts.

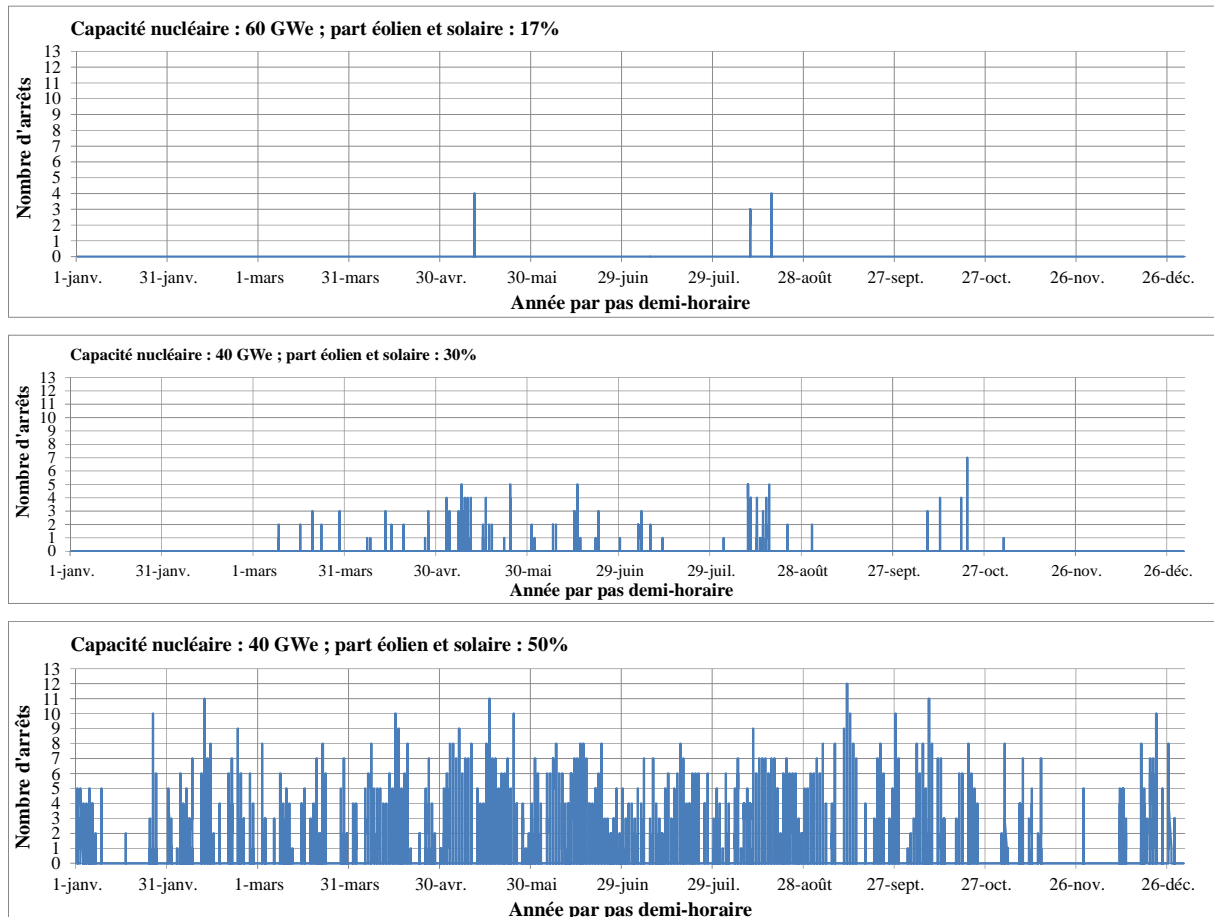


Figure II—39 : Nombre de réacteurs arrêtés à chaque demi-heure de l'année, en fonction de la capacité nucléaire et de la part d'éolien et de solaire

Pour 17% d'éolien et de solaire, les 41 arrêts sont concentrés sur trois jours. Tous ont lieu un dimanche au printemps et en été. Sur ce scénario, le moins pénalisant des cinq étudiés, **ces résultats mettent en lumière un besoin ponctuel mais important de baisse de puissance et d'arrêts, sur une période, l'été, qui est traditionnellement celle de la maintenance programmée des réacteurs. Cela implique une gestion réadaptée des réacteurs du parc nucléaire en fonction de ces nouvelles contraintes.** Sur les périodes estivales, il devient important de rendre disponible un nombre suffisant de réacteurs pour réaliser le moins d'arrêts possibles. Or, la tendance actuelle est inversée puisque le programme d'arrêt des réacteurs est adapté au profil de consommation. Comme la demande est plus faible en été, plus de réacteurs sont rendus indisponibles en été. Parmi les réacteurs disponibles, il y aura aussi un besoin croissant d'avoir un nombre suffisant de réacteurs en capacité d'être arrêtés sur des périodes de temps courtes (environ 2h dans cet exemple).

Ces sollicitations s'intensifient avec l'augmentation du taux d'éolien et de solaire. Pour 30% d'éolien et de solaire, les arrêts demandés ont majoritairement lieu au printemps et en été, le week-end au creux de la mi-journée. Ils sont clairement associés à la présence de solaire (10%) dans le mix. L'exemple du dimanche 10 août est particulièrement exigeant. Les 17 réacteurs disponibles ce jour-là sont arrêtés entre 9 h et 11h et sont redémarrés entre 18h et 23h. L'ensemble du parc est arrêté entre 11h30 et 18h, tous les réacteurs sont alors disponibles à l'arrêt. Le même scénario se répète le lendemain. Pour 50% d'éolien et de solaire, ces arrêts ont lieu pendant toute l'année, plus fréquemment en été et au printemps (au creux de la mi-journée) et lorsque les éoliennes produisent beaucoup, surtout pendant la nuit, en hiver. Le scénario d'arrêt d'une vingtaine de réacteurs en fin de matinée et de redémarrage le soir se répète chaque jour au printemps et en été.

La présence du solaire, même pour des taux faibles (inférieurs à 10%), impose à l'opérateur nucléaire d'arrêter un nombre parfois important de réacteurs à la mi-journée et de les redémarrer le soir même. La présence de l'éolien ne se fait réellement ressentir sur la nécessité d'arrêter des réacteurs que pour des taux plus élevés (supérieurs à 20% d'éolien dans le mix). Ces résultats questionnent les choix des mix éoliens et solaires. La présence de l'éolien est relativement plus favorable au parc nucléaire français en lui imposant moins de sollicitations extrêmes, et en particulier d'arrêts de courte durée. Les durées d'arrêt des réacteurs deviendraient typiquement égales à la durée du pic du soleil soit entre 6 et 10 heures en fonction des saisons, or cette durée est approximativement aussi celle du pic xénon, ce qui induirait des contraintes d'exploitation supplémentaires.

En résumé, au-delà de 30% d'éolien et de solaire dans le mix, le nombre minimum d'arrêts nécessaires pour suivi de charge augmente fortement. Alors que les arrêts sont concentrés au printemps et en été pour des taux inférieurs à 50% d'éolien et de solaire, à ce taux, leur présence se généralise sur toute l'année. Avoir 50% d'éolien et de solaire et 40 GWe de nucléaire signifierait que chaque réacteur du parc devrait en moyenne être arrêté tous les deux jours pour une durée le plus souvent inférieure à six heures, ce qui paraît irréaliste. La présence de l'éolien est plus favorable que celle du solaire pour le parc nucléaire puisque l'éolien impliquerait d'arrêter des réacteurs à partir de taux plus élevés (supérieur à 20%) et les arrêts auraient des durées plus longues que celles associées au pic du soleil. Hormis les cas irréalistes, ce nouveau contexte nécessitera d'adapter la gestion des réacteurs du parc nucléaire pour répondre à des variations extrêmes plus fréquentes.

Le parc nucléaire ne répondra pas seul à de telles situations. L'ensemble des leviers du côté de l'offre et de la demande devront être mobilisés pour répondre aux besoins de flexibilité additionnels qu'impliquerait une part importante d'éolien et de solaire dans le mix électrique. Le développement

des interconnexions et de nouveaux usages électriques flexibles pourraient en partie alléger les sollicitations demandées au parc nucléaire. Mais aussi, le stockage, le pilotage de la demande ou encore l'écrêtage des puissances éoliennes et solaires sont autant d'options à considérer. Toutes les options de flexibilité sont complémentaires et devront être mobilisées ensemble si des taux élevés d'éolien et de solaire sont envisagés (Hand et al., 2012).

4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous apportons des éclairages d'un point de vue opérationnel sur les interactions futures possibles entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables variables, en particulier l'éolien et le solaire, dont les taux croissent dans le mix électrique français. Nous évaluons le besoin de flexibilité opérationnelle du parc nucléaire en fonction du taux d'éolien et de solaire et de sa capacité installée aux horizons 2030 et 2050. L'état des lieux de la flexibilité actuelle du parc nucléaire permet d'ancrer l'analyse prospective dans une réalité objective. C'est l'objet de la première partie de ce chapitre qui, de surcroît, permet de tirer des conclusions qualitatives quant aux potentiels d'évolution de la flexibilité du parc.

La flexibilité actuelle du nucléaire est analysée à l'échelle du parc et à l'échelle des réacteurs grâce aux données de RTE disponibles publiquement. Les sollicitations actuelles en suivi de charge des réacteurs sont confrontées avec leurs limites théoriques à faire varier leur puissance. **La dynamique de participation des réacteurs du parc au suivi de charge répond à des critères multiples et interdépendants, à la fois techniques, économiques et administratifs. Le comportement individuel des réacteurs sollicités en suivi de charge s'adapte aux contraintes d'exploitation à chaque instant, et s'éloignent ainsi des typologies théoriques prédéfinies.** Chaque réacteur semble posséder un profil de suivi de charge qui lui est propre. **Le comportement actuel des réacteurs constituant le parc montre qu'il a dans son ensemble un potentiel pour augmenter sa flexibilité, tant au niveau de la dynamique de parc qu'au niveau de chaque réacteur.** Non seulement le potentiel de flexibilité n'est pas utilisé à son maximum aujourd'hui, mais EDF travaille à améliorer les performances des réacteurs et d'organisation du parc pour augmenter sa flexibilité.

Trois modèles ont été développés pour réaliser l'analyse prospective. Le modèle « Profil Nuc. » permet de construire les profils temporels de production nucléaire en fonction du taux d'énergies renouvelables appelées avant le nucléaire dans l'ordre de préséance économique, en particulier de l'éolien et du solaire. Les variations de puissance horaires demandées au parc nucléaire sont d'abord caractérisées à cette échelle. Puis l'attention est portée sur l'apparition d'événements extrêmes de variations de puissance qui représentent le principal challenge auquel l'opérateur devra répondre. L'analyse prospective est alors recentrée sur la réalité opérationnelle des réacteurs grâce à deux indicateurs permettant de quantifier les événements extrêmes : celui sur les puissances basses extrêmes

et celui sur les arrêts/démarrages pour suivi de charge. Les modèles « P_{nuc} basse » et « Arrêts/démarrages » ont permis de quantifier les variations extrêmes demandées aux réacteurs du parc.

L'analyse prospective a permis de dégager des ordres de grandeurs pour les tendances futures du comportement du parc nucléaire avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le mix électrique français. Les productions éoliennes et solaires deviennent la principale source d'influence du profil de puissance demandé au parc. Réduire la capacité nucléaire pourrait sembler favorable du point de vue des sollicitations du parc (sa production serait alors moins « impactée » par les productions éoliennes et solaires), mais cela aurait en même temps l'effet d'augmenter les variations de puissance à réaliser par chaque réacteur du parc pour répondre à une même variation de puissance. **Même si les capacités nucléaires sont réduites à 40 GWe, les sollicitations en suivi de charge seront fortes et croissantes avec l'augmentation de l'éolien et de solaire.** Plus que l'augmentation du nombre, des rampes et des amplitudes des variations de puissance qui seront demandées au parc nucléaire, **c'est la fréquence des sollicitations extrêmes (rampes de puissance et arrêts/démarrages à réaliser sur des durées courtes) qui rendront l'exploitation du parc nucléaire plus contraint et, dans certains cas, certainement irréalisable.** Du point de vue du fonctionnement opérationnel du parc nucléaire, **nous montrons qu'une part plus importante d'éolien que de solaire faciliterait la gestion du mix en regard des sollicitations résultantes sur le parc nucléaire.** C'est la présence du solaire, même pour des taux faibles inférieurs à 10% de la demande annuelle, qui dicte le rythme des sollicitations extrêmes. Elle imposerait à l'opérateur nucléaire d'arrêter un nombre, parfois important, de réacteurs à la mi-journée et de les redémarrer le soir même. La présence de l'éolien se fait réellement ressentir sur la nécessité d'arrêter des réacteurs pour des taux plus élevés, supérieurs à 20% dans le mix. La sollicitation du parc en arrêts/démarrages de réacteurs devient très fréquente pendant les saisons estivales à partir de 30% d'éolien et de solaire, et est permanente au-delà de 50% d'éolien et de solaire. Même si le parc possède une marge de manœuvre pour réaliser plus d'opérations de flexibilité, **la présence d'éolien et de solaire à des taux supérieurs à 30% paraît difficilement soutenable techniquement par lui seul.** Des actions complémentaires devront nécessairement être mises en place. Le niveau de la $P_{min, parc}$ du parc nucléaire devrait être ajusté en conséquence, quitte à devoir produire davantage ou à écrêter les productions éoliennes ou solaires. Les besoins en flexibilité vus par le nucléaire pourraient, en particulier, être réduits grâce au développement de nouveaux débouchés via du stockage hydraulique grâce aux STEP, des exportations supplémentaires vers les pays voisins ou encore grâce à de nouveaux usages de l'électricité. Les besoins complémentaires de flexibilité devront être portés par l'ensemble des leviers disponibles du côté de l'offre et de la demande. Ce nouveau contexte nécessitera, dans tous les cas, le besoin d'une gestion adaptée des réacteurs du parc nucléaire pour répondre à des variations extrêmes plus fréquentes.

Ces résultats questionnent aussi le choix du mix optimal d'éolien et de solaire pour le système électrique dans son ensemble. Ce choix devrait être fait en fonction des options de flexibilité présentes dans le système français et européen pour qu'il soit le moins coûteux et le moins émetteur de CO₂ possible. Dans la même optique, dans le cadre de la transition énergétique, **la part de l'énergie nucléaire en France devra être appréhendée avec une dynamique adaptée à la pénétration des énergies renouvelables pour limiter le besoin en énergies fossiles et dans le même temps elle devra permettre d'utiliser la ressource hydraulique à son potentiel maximal.**

La modélisation pourrait être affinée à l'avenir pour augmenter son réalisme. La méthodologie utilisée pour extrapoler les profils de puissance prospectifs a tendance à surestimer leur variabilité puisqu'elle n'intègre ni le lissage géographique naturel qui s'opère lorsque les parcs éoliens et solaires croissent, ni des améliorations technologiques éventuelles permettant de lisser les productions éoliennes et solaires. Aussi, le profil éolien prospectif est basé sur le profil des éoliennes terrestres et ne prend pas en compte un développement possible d'éoliennes en mer. Ici, le système électrique français est modélisé comme un système exportateur isolé. Avec l'intégration des marchés européens, la modélisation devrait être élargie aux mix électriques des pays voisins pour y intégrer les échanges aux frontières et prendre en compte l'influence de leurs productions éoliennes et solaires sur la production nucléaire française. Par ailleurs, la modélisation de la $P_{\min, \text{parc}}$ pourrait être affinée en y intégrant différentes durées possibles de campagnes des réacteurs. Rappelons tout de même l'objet de l'analyse, qui était de fournir des ordres de grandeurs sur les besoins prospectifs de flexibilité du parc nucléaire à plus ou moins long terme. Dans des travaux futurs, l'analyse pourrait être complétée en évaluant, par exemple, l'influence de l'intégration de différentes options de flexibilité dans le mix électrique sur la variabilité demandée au parc nucléaire français.

Le coût d'intégration de l'éolien et du solaire se traduira en particulier en un coût additionnel associé à un parc nucléaire fonctionnant à facteur de charge réduit et dont la flexibilité sera davantage sollicitée. Dans le chapitre 3 suivant nous évaluons ce coût pour le parc nucléaire et comparons différentes options pour apporter de la flexibilité et ainsi tenter de réduire ce coût dans la transition vers 2050. Pour s'abstraire des limites inhérentes au parc nucléaire en termes de flexibilité, un des leviers d'adaptation est examiné au chapitre 4. Nous analysons la possibilité de réaliser la modulation de puissance nucléaire via l'usage, en réorientant la production nucléaire disponible vers d'autres marchés énergétiques, tels que ceux de l'hydrogène.

5. Références

- ASN, 2016a. *Le parc français des centrales nucléaires*. Disponible en ligne à : <https://www.asn.fr/Informer/Dossiers/La-surete-des-centrales-nucleaires/Le-parc-francais-des-centrales-nucleaires> (accès le 15/12/16).
- ASN, 2016. Disponible en ligne à : [http://www.asn.fr/lexique/mot/\(lettre\)/95097/\(mot\)/](http://www.asn.fr/lexique/mot/(lettre)/95097/(mot)/) (accès le 10/10/16).
- Belderbos, A., Delarue, E., 2015. *Accounting for flexibility in power system planning with renewables*. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 71, 33–41. doi:10.1016/j.ijepes.2015.02.033.
- Bruynooghe, C., Eriksson, A., Fulli, G., 2010. *Load-following operation mode at nuclear power plants (NPPs) and incidence on operation and maintenance (O&M) costs. Compatibility with wind power variability* (JRC Scientific and Technical Reports No. EUR 24583 EN). JRC European Commission.
- Cappolani, P., Hassenboelher, N., Joseph, J., Petetrot, J.-F., Py, J.-P., Zampa, J.-S., 2004. *La chaudière des réacteurs à eau sous pression*, EDP Sciences. ed. France.
- CEA, 2016. ELECNUC. *Nuclear power plants in the world*. France.
- Choho, A.-M., 2013. *Major innovations in PWR load follow operations by AREVA*. Atoms for the Future 2013, France.
- Commissariat général au développement durable, 2016a. *Chiffres & statistiques. Tableau de bord : éolien. Quatrième trimestre 2015*. (No. 731). Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer.
- Commissariat général au développement durable, 2016b. *Chiffres & statistiques. Tableau de bord : solaire photovoltaïque. Quatrième trimestre 2015*. (No. 732). Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer.
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Leahy, M., 2010a. *Modelling the existing Irish energy-system to identify future energy costs and the maximum wind penetration feasible*. Energy 35, 2164–2173. doi:10.1016/j.energy.2010.01.037.
- Cour des comptes, 2014. *Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014* (Rapport public thématique). France.
- EDF, 2016. *Communication personnelle*.
- EDF, 2013. *Technical Meeting. Load Following, EDF Experience Feedback*.
- Eser, P., Singh, A., Chokani, N., Abhari, R.S., 2016. *Effect of increased renewables generation on operation of thermal power plants*. Appl. Energy 164, 723–732. doi:10.1016/j.apenergy.2015.12.017.
- European Utility Requirements, 2012. *European Utility Requirements for LWR Nuclear power Plants* (No. RévisionD, Volume 2).
- Gouvernement français, 2010. *13-Hydroélectricité. Définition et technologies existantes. La première source d'électricité renouvelable en France*. Dans le Rapport : L'industrie des énergies décarbonnées en 2010. Direction générale de l'Energie et du Climat.
- Hand, M., Baldwin, S., DeMeo, E., Reilly, J., Mai, T., Arent, D., Porro, G., Meshek, M., Sandor, D., 2012. *Renewable Electricity Futures Study. Volume 1: Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures* (No. NREL/TP-6A20-52409-1). NREL.

- Hidalgo Gonzalez, I., Quoilin, S., Zucker, A., 2014. *Dispa-SET 2.0: unit commitment and power dispatch model. Description, formulation and implementation*. (JRC Science and policy reports No. Report EUR 27015 EN). Joint Research Center.
- Hirth, L., Ueckerdt, F., Edenhofer, O., 2015. *Integration Costs Revised. An economic Framework for Wind and Solar Variability*. *Renew. Energy* 74, 925–939.
- Huber, M., Dimkova, D., Hamacher, T., 2014. *Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements*. *Energy* 69, 236–246. doi:10.1016/j.energy.2014.02.109.
- IAEA, 2015. *Base de données Power Reactor Information System (PRIS)*. Disponible en ligne à : <https://www.iaea.org/pris/> (accès le 30/11/15).
- Jerez, S., Tobin, I., Vautard, R., Montávez, J.P., López-Romero, J.M., Thais, F., Bartok, B., Christensen, O.B., Colette, A., Déqué, M., Nikulin, G., Kotlarski, S., van Meijgaard, E., Teichmann, C., Wild, M., 2015. *The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe*. *Nat. Commun.* 6, 10014. doi:10.1038/ncomms10014
- Keane, A., Milligan, M., Dent, C.J., Hasche, B., D’Annunzio, C., Dragoon, K., Holttinen, H., Samaan, N., Söder, L., O’Malley, M., 2011. *Capacity Value of Wind Power*. *IEEE Trans. Power Syst.* 26, 564–572. doi:10.1109/TPWRS.2010.2062543.
- Keppler, J.H., Cometto, M., 2012. *Nuclear energy and renewables: system effects in low-carbon electricity systems*. OECD/NEA.
- Kerkar, N., Paulin, P., 2008. *Exploitation des coeurs REP*, EDP Sciences. ed.
- Lebreton, P., 2012. *Workshop on “Load Following Operation Mode in Nuclear Power Plants: Incitation and Challenges.”* AIEA, Vienne.
- Lokhov, A., 2011. *Technical and economic aspects of load following with nuclear power plants*. OECD/NEA.
- Ludwig, H., Salnikova, T., Stockman, A., Waas, U., 2011. *Load cycling capabilities of german nuclear power plants (NPP)*. VGB Powertech 91, 38.
- Météo-France, 2014. *Bilan climatique complet de l’année 2014*. Disponible en ligne à : <http://www.meteofrance.fr/climat-passe-et-futur/bilans-climatiques/bilan-2014/bilan-climatique-provisoire-de-l-annee-2014> (accès le 12/12/16).
- Monicault, F.D., 2016. *EDF martèle que l’EPR de Flamanville sera terminé en 2018*. *Le Figaro*.
- OECD/IEA, 2014. *The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*.
- Oree, V., Sayed Hassen, S.Z., 2016. *A composite metric for assessing flexibility available in conventional generators of power systems*. *Appl. Energy* 177, 683–691. doi:10.1016/j.apenergy.2016.05.138.
- Perrot, M., Lopez-Botet Zulueta, M., Silva, V., Fourment, P., Hinchliffe, T., 2015. *Economic and Technical analysis of the European system with a high RES scenario*. EDF R&D.
- RTE, 2015. *Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France* (Edition 2015).
- RTE, 2012-2016. *Eco2mix, base de données RTE - Production réalisée par groupe*. Disponible en ligne à : https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/production_groupe.jsp (accès le 30/11/15).

- RTE, 2008-2015. *Eco2mix, base de données RTE*. Disponible en ligne à : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>.
- RTE, 2014a. *Base de données RTE - Historique des disponibilités constatées avant 2014*. Disponible en ligne à : https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/PMD_hebdo.jsp (accès le 10/10/16).
- RTE, 2014b. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (Edition 2014).
- Savolainen, A., 2015. *The role of nuclear and other conventional power plants in the flexible energy system*.
- Shaker, H., Zareipour, H., Wood, D., 2016. *Impacts of large-scale wind and solar power integration on California's net electrical load*. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 58, 761–774. doi:10.1016/j.rser.2015.12.287.
- Stadler, S., Dryden, J.M., Greene, J.S., 2015. *Climate Change Impacts on Oklahoma Wind Resources: Potential Energy Output Changes*. *Resources* 4, 203–226. doi:10.3390/resources4020203.
- Stappel, M., Gerlach, A.-K., Scholz, A., Pape, C., 2015. *The European power system in 2030: flexibility challenges and integration benefits. An analysis with the focus on the pentilateral energy forum region*. Fraunhofer IWES.
- Tobin, I., Vautard, R., Balog, I., Bréon, F.-M., Jerez, S., Ruti, P.M., Thais, F., Vrac, M., Yiou, P., 2015. *Assessing climate change impacts on European wind energy from ENSEMBLES high-resolution climate projections*. *Clim. Change* 128, 99–112. doi:10.1007/s10584-014-1291-0
- Van den Bergh, K., Delarue, E., 2015. *Cycling of conventional power plants: Technical limits and actual costs*. *Energy Convers. Manag.* 97, 70–77. doi:10.1016/j.enconman.2015.03.026.
- Wagner, F., 2012. *Feature of an electricity supply system based on variable input* (No. IPP 18-1). Max Planck Institute of Plasma Physics.

CHAPITRE III.

INTERACTIONS ENTRE ENERGIE NUCLEAIRE ET ENERGIES RENOUVELABLES VARIABLES : QUELS COUTS POUR UN PARC NUCLEAIRE FRANÇAIS FLEXIBLE ?

TABLE DES MATIERES DU CHAPITRE III

1. Introduction	167
1.1. Effets de l'intégration des énergies renouvelables variables dans un système électrique sur le taux d'utilisation et la composition du système résiduel.....	167
1.2. Composition optimale d'un mix électrique	173
1.3. Coût de l'intermittence	179
1.4. Plan du chapitre	186
2. Coût de la flexibilité du nucléaire : méthode	187
2.1. Démarche générale	187
2.2. Choix de méthode pour déterminer la capacité nucléaire en base.....	190
2.3. Coût de la flexibilité du nucléaire	192
2.3.1. LCOE du parc nucléaire	192
2.3.2. Hypothèses détaillées de coûts	194
3. Coût de la flexibilité du nucléaire : résultats	197
3.1. Coût de la flexibilité du nucléaire	197
3.1.1. Caractéristiques de parcs nucléaires prospectifs fonctionnant en base.....	197
3.1.2. Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance et coût de la flexibilité du nucléaire dans des scénarios prospectifs	201
3.2. Des leviers pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire et rendre le parc nucléaire compétitif avec un mode de fonctionnement flexible	205
3.2.1. Un levier transitoire pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire : opter pour un remplacement progressif du parc de réacteurs REP de deuxième génération.....	205
3.2.2. Coût de la flexibilité : comparaison entre l'option nucléaire et l'option gaz.....	215
3.2.3. Des leviers au sein du système électrique pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire.....	220
4. Conclusion.....	230
5. Références	234

LISTE DES FIGURES DU CHAPITRE III

Figure III—1 : Méthode des « screening curves », d’après (Jones, 2012) dans (Keppler and Cometto, 2012).....	174
Figure III—2 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance - vision de court terme	188
Figure III—3 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance - lien entre la vision de court terme et la vision de long terme	189
Figure III—4 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance - vision de long terme	189
Figure III—5 : Exemple de « screening curves » (données de coût d’après Wittenstein and Rothwell (2015) avec un prix du carbone de 30 €/tonneCO ₂ et un taux d’actualisation de 7% (figure de gauche) et de 3% (figure de droite).....	190
Figure III—6 : Courbes de charge résiduelle en France pour différents taux de pénétration de l’éolien et du solaire	198
Figure III—7 : Composition en énergie de mix électriques français pour lesquels le nucléaire fonctionne en base	200
Figure III—8 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance (exemple du scénario : capacité nucléaire : 60 GWe ; part d’éolien et de solaire : 23%)	201
Figure III—9 : Puissance installée de REP et d’EPR TM en fonction du scénario de remplacement pour atteindre la puissance nucléaire de base en 2050 (P _{nuc} base ; pour 23% d’éolien et de solaire sur le graphique de gauche, pour 50% d’éolien et de solaire sur le graphique de droite).....	206
Figure III—10 : Evolution annuelle de l’écart relatif du LCOE (€ ₂₀₁₃ /MWh) issu du scénario « prog. » par rapport au scénario « 40 ans » ((LCOE « prog. » - LCOE « 40 ans »)/ LCOE « 40 ans ») - capacité nucléaire installée : 39,4 GWe ; part d’éolien et de solaire : 23%	208
Figure III—11 : Ecart de puissance d’EPR TM installée entre le scénario « 40 ans » et le scénario « prog. » (capacité nucléaire installée : 39,4 GWe ; part d’éolien et de solaire : 23%)	209
Figure III—12 : Evolution annuelle du LCOE du parc nucléaire pour différentes capacités installées dans le cas 17% d’éolien et de solaire (graphique de gauche) et dans le cas 23% d’éolien et de solaire (graphique de droite)	211
Figure III—13 : Evolution annuelle du LCOE du parc nucléaire dans le long terme pour différentes capacités installées dans le cas 30% d’éolien et de solaire (graphique de gauche) et dans le cas 50% d’éolien et de solaire (graphique de droite).....	213
Figure III—14 : Prix du CO ₂ et du gaz qui égalisent l’option gaz CCGT et l’option nucléaire pour fournir l’énergie disponible pour la modulation de puissance à l’horizon 2030	217
Figure III—15 : Prix du CO ₂ et du gaz qui égalisent l’option gaz CCGT et l’option nucléaire pour fournir l’énergie disponible pour la modulation de puissance à l’horizon 2050	219

Figure III—16 : Energie nucléaire supplémentaire produite grâce à l'écrêtage éolien et solaire (capacité nucléaire : 40 GWe ; part d'éolien et de solaire : 50%)	223
Figure III—17 : Influence de l'écrêtage de puissance éolienne et solaire sur le LCOE du parc nucléaire en fonction de sa capacité installée et du taux d'éolien et de solaire dans le mix	224
Figure III—18 : Illustration de l'énergie nucléaire annuelle produite en plus pour satisfaire de nouveaux débouchés (capacité nucléaire : 60 GWe ; part d'éolien et de solaire : 23%).....	225
Figure III—19 : Influence de l'augmentation des débouchés sur le LCOE du parc nucléaire en fonction de sa capacité installée et du taux d'éolien et de solaire dans le mix	229

LISTE DES TABLEAUX DU CHAPITRE III

Tableau III—1 : Capacités optimales du parc de centrales programmables pour différents taux d'éolien, dans un mix électrique stylisé dont la demande est équivalente à celle de la France (facteur de disponibilité des centrales : 80% ; prix du CO ₂ : 30 \$/tonne) (Keppler and Cometto, 2012).....	170
Tableau III—2 : Décomposition du coût de l'intermittence proposée dans la littérature et terminologie retenue	185
Tableau III—3 : Hypothèses de décomposition du coût d'un REP d'après Cour des comptes (2014).....	196
Tableau III—4 : Hypothèses de décomposition du coût d'un EPR TM d'après Cour des comptes (2014), (Les Echos, 2015) et notre hypothèse de courbe d'apprentissage.....	197
Tableau III—5 : Caractéristiques d'un parc nucléaire opérant en base en fonction de la part d'éolien et de solaire	198
Tableau III—6 : Scénarios prospectifs choisis.....	202
Tableau III—7 : Caractéristiques de parcs nucléaires en fonction de leurs capacités installées et du taux d'éolien et de solaire.....	202
Tableau III—8 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance en fonction des capacités nucléaires installées et du taux d'éolien et de solaire	203
Tableau III—9 : Coût de la flexibilité du nucléaire en fonction des capacités nucléaires installées et de la part d'éolien et de solaire	204
Tableau III—10 : Composition du parc nucléaire au début de la période de transition en fonction de la capacité nucléaire installée, du taux d'éolien et de solaire dans le mix et du scénario de remplacement du parc nucléaire	212
Tableau III—11 : Hypothèses technico-économiques pour les CCGT, d'après (Wittenstein and Rothwell, 2015).....	216
Tableau III—12 : Scénarios prospectifs choisis.....	221
Tableau III—13 : Energie annuelle produite en surplus par le parc nucléaire en l'absence de mise à l'arrêt de réacteurs.....	222

Tableau III—14 : Part d'énergie éolienne et solaire écrêtée dans les cinq scénarios étudiés.....	223
Tableau III—15 : Variantes retenues pour l'augmentation des débouchés nucléaires aux horizons 2030 et 2050.....	228

1. Introduction

Dans le chapitre précédent, les interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables ont été analysées d'un point de vue technique. Nous avons mis en évidence les sollicitations opérationnelles que l'intégration massive d'éolien et de solaire impliquerait pour le parc nucléaire. En l'absence d'adaptation du système électrique et du parc nucléaire, ces sollicitations se traduiraient par une baisse de facteur de charge et une hausse du coût de la production nucléaire. Pourtant, une cohabitation entre énergie nucléaire et énergies renouvelables en France augmenterait la résilience d'un mix électrique plus diversifié et permettrait de conserver un mix électrique bas-carbone. Mettre en œuvre une analyse prospective permet de réfléchir à des clefs d'adaptations pour le marché électrique et toute la société, d'autant que la période de transition est par nature propice au changement.

Le premier objectif de ce troisième chapitre est d'évaluer avec une approche technico-économique le surcoût d'un parc nucléaire fonctionnant à facteur de charge réduit en fonction de scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire et de la capacité nucléaire installée. Le deuxième objectif est d'identifier des leviers mobilisables pour réduire ce surcoût et rendre le nucléaire compétitif malgré ce mode de fonctionnement. Ce questionnement est formulé dans la période de transition comprise entre 2030 et 2050 et dans une perspective de mix de long terme.

Dans la suite de l'introduction, nous situons notre démarche par rapport à la littérature existante. Nous présentons d'abord les résultats principaux observés dans la littérature au sujet de l'intégration des énergies renouvelables variables dans un système électrique sur l'utilisation et la composition du système résiduel (partie 1.1), puis nous focalisons l'attention sur deux points de méthodologie. Nous exposons en effet plus en détails les méthodologies employées pour évaluer la composition optimale d'un mix électrique (partie 1.2) et le coût de l'intermittence (défini à la partie 1.3).

1.1. Effets de l'intégration des énergies renouvelables variables dans un système électrique sur le taux d'utilisation et la composition du système résiduel

Avec l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes électriques, sont analysés et quantifiés leurs effets sur le système de production résiduel, constitué de centrales de production programmables, et sur les besoins en puissance de back-up pour assurer l'équilibre offre/demande à tout moment de l'année en fonction du niveau de fiabilité objectif du système électrique. Nous définissons le système électrique résiduel comme la partie du système excluant les énergies renouvelables variables. Deux échelles de temps sont distinguées : dans le court terme, les énergies renouvelables variables sont introduites dans un système qui n'a pas eu le temps d'être adapté ; dans le long terme, le système s'est adapté à la présence de l'éolien et du solaire et est supposé être optimisé pour minimiser le coût total de production d'électricité. A ces deux échelles de temps, les mix de production intégrant ou non des

énergies renouvelables variables sont comparés en termes d'énergie produite, de capacités installées, de coûts et d'émissions de CO₂.

A court terme, dans un système dont la demande électrique est stabilisée, l'introduction des énergies renouvelables variables pénalise surtout les centrales de pointe et de semi-base dont les facteurs de charge sont grandement réduits (Keppler and Cometto, 2012), (OECD/IEA, 2014). Keppler and Cometto (2012) examine l'influence, dans le court terme, de l'intégration des énergies renouvelables variables dans des mix électriques dont les demandes sont équivalentes à la France et à l'Allemagne. Pour un taux de pénétration de 10% d'éolien, les centrales OCGT subiraient, selon l'étude, une réduction de production d'électricité de 54% et les centrales CCGT, une réduction de 34% par rapport à un cas sans éoliennes. Les centrales à charbon seraient touchées dans une moindre mesure (réduction de leurs productions annuelles de 27%), tandis que la production nucléaire serait réduite de 4%, ce qui est peu en comparaison aux autres types de centrales. Même si des taux de pénétration plus élevés sont moins probables dans une optique de court terme (le parc se sera adapté au fur et à mesure de l'intégration des énergies renouvelables), les résultats montrent une augmentation significative des pertes de production des centrales programmables avec l'augmentation de la part d'éolien et de solaire. Pour 30% d'éolien en France, la perte de production du parc nucléaire est estimée à 20%. La réduction de production nucléaire observée dépend de sa capacité installée dans le mix. Dans l'étude de cas sur l'Allemagne, pour 35% d'éolien et de solaire et 21 GWe de nucléaire dans le mix allemand (capacité nucléaire avant la décision d'abandon), la production nucléaire serait réduite de 12%, pour 41 GWe de nucléaire, la production serait réduite de 20%. Au chapitre 2 partie 3.2.2, nous avons montré des tendances équivalentes quant à la perte de facteur de charge du parc nucléaire en fonction de sa capacité installée et du taux de pénétration de l'éolien et du solaire.

Dans le court terme, la rentabilité des centrales est affectée par deux facteurs cumulés : leur baisse de production et la diminution des prix d'électricité sur les marchés de gros liée à l'introduction de l'éolien et du solaire aux coûts variables faibles et à une surcapacité installée transitoire. Ainsi, Keppler and Cometto (2012) montre que les centrales fonctionnant le plus longtemps dans l'année, comme le nucléaire, sont les plus affectées par la réduction des prix de l'électricité. Même si la perte de production du parc nucléaire est estimée à 4% pour 10% d'éolien en France, sa perte de revenus serait de 24%. Bien qu'il soit avéré que les centrales capitalistiques comme le nucléaire sont suffisamment flexibles pour participer à la modulation de puissance, leur participation à la flexibilité reste plus coûteuse que celle des centrales aux coûts fixes moins élevés.

Dans ces conditions et sans incitations financières appropriées, il deviendra, quelque soit le type de centrale affectée, difficile de financer de nouvelles capacités de production. Percebois and Pommeret (2016) met en évidence, pour l'année 2015, l'impact de l'introduction des énergies renouvelables

variables sur les prix de l'électricité et sur la perte de valeur économique des centrales programmables. Les auteurs montrent qu'en 2015, les pertes pour les producteurs, associées à la baisse de prix sur les marchés, sont 14 fois supérieures aux pertes associées aux baisses de production cette année-là (2,704 milliards d'euros contre 0,189 milliards d'euros).

Dans les scénarios étudiés dans la période de transition, nous centrons l'analyse sur la perte de production des centrales nucléaires sans modéliser l'évolution des prix sur le marché de gros de l'électricité. L'évolution des prix de marchés aux horizons considérés, 2030 et 2050, est en effet incertaine, d'autant qu'à ces horizons, l'organisation des marchés aura pu évoluer. L'augmentation des prix des matières premières (gaz, pétrole), de la tonne de CO₂ ainsi que l'ajustement des capacités installées totales auront tendance à tirer les prix à la hausse tandis que la part croissante d'énergies renouvelables variables aux coûts variables faibles aura tendance à faire diminuer les prix sur les marchés. Selon Keppler and Cometto (2012), les effets de l'intégration de l'éolien et du solaire sur les prix moyens de l'électricité seraient négligeables à long terme pour des taux inférieurs à 30% d'éolien et de solaire (diminution de moins de 2%). Les effets pourraient devenir plus importants pour des taux supérieurs à 50% d'éolien et de solaire : l'étude de cas sur l'Allemagne montre que pour 65% d'éolien et de solaire et une capacité nucléaire installée de 21 GWe, les prix de gros sur les marchés de l'électricité sont inférieurs à 20 €/MWh pendant environ 6000 heures dans l'année. Parallèlement, augmenter la capacité nucléaire installée a aussi tendance à faire baisser le prix moyen d'électricité.

A long terme, la composition du mix optimal de centrales programmables évolue avec l'augmentation de la part d'énergies renouvelables variables : la part de centrales au ratio coût fixe sur coût variable faible (les centrales de pointe et de semi-base) augmente et la part de centrales au ratio coût fixe sur coût variable élevé (les centrales en base comme le nucléaire) diminue. Ainsi, les analyses de long terme concluent à une augmentation des centrales plus flexibles au détriment des centrales en base comme le nucléaire et à une incompatibilité des énergies renouvelables variables et du nucléaire dans le long terme. D'autre part, en raison du faible crédit de capacité de l'éolien et du solaire, la capacité à installer de centrales programmables varie peu par rapport au cas sans éolien ni solaire (Davis et al., 2013), (Hand et al., 2012), (Keppler and Cometto, 2012), (OECD/IEA, 2014), (Perrot et al., 2015).

D'après Keppler and Cometto (2012), pour 30% d'éolien dans un mix stylisé où la demande est équivalente à celle de la France, tandis que les capacités totales installées totales augmentent de 115 GWe à 180 GWe, les besoins totaux en capacités programmables sont quasiment inchangés en raison du faible crédit de capacité de l'éolien (autour de 10%) et du solaire (autour de 0,5%). La capacité optimale des centrales programmables dans le mix est reportée au Tableau III—1. Par rapport à un cas sans éoliennes, pour 30% d'éolien, la capacité optimale des OCGT augmente de 12 GWe, celle des centrales à charbon de 4 GWe, tandis que celle du nucléaire diminue de 26 GWe.

Capacité optimale installée (GWe)	Pas d'éolien	10% d'éolien	30% d'éolien
OCGT	38	44	50
Charbon	21	21	25
Nucléaire	55	48	30

Tableau III—1 : Capacités optimales du parc de centrales programmables pour différents taux d'éolien, dans un mix électrique stylisé dont la demande est équivalente à celle de la France (facteur de disponibilité des centrales : 80% ; prix du CO₂ : 30 \$/tonne) (Keppler and Cometto, 2012)

Les coûts de production d'un mix électrique augmentent avec la pénétration de l'éolien ou du solaire : pour la France, selon les hypothèses de Keppler and Cometto (2012), ils passeraient d'environ 55 €/MWh³⁴ aujourd'hui à 70 €/MWh avec 30% d'éolien et à 140€/MWh avec 30% de solaire en France. Par ailleurs, tandis que les émissions de CO₂ diminuent dans le court terme en raison de la diminution des productions fossiles, elles augmentent dans le long terme : la production nucléaire est remplacée par les productions éoliennes et solaires mais aussi par les productions des centrales à gaz et à charbon (Keppler and Cometto, 2012). D'après Perrot et al. (2015), une augmentation de la part d'éolien et de solaire à 40% (soit 700 GWe) dans le mix électrique européen, réduit de 100 GWe les besoins en capacités fonctionnant en base et augmente de 60 GWe les capacités à installer en pointe. Le nucléaire étant une donnée exogène dans l'étude, ce sont les centrales à charbon qui sont déclassées en Europe, ce qui permet une diminution significative des émissions de CO₂. L'étude de cas de Davis et al. (2013), portant sur l'intégration de parcs éoliens dans l'état de l'Indiana aux Etats-Unis en 2025, montre une augmentation des coûts totaux (fixes et variables) du mix électrique avec l'intégration des capacités éoliennes : la réduction des coûts variables associée à la baisse d'utilisation des centrales programmables ne suffit pas à compenser les coûts d'investissement supplémentaires en éoliennes et la hausse de coût liée à la baisse d'utilisation des centrales programmables aux coûts fixes élevés. Plutôt que de considérer un mix optimal de long terme tout à fait indépendant du mix actuel, les coûts sont optimisés en fonction d'une stratégie de transition : si le besoin en capacités des centrales en base et semi-base devient inférieur aux capacités existantes, alors, plutôt que d'être déclassées, les centrales sont réallouées : elles deviennent des centrales de semi-base ou de pointe pour éviter d'investir dans des nouvelles capacités et ainsi réduire le coût total du système. L'article souligne aussi l'importance du choix des sites d'installation des éoliennes : un site permettant un meilleur facteur de charge associé à une plus grande corrélation avec la demande de pointe permet de réduire le coût du système global. Hand et al. (2012) montre qu'une augmentation à 48% d'éolien et de solaire aux Etats-Unis diminue de 6% les capacités installées des centrales programmables (880 à 830 GWe), tandis que leur production est réduite de 40% et que l'écrêtage de puissance éolienne et solaire représente 7% de leur production. Les auteurs indiquent qu'un tel niveau de pénétration est réalisable si l'ensemble des options complémentaires de flexibilité est mobilisé du côté de l'offre et de la demande.

³⁴ La parité euro/dollar est choisie égale à 1,3 \$/1,0 € en accord avec le taux de change observé en septembre 2015.

Les moyens d'adaptation opérationnels améliorant la flexibilité d'un système électrique sont alors évalués et comparés (Finn et al., 2012), (Hirth, 2013), (Lund et al., 2015), (OECD/IEA, 2014), (Perrot et al., 2015).

Hirth (2013) montre que le développement des mesures de flexibilité pourrait augmenter significativement la valeur de marché de l'éolien et du solaire et donc diminuer leurs coûts d'intégration dans un système. Toutefois les différentes options de flexibilité ont des effets variés en fonction des systèmes et peuvent parfois résulter en des effets contraires. Par exemple, développer les interconnexions entre la France et l'Allemagne dans le moyen terme, aurait pour effet d'augmenter les coûts d'intégration de l'éolien en Allemagne en raison des importations d'une électricité nucléaire française peu chère aux heures où les éoliennes produisent en Allemagne. En revanche, cela aurait un effet positif de réduction des coûts d'intégration des éoliennes en France. OECD/IEA (2014) indique que les effets de l'intégration des énergies renouvelables variables sont le résultat d'une interaction complexe entre les différentes composantes d'un système électrique. Les auteurs rappellent aussi la caractéristique particulière de la production solaire, qui, concentrée pendant quelques heures dans la journée, impliquera des besoins de flexibilité plus importants que la production éolienne (nous avons fait le même constat au chapitre 2). Les différentes options de flexibilité possèdent des forces, des faiblesses et des complémentarités à mettre en regard avec l'état du système étudié. Développer les interconnexions est le seul moyen permettant de limiter à la fois les problèmes de congestion (amélioration de la flexibilité spatiale d'un système) et de variabilité temporelle. Le pilotage de la demande est l'option qui présenterait le plus fort potentiel de gain économique mais les marchés sont encore immatures aujourd'hui (OECD/IEA, 2014). Finn et al. (2012) montre qu'en Irlande, le développement des usages flexibles optimisés (tels que la recharge des véhicules électrique) pourrait apporter un bénéfice mutuel à la fois pour le système électrique (réduction de la pointe de consommation, de l'écêtement de puissance éolienne et solaire, des émissions de CO₂) et pour le consommateur en réduisant les coûts. Développer le stockage peut apporter des services de flexibilité divers en fonction des technologies (stockage journalier, hebdomadaire, saisonnier) : contribuer à l'équilibre offre/demande dans le court terme et réduire les besoins en technologies de pointe. Toutefois, cette option est aujourd'hui l'option la plus coûteuse parmi les options de flexibilité (OECD/IEA, 2014), (Zucker et al., 2013). Perrot et al. (2015) montre qu'à l'échelle du système électrique européen, il n'y aurait pas de gain économique évident à développer les STEP pour améliorer la flexibilité du système avec 40% d'éolien et de solaire au vu du nombre de capacités déjà présentes dans le système. OCDE/IEA (2014) pointe l'intérêt grandissant avec l'augmentation des énergies renouvelables variables d'un couplage entre les systèmes électriques et les autres secteurs énergétiques, par exemple les réseaux de chaleur ou de froid, pour augmenter la flexibilité du système électrique. Enfin, les centrales programmables représentent actuellement le plus gros potentiel de flexibilité (OCDE/IEA, 2014).

Les designs de marché de l'électricité peuvent aussi être considérés comme une source de flexibilité ou au contraire comme un frein au développement de moyens flexibles (Ma et al., 2013). L'intégration des énergies renouvelables variables incite les acteurs à faire évoluer les designs de marché pour donner les signaux prix appropriés, en particulier pendant les périodes de forte tension sur les marchés, pour rémunérer la flexibilité opérationnelle et favoriser les investissements dans des options de flexibilité. Les questionnements sous-jacents sont les suivants : comment modifier les mécanismes de marché actuels basés sur la fixation des prix par les coûts marginaux pour adapter les marchés au développement de technologies bas-carbone capitalistiques ? Comment s'assurer d'une sécurité d'approvisionnement suffisante dans un contexte où la rentabilité des centrales programmables est remise en question ? Comment rémunérer les services de flexibilité au juste prix ? Les recommandations penchent en faveur d'une agrégation des marchés sur des zones plus larges, d'un rapprochement des guichets des marchés de gros par rapport au temps réel de production, d'une prise en compte des contraintes de réseau lors de la formation des prix sur les marchés de gros, d'une intégration des marchés infra-journaliers, d'ajustement et de réserves au niveau européen, d'une rémunération des capacités garantes de la sécurité d'approvisionnement (OCDE/IEA, 2014), (Commissariat général à la stratégie et à la prospective, 2014). Pour répondre à la problématique de sécurité d'approvisionnement des systèmes électriques, des mécanismes de capacité sont conçus pour rémunérer les capacités garanties en période de pointe, en plus de l'énergie produite (déjà rémunérée via les marchés de l'électricité). Ces mécanismes sont déjà présents dans certains pays d'Europe et se mettent en place dans d'autres : des paiements de capacité existent en Espagne, en Italie, en Irlande ou en Grèce par exemple, un marché de capacité se met en place au Royaume-Uni ou encore une réserve stratégique en Belgique et en Allemagne. En France, la mise en place d'un marché de capacité a été lancée grâce à la loi de Nouvelle Organisation des Marchés de l'Electricité (loi NOME) en décembre 2010 et devrait être opérationnel à partir du premier janvier 2017 (L'observatoire énergies d'entreprises, 2016).

En résumé, les analyses mettent en évidence un dilemme à surmonter pour le cas français. L'introduction des énergies renouvelables variables tendra à privilégier à long terme le déploiement de centrales de production conçues pour fonctionner dans un mode flexible, qui correspondent aux centrales fossiles émettrices de GES (si aucune rupture technologique n'apparaît d'ici à 2050) ou bien, il faudra augmenter la flexibilité demandée à un parc nucléaire, rendu de ce fait plus coûteux car fonctionnant à facteur de charge réduit.

La mise en évidence de cette problématique incite à porter une attention particulière à l'évaluation économique de l'interaction entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables variables en France. L'enjeu d'adaptation du parc nucléaire se pose à la fois dans le court terme (période de transition) et dans le long terme. En effet, les réacteurs nucléaires français ont été initialement conçus pour une

durée d'exploitation d'au moins 40 ans (CEA, 2015) et atteindront progressivement des durées de vie supérieures pendant la période de transition s'étalant jusqu'en 2050, si l'autorité de sûreté le permet. A quelles conditions serait-il plus favorable pour la France de conserver une capacité nucléaire suffisante pour pouvoir fournir une partie de l'énergie nécessaire au-delà de la base afin d'éviter un remplacement par des centrales plus flexibles mais émettrices de CO₂ ?

Des leviers d'action sont analysés pour réduire les coûts du système et les émissions de CO₂. Ils seront examinés spécifiquement par rapport au coût du parc nucléaire. Nous allons au-delà des approches évaluant, comme seul levier politique, le prix de la tonne de CO₂ nécessaire pour rendre le nucléaire compétitif par rapport aux centrales fossiles et traitant de parcs *ex nihilo* optimisés dans le long terme. Nous modélisons d'abord différentes stratégies de renouvellement du parc nucléaire français dans la transition pour évaluer les gains économiques qu'elles peuvent procurer dans ce contexte. Puis nous explorons plus largement des leviers dépendant du contexte de marché et de choix de politiques énergétiques, à savoir la possibilité d'écarter ponctuellement les puissances renouvelables variables et le possible développement de débouchés supplémentaires pour le parc nucléaire. Le prix de la tonne de CO₂ rendant l'option nucléaire compétitive pour participer à la modulation de puissance est évalué dans la période de transition et dans le long terme avec, *in fine*, l'objectif d'une composition optimale du mix de production électrique.

Dans cette partie, nous avons discuté des principaux résultats de la littérature associés aux effets de l'intégration des énergies renouvelables variables sur le taux d'utilisation et la composition du système résiduel. Les méthodes utilisées, notamment par Davis et al. (2013), Hand et al. (2012), Keppler and Cometto (2012), OECD/IEA (2014), Perrot et al. (2015), cités plus haut, pour déterminer les effets de long terme sur la composition optimale d'un mix de production sont discutées dans la partie suivante.

1.2. Composition optimale d'un mix électrique

Pour déterminer la composition théorique optimale d'un mix de production électrique pour répondre à la demande électrique au moindre coût, la méthode dite des « screening curves » est classiquement utilisée en économie des systèmes électriques. Elle consiste à utiliser conjointement les courbes de coûts annuels de chaque type de centrales disponibles dans un mix électrique (appelées les « screening curves » en anglais) et la courbe de charge annuelle à laquelle elles doivent répondre (Green, 2005), (Hansen and Percebois, 2011), (Keppler and Cometto, 2012), (Stoughton et al., 1980), (Stoft, 2002). La méthode est présentée sur la Figure III—1.

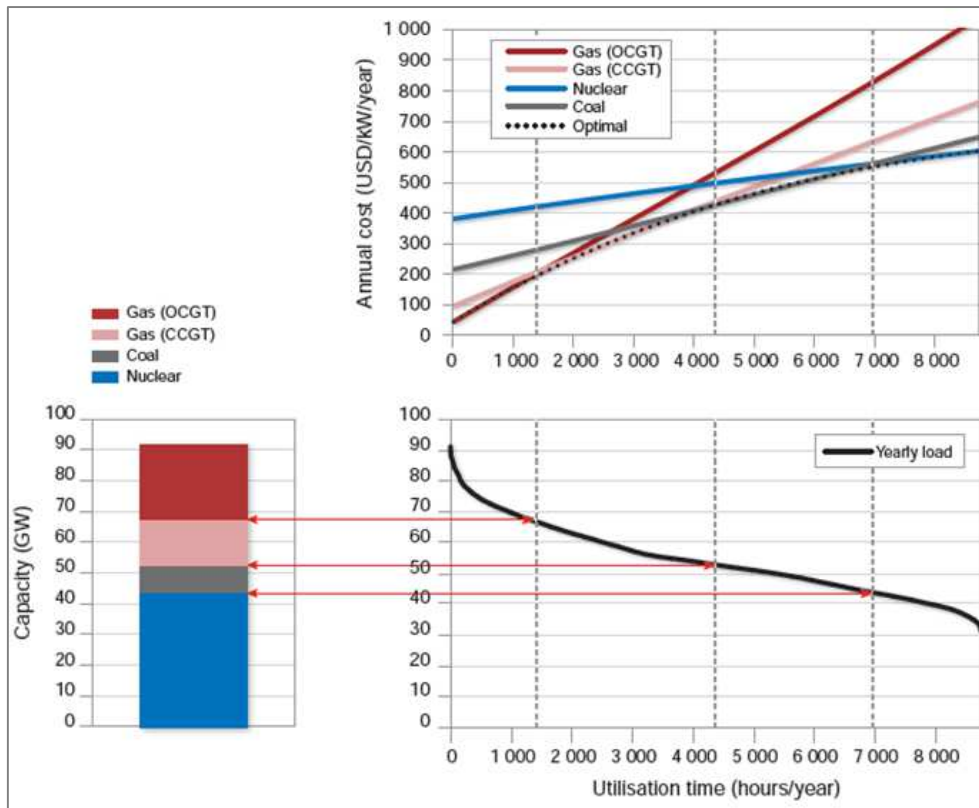


Figure III—1 : Méthode des « screening curves », d'après (Jones, 2012) dans (Keppler and Cometto, 2012)

La première étape consiste à évaluer le coût annuel total pour chaque type de centrale présente dans un mix électrique en fonction de leur durée de fonctionnement dans l'année (en nombre d'heures équivalent pleine puissance (hepp³⁵)). La fonction d'une « screening curve » est présentée à Eq. III-1.

$$\text{Eq. III-1 :} \quad f(\text{hepp}) = (I_{a,p} + C_{f,p}) + \text{hepp} * C_{v,p}$$

$I_{a,p}$: coût d'investissement annualisé par unité de puissance (€/kWe)

$C_{f,p}$: coût fixe d'exploitation annuel de l'année t par unité de puissance (€/kWe)

hepp : nombre d'heures équivalent pleine puissance par an (h)

$C_{v,p}$: coût variable d'exploitation par unité de puissance (€/kWe.h)

Les « screening curves » indiquent le revenu annuel par kWe installé qu'il est nécessaire d'obtenir pour équilibrer les dépenses annuelles en fonction du nombre d'hepp de fonctionnement. La grandeur $I_{a,p}$ peut être définie comme un loyer économique en monnaie constante qu'il faudrait payer chaque année pendant la durée de vie de l'installation pour couvrir la totalité de l'investissement initial. Le coût d'investissement à la date de démarrage de la centrale (I_0), intégrant les intérêts intercalaires payés pendant la phase de construction, est égal à la somme des loyers économiques ($I_{a,p}$) actualisés sur la durée de vie de l'installation. L'Eq. III-2 permet de calculer $I_{a,p}$.

³⁵ Rapport entre l'énergie électrique produite sur une période donnée et la puissance installée. Ce rapport correspond à une durée de fonctionnement à pleine puissance.

Eq. III-2 :

$$I_{a,p} = \frac{I_0 * r * (1 + r)^T}{(1 + r)^T - 1}$$

I₀ : coût d'investissement par unité de puissance à la date de démarrage de la centrale (€/kWe)

r : taux d'actualisation

T : durée de vie de l'installation (an)

Les centrales à gaz (droites rouge et rose sur la Figure III—1) sont caractérisées par des coûts fixes annualisés faibles (c'est la valeur de l'ordonnée à l'origine) par rapport aux coûts variables (coûts du combustible, du CO₂, de fonctionnement et de maintenance ; leur somme est la pente de la droite). A l'inverse, les centrales nucléaires ont des coûts fixes annualisés élevés et des coûts variables faibles (courbe bleue sur la Figure III—1). A l'intersection de deux « screening curves », représentées par les droites pointillées verticales, le coût annuel de deux types de centrales est égal pour le nombre d'hepp en abscisse et l'ordre s'inverse ensuite (la moins chère des deux devient la plus chère).

Dans cet exemple, les CCGT doivent fonctionner au minimum 1400 hepp pour devenir moins coûteuses que les OCGT. Les OCGT sont classiquement utilisées pour répondre à la pointe de consommation et fonctionnent pendant un nombre d'heures limité dans l'année. A partir de 7000 hepp, le nucléaire devient la technologie la moins coûteuse. Les centrales nucléaires sont utilisées en base, elles fonctionnent le plus longtemps possible pour rentabiliser un coût d'investissement élevé. Ainsi, les « screening curves » permettent de déterminer le nombre d'hepp de fonctionnement minimum de chaque type de centrales présentes pour minimiser le coût total du système électrique.

Dans une deuxième étape, les droites pointillées verticales sont reportées sur la courbe de charge annuelle représentée en dessous sur la Figure III—1. Chaque point de la courbe de charge renseigne sur la durée pendant laquelle la puissance appelée sur le réseau sera supérieure ou égale à la puissance donnée en ordonnée. Autrement dit, cette courbe indique la puissance à fournir dans l'année (P_{garantie}) pour qu'un type de centrales fonctionne à pleine puissance au minimum pendant le nombre d'hepp minimum déterminé grâce aux « screening curves ». La composition optimale théorique du mix du point de vue du planificateur est ensuite reportée sur la figure en bas à gauche sur la Figure III—1. La puissance à fournir par chaque type de centrale doit ensuite être traduite en puissance à installer en fonction de son facteur de disponibilité.

Cette méthode peut être appliquée pour déterminer la composition optimale entre centrales programmables en fonction de la part exogène d'énergies renouvelables variables dans le mix. Dans ce cas, la courbe de charge est remplacée par la courbe de charge résiduelle en considérant que les énergies renouvelables variables sont appelées avant les centrales programmables pour répondre à la demande sur le réseau.

Comme la méthode des « screening curves » ne permet pas de représenter toutes les contraintes d'un système électrique, des modèles de planification des investissements dans le long terme, basés sur

cette méthode mais intégrant plus de contraintes, ont été développés dès les années 1960 (Hirth, 2015). Ils ont pour objectif de déterminer l'évolution la moins coûteuse possible d'un mix de production en fonction de contraintes de coûts, de régulations et de fiabilité (Hobbs, 1995). Ces modèles ont été d'abord développés pour aider les électriciens en indiquant la taille, le type et la date de la nouvelle capacité à installer (Stoughton et al., 1980). Ils peuvent aussi permettre de refléter la composition de mix électriques avec une vision prospective dans un marché de concurrence pure et parfaite avec anticipation des acteurs sur les prix du combustible, du CO₂ et sur les coûts des technologies. Parmi ces modèles, certains étudient le système électrique dans son contexte régional (système énergétique, environnement économique) et internalisent la formation des prix de l'électricité et leurs impacts sur la demande (modèles à équilibre général ou partiel)³⁶. Les modèles à équilibre partiel modélisent le système énergétique d'une région du monde et représentent la variabilité temporelle de l'adéquation offre/demande électrique avec une résolution temporelle simplifiée grâce des jours et semaines typiques pour couvrir des périodes de temps pouvant aller jusqu'à 50 ans. Certains modèles englobent les trois secteurs énergétiques que sont la chaleur, l'électricité et le transport. C'est le cas, par exemple, des modèles de type « Markal/Times » développés par l'AIE à partir de 1978 (Blesl et al., 2012), (Connolly et al., 2010b) ou du modèle World Energy Model (WEM) (IEA, 2011) utilisé dans le World Energy Outlook (WEO) de l'AIE. D'autres modèles couvrent uniquement le secteur électrique et leur résolution temporelle est plus ou moins élevée, modèles parmi lesquels on peut citer :

- le modèle « Regional Energy Deployment System » (ReEDS) développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) est utilisé pour construire des scénarios d'expansion sur 25 ans des capacités de production et de transmission du système électrique des Etats-Unis avec introduction exogène des énergies renouvelables variables. Dans la modélisation, chaque année est subdivisée en 17 périodes de temps représentatives des variations de l'offre et de la demande électrique en fonction des saisons et au cours d'une journée (Hand et al., 2012) ;
- le modèle « Wien Automatic System Planning Package » (WASP) est un modèle de planification des investissements électriques sur 30 ans avec introduction exogène des énergies renouvelables variables. Le planning d'expansion d'un mix de production est optimisé grâce au critère de minimisation des coûts actualisés du système en fonction de contraintes de fiabilité, de disponibilité des ressources et des technologies, et de contraintes sur les émissions de GES. Chaque période de temps (au minimum, d'un mois) y est décrite grâce à une courbe de charge (IAEA, 2001).
- le modèle « European Electricity Market Model » (EMMA), développé par le Potsdam Institute for Climate Impact Research est un modèle d'équilibre partiel du mix électrique d'Europe de

³⁶ Les modèles macroéconomiques à équilibre général sont utilisés pour adresser des questions de réduction des émissions de GES à l'échelle mondiale. Ils intègrent tous les secteurs de l'économie et le secteur électrique y est modélisé de façon simplifiée avec une résolution temporelle d'une ou plusieurs années et une résolution géographique en régions du monde (par exemple : modèle IMAGE (van Vliet et al., 2009), modèle MESSAGE (Krey and Riahi, 2009)).

l'ouest (zone interconnectée) avec une modélisation endogène des énergies renouvelables variables. Le modèle couvre une année divisée en tranches horaires. Il a été développé pour déterminer les valeurs de marché des différents types de centrales en fonction des prix et des politiques mises en œuvre. Le modèle peut permettre d'optimiser un mix dans une perspective de long terme (en s'abstrayant des capacités présentes dans le mix actuel), d'optimiser la programmation économique de centrales de production d'un mix de production actuel grâce à la prise en compte de contraintes opérationnelles simplifiées ou d'optimiser un mix dans une perspective de moyen terme avec une possibilité d'investissement ou de déclassement de centrales (Hirth, 2013a).

Dans ce type de modèle, les contraintes dynamiques opérationnelles sont traitées d'une façon simplifiée pour limiter le temps de calcul et le nombre d'hypothèses à faire. Or, avec l'intégration des énergies renouvelables variables qui modifient le fonctionnement opérationnel de court terme d'un système électrique, ils ne peuvent être utilisés qu'en première approximation. Les mix obtenus avec les modèles de planification de long terme doivent être testés et affinés grâce à des modèles opérationnels de programmation des capacités de production.

De Jonghe et al. (2011) compare les mix optimaux obtenus avec un modèle de planification des investissements (basé sur la méthode des « screening curves ») et avec ce même modèle couplé à un modèle de programmation des capacités de production (au pas horaire) intégrant des contraintes opérationnelles de court terme et diverses options de flexibilité supplémentaires. Les contraintes opérationnelles prennent en compte le besoin de maintenance périodique des centrales, la puissance minimale et les rampes admissibles par type de centrale et une part de puissance de réserve pour participer aux services systèmes. Les options de flexibilité possibles en plus de la flexibilité apportée par les centrales programmables, sont l'écrêtage de l'éolien, le stockage grâce aux STEPs et les échanges transfrontaliers d'électricité. Tandis que les contraintes opérationnelles ont le principal effet de diminuer la capacité de centrales utilisées en base, les options de flexibilité diminuent le besoin en centrales de pointe et ainsi le besoin total en capacités installées de centrales programmables. Seul le stockage de type STEP permet d'offrir une flexibilité suffisante pour que le mix soit capable d'accueillir plus de centrales fonctionnant en base, supposées très peu flexibles (par rapport au cas sans stockage). Poncelet et al. (2016) montre que pour des taux d'énergies renouvelables variables supérieurs à 25%, le manque de résolution temporel d'un modèle de planification de long terme de type « Markal/Times » devient la source d'erreur principale sur les résultats (plus que celle associée aux contraintes techniques simplifiées). Pour un taux de 50% d'énergies renouvelables variables, l'erreur annuelle réalisée sur la programmation des centrales dans le court terme conduit à une sur-estimation de la capacité des centrales en base, considérées comme peu flexibles. Ces résultats sont partagés par Nicolosi (2011) qui montre que plus la résolution temporelle est importante, moins la

capacité optimale de centrales en base est importante (leur manque de flexibilité tend à réduire leur part).

Certains modèles lient un module de planification de long terme avec un module de programmation de court terme. C'est le cas du modèle « Oak Ridge Competitive Electricity Dispatch (ORCED) » (Stanton and Youngsun, 2016) ou du modèle « Investment Model for Renewable Energy Systems (IMRES) » développé par le Massachusetts Institute of Technology et utilisé dans l'étude réalisée par OECD/ IEA (2014) pour analyser les aspects économiques et techniques de l'intégration des énergies renouvelables variables dans 15 pays.

Les modèles de programmation des capacités de production dans le court terme sont toutefois des modèles prospectifs présentant des biais qui leur sont propres. En particulier, les contraintes opérationnelles sont parfois agrégées à l'échelle d'un type de centrales et non pas considérées centrale par centrale. Comme nous l'avons montré dans le chapitre 2, cela peut introduire un biais puisque les contraintes techniques à l'échelle d'une centrale ne peuvent pas être directement transposées en contraintes à l'échelle d'un parc de centrales. De plus, même si certains modèles intègrent des contraintes spatiales et de capacités de transmission sur un territoire, tous ne le font pas.

Au-delà du raffinement de la composition prospective optimale de mix que peut apporter ce type de modèles, d'autres facteurs influencent la composition optimale d'un mix de production.

Comme le montre Ma et al. (2013), le design des marchés électriques, en particulier du mécanisme d'ajustement, peut augmenter ou réduire le besoin en centrales flexibles d'un système. Le design de marché peut ainsi être considéré comme un moyen non-technique de fourniture de flexibilité au système et a une influence sur les besoins d'investissement plus ou moins importants en centrales flexibles (par exemple, la mise en place de guichets plus fréquents et plus rapprochés du temps de fourniture d'électricité).

De plus, la composition prospective optimale d'un mix électrique devrait être considérée dans le contexte plus large d'un système énergétique dont les différents secteurs sont interconnectés (électricité, transport, chaleur). La complémentarité de l'ensemble des leviers de flexibilité disponibles dans un système énergétique devra être mobilisée pour adapter le système électrique à l'intégration des énergies renouvelables variables, y compris celle associée à des nouveaux usages dans la mobilité, le stockage de chaleur ou la production d'hydrogène par électrolyse (OECD/IEA, 2014). Dans cette optique, Connolly et al. (2010a) a, par exemple, modélisé le système énergétique irlandais dans son ensemble (grâce au modèle EnergyPLAN développé à l'Aalborg University au Danemark) pour estimer le taux optimal de pénétration d'éolien qui permet de réduire les imports d'énergies fossiles et les émissions de CO₂ du pays. Un optimum de 30% d'éolien dans le mix irlandais a été trouvé. Cette première analyse se base sur le système irlandais actuel dont les secteurs énergétiques sont encore

largement indépendants. A l'avenir, les résultats obtenus devraient être comparés à ceux d'un système énergétique plus interconnecté.

Plutôt que d'utiliser un de ces modèles dont la portée est plus générale (détermination de mix électriques optimaux) que celle de cette thèse, nous avons préféré adopter une modélisation adaptée à notre question de recherche, quitte à ne modéliser qu'une partie du système électrique en centrant l'analyse sur le parc nucléaire et les énergies renouvelables variables. D'autre part, tous les modèles ne permettent pas de traiter la transition et certains révèlent uniquement des compositions de mix *ex nihilo* en fonction de différentes hypothèses de coûts des technologies et de prix du CO₂ et des matières premières. Or, nous souhaitons justement traiter la transition électrique française en examinant l'influence de différentes politiques de remplacement du parc nucléaire sur le coût de production nucléaire. Le coût de production nucléaire est examiné comme une composante d'influence sur le coût total de production électrique et l'objectif final serait de tendre vers une minimisation de coût. Dans le contexte d'augmentation de l'éolien et du solaire, le coût de production électrique et de ce coût de production nucléaire sont influencés par le coût de l'intermittence défini à la partie suivante.

1.3. Coût de l'intermittence

« Le LCOE³⁷ représente le coût moyen de production d'une installation pendant sa durée de vie, par MWhé délivré et pour un facteur de disponibilité donné » (definition traduite de Wittenstein and Rothwell (2015)). Sa formule (présentée à la partie 2.3.1) détermine le prix minimum de vente de l'électricité à partir de l'équivalence entre la valeur actualisée des revenus et la valeur actualisée des dépenses pendant la durée de vie d'une installation. Le LCOE peut être interprété comme étant le prix de l'électricité avec lequel un investisseur pourra équilibrer l'ensemble de ses coûts pendant la durée de vie du projet, en prenant en compte le retour sur investissement escompté et le coût du capital. La méthode du LCOE est appliquée classiquement pour comparer des technologies présentant des caractéristiques différentes (taille, durée de vie, structure de coût) afin d'éclairer des choix d'investissement. La méthode reflète un prix minimum, une approche relevant de marchés régulés (le prix minimum de vente est égal au coût de production) plutôt qu'un prix dans un environ concurrentiel (Wittenstein and Rothwell, 2015). Avec l'intégration des énergies renouvelables dans les marchés, il devient crucial de comparer les technologies en fonction de leur valeur de marché et pas seulement selon leur LCOE qui les considère isolées du reste du système. La comparaison de technologies électriques ne devient alors pertinente qu'en élargissant la definition du LCOE à l'échelle du système électrique (Keppler and Cometto, 2012), (Joskow, 2011), (Ueckerdt et al., 2013).

Keppler and Cometto (2012) définit les « total system costs » d'une centrale électrique comme intégrant à la fois le coût de production à l'échelle de la centrale et l'ensemble des externalités monétisées, y compris celles affectant l'économie d'un pays, au-delà du système électrique (effets sur

³⁷ Levelised cost of electricity.

l'environnement ou sur la sécurité énergétique par exemple) pour produire un volume d'électricité donné avec à un certain niveau de fiabilité. Toutefois, quantifier le gain ou le coût d'une externalité est parfois délicat (mesurer les impacts sur la santé humaine ou sur la biodiversité par exemple) et aujourd'hui, en Europe, seules les émissions de CO₂ sont internalisées en partie dans le coût de production des centrales électriques grâce au marché d'échange de quotas d'émissions de GES.

Dans les marchés de réseaux comme celui de l'électricité, les interactions sont permanentes entre les producteurs, les consommateurs, et les opérateurs de transport et de distribution pour maintenir l'équilibre offre-demande à chaque instant. Tout type de centrales intégré à un système électrique engendre des externalités pour le reste du système (Milligan et al., 2011). Par exemple, les centrales de production éloignées des centres de consommation impliquent des coûts de transmission plus élevés. Keppler and Cometto (2012) nomme le coût de l'ensemble de ces externalités le « Grid-level system cost ». D'autres auteurs le désignent par le terme « Integration cost » (Hirth et al., 2015), (Milligan et al., 2011), (OECD/IEA, 2014), (Ueckerdt et al., 2013). Les caractéristiques particulières des productions éoliennes et solaires font que leurs coûts d'intégration (« Integration costs ») dans un système électrique sont supérieurs à ceux des centrales programmables telles que le nucléaire, le gaz ou le charbon. Ces coûts reflètent leur variabilité temporelle associée à un faible crédit de capacité (dépendance des productions aux conditions météorologiques et productions non-programmables), les incertitudes de productions associées aux aléas météorologiques ou encore leur lieu de production sur le territoire (Hirth et al., 2015), (Ueckerdt et al., 2013). Gross et al. (2006) désignent ce coût par le terme « cost of intermittency », soit **coût de l'intermittence, dénomination que nous retenons pour la suite pour désigner spécifiquement le coût d'intégration porté par les énergies renouvelables variables (éoliennes et solaires).**

Intégrer des énergies renouvelables variables dans un système électrique engendre des bénéfices (ou des coûts évités) et des coûts additionnels (Gross et al., 2006), (OECD/IEA, 2014) :

- bénéfices ou coûts évités : économie des coûts variables des centrales programmables moins utilisées (principalement, les coûts du combustible et du CO₂) ; dans une perspective de long terme, réduction de coûts fixes associés à la diminution des besoins dans d'autres capacités de production (égal au crédit de capacité des énergies renouvelables variables) ;
- coûts additionnels : coûts fixes et variables des centrales éoliennes et solaires, coûts liés aux services systèmes et à la manœuvrabilité supplémentaire demandée aux autres centrales du système, coûts fixes associés à des investissements supplémentaires ou au maintien de capacités pour assurer la fiabilité objective du système, coûts d'infrastructure de transport et distribution supplémentaires.

La valeur pour le système électrique d'ajouter des énergies renouvelables variables correspond au bénéfice net qu'elles apportent au système résiduel constitué des centrales programmables (coût évités moins coûts additionnels) (OECD/IEA, 2014). Chacun peut aussi choisir d'opter pour une perspective en termes de coûts, tout à fait symétrique du point de vue du système : le coût de l'intermittence est alors le coût net supplémentaire que le système résiduel devrait porter avec l'introduction de l'éolien et du solaire (coûts additionnels moins coût évités) (définition adaptée d'après Ueckerdt et al. (2013)). Le coût de l'intermittence émane de l'interaction entre les énergies renouvelables variables et les propriétés du système électrique dans lequel elles sont intégrées (Gross et al., 2006), (Hirth et al., 2015). Il dépend ainsi (Gross et al., 2006) :

- du taux de fiabilité objectif du système ;
- de la composition du mix électrique présent avant l'introduction de l'éolien et du solaire³⁸ ;
- du taux de pénétration total et des taux particuliers de l'éolien et du solaire et de leurs distributions spatiales ;
- des contraintes de transmission sur un territoire et d'interconnexion avec les pays frontaliers ;
- des services systèmes existants ;
- du degré de corrélation des productions éoliennes et solaires avec la demande.

Ueckerdt et al. (2013) définit la notion de « system LCOE » d'une centrale électrique : le « system LCOE » est égal à la somme du LCOE et du coût d'intégration actualisé sur la durée de vie de la centrale. Ainsi, il réconcilie la perspective « bottom-up » (LCOE standard) et la perspective « top-down » de la théorie économique centrée sur la valeur de marché des différents types de centrales.

La perspective « valeur de marché » permet la détermination du coût de l'intermittence grâce aux prix de marchés (si les marchés sont supposés parfaits). Cette démarche a par exemple été entreprise par Hirth (2013a) et appliquée au cas de l'Europe du nord-ouest, par Mills and Wiser (2012) pour la Californie, par Nicolosi (2011) pour l'Allemagne, ou encore par Perrot et al. (2015) pour cinq pays d'Europe occidentale.

La détermination du coût de l'intermittence avec la perspective « coût » implique la comparaison d'un système électrique avec et sans énergies renouvelables variables grâce à des outils de modélisation des systèmes électriques. Pour ce faire, plusieurs méthodologies ont été adoptées (Gross et al., 2006), (Milligan et al., 2011), (OECD/IEA, 2014), (Ueckerdt et al., 2013). D'abord, les études se sont attachées à comparer les coûts de deux systèmes (avec ou sans énergies renouvelables variables) sur la base d'une même énergie totale, calibrée sur l'énergie délivrée par le système comprenant les productions renouvelables variables. Une première méthode consiste à dégager un coût de l'intermittence en comparant le coût de la production des énergies renouvelables variables dans le premier système à celui d'une centrale de référence programmable qui fournirait la même énergie que

³⁸ Plus le mix électrique possède des options de flexibilité en nombre (par exemple, beaucoup de stockage hydraulique), moins le coût de l'intermittence est élevé.

les énergies renouvelables variables dans le deuxième système. La méthodologie pose alors le problème du choix de la centrale de référence. Quel type de centrale choisir pour dégager le coût associé à la variabilité et à l'incertitude, propriétés intrinsèques aux énergies renouvelables variables ? Ce type de centrale est par essence hypothétique. Par exemple, choisir une centrale de référence au profil de production constant sur une année reviendrait à sur-estimer le coût de l'intermittence puisque toutes les autres centrales de production auraient à compenser le manque de flexibilité de cette centrale (Gross et al., 2006), (Milligan et al., 2011), (OECD/IEA, 2014). Une deuxième méthode consiste à comparer les coûts totaux des deux systèmes sur la base d'une même énergie totale sans directement calculer le coût de l'intermittence. Le coût de l'intermittence y est indirectement reflété par la baisse du facteur de charge du système global incluant les énergies renouvelables variables (faible crédit de capacité). Cette méthode a en particulier été adoptée par Keppler and Cometto (2012) pour calculer le coût total de l'électricité fournie par un mix intégrant 10% ou 30% d'éolien ou de solaire en France, Allemagne, Finlande, Royaume-Uni, Corée et Etats-Unis, en comparaison de celui d'un mix n'en contenant pas et pris comme référence.

Skea et al. (2008) a proposé une formulation mathématique du coût de l'intermittence réconciliant les deux méthodes. Pour ces auteurs, le coût de l'intermittence correspond aux coûts fixes des capacités programmables qui fourniraient la même énergie que les énergies renouvelables variables, réduit des coûts fixes associés au crédit de capacité des énergies renouvelables variables. Cette définition met en évidence la dépendance du coût de l'intermittence au crédit de capacité et aux facteurs de disponibilité des énergies renouvelables variables et de la centrale programmable référente. Cette nouvelle définition reste toutefois largement dépendante de la centrale (ou du mix de centrales) programmable prise pour référence.

Ueckerdt et al. (2013) propose de contourner cette difficulté en comparant les deux systèmes (avec et sans énergies renouvelables variables) rapportés en termes d'énergie produite par le système résiduel. La formulation est cohérente avec la définition du coût de l'intermittence donnée plus haut. Le coût de l'intermittence est égal à la différence entre le coût du système résiduel d'un système incluant des énergies renouvelables variables (nouveau système) et le coût de ce même système (résiduel) avant l'introduction des énergies renouvelables variables rapporté à l'énergie produite par le système résiduel du nouveau système (voir Eq. III-3 ci-dessous, d'après (Ueckerdt et al., 2013)).

Eq. III-3 :

$$C_{int} = C_{res} - \frac{E_{res}}{E_{tot}} C_{tot}$$

C_{int} : Coût de l'intermittence (€)

C_{res} : Coût du système résiduel (nouveau système) (€)

C_{tot} : Coût du système total avant introduction des énergies renouvelables variables (€)

E_{res} : Energie produite par le système résiduel (nouveau système) (MWhe)

E_{tot} : Energie produite par le système total avant introduction des énergies renouvelables variables (MWhe)

Dans la littérature, le coût de l'intermittence est classiquement décomposé en plusieurs effets liés à l'introduction des énergies renouvelables variables dans le mix électrique. En cohérence avec la littérature, nous proposons la décomposition suivante :

- les coûts additionnels de réseaux : investissements supplémentaires dans des lignes de transport et de distribution pour raccorder les nouvelles capacités renouvelables variables, et si les réseaux sont contraints, les coûts additionnels liés à la gestion de congestions sur les lignes. Ces coûts sont communément appelés les « **grid costs** » ;
- les coûts liés aux besoins d'équilibrage supplémentaires dans le court terme avec l'augmentation des écarts par rapport aux prévisions de production (aléas météorologiques du vent par exemple) : communément appelés les « **balancing costs** » ;
- les coûts liés à l'augmentation de la variabilité de l'offre dans le court terme (réduction du kp des centrales programmables, augmentation des manœuvres réalisées, gestion des surplus d'électricité). Faute de nom associé dans la littérature, nous les nommons « **utilisation and flexibility costs** »;
- les coûts liés aux besoins de capacités supplémentaires installées pour satisfaire la fiabilité objective du réseau dans le long terme : ils sont liés au faible crédit de capacité des énergies renouvelables variables. Ces coûts existent si les capacités renouvelables variables sont ajoutées pour satisfaire une demande supplémentaire. Sinon, ce sont les coûts liés aux moyens de productions adaptés pour fournir plus de flexibilité : ils sont appelés les « **adequacy costs** ».

Même si les auteurs s'accordent sur les éléments de sa décomposition, des divergences apparaissent quant à la façon de regrouper des postes de coût. Cette décomposition est utile pour estimer le coût de chaque catégorie, souvent déterminé séparément grâce à des modèles spécifiques. Cependant, les différentes composantes ne sont pas indépendantes. Par exemple, investir dans des réseaux de transport aura tendance à lisser la variabilité des énergies renouvelables prises dans leur ensemble au niveau du système, et donc à réduire les autres composantes de coût (OECD/IEA, 2014).

Tandis que les « balancing costs » et les « grid costs » correspondent à des coûts directs, les « utilisation and flexibility costs » et les « adequacy costs » sont des coûts cachés ou correspondant à une réduction de valeur pour les énergies renouvelables variables (Keppler and Cometto, 2012), (Ueckerdt et al., 2013). C'est pourquoi Ueckerdt et al. (2013) propose de regrouper ces deux catégories de coûts cachés dans la notion de « profile costs » qui reflète le coût total de la variabilité des énergies renouvelables variables.

L'augmentation de la variabilité de l'offre est bien identifiée par les auteurs. L'impact des énergies renouvelables variables sur la perte de kp annuel des centrales conventionnelles est d'ailleurs désigné par le terme « compression effect » par Keppler and Cometto (2012) ou encore par le terme « utilisation effect » par Hirth et al. (2015), OECD/ IEA (2014) et Nicolosi (2011). Toutefois, Keppler

and Cometto (2012) considère cet effet comme une externalité monétaire, et non pas comme une externalité « technique » à inclure dans les « grid-level system cost ». Une externalité monétaire opère à travers un mécanisme de marché et implique en principe une réciprocité et donc une régulation naturelle entre compétiteurs. En principe, l'intervention de la puissance publique ne se justifie pas pour compenser des externalités monétaires. Au contraire, une intervention pourrait réduire le bien-être social en taxant par exemple les producteurs responsables d'une baisse de prix sur les marchés (à cause d'une perte de profitabilité pour les autres producteurs). Ainsi, à première vue, il n'est pas justifié de rémunérer les opérateurs des centrales programmables pour compenser la réduction de production annuelle et donc leur profitabilité avec l'entrée des énergies renouvelables variables sur le marché. Cependant, dans ce cas de figure, deux arguments vont à l'encontre de la théorie (Keppler and Cometto, 2012) :

- les énergies renouvelables variables sont subventionnées. Opérant hors marché jusqu'à présent, elles ne peuvent pas permettre de réciprocité dans la compétition. D'ailleurs, sans subventions, du fait de leurs coûts fixes élevés, elles seraient les premières touchées par la baisse des prix sur les marchés de gros (décalage des centrales appelées dans l'ordre de préséance économique) et par leur perte de valeur (rémunération à des moments non programmés).
- si les pertes de revenus des centrales programmables ne sont pas compensées, leur part décroîtra naturellement dans le mix puisque les investissements ne seront plus rentables. Cet effet se mesure déjà en Europe aujourd'hui avec la mise temporaire sous cocon de certaines centrales CCGT pour limiter les coûts fixes dans l'attente de perspectives meilleures. Elles connaissent un problème de rentabilité en partie dû à la croissance des énergies renouvelables variables, mais aussi à la baisse du prix du charbon (liée au développement des gaz de schiste aux Etats-Unis qui a induit une sur-abondance du charbon) et à une légère hausse du prix du gaz (suite à l'accident de Fukushima). Le kp des CCGT en France a chuté de 50% à 15-20% entre 2008 et 2015 (RTE, 2008-2016). L'anticipation de coûts supplémentaires associés à de fortes tensions sur les marchés et à des *black-out* éventuels (externalités négatives) justifierait une intervention publique pour favoriser l'investissement dans des centrales programmables, garantes de la fiabilité du système, par exemple à travers la mise en place de mécanismes de capacité.

Par ailleurs, les coûts des manœuvres supplémentaires des centrales conventionnelles sont parfois inclus dans les « balancing costs » (Keppler and Cometto, 2012), (OECD/ IEA, 2014) tandis que Ueckerdt et al. (2013) les alloue plutôt aux « profile costs » sous le terme de « flexibility effect », terme aussi employé par Nicolosi (2011).

Le Tableau III—2, ci-dessous, résume les éléments inclus par les auteurs dans chaque composante du coût de l'intermittence et expose la terminologie que nous avons retenue.

	(Gross et al., 2006), (Keppler and Cometto, 2012), (OECD/IEA, 2014)	(Ueckerdt et al., 2013)	Terminologie retenue
« grid costs »	Renforcement des Réseaux de transport et de distribution	Renforcement des Réseaux de transport et de distribution	Renforcement des Réseaux de transport et de distribution
« balancing costs »	Augmentation des écarts à la prévision + des manœuvres	Augmentation des écarts à la prévision	Augmentation des écarts à la prévision
« utilisation and flexibility costs »	Non pris en compte : Externalités monétaires	« profile costs » : baisse de kp, gestion des surplus, augmentation des manœuvres, besoin supplémentaire de capacités de production	Baisse de kp, gestion des surplus, augmentation des manœuvres
« adequacy costs »	Besoin supplémentaire en capacités de production	Besoin supplémentaire de capacités de production	Besoin supplémentaire en capacités de production

Tableau III—2 : Décomposition du coût de l’intermittence proposée dans la littérature et terminologie retenue

Grâce à une modélisation simplifiée d’un système électrique européen optimisé dans le long terme, Ueckerdt et al. (2013) montre que les « profile costs » sont largement majoritaires dans le coût de l’intermittence et que leur part augmente avec le taux d’intégration des énergies renouvelables variables. Pour un taux d’éolien de 30%, ils représentent les deux tiers du coût de l’intermittence, le reste étant porté par les « balancing costs » et les « grid costs ». D’après la revue de littérature réalisée par Hirth et al. (2015), les « profile costs » seraient compris entre 15 et 25 €/MWh (d’énergie éolienne) pour une part d’éolien comprise entre 30 et 40% de la demande électrique. Dans une perspective de long terme (système adapté), les « profile costs » augmentent de 0,5 €/MWh (d’énergie éolienne) par point de pourcentage d’augmentation de l’éolien jusqu’à 40% d’éolien. Dans une perspective de court terme (système non adapté), l’augmentation des « profile costs » est deux fois plus rapide. En parallèle, selon Hirth et al. (2015), les « balancing costs » augmentent de 2 €/MWh (d’énergie éolienne) pour une augmentation de la part d’éolien jusqu’à 40% (+ 0,06 €/MWh d’augmentation par point de pourcentage d’éolien en plus dans le mix jusqu’à 40% d’éolien). Ces résultats sont cohérents avec la revue de littérature réalisée par Holttinen et al. (2011) qui estime une augmentation comprise entre 1 et 4 €/MWh (d’énergie éolienne) pour des pénétrations éoliennes de 20%. Quant aux « grid costs », les estimations fournies par la revue de littérature réalisée par Holttinen et al. (2011) donnent des coûts compris entre 2 et 7 €/MWh³⁹ (d’énergie éolienne) pour un taux de pénétration de 40% d’éolien. Les résultats obtenus par Keppler and Cometto (2012) pour les « balancing costs » et les « grid costs » sont du même ordre de grandeur. Ces estimations doivent toutefois être considérées avec la plus grande prudence puisqu’elles sont largement dépendantes du système considéré. En particulier les systèmes comprenant une large part de ressources hydrauliques ont des « balancing costs » moins élevés, inférieurs à 2 €/MWh (Hirth et al., 2015).

³⁹ Coût d’investissement dans les infrastructures compris entre 50 et 200 €/kWh (d’éolien) ; taux d’actualisation de 7% et fonctionnement de l’éolien supposé de 2000 hepp.

De surcroît, d'après Ueckerdt et al. (2013), parmi les « profile costs », c'est l'« utilisation effect » qui prédomine pour un taux de solaire inférieur à 25% et un taux d'éolien inférieur à 40%. Au delà, c'est le coût associé à la gestion des surplus qui est majoritaire (le coût augmente parce qu'il y a besoin d'un ajout de capacités d'énergies renouvelables variables pour effectivement couvrir la demande). Comme les mix étudiés sont optimisés dans une dynamique de long terme, les coûts associés à l'« utilisation effect »aturent à partir d'un certain taux d'énergie renouvelable variable dans le mix (20% d'éolien et 10% de solaire). De plus, les « profile costs » du solaire sont plus importants que ceux de l'éolien. A des taux inférieurs à 15%, le solaire a plus d'influence sur l'« utilisation effect » tandis qu'à des taux supérieurs à 25%, ce sont les coûts associés aux surplus qui deviennent dominants. Ces considérations sont cohérentes avec les résultats obtenus au chapitre 2 qui mettaient en évidence la plus grande sollicitation du système résiduel, en particulier du parc nucléaire, par le solaire que par l'éolien.

Par ailleurs, l'augmentation du coût de l'intermittence associé à l'« utilisation effect » est beaucoup plus importante que celle associée au « flexibility effect » associé à l'augmentation des manœuvres des centrales programmables (Nicolosi, 2011). D'après Lew et al. (2013), le coût des manœuvres supplémentaires associées à l'intégration de l'éolien serait compris entre 1 et 3 \$/MWh (d'énergie éolienne) pour un taux de 30% d'éolien. Ce coût représente une part marginale dans l'augmentation du coût de l'intermittence.

L'objectif de ce chapitre n'est pas d'estimer le coût de l'intermittence associé à différents taux de pénétration de l'éolien et du solaire dans le système électrique français. L'analyse est centrée sur le parc nucléaire en faisant abstraction volontairement des autres moyens de production programmables du parc électrique. Nous souhaitons évaluer le coût associé à l'« utilisation effect », autrement dit à la perte de facteur de charge annuel portée par le parc nucléaire dans différents scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire et de capacités nucléaires installées. Dans la suite, on nomme ce coût, **le coût de la flexibilité du nucléaire**. Parmi les facteurs contribuant au coût de la flexibilité du nucléaire, le coût associé au plus grand nombre de manœuvres réalisées par le parc nucléaire avec l'augmentation de l'éolien et du solaire est du second ordre. En conséquence, et du fait d'un manque de données sur le sujet, nous négligeons cette contribution au coût de la flexibilité du nucléaire dans ce travail, pour nous concentrer sur l'impact de la réduction du facteur de charge.

1.4. Plan du chapitre

Le chapitre est structuré en deux grandes parties. Dans la première partie, nous exposons la méthodologie employée. Celle-ci nous conduit à préciser deux notions : le coût de la flexibilité nucléaire et l'énergie nucléaire disponible pour la modulation de puissance. Nous y présentons aussi le modèle « Coût du nucléaire » développé dans le cadre de cette thèse pour mettre en œuvre la

méthodologie retenue et les hypothèses de coûts prises en compte dans l'étude. Dans la deuxième partie nous examinons les résultats, d'abord en termes de coût de la flexibilité nucléaire en fonction des scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire et de capacité nucléaire installée puis nous explorons tour à tour différents leviers mobilisables pour réduire le coût de la flexibilité nucléaire et rendre l'option nucléaire compétitive avec un mode de fonctionnement flexible dans la période de transition et dans le long terme.

2. Coût de la flexibilité du nucléaire : méthode

2.1. Démarche générale

Notre démarche est exploratoire. L'objectif n'est pas de déterminer le sentier optimal en termes de coûts mais de confronter différents possibles en mettant en lumière les effets positifs ou négatifs qu'ils pourraient engendrer pour le système électrique dans son ensemble. Les taux de pénétration éolien et solaire et la capacité nucléaire sont des données exogènes au problème.

Nous adoptons une approche planificatrice. Même si cette approche n'est plus dominante aujourd'hui avec la mise en place de marchés de l'électricité concurrentiels, l'Etat continue à jouer un rôle déterminant dans la structuration de l'offre et de la demande d'énergie grâce à des mécanismes incitatifs, de réglementation ou de taxation. Les politiques énergétiques influencent largement les choix d'investissement futurs (Shoai Tehrani, 2014). En France, l'adoption de la LTECV oriente l'avenir énergétique (Gouvernement français, 2015). Du côté de la demande, l'Etat promeut par exemple le développement d'un plan d'économie d'énergie dans le bâtiment (500 000 rénovations de logements par an et la construction de nouveaux bâtiments au standard « bâtiment basse consommation ») ou le développement de la mobilité électrique dans les territoires (Gouvernement français, 2015). Du côté de l'offre, l'Etat pilote la politique électronucléaire de la France et était actionnaire à 85,3% d'EDF en juin 2016 (EDF France, 2015). L'Etat oriente aussi le développement des énergies renouvelables variables par le biais de tarifs d'achat garantis ou d'appels d'offre. Le prix du CO₂ est aussi un levier fort qui pesera sur les futurs investissements. De plus, à la frontière entre l'offre et la demande, l'Etat joue un rôle majeur dans l'organisation des marchés de gros (par exemple, via la loi NOME (Gouvernement français, 2010)).

Pour un taux d'éolien et de solaire à un horizon donné, **nous définissons le coût de la flexibilité du parc nucléaire comme la différence entre le coût d'un parc nucléaire flexible fonctionnant à facteur de charge réduit et celui d'un parc nucléaire qui serait adapté pour fonctionner en base.**

Le coût de la flexibilité est donc estimé à une date donnée, en comparant deux parcs nucléaires dont les capacités installées sont différentes. Plutôt que de comparer les coûts d'un même parc nucléaire fonctionnant à deux facteurs de charge différents, il permet de comparer deux scénarios prospectifs de

capacités nucléaires dont les productions s'adaptent à la demande électrique (leurs facteurs de charge en dépendent). Alors que la capacité nucléaire du parc flexible fonctionnant à facteur de charge réduit est une donnée du scénario retenu, donnée exogène indépendante de la part d'éolien et de solaire dans le mix, la capacité nucléaire du parc fonctionnant en base est évaluée et adaptée en fonction du taux d'énergies renouvelables variables pour minimiser le coût de production d'électricité nucléaire à l'horizon considéré. La capacité installée du parc nucléaire flexible est ainsi supérieure à celle du parc nucléaire fonctionnant en base et sur une année, le parc nucléaire flexible produit plus d'énergie pour satisfaire la demande résiduelle (mais à facteur de charge réduit : il module ou, en d'autres termes, suit la charge) que le parc nucléaire fonctionnant en base. Nous appelons l'énergie produite en plus par le parc nucléaire flexible, **l'énergie nucléaire disponible pour la modulation de puissance**. Une représentation schématique de cette énergie est proposée avec une vision de court terme (quelques heures) en Figure III—2 et avec une vision de long terme (une année) en Figure III—3 et en Figure III—4. Sur la Figure III—3, les profils de production de court terme sont mis en relation avec les productions sur une année. La puissance nucléaire disponible du scénario prospectif ($P_{\text{nuc}} \text{ scénario}$) et celle d'un parc nucléaire fonctionnant en base ($P_{\text{nuc}} \text{ base}$) y sont représentées pour mettre en évidence les énergies annuelles produites dans chaque cas pour répondre à la courbe de charge résiduelle. Une courbe de charge représente les puissances demandées sur une année ordonnées de manière décroissante. Pour construire la courbe de charge résiduelle de la puissance demandée sur le réseau, sont déduites, à chaque pas de temps, les puissances produites par les énergies renouvelables variables et les autres énergies appelées avant le nucléaire dans l'ordre de préséance économique (y compris l'hydraulique au fil de l'eau et les énergies renouvelables thermiques). Ainsi, ce sont uniquement les centrales programmables qui répondent à la courbe de charge résiduelle sur une année. La $P_{\text{nuc}} \text{ base}$ produit l'énergie en base (aire violette), et la $P_{\text{nuc}} \text{ scénario}$ produit l'énergie en base et l'énergie disponible pour la modulation de puissance (aire bleue).

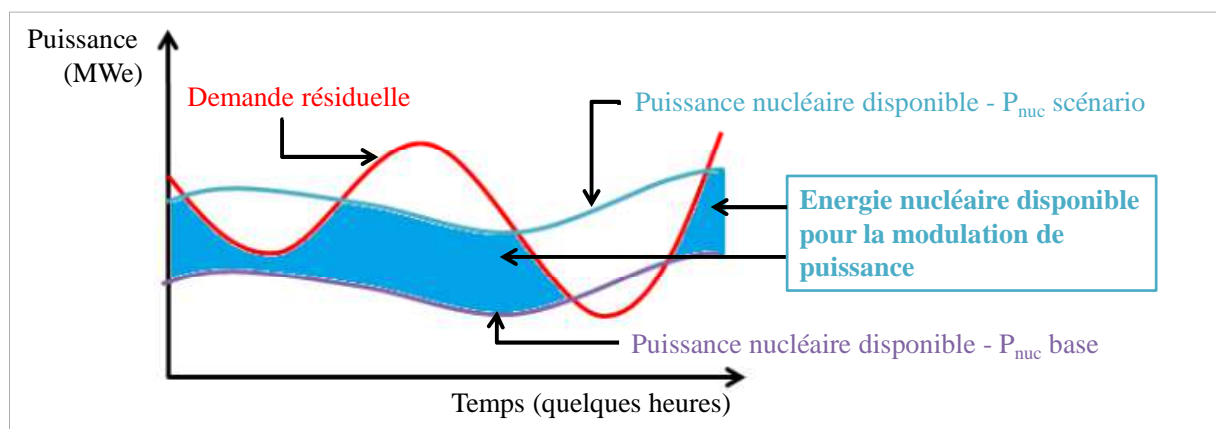


Figure III—2 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance - vision de court terme

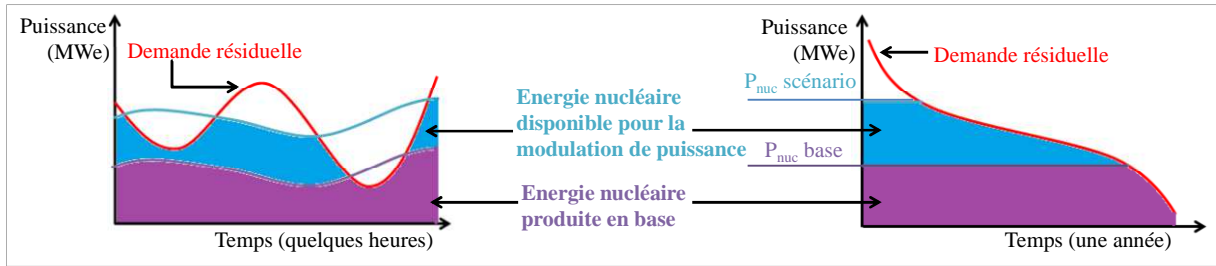


Figure III—3 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance - lien entre la vision de court terme et la vision de long terme

Sur la Figure III—4 ci-dessous, sont représentées la courbe de charge (en noir) et la courbe de charge résiduelle (en rouge). Le parc nucléaire fonctionne à pleine puissance pendant une durée définie pour répondre à la demande. En l'absence d'énergies renouvelables variables dans le mix électrique, la puissance nucléaire (ici appelée $P_{nuc\ scénario}$) est utilisée à son potentiel maximal pour satisfaire la demande (même si, comme schématisé sur la Figure III—2, le parc nucléaire français pratique déjà aujourd'hui la modulation de puissance et ne fonctionne pas complètement en base). Ainsi le parc produit l'énergie représentée par la somme des aires jaune, bleue et violette. Lorsque l'éolien et le solaire sont intégrés dans le mix, le parc nucléaire ne répond plus à la demande totale mais seulement à la demande résiduelle. L'aire jaune représente l'énergie qui était produite par le nucléaire avant l'introduction de l'éolien et du solaire et qui est désormais produite par l'éolien et le solaire. Dans ces nouvelles conditions, si l'on souhaite faire fonctionner le parc nucléaire avec le même facteur de charge qu'auparavant, alors il est nécessaire d'adapter la puissance installée pour produire en base pendant la même durée de fonctionnement ($P_{nuc\ base}$ et aire violette). Si la puissance nucléaire n'est pas adaptée pour conserver la même durée de fonctionnement à pleine puissance, alors elle contribuera à la fourniture de la base (aire violette) et produira en plus l'énergie disponible pour la modulation de puissance (aire bleue). Au total le parc nucléaire fonctionnera avec un k_p réduit.

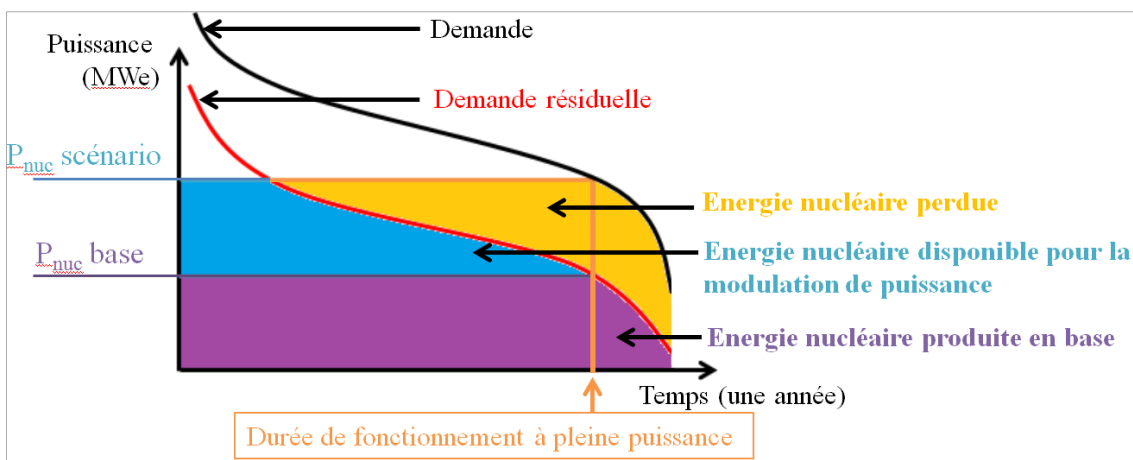


Figure III—4 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance - vision de long terme

Le coût de la flexibilité est défini par la formule présentée aux Eq. III-4 suivante :

$$\text{Eq. III-4 : } \text{Coût}_{nuc, flex} = \frac{\text{Coût}_{nuc, scénario} - \text{Coût}_{nuc, base}}{E_{mod}}$$

$\text{Coût}_{nuc, scénario}$: coût annuel de production du parc nucléaire du scénario étudié (€)

$\text{Coût}_{nuc, base}$: coût annuel de production du parc nucléaire fonctionnant en base (€)

$\text{Coût}_{nuc, flex}$: coût de la flexibilité du nucléaire (€/MWh)

E_{mod} : Energie disponible pour la modulation de puissance (MWh)

Le coût de la flexibilité s'évaluant entre la différence entre le coût d'un parc nucléaire fonctionnant à facteur de charge réduit et celui d'un parc qui serait adapté pour fonctionner en base, la première étape de notre méthodologie est l'évaluation de la capacité nucléaire en base et du facteur de charge associé.

2.2. Choix de méthode pour déterminer la capacité nucléaire en base

La détermination d'un mix optimal grâce à la méthode des « screening curves » est très sensible aux hypothèses prises en compte dans le calcul des coûts des différentes centrales. En particulier, les coûts variables (pente des « screening curves ») des centrales fossiles sont sensibles au prix du CO₂ alors que ceux du nucléaire ne le sont pas. A l'inverse, les coûts fixes annualisés (ordonnée à l'origine des « screening curve ») du nucléaire sont fortement sensibles au coût d'investissement annualisé, lui-même largement dépendant du taux d'actualisation choisi, tandis que ceux des centrales fossiles le sont moins. Ces sensibilités selon les types de centrales déplacent les points d'équilibres. La Figure III—5 montre un exemple de la sensibilité de la méthode avec deux cas : avec un taux d'actualisation de 7% et un taux d'actualisation de 3% (d'après les données de coûts de Wittenstein and Rothwell (2015)). Le mix théorique est composé de centrales à gaz OCGT, à gaz CCGT, à charbon et nucléaire et le prix du carbone de 30 €/tonneCO₂.

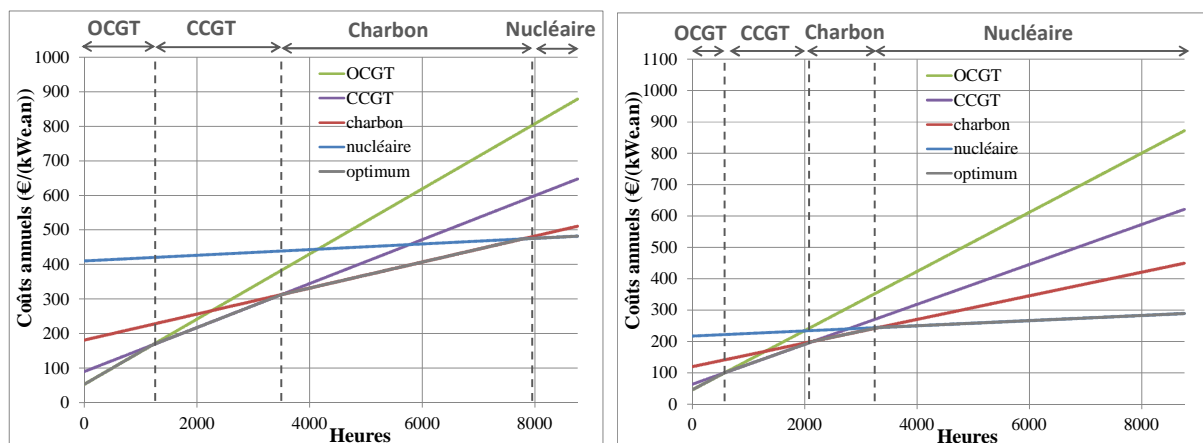


Figure III—5 : Exemple de « screening curves » (données de coût d'après Wittenstein and Rothwell (2015) avec un prix du carbone de 30 €/tonneCO₂ et un taux d'actualisation de 7% (figure de gauche) et de 3% (figure de droite)

Selon les hypothèses prises en compte ici pour exemple, si le taux d'actualisation varie de 4 points (de 3% à 7%), le nombre d'hepp minimal optimal du nucléaire varie de 3300 heures à 7800 heures pour un prix de carbone de 30 €/tonneCO₂ dans les deux cas. Dans le cas où le taux d'actualisation est supérieur ou égal à 7%, le nucléaire ne serait quasiment jamais compétitif. La P_{garantie} nucléaire varierait alors entre 35 GWe et 50 GWe pour un scénario qui comprendrait 17% d'éolien et de solaire dans le mix.

Pour apporter plus de clarté à l'analyse, nous préférons dans un premier temps évaluer le coût de la flexibilité du nucléaire en considérant l'impact de l'introduction des énergies renouvelables variables indépendamment du reste du mix électrique (parties 3.1.2 et 3.2.1). La P_{nuc} base est alors déterminée pour minimiser le coût de production du parc nucléaire (et pas celui du système électrique total). Ainsi, nous faisons abstraction dans un premier temps du fait que la puissance nucléaire à installer en base dépend d'hypothèses telles que le prix du CO₂ ou le taux d'actualisation pour qu'elle soit compétitive par rapport aux autres technologies de production électrique. Ces hypothèses sont en effet soumises à de fortes incertitudes aux horizons considérés. Nous retenons donc une approche empirique basée sur le facteur de disponibilité historique du parc nucléaire français. Comme la moyenne historique du facteur de disponibilité des centrales du parc est de 80% (IAEA, 2015), nous choisissons un nombre d'heures minimum à pleine puissance pour le parc nucléaire de 7000 heures.

C'est seulement dans un deuxième temps que nous nous intéresserons aux options concurrentes pour fournir l'énergie disponible pour la modulation de puissance et aux leviers possibles pour réduire le coût de la flexibilité nucléaire. Nous comparerons alors l'option nucléaire par rapport à l'option gaz CCGT en fonction de l'évolution du prix du CO₂ (partie 3.2.2).

Dans une première approche, nous ne prenons pas en considération les contraintes opérationnelles du parc nucléaire français et supposons qu'il pourra répondre à toutes les variations de puissance qui lui seront demandées pour différents taux d'éolien et de solaire. Même si cette hypothèse paraît irréaliste dans certains scénarios extrêmes, elle nous permet de majorer le coût de la flexibilité du nucléaire dans les différents scénarios. L'intégration des contraintes opérationnelles est explorée dans un deuxième temps lorsque nous nous intéressons aux leviers possibles pour réduire ce coût.

Dans ce chapitre un scénario prospectif sera déterminé par trois composantes :

- la capacité nucléaire installée ;
- la politique de remplacement du parc de REP ;
- le taux de pénétration de l'éolien et du solaire.

La méthodologie employée pour évaluer le coût de la flexibilité du parc nucléaire est exposée dans la partie 2.3.

2.3. Coût de la flexibilité du nucléaire

2.3.1. LCOE du parc nucléaire

Avant de présenter plus en détails les hypothèses retenues (partie 2.3.2), nous discutons, dans cette partie, la méthodologie du LCOE et le choix de méthode adoptée pour calculer les coûts prospectifs du parc nucléaire français dans la transition.

Le LCOE est défini par la formule présentée à Eq. III-5.

$$\text{Eq. III-5 : } LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{I_a + C_f + C_v}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+r)^t}}$$

I_a : coût d'investissement annualisé (€)

C_f : coût fixe d'exploitation annuel de l'année t (€)

C_v : coût variable d'exploitation de l'année t (€)

P_t : production électrique pendant l'année t (MWh)

T : durée de vie de la centrale (an)

r : taux d'actualisation

Le LCOE est constant pendant la durée de vie de la centrale. Le calcul est réalisé hors inflation en supposant que tous les postes de coût sont soumis à la même inflation (valeur en monnaie constante). Bien que la méthode soit largement utilisée pour comparer le coût de production des centrales de production d'électricité, chacun doit être conscient des limites qu'elle présente. D'abord, elle est fortement sensible aux hypothèses prises en compte et en particulier, dans le cas de technologies fortement capitalistiques comme le nucléaire, au taux d'actualisation choisi.

Le choix du taux d'actualisation est influencé par différents effets dont la préférence pour le présent. La prise en compte d'un taux élevé a tendance à favoriser les générations présentes au détriment des générations futures (Charpin et al., 2000). Or le choix du taux d'actualisation ne fait pas consensus et se fait sous incertitude puisqu'il se base sur des éléments futurs et que la préférence pour le présent est variable selon les acteurs (Cour des comptes, 2012). Le taux d'actualisation se base cependant sur les éléments établis suivants :

- la préférence pour le présent des acteurs qui selon Charpin et al. (2000) « préfèrent disposer de la même somme d'argent aujourd'hui plutôt que demain ».
- l'effet de richesse qui implique la prise en compte du taux de croissance de l'économie : « les générations futures auront des conditions de vie meilleures que les nôtres » (Charpin et al., 2000).

Ces deux indicateurs servent à définir un taux d'actualisation sans risque (Quinet et al., 2013). Dans les faits, l'actualisation n'est pas un moyen acceptable de rendre compte du risque selon Gollier et al. (2011), cependant elle doit le prendre en considération. Une prime de risque s'ajoute alors au taux

d'actualisation sans risque. Si le projet présente une espérance de gain anti-corrélée à la croissance économique d'un pays, alors il présente un risque plus important et le taux d'actualisation avec risque est supérieur au taux sans risque. A l'inverse, si le projet présente une espérance de gain corrélée à la croissance, le risque diminue et le taux d'actualisation en rapport (Gollier et al., 2011), (Quinet et al., 2013). Les acteurs qui investissent dans des projets plus risqués demandent des retours sur investissement plus élevés pour compenser le risque de l'investissement. Dans des projets de très long terme (par exemple, la gestion des déchets radioactifs), la prudence doit cependant conduire à la réduction du taux d'actualisation parce que si le taux est trop élevé, les sommes dépensées à long terme n'ont aucun poids dans l'évaluation économique du projet aujourd'hui (Charpin et al., 2000).

Quinet et al. (2013) recommande en première approximation un taux d'actualisation avec risque de 4,5% (taux sans risque de 2,5% et prime de risque de 2%) pour les investissements dans la production d'électricité. La référence était jusqu'alors de considérer des taux d'actualisation avec risque plus élevés à hauteur de 8% (rentabilité du capital de 6% et prime de risque de 2%) pour la filière nucléaire (Delattre and Veron, 2005).

Comme évoqué à la partie 1.3, le LCOE considère une centrale indépendamment de sa valeur de marché. La méthode n'est donc pas adaptée pour comparer des centrales programmables avec des centrales renouvelables variables. En accord avec l'hypothèse prise par la cour des comptes (Cour des comptes, 2014), un taux d'actualisation de 8% est retenu. Une analyse de sensibilité sera réalisée sur ce paramètre à la partie 3.2.2.

Conscients des limites de la méthode du LCOE, nous l'utilisons pour comparer le coût du parc nucléaire français pour différentes variantes. Celles-ci sont définies en fonction de :

- la capacité nucléaire installée et du taux d'éolien et de solaire : le fonctionnement du parc est alors flexible ou en base (influence sur le facteur de charge) ;
- la composition du parc nucléaire (REP vs. EPRTM (Areva, 2016)) en fonction du scénario de remplacement des REP par des EPRTM ;
- les autres leviers mobilisés au niveau du système électrique pour diminuer le coût de la flexibilité nucléaire (influence sur le facteur de charge) ;

Nous comparons également le LCOE du parc nucléaire à celui d'un parc de centrales CCGT, pour produire une même énergie : l'énergie disponible pour la modulation de puissance.

En accord avec la Cour des comptes (2014), la méthode du « Coût Courant Economique (CCE) » est choisie pour calculer le coût de production du parc nucléaire. Cette méthode consiste à calculer le LCOE du parc nucléaire en annualisant les investissements initiaux engagés pour la construction du parc historique, incluant les intérêts intercalaires, sur la période d'amortissement choisie. Au-delà de

cette période, l'annuité d'investissement est prise égale à zéro, en considérant que le parc est amorti. Les investissements additionnels associés à la prolongation des réacteurs nucléaires dans le cadre du grand carénage⁴⁰ sont pris en compte dans le calcul du coût des réacteurs prolongés. Ce faisant, le coût des réacteurs amortis sera différencié par rapport à celui des réacteurs non amortis.

Différentes méthodes de calcul du coût de production nucléaire existent. Par rapport à la méthode du CCE, la méthode du rapport Champsaur permet de calculer les annuités d'investissement sur la base de la valeur nette comptable à une date donnée et sur la durée de vie résiduelle envisagée sans prendre en compte les intérêts intercalaires (Champsaur, 2009). L'objectif est alors de calculer le coût de production actuel du parc existant. Une autre méthode, la méthode du coût comptable complet de production (C3P), consiste à réévaluer la valeur nette comptable du parc à une date donnée pour neutraliser l'effet d'une augmentation des coûts d'investissements dans des réacteurs au cours du temps (avec entre autres l'effet de l'inflation) et à calculer le coût du capital afférant (il est décroissant dans le temps). La principale différence entre la méthode du CCE et les méthodes C3P ou du rapport Champsaur est que la méthode du CCE génère des résultats indépendants de la date à laquelle ils sont évalués. Pendant la durée de vie économique, la méthode CCE permet d'évaluer le prix d'électricité annuel en monnaie constante nécessaire pour reconstituer le parc historique à l'identique (elle est basée sur le calcul du LCOE). La méthode permet d'inclure une part pour garantir une continuité dans la rémunération au moment du renouvellement du parc (à la fin de la période d'amortissement) puisque l'amortissement annuel est lissé sur la durée de vie économique du parc et n'est pas influencé par les recettes générées (Cour des comptes, 2012).

Un modèle appelé « Coût du nucléaire » a été construit sous environnement ExcelTM sur la base de cette méthodologie pour calculer le LCOE du parc nucléaire en fonction du scénario de remplacement des réacteurs et du taux de pénétration de l'éolien et du solaire dans la période de transition d'ici à 2050. Les hypothèses de coûts intégrées dans le modèle sont détaillées à la partie 2.3.2.

2.3.2. Hypothèses détaillées de coûts

Le coût annualisé d'investissement du parc nucléaire est calculé en fonction de la répartition entre REP et EPRTM dans le parc qui dépend du scénario de remplacement pour chaque année de la simulation jusqu'en 2050. Deux scénarios de remplacement des réacteurs REP par des EPRTM (en tranche unitaire de puissance de 1,65 GWe) sont retenus. Nous choisissons la technologie EPRTM parce que c'est la technologie française la plus récente de réacteurs à eau pressurisée. Pour le premier scénario, le déclassement des REP a lieu au bout de 40 ans de durée de vie. On le nomme scénario « 40 ans » dans ce qui suit. Pour le deuxième scénario, le déclassement des REP est progressif avec

⁴⁰ « Ce projet industriel vise à améliorer la sûreté des centrales nucléaires, en particulier à la suite de la catastrophe de Fukushima, à redresser les performances d'exploitation après une période de dégradation de la disponibilité des centrales et à rendre possible la prolongation de l'exploitation du parc au-delà de 40 ans, durée pour laquelle les centrales ont été conçues à l'origine. » (Cour des comptes, 2016)

deux déclassements (soit environ 2 GWe) par an (scénario « prog. »). La durée de vie moyenne d'un REP est ainsi de 46 ans. Au-delà de 40 ans d'exploitation, les REP sont considérés comme amortis (annuité d'investissement et provision pour démantèlement nulle à partir de cette date). Le coût de la prolongation de la durée de vie des réacteurs est inclus dans ce scénario. La durée de vie des EPRTM est de 60 ans.

Les hypothèses considérées pour calculer le coût de production du nucléaire en France sont majoritairement issues du dernier rapport de la Cour des comptes (Cour des comptes, 2014). Les composantes de coût prises en compte sont les suivantes :

- les annuités d'investissement des REP sont calculées sur la base du coût d'investissement initial du parc historique incluant les intérêts intercalaires (86,5 milliards d'euros (2013) d'investissement auxquels s'ajoutent 13,3 milliards d'euros (2013) d'intérêts intercalaires, soit un total de 1580 €/kWe) et avec un taux d'actualisation de 8%.
- les investissements de maintenance « normale », nécessaire à la rénovation ou au remplacement de gros composants même en l'absence de prolongation de la durée de vie des REP sont évalués à 45 milliards d'euros (2013). Ces investissements sont nécessaires pour améliorer les performances d'exploitation et la sûreté du parc.
- les investissements nécessaires à la prolongation de la durée de vie ont été inclus uniquement dans le scénario « prog. » entre 2011 et 2033 (40 milliards d'euros (2013)). 68% de ces investissements sera réparti entre 2011 et 2025. La sûreté des réacteurs est réévaluée tous les 10 ans grâce à des visites décennales qui autorisent ou non l'exploitation pour les dix années suivantes. En 2025, les troisièmes visites décennales auront été réalisées pour les REP 1300 MWe et plus des trois quarts des quatrièmes visites décennales auront été réalisées pour les REP 900 MWe. Les quatrièmes visites décennales seront closes en 2033 pour les REP 900 MWe et 1300 MWe.
- le coût d'investissement des EPRTM est estimé en deux temps :
 - la dernière estimation du coût d'investissement de l'EPRTM en construction en France (Flamanville 3) est retenue pour la première unité, soit 10,5 milliards d'euros (6364 €/kWe) (Les Echos, 2015).
 - le coût d'investissement des réacteurs suivants est supposé suivre une courbe d'apprentissage. Le coût d'investissement est réduit entre le premier et le onzième réacteur construit comme suit : moins 10% pour le deuxième par rapport au premier, moins 9% pour le troisième par rapport au deuxième, et ainsi de suite jusqu'à moins 1% pour la onzième par rapport à la dixième unité construite. A partir du douzième réacteur, le coût d'investissement est considéré constant et égal à celui du onzième soit égal à 57% du coût d'investissement de la première unité (soit 5,9 milliards d'euros et 3600 €/kWe). La rampe d'apprentissage choisie conduit à une réduction de coût inférieure à celle qui a

été observée pour le parc historique français, dont la dixième unité construite valait environ 50% du coût de la première (Bertel and Naudet, 2004). D'ailleurs, EDF vise un coût de l'EPR nouveau modèle (EPR^{NM}) de 5 milliards d'euros (environ 3000 €/kWe), soit environ 50% du coût de Flamanville (L'Usine Nouvelle, 2016).

- le coût d'exploitation annuel (fixe et variable) est supposé constant pendant toute la durée de vie du parc. Il a la même valeur pour les REP que pour les EPRTM (pour une puissance donnée). Le coût fixe de fonctionnement intègre les dépenses de personnel, les dépenses de maintenance et autres charges d'exploitation, les impôts et taxes appropriées et le coût des fonctions centrales et supports (R&D, assurance, services partagés (informatique, télécoms, ressources humaines). Le coût de fonctionnement variable intègre le coût du combustible.
- les coûts associés aux provisions pour le démantèlement, la gestion des déchets et des combustibles usés sont pris en compte selon les hypothèses détaillées dans le Tableau III—3 et le Tableau III—4. Les provisions sont annualisées. Celles dédiées au démantèlement ne sont prises en compte que pendant la durée de vie économique du réacteur. Celles associées à la gestion des déchets et des combustibles usés sont prises en compte pendant toute la durée de vie du réacteur.

Les hypothèses de coûts sont résumées dans le Tableau III—3 et le Tableau III—4.

Coûts annuels par kWe (€₂₀₁₃/(kWe.an))	
Investissement (sur la durée de vie économique : 40 ans)	135
Exploitation (sur la durée de vie totale)	143
Démantèlement (sur la durée de vie économique : 40 ans)	8
Gestion des déchets et du combustible usé (sur la durée de vie totale)	21
Autres coûts fixes (M€₂₀₁₃/an)	
Investissement de maintenance	
De 2011 à 2025	2300
De 2026 à 2033	1800
Prolongation de la durée de vie	
De 2011 à 2025	2000
De 2026 à 2033	1800
Coûts variables (€₂₀₁₃/MWh)	
Coût du combustible	6

Tableau III—3 : Hypothèses de décomposition du coût d'un REP d'après Cour des comptes (2014)

Coûts annuels par kWe (€₂₀₁₃/(kWe.an))	
Investissement (sur la durée de vie économique : 60 ans)	
Première unité	848
Deuxième unité	764
Troisième unité	695
Quatrième unité	639
Cinquième unité	594
Sixième unité	559
Septième unité	531
Huitième unité	510
Neuvième unité	494
Dixième unité	484
Onzième unité	480
Douzième unité et suivantes	480
Exploitation (sur la durée de vie)	143
Démantèlement (sur la durée de vie économique : 60 ans)	8
Gestion des déchets et du combustible usé (sur la durée de vie)	21

Tableau III—4 : Hypothèses de décomposition du coût d'un EPRTM d'après Cour des comptes (2014), (Les Echos, 2015) et notre hypothèse de courbe d'apprentissage

3. Coût de la flexibilité du nucléaire : résultats

3.1. Coût de la flexibilité du nucléaire

Dans cette partie nous évaluons le coût de la flexibilité nucléaire dans des scénarios prospectifs de pénétration de l'éolien et du solaire et des capacités nucléaires. Pour ce faire, nous commençons par utiliser la méthode présentée dans la partie 2.2 pour évaluer la puissance nucléaire à installer en base en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire dans le mix et en déduire l'énergie disponible pour la modulation de puissance.

3.1.1. Caractéristiques de parcs nucléaires prospectifs fonctionnant en base

La première étape consiste à construire les courbes de charge résiduelle prospectives pour des parts de 17%, 23%, 30% et 50% d'éolien et de solaire dans le mix (taux choisis pour correspondre aux scénarios présentés dans le chapitre 1 dont les parts d'éolien et de solaire sont définies individuellement). Pour ce faire, nous utilisons le modèle « Profil Nuc. » détaillé au chapitre 2. Grâce au modèle, nous extrapolons les profils de puissance actuels de l'éolien et du solaire en fonction de leurs taux objectifs. Nous conservons l'hypothèse sur la demande électrique prospective discutée au chapitre 1, à savoir une demande électrique annuelle totale de 540 TWhe dont le profil actuel est conservé. Les capacités et les profils de production actuels des énergies renouvelables thermiques et de l'hydraulique fil de l'eau sont également conservés. Les courbes de charge résiduelle sont construites pour chacune des quatre années : 2012, 2013, 2014 et 2015 grâce aux données de RTE (RTE, 2008-2016) pour un pas de temps demi-heure. Contrairement au chapitre 2 où il était nécessaire de travailler sur une année donnée pour conserver les variations de puissances observées, dans ce

chapitre, nous effectuons, à chaque pas de temps, la moyenne des quatre courbes de charges résiduelles des années 2012 à 2015 (données classées) pour construire la courbe de charge résiduelle prospective. Ce faisant, nous apportons une plus grande robustesse à la méthode. Les courbes de charge prospectives pour les différents taux d'éolien et de solaire sont représentées à la Figure III—6.

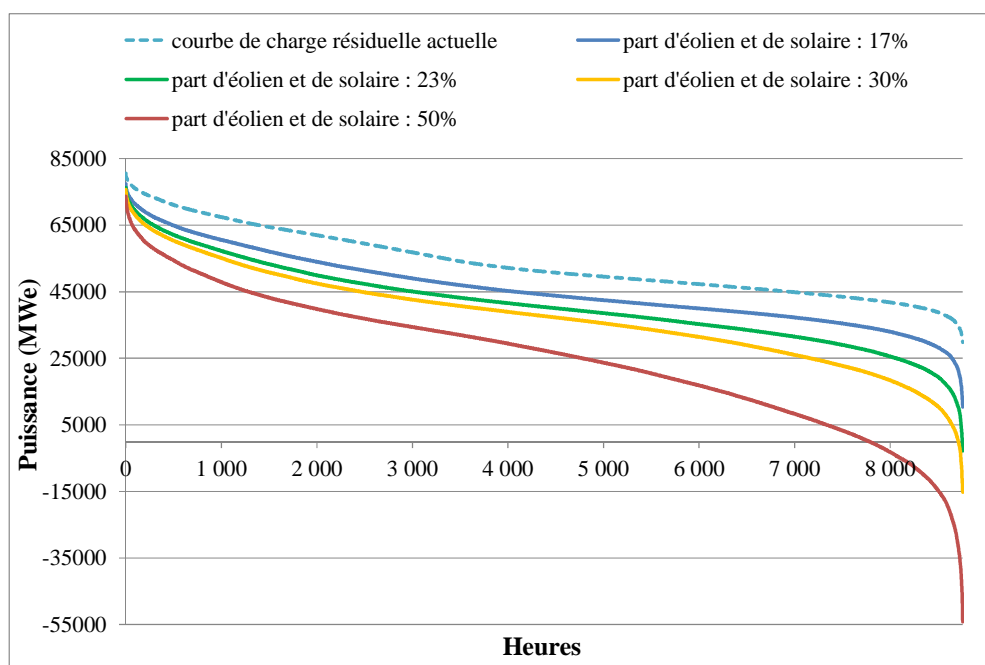


Figure III—6 : Courbes de charge résiduelle en France pour différents taux de pénétration de l'éolien et du solaire

Le parc nucléaire adapté pour un fonctionnement en base (défini comme étant égal à 7000 heures de fonctionnement à pleine puissance au minimum) est caractérisé par sa capacité installée qui est le premier résultat de la modélisation. Une fois la capacité installée déterminée, le modèle permet d'évaluer l'énergie annuelle produite, le nombre d'hepp, le kp ainsi que la part d'énergie qu'un parc nucléaire fonctionnant en base pourrait fournir en France pour chacun des taux d'éolien et de solaire. Les résultats sont présentés dans le Tableau III—5.

Dans le Tableau III—5, les résultats en termes d'hepp et de kp prennent en compte un facteur de disponibilité du parc nucléaire égal à 80% (valeur moyenne historique (IAEA, 2015)).

	Part d'éolien et de solaire			
	2030		2050	
	17%	23%	30%	50%
Capacité installée en base (GWe)	46,6	39,4	32,5	10,4
Energie annuelle (TWhe)	320	265	215	60
hepp ; kp	6 830 ; 78%	6 745 ; 77%	6 570 ; 75%	5 960 ; 68%
Part d'énergie nucléaire en France	59%	49%	40%	11%

Tableau III—5 : Caractéristiques d'un parc nucléaire opérant en base en fonction de la part d'éolien et de solaire

Le nombre d'hepp de fonctionnement diminue avec l'augmentation de la part d'éolien et de solaire, reflétant ainsi une partie croissante de la production nucléaire remplacée par des productions éoliennes ou solaires. Ce résultat est directement lié au fait que le nombre d'hepp de fonctionnement du parc à P_{garantie} (puissance nucléaire à fournir effectivement pendant 7000 heures dans l'année) décroît avec l'augmentation de l'éolien et du solaire. Pour 17% d'éolien et de solaire, le parc nucléaire produit à P_{garantie} pendant l'équivalent de 97% du temps (8497 hepp), et pour 50% d'éolien et de solaire, cela arrive pendant l'équivalent de 85% du temps (7446 hepp). Avec l'augmentation de l'éolien et du solaire, la capacité du parc nucléaire diminue fortement pour qu'il puisse fonctionner au moins 7000 heures à pleine puissance dans l'année. En particulier, pour un taux de 50% d'éolien et de solaire, la capacité nucléaire devrait être équivalente à 10 GWe. Le nucléaire fournirait alors 10% de l'énergie électrique française (et encore moins si l'opérateur souhaite atteindre un kp supérieur à 70%). Ce scénario n'est pas en phase avec les objectifs actuels de maintien de la puissance nucléaire à un niveau significatif mais il permet de montrer la sensibilité des résultats à des taux élevés d'éolien et de solaire.

A l'horizon 2030, si la demande, la production hydraulique au fil de l'eau et celle des énergies renouvelables thermiques restent identiques et si la part d'éolien et de solaire est de 17%, alors le parc nucléaire fonctionnant en base fournirait 60% de l'énergie électrique annuelle française. Dans ce cas, l'objectif de la LTECV de 50% d'énergie nucléaire ne suffit pas à assurer la base et des moyens de production complémentaires s'avèreraient nécessaires si la part d'éolien et de solaire n'était pas plus élevée (par exemple, des centrales CCGT). Dans ce scénario et si la part de nucléaire était de 50% alors le gain en kp serait de 1 point (égal à 79%) par rapport au scénario avec 60% de nucléaire.

Comme nous l'avons observé au chapitre 2, le scénario où la part d'éolien et de solaire est de 23% est en phase avec les objectifs exposés dans la LTECV. Dans ce scénario, faire fonctionner le nucléaire en base revient à avoir une capacité installée proche de 40 GWe et un parc nucléaire qui fournit 50% de l'énergie électrique annuelle française, valeur en accord avec la loi.

Nos résultats sont cohérents avec ceux de Keppler and Cometto (2012) (retenant un prix de CO_2 de 30 \$/tonne CO_2) qui dans l'évaluation de mix optimaux grâce à la méthode des « screening curves » indique que la capacité nucléaire installée optimale serait d'environ 50 GWe pour 10% d'éolien dans le mix, et d'environ 30 GWe pour 30% d'éolien.

Nous montrons à la Figure III—7 la composition en énergie des mix électriques français dans les scénarios étudiés pour lesquels le parc nucléaire fonctionne en base selon notre définition. Nous procédons pour ce faire avec la même démarche qu'au chapitre 2, partie 3.2.1, c'est-à-dire que nous faisons appel aux énergies fossiles en dernier recours après avoir mobilisé la ressource hydraulique lacs et STEP à son maximum (5% de la production d'énergie annuelle française) pour répondre à la demande résiduelle. Rappelons qu'au chapitre 2, les diagrammes représentaient la composition du mix électrique pour les scénarios retenus avec des données exogènes de capacités nucléaires installées et de

taux de pénétration d'éolien et de solaire. Ici, les capacités nucléaires installées sont déduites du taux de pénétration d'éolien et de solaire pour que le nucléaire fonctionne au moins 7000 heures à pleine puissance dans l'année (en base d'après notre définition).

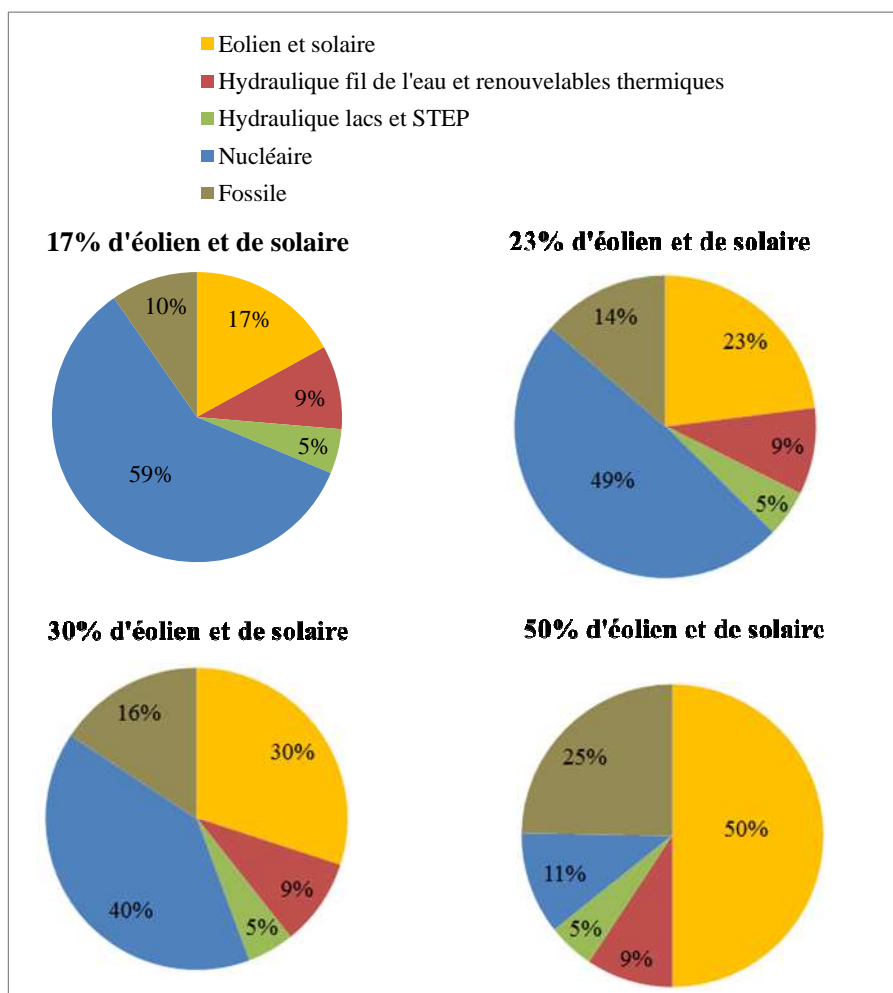


Figure III—7 : Composition en énergie de mix électriques français pour lesquels le nucléaire fonctionne en base

A la lecture des diagrammes, il devient clair qu'avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le mix, avoir un parc nucléaire qui fonctionne en base rendrait nécessaire l'accroissement des productions d'origine fossile. A l'horizon 2030, la France nécessiterait entre 10% et 15% d'électricité d'origine fossile (si aucune rupture technologique n'intervient d'ici là). A l'horizon 2050, cette part pourrait atteindre 25% si l'éolien et le solaire représentaient 50% de l'énergie annuelle. Augmenter l'éolien et le solaire serait alors préjudiciable en termes d'empreinte carbone, car le mix français est aujourd'hui largement décarboné (5% de fossile).

Le scénario avec 23% d'éolien et de solaire nécessiterait une part de nucléaire de 50% pour qu'il fonctionne en base, ce qui est en accord avec la loi française. Cependant, réduire les capacités nucléaires installées pour qu'il fonctionne en base, signifierait un accroissement de la part d'énergie fossile dans la production électrique française, comprise entre 10 et 15% à l'horizon 2030 et pouvant atteindre 25% à l'horizon 2050 (cas 50% d'éolien et de solaire) si aucune rupture technologique ou de mode de vie n'apparaît.

3.1.2. Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance et coût de la flexibilité du nucléaire dans des scénarios prospectifs

Pour les différents scénarios étudiés, nous avons d'abord estimé l'énergie nucléaire disponible pour la modulation de puissance. Un exemple de résultat montrant l'énergie nucléaire disponible pour la modulation de puissance est représenté sur la Figure III—8 (cas 60 GWe de nucléaire installé et 23% d'éolien et de solaire). La puissance nucléaire à fournir effectivement (P_{garantie}) du parc nucléaire fonctionnant en base et celle du parc nucléaire du scénario sont reportées en ordonnées. Pour une puissance donnée à fournir effectivement, la puissance installée est égale à la P_{garantie} divisée par le kd du parc nucléaire (hypothèse de 80% (IAEA, 2015)). L'énergie disponible pour la modulation de puissance est représentée en bleu.

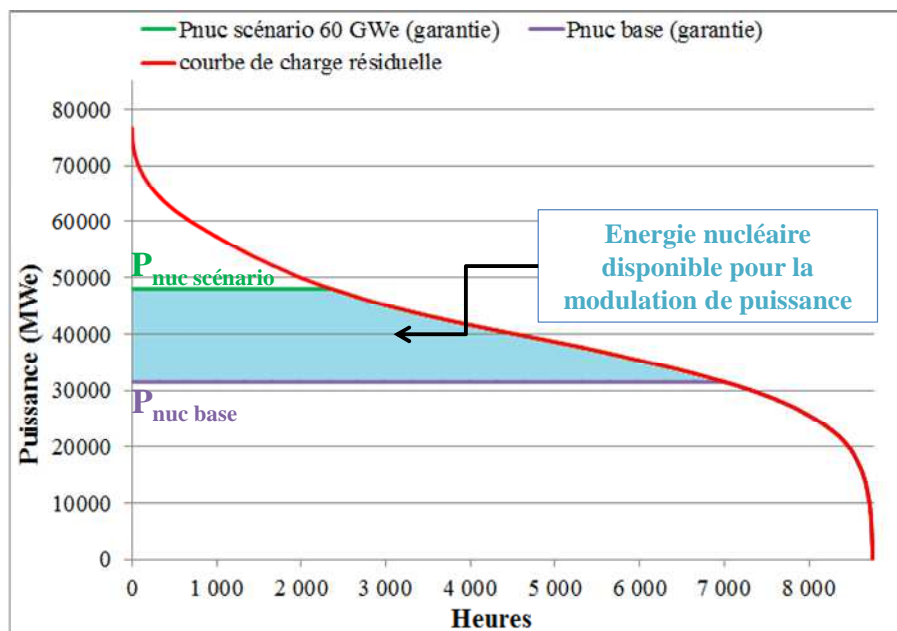


Figure III—8 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance (exemple du scénario : capacité nucléaire : 60 GWe ; part d'éolien et de solaire : 23%)

En comparaison au chapitre 2 où nous avons cinq scénarios de référence, dans ce chapitre, en plus de ces cinq variantes, nous explorons deux variantes supplémentaires : pour un parc nucléaire installé de 50 GWe, nous examinons aussi les cas où la part d'éolien et de solaire est égale à 17% et 23%. Ces

deux variantes apportent un complément à l'analyse lorsque l'on se place à l'horizon 2030 pour ne pas considérer uniquement un cas où la capacité nucléaire serait identique à aujourd'hui avec une capacité installée égale à 60 GWe. Les scénarios analysés sont présentés au Tableau III—6.

2030	Capacité nucléaire : 60 GWe ; part d'éolien et de solaire : 17%
	Capacité nucléaire : 60 GWe ; part d'éolien et de solaire : 23%
	Capacité nucléaire : 50 GWe ; part d'éolien et de solaire : 17%
	Capacité nucléaire : 50 GWe ; part d'éolien et de solaire : 23%
2050	Capacité nucléaire : 50 GWe ; part d'éolien et de solaire : 30%
	Capacité nucléaire : 40 GWe ; part d'éolien et de solaire : 30%
	Capacité nucléaire : 40 GWe ; part d'éolien et de solaire : 50%

Tableau III—6 : Scénarios prospectifs choisis

Avant de présenter les résultats pour l'énergie disponible pour la modulation, nous présentons au Tableau III—7 les caractéristiques calculées des parcs nucléaires étudiés dans les scénarios. Ils sont caractérisés par une énergie annuelle produite, un nombre d'hepp de fonctionnement (et de façon équivalente, un kp), et la part d'énergie nucléaire produite en France.

Capacité nucléaire installée (GWe)	Part d'éolien et de solaire en énergie	Energie annuelle nucléaire (TWhe)	Hepp ; kp	Part d'énergie nucléaire en France
60	17%	370	6220 ; 71%	70%
	23%	340	5695 ; 65%	65%
50	17%	335	6717 ; 77%	62%
	23%	315	6310 ; 72%	58%
	30%	290	5870 ; 67%	55%
40	30%	250	6310 ; 72%	45%
	50%	190	4820 ; 55%	35%

Tableau III—7 : Caractéristiques de parcs nucléaires en fonction de leurs capacités installées et du taux d'éolien et de solaire

Les résultats du Tableau III—7 rejoignent les résultats présentés au chapitre 2 dans la partie 3.2.1 et au début de la partie 3.2.2. Ici, les résultats prospectifs sont calculés grâce à la courbe de charge prospective qui est égale à la moyenne des courbes de charges des années passées entre 2012 et 2015. Au chapitre 2, les résultats provenaient d'une projection réalisée sur une année donnée. Pour une capacité nucléaire donnée, lorsque la part d'éolien et de solaire augmente, l'énergie nucléaire produite diminue (et aussi le kp du parc) et parallèlement sa part dans la production d'électricité en France est abaissée. Dans les scénarios sélectionnés ici, le facteur de charge du parc nucléaire reste supérieur à 65% jusqu'à 30% d'éolien et de solaire même lorsque la capacité nucléaire installée est de 50 GWe. A l'horizon 2050, si 30% d'éolien et de solaire sont présents dans le mix, un parc nucléaire dont la capacité installée est de 40 GWe opérerait quasiment en base et produirait environ 45% de la production totale d'électricité annuelle. A cet horizon le parc aura été renouvelé et l'impossibilité de disposer de facteurs de charge suffisants pour les derniers réacteurs installés pourrait limiter la

puissance nucléaire à 40 GWe, en ordre de grandeur. Le facteur de charge du parc nucléaire est abaissé à un taux aussi faible que 55% lorsque la part d'éolien et de solaire augmente à 50% même si la capacité nucléaire est abaissée à 40 GWe.

Pour un taux d'éolien et de solaire donné, chaque scénario nucléaire est comparé en énergie au cas où la capacité du parc nucléaire serait adaptée pour qu'il fonctionne en base (selon notre définition). Pour chaque scénario, l'énergie disponible pour la modulation de puissance (notée « Energie annuelle de modulation ») est présentée au Tableau III—8. Nous y présentons également les résultats en termes de perte de facteur de charge par rapport au cas où le parc nucléaire opérerait avec un fonctionnement à pleine puissance pendant 7000 heures dans l'année (kp présenté au Tableau III—5).

Capacité nucléaire installée (GWe)	Part d'éolien et de solaire en énergie	Energie annuelle de modulation (TWhe)	Part de cette énergie par rapport à l'énergie nucléaire produite	Diminution du facteur de charge par rapport au cas de base
60	17%	55	14%	-9%
	23%	75	22%	-15%
50	17%	20	7%	-2%
	23%	50	15%	-6%
	30%	75	26%	-11%
40	30%	35	15%	-4%
	50%	130	68%	-26%

Tableau III—8 : Energie nucléaire disponible pour la modulation de puissance en fonction des capacités nucléaires installées et du taux d'éolien et de solaire

Pour une même capacité nucléaire installée, plus le taux d'éolien et de solaire augmente, plus l'énergie nucléaire annuelle disponible pour la modulation de puissance prend une part importante dans l'énergie nucléaire produite. Pour 50% d'éolien et de solaire, la part de l'énergie de modulation dans la production nucléaire augmente fortement par rapport au cas 30% d'éolien et de solaire. Pour 50% d'éolien et de solaire et 40 GWe de nucléaire, les deux tiers de l'énergie nucléaire produite sont de l'énergie de modulation (le facteur de charge du parc est alors de 55%).

Même si un parc nucléaire dont la capacité est supérieure par rapport au cas d'un parc fonctionnant en base pouvait produire plus d'énergie sur l'année, il fonctionnerait à facteur de charge réduit, ce qui induirait une perte de bénéfice pouvant être significative. Au global, l'impact sur les revenus dépendra du moment où l'électricité est effectivement produite et de la tension existant alors sur le marché : si les prix de marché sont suffisamment élevés pendant les périodes de forte tension, alors ils pourraient compenser en partie des pertes enregistrées à d'autres moments dans l'année. L'opérateur nucléaire aura intérêt à produire pendant le plus de temps possible dans l'année pour amortir son parc mais aussi à produire au bon moment.

Dans quelle mesure, l'opérateur nucléaire pourrait-il conserver une sur-capacité de production et quel serait le coût de la flexibilité du nucléaire ? Nous calculons le coût annuel de la flexibilité du nucléaire

pour les scénarios sélectionnés en termes de capacité nucléaire installée et de part d'éolien et de solaire. Le calcul est réalisé dans la période de transition entre 2030 et 2040 pour les scénarios avec 17% et 23% d'éolien et de solaire dans le mix. Le calcul est aussi réalisé dans le long terme à l'horizon 2050 pour les scénarios avec 30% et 50% d'éolien et de solaire dans le mix. Dans la période de transition entre 2030 et 2040, le coût de la flexibilité du nucléaire est calculé pour un scénario de remplacement du parc donné : le scénario « 40 ans » ou le scénario « prog. ». Un intervalle de coûts est ainsi obtenu en résultat : il correspond à des coûts annuels entre 2030 et 2040 et pour les deux variantes de scénarios de remplacement du parc. L'horizon 2050 est analysé dans une perspective de long terme pour lequel le parc nucléaire serait uniquement composé d'EPRTM. A cet horizon, nous n'exposons qu'une seule valeur de coût à titre illustratif or les incertitudes sont grandes et l'interprétation des résultats se doit d'être réalisée avec la plus grande prudence.

Horizon temporel	Capacité nucléaire installée (GWe)	Part d'éolien et de solaire en énergie	Coût de la flexibilité du nucléaire (€ ₂₀₁₃ /MWe)
2030 - 2040	60	17%	[110 ; 140]
		23%	[120 ; 150]
2030 - 2040	50	17%	[60 ; 120]
		23%	[80 ; 130]
2050	40	30%	100
2050		30%	70
		50%	110

Tableau III—9 : Coût de la flexibilité du nucléaire en fonction des capacités nucléaires installées et de la part d'éolien et de solaire

Dans la période de transition, le coût de la flexibilité dépend de la différence de capacité entre un parc fonctionnant à facteur de charge réduit et un parc fonctionnant en base, ainsi que de l'énergie disponible pour la modulation de puissance, mais pas seulement. Il dépend aussi de la composition du parc nucléaire (REP/EPRTM) pour une année donnée et donc du scénario de remplacement choisi pour le parc. Comme le coût de la flexibilité est calculé pour un scénario de remplacement donné du parc nucléaire (même scénario de remplacement pour le parc fonctionnant en base que pour le parc fonctionnant à facteur de charge réduit), ce coût résulte de la part plus importante d'EPRTM dans le scénario pour lequel la capacité nucléaire est plus grande (fonctionnement flexible). Logiquement, il est en moyenne moins cher lorsque la capacité nucléaire est plus faible.

A l'horizon 2050, le coût de la flexibilité ne dépend plus de la composition relative du parc nucléaire (REP/EPRTM) à une année donnée. Pour 50% d'éolien et de solaire et 40 GWe de nucléaire, scénario pour lequel le coût de la flexibilité nucléaire serait le plus élevé, la différence de capacité installée est grande avec le scénario en base, environ 30 GWe, et le facteur de charge des 30 GWe de nucléaire est d'environ 50%. Pour le scénario avec 30% d'éolien et de solaire et 40 GWe de nucléaire, la différence

de capacité installée avec le scénario en base est d'environ 7 GWe (quatre EPRTM) et leur facteur de charge moyen est d'environ 60%.

Lorsque des nouvelles constructions de réacteurs nucléaires sont envisagées, le coût de la flexibilité ne peut pas, en première approximation, être considéré comme un coût moyen porté par l'ensemble des réacteurs du parc. L'investisseur s'interrogerait sur le facteur de charge qu'il pourrait espérer pour sa nouvelle unité de production. Dans le contexte de transition, si les réacteurs nucléaires ne sont pas suffisamment prolongés, il s'avérerait difficilement justifiable de construire un nouveau réacteur qui fonctionnerait à facteur de charge réduit. En particulier, si 23% d'éolien et de solaire sont présents dans le mix, le dernier EPRTM à construire aurait un facteur de charge d'environ 30% si le souhait est de conserver la capacité nucléaire totale à 60 GWe, et de 55% si la capacité nucléaire est de 50 GWe. De ce point de vue, il serait favorable de remplacer très progressivement le parc nucléaire pour éviter le recours à des centrales conçues pour fonctionner en semi-base avec des facteurs de charges dans ces gammes, qui aujourd'hui sont des centrales fossiles à gaz.

Pour une capacité nucléaire installée donnée, l'énergie disponible pour la modulation de puissance croît fortement à partir de 30% d'éolien et de solaire dans le mix. Dans ces conditions, le parc nucléaire fonctionne à facteur de charge réduit avec un coût de la flexibilité associé. Dans la période de transition, ce coût dépendra du scénario de remplacement choisi pour le parc nucléaire. Toutefois, si de nouvelles unités nucléaires devaient être construites, de tels investissements s'avéreraient difficilement justifiables avec des facteurs de charge bas.

Dans la partie suivante, nous explorons des leviers pour réduire le coût de la flexibilité nucléaire en présence d'éolien et de solaire dans le mix. Nous comparons les scénarios de remplacement du parc nucléaire entre eux pour évaluer l'impact que pourrait procurer une prolongation de la durée de vie de réacteurs plutôt que d'investir dans de nouvelles unités. Une fois le coût de la flexibilité réduit, nous évaluons ensuite la compétitivité du parc nucléaire à fournir l'énergie de modulation par rapport à l'option gaz CCGT. Enfin, nous explorons d'autres leviers possibles au niveau du système électrique : l'écrêtage ponctuel des énergies renouvelables variables et le développement de débouchés complémentaires pour le parc nucléaire.

3.2. Des leviers pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire et rendre le parc nucléaire compétitif avec un mode de fonctionnement flexible

3.2.1. Un levier transitoire pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire : opter pour un remplacement progressif du parc de réacteurs REP de deuxième génération

En 2025, la moitié du parc aura plus de 40 ans (durée pour laquelle les REP ont été conçus). Or, dans la transition, la question du remplacement du parc se pose puisque la part de nucléaire devrait rester

significative même si la LTECV prévoit sa diminution de 75% à 50% à l’horizon 2025. Dans chacun des scénarios de remplacement du parc nucléaire (« 40 ans » : remplacement au bout de 40 ans de durée de vie ou « prog » : déclassé de deux GWe de REP par an), les réacteurs REP sont remplacés par des EPRTM (en tranche unitaire de puissance de 1,65 GWe) pour atteindre la puissance nucléaire objective du scénario examiné. Sur la Figure III—9, sont représentées les puissances installées des deux types de réacteurs en fonction du temps (en bleu pour les REP, en rouge pour les EPRTM, en vert pour le parc complet), afin d’atteindre une puissance de base à l’horizon 2050 ($P_{nuc\ base}$). Deux scénarios de pénétration de l’éolien et du solaire sont figurés : le cas 23% (graphique de gauche) et le cas 50% (graphique de droite). Pour le scénario « prog. », l’atteinte de la puissance nucléaire installée ($P_{n, parc}$) objective est différée d’entre 5 à 15 ans par rapport au scénario « 40 ans ». La transition y est plus lente et la $P_{n, parc}$ est atteinte entre 2025 et 2045 en fonction du scénario.

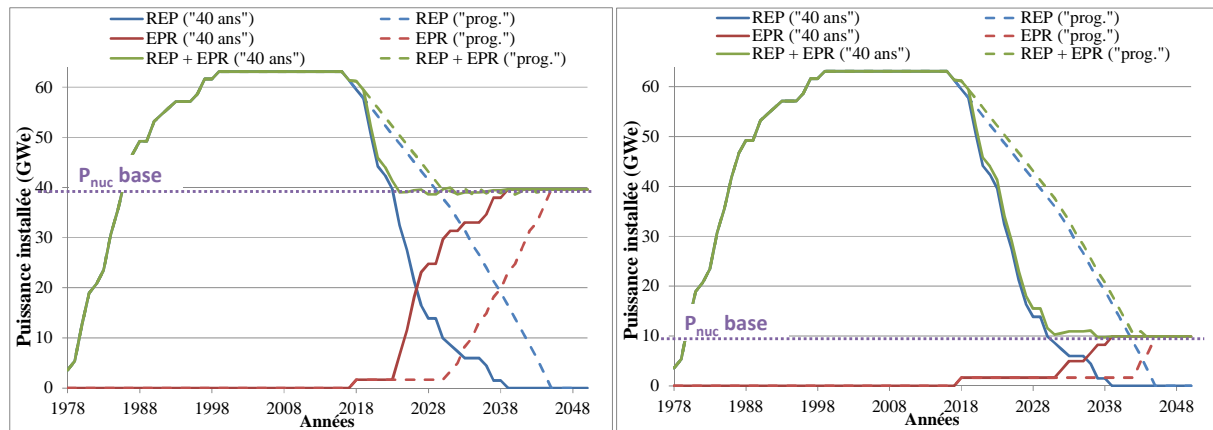


Figure III—9 : Puissance installée de REP et d’EPRTM en fonction du scénario de remplacement pour atteindre la puissance nucléaire de base en 2050 ($P_{nuc\ base}$; pour 23% d’éolien et de solaire sur le graphique de gauche, pour 50% d’éolien et de solaire sur le graphique de droite)

Si le scénario « 40 ans » est mis en œuvre alors le parc nucléaire sera composé en 2030 de 10 GWe de REP (moins 50 GWe par rapport à aujourd’hui), le reste étant constitué d’EPRTM en fonction de la capacité nucléaire objective (d’entre 30 et 50 GWe). Si c’est le scénario « prog. » qui est mis en œuvre, alors, en 2030, le parc nucléaire sera composé de 38 GWe de REP (moins 20 GWe environ par rapport à aujourd’hui) dont 28 GWe prolongés et considérés comme amortis. Le dernier REP est déclassé en 2039 dans le scénario « 40 ans » et en 2045 dans le scénario « prog ». A partir de 2045, il n’y a donc plus que des EPRTM dans les deux scénarios. Aujourd’hui, il n’est pas envisagé de considérer une mise en service massive d’EPRTM avant 2030. D’un point de vue technologique, un scénario de transition très progressif paraît plus réaliste. Les dates présentées doivent être considérées comme des horizons temporels plutôt que comme des dates précises. Ces scénarios sont des cas d’école choisis pour illustrer des tendances générales dans la période de transition avant que le parc nucléaire ne soit exclusivement composé d’EPRTM.

Comme nous l'avons rappelé à la partie 3.1.1, le scénario avec 23% d'éolien et de solaire et 39,4 GWe de nucléaire fonctionnant en base est en phase avec les objectifs de la LTECV à l'horizon 2030. Dans ce scénario, opérer un remplacement progressif des REP avec le scénario « prog. » signifierait le besoin d'un seul EPRTM (celui de Flamanville qui sera mis en service fin 2018).

3.2.1.1. Impact du scénario de remplacement du parc nucléaire, sur le coût de production nucléaire pour une capacité nucléaire installée et un taux de pénétration d'éolien et de solaire donnés (kp fixé)

Nous nous intéressons maintenant à l'effet du type de scénario de remplacement du parc nucléaire sur le coût de production du parc nucléaire. Pour une même capacité nucléaire objective et pour un taux de pénétration donné d'énergies renouvelables variables, nous comparons l'évolution annuelle du LCOE d'un parc nucléaire renouvelé grâce au scénario « 40 ans » par rapport à un parc renouvelé grâce au scénario « prog. ». L'évolution annuelle du LCOE est présentée sur la période 2030 – 2050. Pour les scénarios étudiés dans la transition (17% et 23% d'éolien et de solaire dans le mix), la stabilisation en puissance du parc a lieu avant 2030. L'écart relatif entre le LCOE obtenu pour le scénario « prog. » par rapport au scénario « 40 ans » est présenté à la Figure III—10, pour le cas 23% d'éolien et de solaire et 39,6 GWe de nucléaire fonctionnant en base. La courbe en trait plein représente le cas où les REP du scénario « prog. » sont considérés comme amortis à partir de 40 ans de durée de vie. Pour visualiser l'effet de l'amortissement, la courbe en traits pointillés représente le cas où le coût des REP du scénario « prog. » prend en compte une annuité d'investissement constante calculée sur une durée de vie de 46 ans (moyenne du parc) (ils ne sont plus considérés comme amortis au-delà de 40 ans). Sur la figure, un écart négatif signifie que le scénario « prog. » est moins coûteux que le scénario « 40 ans ».

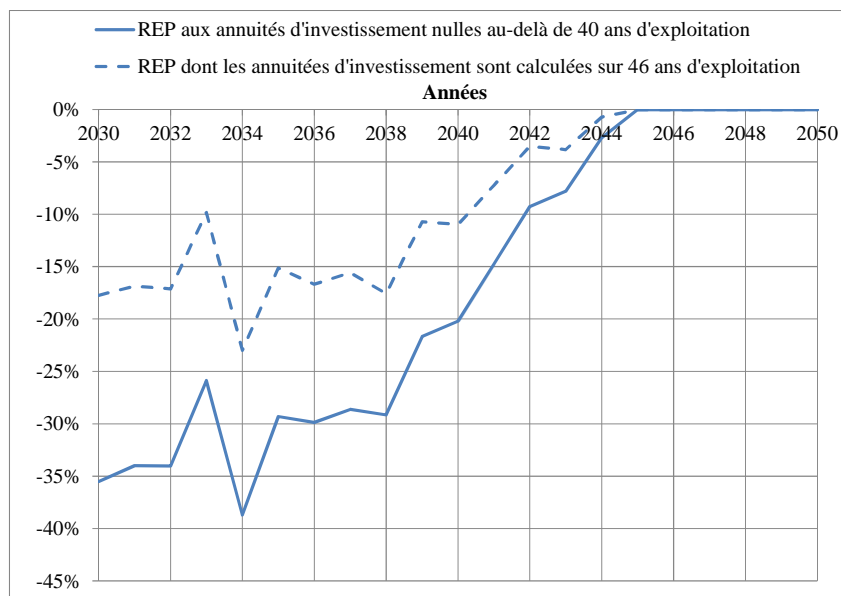


Figure III—10 : Evolution annuelle de l'écart relatif du LCOE (€₂₀₁₃/MWhe) issu du scénario « prog. » par rapport au scénario « 40 ans » ((LCOE « prog. » - LCOE « 40 ans »)/ LCOE « 40 ans ») - capacité nucléaire installée : 39,4 GWe ; part d'éolien et de solaire : 23%

Deux éléments influencent le gain de LCOE observé dans le scénario « prog. » par rapport au scénario « 40 ans » : la présence de REP amortis au delà de 40 ans et une puissance installée d'EPRTM plus faible à une date donnée dans le scénario « prog. ». A l'investissement, les EPRTM sont plus coûteux que les REP, il est donc particulièrement intéressant de lisser le besoin d'investissement dans des EPRTM dans la période de transition, ce que permet un scénario de remplacement progressif.

Nous allons détailler ces deux effets. Pour commencer intéressons nous à la puissance d'EPRTM installée dans le parc et visualisons uniquement la courbe en traits pointillés (seul cet effet y est pris en compte). La réduction de l'écart entre le scénario « prog. » et le scénario « 40 ans » au cours du temps (écart qui tend vers zéro sur la courbe en trait pointillés de la Figure III—10) s'explique par l'augmentation plus importante, dans cette période de temps, de la puissance installée d'EPRTM dans le scénario « prog. » par rapport au scénario « 40 ans ». En 2045, l'écart s'annule parce que les deux parcs sont uniquement constitués d'EPRTM.

Pour chaque année avant 2045, la puissance d'EPRTM installée est plus importante dans le scénario « 40 ans » que dans le scénario « prog. ». C'est ce que montre la Figure III—11.

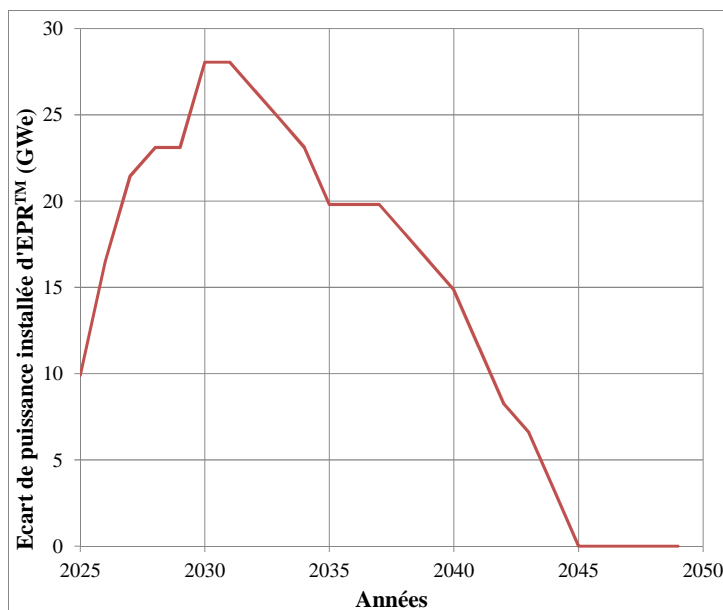


Figure III—11 : Ecart de puissance d'EPR™ installée entre le scénario « 40 ans » et le scénario « prog. »⁴¹ (capacité nucléaire installée : 39,4 GWe ; part d'éolien et de solaire : 23%)

La courbe atteint un maximum à une date donnée (ici 2030) : avant cette date, la puissance installée d'EPR™ augmente plus rapidement dans le scénario « 40 ans » que dans le scénario « prog. » (uniquement Flamanville). A partir de cette date, des EPR™ supplémentaires commencent à être construits dans le scénario « prog. » en remplacement de REP déclassés et la dynamique s'inverse : la puissance installée d'EPR™ augmente plus rapidement dans le scénario « prog. » que dans le scénario « 40 ans ». Ces tendances sont généralisables aux autres scénarios. L'écart maximum observé entre les deux scénarios dépend du moment où les REP commencent à être remplacés par des EPR™ dans le scénario « prog. ».

Revenons maintenant à l'interprétation de la Figure III—10 et visualisons la courbe en trait plein. L'écart entre la courbe en trait plein et la courbe en traits pointillés est associé au gain réalisé grâce à la prise en compte de REP amortis dans le scénario « prog. ». Ainsi un remplacement progressif permet de profiter des REP opérationnels et amortis, et de réduire sensiblement le LCOE du parc nucléaire dans la transition, ainsi qu'on peut le constater avec l'écart entre les deux courbes.

Pour l'exemple illustré ici, en 2030, un gain de 35% sur le LCOE est obtenu grâce au scénario « prog. » par rapport au scénario « 40 ans ». Le LCOE du scénario « prog. » est moins coûteux de 28 €₂₀₁₃/MWh que le scénario « 40 ans », son LCOE est égal à 50 €₂₀₁₃/MWh. La moitié de ce gain est dû à la présence moins importante d'EPR™ (uniquement Flamanville dans ce cas), l'autre moitié est associée à la prise en compte de REP amortis (28 GWe ici). A partir de 2042 (beaucoup d'EPR™ dans le scénario « prog. »), c'est le gain associé à la prise en compte de centrales amorties qui devient plus important.

⁴¹ (Puissance d'EPR™ dans « 40 ans ») – (Puissance d'EPR™ dans « prog. »).

Enfin, les « irrégularités » observées sur les courbes de la Figure III—10 s’expliquent par le fait que l’on investit dans un nombre entier d’EPRTM. La baisse de l’écart de LCOE (en valeur relative, scénario « prog. » plus coûteux) observée en 2033 est liée à la construction d’un EPRTM supplémentaire dans le scénario « prog. » par rapport au scénario « 40 ans ». En 2034, la tendance s’inverse et le gain s’amplifie (scénario « prog. » moins coûteux) grâce à la fin de la période d’investissement dans la prolongation de la durée de vie des réacteurs (coût comptabilisé uniquement dans le scénario « prog. »).

Pour une même capacité nucléaire installée et une même pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique, opter pour un remplacement progressif des REP dans la période de transition permet de bénéficier à la fois d’un investissement lissé pour les EPRTM et de l’amortissement de REP fonctionnant au delà de 40 ans. Le gain sur le LCOE nucléaire pourrait être significatif (d’environ 35% à l’horizon 2030 pour le scénario défendu par la loi française, c’est-à-dire pour une capacité nucléaire installée de 40 GWe et une part d’éolien et de solaire de 23%).

Dans la partie 3.2.2 du chapitre 2 et dans la partie 3.1.2 de ce chapitre, nous avons mis en évidence l’effet de l’intégration de l’éolien et du solaire sur la perte de kp du parc nucléaire pour différentes capacités nucléaires installées. Dans les paragraphes qui précèdent, nous avons quantifié l’impact du scénario de remplacement du parc nucléaire sur son coût de production, à capacité nucléaire et kp donnés.

Conjuguons maintenant les deux effets : l’influence de la perte de kp sur le LCOE du parc nucléaire avec l’effet du choix de la politique de remplacement du parc. Tandis que la perte de kp augmente le LCOE du parc, pour un même kp du nucléaire, choisir un scénario progressif réduit le LCOE pendant la période de transition. Dans quelle mesure le scénario « prog. » reste moins coûteux que le scénario « 40 ans », et cela même lorsque le parc nucléaire participe à la modulation de puissance à kp réduit ? Nous souhaitons ainsi mesurer l’avantage économique que pourrait procurer une politique de remplacement progressive du parc nucléaire pour permettre, dans la période de transition, une participation à la modulation de puissance, à un coût avantageux, d’un parc nucléaire pourtant en sur-capacité.

3.2.1.2. Impact, dans la transition, du scénario de remplacement du parc nucléaire et du taux de pénétration d’éolien et de solaire (kp réduit) sur le coût de production nucléaire

Pour ce faire, dans chacun des scénarios prospectifs, la comparaison est réalisée par rapport au cas où le parc nucléaire fonctionne en base et où les réacteurs sont remplacés au bout de 40 ans de durée de vie (scénario « 40 ans »). Nous exposons les résultats des scénarios 17% et 23% d’éolien et de solaire

pour le scénario « prog. », sur la période 2030-2050. L'évolution annuelle du LCOE associée à différentes capacités nucléaires installées dans les deux scénarios est représentée à la Figure III—12.

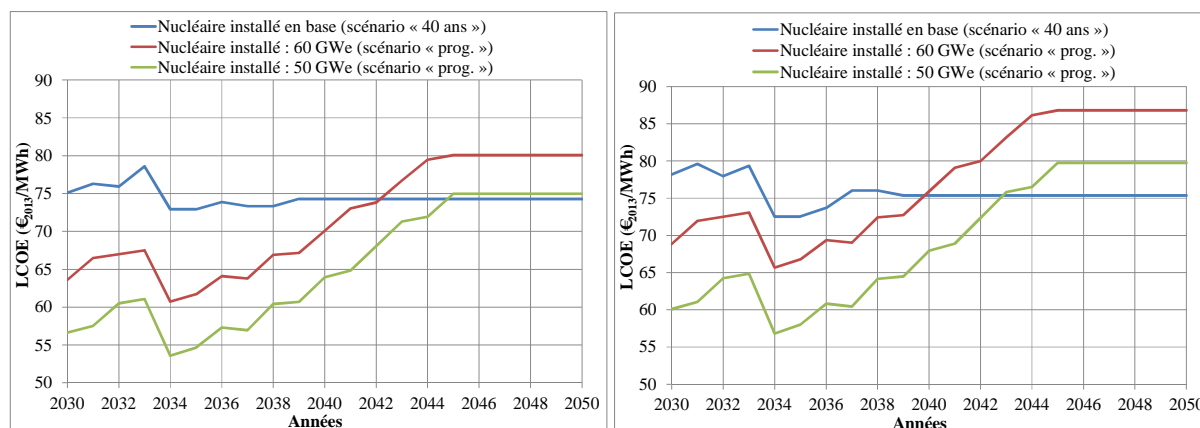


Figure III—12 : Evolution annuelle du LCOE du parc nucléaire pour différentes capacités installées dans le cas 17% d'éolien et de solaire (graphique de gauche) et dans le cas 23% d'éolien et de solaire (graphique de droite)

Plusieurs effets antagonistes influencent le LCOE du parc nucléaire dans les scénarios dont les k_p sont réduits (courbes rouges et vertes, scénario « prog. » à k_p réduit) par rapport au cas de base (courbe bleue, scénario « 40 ans » en fonctionnement en base) :

- les coûts sont tirés à la hausse par une plus grande capacité installée conjuguée à une baisse du k_p , en lien avec la pénétration des énergies renouvelables variables ;
- les coûts sont tirés à la baisse par un investissement lissé dans les EPRTM et par la prise en compte de REP amortis.

C'est au début de la période de transition que les écarts sont les plus importants entre les scénarios à k_p réduit et le scénario où le parc nucléaire fonctionne en base. Pendant le début de la période de transition et pour le cas 17% d'éolien et de solaire, le scénario avec 60 GWe de nucléaire est 15% moins coûteux que le scénario pour lequel le parc nucléaire opère en base (46,6 GWe installé) et suit le scénario de remplacement « 40 ans » ; celui avec 50 GWe de nucléaire installé est 25% moins coûteux. Pour le cas 23% d'éolien et de solaire, le scénario avec 60 GWe de nucléaire est 10% moins coûteux que le scénario pour lequel le parc nucléaire opère en base (39,4 GWe installés) et suit le scénario de remplacement « 40 ans » ; celui à 50 GWe est 20% moins coûteux. Indépendamment du rythme d'intégration des EPRTM, la baisse de coût qui apparaît en 2034 sur les courbes est associée à la fin de la période d'investissement de maintenance « normale » (scénario « 40 ans ») et de prolongation de la durée de vie des REP (scénario « prog. »). La composition en 2030 des différents parcs nucléaires est indiquée dans le Tableau III—10.

Puissance (GWe)	Nucléaire installé en base	Nucléaire installé : 50 GWe	Nucléaire installé : 60 GWe
Part d'éolien et de solaire : 17%			
REP	10	38 dont 28 amortis	38 dont 28 amortis
EPRTM	36	12	22
Part d'éolien et de solaire : 23%			
REP	10	38 dont 28 amortis	38 dont 28 amortis
EPRTM	30	12	22

Tableau III—10 : Composition du parc nucléaire au début de la période de transition en fonction de la capacité nucléaire installée, du taux d'éolien et de solaire dans le mix et du scénario de remplacement du parc nucléaire

Nous notons en particulier que même si la capacité installée est plus grande pour les scénarios avec 50 et 60 GWe de nucléaire par rapport au cas où la capacité nucléaire est adaptée au fonctionnement en base, la puissance installée d'EPRTM y est inférieure dans chacun des cas. L'intérêt d'un remplacement progressif est justement d'investir le plus tard possible dans des EPRTM pour que la modulation de puissance se fasse au moindre coût dans la période de transition.

L'écart de coût entre les scénarios se réduit progressivement avec l'avancement dans la période de transition. Logiquement, à la fin de la période, les scénarios pour lesquels le nucléaire est en sur-capacité deviennent plus coûteux que le scénario dans lequel le nucléaire fonctionne en base. L'effet de la politique de remplacement prend fin : le nombre d'EPRTM devient prépondérant et de moins en moins de REP amortis sont présents dans le parc.

Ces résultats se résument comme suit :

- **choisir un remplacement progressif permet au parc nucléaire, dans la période de transition, une participation moins coûteuse à la modulation de puissance, même lorsque le parc est en sur-capacité transitoire (par rapport à un fonctionnement en base) ;**
- **si la sur-capacité nucléaire demeure à l'horizon 2050, faire fonctionner un parc nucléaire à k_p réduit aura un surcoût pour le système, et ce d'autant plus que la part d'éolien et de solaire sera grande.**

3.2.1.3. Impact, dans le long terme, du taux de pénétration d'éolien et de solaire sur le coût de production nucléaire (k_p réduit)

Après s'être focalisés sur la période de transition, dans cette sous-partie, nous examinons dans le long terme, le coût de production nucléaire lorsque la capacité du parc nucléaire est supérieure à la capacité nécessaire pour un fonctionnement en base en fonction des taux d'éolien et de solaire. A cette échéance nous examinons des scénarios plus volontaristes que précédemment en termes de pénétration des énergies renouvelables. Les scénarios étudiés ici pour 2050 ont été présentés précédemment à la

partie 3.1.2 : pour 30% d'éolien et de solaire, la capacité nucléaire installée est de 40 GWe et de 50 GWe ; pour 50% d'éolien et de solaire, la capacité nucléaire est de 40 GWe⁴².

A travers la Figure III—13, nous représentons l'évolution annuelle du LCOE pour différentes capacités nucléaires installées à la fin de la période de transition, si l'éolien et le solaire pénètrent à hauteur de 30% (graphique de gauche) et 50% (graphique de droite).

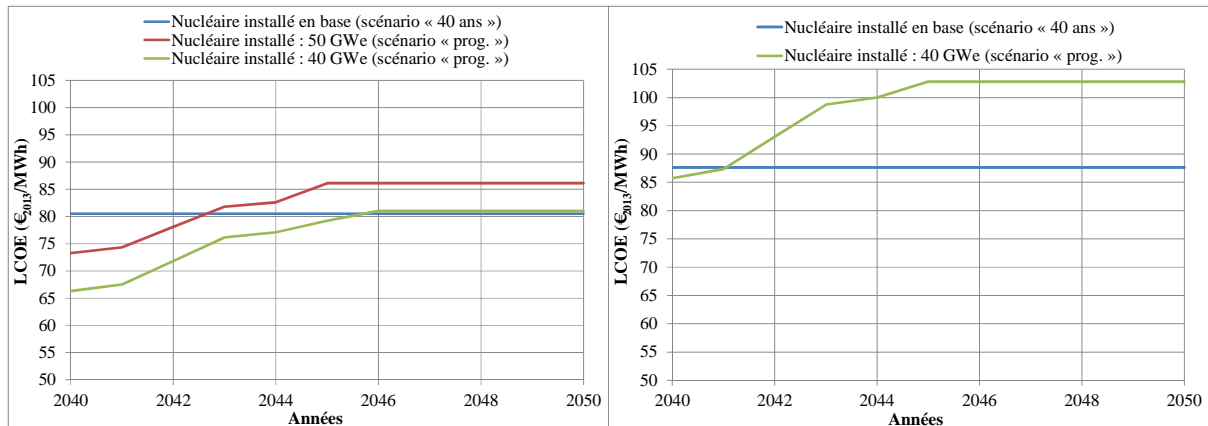


Figure III—13 : Evolution annuelle du LCOE du parc nucléaire dans le long terme pour différentes capacités installées dans le cas 30% d'éolien et de solaire (graphique de gauche) et dans le cas 50% d'éolien et de solaire (graphique de droite)

D'abord, avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le mix, le LCOE d'un parc nucléaire fonctionnant en base croît pour atteindre près de 88 €₂₀₁₃/MWh pour 50% d'éolien et de solaire (réduction du kp). Avoir un parc nucléaire dont la capacité objective est de 40 GWe permet au parc nucléaire de fonctionner en base (ou presque) jusqu'à 30% d'éolien et de solaire dans le système. Par contre, l'option 40 GWe devient 17% plus coûteuse que le cas du fonctionnement en base si la part d'éolien et de solaire atteint 50%.

Dans cette période de transition, le choix d'investissement dans des EPRTM devra se faire en cohérence avec les prévisions d'augmentation de l'éolien et du solaire et de débouchés prévisionnels à l'horizon 2050 et au-delà. **Toute la difficulté réside dans le fait que les horizons temporels sont longs et associés à de fortes incertitudes. Opter pour un remplacement progressif a ainsi l'avantage de rapprocher la décision d'investissement de l'horizon 2050 et ainsi de réduire les incertitudes. Dans le cas où la capacité nucléaire serait en partie remplacée par des énergies renouvelables (en accord avec leur crédit de capacité), cette politique de remplacement permettrait aussi, pour le système électrique, de bénéficier de la dynamique de marché des énergies renouvelables dont les coûts décroissent fortement avec le déploiement des technologies.**

⁴² Le kp du parc nucléaire étant déjà fortement réduit avec 40 GWe de nucléaire et 50% d'éolien et de solaire, le cas 50 GWe paraîtrait assez irréaliste.

Avoir un parc nucléaire en sur-capacité au-delà du fonctionnement en base dans la période de transition pourrait se justifier par deux facteurs :

- une politique de remplacement très progressive avec des REP dont la durée de vie est prolongée de 10 ans, voire plus. Dans ce cas, le système électrique pourra bénéficier de REP amortis pour réaliser la modulation de puissance à un coût moindre et éviter ainsi d'investir dans des centrales fossiles ;
- un choix d'investissement dans des EPRTM justifié soit par des prévisions de débouchés suffisants pour le parc nucléaire à long terme, soit par une compétitivité accrue des EPRTM vis-à-vis de centrales alternatives, telles que les centrales à gaz.

Pendant la période de transition, une gestion adaptée du parc de production devra contribuer à la réduction des coûts de production. Un exemple serait de faire participer les REP amortis à la modulation de puissance tandis que les EPRTM fonctionneraient pendant une durée maximale dans l'année.

Le rôle crucial du planificateur dans cette période de transition sera d'apporter une vision de long terme pour que des choix stratégiques adaptés puissent se faire pour le système électrique français et ainsi éviter le plus possible le recours à des centrales fossiles, synonyme d'une augmentation des émissions de CO₂. Cette vision devra comporter trois axes essentiels :

- une prévision de l'augmentation de la part des énergies renouvelables variables ;
- une prévision du prix du CO₂ ;
- une prévision de la demande (y compris du solde exportateur) en incluant le développement de nouveaux usages tels que celui du vecteur hydrogène.

En l'absence de vision de long terme, un moyen d'éviter une progression de 10 points des productions d'origine fossile à l'horizon 2030, serait d'opter pour un remplacement progressif du parc pour faire bénéficier la France le plus longtemps possible de centrales nucléaires peu émettrices de CO₂. Dans ce cas, si aucun investissement n'est prévu dans des nouveaux réacteurs, l'augmentation des productions fossiles se fera alors inéluctablement dans le plus long terme, à l'horizon 2050. Au-delà de cette considération, les services de flexibilité devront être rémunérés à leur juste valeur pour permettre des investissements dans des centrales programmables.

Une vision de long terme est nécessaire pour permettre la construction de nouveaux réacteurs nucléaires et éviter le remplacement de centrales nucléaires par des centrales fossiles, moins coûteuses à l'investissement. Toutefois, un tel remplacement serait-il réellement moins cher pour le système électrique français ? Quel serait l'écart du coût de production électrique entre un système dans lequel l'énergie de modulation est produite par des centrales à gaz et un autre dans lequel c'est le nucléaire qui assure ce service ? Quel serait alors le prix du gaz et du CO₂ qui rendraient l'option nucléaire

moins coûteuse que l'option gaz pour réaliser la modulation de puissance ? Tels sont les questionnements auxquels nous souhaitons apporter des éclairages à la partie 3.2.2 suivante.

3.2.2. Coût de la flexibilité : comparaison entre l'option nucléaire et l'option gaz

Dans cette partie, nous comparons deux systèmes :

- le premier pour lequel l'énergie disponible pour la modulation de puissance est produite par un parc nucléaire qui fonctionne à facteur de charge réduit en fonction des scénarios prospectifs ;
- le deuxième pour lequel le parc nucléaire fonctionne en base à P_{nuc} base en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire, tandis que l'énergie correspondant à l'énergie disponible pour la modulation de puissance dans le cas précédent est produite par des centrales à gaz CCGT.

Plusieurs options d'investissement en centrales programmables autres que le nucléaire (et l'hydraulique dont le stock est limité et la gestion spécifique) pouvaient être choisies pour la comparaison. Nous avons sélectionné l'option gaz CCGT pour plusieurs raisons. D'abord, construire des nouvelles centrales à charbon va à l'encontre des objectifs français et européens de réduction des émissions de GES, d'autant que la ressource est peu abondante en France (la PPE prévoit la fermeture des centrales à charbon d'ici à 2023 (Gouvernement français, 2016a)). Ensuite, dans tous les scénarios étudiés, l'énergie de modulation disponible correspond à un nombre d'hepp de fonctionnement supérieur à 4500 heures et les centrales à gaz de type CCGT sont moins coûteuses que les centrales OCGT pour cette durée de fonctionnement (les coûts de fonctionnement sont plus élevés pour les OCGT dont l'efficacité est de deux tiers moins importante et qui émettent 40% de plus de CO₂ par MWh produit). En France en 2016, la capacité installée de CCGT est égale à 6,1 GWe, même si la filière connaît des difficultés de rentabilité.

3.2.2.1. Hypothèses et méthodes

Pour réaliser cette comparaison nous distinguons deux horizons temporels. D'abord, nous nous plaçons à l'horizon 2030-2040, période de transition pendant laquelle le parc nucléaire pourrait bénéficier de réacteurs REP amortis. Ensuite, nous nous plaçons à un horizon plus lointain, vers 2050, où le parc nucléaire serait entièrement constitué d'EPRTM. Dans ce cas, nous nous positionnons dans la perspective d'un investissement de long terme pour répondre à la question suivante : à quelles conditions est-il plus favorable d'investir dans des centrales à gaz plutôt que dans des EPRTM pour fournir l'énergie disponible pour la modulation de puissance ?

Les hypothèses de coûts du nucléaire présentées à la partie 2.3.2 sont conservées. Les hypothèses technico-économiques retenues pour les CCGTs sont issues de Wittenstein and Rothwell (2015), hypothèses les plus récentes actuellement disponibles dans la littérature. Elles sont présentées au Tableau III—11. En cohérence avec le cas de base pour le parc nucléaire, un taux d'actualisation de

8% est retenu. Le coût d'investissement de base (sans prise en compte des intérêts intercalaires) d'une unité CCGT est de 735 €₂₀₁₃/kWe et le coût de démantèlement représente 4% de ce coût. Dans le Tableau III—11, ces coûts sont donnés en valeurs actualisées et annualisées.

Coûts annuels par kWe (€₂₀₁₃/(kWe.an))	
Investissement	75
Démantèlement	0,2
Coûts variables (€₂₀₁₃/MWhe)	
Maintenance et exploitation	4,7
Caractéristiques techniques	
Durée de vie	30 ans
Durée de construction	4 ans
Rendement	61%
Taux d'émission de CO ₂	0,33 tCO ₂ /MWhe

Tableau III—11 : Hypothèses technico-économiques pour les CCGT, d'après (Wittenstein and Rothwell, 2015)

Dans chaque scénario, le facteur de charge des CCGT permet de déterminer leur LCOE. Le k_p est estimé grâce à la connaissance de l'énergie à fournir pour répondre à la demande résiduelle au-delà de la base (énergie correspondant à l'énergie disponible pour la modulation de puissance) et la capacité CCGT qu'il faut installer pour y répondre (elle est calculée en prenant un k_d égal à 85% (Wittenstein and Rothwell, 2015)).

3.2.2.2. Analyse à l'horizon 2030

Plaçons-nous maintenant dans la période de transition entre 2030 et 2040, avec une part de 17% ou 23% d'éolien et de solaire dans le système électrique. Le scénario « prog. » est retenu pour le parc nucléaire. Le scénario de référence « nucléaire en base (environ 40 GWe) + CCGT pour fournir l'énergie de modulation » est comparé à deux scénarios alternatifs : dans le premier, la capacité nucléaire est de 60 GWe, dans le deuxième elle est de 50 GWe⁴³. Le scénario avec 60 GWe de nucléaire comprend 20 GWe d'EPRTM et le scénario avec 50 GWe de nucléaire en comprend 10 GWe. Dans les deux cas, 40 GWe de REP du parc actuel sont présents dont 30 GWe sont amortis.

Selon les scénarios de pénétration des énergies renouvelables variables, les centrales CCGT fonctionneraient avec un facteur de charge compris entre 50% et 65%. Le LCOE des centrales à gaz qui égalise les deux scénarios comparés est égal au coût de la flexibilité du nucléaire présenté à la partie 3.1.2. Pour 60 GWe de nucléaire, il est compris en moyenne entre 120 €₂₀₁₃/MWhe (pour 17% d'éolien et de solaire) et 130 €₂₀₁₃/MWhe (pour 23% d'éolien et de solaire). Pour 50 GWe de nucléaire, il est compris en moyenne entre 90 €₂₀₁₃/MWhe (pour 17% d'éolien et de solaire) et 110 €₂₀₁₃/MWhe (pour 23% d'éolien et de solaire). Pour atteindre ces valeurs de LCOE, deux variables sont examinées : le prix du gaz et le prix du CO₂.

⁴³ Ces deux scénarios résultent en des quantités d'énergie de modulation différentes.

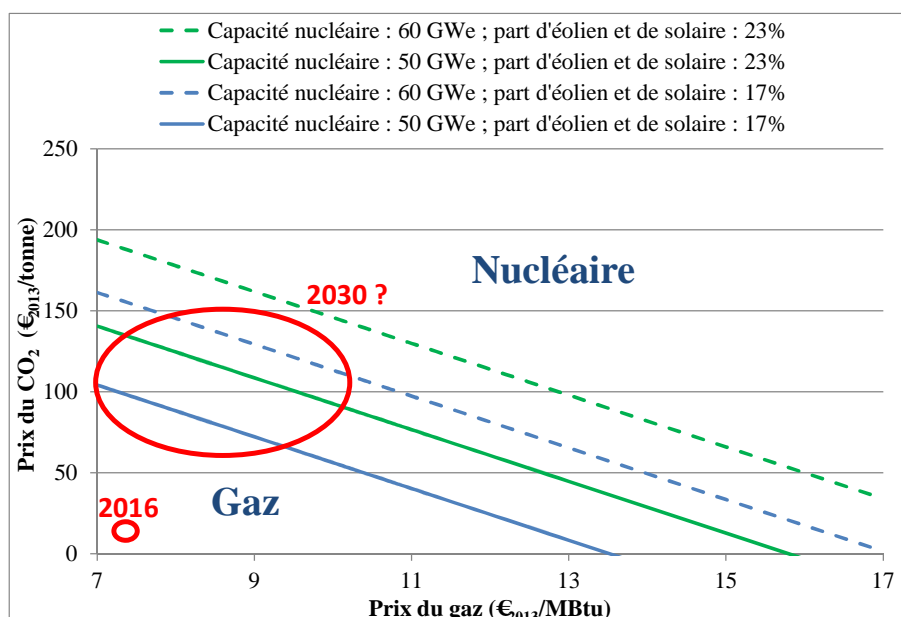


Figure III—14 : Prix du CO₂ et du gaz qui égalisent l'option gaz CCGT et l'option nucléaire pour fournir l'énergie disponible pour la modulation de puissance à l'horizon 2030

L'option gaz CCGT est compétitive par rapport au nucléaire dans la région inférieure du graphe de la Figure III—14. A l'inverse le nucléaire est plus compétitif pour les prix du carbone et du gaz correspondant à la région supérieure. Aujourd'hui, avec un prix du CO₂ sur le marché européen d'échange des émissions de GES égal à environ 8 €/tonne (Observatoire de l'Industrie Electrique, 2016) et un prix européen du gaz qui oscille autour de 7 €/MBtu⁴⁴ (AIE, 2015), l'option gaz CCGT serait moins chère (autour de 60 €/MWh). A l'horizon 2030, le scénario tendanciel « Current Policies » du WEO de l'AIE, prévoit un prix du gaz d'environ 10 €/MBtu⁴⁵, le plus cher parmi tous les scénarios proposés. Dans les autres scénarios, l'AIE projette un prix du gaz compris entre environ 7 €/MBtu et 8,5 €/MBtu. Par ailleurs, si le marché européen d'échange des émissions de GES ne démontre pas une vertu incitative suffisante, d'autres instruments pourraient être mis en place, comme par exemple une taxe carbone européenne. Aujourd'hui les acteurs industriels soumis au marché des quotas sont exempts de taxe carbone mais pourraient être soumis à d'autres taxations dans le futur. En France, la composante carbone des taxes intérieures sur la consommation des produits énergétiques d'origine fossile s'élève à 22 €/tonneCO₂ en 2016 (Gouvernement français, 2016b) et la loi sur la LTECV prévoit une augmentation à 100 €/tonneCO₂ à l'horizon 2030 (Gouvernement français, 2015). Le cercle rouge est positionné en fonction de ces considérations.

⁴⁴ Millions of British thermal Units. Le British thermal Units définit la quantité de chaleur nécessaire pour élever la température d'une livre anglaise d'eau d'un degré °F à la pression d'une atmosphère.

⁴⁵ La parité euro/dollar est choisie égale à 1,3 \$/1,0 € en accord avec le taux de change observé en septembre 2015.

Ainsi, à l'horizon 2030, un parc nucléaire de 50 GWe, fonctionnant à facteur de charge réduit, pourrait devenir compétitif par rapport à l'option « nucléaire en base + CCGT pour fournir l'énergie de modulation ». Cette capacité installée correspond d'ailleurs à la capacité nucléaire optimale pour un prix du gaz égal à 10 €/MBtu et un prix du carbone égal à 100 €/tonneCO₂. Par contre, si l'opérateur investit dans 20 GWe d'EPRTM supplémentaires (scénario 60 GWe), la compétitivité devient plus difficile à atteindre.

Si le scénario de remplacement des REP est encore plus progressif avec un seul déclassement de REP par an (plutôt que deux comme dans le scénario « prog. ») pour l'option tout nucléaire (60 ou 50 GWe), alors elle est moins chère que l'option CCGT quelque soit le prix du CO₂ et du gaz (comparaison avec le scénario « prog. » pour le nucléaire en base + les centrales CCGT pour fournir l'énergie de modulation). Dans ce cas, 40 GWe de REP amortis sont présents dans le parc en 2030. Tirer parti d'un scénario de remplacement très progressif permet de rendre l'option nucléaire compétitive par rapport à l'option gaz CCGT pour participer à la modulation de puissance, et ce même si l'opérateur a investi dans six EPRTM. Selon les scénarios, choisir le nucléaire permettrait d'éviter le rejet d'entre 5 et 25 millions de tonnes de CO_{2,eq} par an (entre 2% et 8% des émissions françaises dans la production d'énergie estimées à 300 millions de tonnes en 2030 par l'ANCRE (valeur équivalente à celle d'aujourd'hui) (ANCRE, 2013).

Les résultats sont testés par rapport au choix du taux d'actualisation. Un taux d'actualisation de 4,5% plutôt que de 8% favorise le nucléaire vis-à-vis du gaz. Dans ce cas, à l'horizon 2030, l'option nucléaire serait moins chère que l'option gaz pour le scénario « prog. », y compris lorsque 20 GWe d'EPRTM sont présents dans le mix.

A l'horizon 2030, choisir le nucléaire pour fournir l'énergie disponible pour la modulation de puissance permettrait d'éviter le rejet d'entre 2 et 8% des émissions de CO_{2,eq} du système énergétique. Si le rythme de remplacement des REP est basé sur le scénario « prog. » (i.e. deux déclassements par an), alors avoir une capacité nucléaire de 50 GWe pourrait devenir compétitif par rapport au cas « nucléaire en base + CCGT pour fournir l'énergie de modulation », si le prix du CO₂ atteint 100 €/tonne et le prix du gaz est égal 10€/MBtu. Si le rythme de remplacement est plus progressif (i.e. un déclassement par an), alors maintenir 60 GWe de nucléaire dans la transition reviendrait moins cher que l'option « nucléaire en base + CCGT pour fournir l'énergie de modulation », quelque soit le prix du CO₂ et du gaz.

3.2.2.3. Analyse à l'horizon 2050

Nous situons maintenant l'analyse à un horizon de long terme, vers 2050, pour lequel le parc nucléaire est uniquement constitué d'EPRTM. Comme précédemment, les scénarios considérés à cet horizon sont :

- 30% d'éolien et de solaire avec une capacité nucléaire de 40 GWe ou de 50 GWe ;
- 50% d'éolien et de solaire avec une capacité nucléaire de 40 GWe.

Les centrales CCGT fonctionneraient avec un facteur de charge compris entre 50% et 60% selon les scénarios. De même, le LCOE gaz qui égalise les deux scénarios comparés est égal au coût de la flexibilité présenté dans la partie 3.1.2. Il est de 70 €₂₀₁₃/MWh pour 30% d'éolien et de solaire et une capacité nucléaire de 40 GWe ; de 100 €₂₀₁₃/MWh pour une capacité nucléaire de 50 GWe. Si le taux de pénétration de l'éolien et du solaire est de 50%, le LCOE du gaz s'élève à 110 €₂₀₁₃/MWh pour une capacité nucléaire de 40 GWe. Sur la Figure III—15, sont représentés les couples (prix du CO₂ (€₂₀₁₃/tonne) ; prix du gaz (€₂₀₁₃/MBtu)) qui égalisent l'option CCGT et l'option nucléaire pour fournir l'énergie disponible pour la modulation de puissance en 2050.

A cet horizon, le scénario « Current Policies » du WEO de l'AIE, prévoit un prix du gaz d'environ 10,5 €/MBtu (hypothèse pour 2040). Dans les autres scénarios de l'AIE, le prix du gaz est compris entre 7 et 9 €/MBtu. Les scénarios de l'ANCRE prévoient, pour la France, un prix du carbone de 200 €/tonneCO₂ (positionnement du cercle rouge) (ANCRE, 2013).

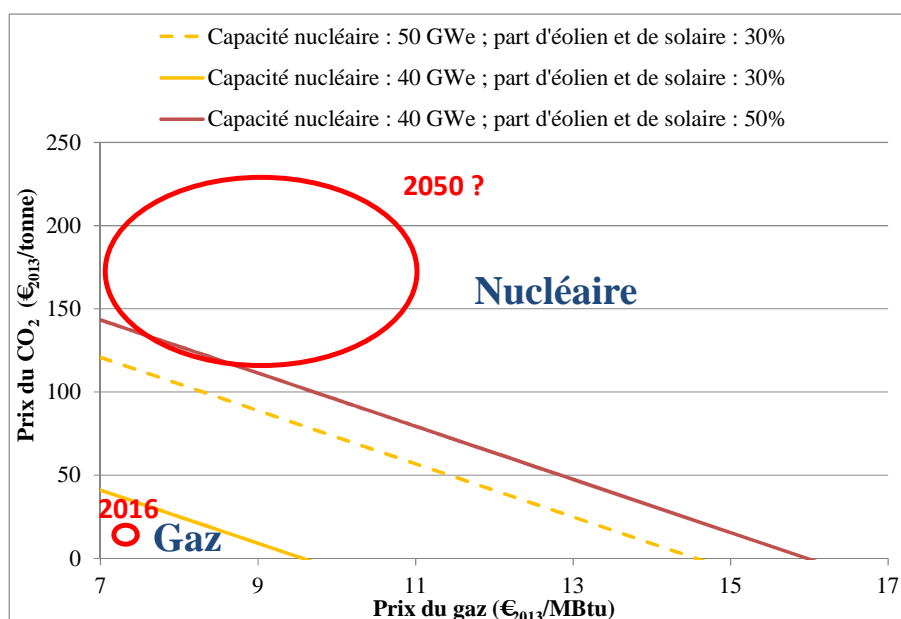


Figure III—15 : Prix du CO₂ et du gaz qui égalisent l'option gaz CCGT et l'option nucléaire pour fournir l'énergie disponible pour la modulation de puissance à l'horizon 2050

Dans chacun des cas et avec ces projections de prix de CO₂ et de gaz, il serait moins coûteux d'investir dans des EPRTM plutôt que dans des CCGTs pour fournir l'énergie de modulation (un prix de 100 €/tonneCO₂ pourrait suffire). Même dans le scénario le plus défavorable pour le nucléaire (50% d'éolien et de solaire avec une capacité nucléaire de 40 GWe) pour lequel les EPRTM seraient utilisés pendant 55% du temps, cette option resterait la moins coûteuse pour le système électrique. Aux horizons plus lointains, l'option nucléaire et l'option gaz deviennent toutes deux plus chères : le parc

nucléaire constitué d'EPRTM est pénalisé par une réduction de facteur de charge de plus en plus importantes avec la part croissante d'éolien et de solaire. Le prix du CO₂ pénalise quant à lui l'option CCGT. Toutefois, à cet horizon temporel, ces résultats sont à prendre avec précaution. D'autres technologies bas-carbone pourraient apparaître sur le marché et en particulier les technologies fossiles équipées de dispositif CCS. De plus, les coûts de production des CCGT et du nucléaire auront évolué. D'ailleurs, même si nous avons intégré une courbe d'apprentissage aux hypothèses de coûts des EPRTM, celles-ci sont plutôt pessimistes puisqu'elles ne prennent pas en compte l'arrivée sur le marché de l'EPR-NM qui devrait dès la conception être moins coûteux que l'EPRTM.

Choisir l'option nucléaire permettrait d'éviter l'émission de 10 à 40 millions de tonnes de CO_{2,eq.} par an. Comme déjà indiqué plus haut, une prévision de long terme du prix du CO₂ apporterait de la stabilité aux choix d'investissement en réduisant les incertitudes. Une forte politique climatique serait nécessaire pour favoriser l'investissement dans des centrales nucléaires (Shoai Tehrani, 2014).

Dans le long terme, investir dans EPRTM permettrait d'éviter le rejet de 10 à 40 millions de tonnes de CO₂. En fonction des évolutions prévisibles de la tonne de CO₂ et du prix du gaz, le nucléaire pourrait être l'option la moins coûteuse pour fournir l'énergie de modulation. Toutefois, à cet horizon temporel, d'autres technologies bas-carbone pourraient apparaître sur le marché, par exemple les centrales fossiles équipées de CCS. De plus les coûts des différentes technologies auront pu évoluer.

3.2.3. Des leviers au sein du système électrique pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire

Dans cette partie, nous explorons deux leviers complémentaires au sein de système électrique lui-même pour réduire le coût de la flexibilité nucléaire. Ces leviers sont examinés à capacité nucléaire et part d'éolien et de solaire fixées.

Le premier levier consiste à réduire ponctuellement la puissance injectée sur le réseau par l'éolien et le solaire. Une solution transitoire, dans l'attente de solutions durables intégrées au marché, consisterait à écrêter les puissances éoliennes et solaires et à rétribuer les producteurs pour le service de flexibilité apporté.

Le deuxième levier consiste à augmenter la demande aux moments où la production nucléaire est marginale. Une première solution réside dans le déploiement de moyens de stockage tels que l'hydraulique STEP. Cette technologie est actuellement la seule disponible sur le marché permettant de stocker massivement sur des échelles de temps longues (inter-saisonniers) (Zucker et al., 2013). Ces installations stockent l'électricité lorsque la tension est faible sur le marché de gros et la revendent lorsque la tension est plus forte, à l'échelle d'une journée, d'une semaine ou d'une année (pendant la

pointe d’hiver par exemple). Une telle option permettrait dans le même temps de réduire l’investissement nécessaire dans des centrales fossiles de pointe, émettrices de CO₂. Une deuxième solution pourrait provenir du développement de nouveaux usages flexibles adaptables aux besoins du réseau. A moyen et long terme on peut envisager par exemple de recharger des véhicules électriques ou de produire de l’hydrogène aux moments où le nucléaire est marginal (quand les productions éoliennes et solaires sont importantes). Enfin, l’augmentation des débouchés du nucléaire pourrait provenir d’une croissance du solde exportateur français aux heures où la tension sur le marché de gros est moindre en France que dans les pays voisins. Si, à ce moment, dans un pays frontalier, seules sont disponibles des centrales programmables fossiles aux coûts variables plus élevés que ceux du nucléaire, alors le pays en question préférera importer une électricité française moins chère (au coût variable du nucléaire).

Ces solutions de flexibilité (identifiées au travers des deux leviers précédents) doivent être envisagées de façon complémentaire, dans une optique de transformation en profondeur du système électrique pour intégrer les énergies renouvelables variables et minimiser les coûts de production d’électricité dans le long terme. Ces solutions devraient aussi être complétées par un déploiement des énergies renouvelables cohérent avec l’état du système existant. Par exemple, préférer le développement de centrales solaires associées à des batteries sur les bâtiments pour pratiquer l’auto-consommation (cette solution pose toutefois la question de rémunération des réseaux de transport et distribution qui seraient dimensionnés sur la pointe de consommation alors qu’ils ne seraient utilisés que pendant une durée limitée dans l’année) et favoriser le développement de l’éolien par rapport au solaire puisqu’il expose moins les centrales programmables à des sollicitations extrêmes de puissance. L’adaptation du fonctionnement des marchés de l’électricité devrait également œuvrer à intégrer les énergies renouvelables variables (intégration le plus tôt possible des énergies renouvelables aux marchés de l’électricité et rémunération adaptée des services de flexibilité) (OECD/IEA, 2014).

Ces leviers, qui sont étudiés tour à tour dans ce qui suit, pourront également permettre d’aider à la gestion des surplus éoliens et solaires, mais cette question n’est pas été traitée dans cette thèse.

Nous considérons que la capacité nucléaire présente en 2030 et 2050 est celle des scénarios étudiés au chapitre 2. Le nucléaire est donc en sur-capacité par rapport à un fonctionnement en base. Il fonctionne à facteur de charge réduit. Les scénarios sont rappelés au Tableau III—12 ci-dessous.

2030	Capacité nucléaire : 60 GWe ; part d’éolien et de solaire : 17%
	Capacité nucléaire : 60 GWe ; part d’éolien et de solaire : 23%
2050	Capacité nucléaire : 50 GWe ; part d’éolien et de solaire : 30%
	Capacité nucléaire : 40 GWe ; part d’éolien et de solaire : 30%
	Capacité nucléaire : 40 GWe ; part d’éolien et de solaire : 50%

Tableau III—12 : Scénarios prospectifs choisis

3.2.3.1. Ecrêtage des puissances éoliennes et solaires

Comme nous l'avons montré au chapitre 2, l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le mix français induira une modification du profil temporel de la production nucléaire et, en particulier, augmentera le nombre d'arrêts/démarrages nécessaires au suivi de charge. A partir de 30% d'éolien et de solaire dans le mix, la sollicitation du parc en arrêts/démarrages devient très fréquente pendant la période estivale, puis elle se généralise pendant toute l'année avec 50% d'éolien et de solaire. Ces sollicitations paraissent difficilement soutenables par le parc nucléaire seul : même si aujourd'hui elle n'est pas quantifiée, il existe une contrainte sur le nombre d'arrêts/démarrages réalisable chaque année. Dans l'attente d'une augmentation des débouchés offerts au parc nucléaire, l'écrtage des puissances éoliennes et solaires serait une solution indispensable pour compenser les surplus de puissance associés à une production nucléaire dont la flexibilité serait adaptée aux limites techniques du parc.

Une hypothèse un peu extrême consiste à considérer que l'opérateur nucléaire ne réalise aucun arrêt/démarrage pour suivi de charge. Dans ce cas, l'énergie générée en surplus par le parc nucléaire a été calculée au chapitre 2 à la partie 3.2.3 et est rappelée au Tableau III—13 dans chacun des scénarios.

Scénarios	Surplus
Capacité nucléaire : 60 GWe ; part éolien et solaire : 17%	0,3 TWhe
Capacité nucléaire : 60 GWe ; part éolien et solaire : 23%	1,5 TWhe
Capacité nucléaire : 50 GWe ; part éolien et solaire : 30%	2,6 TWhe
Capacité nucléaire : 40 GWe ; part éolien et solaire : 30%	2,3 TWhe
Capacité nucléaire : 40 GWe ; part éolien et solaire : 50%	23,5 TWhe

Tableau III—13 : Energie annuelle produite en surplus par le parc nucléaire en l'absence de mise à l'arrêt de réacteurs

Avec cette hypothèse, l'énergie générée en surplus par le parc nucléaire devrait être exactement compensée par l'écrtage éolien et solaire. Dans les différents scénarios, nous construisons une nouvelle courbe de charge du nucléaire lorsque le parc produit sans pratiquer d'arrêts/démarrages de réacteurs. La limite de fonctionnement du parc est fixée à la puissance minimale ($P_{\min, \text{parc}}$) calculée avec le modèle « P_{nuc} basse ». Elle varie en fonction du minimum de puissance admissible par chaque réacteur et donc en fonction des saisons. Ces calculs sont effectués sur la base des données de RTE (RTE, 2008-2016). La Figure III—16 représente l'énergie qui peut être produite en plus par le parc nucléaire (aire jaune) grâce à l'écrtage de puissance éolienne et solaire, dans le scénario avec 50% d'éolien et de solaire et 40 GWe de nucléaire.

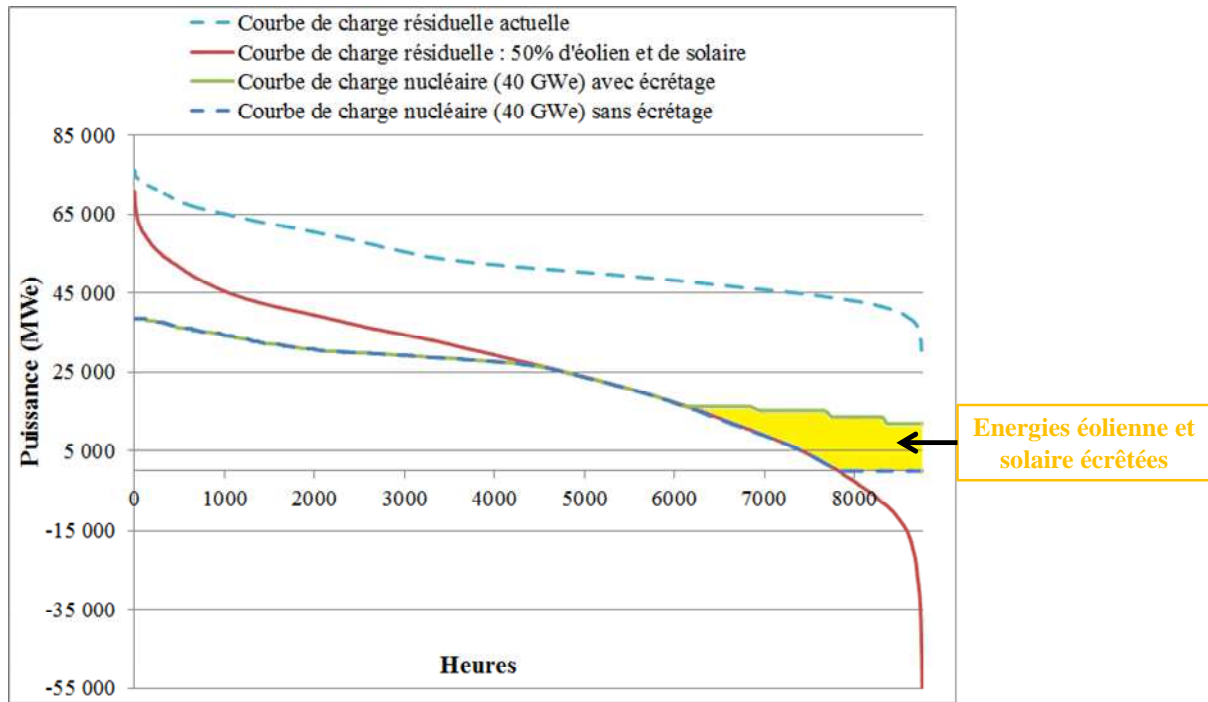


Figure III—16 : Energie nucléaire supplémentaire produite grâce à l'écrêtage éolien et solaire (capacité nucléaire : 40 GWe ; part d'éolien et de solaire : 50%)

Dans le Tableau III—14 ci-dessous, nous exposons les parts d'énergie éolienne et solaire écrêtée dans les cinq scénarios pour compenser exactement les surplus du parc nucléaire lorsque sa puissance minimale est limitée à la $P_{\min, \text{parc}}$ de telle sorte qu'aucun réacteur ne pratique d'arrêts/démarrages.

Scénarios	Part d'énergies éolienne et de solaire écrêtées
Capacité nucléaire : 60 GWe ; part éolien et solaire : 17%	0,31%
Capacité nucléaire : 60 GWe ; part éolien et solaire : 23%	1,23%
Capacité nucléaire : 50 GWe ; part éolien et solaire : 30%	1,63%
Capacité nucléaire : 40 GWe ; part éolien et solaire : 30%	1,41%
Capacité nucléaire : 40 GWe ; part éolien et solaire : 50%	8,70%

Tableau III—14 : Part d'énergie éolienne et solaire écrêtée dans les cinq scénarios étudiés

Les résultats montrent que la part d'énergie éolienne et solaire écrêtée est faible jusqu'à 30% d'éolien et de solaire (inférieure à 2% de l'énergie annuelle produite). En particulier, pour les scénarios analysés à l'horizon 2030 intégrant 17% et 23% d'éolien et de solaire, même si la capacité nucléaire est conservée à 60 GWe, la part d'énergie éolienne et solaire écrêtée est très faible (moins de 1,5%). Cette part augmente fortement pour 50% d'éolien et de solaire pour atteindre près de 9% de l'énergie annuelle produite par l'éolien et de solaire.

Les résultats en termes de LCOE nucléaire dans chacun des scénarios sont présentés sur la Figure III—17. A l'horizon 2030, le coût du nucléaire est basé sur le scénario « prog. ».

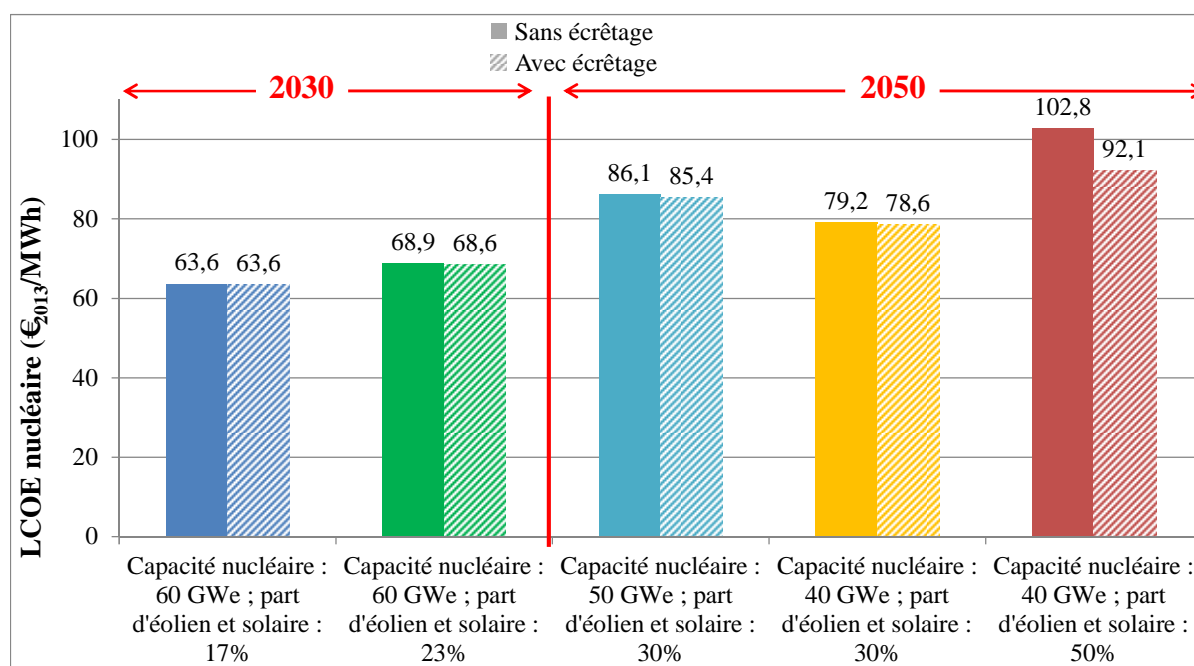


Figure III—17 : Influence de l'écrêtage de puissance éolienne et solaire sur le LCOE du parc nucléaire en fonction de sa capacité installée et du taux d'éolien et de solaire dans le mix

En cohérence avec la faible quantité d'énergie nucléaire produite en plus, l'écrêtage a un effet négligeable sur le LCOE du nucléaire à l'horizon 2030. A l'horizon 2050, le gain est faible pour 30% d'éolien et de solaire (moins de 1%) mais il augmente pour 50% d'éolien et de solaire pour atteindre 10%.

Toutefois, si l'on prend l'hypothèse de 2015 du prix horaire moyen sur le marché de gros pour la fourniture d'électricité en base, à savoir 38 €/MWh (Commission de régulation de l'énergie, 2016), l'on peut évaluer le bénéfice annuel supplémentaire que la vente des surplus pourrait représenter pour l'opérateur nucléaire. Nous déduisons du revenu annuel, le coût annuel variable supplémentaire égal 6 €/MWh selon nos hypothèses. A l'horizon 2030, le bénéfice supplémentaire serait compris entre 9 millions d'euros pour 17% d'éolien et de solaire et 49 millions d'euros pour 23% d'éolien et de solaire. A l'horizon 2050, le bénéfice serait compris entre 75 et 85 millions d'euros pour 30% d'éolien et de solaire et serait d'environ 750 millions d'euros pour 50% d'éolien et de solaire. Des modèles économiques pourraient être envisagés pour rémunérer les services de flexibilité offerts par les éoliennes et les centrales solaires et ainsi alléger la gestion du parc nucléaire en évitant d'arrêter et de redémarrer des réacteurs nucléaires trop fréquemment. Si l'opérateur nucléaire avait la capacité technique de réaliser un certain nombre d'arrêts et de redémarrages de réacteurs, alors, du point de vue du système électrique, les coûts associés à ces manœuvres devraient être pesés en regard de la rémunération apportée aux services de flexibilité offerts par l'opérateur de parcs éoliens et solaires.

Ecrêter les puissances éoliennes et solaires de quelques pourcents permettrait d’alléger fortement la contrainte de manœuvrabilité imposée au parc nucléaire avec l’augmentation de leurs parts dans le mix. Si le parc nucléaire était capable de répondre techniquement aux sollicitations en puissance, alors le coût associé à la stratégie d’écèlement devrait être pesé en regard du coût engagé par l’opérateur nucléaire pour rendre son parc plus flexible.

Dans le long terme, des leviers au sein du système électrique devraient être mis en place pour rémunérer les productions en surplus associées à un parc nucléaire contraint. Ces leviers sont analysés dans la sous-partie suivante.

3.2.3.2. Stockage, nouveaux usages et exportation d’électricité

Une augmentation de la demande électrique au moment où la production nucléaire est marginale pourra être réalisée grâce à l’augmentation des STEPs installées dans le mix français, au développement de nouveaux usages flexibles et au développement des exportations. Une illustration de la courbe de charge nucléaire influencée par le développement de nouveaux débouchés est représentée à la Figure III—18. L’énergie nucléaire produite en plus grâce aux nouveaux débouchés y est représentée en jaune pour le scénario 23% d’éolien et de solaire et 60 GWe de nucléaire. Cette illustration est réalisée à partir des données de RTE (RTE, 2008-2016). Nous y ajoutons une demande sytlisée pendant la période où le nucléaire est marginal. Comme on peut le voir sur le graphique, la courbe de charge résiduelle aurait alors tendance à s’aplatir (courbe en pointillé rouge).

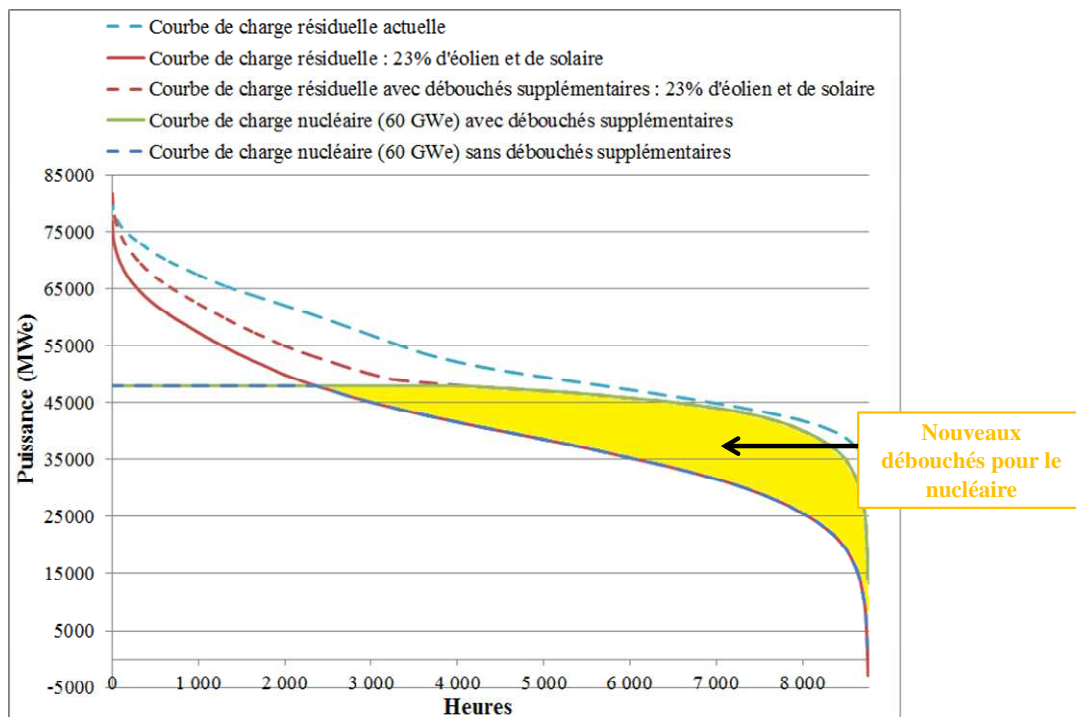


Figure III—18 : Illustration de l’énergie nucléaire annuelle produite en plus pour satisfaire de nouveaux débouchés (capacité nucléaire : 60 GWe ; part d’éolien et de solaire : 23%)

Parmi les scénarios préparés dans le cadre du débat sur la transition énergétique en 2013, deux exemples aboutissent à une augmentation de la demande électrique en France : le scénario « consommation forte » proposé par RTE (RTE, 2014) et le scénario « décarbonisation par l'électricité » proposé par l'ANCRE (ANCRE, 2013).

Dans ces deux scénarios, le développement poussé des usages de l'électricité, associé à un effort d'efficacité énergétique modéré, fait croître la demande (incluant le solde exportateur et la production des STEPs) d'environ 100 TWh à l'horizon 2030. Le scénario « décarbonisation par l'électricité » qui examine également des horizons plus lointains prévoit quant à lui une augmentation d'environ 200 TWh à l'horizon 2050. Dans la suite, nous explorons les composantes de la demande électrique responsables de son augmentation.

D'abord, ces scénarios prévoient un léger développement des STEPs à l'horizon 2030 et 2050. D'après l'ADEME, le potentiel supplémentaire de STEP est évalué entre 1 GWe et 1,5 GWe à l'horizon 2030 (ADEME et al., 2013) (potentiel en phase avec les objectifs de nouvelles constructions de STEPs exposés dans la PPE à l'horizon 2030). Ce potentiel représente une capacité de stockage supplémentaire d'environ 2,5 TWh. Aujourd'hui, les STEPs stockent en moyenne 7 TWh par an pour une capacité installée de 4,25 GWe (taux d'utilisation en stockage de 19% en moyenne sur les années 2012-2015 (RTE, 2008-2016)). Ce potentiel pourrait, en théorie, suffire à couvrir les surplus nucléaires si l'opérateur ne réalise aucun arrêt/démarrage pour suivi de charge, et ce jusqu'à 30% d'éolien et de solaire. Ainsi, en complément à la solution d'écrêtage des productions éoliennes et solaires, un recours aux STEPs permettrait aussi d'alléger les contraintes opérationnelles de plus en plus prégnantes pour le parc nucléaire avec l'augmentation de l'éolien et du solaire. Cette considération mériterait d'être approfondie grâce une analyse de la dynamique de production d'un parc STEP sur une année.

Ensuite, en 2015, en France, la capacité d'import est de 10 GWe environ, celle de l'export d'environ 15 GWe (RTE, 2015). Le solde exportateur français a été en moyenne de 57 TWh par an entre 2012 et 2015 (RTE, 2008-2016). La composition actuelle et à venir des mix électriques des pays frontaliers influence et influencera directement les besoins plus ou moins grands de la France à l'import et à l'export. En 2015, 15% de l'électricité allemande provenait de l'éolien et du solaire. L'Allemagne possède les plus fortes capacités installées d'Europe et a des objectifs ambitieux de développement pour les années à venir avec un rythme de croissance de 2,5 GWe d'éolien et 1,8 GWe de solaire en plus chaque année. Sa sortie du nucléaire prévue en 2023 pourrait donner une opportunité au nucléaire français puisque son parc de centrales programmables sera alors essentiellement constitué de charbon et de gaz aux coûts variables plus élevés. Le charbon et le gaz représentent plus de 50% de l'électricité allemande en 2014 (RTE, 2015). En 2015, la plus grande part des exportations françaises sont destinées à l'Italie (30% environ), péninsule électrique (RTE, 2008-2016). Le pays compte 15% d'éolien et de solaire et leur rythme d'implantation ralentit. Le mix est aussi composé de 22%

d'hydraulique et ne compte pas de nucléaire. Le reste est du fossile. 10% de nos exportations vont vers l'Espagne, pays pour lequel le développement de l'éolien et du solaire est à l'arrêt avec une part de 26% dans le mix et le nucléaire représente 21% du mix espagnol (RTE, 2015). 20% de nos exportations vont vers le Royaume-Uni et la même part vers la Suisse (RTE, 2008-2016). Au Royaume-Uni, 11% de l'électricité est fournie par l'éolien et le solaire et 17% par le nucléaire. Quant au mix électrique suisse, il associe 60% d'hydraulique avec 40% de nucléaire (RTE, 2008-2016). Le stockage hydraulique suisse pourrait encore représenter un levier important de débouchés pour le nucléaire français.

La composition des mix électriques des pays frontaliers peut entraîner deux effets antagonistes pour le nucléaire français. D'abord, la croissance des exportations au moment où le parc nucléaire est marginal sera limitée par la production simultanée d'électricité à coût variable faible (solaire et éolienne) dans les pays voisins qui en contiennent de plus en plus. La corrélation des productions solaires entre pays d'Europe frontaliers est très élevée (proche de 90% pour la France et ses pays frontaliers). Celle de l'éolien l'est moins en comparaison (entre 30% et 50% pour la France et ses pays frontaliers) (Stappel et al., 2015). Par ailleurs, si les mix électriques des pays voisins possèdent plus de centrales fossiles aux coûts variables plus élevés que le nucléaire (par exemple l'Allemagne ou l'Italie), alors lorsque les énergies renouvelables ne produisent pas, ces pays importent du nucléaire français moins cher appelé en priorité dans la limite des capacités d'interconnexions.

Ces tendances se traduisent dans les scénarios prospectifs par des prévisions contrastées en termes d'exportations pour la France. Même si les différents scénarios proposés par RTE prévoient une croissance des capacités d'import pour atteindre une valeur comprise entre 15 et 25 GWe en 2030 et une croissance des capacités d'exports à hauteur de 20 à 30 GWe en 2030, la variation du solde exportateur diffère selon les scénarios (RTE, 2014). Dans le scénario « consommation forte », le solde exportateur atteint 75 TWhe en 2030 (soit +18 TWhe par rapport à aujourd'hui). Le scénario « croissance faible » prévoit la plus forte hausse du solde exportateur (100 TWhe en 2030) mais cette hausse est compensée par une réduction de la consommation intérieure. Dans les autres scénarios, le solde exportateur français est équivalent (scénario « diversification »), voire deux fois moins élevé (scénario « nouveau mix »).

Le développement des nouveaux usages augmente de 44 TWhe la demande électrique française en 2030 dans le scénario « consommation forte » de RTE. Selon ce scénario, 16% des véhicules en circulation seront électriques ou hybrides en 2030 (soit 7,1 millions) et seront responsables d'une demande à la hausse de 15 TWhe par an. Le reste de l'augmentation de la demande dans ce scénario est liée à la croissance des consommations courantes dans le résidentiel, le tertiaire et l'industrie (à raison d'une croissance de 1% par an, l'industrie française retrouve un niveau de consommation d'avant crise), croissance en partie compensée par des efforts d'efficacité énergétique. Dans le scénario « décarbonisation par l'électricité » de l'ANCRE, le parc de véhicules serait entièrement

constitué de véhicules électriques, hybrides et à hydrogène à l’horizon 2050, même si le volume du parc de véhicules y est divisé par deux. Cela correspond à un accroissement de la consommation électrique d’environ 65 TWhe par rapport à aujourd’hui.

La flexibilité des nouveaux débouchés associés aux STEPs, aux nouveaux usages et aux exportations ne sera pas uniquement dictée par les besoins du parc nucléaire. Les consommations relatives ne seront pas toutes réalisées pendant les heures où le parc nucléaire est marginal. Ces considérations nous amènent à retenir deux variantes en fonction du scénario « consommation forte » à l’horizon 2030 et du scénario « décarbonisation par l’électricité » à l’horizon 2050. Pour fixer des ordres de grandeur, nous examinons une variante haute pour laquelle 80% des nouveaux débouchés se reportent sur les moments de l’année où le parc nucléaire est marginal. Ils représenteraient alors 50 TWhe de débouchés supplémentaires à l’horizon 2030, et 90 TWhe à l’horizon 2050 (même croissance des STEPs entre 2030 et 2050 qu’entre aujourd’hui et 2030, constance du solde exportateur et des nouveaux usages liés aux consommations courantes entre 2030 et 2050). Dans la variante basse, nous supposons que 50% de cette énergie sera reportée sur les heures où le nucléaire est marginal.

Demande supplémentaire pour le parc nucléaire (TWhe)	Variante basse	Variante haute
2030	30	50
2050	60	90

Tableau III—15 : Variantes retenues pour l’augmentation des débouchés nucléaires aux horizons 2030 et 2050

Si les débouchés supplémentaires dépassent le potentiel de production du parc nucléaire dans les scénarios, alors le parc nucléaire opère avec un facteur de charge de 78% (le facteur de disponibilité est de 80%), et l’énergie à fournir au-delà pour satisfaire la demande est fournie par d’autres moyens (importations ou autres moyens de production). Dans chacun des cinq scénarios explorés, nous réévaluons le LCOE du parc nucléaire avec un facteur de charge modifié en fonction de la nouvelle demande résiduelle pour chacune des variantes basse et haute (le facteur de charge du parc nucléaire est supérieur au cas sans débouchés supplémentaires). Les résultats sont présentés à la Figure III—19.

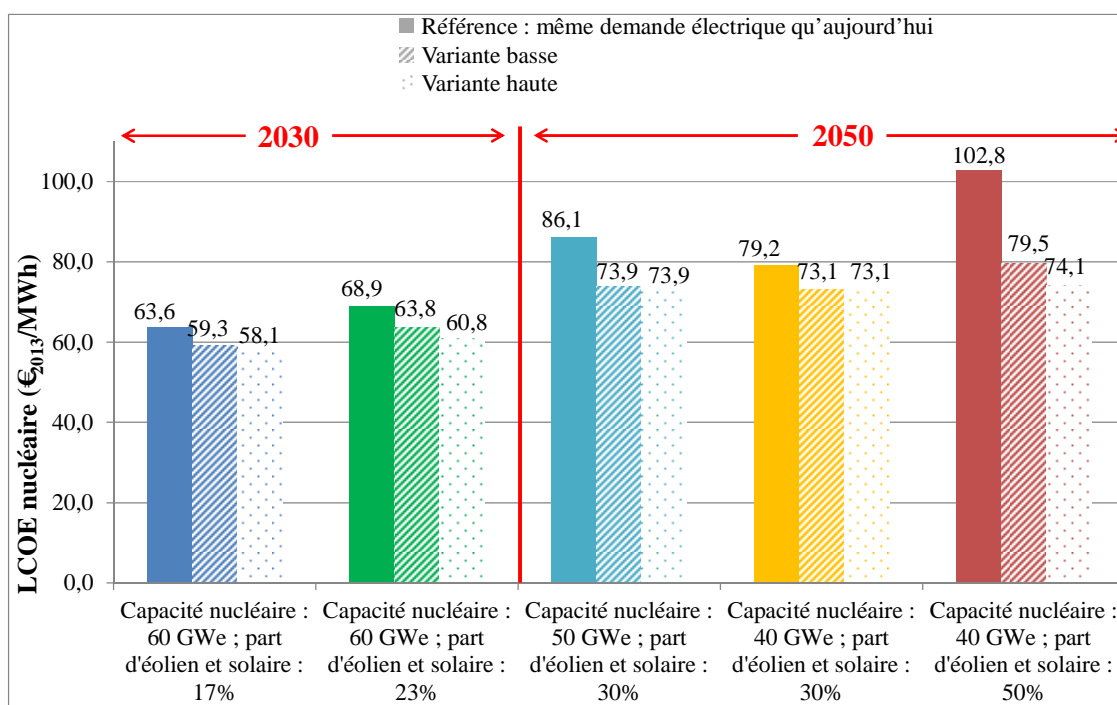


Figure III—19 : Influence de l’augmentation des débouchés sur le LCOE du parc nucléaire en fonction de sa capacité installée et du taux d’éolien et de solaire dans le mix

Une augmentation des débouchés au moment où le nucléaire est marginal aura une vraie valeur ajoutée pour réduire le coût de la flexibilité nucléaire avec l’augmentation de l’éolien et du solaire. Les gains seront d’autant plus prononcés que la part d’énergie renouvelable est importante. Le LCOE du parc nucléaire décroît jusqu’à saturation dans certains scénarios (car le fonctionnement en base comme nous l’avons défini est atteint). En 2030, avec 17% d’éolien et de solaire, le parc nucléaire fonctionne en base dès 39 TWh d’énergie supplémentaire à fournir (valeur inférieure à la variante haute). En 2050, pour 30% d’éolien et de solaire, le cas 40 GWe de nucléaire atteint un fonctionnement en base à partir de 23 TWh d’énergie supplémentaire à fournir (valeur inférieure aux deux variantes), tandis que le cas 50 GWe de nucléaire atteint un fonctionnement en base à partir de 52 TWh d’énergie supplémentaire à fournir (valeur inférieure aux deux variantes). Enfin, pour 50% d’éolien et de solaire, la fourniture de 80 TWh supplémentaires permet au parc nucléaire de 40 GWe d’atteindre un fonctionnement en base.

Ce cas d’école ne prend pas en compte le point de vue du système électrique, pour lequel l’ensemble des coûts, y compris les coûts d’investissements nécessaires pour développer les débouchés (coûts de transmission, de STEP...), devraient être intégrés pour évaluer la valeur globale que de tels choix auraient pour la société. Au chapitre 4, nous explorons en détails une des solutions évoquées en y intégrant les coûts additionnels d’investissement et d’exploitation : le développement de la production d’hydrogène par le parc nucléaire avec l’augmentation de l’éolien et du solaire.

Une augmentation des débouchés au moment où le nucléaire est marginal aura une vraie valeur ajoutée pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire avec l'augmentation des énergies renouvelables variables. Dans ce contexte, anticiper la présence à long terme de débouchés supplémentaires pour le parc nucléaire devient un levier majeur pour favoriser l'investissement dans des centrales nucléaires et réduire le recours aux centrales fossiles. L'ensemble de ces leviers doivent être pris en considération pour construire le mix électrique de demain et conduire une transition en douceur, moins émettrice de CO₂ et moins coûteuse pour la France.

4. Conclusion

Dans ce chapitre, les interactions entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables variables en France sont étudiées du point de vue des coûts. Exposer d'abord une définition claire du coût de l'intermittence nous a permis de mettre en lumière le fait qu'une part majoritaire de ce coût est liée à la perte du facteur de charge des centrales programmables, et que cette part (en relatif) croît avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans un mix. **Le contexte français est singulier et appelle à porter une attention particulière aux effets qu'induirait l'augmentation de l'éolien et du solaire sur l'économie du parc nucléaire. Dans un contexte de transition, anticiper les futurs coûts du nucléaire est nécessaire pour faire émerger le plus tôt possible des leviers d'adaptation et ainsi minimiser le coût social de la transition énergétique.**

Pour ce faire, nous avons défini deux notions : le coût de la flexibilité nucléaire et l'énergie nucléaire disponible pour la modulation de puissance. Tel que nous l'avons construit, le coût de la flexibilité du nucléaire s'avère être un indicateur efficace pour comparer, dans la période transition et dans le plus long terme, des scénarios prospectifs intégrant différentes capacités nucléaires installées en fonction de taux de pénétration de l'éolien et du solaire. Après avoir évalué ce coût, nous nous sommes concentrés sur la recherche de leviers pour le réduire et rendre le nucléaire compétitif avec un mode de fonctionnement flexible. La démarche va au-delà des approches de « parcs optimaux » dont le levier principal pour rendre les technologies bas-carbone compétitives est le prix de la tonne de CO₂. Nous avons examiné en détails la période de transition pour rendre compte de l'influence de différentes politiques de remplacement du parc nucléaire sur le coût de la flexibilité en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire. Le modèle « Coût du nucléaire » a été développé pour l'analyse. Le coût de production des parcs nucléaires prospectifs est évalué en fonction de leur composition à une année donnée. Si des réacteurs sont prolongés au-delà de 40 ans, alors ils sont considérés comme amortis et leur annuité d'investissement est supposée nulle.

Le coût de la flexibilité est évalué en considérant le parc nucléaire indépendamment du reste du système électrique, c'est-à-dire en estimant que son fonctionnement est optimal lorsqu'il opère à

pleine puissance pendant au moins 7000 heures de l'année. Après avoir examiné l'influence de différentes politiques de remplacement du parc nucléaire sur le coût de la flexibilité du nucléaire, nous tentons de dégager l'option la moins coûteuse pour produire l'énergie disponible pour la modulation de puissance. Légitimement, nous comparons alors l'option nucléaire à l'option gaz CCGT dans la transition et dans une perspective de long terme. D'autres leviers au sein même du système électrique sont également examinés pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire : l'écrêtage et le développement de nouveaux débouchés pour le parc nucléaire tels que le stockage, les nouveaux usages flexibles (la mobilité électrique par exemple) mais aussi le développement des exportations.

Les leviers identifiés pour rendre le coût de la flexibilité nucléaire attractif par rapport à celui de l'option gaz CCGT et ainsi éviter un remplacement de centrales nucléaires par des centrales à gaz émettrices de CO₂ (si aucune rupture technologique n'apparaît d'ici à 2050) sont les suivants (ils sont à considérer indépendamment les uns des autres) :

- Remplacer les REP par des EPRTM de façon progressive.

Dans la période de transition avec l'augmentation de l'éolien et du solaire, choisir un remplacement progressif devient crucial et permet à l'opérateur nucléaire une participation moins coûteuse à la modulation de puissance, même lorsque le parc est en sur-capacité transitoire par rapport à un fonctionnement en base (les gains d'un tel choix stratégique seraient supérieurs aux pertes générées par la réduction du facteur de charge). Ce choix permet à l'opérateur nucléaire de bénéficier d'un investissement lissé dans de nouveaux réacteurs et de REP amortis fonctionnant au-delà de 40 ans. Un remplacement progressif des réacteurs permet également de réduire les incertitudes de long terme en décalant la décision d'investissement dans des nouveaux réacteurs nucléaires. Toutefois, dans le plus long terme, les choix d'investissement dans des réacteurs fonctionnant à facteur de charge réduit seraient difficilement justifiables.

- Augmenter le prix de la tonne de CO₂.

Dans la période de transition, choisir le nucléaire pour fournir l'énergie disponible pour la modulation de puissance permettrait d'éviter le rejet d'entre 2 et 8% des émissions totales de CO_{2,eq.} du système énergétique français. Si le rythme de remplacement des REP est basé sur un scénario progressif à deux déclassés par an, alors, à l'horizon 2030, avoir une capacité nucléaire installée de 50 GWe qui fonctionnerait avec un facteur de charge réduit pourrait devenir compétitif par rapport à l'option « nucléaire en base (40 GWe) + CCGT pour fournir l'énergie de modulation », si le prix du CO₂ est égal à 100 €/tonne (valeur tutélaire du carbone et objectif de la taxe carbone française à l'horizon 2030) et le prix de gaz égal à 9 €/MBtu. Si le rythme de remplacement des REP est plus progressif, avec un déclassé par an, alors maintenir la capacité nucléaire à 60 GWe dans la transition reviendrait moins cher que l'option « nucléaire en base + CCGT pour fournir l'énergie de modulation » quels que soient le prix du CO₂ et le prix du gaz.

Dans le plus long terme, investir dans des EPRTM permettrait d'éviter le rejet d'entre 10 et 40 millions de tonnes de CO_{2,eq}. En fonction des évolutions prévisibles du prix de la tonne de CO₂ et de celui du gaz, le nucléaire pourrait être l'option la moins coûteuse pour fournir l'énergie de modulation malgré un fonctionnement à facteur de charge réduit.

- Augmenter les débouchés pour le parc nucléaire.

Le développement de débouchés électriques supplémentaires pour l'opérateur nucléaire permettrait d'une part de lever les difficultés de manœuvrabilité associées au fonctionnement en suivi de charge (l'écrêtage des puissances éoliennes et solaires à hauteur de quelques pourcents de leurs productions et le stockage d'électricité grâce aux STEPs pourrait suffire à cela), et d'autre part, d'augmenter le facteur de charge du parc nucléaire (exportations, nouveaux usages flexibles). Une augmentation des débouchés au moment où le nucléaire est marginal aura une vraie valeur ajoutée pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire avec l'augmentation des énergies renouvelables variables. Les anticiper devient crucial pour favoriser l'investissement nucléaire et éviter le recours aux centrales fossiles (si d'autres options bas-carbone n'apparaissent pas dans la période de transition).

Dans cette période de transition, le planificateur se devra d'apporter une vision de long terme pour que des choix stratégiques adaptés puissent être faits pour le système électrique français, afin d'engager une transition douce, la moins émettrice de CO₂ et la moins coûteuse possible pour la France. En particulier, une prévision planifiée du taux d'énergies renouvelables variables devrait être faite en cohérence avec l'état du système existant et être connue suffisamment en avance de phase par les autres acteurs du système. Le fonctionnement des marchés de l'électricité devrait aussi être adapté en conséquence pour rémunérer les services de flexibilité à leur juste valeur.

Nous tenons en particulier à souligner le fait que le scénario prévu par la LTECV (23% d'éolien et de solaire et 50% de nucléaire (40 GWe de nucléaire)) signifierait une augmentation de 10 à 15 points de la part d'énergie électrique d'origine fossile en France à l'horizon 2030, si aucune technologie bas-carbone alternative n'apparaissait sur le marché entre temps.

Les objectifs de la LTECV du 17 août 2015 sont précisés en termes de capacité nucléaire maximale et d'énergie nucléaire maximale à produire à l'horizon 2025. Ces deux objectifs dissociés laissent la porte ouverte à la modulation de puissance nucléaire et à l'ouverture du nucléaire à de nouveaux débouchés. Par contre, ils ferment la porte à une partie de l'énergie nucléaire mobilisable sur le marché électrique. Pour rendre le mix électrique de transition et de long terme moins coûteux pour la société, il nous semble que des actions politiques devraient être engagées afin de rendre la flexibilité nucléaire compétitive et la moins chère possible en développant les filières relatives aux nouveaux usages, y compris électriques, et en pénalisant fortement les émissions de CO₂. Dans ce cas, le planificateur devrait s'engager à compenser les pertes non récupérées par les opérateurs de centrales

programmables bas-carbone telles que les centrales nucléaires, associées à la baisse du facteur de charge ainsi qu'à une baisse des prix sur les marchés électriques grâce à des mécanismes annexes (par exemple, le mécanisme de capacité).

Cet exercice prospectif présente des limites inhérentes aux choix des hypothèses et des scénarios. D'abord, le coût du nucléaire a plutôt été surestimé puisque nous n'avons pas intégré l'arrivée possible de l'EPR-NM dont le coût d'investissement est réduit par rapport à celui de l'EPRTM. De plus, les scénarios analysés de remplacement du parc étaient assez volontaristes en termes de construction d'EPRTM dans les 15 années à venir. Même si ceux-ci doivent plutôt s'analyser en termes d'horizon temporel dans la transition, ils ont néanmoins l'avantage de mettre en lumière les coûts de scénarios moins avantageux pour le parc nucléaire. Plutôt que de comparer un scénario de remplacement progressif avec un scénario de remplacement des réacteurs au bout de 40 ans de durée de vie, nous aurions pu élargir la comparaison à différents scénarios progressifs entre eux pour affiner l'analyse. Cela ouvre des perspectives pour des futurs travaux. De plus, les nouveaux débouchés potentiels pour le parc nucléaire sont examinés en termes de volumes, uniquement dans l'optique de donner des ordres de grandeur même si les incertitudes associées sont grandes. Une analyse fine des échanges aux frontières serait intéressante pour évaluer, grâce aux interactions des flux électriques français et de ceux des pays frontaliers, si des débouchés pourraient s'ouvrir pour le parc nucléaire en termes d'exportations. A l'avenir, l'analyse du développement des débouchés devrait être intégrée à une analyse de coûts/bénéfices, à la fois en termes économiques et de réduction des émissions de GES du système électrique dans sa totalité, en y incluant des coûts d'investissement relatifs.

Dans le chapitre 4 nous évaluons un exemple de levier d'adaptation du parc nucléaire à l'intégration des énergies renouvelables variables dans le mix français, à savoir le développement de la flexibilité nucléaire par l'usage via la production massive d'hydrogène. L'analyse prospective intégrera, entre autres, les coûts d'investissements associés au développement de la production d'hydrogène.

5. Références

- ADEME, DGCIS, ATEE, 2013. *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies* (Rapport d'étude).
- ANCRE, 2013. *Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique*.
- Areva, 2016. *Les atouts du réacteur nucléaire EPR™ - AREVA*. Disponible en ligne à : <http://www.areva.com/FR/activites-1572/les-atouts-du-reacteur-nucleaire-epr.html> (accès le 15/11/15).
- Bertel, E., Naudet, G., 2004. *L'économie de l'énergie nucléaire*, EDP Sciences. Edition Génie Atomique.
- Blesl, M., Kober, T., Kuder, R., Bruchof, D., 2012. *Implications of different climate protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050*. Clim. Policy 12, 301–319. doi:10.1080/14693062.2011.637815.
- CEA, 2015. ELECNUC. *Nuclear power plants in the world*. France.
- Champsaur, P., 2009. *Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité*.
- Charpin, J.-M., Dessus, B., Pellat, R., 2000. *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire*. Gouvernement français.
- Commissariat général à la stratégie et à la prospective, 2014. *La crise du système électrique européen. Diagnostic et solutions*. (Rapport & Documents). France.
- Commission de régulation de l'énergie, 2016. *Marchés de gros. Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO2, 1er trimestre 2016*.
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Leahy, M., 2010a. *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems*. Appl. Energy 87, 1059–1082. doi:10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Leahy, M., 2010b. *Modelling the existing Irish energy-system to identify future energy costs and the maximum wind penetration feasible*. Energy 35, 2164–2173. doi:10.1016/j.energy.2010.01.037.
- Cour des comptes, 2016. *Rapport public annuel 2016 - la maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*.
- Cour des comptes, 2014. *Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014 (Rapport public thématique)*. France.
- Cour des comptes, 2012. *Les coûts de la filière électronucléaire* (rapport public thématique).France.
- Davis, C.D., Gotham, D.J., Preckel, P.V., Liu, A.L., 2013. *Determining the impact of wind on system costs via the temporal patterns of load and wind generation*. Energy Policy 60, 122 – 131. doi:10.1016/j.enpol.2013.04.063.
- De Jonghe, C., Delarue, E., Belmans, R., D'haeseleer, W., 2011. *Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration*. Appl. Energy 88, 2231–2238. doi:10.1016/j.apenergy.2010.12.046.
- Delattre, F., Veron, A., 2005. *Taux d'actualisation public et calcul économique* (Diagnostics Prévisions et Analyses Economiques No. 84). Direction Générale du trésor.

- EDF France, 2015. *Structure du capital*. Disponible en ligne à : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/finance/informations-financieres/l-action-edf/structure-du-capital> (accès le 20/11/2016).
- Finn, P., Fitzpatrick, C., Connolly, D., 2012. *Demand side management of electric car charging: Benefits for consumer and grid*. Energy, 8th World Energy System Conference, WESC 2010 42, 358–363. doi:10.1016/j.energy.2012.03.042.
- Gollier, C., Baumstark, L., Fery, P., Auverlot, D., Raynard, C., 2011. *Le calcul du risque dans les investissements publics*. Centre d'analyse stratégique.
- Gouvernement français, 2016a. *Programmation Pluriannuelle de l'Energie*.
- Gouvernement français, 2016. *Le prix du carbone*. Disponible en ligne à : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-prix-du-carbone.html> (accès le 17/11/2016).
- Gouvernement français, 2015. *Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*.
- Gouvernement français, 2010. *Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité*.
- Green, R., 2005. *Electricity and markets*. Oxf. Rev. Econ. Policy 21. doi:10.1093/oxrep/gri004.
- Gross, R., Heptonstall, P., Anderson, D., Green, T., Leach, M., Skea, J., 2006. *The costs and impacts of intermittency: an assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network*. UK Energy Research Centre, London.
- Hand, M., Baldwin, S., DeMeo, E., Reilly, J., Mai, T., Arent, D., Porro, G., Meshek, M., Sandor, D., 2012. *Renewable Electricity Futures Study. Volume 1: Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures* (No. NREL/TP-6A20-52409-1). NREL.
- Hansen, J.-P., Percebois, J., 2011. *Energie. Economie et politiques*. De Boeck Université. ed.
- Hirth, L., 2015. *The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment*. Energy J. 36. doi:10.5547/01956574.36.1.6.
- Hirth, L., 2013. *The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price*. Energy Econ. 38, 218–236. doi:10.1016/j.eneco.2013.02.004.
- Hirth, L., Ueckerdt, F., Edenhofer, O., 2015. *Integration Costs Revised. An economic Framework for Wind and Solar Variability*. Renew. Energy 74, 925–939.
- Hobbs, B.F., 1995. *Optimization methods for electric utility resource planning*. Eur. J. Oper. Res. 83, 1–20. doi:10.1016/0377-2217(94)00190-N.
- Holtinen, H., Meibom, P., Orths, A., 2011. *Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration*. Wind Energy 14, 172–192. doi:10.1002/we.410.
- AIEA, 2015. *Base de données Power Reactor Information System (PRIS)*. Disponible en ligne à : <https://www.iaea.org/pris/> (accès le 30/11/15).
- Wien Automatic System Planning (WASP) Package. *A computer code for power generating system expansion planning.version WASP-IV. User's manual, 2001*. (Computer Manual Series No. 16). AIEA, Vienne.
- IEA, 2015. *World Energy Outlook 2015*.

- IEA, 2011. *World Energy Model - Methodology and Assumptions*.
- Jones, R., 2012. *Diversity Benefit for Solar and Wind with Increasing Market Penetration*. *System Capacity Value*.
- Joskow, P.L., 2011. *Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Generating Technology*. *Am. Econ. Rev.* 101, 238–241. doi:10.1257/aer.100.3.238.
- Keppler, J.H., Cometto, M., 2012. *Nuclear energy and renewables: system effects in low-carbon electricity systems*. OECD/NEA.
- Krey, V., Riahi, K., 2009. *Implications of delayed participation and technology failure for the feasibility, costs, and likelihood of staying below temperature targets—Greenhouse gas mitigation scenarios for the 21st century*. *Energy Econ.* 31, S94–S106. doi:10.1016/j.eneco.2009.07.001.
- L'observatoire énergies d'entreprises, 2016. *7 questions clés pour comprendre le marché de capacité et la réforme du TURPE*.
- L'usine Nouvelle, 2016. *A 5 milliards, le futur EPR sera deux fois moins cher*. Disponible en ligne à : usinenouvelle.com/.
- Les Echos, 2015. *EPR de Flamanville : nouveau report à 2018*. Disponible en ligne à : http://www.lesechos.fr/03/09/2015/lesechos.fr/021300748277_epr-de-flamanville---nouveau-report-a-2018.htm (accès le 12/11/2016).
- Lew, D., Brinkman, G., Ibanez, E., Florita, A., Heaney, M., Hodge, B.-M., Hummon, M., Stark, G., 2013. *Western Wind and Solar Integration Study, Phase 2* (Technical Report No. NREL/TP-5500-55588). NREL.
- Lund, P.D., Lindgren, J., Mikkola, J., Salpakari, J., 2015. *Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity*. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 45, 785–807. doi:10.1016/j.rser.2015.01.057.
- Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D.S., Ochoa, L.F., 2013. *Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems*. *IEEE*, pp. 1–11. doi:10.1109/PESMG.2013.6672221.
- Milligan, M., Ela, E., Hodge, B.-M., 2011. *Integration of Variable Generation, Cost-Causation, and Integration Costs*. *Electr. J.* 24. doi:10.1016/j.tej.2011.10.011.
- Mills, A., Wiser, R., 2012. *Changes in the economic value of variable generation at high penetration levels*. (No. LBNL-5445E). LBNL.
- Nicolosi, M., 2011. *The economics of renewable electricity market integration. An empirical and model-based framework and their impacts on the power market*. *Sciences économiques et sociales de l'Université de Cologne*.
- Observatoire de l'Industrie Electrique, 2016. *Prix européen du CO2 et système électrique*. Disponible en ligne à : <http://www.observatoire-electricite.fr/Prix-europeen-du-CO2-et-systeme> (accès le 17/11/2016).
- OECD/IEA, 2014. *The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*.
- Percebois, J., Pommeret, S., 2016. *Coût complet de l'injection d'électricité renouvelable intermittente : approche modélisée sur le marché français "day ahead"*. *Cah. Rech. Creden*.
- Perrot, M., Lopez-Botet Zulueta, M., Silva, V., Fourment, P., Hinchliffe, T., 2015. *Economic and Technical analysis of the European system with a high RES scenario*. EDF R&D.

- Poncelet, K., Delarue, E., Six, D., Duerinck, J., D'haeseleer, W., 2016. *Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models*. Appl. Energy 162, 631–643. doi:10.1016/j.apenergy.2015.10.100.
- Quinet, E., Baumstark, L., Bonnet, J., Croq, E., Ducos, G., Meunier, D., Gigard-Cerison, A., Roquigny, Q., Auverlot, D., 2013. *L'évaluation socioéconomique des investissements publics. Commissariat général à la stratégie et à la prospective*.
- RTE, 2015. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (Edition 2015).
- RTE, 2014. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (Edition 2014).
- RTE, 2008-2016. *Eco2mix, Base de données RTE*. Disponible en ligne à : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>.
- Shoai Tehrani, B., 2014. *Electricity investments and development of power generation capacities : an approach of the drivers for investment choices en Europe regarding nuclear energy*. Ecole Centrale Paris.
- Skea, J., Anderson, D., Green, T., Gross, R., Heptonstall, P., Leach, M., 2008. *Intermittent renewable generation and the cost of maintaining power system reliability*. IET Gener. Transm. Distrib. 2, 82. doi:10.1049/iet-gtd:20070023.
- Stanton, W.H., Youngsun, B., 2016. *The Oak Ridge Competitive Electricity Dispatch Model Version 9* (No. ORNL/TM-2016/382).
- Stappel, M., Gerlach, A.-K., Scholz, A., Pape, C., 2015. *The European power system in 2030: flexibility challenges and integration benefits. An analysis with the focus on the pentalateral energy forum region*. Fraunhofer IWES.
- Stoft, S., 2002. *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*. IEEE Press & Wiley-Interscience. ed. John Wiley & Sons.
- Stoughton, N.M., Chen, R.C., Lee, S.T., 1980. *Direct Construction of Optimal Generation Mix*. IEEE Trans. Power Appar. Syst. PAS-99, 753–759. doi:10.1109/TPAS.1980.319669.
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O., 2013. *System LCOE: What are the costs of variable renewables?* Energy 63, 61–75. doi:10.1016/j.energy.2013.10.072.
- Van Vliet, J., den Elzen, M.G.J., van Vuuren, D.P., 2009. *Meeting radiative forcing targets under delayed participation*. Energy Econ. 31, S152–S162. doi:10.1016/j.eneco.2009.06.010.
- Wittenstein, M., Rothwell, G., 2015. *Projected costs of generating electricity*. AIE, OCDE/AEN.
- Zucker, A., Hinchliffe, T., Spisto, A., 2013. *Assessing storage value in electricity markets* (No. UER 26056 EN). JRC scientific and policy reports.

CHAPITRE IV.

**ADAPTER LE PARC ELECTRIQUE FRANÇAIS AUX
ENERGIES RENOUVELABLES VARIABLES GRACE A UN
PARC NUCLEAIRE FLEXIBLE VIA DE NOUVEAUX
USAGES : UNE ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE ET
PROSPECTIVE DE LA COPRODUCTION D'HYDROGENE**

TABLE DES MATIERES DU CHAPITRE IV

1. Introduction	245
2. Un parc nucléaire flexible via la coproduction d'hydrogène : contexte et description du système.....	251
2.1. Etat des lieux des marchés de l'hydrogène.....	251
2.1.1. La demande d'hydrogène	251
2.1.2. La production d'hydrogène	255
2.2. Offre d'hydrogène par le parc nucléaire.....	258
2.2.1. Choix des scénarios	258
2.2.2. Description du système : vers un système énergétique hybride ?.....	258
3. Un parc nucléaire flexible par la coproduction d'hydrogène : méthodologie, hypothèses et résultats	262
3.1. Attractivité des segments de marché de l'hydrogène : méthode	262
3.1.1. Démarche générale	262
3.1.2. Méthode détaillée par segment de marché.....	265
3.1.3. Volumes des segments de marché.....	269
3.2. Attractivité des segments de marché de l'hydrogène : résultats.....	271
3.3. Offre d'hydrogène par le parc nucléaire : méthode.....	274
3.3.1. Profils de puissance nucléaires disponibles pour la production d'hydrogène.....	274
3.3.2. Coût de l'hydrogène produit grâce à l'électricité nucléaire : modélisation et hypothèses.....	275
3.4. Offre d'hydrogène par le parc nucléaire : résultats	280
3.4.1. Volumes disponibles pour la production d'hydrogène	280
3.4.2. Coûts de production de l'hydrogène produit grâce à l'électricité nucléaire	282
3.5. Attractivité des marchés et production d'hydrogène par le parc nucléaire : quelle adéquation ?	287
3.5.1. Coûts de production, coûts objectifs et volumes : quelle adéquation ?	287
3.5.2. Analyse de sensibilité.....	290
3.5.3. Quel bilan CO ₂ pour la France ?.....	294
4. Production d'hydrogène nucléaire : quel gain pour le système électrique français ?	296
4.1. Méthode : comparaison du système électrique français au système hybride	296
4.2. Résultats : des synergies entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables.....	302
5. Conclusion.....	309
6. Références	313

LISTE DES FIGURES DU CHAPITRE IV

Figure IV—1 : Répartition des consommateurs d'hydrogène en France, d'après (Le Duigou et al., 2011a).....	252
Figure IV—2 : Répartition de la production d'hydrogène en fonction des matières premières et procédés utilisés en France (Durville et al., 2015).....	257
Figure IV—3 : Système énergétique hybride couplant un réacteur nucléaire à la production de méthanol (Cherry et al., 2012).....	259
Figure IV—4 : Système énergétique hybride couplant des réacteurs nucléaires, des énergies renouvelables variables et une production d'hydrogène (Haratyk and Forsberg, 2012).....	260
Figure IV—5 : Système étudié avec des centrales nucléaires françaises visant non seulement les marchés électriques mais aussi les marchés industriels, de mobilité et du réseau de gaz.....	262
Figure IV—6: Parts prospectives des différents segments de marché dans la demande annuelle d'hydrogène (%/an). A l'horizon 2030, 100% = 1 136 000 tonnes/an ; à l'horizon 2050, 100% = 2 200 000 tonnes/an).....	272
Figure IV—7 : Attractivité des segments de marché de l'hydrogène (avec prix du CO ₂) : volumes potentiels en fonction des coûts objectifs sur chacun des segments de marché.....	273
Figure IV—8 : Schéma de principe du modèle « Profil Nuc. » pour évaluer l'énergie nucléaire disponible pour la coproduction.....	275
Figure IV—9 : Schéma de principe du modèle « Coût de l'hydrogène ».....	279
Figure IV—10 : Production d'hydrogène prospective par le parc nucléaire français en fonction de la capacité installée d'électrolyseurs.....	281
Figure IV—11 : Courbes de charge annuelles de la puissance nucléaire disponible pour la production d'hydrogène en fonction des scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire et de la capacité nucléaire installée.....	282
Figure IV—12 : Taux d'utilisation des électrolyseurs en fonction de leurs capacités installées, des scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire et de la capacité nucléaire installée.....	283
Figure IV—13 : Coût de production actualisé d'hydrogène en fonction des capacités installées d'électrolyseurs, des scénarios de pénétration d'éolien et de solaire, de la capacité nucléaire installée et du modèle économique choisi.....	285
Figure IV—14 : Confrontation entre les volumes et les coûts de production de l'hydrogène nucléaire (avec une capacité nucléaire de 60 GWe) avec les volumes et coûts objectifs d'hydrogène sur les marchés à l'horizon 2030 (avec un prix du CO ₂ de 100 €/tonne).....	288
Figure IV—15 : Sensibilité du coût objectif sur les segments de marché en fonction du prix des fossiles, du CO ₂ et de l'efficacité des moteurs diesels.....	291

Figure IV—16 : Sensibilité du coût de production d'hydrogène au coût d'investissement de l'électrolyseur pour 17 et 23% d'éolien et de solaire et une capacité nucléaire installée de 60 GWe en fonction du modèle économique choisi à l'horizon 2030.....	293
Figure IV—17 : Potentiel de réduction des émissions de CO ₂ du système énergétique grâce à la production d'hydrogène par le parc nucléaire à l'horizon 2030 et 2050.....	295
Figure IV—18 : Comparaison du système électrique français au même système intégrant des usines d'hydrogène (système hybride dans ce cas).....	296
Figure IV—19 : LCOE du système électrique français modélisé aux horizons 2030 et 2050 en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire et de la capacité nucléaire installée.....	303
Figure IV—20 : LCOH du système hybride en fonction du taux d'utilisation minimum à pleine puissance de l'usine d'électrolyseurs, pour les scénarios étudiés à l'horizon 2030.....	305
Figure IV—21 : LCOH du système hybride en fonction du taux d'utilisation minimum à pleine puissance de l'usine d'électrolyseurs, pour les scénarios étudiés à l'horizon 2050.....	306
Figure IV—22 : LCOE du système électrique et LCOH du système hybride français modélisés aux horizons 2030 et 2050.....	307

LISTE DES TABLEAUX DU CHAPITRE IV

Tableau IV—1 : Scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire (% de l'électricité produite annuellement) et du nucléaire (capacité installée).....	258
Tableau IV—2 : Prix des combustibles fossiles sur la base du scénario « Current Policy » de l'AIE (WEO) (IEA, 2015) et du CO ₂ sur la base des objectifs du gouvernement français à l'horizon 2030 (Gouvernement français, 2015) et des projections de l'ANCRE (ANCRE, 2013).....	268
Tableau IV—3 : Données physico-chimiques utiles au calcul des quantités d'hydrogène dans le réseau de gaz.....	271
Tableau IV—4 : Coûts objectifs sur les segments de marché de l'hydrogène (€/kg _{H₂}).....	272
Tableau IV—5 : Hypothèses techniques retenues pour l'usine d'électrolyseurs.....	276
Tableau IV—6 : Hypothèses économiques retenues pour l'usine d'électrolyseurs (cas de base), d'après (Chauvel et al., 2001) et (Shoai Tehrani, 2010).....	278
Tableau IV—7 : Crédits de capacités, d'après (Keppler and Cometto, 2012).....	297
Tableau IV—8 : Composition du parc électrique français en fonction de la part d'éolien et de solaire et de la capacité nucléaire supposées dans nos scénarios.....	298
Tableau IV—9 : Passage à la pointe estimé dans chaque scénario.....	298
Tableau IV—10 : Répartition des types de centrales par catégorie.....	299
Tableau IV—11 : Hypothèses de coûts pour les différents types de centrales (Cour des Comptes, 2014), (Wittenstein and Rothwell, 2015).....	300

Tableau IV—12 : Répartition entre les centrales hydrauliques lacs et STEP, les CCGT et les OCGT pour compléter l'offre de production (RTE, 2012-2015)	301
Tableau IV—13 : Facteur de charge des différents types de centrales (Wittenstein and Rothwell, 2015)	302
Tableau IV—14 : Facteur de charge annuel des différents types de centrales en fonction de la part d'éolien et de solaire et de la capacité nucléaire installée	304
Tableau IV—15 : Energie restant à produire par l'hydraulique lacs et STEP, les CCGT et les OCGT	304

1. Introduction

Dans les deux chapitres précédents, nous avons analysé les enjeux techniques et économiques que représenterait l'augmentation du taux de l'éolien et du solaire pour le parc nucléaire. Les résultats mettent en évidence une augmentation des sollicitations en variation de puissance du parc nucléaire et une perte de production pouvant être significatives. Même si divers leviers sont mobilisables dans le système électrique pour réduire le coût de la flexibilité du nucléaire et le rendre compétitif avec un fonctionnement à facteur de charge réduit dans la période de transition et dans le long terme, ces résultats incitent à rechercher des solutions alternatives, en élargissant les débouchés du parc nucléaire au-delà de la production d'électricité. Pour fonctionner à pleine puissance pendant le plus de temps possible dans l'année, le réacteur nucléaire pourrait produire de l'électricité et/ou de la chaleur à destination de nouveaux usages lorsque la demande électrique résiduelle est inférieure à la puissance nucléaire disponible à un moment donné (appelée puissance nucléaire en surplus dans la suite). Alors que les réacteurs nucléaires fonctionneraient en base, mode de fonctionnement qui leur est le mieux adapté, ils réaliseraient la modulation de puissance via l'usage, permettant dans le même temps d'offrir des services de flexibilité au système électrique.

Les options de flexibilité opérationnelle se situent majoritairement à l'intérieur même d'un système électrique. La justification économique du stockage dépend largement du coût d'investissement de la technologie, de son rendement global et du système électrique dans lequel il est intégré. Les tendances générales montrent que des rémunérations supplémentaires sur les marchés d'ajustement et de réserves s'avèrent le plus souvent nécessaires en complément des revenus résultant des stratégies d'arbitrage sur les marchés spot de l'électricité pour justifier l'investissement dans des STEP ou des CAES (Zucker et al., 2013). La valeur économique du stockage n'est pas évidente en Europe, même pour 40% d'éolien et de solaire dans le système (Perrot et al., 2015) et à l'heure actuelle, l'équation économique du stockage sous forme d'hydrogène ne rend cet usage pertinent que pour des cas très particuliers (situation insulaire par exemple) (Decourt et al., 2014).

Ainsi, le couplage du système électrique à d'autres secteurs énergétiques apparaît être une solution complémentaire prometteuse pour favoriser l'intégration des énergies renouvelables variables dans un mix électrique (Lund et al., 2015), (OECD/IEA, 2014). Plutôt que de restituer l'électricité sur le réseau électrique, le stockage d'électricité est alors réalisé sous une forme énergétique alternative, permettant une ouverture vers d'autres marchés. Plus que d'un stockage d'électricité, il s'agit alors d'un stockage d'énergie. Connolly et al. (2012) montre qu'investir dans des pompes à chaleur ou dans centrales de cogénération (fossiles ici) associées à un réseau de chaleur serait moins risqué que d'investir dans des STEP pour faciliter l'intégration des capacités éoliennes dans le système irlandais de 2020. Les deux premières options seraient toutefois moins favorables que les STEP pour diminuer les émissions de CO₂ et la dépendance énergétique de l'Irlande. Kiviluoma and Meibom (2010) examine différentes

options de flexibilité pour favoriser l'intégration de l'éolien dans le système finlandais, dans lequel les réseaux de chaleur sont fortement développés. Dans ce cas d'étude, les options de flexibilité associées au couplage du secteur électrique avec celui de la chaleur, du froid ou du transport seraient plus économiques que le seul stockage d'électricité et permettraient dans le même temps de réduire les émissions de CO₂ dans l'ensemble des secteurs. Mikkola and Lund (2016) démontre les bienfaits, pour la ville d'Helsinki, de lier les secteurs d'électricité et de chaleur conjointement à l'intégration d'éoliennes, grâce au développement de pompes à chaleur associées à un stockage de chaleur. Une telle option permettrait de diminuer le recours aux centrales fossiles de cogénération, produisant une part importante de l'électricité en Finlande, et de mieux utiliser la production éolienne. Zakeri et al. (2015) décrit les pompes à chaleur équipées d'un stockage de chaleur, comme l'option la plus efficace pour la Finlande, suivie du pilotage de la demande électrique pour diminuer les surplus de production des énergies renouvelables variables. Les auteurs soulignent néanmoins le faible niveau de corrélation saisonnière entre les besoins en chaleur (hiver) et la génération de surplus, apparaissant principalement lorsque la demande est faible en été.

Même si les réacteurs nucléaires dans le monde sont majoritairement utilisés pour produire de l'électricité, les applications d'un réacteur nucléaire peuvent aller au-delà. Dans le contexte d'augmentation de la part d'énergies renouvelables variables dans les systèmes électriques, la cogénération nucléaire est une voie intéressante à explorer pour coupler le secteur électrique à celui de la chaleur et diminuer dans le même temps les émissions de GES liées à la production de chaleur. Les réacteurs nucléaires français, de type REP, ont un rendement compris entre 33% et 35% et les deux tiers de l'énergie produite sont actuellement perdus dans l'atmosphère sous forme de chaleur d'une température d'environ 40°C. Sous réserve d'une légère modification du design du réacteur, un REP pourrait fournir de la chaleur d'une température comprise entre 100°C et 140°C, et ainsi augmenter son rendement global. Cette gamme de température correspond à des applications précises pour des usages domestiques (chauffage urbain) ou industriels (dessalement de l'eau de mer, industries agroalimentaires ou papetières). Aujourd'hui, plus de 50 réacteurs nucléaires sont connectés à des réseaux de chaleur dans le monde et sont situés principalement en Europe de l'est et du nord (dont 28 sont en Russie) (IAEA, 2007). En comparaison à ces pays, les réseaux de chaleur sont peu développés en France : seulement 7% de la population française était connectée à un réseau de chaleur en 2013 (Euroheat and Power, 2015) (contre 10 à 30% dans les pays d'Europe de l'est et du nord) et ils sont inégalement répartis sur le territoire. La région parisienne concentre le plus grand nombre de réseaux de chaleur, suivie de la région Rhône Alpes (Fedene et SNCU, 2014). Si la cogénération nucléaire ne s'est pas développée en France, c'est en partie dû à l'éloignement des réacteurs par rapport aux sites de consommation et à la faible efficacité du transport de chaleur sur de longues distances. Avec les progrès techniques réalisés ces dernières années pour transporter la chaleur sur de longues distances (pertes inférieures à 2% de la puissance thermique transportée sur 100 km) la cogénération nucléaire

connaît un certain regain d'intérêt (Safa, 2012). Comme le montre Jasserand and Devezeaux de Lavergne (2016), l'équation économique de la cogénération nucléaire est spécifique à chaque site de production et dépend notamment de la distance du réacteur aux sites de consommation, de la présence de réseaux de chaleur déjà existants, de l'alignement entre la puissance du réacteur et la demande locale, mais aussi de la durée de vie restante du réacteur puisque le temps de retour sur investissement serait dans tous les cas supérieur à 10 ans. Les auteurs soulignent aussi le fait que l'acceptabilité sociale de tels projets reste une question ouverte. Même si la demande en chaleur des industriels peut être considérée comme permanente sur une année, celle destinée aux usages domestiques (potentiel national maximal), est concentrée sur quelques mois d'hiver. Or, la saison d'hiver est justement la période de l'année pendant laquelle la production nucléaire électrique pourrait être maximale et les surplus minimaux. Sauf à développer des stockages de chaleur massifs inter-saisonniers, la possibilité d'un réacteur nucléaire à produire de la chaleur pour valoriser les surplus nucléaires s'en trouverait limitée.

Dans ce chapitre, nous explorons une autre application possible des réacteurs nucléaires français, à savoir, la production d'hydrogène. Cette application nous est apparue plus « souple » que la production de chaleur pour valoriser les surplus nucléaire dans un contexte d'augmentation des énergies renouvelables variables. D'abord, la plupart des moyens de production d'hydrogène par électrolyse nécessitent uniquement de l'électricité et ne demanderaient pas de modification de l'installation nucléaire. Ensuite, la demande d'hydrogène est permanente sur une année (pas de thermo-sensibilité par exemple) et les marchés de l'hydrogène ont un potentiel de croissance important, parallèlement à l'accroissement des énergies renouvelables variables à l'horizon 2030 et 2050. La littérature identifie trois segments principaux pour le marché de l'hydrogène, actuel et à venir : l'industrie, la mobilité et l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz (Forsberg, 2007), (Fraile et al., 2015a), (Mansilla et al., 2012a).

Un système énergétique est aujourd'hui généralement composé de centrales de production indépendantes qui produisent un seul produit énergétique (par exemple l'électricité, la chaleur ou l'hydrogène). Le déploiement des systèmes énergétiques hybrides pourrait donner naissance à un changement de paradigme. Garcia et al. (2016) les définit comme des systèmes intégrant des sources d'énergie multiples (par exemple : les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire) et des produits multiples (par exemple : l'électricité, l'hydrogène, la chaleur, un carburant, l'eau potable). Ces systèmes se présentent comme un couplage coordonné entre diverses sources énergétiques, divers services rendus et divers moyens de stockage optimisés pour améliorer l'économie, la flexibilité et l'impact environnemental du système global (Cherry et al., 2012). Les préoccupations climatiques, les besoins de sécurité et d'indépendance énergétique, la volonté de réduire la pollution locale de l'air, le besoin de diminuer les coûts du système grâce à plus d'efficacité, sont autant de facteurs favorables à leur déploiement (Cherry et al., 2012), (Forsberg, 2015), (Ruth et al., 2014), (Sabharwall et al., 2015).

Autant dire que les systèmes énergétiques hybrides et l'hydrogène bas-carbone répondent aux mêmes préoccupations, qui apparaissent de plus en plus prégnantes. Haratyk and Forsberg (2012) analyse le système électrique du Dakota du Nord aux Etats-Unis, de taille équivalente à celui de la France, dans lequel le parc nucléaire compense les variations des puissances éoliennes en produisant plus ou moins de chaleur à destination des électrolyseurs et dans lequel les surplus de puissance éolienne servent aussi à la production d'hydrogène. Ce système hybride a l'avantage de réduire les coûts de production d'électricité et les émissions de CO₂.

Le système que nous étudions est plus simple puisque nous considérons un seul couplage énergétique : seule l'électricité nucléaire en surplus sert à produire de l'hydrogène. Même si ce système ne fait pas appel à un couplage coordonné entre production de chaleur et d'électricité nucléaire ni à l'utilisation des surplus des énergies renouvelables variables, il peut être perçu comme une première étape vers le développement de systèmes énergétiques hybrides adaptés à la France.

Récemment, Scamman and Newborough (2016) examine l'adéquation entre l'offre d'hydrogène que le parc nucléaire français pourrait proposer, grâce à son électricité en surplus en raison de sa participation au suivi de charge et aux services systèmes, et le déploiement des marchés de l'hydrogène d'ici à 2050. Les auteurs étudient un cas où le parc nucléaire fonctionnerait avec un facteur de disponibilité de 91% (la moyenne actuelle est de 80%) et montrent que dans ce cas, environ 100 TWh d'énergie nucléaire seraient disponibles, ce qui permettrait une utilisation annuelle de 66% des 20 GWe d'électrolyseurs installés. Cette production d'hydrogène permettrait alors de répondre aux nouveaux besoins de mobilité hydrogène et à une partie des besoins liés à l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz, soit directement, soit sous forme de méthane de synthèse, à l'horizon 2050. En revanche, leurs résultats montrent aussi que si la production d'hydrogène ne sert qu'à combler les écarts de production entre la semaine et le week-end, alors le taux d'utilisation annuel des 6 GWe d'électrolyseurs installés serait de 26%, taux qui rendrait leur rentabilité économique difficile. Dans le même esprit, Floch et al. (2007) avait montré que la production d'hydrogène possible par un parc nucléaire français avec un facteur de disponibilité de 80% (environ 20 TWh d'électricité en surplus par an) ne serait pas une solution économique viable au vu du trop faible taux d'utilisation des électrolyseurs sur une année (34%). Bennoua et al. (2015) s'intéresse à l'apport que la production d'hydrogène pourrait procurer pour rendre des services de flexibilité au système électrique français. Les auteurs optimisent une installation d'hydrogène couplée à un réacteur nucléaire pour valoriser l'électricité en surplus (services systèmes et suivi de charge actuels). Dans ce modèle économique, l'hydrogène est produit, grâce à une électricité gratuite, à un coût compris entre 3 et 4,5€/kg_{H₂} (facteur de charge des électrolyseurs compris entre 19% et 39%). Même s'il est encore relativement cher aujourd'hui, il permettrait d'apporter des revenus supplémentaires intéressants pour le producteur nucléaire. Les auteurs démontrent également qu'il peut y avoir un intérêt à produire de l'hydrogène en remplacement du mécanisme d'ajustement en France.

Toutefois, ces articles ne quantifient pas l'influence de l'augmentation du taux d'éolien et de solaire sur le profil nucléaire prospectif, ni n'évaluent les conditions économiques nécessaires au développement de l'hydrogène nucléaire en France sur les marchés futurs.

L'objectif du chapitre est d'évaluer dans quelle mesure le nucléaire pourrait contribuer à la fourniture d'hydrogène bas-carbone, en France, tout en aidant l'intégration des énergies renouvelables variables dans le réseau électrique. Dans un premier temps, nous considérons l'optique de l'opérateur nucléaire qui souhaiterait se positionner sur les nouveaux marchés de l'hydrogène pour valoriser ses surplus. Partant de ce point de vue, nous confrontons l'offre potentielle d'hydrogène qui serait produit par le parc nucléaire en fonction de ses capacités installées et du taux de pénétration de l'éolien et du solaire, avec la demande potentielle sur les marchés de l'hydrogène (marchés plus ou moins attractifs en fonction des segments considérés), et ce à l'horizon 2030, et de façon plus illustrative 2050, en France. Cette analyse quantitative sera effectuée grâce à des projections de volumes et de coûts sur les segments de marchés. L'objectif n'est pas ici d'examiner précisément le potentiel de déploiement des différents segments de marché de l'hydrogène, mais plutôt de les hiérarchiser en fixant les ordres de grandeur en termes de volumes maximums et en évaluant le coût de production d'hydrogène cible à atteindre pour avoir une chance de pénétrer ces marchés, si les conditions sont favorables à leur déploiement.

Dans un deuxième temps, nous élargissons la perspective au système électrique. Au-delà des gains qu'un tel système peut apporter à l'opérateur nucléaire, l'objectif est alors d'évaluer les gains pour le système électrique. Pour cela, nous quantifions l'écart de coûts entre un système électrique français auquel on adjoint des usines de production d'hydrogène permettant de valoriser les surplus nucléaires, et celui du système électrique seul. Le système électrique français est alors modélisé de façon simplifiée.

En plus de permettre une utilisation plus élevée du parc nucléaire français, la production d'hydrogène nucléaire aurait aussi l'avantage de diminuer les coûts de la production d'hydrogène par électrolyse. En effet, la part du coût de l'électricité est prépondérante dans le coût de l'hydrogène produit par électrolyse (pour des taux d'utilisation élevés, elle peut atteindre 80% du coût de production) et limite la compétitivité du procédé aujourd'hui. Le nucléaire est ainsi exploré comme un pont possible entre, d'un côté, le besoin de plus de flexibilité pour un système électrique comprenant des énergies renouvelables variables et, de l'autre, le besoin de réduire les coûts de production d'hydrogène par électrolyse afin de viser les marchés émergents de l'hydrogène. C'est la valorisation d'une électricité nucléaire en surplus a priori de faible valeur qui pourrait permettre de répondre à ces deux besoins.

Ainsi, l'analyse rejoint un autre pan de la littérature. Ces dernières années, des stratégies ont été développées pour réduire la contribution du coût de l'électricité dans le coût de production de l'hydrogène par électrolyse. Valoriser les surplus de production nucléaire n'en est qu'un exemple.

L'intégration des énergies renouvelables variables représentent une opportunité supplémentaire pour les producteurs d'hydrogène par électrolyse pour produire à un coût compétitif. Dans cette optique, de plus en plus d'auteurs évaluent les coûts et les bénéfices, dans le plus long terme, de la valorisation des surplus des énergies renouvelables variables pour la production d'hydrogène (c'est le cas par exemple de (Guandalini et al., 2016) et (Stolten et al., 2013)). Des auteurs ont analysé d'autres possibilités, comme l'arbitrage sur le marché de gros de l'électricité pour éviter les prix trop élevés. Mansilla et al. (2011) montre que l'amplitude de variabilité des prix actuels ne permet pas un gain important en termes de coût de production puisqu'il y a très peu d'heures dans l'année où le prix de l'électricité est très bas ou très élevé (moins de 4% de gain pour le producteur). De plus, il n'y a pas de corrélation claire entre l'intégration des énergies renouvelables et l'augmentation de la variabilité du prix de l'électricité sur le marché de gros (Mansilla et al., 2013). Les analyses s'orientent donc de plus en plus vers les aides que le producteur d'hydrogène pourrait apporter aux réseaux électriques, notamment grâce à sa participation aux services systèmes (Bertuccioli et al., 2014), (Decourt et al., 2014). Fonctionner en base et participer au mécanisme d'ajustement paraît être la solution la plus attractive pour le producteur d'hydrogène (le gain peut atteindre 10% grâce aux revenus supplémentaires) (Mansilla et al., 2012b).

Le chapitre est structuré en trois parties. Dans la première partie, nous présentons le contexte et décrivons le système étudié. Dans la deuxième partie, nous présentons successivement la méthodologie et les résultats du point de vue de la demande et de l'offre pour évaluer le potentiel de déploiement de l'hydrogène nucléaire. Nous exposons en particulier le modèle de coût de production d'hydrogène développé à cette fin. Les résultats en termes de coûts et de volumes, du point de vue de la demande et de l'offre, sont finalement confrontés. Une analyse de sensibilité et une évaluation du potentiel de réduction de CO₂ associé à un tel système est présentée. La troisième partie est centrée sur la perspective du système électrique. Elle présente la méthode et les résultats associés au gain que pourrait apporter le déploiement de la coproduction d'hydrogène par le parc nucléaire pour le système électrique français.

2. Un parc nucléaire flexible via la coproduction d'hydrogène : contexte et description du système

2.1. Etat des lieux des marchés de l'hydrogène

Nous décrivons ici l'état des segments de marché de l'hydrogène aujourd'hui et leurs potentiels d'évolution futur dans le monde et en France, du point de vue de la demande et de l'offre.

2.1.1. La demande d'hydrogène

Aujourd'hui, l'hydrogène est essentiellement utilisé comme produit chimique dans l'industrie.

Dans le monde, environ 50% des besoins proviennent des producteurs d'ammoniac (Durville et al., 2015). 80% de l'ammoniac produit est utilisé dans la fabrication des engrais chimiques, le reste sert à la fabrication de produits divers. Il entre, par exemple, dans la composition de plastiques, d'explosifs ou de produits pharmaceutiques. Yara International est le premier producteur d'engrais et tire la demande européenne d'ammoniac (Joly, 2006). Le raffinage représente 30% des besoins (Durville et al., 2015). Les raffineries utilisent l'hydrogène dans des procédés comme l'hydrocraquage et l'hydrotraitement. L'hydrocraquage permet de convertir des produits pétroliers lourds en produits légers commercialisables plus riches en hydrogène. L'hydrotraitement est utilisé pour éliminer les composés soufrés, azotés et métalliques du pétrole lourd. Aujourd'hui la demande en hydrogène augmente pour le raffinage : les pétroles bruts lourds ont tendance à être de plus en plus soufrés et les normes deviennent plus exigeantes sur les teneurs en soufre ; il y a aussi une demande croissante de produits raffinés de plus en plus légers. Ainsi, la consommation d'hydrogène d'une raffinerie dépasse sa coproduction (Joly, 2006). 10% de l'hydrogène mondial est consommé dans les industries chimiques (hors production d'ammoniac), par exemple pour la production de méthanol (Durville et al., 2015). En particulier, plus de la moitié de la production de méthanol est destinée à la demande chinoise (Mansilla et al., 2012a). Ce dernier est utilisé dans la fabrication des résines, des carburants, des pesticides, des piles à combustibles. La France n'en produit plus depuis une quinzaine d'années (Joly, 2006). Le reste des usages de l'hydrogène se répartit entre les industries agroalimentaires, l'électronique, la métallurgie et l'industrie du verre (Durville et al., 2015).

En France, les besoins d'hydrogène pour le raffinage et la production d'ammoniac représentent 68% de la consommation, comme le montre la Figure IV—1.

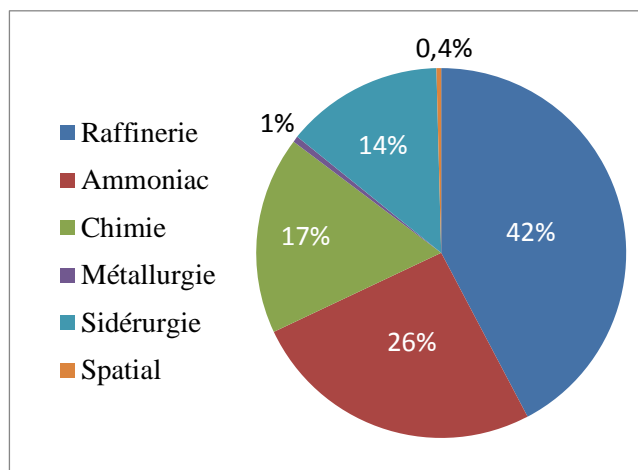


Figure IV—1 : Répartition des consommateurs d'hydrogène en France, d'après (Le Duigou et al., 2011a)

En ce qui concerne le secteur industriel, les besoins devraient augmenter dans le raffinage, ceux de l'industrie de l'ammoniac devraient baisser. Dans le cadre de la transition énergétique, la demande d'engrais devrait vraisemblablement baisser et les engrais chimiques devraient graduellement être remplacés par des engrais organiques (Le Duigou et al., 2011a).

Aujourd'hui, le nombre d'acteurs évoluant sur le marché de l'hydrogène est restreint et les transactions sont le plus souvent bilatérales. Le prix de l'hydrogène peut varier entre 10 €/kg et 60 €/kg en fonction de la tension existant sur le marché, du coût du transport et de distribution, de la pureté de l'hydrogène requise pour l'application visée. Du fait de la grande élasticité du prix du marché, il est plus pertinent de baser toute analyse prospective de prix de l'hydrogène dans l'industrie sur son coût de production prévisionnel (Fraile et al., 2015b). C'est donc cette approche que nous adopterons pour l'évaluation économique de l'offre (cf. partie 3.4).

Les usages de l'hydrogène comme vecteur énergétique devraient se multiplier et croître de façon importante dans les années à venir. En effet, l'hydrogène énergie avait jusqu'à présent été utilisé uniquement pour la propulsion spatiale. D'autres applications stationnaires et mobiles se développent aujourd'hui.

L'hydrogène peut être utilisé dans des piles à combustible⁴⁶ pour produire de l'électricité pour des usages de mobilité. Par rapport au véhicule électrique, le véhicule à hydrogène présente deux principaux avantages : une autonomie et un temps de recharge équivalents aux véhicules conventionnels. Alternativement, utilisé en complément d'une batterie, l'hydrogène peut être perçu comme l'assurance autonomie du véhicule électrique. La mobilité hydrogène n'est aujourd'hui envisagée qu'à travers le recours aux piles à combustibles, utilisées ou non en complément de batteries. Les moteurs à combustion interne à hydrogène sont trop peu efficaces et ne sont plus

⁴⁶ Une pile à combustible est une pile dans laquelle la génération d'une tension électrique se fait grâce à l'oxydation d'un combustible réducteur sur une électrode (par exemple l'hydrogène) couplée à la réduction d'un oxydant sur une autre électrode (par exemple l'oxygène).

considérés comme une option durable (Decourt et al., 2014). Au total, le secteur du transport devrait, à terme, être composé d'un « continuum » de technologies complémentaires qui auront chacune un rôle à jouer, allant du tout électrique au tout fossile, en passant par l'hydrogène et les biocarburants (Durville et al., 2015), (McKinsey, 2010). Les coûts d'acquisition des différentes technologies du transport routier devraient converger à l'horizon 2025-2030 (McKinsey, 2010). D'ici là, des incitations sont nécessaires pour promouvoir le développement de la mobilité électrique et hydrogène avant d'atteindre le point d'équilibre sur le marché (Creti et al., 2015), (McDowall and Eames, 2006), (McKinsey, 2010).

Le segment de la mobilité tout hydrogène (grâce aux piles à combustible) pourrait être le plus gros segment du marché de l'hydrogène à partir de 2025-2030 (Fraile et al., 2015b). Les années 2015-2016 sont des années charnières pour le déploiement de la mobilité hydrogène dans le monde. Aujourd'hui, les principaux constructeurs automobiles travaillent sur des prototypes et certains ont déjà lancé leur propre véhicule sur le marché : Hyundai-Kia a mis sur le marché la ix35 Fuel Cell en 2013, Toyota, la Mirai à la fin de l'année 2014 (c'est la seule voiture destinée au grand public) et Honda, la Clarity Fuel Cell en 2016 (« Honda Clarity Fuel Cell », 2016), (« Hyundai ix35 Fuel Cell », 2016), (« Toyota Mirai », 2016). Le constructeur automobile français Renault propose lui aussi sa propre voiture : la Kangoo ZE H₂ est un véhicule électrique hybride avec prolongateur d'autonomie à hydrogène (« Symbio FCell », 2016). Le Japon, la Californie, l'Allemagne et le Danemark sont les régions les plus ambitieuses et développent leurs plans de déploiement d'infrastructure et de véhicules. La France a, quant à elle, fait le choix d'une stratégie progressive de déploiement par le biais de clusters hydrogène sur le territoire. Un certain nombre de stations hydrogène permettront de délivrer un volume d'hydrogène pour des clients types dont la consommation est anticipée (des entités publiques comme La Poste ou des livreurs par exemple) (Durville et al., 2015). La France compte déployer entre 1000 et 2000 véhicules hydrogène et environ 100 stations de recharge d'ici à 2020 (Lucchese and Mauberger, 2016). Le projet « EAS-HyMob », cofinancé par l'Union Européenne, est un exemple de cette dynamique avec la prévision d'un déploiement de 15 stations hydrogène et de 250 véhicules sur le territoire normand d'ici à 2018 (Brunet and Ponsard, 2016). Au-delà de la mobilité via les véhicules individuels et les flottes captives, des applications diverses voient le jour : vélos, transpalettes en sont quelques exemples en train de se développer dès aujourd'hui.

L'hydrogène peut aussi être utilisé dans le procédé de fabrication des biocarburants de deuxième génération. Dans la suite, nous classons cet usage dans le segment de la mobilité. La filière biodiesel (et biokérosène) de deuxième génération est en phase de recherche et développement avec l'existence de projets pilotes (par exemple, le projet BioTFuel en France) pour une industrialisation prévue dans la décennie à venir (IFPEN, 2016). Les filières de deuxième génération sont issues de la biomasse lignocellulosique, de ressources primaires de l'agriculture ou de la forêt dont les cultures dédiées, ou de ressource secondaires (déchets et co-produits). L'une des voies de production du

biodiesel est la voie thermo-chimique, procédé aussi appelé « Biomass to Liquid » (BtL). Le procédé consiste d'abord en la production d'un gaz de synthèse par gazéification de la biomasse prétraitée (pyrolyse, torréfaction ou traitement mécanique). Ce gaz de synthèse est ensuite purifié puis transformé en diesel ou kérosène liquides grâce à la synthèse catalytique « Fisher-Tropsch ». Entre l'étape de purification et la synthèse « Fisher-Tropsch » intervient une phase d'ajustement du gaz de synthèse avec des quantités appropriées d'hydrogène pour améliorer le rendement de ce procédé (Departe, 2010). L'Union Européenne a mis en place un système d'incitations en faveur du développement des biocarburants. La directive sur les énergies renouvelables impose un taux minimum de 10% de biocarburants dans le transport d'ici à 2020. Cet objectif contraignant est complété par la nécessité de rendre disponibles les biocarburants de deuxième génération à cet horizon (Parlement et Conseil Européen, 2009). En complément, la directive sur les carburants alternatifs adoptée en septembre 2014 incite chaque Etat membre à proposer des stratégies pour leurs déploiements avant la fin de l'année 2016 (Parlement et Conseil Européen, 2014). Le déploiement des carburants dit avancés vise à promouvoir des carburants « durables » avec notamment un système de double comptage de certaines ressources (pour favoriser l'utilisation de ressources non vivrières) dans le reporting des Etats membres sur les objectifs d'incorporation imposés par la législation européenne.

Les usages stationnaires de l'hydrogène se développent surtout au Japon. En mars 2015, 121 000 systèmes étaient installés dans le secteur résidentiel du pays. L'électricité et la chaleur y sont coproduites localement à partir du reformage du gaz naturel transformé en hydrogène. Le gouvernement japonais expose des ambitions de croissance forte avec pour cibles 1,4 millions d'installations en 2020 et 5,3 millions en 2030. Le lancement sur le marché de tels systèmes pour des applications industrielles ou commerciales est prévu pour 2017. En France, le développement des usages stationnaires de l'hydrogène est encore à l'état d'études et de démonstrateurs (Durville et al., 2015).

L'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel ou le « power-to-gas » est perçue comme un moyen de stockage d'électricité à grande échelle. Le terme « power-to-gas » est parfois utilisé pour désigner la seule production d'hydrogène à partir d'électricité (comme dans (Gahleitner, 2013)). Ici nous employons ce terme pour désigner spécifiquement le cas d'application de transformation d'électricité en hydrogène pour l'injecter directement dans un réseau de gaz. L'apparition de surplus d'électricité par les énergies renouvelables variables en croissance devrait encourager son développement. L'hydrogène peut être soit injecté directement ou après conversion en méthane de synthèse. Les volumes potentiels de stockage sont importants au vu de la taille des réseaux de gaz (1000 TWhe en Allemagne ou au Royaume-Uni, 400 TWhe en France) (Decourt et al., 2014). Le taux d'incorporation est limité par la tolérance des appareils ménagers des utilisateurs finaux et les caractéristiques des réseaux de transport et de distribution. En France, la limite est fixée à 6%_{vol} dans le réseau de transport (Fraile et al., 2015c). Les projets pilotes de « power-to-gas » se multiplient dans le

monde, comme le projet Jupiter 1000 localisé à Fos-Sur-Mer en France (Lucchese and Mauberger, 2016).

2.1.2. La production d'hydrogène

Composé d'un électron, l'hydrogène (H) est l'élément chimique le plus léger et le plus abondant de l'univers. L'hydrogène présent sur Terre est presque entièrement constitué de l'isotope ^1H possédant un proton. Dans des conditions ordinaires de pression et de température, l'hydrogène se lie à d'autres atomes pour former des molécules stables. Il compose la molécule de dihydrogène (H_2) présente à l'état de traces dans l'atmosphère. Des découvertes récentes ont toutefois mis en évidence l'existence d' H_2 naturel gazeux dans des structures géologiques en Russie occidentale et sur la côte Est des Etats-Unis pour lequel une extraction pourrait représenter un intérêt économique (AFHYPAC, 2016). De façon beaucoup plus abondante, l'hydrogène est combiné à l'oxygène dans l'eau, au carbone dans les hydrocarbures (les combustibles fossiles en contiennent), et dans les molécules organiques. Pour être utilisé séparément, l'hydrogène (ou l' H_2) doit donc être produit, distribué et stocké (Dunn, 2002).

La première façon de produire l'hydrogène consiste à décomposer les molécules d'hydrocarbures. Le procédé de vaporeformage du gaz naturel, composé essentiellement de méthane (en anglais : Steam Methane Reforming (SMR)) est le mode de production le moins cher et le plus couramment utilisé. La molécule de méthane réagit avec de la vapeur d'eau à haute température (800-900°C) pour produire de l'hydrogène et du CO_2 . Le charbon peut également être gazéifié pour produire de l'hydrogène. Ce procédé est compétitif lorsque le gaz naturel est cher. Plus largement, l'hydrogène peut être produit grâce au reformage d'hydrocarbures ou d'alcools (par exemple le méthanol), ainsi que par la gazéification ou la pyrolyse de la biomasse⁴⁷ (Dunn, 2002).

La deuxième voie pour produire de l'hydrogène consiste à décomposer la molécule d'eau en hydrogène et oxygène par électrolyse grâce à l'application d'un courant électrique. D'après l'enquête menée par Bertuccioli et al. auprès des parties prenantes du secteur de l'hydrogène (Bertuccioli et al., 2014), **il y a un consensus général pour dire que le vecteur hydrogène produit par électrolyse jouera un rôle majeur dans les systèmes énergétiques futurs.** En particulier, il pourrait contribuer directement et indirectement à la réduction des émissions de GES du secteur des transports pour lequel la décarbonisation paraît être l'une des plus compliquée (Ball and Wietschel, 2009), (Sgobbi et al., 2016). En effet, même avec des motorisations plus efficaces, les véhicules conventionnels ne pourront pas permettre d'atteindre les objectifs de réduction des GES d'ici à 2050 (McKinsey, 2010). Pour atteindre le facteur 4 au niveau européen d'ici à 2050, il est nécessaire de décarboner 95% du transport routier (Fraile et al., 2015b). Les véhicules électriques ou à hydrogène ont l'avantage de réduire la pollution diffuse et la pollution sonore, tandis que les émissions

⁴⁷ Décomposition chimique d'un composé organique par une augmentation importante de sa température pour obtenir d'autres produits (gaz et matière) qu'il ne contenait pas.

correspondantes sur l'ensemble de leur cycle de vie dépendent des moyens de production de l'électricité, et respectivement de l'hydrogène, et donc le plus souvent de la composition du mix électrique.

Notre étude porte sur la production d'hydrogène à partir des surplus d'énergie nucléaire. Nous nous focalisons donc sur le procédé d'électrolyse dans ce qui suit. Une usine d'électrolyseurs est constituée de cellules d'électrolyse empilées en série (cas le plus fréquent), ou en parallèle. Trois technologies principales d'électrolyse existent aujourd'hui.

L'électrolyse alcaline est une technologie mature utilisée depuis les années 1920 (Decourt et al., 2014). Il y a consensus pour dire que la technologie est encore trop chère aujourd'hui pour être compétitive par rapport au SMR (Bartels et al., 2010), (Beeker, 2014), (Bertuccioli et al., 2014), (Decourt et al., 2014), (Durville et al., 2015), étant donné le prix actuel du gaz naturel et le prix du CO₂. Jusqu'à présent, son utilisation se justifie principalement quand l'hydrogène produit doit être très pur, ce que le procédé permet d'atteindre contrairement au procédé de reformage. L'électrolyse alcaline est principalement employée pour produire l'hydrogène nécessaire à la fabrication de certains engrais chimiques, mais aussi pour la fabrication d'huiles alimentaires ou de semi-conducteurs (Decourt et al., 2014), (Mansilla et al., 2011). Bien qu'elle soit actuellement la technologie d'électrolyse la moins chère du marché, les potentiels de réduction de coûts sont incertains au vu du design assez complexe de la technologie. Les recherches se concentrent sur la diminution des coûts de maintenance, l'amélioration de l'efficacité et de la flexibilité opérationnelle des électrolyseurs (Bertuccioli et al., 2014), (Decourt et al., 2014).

L'électrolyse à membrane échangeuse de protons (en anglais : Proton Exchange Membrane (PEM)) est commercialisée à petite échelle depuis 2008 (Durville et al., 2015). Elle présente les avantages d'être plus compacte et plus flexible que l'électrolyse alcaline. Elle peut aussi permettre la production d'hydrogène déjà pressurisé pour limiter les frais de compression en aval de la production. Son coût est encore élevé aujourd'hui mais les potentiels de réduction des coûts de production sont grands, en particulier si l'utilisation des métaux nobles comme le platine est réduite et la durée de vie des cellules améliorée (Decourt et al., 2014).

Enfin, la technologie d'électrolyse à haute température (en anglais : high temperature steam electrolysis (HTSE) ou solid oxide electrolyser cell (SOEC)) est en phase de recherche et développement depuis le début des années 2000. Fonctionnant à haute température, elle présente un meilleur rendement que l'électrolyse alcaline car une partie de l'énergie consommée l'est directement sous forme thermique. Au-delà de sa simple fonction d'électrolyse, elle peut offrir des services supplémentaires : la coélectrolyse du CO₂ et de l'eau pour produire du gaz de synthèse (syngas) et un fonctionnement en mode réversible (pile à combustible) pour produire de l'électricité grâce à

l'hydrogène. La technologie est flexible si elle est maintenue à température (Decourt et al., 2014). Les avancées technologiques sont rapides et les potentiels de réduction des coûts importants.

Le challenge majeur pour le développement des électrolyseurs est plus économique que technique (Decourt et al., 2014). L'industrie des électrolyseurs est encore limitée aujourd'hui. La majorité des acteurs sont des petites et moyennes entreprises (par exemple McPhy, SymbioFcell, Sylfen en France).

L'hydrogène produit dans l'industrie se décompose en trois catégories : le marchand, le captif et le coproduit. L'hydrogène marchand est produit par un industriel dans le but d'être vendu à un utilisateur final. L'hydrogène captif est produit volontairement par l'industriel qui le consomme sur le site où il le produit. L'hydrogène coproduit est une production dite « fatale » qui est le résultat d'une réaction chimique destinée à générer un autre produit. Ce dernier est soit réutilisé soit brûlé ou éventé (Le Duigou et al., 2011a).

La production mondiale (de même que la consommation) équivaut aujourd'hui à environ 55 millions de tonnes par an (2% de la consommation d'énergie mondiale) dont 95% provient de combustibles fossiles (pour moitié de gaz naturel) et 5% de l'électrolyse, soit du chlore soit de l'eau. Air Products (leader), Air Liquide et Linde sont les trois plus grands producteurs mondiaux (Durville et al., 2015).

En France, la quantité d'hydrogène produit est d'environ 920 000 tonnes par an sachant que l'importation représente une part négligeable de la consommation (environ 500 tonnes par an). Sur les 920 000 tonnes produites, 60% de l'hydrogène est coproduit, 40% est produit volontairement (Le Duigou et al., 2011a). L'électrolyse de l'eau représente 0,02% de la production totale. Sur la Figure IV—2, nous représentons la répartition de la production d'hydrogène en fonction des matières premières et procédés utilisés en France (Durville et al., 2015).

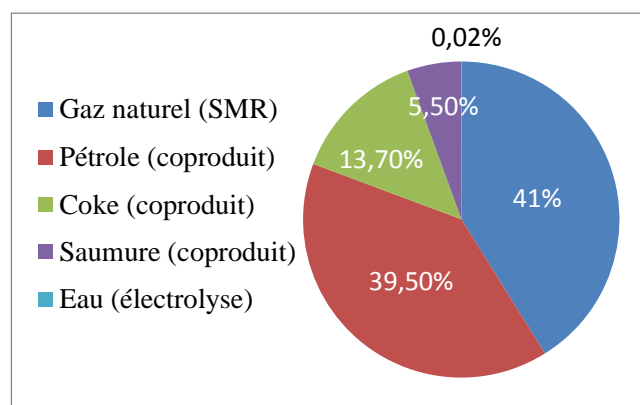


Figure IV—2 : Répartition de la production d'hydrogène en fonction des matières premières et procédés utilisés en France (Durville et al., 2015)

2.2. Offre d'hydrogène par le parc nucléaire

Après s'être intéressés aux marchés d'hydrogène, délimitons à présent le système étudié. Nous nous intéressons à la production d'hydrogène grâce aux surplus d'électricité nucléaire en France dans différents scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire.

2.2.1. Choix des scénarios

Sur la base des scénarios décrits au chapitre 1, nous choisissons deux scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire à l'horizon 2030 et 2050 en France. En ce qui concerne la capacité nucléaire installée, nous retenons deux variantes : 40 GWe et 60 GWe. A l'horizon 2030, comme nous l'avons expliqué aux chapitres 2 et 3, avoir une capacité nucléaire de 40 GWe correspondrait au scénario préconisé par la LTECV. Toutefois, cette hypothèse signifierait un déclin rapide des capacités nucléaires et potentiellement un recours plus important à des centrales fossiles. Nous explorons donc aussi le potentiel de production d'hydrogène associé à une capacité nucléaire maintenue à 60 GWe. Ces deux variantes seront aussi considérées à l'horizon 2050 pour quantifier les volumes d'hydrogène nucléaire potentiels. Cependant, d'après nos résultats présentés aux deux chapitres précédents, la capacité nucléaire sera très probablement réduite avec l'augmentation de la part de l'éolien et du solaire dans le mix. Ainsi, à cet horizon, lorsque nous calculerons les performances des électrolyseurs et les coûts de production d'hydrogène associés nous centrerons l'analyse sur la variante 40 GWe. Les hypothèses sont résumées dans le Tableau IV—1.

	Eolien (% de l'électricité produite annuellement)	Solaire (% de l'électricité produite annuellement)	Total d'éolien et de solaire (%de l'électricité produite annuellement)	Capacité nucléaire installée (GWe)
2030				
Scénario bas	12	5	17	40 - 60
Scénario haut	16	7	23	40 - 60
2050				
Scénario bas	20	10	30	40 - 60
Scénario haut	35	15	50	40 - 60

Tableau IV—1 : Scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire (% de l'électricité produite annuellement) et du nucléaire (capacité installée)

2.2.2. Description du système : vers un système énergétique hybride ?

Un système énergétique hybride est composé de plusieurs sources d'énergie, de modes de couplage, de modes de stockage, de produits divers. Les possibilités sont très variées et propres à chaque contexte géographique. Historiquement, les systèmes hybrides ont le plus souvent correspondu à des centrales alimentées par un type de ressource unique, mais générant plusieurs types de produit (comme les centrales de cogénération). La terminologie a été élargie ces dernières années (Ruth et al., 2014). Une large part de la littérature est consacrée aux systèmes énergétiques décentralisés (par exemple les

systèmes insulaires) couplant des énergies renouvelables, des batteries, et parfois la production d'autres produits comme l'hydrogène (par exemple : (Borges Neto et al., 2010), (Kaldellis and Kavadias, 2007), (Nixon et al., 2012)). Une part croissante d'articles traite de systèmes couplés aux réseaux électriques. L'objectif de ces études est en général d'utiliser à leur potentiel maximal des sources d'électricité bas-carbone (le nucléaire et les renouvelables), puisque leur coût d'investissement est important par rapport à leur coût de fonctionnement. La flexibilité apportée aux systèmes électriques est alors implémentée au niveau de la centrale nucléaire, du stockage, de l'usine chimique, de la centrale de « back-up » s'il y en a une (Forsberg, 2015), (Garcia et al., 2013). Sur le système global, l'objectif est de réduire le coût de l'intermittence résultant des coûts du stockage électrique, de l'utilisation réduite de centrales et des coûts additionnels de manœuvrabilité. Ainsi, un système énergétique hybride présenterait les avantages d'être économique et de réduire les émissions de GES. Des analyses approfondissent la question et montrent que l'avantage économique d'un système énergétique hybride n'est vérifié que s'il répond à des conditions spécifiques, en particulier un taux d'utilisation important des installations à fort coût d'investissement. Elles se développent essentiellement aux Etats-Unis. Quatre d'entre elles sont résumées ci-après. Dans chaque cas, la demande électrique est imposée et les productions renouvelables variables (éoliennes et solaires) sont prioritaires.

Cherry et al. (2012) compare les performances économiques et environnementales d'un système hybride couplant un réacteur nucléaire à la production de méthanol (les surplus nucléaires par rapport à la demande électrique sont utilisés avec ou sans back-up gaz nécessaire pour faire fonctionner l'usine de méthanol au maximum de ses capacités) et d'un système non hybride où le producteur de méthanol se fournit grâce à une centrale au gaz naturel, la centrale nucléaire fournissant uniquement de l'électricité pour le réseau à facteur de charge réduit. La Figure IV—3 représente le système étudié.

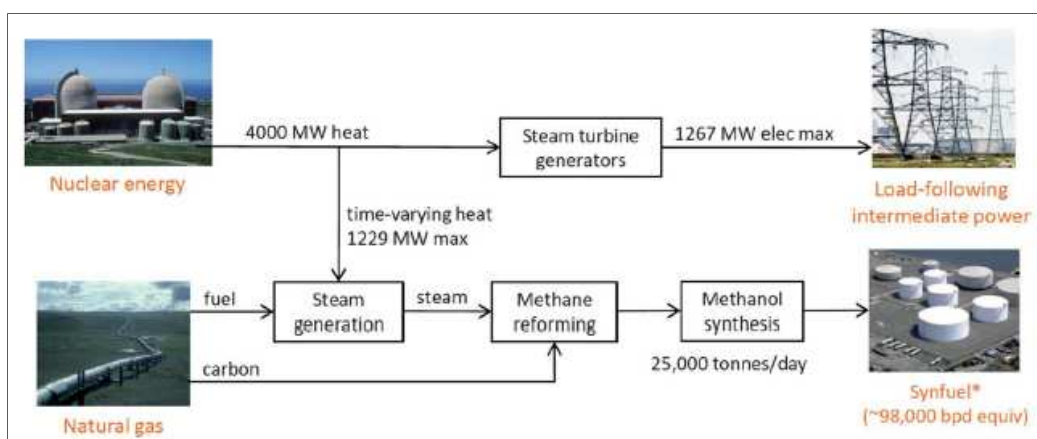


Figure IV—3 : Système énergétique hybride couplant un réacteur nucléaire à la production de méthanol (Cherry et al., 2012)

Les auteurs montrent que le système nucléaire hybride sans back-up gaz est plus cher (environ +10% par tonne de méthanol) par rapport aux deux autres options (option hybride avec back-up et option non hybride), l'option hybride avec back-up étant la plus favorable. Dans ce cas, le producteur de méthanol bénéficie d'une production constante et d'une énergie nucléaire moins chère que le gaz, tandis que la centrale nucléaire peut fonctionner en base et vendre à son potentiel maximal. Le système hybride sans back-up permet de réduire les émissions de CO₂ à hauteur de 97% par rapport au système non hybride. Une incitation d'environ 100 \$/tonne CO₂ permettrait d'équilibrer les coûts entre les deux systèmes.

Haratyk and Forsberg (2012) analyse le système électrique du Dakota du Nord, de taille équivalente à celui de la France. Il optimise le système composé de réacteurs nucléaires, d'éoliennes, de turbines à gaz et d'une usine de production d'hydrogène par électrolyse HTSE. Les coûts de l'intermittence sont supposés être réduits comme suit. Le nucléaire compense les variations de puissance éolienne en produisant plus ou moins de chaleur à destination des électrolyseurs. Les surplus électriques des éoliennes sont utilisés pour produire de l'hydrogène. L'HTSE peut fonctionner en mode réversible pour répondre à la demande électrique de pointe. La Figure IV—4 représente le schéma du système hybride étudié.

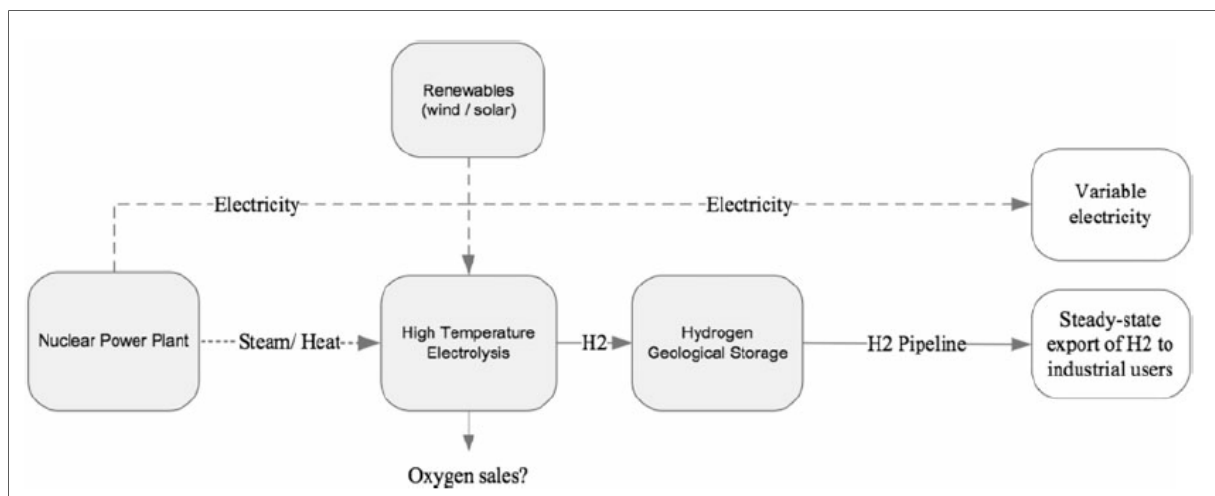


Figure IV—4 : Système énergétique hybride couplant des réacteurs nucléaires, des énergies renouvelables variables et une production d'hydrogène (Haratyk and Forsberg, 2012)

Le système hybride optimisé pour maximiser les bénéfices attendus pour la production électrique et d'hydrogène permet d'intégrer 26% d'éoliennes avec un coût de l'électricité réduit de 5% par rapport au système électrique sans usine d'hydrogène. Cela est le résultat du remplacement de turbines à gaz par le mode réversible de l'HTSE. 89% de l'électricité produite dans le système hybride est bas-carbone et le système permet de réduire de 44% les émissions de CO₂ grâce au fonctionnement réversible de l'HTSE par rapport à l'utilisation de centrales à gaz.

Garcia et al. (2013) évalue le niveau d'énergie renouvelable variable à partir duquel le système énergétique hybride dans lequel une usine chimique consomme les surplus électriques devient plus économique que le système initial uniquement électrique. Les coûts sont évalués de façon dynamique grâce à une modélisation très détaillée du système, incluant notamment les coûts supplémentaires associés à la manœuvrabilité des centrales électriques dans le système initial. Les résultats montrent que l'hybridation est toujours favorable même sans renouvelable quand on compare les deux systèmes avec un même type de centrales électriques. La production de méthanol ajoute une valeur économique importante dans le système. Cependant, le système hybride qui contient une centrale nucléaire est toujours plus cher que le système non hybride contenant une centrale équivalente au gaz (prix du CO₂ de 30 \$/tonne et prix du gaz de 14 \$/MWh). Dans ce cas, le coût d'investissement de base du nucléaire supposé dans l'étude (5335 \$/kWe) devrait être réduit à environ 3500 \$/kWe pour que le système soit compétitif par rapport au système non hybride avec du gaz à partir de 18% de renouvelables (avec une usine fonctionnant à 100%). Pour rappel, le coût d'investissement envisagé pour l'EPR-NM est de 3000 €/kWe, coût à peu près équivalent en fonction de la parité euro/dollars.

Sabharwall et al. (2015) évalue les bénéfices pour un système électrique, composé d'éoliennes et d'un réacteur nucléaire de type « Small Modular Reactor », d'intégrer une usine d'électrolyse de type HTSE. Les surplus de chaleur et d'électricité nucléaires sont destinés à la production d'hydrogène. Le système nucléaire et éolien couplé à l'usine d'hydrogène présente un LCOE plus important que les systèmes non couplés (sans usine), cependant les revenus additionnels réduisent de façon importante la période de retour sur investissement du système hybride. Les externalités comme la réduction des émissions de GES ou le besoin d'importation de ressources fossiles ne sont pas prises en compte.

Le système que nous étudions est schématisé à la Figure IV—5. Nous modélisons le système électrique français de façon simplifiée et lui ajoutons une usine d'hydrogène. Pour un taux d'éolien et de solaire donné, l'électricité nucléaire en surplus sert à alimenter l'usine d'hydrogène. Même si le système étudié est très simple à ce stade, il peut être perçu comme la première étape vers le développement de systèmes énergétiques hybrides pertinents pour la France.

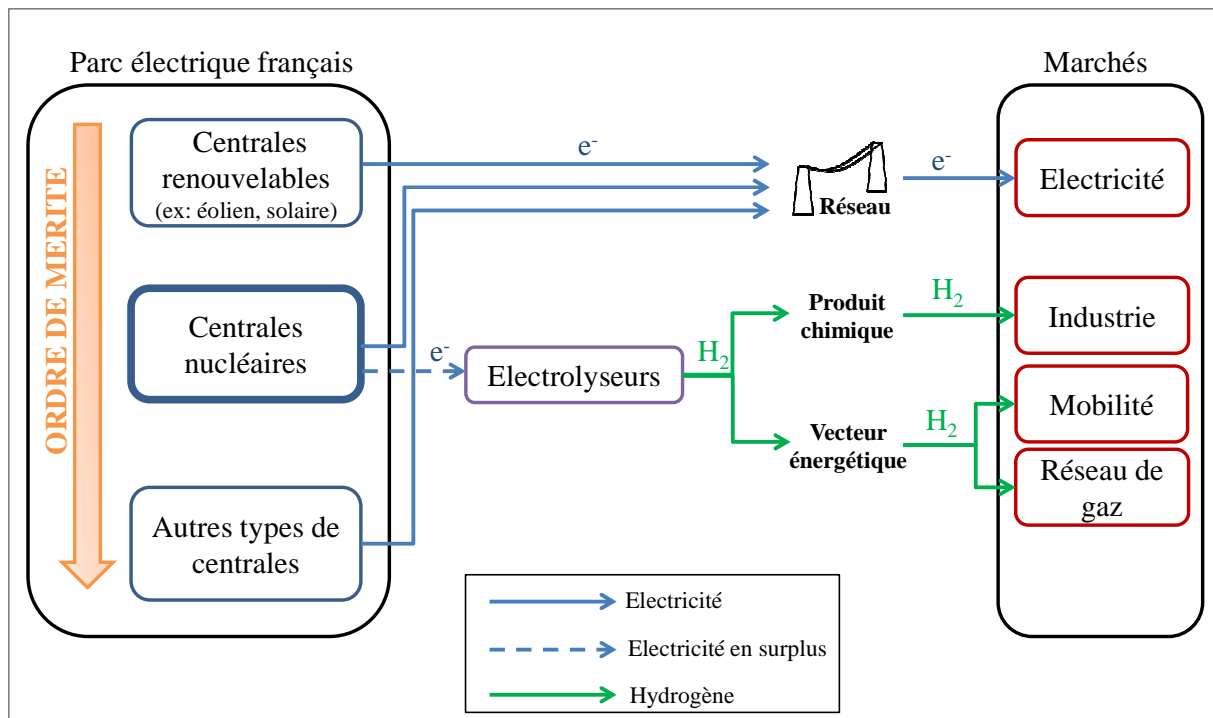


Figure IV—5 : Système étudié avec des centrales nucléaires françaises visant non seulement les marchés électriques mais aussi les marchés industriels, de mobilité et du réseau de gaz

La partie 3 sera dédiée à l'analyse prospective de marché pour évaluer le déploiement potentiel de la fourniture d'hydrogène à partir de l'électricité nucléaire en surplus.

3. Un parc nucléaire flexible par la coproduction d'hydrogène : méthodologie, hypothèses et résultats

3.1. Attractivité des segments de marché de l'hydrogène : méthode

Cette partie présente la méthode utilisée pour évaluer l'attractivité potentielle des différents segments de marché de l'hydrogène en France, à moyen ou long terme.

3.1.1. Démarche générale

L'avenir du marché de l'hydrogène sera en grande partie déterminé par la croissance des usages de mobilité en remplacement des énergies fossiles. L'émergence des nouveaux segments de marché de l'hydrogène dépend de facteurs divers. Grâce à une revue de littérature sur les exercices prospectifs de développement des usages de l'hydrogène, McDowall and Eames (2006) identifie quatre facteurs d'influence majeurs : la prise de conscience des problématiques climatiques assortie d'une volonté de changement, le besoin plus important de sécurité énergétique, le besoin de réduction de la pollution locale de l'air, la compétitivité industrielle des technologies hydrogène. La compétitivité industrielle dépendra en particulier du prix des ressources fossiles et de la réduction du coût des procédés qui va

de pair avec leur déploiement. Le contexte actuel est marqué par le développement des énergies renouvelables variables, qui entraînent en aval un besoin de plus de flexibilité dans le système électrique comme que nous l'avons détaillé au chapitre 2. Le développement des énergies renouvelables pourrait quant à lui promouvoir celui du vecteur hydrogène, perçu comme un moyen de stockage de longue durée, avec des perspectives de volume potentiellement importantes. Ce dernier pourrait en retour favoriser le développement des énergies renouvelables variables. D'après l'analyse conduite dans le cadre du projet européen « CertifHy » (« CertifHy », 2016), le développement de l'hydrogène « bas-carbone » aux dépens des énergies fossiles et de l'hydrogène carboné pourra se faire grâce à la concordance de ces mêmes facteurs d'influence (Fraile et al., 2015c). L'hydrogène « bas-carbone » est défini par le projet CertifHy comme étant coproduit ou produit par électrolyse de l'eau grâce à une électricité bas-carbone (le procédé doit émettre 60% de $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ en moins par rapport au procédé SMR (moins de $36,4 \text{ gCO}_{2,\text{eq}}/\text{MJH}_2$). Un mix de technologies bas-carbone peut conduire au même intérêt environnemental, sans être qualifié de « vert », c'est-à-dire exclusivement constitué d'énergies renouvelables (Fraile et al., 2015a). L'hydrogène produit par de l'électricité nucléaire entre dans cette catégorie. La nature des facteurs d'influence montre que les autorités publiques ont un rôle crucial à jouer pour stimuler le déploiement des technologies hydrogène. Il y a consensus pour dire que, sans soutien politique fort, le développement du marché de l'hydrogène est très incertain, voire compromis (Bertuccioli et al., 2014), (Creti et al., 2015), (Decourt et al., 2014), (Durville et al., 2015), (Fraile et al., 2015c), (McDowall and Eames, 2006), (McKinsey, 2010). En particulier, les politiques doivent soutenir le déploiement des infrastructures de rechargement en hydrogène dans les territoires. Pour les premiers acheteurs, le nombre de stations de rechargement en hydrogène est l'élément essentiel qui motivera leur choix. Ce facteur comptera plus que le prix du véhicule qu'ils perçoivent comme une technologie vertueuse pour l'environnement (Park et al., 2011). D'ailleurs, selon McKinsey (2010), le coût de l'infrastructure hydrogène ne devrait représenter qu'environ 5% du coût total de possession d'un véhicule (et même dix fois moins à l'horizon 2025 dans le cas du projet normand selon Brunet and Ponsard (2016)), ce qui ne pénaliserait pas l'achat. Le coût total de possession décrit l'ensemble des coûts du véhicule pendant sa durée de vie : le coût à l'achat et les coûts de fonctionnement, en particulier l'ensemble des coûts nécessaires pour délivrer le carburant à la pompe (McKinsey, 2010). La directive européenne sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs va dans ce sens en imposant aux Etats membres qui décident de développer la mobilité hydrogène de mettre à disposition un nombre suffisant de points de recharge en hydrogène sur le territoire, au plus tard le 31 décembre 2025 (Parlement et Conseil Européen, 2014).

A l'heure actuelle, l'atteinte des objectifs climatiques signifierait que les systèmes énergétiques aient comme vecteurs énergétiques prédominants de l'hydrogène bas-carbone et de l'électricité, elle aussi bas-carbone (McDowall and Eames, 2006). L'hydrogène bas-carbone, vecteur énergétique, devrait alors remplacer les sources d'énergies fossiles pour fournir les mêmes services finaux. L'hydrogène

bas-carbone, produit chimique, devrait se développer aux dépens de l'hydrogène carboné produit à partir de ressources fossiles. **Quel serait alors le coût maximal de production de l'hydrogène bas-carbone « autorisé » pour que le consommateur final puisse bénéficier de services énergétiques ou chimiques identiques au même prix qu'avec des énergies fossiles ?** En dehors de toute considération de politique publique de déploiement des marchés, telle est la première question à laquelle nous souhaitons apporter des éclairages.

Plutôt que de concentrer l'analyse sur l'offre en comparant les coûts entre différents procédés de production d'hydrogène, Hammerli et al. (1984) propose d'**élargir la comparaison aux concurrents de l'hydrogène qui fournissent un service équivalent. Cette approche**, reprise par Mansilla et al. (2012a), **permet de borner le coût de production d'hydrogène à atteindre pour remplacer les ressources fossiles sur un segment de marché donné. Elle donne ainsi une idée du niveau de difficulté que tel segment de marché offre à la pénétration de l'hydrogène bas-carbone, à savoir son attractivité en termes économiques. L'attractivité potentielle du segment de marché sera également mesurée grâce aux volumes prospectifs de vente que le marché pourrait offrir.**

Cette démarche ne permet d'explorer qu'un seul indicateur économique pour le développement de l'hydrogène bas-carbone : son coût de production cible. Le niveau du soutien politique est uniquement traduit par un prix du carbone qui se répercute sur le coût des technologies fossiles concurrentes. Comme expliqué précédemment, le développement de l'hydrogène bas-carbone sur un segment de marché dépend de multiples facteurs. Le déploiement de la mobilité hydrogène dépendra par exemple du développement de l'infrastructure de ravitaillement, du prix de l'hydrogène à la pompe, du prix du véhicule, eux-mêmes plus ou moins subventionnés. Dans le cadre du projet normand de développement de la mobilité hydrogène, le coût de production de d'hydrogène (production centralisée par SMR) ne représente aujourd'hui que 7% du coût total de l'hydrogène à la pompe, le reste du coût étant divisé à parts égales entre le coût de l'infrastructure de la station et du transport de l'hydrogène. Le déploiement plus important de flottes de véhicules devrait permettre d'augmenter le taux d'utilisation des stations et de diminuer les distances de transport (de façon indirecte via le déploiement de l'infrastructure), ce qui devrait faire diminuer de façon importante leur part dans le coût total. En 2025, une production centralisée d'hydrogène compterait pour environ 40% du prix total payé à la pompe (Brunet and Ponsard, 2016). Par ailleurs, à ce même horizon, le coût du carburant ne représenterait que 30% du coût total de possession d'un véhicule contre 60% pour l'investissement (Brunet and Ponsard, 2016). Si le prix d'achat du véhicule à hydrogène converge avec celui du véhicule à combustion interne classique (i.e. essence ou diesel) d'ici 2025-2030, comme pronostiqué par McKinsey (2010), la différence de coût total de possession entre les deux types de véhicule se jouera en majeure partie via le prix du carburant à la pompe, dépendant du différentiel entre le prix d'hydrogène et le prix des ressources fossiles.

3.1.2. Méthode détaillée par segment de marché

Dans cette partie, nous décrivons la méthode adoptée pour évaluer l'attractivité des futurs segments de marché potentiellement atteignables par une production d'hydrogène. Pour cela, nous examinons tour à tour chacun des segments de marché décrits dans la partie 2.1.1 : l'industrie, la mobilité (divisée en deux sous-segments : mobilité hydrogène grâce aux piles à combustible ou apport d'hydrogène dans la production de biocarburants) et le « power to gas ». On se concentrera sur ces marchés qui semblent être les plus prometteurs à l'heure actuelle. On aurait pu également citer l'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité (l'hydrogène est produit à partir d'électricité, puis reconverti en électricité), mais, à l'heure actuelle, cet usage n'est globalement pas rentable (Decourt et al., 2014). Les hypothèses associées aux coûts objectifs sont également détaillées.

Industrie

Les raffineries et les usines de fabrication d'ammoniac produisent l'hydrogène dont elles ont besoin pour leur propre consommation. Pour ce faire, elles utilisent principalement le procédé SMR (Le Duigou et al., 2011a). Le coût de production objectif de l'hydrogène bas-carbone est obtenu par comparaison au coût de production du procédé SMR qui dépend fortement du prix du gaz et du CO₂.

La littérature propose une corrélation entre le prix du gaz naturel et le coût de l'hydrogène produit par le procédé SMR (IFP - AFHYPAC, 2014). Grâce aux données des modèles, nous avons pu établir la relation linéaire suivante :

$$\text{Eq. IV-1 : } \text{Coût du kgH}_2 \text{ (€/kgH}_2\text{)} = 0,145 * \text{prix du gaz (€/MBtu)} + 0,354$$

L'ordonnée à l'origine (€/kgH₂) correspond à la composante de coût fixe tandis que la pente de la courbe indique le coût variable en fonction de la consommation du procédé (MBtu/kgH₂).

En termes d'émissions de CO₂, nous retenons la valeur de 8,7 kgCO_{2,eq.} par kgH₂ (Edwards et al., 2014), (Haratyk and Forsberg, 2012).

Mobilité : utilisation de l'hydrogène dans les piles à combustibles

Pour que l'hydrogène carburant puisse se positionner sur le marché, son prix à la pompe doit au maximum être égal à celui des carburants concurrents pour parcourir la même distance. On se place alors dans un contexte, à terme, où le prix du véhicule n'est pas le critère (McKinsey, 2010). Nous basons la comparaison sur le diesel qui est le carburant majoritaire en France (Comité des Constructeurs Français d'Automobiles, 2015). Nous supposons que le diesel et l'hydrogène carburant sont taxés à la même hauteur. En effet, en accord avec les critères de durabilité définis par l'Union Européenne, l'hydrogène carburant devrait dans le long terme pouvoir être compétitif, sans aide, avec les autres carburants (fossiles ou gaz) (Parlement et Conseil Européen, 2009). On tiendra compte du

coût du transport, de la distribution, du stockage et de la compression de l'hydrogène pour évaluer le coût de production objectif.

Pour l'ensemble des marchés de la mobilité, nous retenons les hypothèses suivantes.

Nous supposons un prix du raffinage de 0,1 €/litre de diesel, un coût de transport et de distribution de 0,09 €/litre de diesel (Connaissance des Énergies, 2015).

Le rendement des moteurs diesels est amélioré avec le temps : aujourd'hui la consommation moyenne des véhicules légers est supposée égale à 6,4 l/100km (ADEME, 2013) ; un gain supposé de 25% à l'horizon 2030 permet d'atteindre 4,8 l/100km d'après (ADEME, 2013), et un gain de 30% est supposé à l'horizon 2050 pour atteindre 4,5 l/100km (McKinsey, 2010).

Les émissions de CO_{2,eq.} des véhicules conventionnels retenues sont la moyenne des émissions du diesel dans l'Union européenne, soit 83,8 gCO_{2,eq.}/MJ_{diesel} (Parlement et Conseil Européen, 2009) ; la densité énergétique du diesel retenue est de 36 MJ_{diesel}/litre (Parlement et Conseil Européen, 2009). Cette valeur d'émission est la moyenne de l'ensemble des émissions associées à l'utilisation du diesel depuis l'extraction du pétrole jusqu'à son utilisation.

Les hypothèses de coûts du transport, de la distribution, du stockage et de la compression (en station-service) de l'hydrogène sont les suivantes :

- le coût du transport et de distribution est estimé à environ 0,5 €/kgH₂, d'après Le Duigou et al. (2011b). Cette hypothèse intègre un mix de solutions de distribution et de transport : des camions réalisent la distribution d'hydrogène sur de courtes distances (inférieures à 150 km) et des canalisations de transport d'hydrogène permettent le transport d'hydrogène sur des plus longues distances. L'hypothèse est en phase avec celle utilisée par Haratyk and Forsberg (2012) égale 0,4 €/kgH₂ pour une canalisation de transport de 1000 km. Plus largement, lorsque le coût du transport et de distribution est évalué, la distribution spatiale des sites de production par rapport aux sites de consommations sur le territoire est un paramètre potentiellement dimensionnant. Différents modèles peuvent être envisagés : une production d'hydrogène centralisée, décentralisée au niveau de sites de consommation, ou encore, un cas intermédiaire pour lequel la production d'hydrogène serait effectuée au niveau de dépôts de carburant, la distribution d'hydrogène serait alors effectuée sur de plus courtes distances (distribution assurée par des camions, évitant ainsi le coût de canalisations d'hydrogène sur de plus longues distances). Toutefois, ces considérations économiques dépassent le cadre de cette thèse.
- le stockage massif en cavité saline est le plus économique aujourd'hui. La faisabilité géologique de ce type de stockage est démontrée (Stone et al., 2009) et les volumes sont compris entre 100 000 et 200 000 m³ d'H₂ (1000 à 2000 tonnes d'hydrogène à une pression globalement comprise entre 100 et 200 bar). En France, les sites sont principalement situés dans le sud-est du pays (Le Duigou et al., 2014), (Le Duigou et al., 2011b). Selon les études, les coûts de stockage

massif varient entre 0,03 et 3 €/kgH₂ (Le Duigou et al., 2011b), mais les hypothèses et les modèles économiques sont peu détaillés pour en tirer des conclusions. Ce coût a été plus précisément évalué dans le cadre de la modélisation France du projet européen HyUnder (Le Duigou et al., 2014). Ainsi le coût de stockage massif serait au maximum de 0,5 €/kgH₂ (Le Duigou et al., 2016), (Simons et al., 2015). Toutefois, les études montrent que même pour une production intermittente d'hydrogène réalisée à partir d'électricité éolienne ou solaire, le stockage serait faible en volume par rapport à l'hydrogène produit (au maximum 20%) (Le Duigou et al., 2014). Enfin, à la station-service, l'hydrogène doit être comprimé de 200 à 700 bar (ou 350 bar selon les cas) pour être injecté dans les véhicules. Au final, nous retiendrons une valeur de 1,5 €/kgH₂ pour le coût de stockage et de compression (Le Duigou et al., 2016), (McKinsey, 2010).

Mobilité : apport d'hydrogène dans le procédé de fabrication du biodiesel de deuxième génération

Le coût cible de production du biodiesel est déterminé comme précédemment par rapport au prix de vente du diesel à la pompe sur la base d'une même distance parcourue. Le biodiesel et le diesel sont supposés être assujettis au même montant de taxes et leurs coûts de distribution respectifs identiques. Le coût de production cible d'hydrogène est ensuite déduit du coût de production cible de biodiesel à partir d'hypothèses sur les autres composantes du coût de production du biodiesel.

Pour ce marché, nous prenons les hypothèses exposées ci-après :

- le coût du procédé de fabrication de biodiesel (hors consommation d'hydrogène) retenu est de 0,7 €/litre_{biodiesel}. L'efficacité du procédé augmente de 30% d'ici à 2050 de façon linéaire (diminution du coût de production) (Seiler et al., 2010).
- les émissions de CO_{2,eq} du véhicule fonctionnant au biodiesel sont de 6 gCO_{2,eq}/MJ_{biodiesel} (la densité énergétique du biodiesel est prise égale à 34 MJ_{biodiesel}/litre) (Parlement et Conseil Européen, 2009). Cette valeur d'émission est la moyenne de l'ensemble des émissions associées à l'utilisation du biodiesel depuis la culture de la ressource, sa transformation jusqu'à son utilisation.

« Power to gas » : injection de l'hydrogène dans les réseaux de gaz

Pour évaluer le coût cible de production d'hydrogène à destination des réseaux de gaz, on compare le prix du gaz naturel à celui du mélange de gaz naturel et d'hydrogène, pour une même quantité d'énergie fournie au consommateur.

Pour ce marché, nous supposons que la combustion du gaz naturel émet 240 kgCO_{2,eq}/MWhe (ADEME, 2014).

Au-delà des hypothèses spécifiques nécessaires pour chaque segment de marché, des hypothèses générales valent pour l'ensemble de marchés sur le prix des ressources fossiles et du CO₂. Nous les détaillons ci-après.

Hypothèses générales pour l'ensemble des segments de marché

Des incitations gouvernementales qui promeuvent les solutions bénéfiques pour l'environnement par rapport à celles plus polluantes, seront clé pour la croissance des marchés de l'hydrogène. En particulier, le prix du carbone auquel seront soumises les technologies émettrices sera un facteur déterminant. En outre, les prix de marché comme ceux du pétrole et du gaz joueront aussi un rôle majeur dans la transition vers les technologies hydrogène.

Le Tableau IV—2 résume les hypothèses de prix du pétrole, du gaz et du CO₂ sélectionnées pour le cas de base. Les hypothèses du prix du pétrole et du gaz sont tirées du scénario tendanciel « Current Policy » du WEO de l'AIE (IEA, 2015). L'hypothèse retenue pour le gaz est celle correspondant au contexte européen. Faute de données pour l'année 2050, nous prenons les hypothèses de l'année 2040. Ce scénario propose des hypothèses hautes pour le prix des fossiles mais les ordres de grandeur sont raisonnables au vu de l'évolution irrégulière du prix du pétrole ces dernières années. Une période de prix du pétrole élevé entre 2010 et mi-2014 (pic à 85 €/boe⁴⁸) a laissé place à une période de prix bas (30-45 €/boe). De même le prix du gaz a été très variable ces dernières années. Depuis 2009, les tendances de prix sont divergentes entre l'Europe, le Japon et les Etats-Unis : le prix du gaz en Asie a crû fortement suite à l'accident de Fukushima tandis qu'il a fortement baissé aux Etats-Unis, en se décorrélant du prix du pétrole, suite à l'essor du gaz non conventionnel. La situation européenne se situe entre les deux. Durant cette période, les prix en Europe ont oscillé entre 10 €/Mbtu et moins de 5 €/Mbtu, tandis qu'en Asie, on a pu observer des pics à près de 15 €/Mbtu. Les hypothèses de prix du CO₂ sont en accord avec les objectifs du Gouvernement français à l'horizon 2030 (Gouvernement français, 2015) et les projections de l'ANCRE à l'horizon 2050 (ANCRE, 2013). La parité euro/dollar est choisie égale à 1,3 \$/1,0 € en accord avec le taux de change observé en septembre 2015.

	2030	2050
Prix du pétrole brut (€ ₂₀₁₄ /boe)	100	113
Prix du gaz naturel (€ ₂₀₁₄ /MBtu)	10	10,5
Prix du CO ₂ (€ ₂₀₁₄ /tonne)	100	200

Tableau IV—2 : Prix des combustibles fossiles sur la base du scénario « Current Policy » de l'AIE (WEO) (IEA, 2015) et du CO₂ sur la base des objectifs du gouvernement français à l'horizon 2030 (Gouvernement français, 2015) et des projections de l'ANCRE (ANCRE, 2013)

⁴⁸ Barrel of oil equivalent (en français : baril équivalent pétrole). C'est l'énergie fournie par la combustion d'un baril de pétrole ou de gaz. Un baril est environ égal à 159 litres de pétrole.

En ce qui concerne les volumes, nous construisons des scénarios pour chaque segment de marché à l'horizon 2030 et 2050 sur la base des objectifs exprimés et des scénarios existant pour la France. Ils seront détaillés dans la partie 3.1.3. Les résultats en termes de coûts objectifs et de volumes seront ensuite mis en regard pour évaluer l'attractivité des segments de marché à l'horizon 2030 et, à plus long terme, à l'horizon 2050. Ils sont présentés à la partie 3.2.

3.1.3. Volumes des segments de marché

Pour évaluer les futurs volumes de marchés potentiellement atteignables par une production d'hydrogène, nous focalisons l'analyse sur les prévisions de productions volontaires. Dans le futur, la part des productions volontaires devrait être tirée par les nouveaux usages de l'hydrogène comme vecteur énergétique.

Industrie

Les volumes d'hydrogène consommés dans l'industrie sont connus aujourd'hui mais les volumes prospectifs sont difficiles à estimer et peu partagés (Fraile et al., 2015c), (Le Duigou et al., 2011a). Nous basons la quantification des volumes prospectifs sur les prévisions quantitatives et qualitatives de Le Duigou et al. (2011a). La demande captive des raffineries est augmentée de 130 000 tonnes en 2030 puis gardée constante jusqu'en 2050. La part d'usages captifs dans les raffineries passe de 30% aujourd'hui à 50% en 2030. Pour la production d'ammoniac, nous estimons une réduction de 30% des besoins en hydrogène d'ici à 2030 et une réduction équivalente entre 2030 et 2050. L'hydrogène marchand utilisé dans les industries chimiques, la métallurgie et le spatial est supposé inchangé.

Mobilité : utilisation de l'hydrogène dans les piles à combustibles

La demande d'hydrogène dans le transport routier proviendra principalement des véhicules légers puisqu'ils représentent 75% du parc de véhicules total en Europe (Fraile et al., 2015b). Nous focalisons donc l'analyse sur ce type de véhicules.

Les volumes prospectifs choisis à l'horizon 2030 se basent sur ceux proposés par l'AIE dans la variante hydrogène haute de ses scénarios mondiaux pour la réduction des émissions de CO₂ (« 2DS high H₂ ») (OECD/IEA, 2015). La variante prévoit 2% de véhicules légers à hydrogène à l'horizon 2030, soit appliquée à la France, environ 800 000 véhicules. Le consortium H₂ Mobilité France⁴⁹ prévoit une pénétration équivalente des véhicules à hydrogène à cet horizon (Mobilité Hydrogène France, 2014). Le scénario de H₂ Mobilité France a été construit par la Fondation Européenne pour le Climat (2013) grâce à la projection des ventes annuelles pour évaluer le nombre de véhicules en circulation et en prenant en compte une durée de vie de 15 ans pour les voitures. La variante

⁴⁹ Consortium d'acteurs privés et publics fédérés par l'AFHYPAC (Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustibles), qui regroupe l'ensemble des acteurs de la filière : des entreprises de l'énergie aux utilisateurs (Afhyprac, 2016).

« décarbonisation par l'électricité » de l'ANCRE qui fait appel à l'accroissement des usages du vecteur électrique est légèrement plus volontariste à l'horizon 2030 avec une prévision de 5% de véhicules légers à hydrogène. Finalement, à l'horizon 2030, nous choisissons un taux de pénétration de 2% des véhicules légers à hydrogène, soit environ 800 000 véhicules.

A l'horizon 2050, la variante « 2DS high H2 » de l'AIE prévoit une pénétration de 25% de véhicules à hydrogène dans la parc de véhicules légers dans le monde (OECD/IEA, 2015). Le consortium H₂ Mobilité France prévoit, pour la France à cet horizon, une pénétration des véhicules à hydrogène à hauteur de 17% des véhicules légers (soit environ 7 millions de véhicules) (Mobilité Hydrogène France, 2014) et l'ANCRE, une hypothèse intermédiaire de 20% de véhicules à hydrogène (ANCRE, 2013). A cet horizon, nous retenons la variante la plus basse parmi les variantes volontaristes présentées, à savoir celle du consortium H₂ Mobilité France (17% et 7 millions de véhicules à hydrogène en France).

A ces deux horizons, les hypothèses sont sélectionnées dans l'optique d'examiner des ordres de grandeur pour la France. Pour calculer leurs besoins en hydrogène, nous supposons qu'au-delà de 2030, les voitures consommeront 0,80 kg d'hydrogène pour parcourir 100 km et qu'elles parcourent en moyenne 15 000 km par an (Creti et al., 2015).

Mobilité : apport d'hydrogène dans le procédé de fabrication du biodiesel de deuxième génération

Les volumes prospectifs de biodiesel pour la France sont basés sur ceux proposés par l'ANCRE dans la variante « décarbonisation par l'électricité » (ANCRE, 2013). Par souci d'homogénéité, nous avons porté notre choix sur cette variante qui était la seule à prévoir l'apparition des véhicules électriques à pile à combustible à l'horizon 2030. De plus, d'après des hypothèses internes, nous avons supposé que la moitié du biodiesel serait produit grâce à l'incorporation d'hydrogène dans le procédé. Cela nous a amené à estimer une consommation de ce type de biodiesel égale à 1,5 Mtep à l'horizon 2030 (5% de la consommation finale du secteur du transport). Les volumes d'hydrogène consommés sont ensuite déduits grâce aux hypothèses tirées de Seiler et al. (2010) :

- l'addition d'hydrogène représente 6%_{massique} par rapport à la biomasse sèche en entrée du procédé ;
- le rendement massique est de 35% ;
- le produit final est composé de 22%_{massique} de naphta et de 78%_{massique} de biodiesel.

Ces hypothèses conduisent à une demande d'hydrogène égale à 0,20 kg par litre de biodiesel produit.

« Power to gas » : injection de l'hydrogène dans les réseaux de gaz

Sur la base du scénario de l'Observatoire du Gaz en accord avec la LTECV, la consommation de gaz est supposée rester constante à 400 TWh à l'horizon 2030 (*Gas in focus*, 2015). Cette hypothèse médiane prend en compte des efforts d'efficacité énergétique compensés par une légère croissance des besoins. Nous examinons les volumes prospectifs maximaux en considérant que la totalité du gaz naturel incorporera un apport d'hydrogène. Le taux d'incorporation choisi est égal à 6%_{volume}, limite existant dans les réseaux de transport français (Fraile et al., 2015c). Les données physico-chimiques utilisées pour calculer la quantité d'hydrogène correspondante sont détaillées dans le Tableau IV—3.

	Densité (kg/Nm ³)	Pouvoir calorifique inférieur (MJ/kg)
Gaz naturel	0,6512	50
Hydrogène	0,0899	120

Tableau IV—3 : Données physico-chimiques utiles au calcul des quantités d'hydrogène dans le réseau de gaz

3.2. Attractivité des segments de marché de l'hydrogène : résultats

Nous discutons, dans cette partie, l'attractivité potentielle des segments de marché aux horizons 2030 et 2050 sur la base des volumes et de coûts objectifs prospectifs.

Les résultats des scénarios prospectifs en termes de volumes sont rassemblés dans la Figure IV—6. Les volumes totaux d'hydrogène projetés à 2030 sont de 1 136 000 tonnes par an dont 40% affectés aux usages de mobilité. A l'horizon 2050, les besoins sont multipliés par deux, tirés par les usages de mobilité qui atteignent 71% du volume total estimé à 2 200 000 tonnes par an.

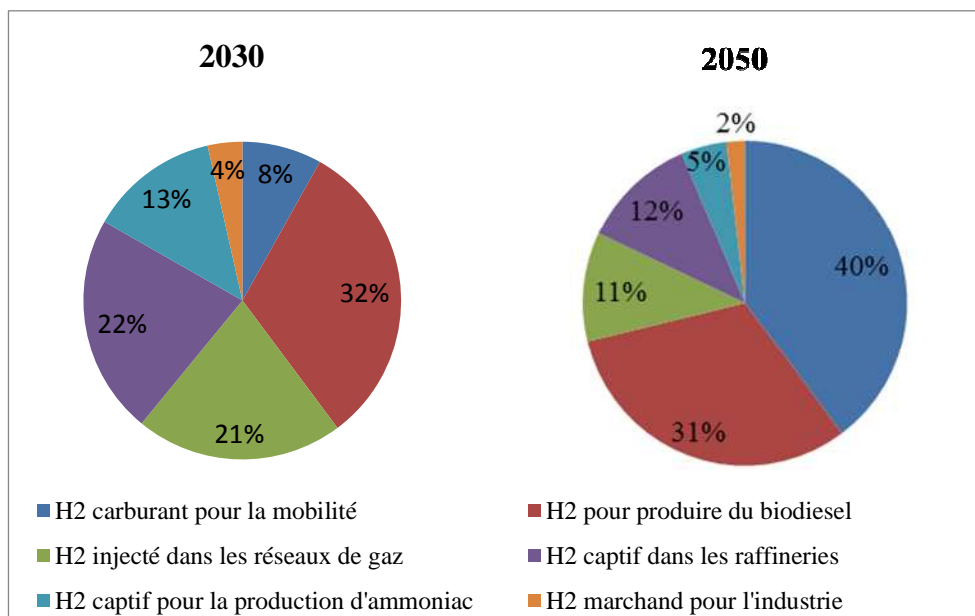


Figure IV—6: Parts prospectives des différents segments de marché dans la demande annuelle d'hydrogène (%/an). A l'horizon 2030, 100% = 1 136 000 tonnes/an ; à l'horizon 2050, 100% = 2 200 000 tonnes/an)

A partir de la méthodologie et des hypothèses présentées dans la partie 3.1.2, les résultats de coûts objectifs sont présentés dans le Tableau IV—4. Deux cas sont exposés pour chaque année, l'un avec, l'autre sans prix du CO₂. Pour rappel, nous supposons un prix du CO₂ de 100 €/tonne à l'horizon 2030 et de 200 €/tonne à l'horizon 2050.

€/kg _{H2}	2030		2050	
	Sans prix du CO ₂	Avec prix du CO ₂	Sans prix du CO ₂	Avec prix du CO ₂
H ₂ dans l'industrie	1,7	2,6	1,9	3,6
H ₂ carburant pour la mobilité	2,8	4,6	3,0	6,4
H ₂ pour produire du biodiesel	0,4	1,8	1,4	4,1
H ₂ dans les réseaux de gaz	1,1	1,9	1,2	2,8

Tableau IV—4 : Coûts objectifs sur les segments de marché de l'hydrogène (€/kg_{H2})

Les coûts objectifs seront plus aisément atteignables à l'horizon 2050. Ils croissent de 10% entre 2030 et 2050 si le prix du CO₂ n'est pas pris en compte et de 40% sinon. L'augmentation est supérieure pour le marché du biodiesel, ce qui est lié aux hypothèses retenues en termes de réduction des coûts sur le procédé industriel de production de biodiesel. Ces résultats mettent aussi en évidence l'importance d'un prix du CO₂ significatif pour promouvoir la pénétration de l'hydrogène, notamment sur les marchés de la mobilité. Le prix du CO₂ augmente le coût objectif de 50% à l'horizon 2030 et le multiplie par deux à l'horizon 2050.

Sur la base des résultats précédents, l'attractivité attendue des segments de marché à l'horizon 2030 et 2050 est exposée à la Figure IV—7. Pour chaque segment de marché, la figure représente les volumes

potentiels en fonction des coûts objectifs à atteindre. Plus le coût objectif est élevé, plus le marché est facile à atteindre pour l'hydrogène. Une taille de marché potentiellement importante renforce l'attractivité du marché.

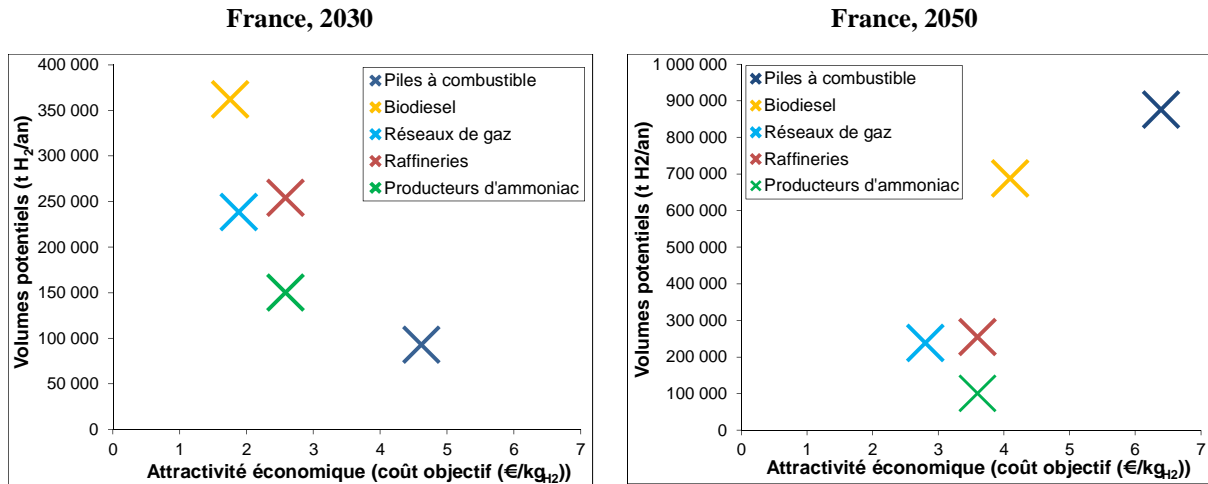


Figure IV—7 : Attractivité des segments de marché de l'hydrogène (avec prix du CO₂) : volumes potentiels en fonction des coûts objectifs sur chacun des segments de marché

A l'horizon 2030, le segment de marché associé à la mobilité tout hydrogène semble le plus prometteur. Il possède le coût objectif le plus élevé même si le volume potentiel est encore timide à cet horizon. Le marché du biodiesel représente un volume plus important mais le coût objectif est faible et semble difficile à atteindre à cet horizon. Les marchés industriels pourraient aussi représenter des volumes significatifs sachant que les coûts objectifs pour atteindre ces marchés sont raisonnablement élevés. Enfin, le segment du « power to gas » présente un coût objectif faible qui pourrait le rendre difficilement pénétrable à cet horizon.

A l'horizon 2050, le graphe doit être appréhendé comme une indication de tendances futures. Il montre l'évolution des tendances avec l'augmentation des prix des fossiles et du CO₂, légèrement compensée par l'amélioration de l'efficacité des véhicules diesel. Les marchés de la mobilité montrent les changements les plus significatifs avec des volumes importants, assortis d'une augmentation des coûts objectifs.

Les volumes de la demande d'hydrogène pourraient croître de façon importante d'ici à 2050 (volumes deux fois et demi plus importants en 2050 par rapport à aujourd'hui). Le marché de la mobilité tout hydrogène est le plus attractif des segments même si les volumes attendus à l'horizon 2030 restent limités. Le prix du CO₂ pourrait jouer un rôle déterminant pour promouvoir les marchés de l'hydrogène, en particulier ceux de la mobilité. A l'horizon 2050, la hausse des volumes du marché de l'hydrogène est tirée par la croissance des deux segments de la mobilité (biodiesel et pile à combustible) pour lesquels les coûts objectifs devraient croître avec l'augmentation du prix du pétrole et de la tonne de CO₂.

3.3. Offre d'hydrogène par le parc nucléaire : méthode

Ayant analysé l'attractivité que représenteraient les différents segments de marché de l'hydrogène aux horizons 2030 et 2050, nous nous intéressons, à ces horizons, au coût de production de l'hydrogène produit grâce aux surplus de production nucléaire en France. Dans cette partie, nous présentons la méthodologie adoptée tandis que la partie 3.4 sera consacrée à l'analyse des résultats.

3.3.1. Profils de puissance nucléaires disponibles pour la production d'hydrogène

Le modèle « Profil Nuc. » décrit dans le chapitre 2 est utilisé pour construire les profils de puissance nucléaire prospectifs disponibles pour la coproduction d'hydrogène. Les résultats de ce modèle sont des entrées du modèle « Coût de l'hydrogène » que nous décrivons ci-après dans la partie 3.3.2.

Le modèle « Profil Nuc. » permet de calculer deux profils prospectifs de puissance nucléaire, extrapolés sur une année. Le premier est le profil de puissance disponible que le parc nucléaire pourrait fournir s'il fonctionnait au maximum de ses capacités. Le deuxième est le profil de puissance du parc nucléaire réellement utilisé en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire dans le système électrique. A chaque pas de temps demi-horaire, la différence entre la puissance nucléaire maximale disponible et la puissance effectivement demandée par le réseau électrique correspond à la puissance disponible pour la coproduction d'hydrogène. Le fonctionnement du modèle « Profil Nuc. » appliqué à la coproduction d'hydrogène est schématisé dans la Figure IV—8.

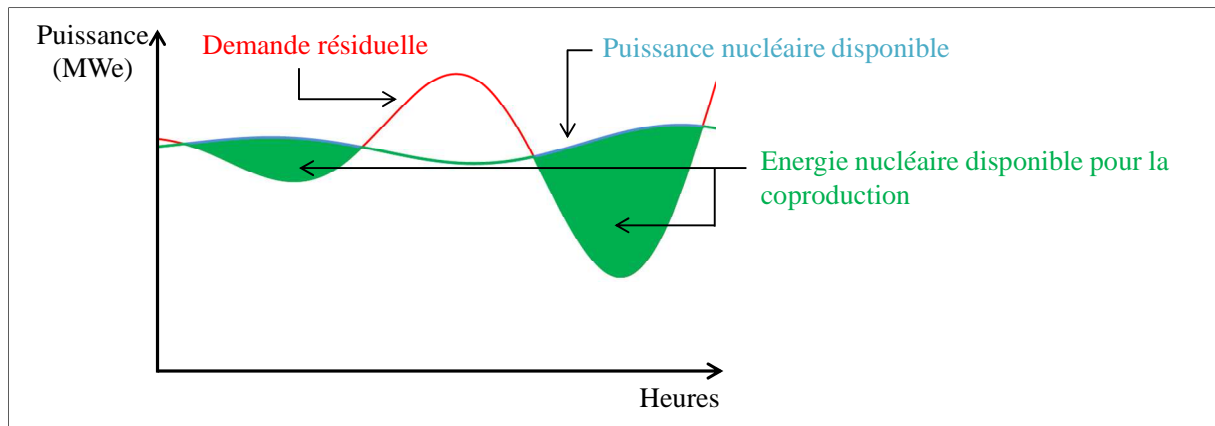


Figure IV—8 : Schéma de principe du modèle « Profil Nuc. » pour évaluer l'énergie nucléaire disponible pour la coproduction

Nous conservons les hypothèses générales de la thèse : une demande électrique égale à 540 TWh, équivalente à aujourd'hui, un facteur de charge du solaire de 15%, un facteur de charge de l'éolien de 20%, un facteur de disponibilité du nucléaire de 79%. De même, la capacité et les productions des énergies renouvelables thermiques et de l'hydraulique au fil de l'eau sont supposées constantes (RTE, 2012-2015).

3.3.2. Coût de l'hydrogène produit grâce à l'électricité nucléaire : modélisation et hypothèses

L'objectif du modèle « Coût de l'hydrogène » est de calculer le coût de production actualisé de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, grâce à la puissance nucléaire en surplus, en fonction des différents taux d'éolien et de solaire dans le mix électrique français.

Un des paramètres d'entrée est le nombre d'heures minimum d'utilisation à pleine puissance par an pour l'usine d'hydrogène (ce qui revient à demander un amortissement minimum de l'investissement). La puissance d'électrolyseurs nécessaire dans l'usine pour satisfaire ce critère est déterminée grâce à la courbe de charge disponible pour la production d'hydrogène (donnée d'entrée). Le calcul du coût de production d'hydrogène peut être effectué pour différents nombres d'heures minimums à pleine puissance des électrolyseurs (et donc plusieurs capacités installées d'électrolyseurs) pour évaluer la sensibilité des résultats à ce paramètre.

Les variables d'entrée comprennent les caractéristiques techniques des électrolyseurs et de l'usine ainsi que les différentes composantes du coût de production de l'usine d'électrolyseurs. Les caractéristiques techniques comprennent :

- la durée de vie et la durée de construction de l'usine ;
- la durée de vie d'un électrolyseur ;
- la consommation d'eau et d'électricité par kg d'hydrogène produit.

Le Tableau IV—5 expose les hypothèses techniques considérées.

Durée de vie de l'usine	30 ans
Durée de construction de l'usine	2 ans
Durée de vie d'un électrolyseur	15 ans
Consommation d'électricité d'un électrolyseur	48 kWh/kgH ₂
Consommation d'eau d'un électrolyseur	0,2*10 ⁻³ m ³ /kgH ₂

Tableau IV—5 : Hypothèses techniques retenues pour l'usine d'électrolyseurs

Le coût de production se compose du coût d'investissement et de fonctionnement. Divers manuels de génie des procédés proposent des décompositions de la structure du coût de production ((Chauvel et al., 2001), (Peters and Timmerhaus, 2003), (Turton et al., 2009))). Il s'agit de catégoriser les différents postes de coût différemment sans impact significatif sur le résultat. La décomposition du coût est basée sur celle de « Chauvel », décomposition classique en génie des procédés, et adaptée à notre cas d'étude en la simplifiant (Chauvel et al., 2001). L'objectif n'est pas d'évaluer précisément le coût de production du procédé mais plutôt de donner des ordres de grandeur pour évaluer le potentiel de déploiement de la technologie sur les marchés.

Concernant le coût de l'électricité pour l'usine, trois modèles économiques sont considérés. Pour le premier, l'usine d'hydrogène est la propriété de l'opérateur nucléaire. L'électricité consommée dans l'usine est alors supposée gratuite. L'opérateur peut ainsi valoriser l'électricité qu'il aurait perdue et maximiser ses chances de succès de pénétration du marché de l'hydrogène (modèle économique n°1). Pour le deuxième, l'opérateur de l'usine d'hydrogène achète l'électricité à l'opérateur nucléaire dans le cadre d'un contrat bilatéral à tarif négocié. Cet accord permet à l'opérateur de l'usine d'hydrogène de bénéficier d'un tarif d'électricité préférentiel et à l'opérateur nucléaire de vendre une électricité qu'il n'aurait pas vendue. Nous considérons alors que l'électricité est vendue au coût de fonctionnement total (fixe et variable) à 27 €/MWh_e hypothèse de la Cour des Comptes (Cour des comptes, 2014) (modèle économique n°2). Un troisième modèle économique est aussi examiné, en supposant que, dans le long terme, les réacteurs nucléaires pourraient être construits spécifiquement pour produire de l'électricité et de l'hydrogène. Dans ce cas, le coût d'investissement devrait aussi être porté par l'opérateur de l'usine d'hydrogène. Ce cas est peu probable à l'horizon 2030 mais pourrait être envisagé à l'horizon 2050. Nous considérons alors un prix d'électricité égal à 65 €/MWh_e, correspondant à un coût de production d'un réacteur nucléaire de type EPR-NM dont le coût d'investissement serait de 5 milliards d'euros (environ 3000 €/kWe) (L'Usine Nouvelle, 2016) et dont le coût d'exploitation serait identique à celui des REP (Cour des comptes, 2014) (modèle économique n°3).

Le Tableau IV—6 détaille les hypothèses de coûts prises en compte dans le cas de base. Ces hypothèses sont inspirées d'études du CEA (Mansilla, 2008), (Mansilla et al., 2011) et (Shoai Tehrani,

2010). La technologie d'électrolyse n'est pas précisée ; l'électrolyseur est caractérisé par son prix et son rendement. Les dynamiques étudiées (pas demi-horaire) ne représentent pas de contraintes particulières pour les différentes technologies d'électrolyseurs (Decourt et al., 2014). Sur la base de l'étude récente de Bertuccioli et al. (2014), les caractéristiques techniques et les coûts retenus dans le cas de base pourraient correspondre aux technologies alcaline et PEM. Le coût de base d'un électrolyseur correspond à une valeur médiane aujourd'hui et plutôt élevée pour 2030 pour la technologie alcaline ; l'hypothèse est basse pour aujourd'hui et plutôt médiane pour 2030 pour la technologie PEM. La consommation électrique des deux technologies est du même ordre de grandeur. A l'horizon 2030, la valeur de 48 kWh/kg_{H2} retenue serait une hypothèse plutôt basse pour la technologie alcaline et une hypothèse plutôt médiane pour la technologie PEM. Ces considérations nous ont conduits à considérer que l'électrolyseur n'a pas de puissance minimale : il peut fonctionner dès qu'il est alimenté en électricité. Le potentiel en termes de volume d'hydrogène à l'horizon 2030 est ainsi porté à son maximum. Au-delà du cas de base, une analyse de sensibilité sera menée sur les paramètres clés (résultats présentés dans la partie 3.5.2).

Coût d'investissement	
<i>Coût d'investissement en limites des unités de production</i>	
Coût de base d'un électrolyseur :	900 €/kWe
Coût réel installé d'un électrolyseur :	+ 5% du coût de base
Aléas :	négligé
<i>Services généraux et stockage :</i>	15% de l'investissement en limites des unités de production
<i>Ingénierie, stock de pièces de rechange, frais de contracteur :</i>	négligé
<i>Charges initiales :</i>	négligé
<i>Taux d'actualisation :</i>	8%
Coût de fonctionnement	
<i>Coût de fonctionnement variable</i>	
Eau :	10 €/m ³
Electricité	
Modèle économique 1 :	0 €/MWe
Modèle économique 2 :	27 €/MWe
Modèle économique 3 :	65 €/MWe
<i>Coût de fonctionnement fixe</i>	
Main d'oeuvre :	0,057 M€/an par opérateur (0,15/électrolyseur) 0,042 M€/an par opérateur maintenance (0,03/électrolyseur)
Maintenance des électrolyseurs (hors remplacement des électrolyseurs) :	2% du coût de base d'un électrolyseur
Maintenance de l'usine (hors électrolyseurs) :	0,27% du coût des services généraux
Taxes et assurances :	0,33% du coût de base d'un électrolyseur
Frais généraux :	0,07% du coût d'investissement des unités
Maintenance fortuite :	1% de la maintenance totale 3% de la main d'oeuvre, taxes et assurances et frais généraux

Tableau IV—6 : Hypothèses économiques retenues pour l'usine d'électrolyseurs (cas de base), d'après (Chauvel et al., 2001) et (Shoai Tehrani, 2010)

Les sorties du modèle se composent de deux parties : l'une est relative à la production opérationnelle et à la consommation électrique de l'usine d'hydrogène ; l'autre est relative au coût de production de l'hydrogène.

La première partie renseigne, à chaque pas de temps, sur :

- le taux d'utilisation de l'usine ;
- la part d'électricité disponible qui est effectivement utilisée et celle qui ne l'est pas.

L'énergie utilisée et non utilisée pour un an d'exploitation est aussi calculée.

La deuxième partie fournit les consommations et productions de l'usine pour une année d'exploitation et pour l'ensemble de la durée de vie de l'exploitation. Elle donne également le coût de production actualisé d'hydrogène sur la durée de vie de l'installation. Le coût de production est décomposé en :

- un coût d'investissement ;
- un coût de remplacement des électrolyseurs ;
- un coût de fonctionnement fixe (hors remplacement des électrolyseurs) ;
- un coût de fonctionnement variable prenant en compte la consommation d'eau et d'électricité.

L'actualisation est réalisée à la date de démarrage de l'usine.

Le schéma de principe du modèle « Coût de l'hydrogène » est exposé dans la Figure IV—9.

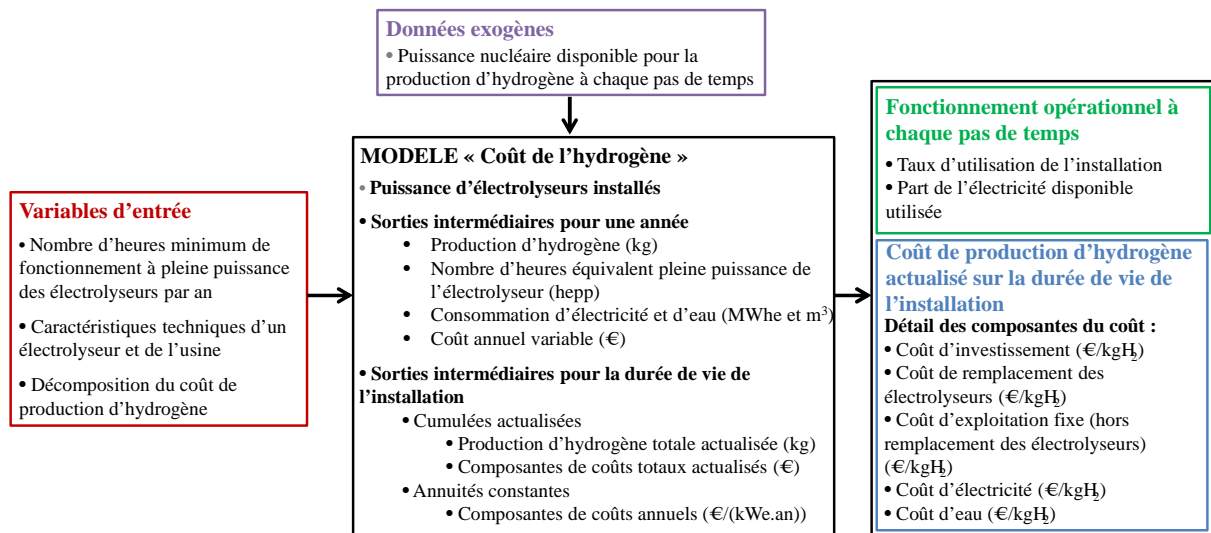


Figure IV—9 : Schéma de principe du modèle « Coût de l'hydrogène »

3.4. Offre d'hydrogène par le parc nucléaire : résultats

Nous présentons ici les volumes et les coûts associés à la production d'hydrogène grâce aux surplus de production d'électricité nucléaire, pour différents taux de pénétration de l'éolien et du solaire, et pour différentes capacités nucléaires installées.

3.4.1. Volumes disponibles pour la production d'hydrogène

Nous utilisons les scénarios présentés à la partie 2.2.1 pour évaluer la production d'hydrogène potentiellement réalisable par le parc nucléaire français en fonction de ses capacités installées et des taux de pénétration de l'éolien et du solaire en 2030 et 2050, définis dans le cadre des scénarios haut et bas. La Figure IV—10 montre la production d'hydrogène atteignable par le parc nucléaire en fonction de la capacité installée d'électrolyseurs, mise en regard des volumes de marché attendus. Les volumes de production d'hydrogène prévisionnels prennent seulement en compte les productions volontaires comme indiqué dans la partie 3.1.3. Les volumes d'hydrogène nucléaire disponibles sont calculés pour différents taux d'utilisation minimum des électrolyseurs à pleine puissance (définissant ainsi la capacité installée d'électrolyseurs). Les taux choisis sont compris entre 10% et le maximum possible en fonction de l'énergie nucléaire disponible en surplus avec un pas incrémental de 10%. Quand la capacité d'électrolyseur est élevée, une part importante d'énergie nucléaire en surplus peut être utilisée. Au contraire, si la capacité installée d'électrolyseurs est faible, les surplus nucléaires sont utilisés dans une moindre mesure mais les électrolyseurs ont un taux d'utilisation plus élevé.

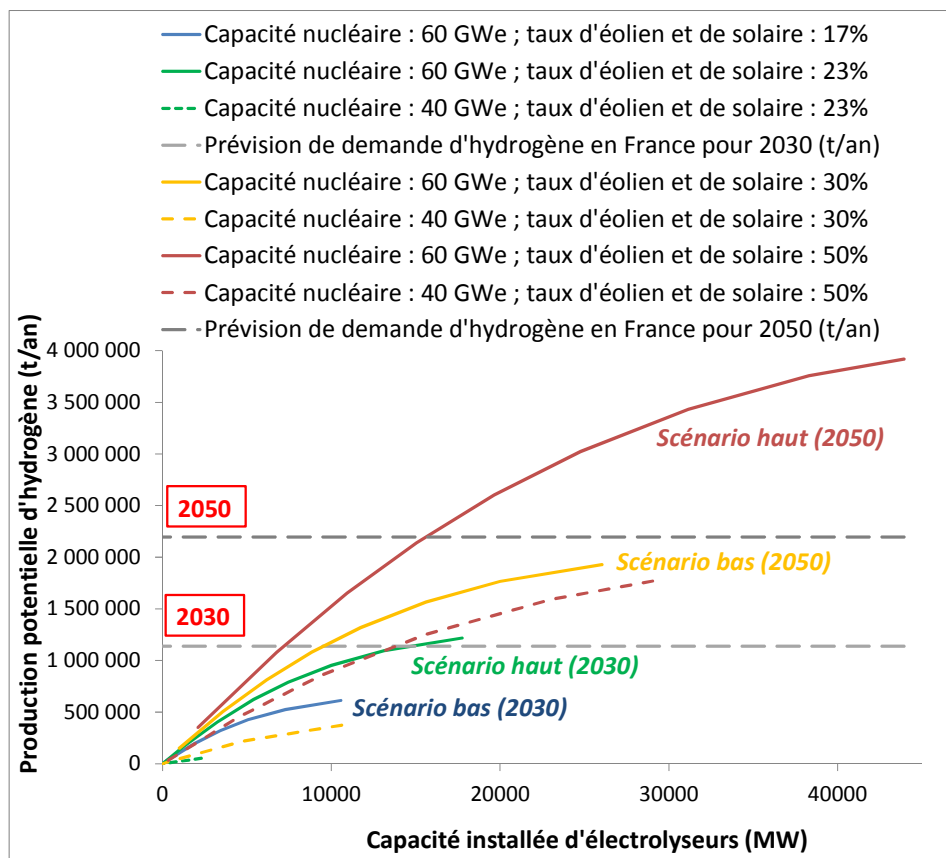


Figure IV—10 : Production d'hydrogène prospective par le parc nucléaire français en fonction de la capacité installée d'électrolyseurs

A l'horizon 2030, si les capacités nucléaires sont maintenues à 60 GWe, la production d'hydrogène du parc nucléaire français pourrait atteindre jusqu'à 54% de la demande totale d'hydrogène pour le scénario bas (c'est-à-dire pour 17% d'éolien et de solaire) (courbe continue bleue). Elle pourrait même répondre au besoin total d'hydrogène dans le scénario haut (23% d'éolien et de solaire) (courbe continue verte). A contrario, si les capacités nucléaires sont réduites à 40 GWe, il aura peu de place pour la production d'hydrogène. Même le scénario haut montre un potentiel très faible (courbe pointillée verte).

A l'horizon 2050, le potentiel de production du parc nucléaire augmente avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le système électrique. Si les capacités nucléaires sont maintenues à 60 GWe, la production d'hydrogène par le parc nucléaire pourrait atteindre jusqu'à 88% des volumes prévus pour la France à cet horizon, dans le scénario bas (courbe continue jaune). Son potentiel pourrait même dépasser les prévisions dans le scénario haut (courbe continue rouge). Si les capacités sont réduites à 40 GWe, le scénario bas représenterait un potentiel d'environ 17% pour alimenter le marché de l'hydrogène (courbe pointillée jaune), alors que le scénario haut pourrait permettre d'atteindre près de 80% de la demande totale d'hydrogène français (courbe pointillée rouge).

A l'horizon 2030, maintenir la capacité nucléaire à 60 GWe permettrait d'atteindre une production d'hydrogène significative qui pourrait correspondre, dans le scénario avec 23% d'éolien et de solaire, à la totalité de la demande. A l'horizon 2050, les taux élevés d'éolien et de solaire ouvrent une fenêtre d'opportunité pour la production d'hydrogène par le parc nucléaire français même si ses capacités sont réduites à 40 GWe.

3.4.2. Coûts de production de l'hydrogène produit grâce à l'électricité nucléaire

Dans ce qui suit, nous focalisons l'analyse sur quatre scénarios. Comme, à l'horizon 2030, les volumes d'hydrogène se sont avérés être faibles pour une capacité nucléaire installée de 40 GWe, nous concentrons l'attention sur le scénario avec une capacité nucléaire installée de 60 GWe. A l'horizon 2050, nous analysons uniquement la variante pour laquelle la capacité nucléaire installée est de 40 GWe.

Un triplet de capacités (nucléaire ; éolien ; solaire) donne lieu à une courbe de charge nucléaire disponible pour la production d'hydrogène présentée dans la Figure IV—11 pour les deux horizons 2030 et 2050.

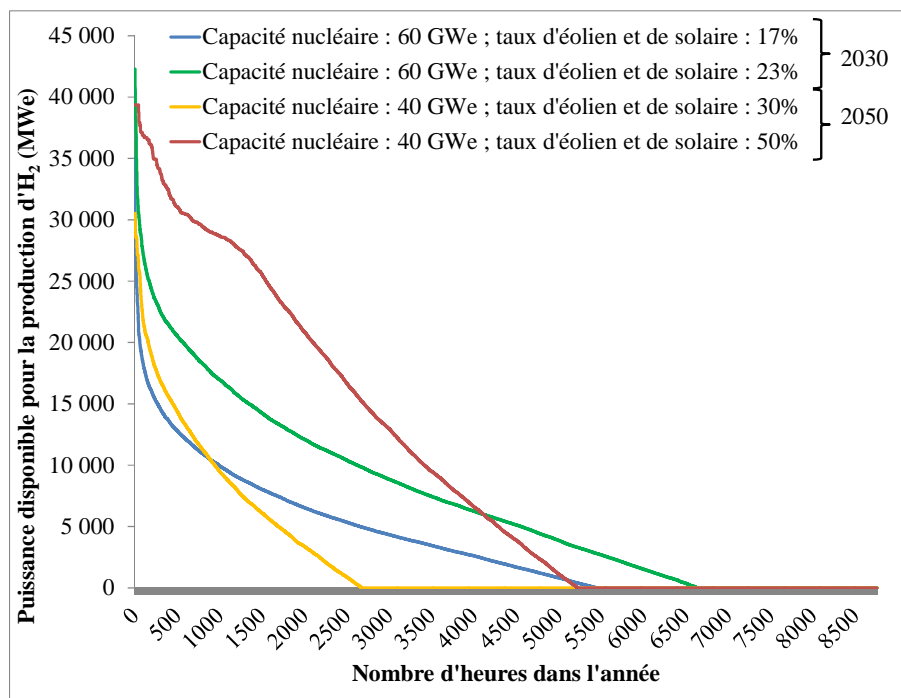


Figure IV—11 : Courbes de charge annuelles de la puissance nucléaire disponible pour la production d'hydrogène en fonction des scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire et de la capacité nucléaire installée

Lorsque la capacité nucléaire est maintenue à 60 GWe, les courbes de charges décroissent moins rapidement que lorsque la capacité nucléaire est réduite à 40 GWe. Pour une capacité nucléaire de 60 GWe, les surplus d'électricité nucléaire apparaissent pendant une durée comprise entre 63% et 75%

de l'année mais ils sont présents en faible quantité pendant un grand nombre d'heures. Pour un même taux d'éolien et de solaire et lorsque la capacité nucléaire est plus faible, les surplus de puissance nucléaire sont disponibles pour la production d'hydrogène (la production nucléaire est marginale) pendant un nombre d'heures moins élevé dans l'année. Dans ce cas, les surplus d'électricité nucléaire sont générés quand les puissances éoliennes et solaires produites sont les plus fortes dans l'année (événements extrêmes). Les événements extrêmes correspondent à des périodes courtes pendant lesquelles une grande quantité d'énergie est disponible, d'où une production d'hydrogène potentiellement importante mais pendant une durée limitée. Dans l'exemple exposé sur le graphique, si la capacité nucléaire est de 40 GWe, les surplus d'électricité nucléaire apparaissent pendant une durée comprise entre 31% et 60% de l'année.

A partir des résultats de la Figure IV—11 et en reprenant le même code couleur pour les scénarios envisagés, la Figure IV—12 présente le nombre d'heures équivalent pleine puissance (hepp) des électrolyseurs en fonction de la capacité installée d'électrolyseurs dans chacun des scénarios.

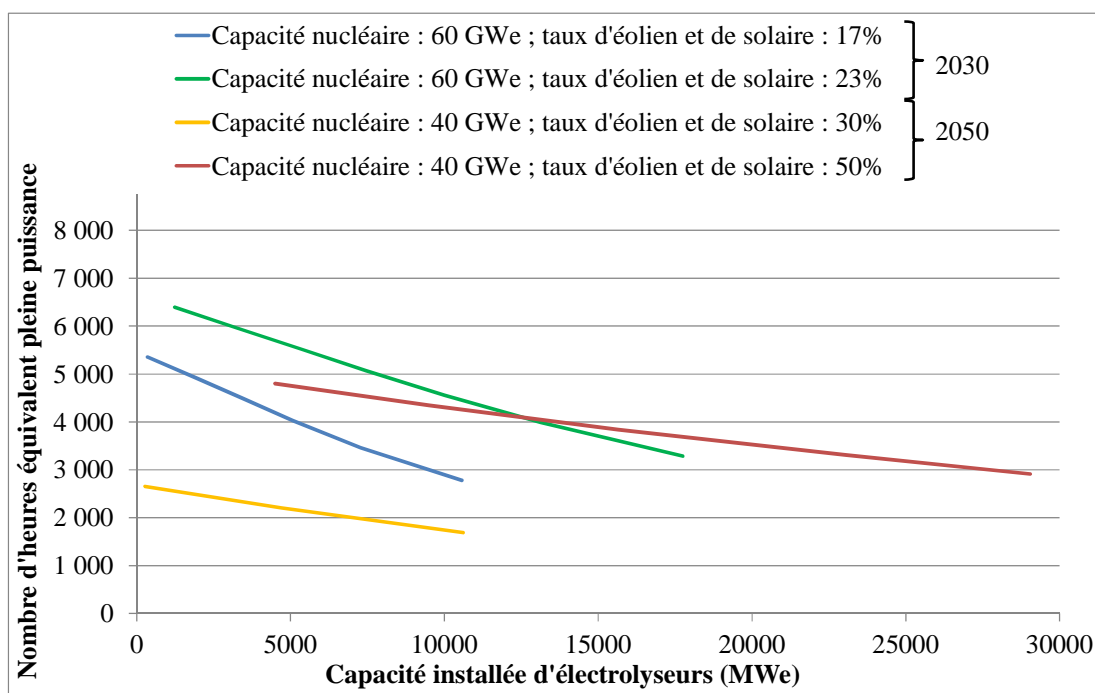


Figure IV—12 : Taux d'utilisation des électrolyseurs en fonction de leurs capacités installées, des scénarios de pénétration de l'éolien et du solaire et de la capacité nucléaire installée

Pour une même capacité nucléaire installée, plus le taux de l'éolien et du solaire est grand dans le système, plus il y a d'énergie nucléaire disponible pour produire de l'hydrogène, donc plus le nombre d'heures équivalent pleine puissance des électrolyseurs est grand pour la même capacité installée d'électrolyseurs. En relation avec le différentiel de pentes des courbes de charge observé sur la Figure IV—11, la réduction du nombre d'heures équivalent pleine puissance des électrolyseurs avec leur capacité installée est moins grande si la capacité nucléaire est réduite. Les électrolyseurs fonctionnent

toutefois avec un facteur de charge réduit (les surplus nucléaires associés à des événements extrêmes de production éolienne et solaire apparaissent pendant moins d'heures dans l'année).

A l'horizon 2030, si la capacité nucléaire est maintenue à 60 GWe, le graphique montre une décroissance rapide du nombre d'heures équivalent pleine puissance des électrolyseurs avec leurs capacités installées. Les valeurs maximales sont comprises entre 5000 et 6500 hepp et les valeurs minimales atteignent entre 2800 et 3300 hepp.

A l'horizon 2050, le scénario avec 30% d'éolien et de solaire et une capacité nucléaire installée de 40 GWe présente un nombre d'heures équivalent pleine puissance faible (moins de 3000 hepp), même pour des capacités d'électrolyseurs installées faibles. Dans ce scénario, l'énergie nucléaire annuelle produite en surplus est égale à 23 TWhe (la valeur la plus faible des quatre scénarios) et les surplus correspondent à des événements extrêmes de puissance (comme expliqué précédemment) qui apparaissent pendant 31% du temps de l'année. Le scénario avec 50% d'éolien et de solaire et une capacité nucléaire installée de 40 GWe est celui qui présente le plus gros volume de surplus d'électricité nucléaire annuel, égal à 88 TWhe. Ce scénario révèle lui aussi des événements extrêmes de production éolienne et solaire. Les puissances nucléaires en surplus peuvent atteindre la puissance nominale du parc nucléaire installé. Ces événements ont lieu pendant 50 heures dans l'année.

Le nombre d'heures équivalent pleine puissance de fonctionnement des électrolyseurs influence directement le coût de production de l'hydrogène. Sur la Figure IV—13, sont représentés les coûts de production actualisés d'hydrogène en fonction de la capacité installée d'électrolyseurs pour chacun des scénarios et pour deux des trois modèles économiques étudiés : l'électricité disponible pour la production d'hydrogène est gratuite (modèle économique n°1) ou vendue au coût de fonctionnement du parc nucléaire (modèle économique n°2).

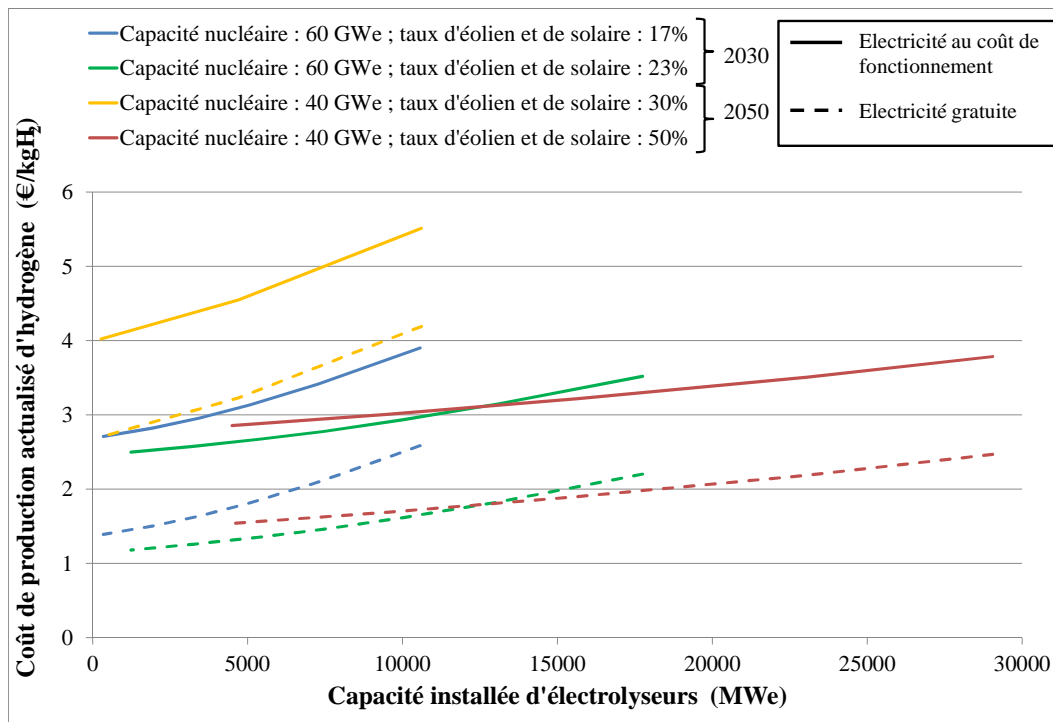


Figure IV—13 : Coût de production actualisé d’hydrogène en fonction des capacités installées d’électrolyseurs, des scénarios de pénétration d’éolien et de solaire, de la capacité nucléaire installée et du modèle économique choisi

Le scénario avec 30% d’éolien et de solaire et une capacité nucléaire installée de 40 GWe est le plus coûteux de tous. Dans ce scénario, le nombre d’heures équivalent pleine puissance des électrolyseurs y est le moins élevé.

Pour un nombre d’heures équivalent pleine puissance inférieur à 3500, le coût de production actualisé de l’hydrogène augmente fortement et le coût d’investissement des électrolyseurs devient la composante la plus importante de ce coût. C’est le cas du scénario avec 30% d’éolien et de solaire et une capacité nucléaire installée de 40 GWe. Dans ce scénario et pour la capacité installée d’électrolyseurs la plus faible envisagée, le coût d’investissement des électrolyseurs représente 42% du coût de production d’hydrogène dans le modèle économique n°2 et 63% de ce coût dans le modèle économique n°1.

Pour un nombre d’heures équivalent pleine puissance supérieur à 3500, le coût d’électricité devient la composante la plus importante du coût de l’hydrogène. Ce faisant, le changement de modèle économique a un impact significatif sur le coût de l’hydrogène. Les autres scénarios appartiennent globalement à cette catégorie.

Pour ces scénarios, le modèle donne les intervalles de coûts suivants :

- **pour le modèle économique n°1 (électricité gratuite) : le coût de production actualisé d'hydrogène est compris entre 1 et 2,5 €/kgH₂ en fonction des capacités d'électrolyseurs installées (et donc des hepp associées) ;**
- **pour le modèle économique n°2 (électricité vendue au coût de fonctionnement), le coût de production actualisé est compris entre 2,5 et 4 €/kgH₂ en fonction des capacités d'électrolyseurs installées.**

Un troisième modèle économique a été considéré pour le scénario de long terme comprenant 50% d'éolien et de solaire et une capacité nucléaire de 40 GWe. Le coût d'électricité y est supposé égal à 65 €/MWh. Avec cette hypothèse et pour le cas de base (voir Tableau IV—2), le coût de production actualisé de l'hydrogène serait compris entre 4,7 et 5,6 €/kgH₂.

Pour comparer les coûts prospectifs trouvés dans les scénarios avec la situation actuelle, nous avons calculé le coût de production actualisé d'hydrogène pour une production d'hydrogène nucléaire réalisée grâce aux surplus d'électricité nucléaire liés à la participation du parc aux services système et au suivi de charge (sur la base de l'année 2014). Si la capacité installée d'électrolyseurs est calibrée pour que les électrolyseurs fonctionnent au minimum pendant 10% du temps à pleine puissance (énergie électrique consommée annuellement d'environ 20 TWhe et énergie électrique perdue d'environ 2 TWhe), alors les électrolyseurs fonctionneraient pendant 3550 hepp (résultat équivalent à celui de Floch et al. (2007)). Dans ce cas, le potentiel de production annuel d'hydrogène obtenu serait d'environ 410 000 tonnes (valeur supérieure à la production volontaire d'hydrogène actuelle qui est de 368 000 tonnes/an). Si la capacité d'électrolyseurs est dimensionnée pour que l'usine fonctionne pendant 90% du temps à pleine puissance alors le volume d'hydrogène produit pourrait être d'environ 75 000 tonnes par an. En fonction des capacités installées d'électrolyseurs, le coût de production actualisé d'hydrogène serait compris entre 0,9 et 2,0 €/kgH₂ si l'électricité nucléaire était gratuite, entre 2,2 et 3,3 €/kgH₂ si l'électricité nucléaire était vendue aux coûts de fonctionnement et entre 3,3 et 4,4 €/kgH₂ si l'électricité était vendue à 50 €/MWh (environ le coût de production nucléaire actuel). Ces coûts sont à comparer au coût actuel du procédé SMR qui est d'environ 1,5 €/kgH₂. Aujourd'hui, les marchés de l'hydrogène sont essentiellement limités au segment de l'industrie. Même si l'hydrogène nucléaire est proche de la compétitivité dans le modèle économique n°1, la demande n'est ni assez forte, ni assez diversifiée pour qu'il puisse se développer.

Les résultats de coûts obtenus sont en phase avec les coûts observés dans la littérature. Bertuccioli et al. (2014) compare les coûts de production par électrolyse alcaline en fonction du prix de vente de l'électricité à l'horizon 2030. Pour un taux d'utilisation des électrolyseurs à 100%, les scénarios les plus optimistes donnent des valeurs de 3,2 €/kgH₂ pour une électricité à 50 €/MWh et de 5,0 €/kgH₂ pour une électricité à 80 €/MWh (résultats en accord avec des sources internes au CEA).

3.5. Attractivité des marchés et production d'hydrogène par le parc nucléaire : quelle adéquation ?

Dans cette partie, nous nous interrogeons sur l'adéquation entre l'offre d'hydrogène nucléaire et l'attractivité que présentent les segments de marché à l'horizon 2030. Lorsque les marchés apparaissent être attractifs, le coût de l'offre d'hydrogène nucléaire est comparée à celui des technologies de production d'hydrogène concurrentes. Une analyse de sensibilité sur les coûts du côté de la demande et de l'offre permet d'enrichir les résultats. Enfin, un bilan CO₂ est réalisé pour évaluer le potentiel de réduction que la production d'hydrogène nucléaire pourrait représenter pour le système énergétique français.

3.5.1. Coûts de production, coûts objectifs et volumes : quelle adéquation ?

Dans cette partie, nous confrontons les coûts de production et les volumes de l'hydrogène produits par le parc nucléaire avec les volumes et les coûts objectifs de chaque segment de marché à l'horizon 2030. La Figure IV—14 présente les résultats pour une capacité nucléaire maintenue à 60 GWe avec un prix du CO₂ de 100 €/tonne en 2030. D'une part, comme sur la Figure IV—7, le graphe montre le positionnement des segments de marché en fonction des volumes prospectifs et des coûts objectifs. D'autre part, sur cette même figure, les volumes potentiels d'hydrogène nucléaire sont mis en relation avec ses coûts de production pour les deux modèles économiques : les courbes vertes et les aires associées correspondent au scénario haut (23% d'éolien et de solaire), tandis que les courbes bleues et les aires associées correspondent au scénario bas (17% d'éolien et de solaire). L'axe des abscisses réfère soit au coût objectif sur les marchés, soit au coût de production d'hydrogène nucléaire, en fonction de la courbe considérée.

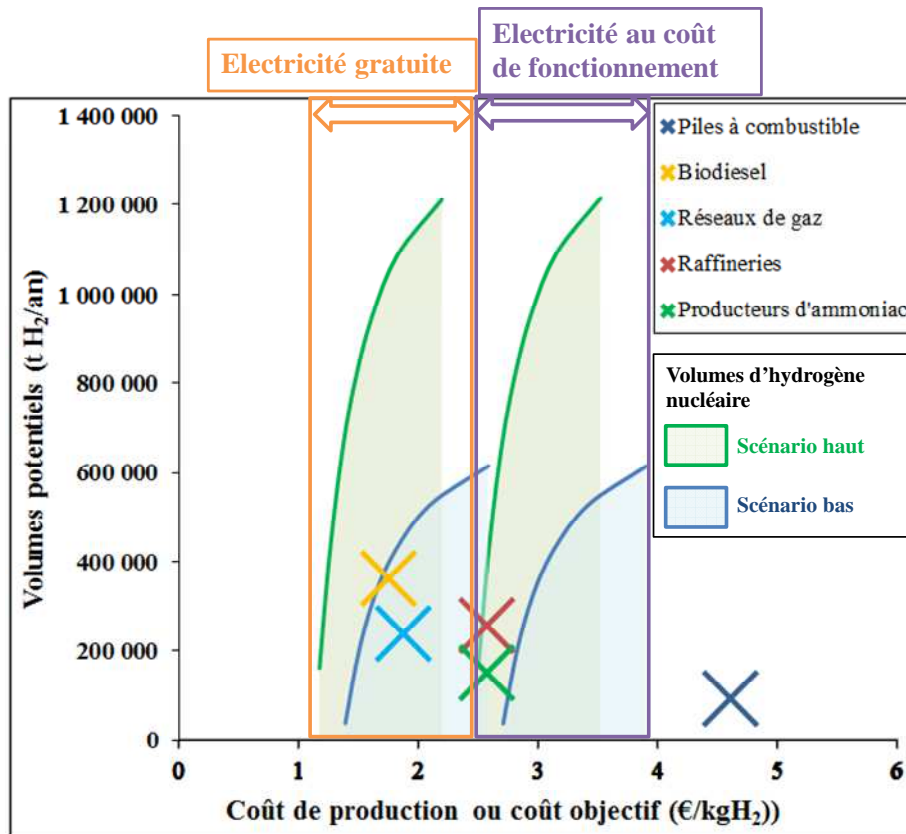


Figure IV—14 : Confrontation entre les volumes et les coûts de production de l'hydrogène nucléaire (avec une capacité nucléaire de 60 GWe) avec les volumes et coûts objectifs d'hydrogène sur les marchés à l'horizon 2030 (avec un prix du CO₂ de 100 €/tonne)

Si le modèle économique n°2 est appliqué (l'électricité est vendue au coût de fonctionnement du nucléaire), le producteur d'hydrogène pourrait atteindre le marché de la mobilité tout hydrogène dont le coût objectif prévisionnel est supérieur à l'intervalle de ses coûts de production. De plus, dans le scénario haut, les marchés industriels seraient atteignables pour l'hydrogène nucléaire. Cependant, les volumes nucléaires disponibles pour la production d'hydrogène seraient largement supérieurs à la demande du marché de la mobilité tout hydrogène. Ce marché représenterait 15% du volume potentiellement mobilisable dans le scénario bas. Dans le scénario haut, le marché de la mobilité tout hydrogène et les marchés industriels représenteraient 30% de son potentiel maximal. L'opérateur devrait trouver des débouchés complémentaires pour valoriser son électricité en surplus. Les nouveaux débouchés pourraient provenir de nouveaux usages flexibles (par exemple le rechargement intelligent des véhicules électriques), des exportations ou de la coproduction d'électricité et de chaleur. Une telle combinaison d'options augmente significativement la complexité du modèle économique et est soumise à de fortes incertitudes.

Confrontons maintenant le coût de production de l'hydrogène nucléaire à celui des technologies concurrentes. Produire l'hydrogène par SMR de façon centralisée coûterait 2,6 €/kgH₂ selon nos hypothèses avec un prix de CO₂ à 100 €/tonne en 2030. La production d'hydrogène nucléaire est

estimée à 2,8 €/kgH₂ pour le scénario bas et à 2,5 €/kgH₂ pour le scénario haut lorsque la production est de 100 000 tonnes par an (volume potentiel pour le marché de la mobilité tout hydrogène à l'horizon 2030). Avec le modèle économique n°2, la production nucléaire centralisée d'hydrogène pourrait concurrencer la production par SMR centralisée pour le scénario haut.

Si le modèle économique n°1 est choisi (l'électricité est gratuite pour le producteur d'hydrogène), le producteur d'hydrogène pourrait atteindre tous les marchés. En plus du marché de la mobilité tout hydrogène, il pourrait atteindre les marchés industriels, du biodiesel et du « power to gas ». Sa production deviendrait moins chère que les technologies concurrentes. Cet avantage compétitif pourrait aussi lui permettre de vendre de l'hydrogène marchand (potentiel estimé à environ 40 000 tonnes/an dans nos scénarios). Ces débouchés pourraient représenter des volumes importants, en plus forte adéquation avec les potentiels de l'opérateur nucléaire. L'opérateur nucléaire pourrait y vendre la totalité de son potentiel dans le scénario bas et près de 93% de son potentiel dans le scénario haut. L'opérateur nucléaire aurait intérêt à choisir le modèle économique n°1 puisque les débouchés offrirait des revenus potentiellement importants pour valoriser l'électricité en surplus.

En fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire dans le futur, la prochaine étape pour le producteur d'hydrogène à partir d'électricité nucléaire serait de choisir la capacité d'électrolyseurs appropriée en fonction de sa stratégie commerciale. Une des options offertes serait de maximiser ses profits futurs en fonction du prix de vente de l'hydrogène. Dans ce cas, s'il installe un nombre insuffisant d'électrolyseurs, il ne maximiserait pas ses profits en vendant des quantités trop faibles par rapport au potentiel de marché. S'il installe des électrolyseurs en trop grande quantité, les coûts fixes d'investissement pourraient dépasser les revenus supplémentaires qu'ils apporteraient. Une deuxième possibilité pourrait être de maximiser les volumes vendus sur les marchés pour prendre le plus de parts de marché possibles même si les revenus ne sont pas maximaux.

Si le modèle économique n°2 est appliqué (l'électricité est vendue au coût de fonctionnement du nucléaire), alors le producteur d'hydrogène nucléaire (capacité installée de 60 GWe) pourrait atteindre le marché de la mobilité et si 23% d'éolien et de solaire sont présents dans le mix, potentiellement aussi le marché des industries. Dans ce cas, l'opérateur devrait toutefois trouver des débouchés complémentaires pour valoriser son électricité en surplus. Si le modèle économique n°1 est choisi (électricité gratuite), le producteur d'hydrogène nucléaire pourrait atteindre tous les marchés et les volumes valorisables seraient en meilleure adéquation avec les volumes disponibles grâce aux surplus d'électricité nucléaire.

3.5.2. Analyse de sensibilité

Pour tester la robustesse des résultats, nous réalisons une analyse de sensibilité par rapport au cas de base présenté plus haut (voir Tableau IV—2). Nous choisissons les paramètres clés du côté de la demande et de l'offre d'hydrogène.

Analyse de sensibilité du côté de la demande

Les coûts objectifs des différents segments de marché sont testés en fonction de la variation du prix des ressources fossiles et du CO₂. Pour les marchés de la mobilité, la sensibilité du coût objectif sera aussi testée en fonction de l'efficacité des moteurs diesel. Pour le marché du biodiesel, la sensibilité du coût sera également testée vis-à-vis de la performance du procédé industriel de production de biodiesel. Parmi l'ensemble des variables, nous choisissons ces variables qui sont les plus soumises à incertitude dans les années à venir. A chaque fois, les autres paramètres sont laissés invariants. La Figure IV—15 montre les résultats de sensibilité du coût objectif aux prix des ressources fossiles, du CO₂ et à l'efficacité des moteurs diesels. Seuls les coûts objectifs impactés par la variable considérée sont représentés. En accord avec les hypothèses hautes des scénarios de l'AIE (IEA, 2015), sur la même base énergétique, l'amplitude de variation du prix du gaz naturel est choisie moins importante que celle considérée pour le pétrole : le prix du gaz varie entre 24 €/MWh (7 €/MBtu) et 45 €/MWh (13 €/MBtu) tandis que le prix du pétrole varie entre 24 €/MWh (38 €/boe) et 77 €/MWh (123 €/boe) (parité égale à 1,3 \$/€). Nous faisons varier le prix du CO₂ entre 30 €/tonne (hypothèse conservatrice) et 160 €/tonne (hypothèse plus ambitieuse que les objectifs inscrits dans la LTECV à l'horizon 2030). Enfin, pour la consommation des véhicules diesels nous examinons des variantes comprises entre 3 l/100km (hypothèse volontariste par rapport aux projections de l'ADEME) et 6,5 l/100km (valeur actuelle).

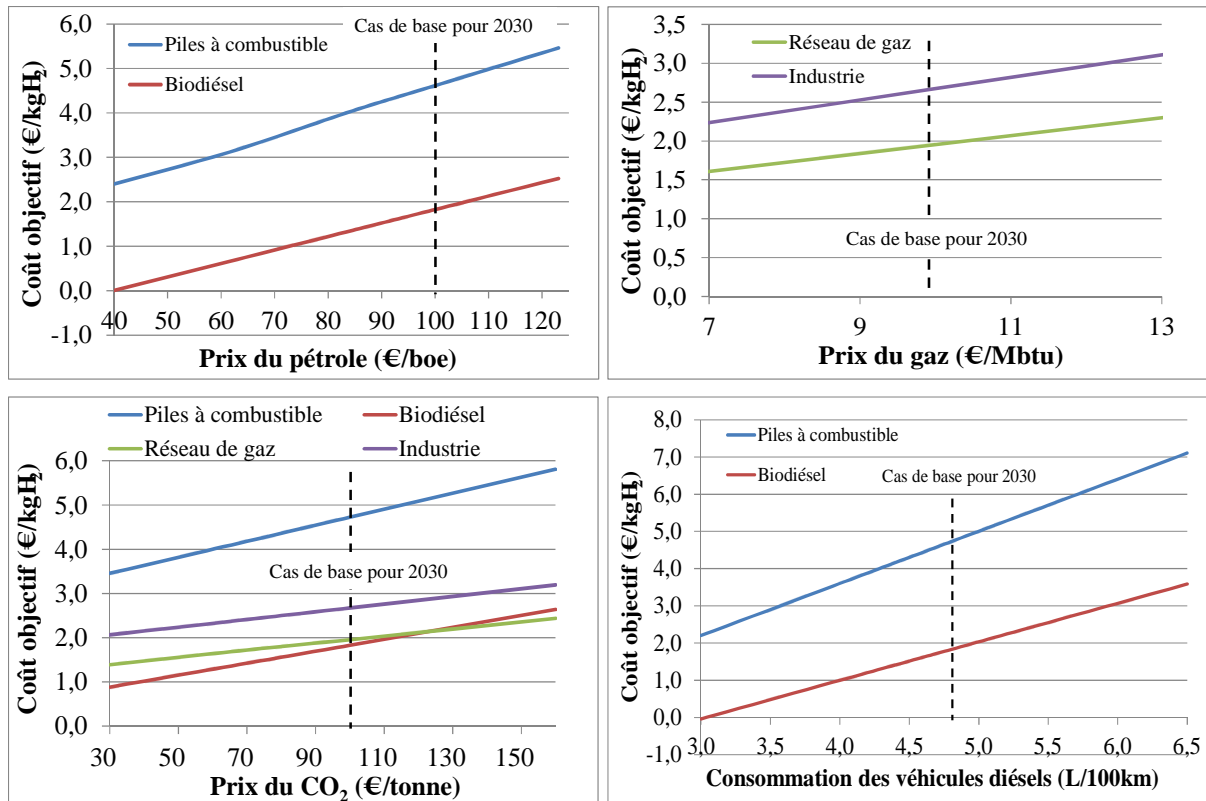


Figure IV—15 : Sensibilité du coût objectif sur les segments de marché en fonction du prix des fossiles, du CO₂ et de l'efficacité des moteurs diesels

Sans préjuger de la probabilité à venir de variation des différents facteurs d'influence, nous les classons d'abord par ordre d'influence sur les résultats de coûts objectifs. Nous examinons de surcroît les variations des coûts objectifs en fonction des valeurs minimales et maximales retenues pour les facteurs d'influence, comme exposé à la Figure IV—15.

Le premier facteur d'influence sur le coût objectif du segment de la mobilité est l'efficacité des moteurs diesels : une diminution de 10% de la consommation des véhicules diesels, abaisse de 14% le coût objectif à atteindre sur le segment de la mobilité tout hydrogène et de 30% celui du segment du biodiesel. Si la consommation au km des véhicules diminue de 50% par rapport au niveau actuel (soit 3,5 litres/100 km), alors le coût objectif du segment de la mobilité tout hydrogène diminue de 5 €/kgH₂, celui du segment du biodiesel de 4 €/kgH₂.

Le prix des ressources fossiles est le deuxième facteur d'influence pour les segments de la mobilité et le premier facteur pour les segments du « power to gas » et de l'industrie.

Une augmentation de 10% du prix du pétrole induit une hausse de 8% du coût objectif du segment de la mobilité tout hydrogène et de 21% de celui du segment du biodiesel. Une variation du prix du pétrole de +80 €₂₀₁₄/boe (48 €₂₀₁₄/MWh) (aux bornes de l'intervalle de variation choisi) entraîne une variation de +3 €/kgH₂ du coût objectif sur le segment de la mobilité (elle est d'environ +2,5 €/kgH₂

pour le segment du biodiesel pour lequel un prix du pétrole inférieur à 90 €/boe le rend difficilement atteignable).

Une augmentation de 10% du prix du gaz induit une hausse de 6% pour le coût objectif du segment du « power to gas » et de 5% celui du segment de l'industrie. Une variation 6 €/2014/MBtu (+26 €/2014/MWh) (aux bornes de l'intervalle de variation choisi) équivaut à augmenter le coût objectif de +1 €/kgH₂ pour ces deux segments de marché.

Le prix de la tonne de CO₂ a une influence moins importante que les deux facteurs exposés précédemment. Une augmentation de 10% du prix du CO₂ résulte en une hausse de 4% du coût objectif sur le segment de la mobilité tout hydrogène, de 8% de celui du segment du biodiesel, de 5% ceux des segments du « power to gas » et de l'industrie. Une hausse de +100 €/tonneCO₂ induit une augmentation de +2 €/kgH₂ environ sur les deux segments de la mobilité, et une augmentation de +1 €/kgH₂ environ sur les segments « power to gas » et industrie.

Enfin, une augmentation de 10% de l'efficacité du procédé de production du biodiesel induit une hausse de 11% du coût objectif sur ce segment.

Ces résultats montrent que si la consommation des véhicules diesel reste élevée ou modérée, l'attractivité des segments de la mobilité en serait stimulée. Le prix des ressources fossiles et du CO₂ joueront également un rôle important sur l'attractivité des différents segments de marché, les marchés de la mobilité y étant les plus sensibles. Toutefois, même les cas les plus pessimistes permettraient à l'opérateur nucléaire d'atteindre le segment de la mobilité tout hydrogène, de l'industrie et du « power to gas » (coûts objectifs supérieurs à 1,5 €/kgH₂) si le modèle économique n°1 (électricité gratuite) était mis en place. La possibilité d'atteindre le segment de marché du biodiesel par l'opérateur nucléaire est sujette aux variations des paramètres analysés : pour que le coût objectif soit supérieur à 1,5 €/kgH₂, le prix du pétrole devrait au moins être égal à 100 €/boe, celui du CO₂ à 100 €/tonne et la consommation des véhicules dièsls être supérieure à 4,5 litres/100km (pour un gain d'efficacité du procédé de production du biodiesel de 15% par rapport à aujourd'hui).

Analyse de sensibilité du côté de l'offre

Durville et al. (2015) a classé par ordre d'importance les paramètres qui influencent le coût de production par électrolyse alcaline. D'après l'étude, le prix de l'électricité et la durée de fonctionnement des électrolyseurs sont les deux principaux paramètres. Le troisième paramètre qui intervient est le coût d'investissement de l'électrolyseur et celui-ci devient prédominant pour des taux d'utilisation faibles. Comme nous avons déjà analysé la sensibilité du coût aux deux premiers

paramètres dans la partie 3.4.2, nous nous centrons ici sur la sensibilité au coût d'investissement de l'électrolyseur.

Dans le cas de base, nous avons choisi un coût d'investissement égal à 900 €/kWe, hypothèse plutôt pessimiste pour 2030 (Bertuccioli et al., 2014). Nous analysons deux variantes supplémentaires : 300 et 600 €/kW pour les deux scénarios de 2030 (valeurs en phase avec les projections de coûts de Bertuccioli et al. (2014)). La Figure IV—16 présente les résultats de sensibilité du coût de production d'hydrogène en fonction du coût d'investissement de base d'un électrolyseur pour les deux scénarios (17% et 23% d'éolien et de solaire et une capacité nucléaire installée de 60 GWe) et pour les modèles économiques n°1 et 2 à l'horizon 2030. Pour chacun des scénarios, sont présentées deux valeurs de coûts correspondant aux bornes minimales et maximales du taux de fonctionnement des électrolyseurs (la valeur maximale correspond à un taux de fonctionnement à puissance nominale pendant au moins 10% du temps, la valeur minimale correspond à un taux de fonctionnement à puissance nominale pendant au moins 60% du temps).

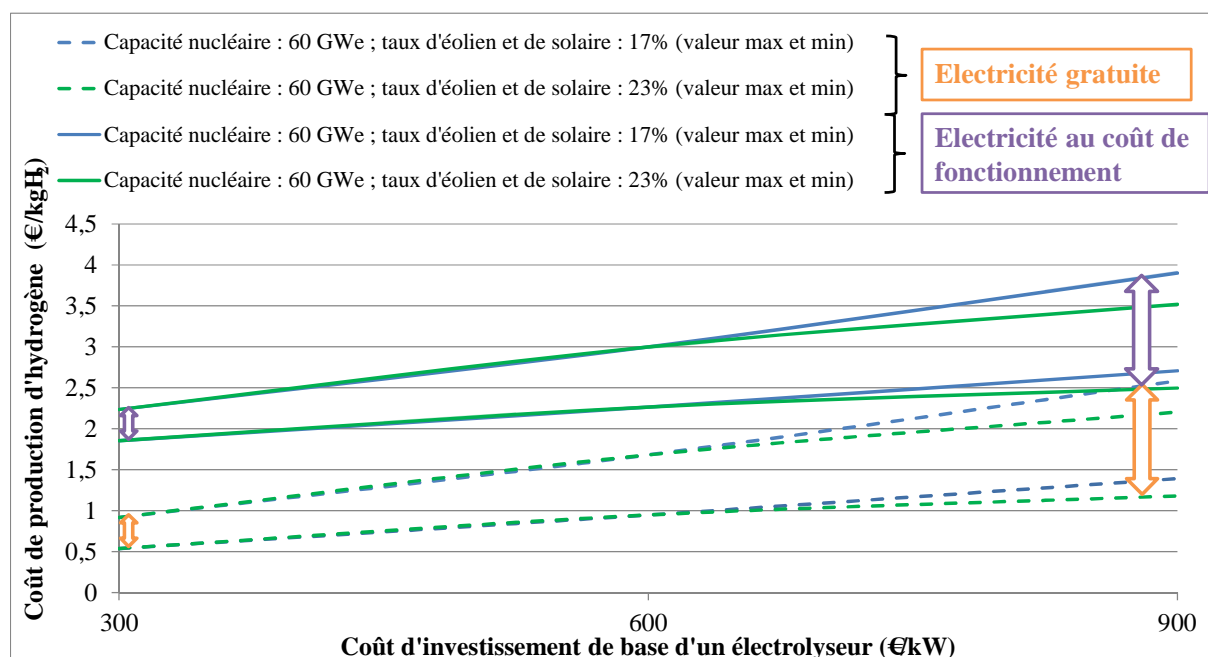


Figure IV—16 : Sensibilité du coût de production d'hydrogène au coût d'investissement de l'électrolyseur pour 17 et 23% d'éolien et de solaire et une capacité nucléaire installée de 60 GWe en fonction du modèle économique choisi à l'horizon 2030

La Figure IV—16 montre que plus le coût d'investissement diminue, moins le coût de production est sensible au taux de fonctionnement des électrolyseurs. En effet, moins le coût d'investissement est important et moins il devient crucial de l'amortir. Ce constat a les deux effets suivants : avec la diminution du coût d'investissement, les coûts de production des deux scénarios de pénétration des énergies renouvelables variables convergent et l'écart entre le coût maximal et le coût minimal diminue.

La diminution attendue du coût d'investissement d'un électrolyseur jouera en faveur de l'hydrogène nucléaire. La variante la plus basse, assortie du modèle économique où l'électricité est gratuite, implique des coûts de l'hydrogène nucléaire compris entre 0,5 et 1 €/kgH₂. Pour le modèle économique n°2 (électricité au coût de fonctionnement), le coût de production d'hydrogène serait d'environ 2 €/kgH₂ ouvrant ainsi à de nouveaux marchés.

3.5.3. Quel bilan CO₂ pour la France ?

Nous examinons maintenant le potentiel de réduction d'émissions de CO₂ pour le système énergétique que pourrait offrir la production d'hydrogène par le parc nucléaire, si cet hydrogène pénètre les marchés à son potentiel maximal. L'analyse est faite indépendamment de la capacité réelle du producteur à pénétrer ces marchés. Pour un scénario donné, le volume total d'hydrogène potentiel est dirigé vers les quatre segments de marché du plus attractif au moins attractif, en fonction de leurs tailles respectives. Par exemple, le producteur alimentera le marché de la mobilité tout hydrogène jusqu'à son potentiel maximal, puis il ira sur le segment des industries jusqu'à ne plus pouvoir fournir. S'il lui reste de l'hydrogène à vendre, il le vendra à destination du segment du « power to gas » puis finalement sur le segment du biodiesel.

Pour le marché de la mobilité tout hydrogène, les émissions de CO₂ d'un véhicule diesel et celles d'un véhicule à pile à combustible sont comparées sur une même base énergétique. Pour les émissions d'un véhicule diesel, nous prenons les mêmes hypothèses que dans la partie 3.1.2 (83,8 gCO_{2,eq}/MJ_{diesel} (Parlement et Conseil Européen, 2009)). Pour les émissions d'un véhicule à hydrogène à pile à combustible, nous retenons la valeur de 1,58 gCO_{2,eq}/MJ_{H₂}. Cette valeur correspond au niveau d'émissions d'un parc nucléaire qui est égal à 4 gCO_{2,eq}/kWh_e sur l'ensemble de son cycle de vie (EDF R&D, 2015). Pour un véhicule roulant au biodiesel, ses émissions sont considérées égales à 7,13 gCO_{2,eq}/MJ_{Biodiesel}. Cette valeur prend en compte les émissions directes et indirectes de la production d'hydrogène par le parc nucléaire ainsi que les émissions du véhicule au biodiesel (hors consommation d'hydrogène) (voir partie 3.1.2). Les comparaisons avec la production d'hydrogène par SMR pour les marchés industriels et celles du segment « power to gas » sont basées sur les mêmes valeurs que dans la partie 3.1.2. Dans le cas du segment des industries, nous comparons les émissions d'un kg d'hydrogène produit soit par SMR, soit grâce à l'électrolyseur connecté au parc nucléaire. Dans le cas du segment du « power to gas », sont comparées les émissions associées à la combustion du gaz naturel avec les émissions associées à la combustion du mélange gaz naturel - hydrogène qui fournirait la même énergie. La Figure IV—17 présente les résultats.

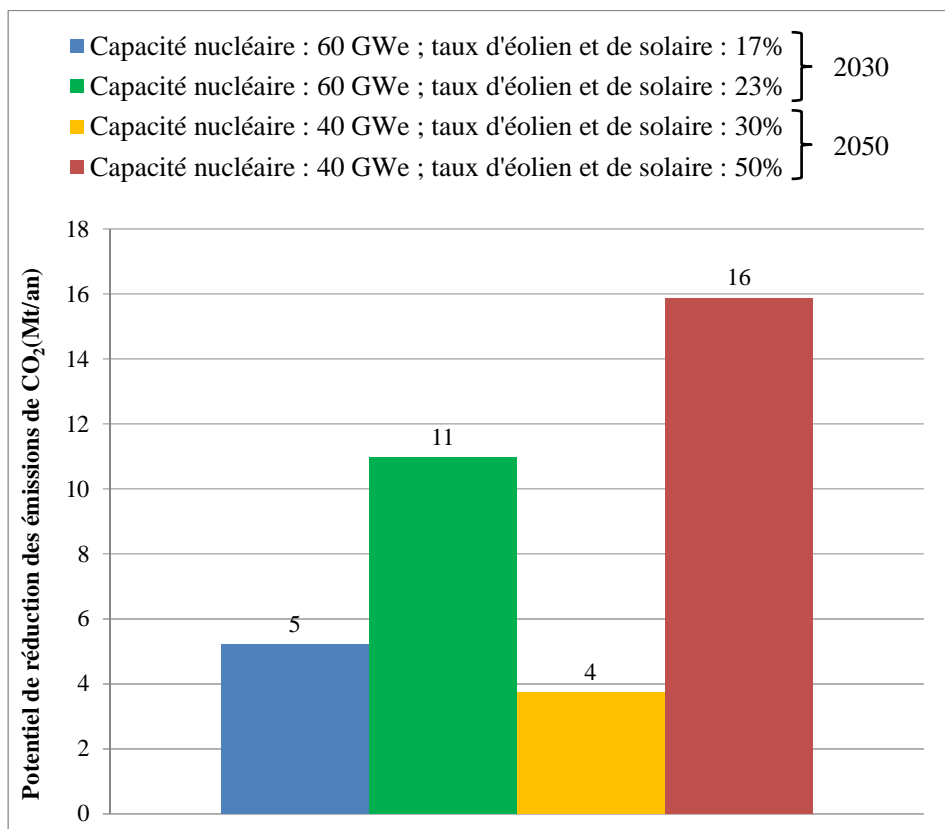


Figure IV—17 : Potentiel de réduction des émissions de CO₂ du système énergétique grâce à la production d'hydrogène par le parc nucléaire à l'horizon 2030 et 2050

Pour donner une portée plus large à nos résultats, nous comparons ces quantités aux émissions françaises de CO_{2,eq.} dans le secteur énergétique projetées pour 2030 et 2050. Selon les scénarios de l'ANCRE (ANCRE, 2013), nous estimons les émissions de CO_{2,eq.} du système énergétique à 300 millions de tonnes par an à l'horizon 2030 (même chiffre qu'aujourd'hui) et des émissions à 100 millions de tonnes par an à l'horizon 2050, valeur correspondant à un effort de mitigation plutôt volontariste.

Avec les hypothèses retenues en termes de part d'éolien et de solaire et de capacité nucléaire installée, le gain associé à la production d'hydrogène grâce au parc nucléaire représenterait entre 2% et 4% des émissions de CO_{2,eq.} dans le système énergétique à l'horizon 2030 et pourrait croître jusqu'à 16% des émissions à l'horizon 2050. A capacité nucléaire constante, plus la part d'éolien et de solaire serait grande, plus le potentiel d'hydrogène nucléaire pour décarboner le mix énergétique serait important.

4. Production d'hydrogène nucléaire : quel gain pour le système électrique français ?

Dans cette partie nous nous plaçons du point de vue du système électrique français pour évaluer le bénéfice qu'il pourrait obtenir en se couplant à des usines d'hydrogène. Dans la suite, nous nommons le système électrique intégrant des usines d'hydrogène, le système hybride. Dans le système hybride, le parc nucléaire pourrait valoriser l'ensemble de son potentiel de production et les revenus apportés par la vente d'hydrogène ajouteraient une valeur économique au système. Nous analysons ce potentiel pour les différents taux de pénétration de l'éolien et du solaire des scénarios étudiés dans cette thèse à l'horizon 2030 et 2050.

4.1. Méthode : comparaison du système électrique français au système hybride

La méthode consiste d'abord à comparer le LCOE du système électrique français avec celui du même système électrique comprenant des usines d'hydrogène. La Figure IV—18 donne une représentation schématique des deux systèmes comparés.

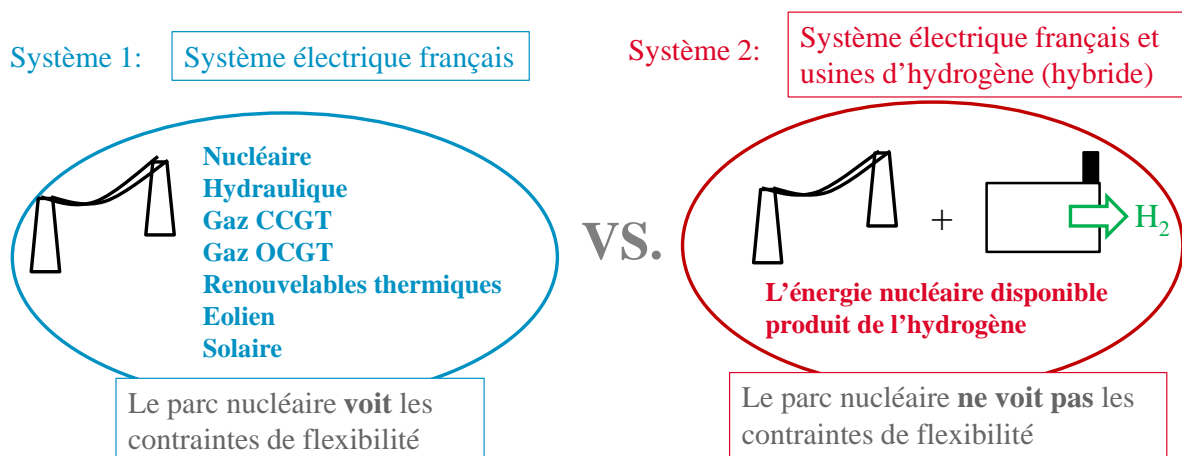


Figure IV—18 : Comparaison du système électrique français au même système intégrant des usines d'hydrogène (système hybride dans ce cas)

Le système électrique français est modélisé de façon simplifiée. A l'horizon 2030 et 2050, il est composé de centrales nucléaires, d'éolien, de solaire, de centrales hydrauliques, d'énergies renouvelables thermiques, de centrales gaz CCGT et d'OCGT. L'analyse se base sur les quatre scénarios utilisés dans les parties 3.4.2 et 3.5. A l'horizon 2030, la capacité nucléaire est maintenue à 60 GWe et à l'horizon 2050, elle est réduite à 40 GWe. Pour chaque cas, les deux variantes de pénétration d'éolien et du solaire sont étudiées : en 2030, 17% et 23% ; en 2050, 30% et 50%.

A l’horizon 2030, le choix des capacités du reste du parc de production est réalisé sur la base du scénario « diversification » de RTE (RTE, 2014). Ce scénario médian est celui qui se rapproche le plus de nos hypothèses. Il se base sur une demande électrique équivalente à aujourd’hui et sur un taux d’éolien et de solaire de 16% (proche de notre variante basse) (16,4 GWe de solaire et 29,9 GWe d’éolien). Les capacités nucléaires y sont réduites à 47,7 GWe. Le maintien à 60 GWe, nous permet, pour simplifier, d’envisager une variante qui s’affranchirait du charbon, des groupes thermiques décentralisés non renouvelables et des hydroliennes. Les moyens de pointe sont uniquement modélisés grâce à des OCGT. Le parc électrique est construit pour pouvoir assurer la pointe de consommation prévue en hiver. Le scénario « diversification » prévoit une pointe à 105 GWe en 2030. Cette valeur est médiane puisque la prévision à la pointe varie entre 96 GWe et 114 GWe selon les scénarios de RTE. Nous choisissons une puissance à la pointe équivalente à celle du scénario « diversification ». Le passage à la pointe est estimé grâce au crédit de capacité supposé de chaque catégorie de centrale (ex : nucléaire, hydraulique, ...) selon les hypothèses de Keppler et Cometto (2012) (voir Tableau IV—7).

GWe	Crédits de capacité
Nucléaire	97%
Hydraulique	97%
CCGT	97%
Energies renouvelables thermiques	97%
Pointe OCGT	97%
Eolien terrestre	6%
Eolien en mer	10%
Solaire	0,4%

Tableau IV—7 : Crédits de capacités, d’après (Keppler and Cometto, 2012)

A l’horizon 2050, la réduction à 40 GWe de nucléaire oblige à ajuster le parc restant pour passer la pointe. Au vu des limites de déploiement de l’hydraulique en France (ses capacités sont estimées à 28 GWe, valeur équivalente à celle du scénario « nouveau mix » de RTE), des capacités supplémentaires d’OCGT sont nécessaires à l’équilibre du système. Les capacités CCGT, plus chères à l’investissement que les OCGT, ne sont volontairement pas augmentées au vu de leur faible taux d’utilisation. Le Tableau IV—8 présente la composition du système par catégories de centrales (ex : nucléaire, hydraulique,...). Plusieurs types de centrales (ex : REP/EPRTM, Fil de l’eau/Lacs/STEP,...) appartiennent à chaque catégorie.

GWe	Capacité nucléaire : 60 GWe ; taux éolien et solaire : 17%	Capacité nucléaire : 60 GWe ; taux éolien et solaire : 23%	Capacité nucléaire : 40 GWe ; taux éolien et solaire : 30%	Capacité nucléaire : 40 GWe ; taux éolien et solaire : 50%
Nucléaire	60,9 ⁵⁰	60,9	39,6 ⁵¹	39,6
Hydraulique	25,0	25,0	28,0	28,0
CCGT	10,0	10,0	10,0	10,0
Energies renouvelables thermiques	2,0	2,0	2,0	2,0
Pointe OCGT	11,0	11,0	20,0	20,0
Eolien	24,0	40,0	47,0	88,0
Solaire	17,0	26,0	42,0	67,0

Tableau IV—8 : Composition du parc électrique français en fonction de la part d'éolien et de solaire et de la capacité nucléaire supposées dans nos scénarios

Dans le Tableau IV—9, nous montrons la puissance de pointe prévue dans chaque scénario. Elle dépend de la composition du parc de production et du crédit de capacité des différents types de centrales.

GWe	Passage à la pointe
Capacité nucléaire : 60 GWe ; taux éolien et solaire : 17%	107
Capacité nucléaire : 60 GWe ; taux éolien et solaire : 23%	108
Capacité nucléaire : 40 GWe ; taux éolien et solaire : 30%	101
Capacité nucléaire : 40 GWe ; taux éolien et solaire : 50%	104

Tableau IV—9 : Passage à la pointe estimé dans chaque scénario

Pour déterminer le LCOE du système, nous détaillons la répartition entre types de centrale dans chaque catégorie. La répartition entre les REP et les EPRTM est basée sur le scénario de remplacement progressif « prog. » présenté au chapitre 3. En 2030, les REP sont encore majoritaires. Le parc est composé uniquement d'EPRTM en 2050. La répartition entre les différents types d'hydraulique retenue est identique à aujourd'hui (RTE, 2015). Comme aucun des scénarios de RTE ne prévoit une croissance importante de la géothermie en France, nous choisissons un ratio favorisant largement le développement des filières biogaz et biomasse. La part de l'éolien terrestre et de l'éolien en mer retenue est égale à celle du scénario « diversification » de RTE. Faute de données précises et sur la base du tableau de bord trimestriel du solaire photovoltaïque en France édité par le Gouvernement, nous estimons une répartition qui nous paraît cohérente entre les trois technologies solaires (Commissariat général au développement durable, 2016). Le Tableau IV—10 présente ces répartitions.

⁵⁰ En 2030, la capacité nucléaire dépend des réacteurs présents dans le parc en fonction du scénario de remplacement progressif des REP (hypothèse basée sur le scénario « prog. ») : 37,8 GWe de REP (32 REP) et 23,1 GWe d'EPRTM (14 EPRTM).

⁵¹ En 2050, la capacité nucléaire dépend des réacteurs nucléaires présents dans le parc : 39,6 GWe d'EPRTM (24 EPRTM).

% des capacités installées			
Nucléaire	REP	EPRTM	
60 GWe en 2030	62%	38%	
40 GWe en 2050	0%	100%	
Hydraulique	Fil de l'eau	Lacs	STEP
	47%	36%	17%
Energies renouvelables thermiques	Biogaz/biomasse	Géothermie	
	95%	5%	
Eolien	Eolien terrestre	Eolien en mer	
	82%	18%	
Solaire	Résidentiel (<20 kWe)	Commercial ([20 kWe-1 MWe])	Au sol (>1 MWe)
	20%	50%	30%

Tableau IV—10 : Répartition des types de centrales par catégorie

Même si les projections de pénétration de l'éolien et du solaire à partir desquelles nous avons déduit la composition théorique de mix électriques, sont représentatives des horizons 2030 et 2050, les hypothèses de coûts retenues sont des projections à plus court terme. L'objectif n'est pas d'estimer précisément le coût des systèmes électriques prospectifs mais plutôt d'en évaluer des ordres de grandeur pour mettre en évidence des tendances générales et observer les variations de coûts associées à l'hybridation du système électrique avec des usines d'hydrogène. Le Tableau IV—11 résume les hypothèses de coûts choisies pour les différents types de centrales d'après (Cour des comptes, 2014) et (Wittenstein and Rothwell, 2015). Les hypothèses de coûts fournies par Wittenstein and Rothwell (2015) sont des projections à 2020 et présentent leurs propres limites. Les limites sont associées à la disponibilité des données et à l'évolution incertaine du contexte politique, économique et des technologies. En particulier, les technologies telles que l'éolien et le solaire sont en pleine expansion et présentent des potentiels importants de réduction de coûts (Wittenstein and Rothwell, 2015). De surcroît, l'utilisation de la méthode du LCOE montre aussi les limites présentées au chapitre 3, particulièrement prégnantes pour les énergies renouvelables variables, pour lesquelles le LCOE devrait inclure un coût de l'intermittence.

	Durée de construction	Durée de vie	Coût d'investissement de base	Coût de fonctionnement fixe (par an)	Coût de fonctionnement variable (par an)	Coût de démantèlement
Nucléaire						
REP	Intégrée dans la donnée des intérêts intercalaires	40 ans	1316 €/kWe (+202 €/kWe d'intérêts intercalaires + investissements de maintenance : 2300 €/kWe.an) ; + coût de jouvence si durée de vie prolongée : 2000 €/kWe.an)	164 €/kWe.an (exploitation + provisions pour la gestion des déchets et du combustible usé)	6 €/MWhe	15% du coût de base
EPR™	Intégrée dans la donnée des intérêts intercalaires	60 ans	6364 €/kWe (comprend les intérêts intercalaires ; courbe d'apprentissage à partir du 2 ^{ème} réacteur)	164 €/kWe.an (exploitation + provisions pour la gestion des déchets et du combustible usé)	6 €/MWhe	15% du coût de base
Hydraulique						
STEP	8 ans	80 ans	1223 €/kWe	16 €/kWe.an	0 €/MWhe	4,5% du coût de base
Lacs	8 ans	80 ans	5168 €/kWe	14 €/kWe.an	0 €/MWhe	4,5% du coût de base
Fil de l'eau	8 ans	80 ans	4639 €/kWe	33 €/kWe.an	0 €/MWhe	4,5% du coût de base
Eolien						
Eolien terrestre	2 ans	25 ans	1421 €/kWe	39 €/kWe.an	0 €/MWhe	3,5% du coût de base
Eolien en mer	2 ans	25 ans	4060 €/kWe	108 €/kWe.an	0 €/MWhe	3,5% du coût de base
Solaire						
Résidentiel	2 ans	25 ans	2525 €/kWe	38 €/kWe.an	0 €/MWhe	3,5% du coût de base
Commercial	2 ans	25 ans	1350 €/kWe	38 €/kWe.an	0 €/MWhe	3,5% du coût de base
Au sol	2 ans	25 ans	1050 €/kWe	38 €/kWe.an	0 €/MWhe	3,5% du coût de base
Energies renouvelables thermiques						
Biogaz-biomasse	4 ans	30 ans	3045 €/kWe	203 €/kWe.an	55 €/MWhe	5,5% du coût de base
Géothermie	3 ans	30 ans	4240 €/kWe	110 €/kWe.an	0 €/MWhe	5,5% du coût de base
CCGT	2 ans	30 ans	735 €/kWe	0,06 €/kWe.an	62 €/MWhe	4% du coût de base
OCGT	2 ans	30 ans	411 €/kWe	0,03 €/kWe.an	94 €/MWhe	4% du coût de base

Tableau IV—11 : Hypothèses de coûts pour les différents types de centrales (Cour des Comptes, 2014), (Wittenstein and Rothwell, 2015)

Pour le nucléaire, les coûts se basent sur le rapport de la Cour des Comptes comme au chapitre 3 (Cour des comptes, 2014). Pour évaluer le LCOE du parc nucléaire, nous adoptons la même démarche qu’au chapitre 3 : le remplacement est progressif et les REP sont considérés comme étant amortis au bout de 40 ans de durée de vie. A l’horizon 2030, 37,8 GWe de REP sont amortis et 23,1 GWe d’EPRTM sont présents. Le taux de disponibilité de l’EPRTM est augmenté à 85% contre 79% pour les REP (valeur actuelle). Le reste des coûts est issu du rapport de Wittenstein and Rothwell (2015). Un taux d’actualisation de 7% est choisi. C’est un taux médian associé à un environnement de marché à risque modéré. De façon cohérente avec les autres parties de la thèse, la parité euro/dollar est choisie égale à 1,3 \$/€ en accord avec le taux de change de septembre 2015. Les hypothèses d’efficacité et d’émissions de CO₂ des CCGT et OCGT du chapitre 3 sont conservées : efficacité de 61% pour les CCGT, 40% pour les OCGT ; émissions de CO₂ de 0,35 tonne/MWhe pour les CCGT ; 0,50 tonne/MWhe pour les OCGT. Le prix du CO₂ retenu est de 30 €/tonne, hypothèse conservatrice à ces horizons.

La demande d’électricité annuelle est considérée égale à 540 TWhe. Le modèle « Profil Nuc. », décrit dans le chapitre 2 est utilisé pour évaluer, dans chaque scénario, l’énergie produite par le parc nucléaire et par les centrales considérées comme prioritaires : l’éolien, le solaire, l’hydraulique au fil de l’eau et les énergies renouvelables thermiques. Pour répondre à la demande totale, l’énergie restant à produire doit être fournie par l’hydraulique de type lacs et STEP, les CCGT et les OCGT. Le Tableau IV—12 montre la répartition entre ces centrales pour déterminer leur part respective pour compléter l’offre de production. Cette répartition est évaluée comme suit. L’énergie annuelle produite par les centrales est égale à la moyenne de l’année 2014 et 2015 (RTE, 2012-2015). Elle sert à évaluer la part actuelle de participation entre ces trois types de centrales et celle-ci est conservée pour répondre à une demande d’énergie prospective.

	Energie annuelle produite (TWhe)	Part de participation annuelle (%)
Hydraulique (STEP et lacs)	44	72
CCGT	16	27
OCGT	0,6	1

Tableau IV—12 : Répartition entre les centrales hydrauliques lacs et STEP, les CCGT et les OCGT pour compléter l’offre de production (RTE, 2012-2015)

La part d’énergie produite par un type de centrale (par exemple : éolien terrestre ou hydraulique STEP), par rapport à sa catégorie (par exemple : éolien ou hydraulique), est déterminée en fonction de sa part dans la capacité de la catégorie (Tableau IV—10) et de son facteur de charge annuel actuel moyen, données provenant de (Wittenstein and Rothwell, 2015) (voir Tableau IV—13).

	Facteur de charge
Nucléaire	
REP	75%
EPR™	80%
Hydraulique	
STEP	26%
Lacs	28%
Eolien	
Eolien terrestre	27%
Eolien en mer	41%
Solaire	
Résidentiel	14%
Commercial	14%
Au sol	15%
Energies renouvelables thermiques	
Biogaz-biomasse	75%
Géothermie	92%

Tableau IV—13 : Facteur de charge des différents types de centrales (Wittenstein and Rothwell, 2015)

Pour évaluer le même système incluant des usines d'hydrogène, nous procédons comme suit. Le coût de production actualisé de l'électricité (LCOH⁵²) produite par le système hybride (système n°2) est calculé en intégrant l'ensemble des coûts annuels du système par rapport à sa production d'électricité annuelle. Par rapport au système électrique non hybride (système n°1), les coûts intègrent en plus le coût d'exploitation variable de l'électricité nucléaire mobilisée pour produire l'hydrogène (soit le coût de combustible égal à 6 €/MWh) et les coûts d'investissement et d'exploitation de l'usine d'hydrogène (hormis le coût de l'électricité déjà comptabilisé). En complément de la production électrique annuelle du système n°1, celle du système hybride comprend aussi la production électrique nucléaire à destination de l'usine d'hydrogène. Les hypothèses de coût de l'usine d'hydrogène sont identiques à celles exposées dans la partie 3.3.2 (en particulier, le coût d'investissement d'un électrolyseur retenu est de 900 €/kWe).

4.2. Résultats : des synergies entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables

La Figure IV—19 présente le LCOE du système électrique français modélisé pour les quatre scénarios.

⁵² Levelised cost of electricity of the hybrid system.

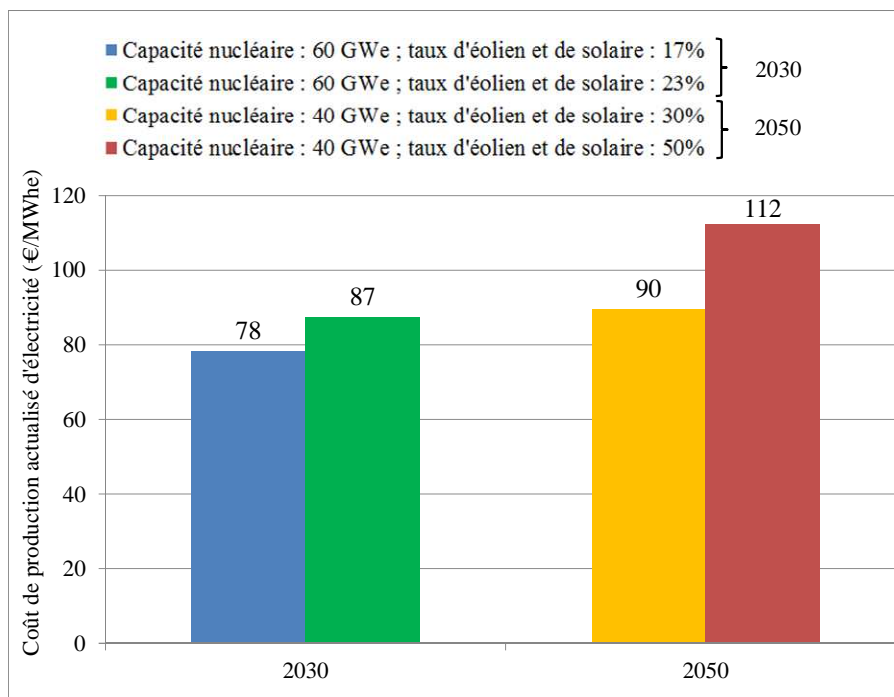


Figure IV—19 : LCOE du système électrique français modélisé aux horizons 2030 et 2050 en fonction du taux de pénétration de l'éolien et du solaire et de la capacité nucléaire installée

Pour une même production totale et une même année de référence (même capacité nucléaire installée), le LCOE augmente avec la croissance de l'éolien et du solaire dans le système. Avec nos hypothèses, une augmentation de 6% d'éolien et de solaire augmente de 12% le LCOE en 2030 ; une augmentation de 20% de l'éolien et du solaire augmente le LCOE de 24% en 2050. Ce résultat provient des coûts d'investissement et des coûts fixes d'exploitation associés à l'éolien et au solaire, coûts qui augmentent avec leur pénétration dans le mix, et de la réduction des facteurs de charge des autres centrales électriques en présence de plus d'éolien et de solaire. Ces taux sont présentés dans le Tableau IV—14.

Facteur de charge annuel (%)	Nucléaire	Hydraulique (Lacs et STEP)	CCGT	Pointe OCGT
Capacité nucléaire : 60 GWe ; taux éolien et solaire : 17%	73	18	9	0,29
Capacité nucléaire : 60 GWe ; taux éolien et solaire : 23%	66	16	8	0,26
Capacité nucléaire : 40 GWe ; taux éolien et solaire : 30%	77	33	18	0,3
Capacité nucléaire : 40 GWe ; taux éolien et solaire : 50%	57	11	6	0,1

Tableau IV—14 : Facteur de charge annuel des différents types de centrales en fonction de la part d'éolien et de solaire et de la capacité nucléaire installée⁵³

En complément, le Tableau IV—15 montre l'énergie restant à produire par l'hydraulique lacs et STEP, les CCGT et les OCGT, une fois la production des centrales nucléaires prise en compte pour répondre à la demande résiduelle.

TWhe	Energie restant à produire
Capacité nucléaire : 60 GWe ; taux éolien et solaire : 17%	28,3
Capacité nucléaire : 60 GWe ; taux éolien et solaire : 23%	25,4
Capacité nucléaire : 40 GWe ; taux éolien et solaire : 30%	59,1
Capacité nucléaire : 40 GWe ; taux éolien et solaire : 50%	19,9

Tableau IV—15 : Energie restant à produire par l'hydraulique lacs et STEP, les CCGT et les OCGT

Alors qu'aujourd'hui, ces centrales produisent au total environ 60 TWhe, elles devront produire 60% d'énergie en moins en 2030 dans le scénario haut (23% d'éolien et de solaire). Cette baisse générale de production des centrales non prioritaires sur le réseau augmente leur LCOE : celui des EPRTM de 10%, celui de l'hydraulique de 12%, celui des CCGT de 7% et des OCGT de 11%. En 2050, pour le scénario haut (50% d'éolien et de solaire), le LCOE des EPRTM est augmenté de 30%; celui de l'hydraulique de 200%, celui des CCGT de 80% et celui des OCGT de 180%. Le changement de composition du parc nucléaire entre 2030 et 2050 (que des EPRTM en 2050) contribue à la hausse du LCOE du système.

Le système électrique français modélisé (système 1) est maintenant comparé au système 2 : le même système électrique intégrant des usines d'hydrogène qui consomment une partie de l'énergie nucléaire en surplus.

Sur la Figure IV—20, est représentés le LCOH du système hybride pour le scénario bas et le scénario haut en 2030 (17 et 23% d'éolien et de solaire respectivement et une capacité nucléaire installée de 60 GWe) en fonction du taux d'utilisation minimum à pleine puissance fixé pour l'usine

⁵³ Comme au chapitre 2, la détermination du facteur de charge du parc nucléaire prospectif est effectuée à partir de son facteur de disponibilité historique (80% en 2030 et 85% en 2050).

d'électrolyseurs (les capacités d'électrolyseurs sont adaptées en conséquence). Plus le taux d'utilisation minimum à pleine puissance de l'usine est grand (capacité installée des électrolyseurs plus faible), moins les surplus d'électricité nucléaire disponibles sont utilisés. Inversement, plus ce taux est faible (capacité installée des électrolyseurs plus grande), plus les surplus sont utilisés. Dans la simulation, le taux d'utilisation minimum à pleine puissance est incrémenté de 10 points en 10 points, allant de 10% jusqu'au maximum possible dans les scénarios. Au-delà du maximum, il n'y a plus assez de surplus disponibles pour faire fonctionner l'usine plus longtemps dans l'année.

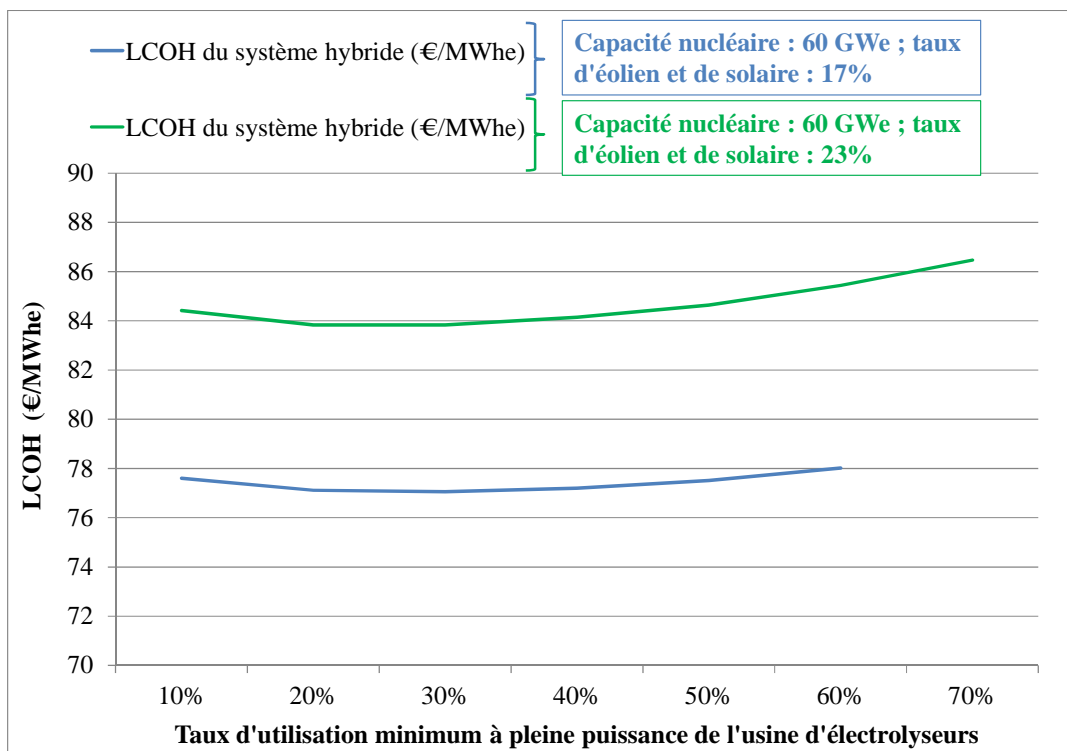


Figure IV—20 : LCOH du système hybride en fonction du taux d'utilisation minimum à pleine puissance de l'usine d'électrolyseurs, pour les scénarios étudiés à l'horizon 2030

Plus le taux d'utilisation minimum à pleine puissance de l'usine est élevé, plus le coût de production d'hydrogène diminue : les électrolyseurs installés sont mieux utilisés. A l'inverse, cela signifie qu'une part moins importante de surplus est consommée. Le LCOE du système électrique augmente donc puisque le parc nucléaire est moins bien utilisé. Ces deux tendances opposées montrent qu'il y a un optimum qui minimise le LCOH du système hybride. Le coût est minimum pour, à la fois, une utilisation suffisante des électrolyseurs et une consommation suffisante des surplus. Pour le scénario bas, cet optimum est atteint pour un taux minimum à pleine puissance des électrolyseurs de 30% : cela correspond à un taux de fonctionnement des électrolyseurs de 4000 hepp et 60% des surplus sont utilisés (courbe bleue). Pour le scénario haut, l'optimum est atteint pour un taux minimum à pleine puissance des électrolyseurs de 20% : cela correspond à un taux de fonctionnement des électrolyseurs de 3980 hepp pour les électrolyseurs et 85% des surplus sont utilisés (courbe verte). Toutefois, les

coûts du système hybride sont assez plats quel que soit le taux d'utilisation des électrolyseurs (et donc leur capacité installée). Le coût du système hybride est largement dépendant du LCOE : pour le scénario bas, il est compris entre 77,1 et 78,0 €/MWh et pour le scénario haut, il est compris entre 83,8 et 86,5 €/MWh. Cela s'entend facilement au vu du poids du système électrique par rapport au surcoût d'investissement représenté par les usines hydrogène.

De plus, pour une même capacité nucléaire installée, plus le taux d'éolien et de solaire augmente, plus il y a d'énergie nucléaire disponible pour produire de l'hydrogène, ce qui signifie un taux d'utilisation de l'usine plus important et donc un coût de production d'hydrogène plus faible. Cette baisse de coût ne suffit pas pour autant à combler l'augmentation du coût du système électrique associée à une part plus importante d'éolien et de solaire : **le coût du système hybride comprenant plus d'éolien et de solaire reste toutefois plus élevé que celui en contenant moins.**

Sur la Figure IV—21, sont représentés les résultats pour les scénarios étudiés à l'horizon 2050 : 30% et 50% d'éolien et de solaire respectivement et une capacité nucléaire installée de 40 GWe.

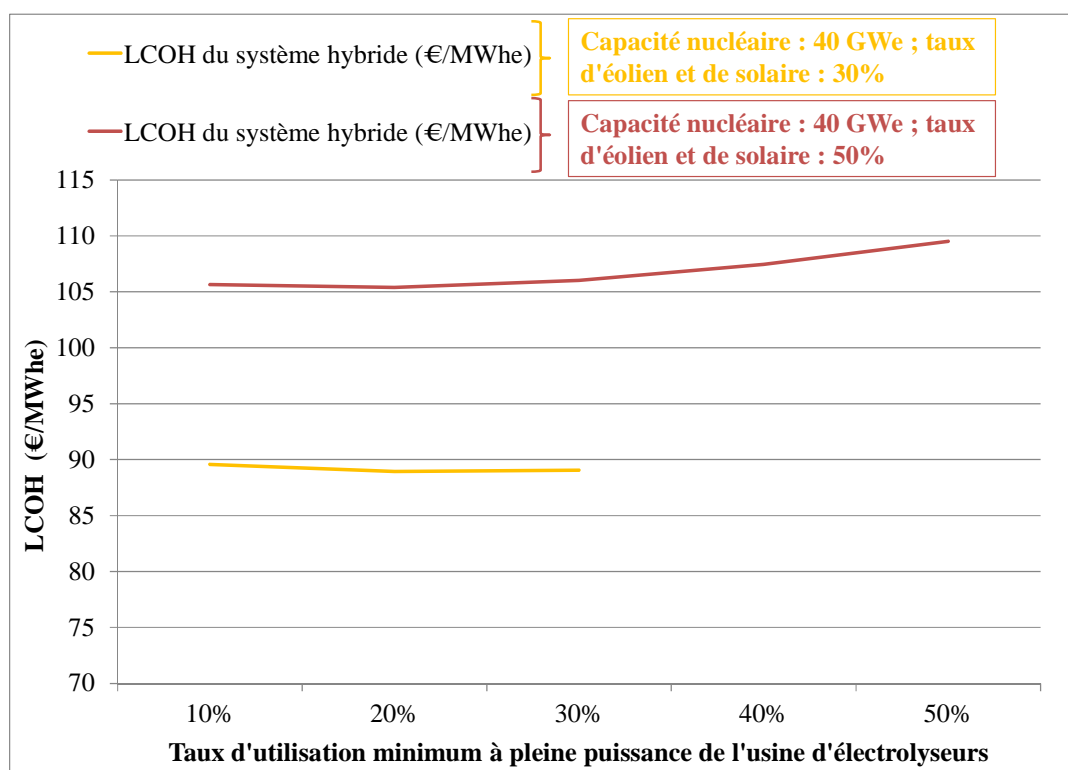


Figure IV—21 : LCOH du système hybride en fonction du taux d'utilisation minimum à pleine puissance de l'usine d'électrolyseurs, pour les scénarios étudiés à l'horizon 2050

Les mêmes tendances générales sont observées pour les scénarios à 2050 que pour ceux de 2030. Le scénario bas est tout de même assez singulier (courbe jaune). En accord avec les résultats observés dans la partie 3.4.2, le coût de production d'hydrogène y est particulièrement élevé : l'ensemble de l'électricité nucléaire en surplus est trop faible pour produire une quantité suffisante d'hydrogène qui

rentabilise l'investissement dans les électrolyseurs. Le coût de production d'hydrogène croît fortement pour des taux d'utilisation faibles (pour 1700 hepp, le coût de production d'hydrogène est de 4,5 €/kg_{H₂} environ). Toutefois, sa contribution au coût total du système hybride est très faible (environ 4% pour un taux d'utilisation minimum à pleine puissance de 10% pour les électrolyseurs) d'autant qu'il est associé à un faible potentiel de surplus disponibles, ce qui résulte en une courbe de LCOH presque plate oscillant entre 89,0 et 89,6 €/MWh. Pour les deux scénarios, l'optimum est atteint pour un taux d'utilisation minimum à pleine puissance de 20% : dans le scénario bas, cela correspond à un taux de fonctionnement des électrolyseurs de 2200 hepp et 45% des surplus sont utilisés (courbe jaune) ; dans le scénario haut, cela correspond à un taux de fonctionnement des électrolyseurs de 3300 hepp pour les électrolyseurs et 60% des surplus sont utilisés (courbe rouge). Dans le scénario haut, le LCOH varie entre 105,4 et 109,5 €/MWh. La présence plus importante de surplus valorisables permet une réduction plus significative du LCOE et donc du coût du système hybride.

Sur la Figure IV—22, sont représentés le LCOE du système électrique français modélisé et le coût actualisé optimal (LCOH) du système hybride dans chacun des scénarios.

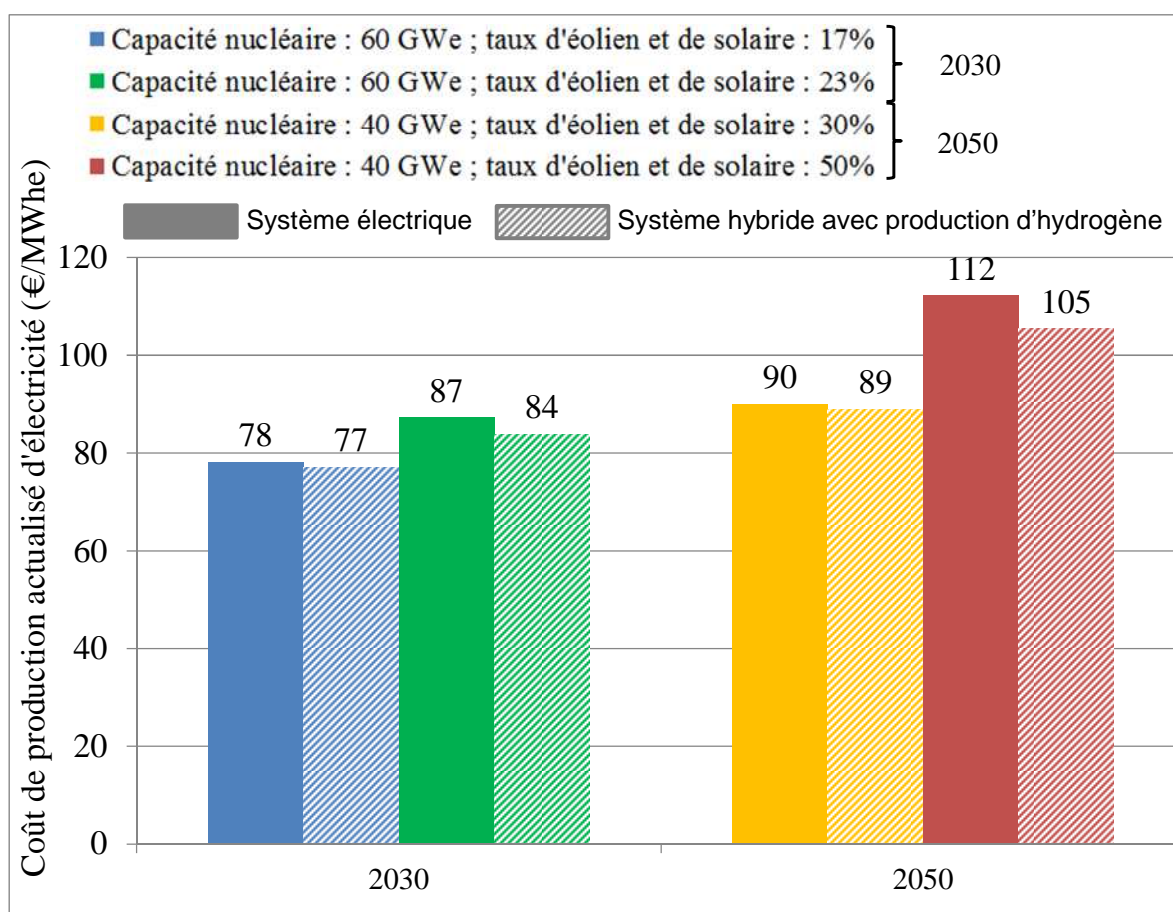


Figure IV—22 : LCOE du système électrique et LCOH du système hybride français modélisés aux horizons 2030 et 2050

A l'exception du scénario bas en 2050 (barres jaunes) pour lequel le coût des deux systèmes est identique, **le coût optimal du système hybride est légèrement inférieur au coût du système électrique**. L'hybridation permet en effet de valoriser les surplus, facteur d'une importance haute dans un système électrique fortement capitalistique (en particulier pour le scénario haut en 2050 (barres rouges)). **La plus grande utilisation des surplus permet des gains supérieurs à la hausse de coût associée à l'investissement dans les électrolyseurs**. Le coût d'investissement des électrolyseurs est moins élevé que le coût d'investissement moyen du système électrique total : 140 €/kWe.an) contre un coût d'investissement moyen compris entre 200 et 230 €/kWe.an) pour le système électrique selon les scénarios.

De surcroît, l'hybridation du système électrique permet de réduire la hausse des coûts du système associé à l'intégration de l'éolien et du solaire dans le système. Plus le taux d'éolien et de solaire est important, plus le système hybride devient intéressant. Avec nos hypothèses, en 2030, l'augmentation de 6% de l'éolien et du solaire permet de réduire la hausse du LCOE de 45%. En 2050, la hausse du LCOE associée à une hausse du taux d'éolien et de solaire de 20%, est réduite de 30%.

Avec la croissance des énergies renouvelables variables, l'hybridation du système électrique est favorable puisque le système bénéficie d'un coût de production moins élevé et qu'elle permettrait une vente d'hydrogène à un coût compétitif sur les marchés. Si le système électrique s'hybride, intégrer des énergies renouvelables devient moins onéreux pour le système. L'hybridation est d'autant plus avantageuse économiquement si le prix de vente de l'hydrogène est fixé proche du prix cible estimé sur les marchés (partie 3.2). La valorisation des surplus pourrait être considérée avec n'importe quel autre système de stockage, pourvu qu'il y ait des débouchés aux surplus tels que l'augmentation des exportations ou de la demande électrique grâce à des nouveaux usages.

Pour récapituler, la démarche générale suivie a été la suivante :

- nous avons évalué les coûts objectifs (prix cibles maximaux de vente) à atteindre sur les segments de marché de l'hydrogène pour l'opérateur nucléaire afin de concurrencer les ressources fossiles (partie 3.2).
- nous avons évalué le coût de production prospectif de l'hydrogène fourni grâce aux surplus d'énergie nucléaire en fonction des capacités d'électrolyseurs installées et de trois modèles économiques de coûts de l'électricité (gratuite, vendue au coût de fonctionnement du nucléaire ou au coût de production complet du nucléaire) (partie 3.4.2).
- dans cette dernière partie, nous évaluons le gain que pourrait représenter pour le système électrique français, une hybridation grâce à la vente d'hydrogène pour valoriser les surplus d'électricité nucléaire avec l'intégration des énergies renouvelables variables.

Dans la réalité, le potentiel du système énergétique hybride pourrait être encore supérieur. D'abord, comme le montre Haratyk and Forsberg (2012), le choix de la technologie d'électrolyseurs HTSE avec la possibilité de fonctionner en mode réversible pourrait éviter d'investir dans une partie des unités de production de pointe (dans nos scénarios, elles représentent +9 GWe pour 2050 par rapport à 2030). Ensuite, les coûts du système électrique non-hybride n'intègrent pas les coûts de l'intermittence autres que la réduction des facteurs de charge des autres centrales de production (par exemple les coûts, certes d'un second ordre, associés aux sollicitations supplémentaires en suivi de charge). Par ailleurs, les surplus produits par les énergies renouvelables variables pourraient également être valorisés grâce à d'autres usages. Ils représentent 260 GWhe pour 30% d'éolien et de solaire et environ 9000 GWhe avec 50% d'éolien et de solaire. Enfin, les externalités positives d'un tel système, telles que la réduction des émissions de CO₂ et la réduction des besoins d'importation en énergies fossiles, devraient être prises en compte pour quantifier l'ensemble de ces bénéfices pour le système énergétique français.

Dans un contexte d'augmentation de la part de l'éolien et du solaire, ces résultats prouvent l'intérêt qu'aurait le système électrique dans son ensemble à opter pour des solutions de couplage comme celles présentées dans ce chapitre. Bien que demandant des investissements supplémentaires au départ, ces solutions permettent de diminuer le coût du système global grâce à une meilleure utilisation et offrent des revenus potentiellement importants qui améliorent la valeur économique du système global.

La mise en place d'un système énergétique hybride a un double avantage : il est moins coûteux et permet la réduction des émissions de GES. Il permettrait à la France de développer les énergies renouvelables variables en réduisant les coûts de l'intermittence, en conservant une utilisation maximale des technologies les plus chères à l'investissement, comme le nucléaire. L'hydrogène permettrait d'exploiter les synergies entre les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire, ce qui pourrait bénéficier au système tout entier dans un avenir proche.

5. Conclusion

Nous analysons dans ce chapitre le cas de la coproduction d'hydrogène par le parc nucléaire français, comme une adaptation aux énergies renouvelables variables du parc nucléaire et du système électrique tout entier. Une première analyse identifie les segments de marché de l'hydrogène les plus attractifs pour la vente d'hydrogène nucléaire à l'horizon 2030 et, à plus long terme, 2050. Une deuxième partie examine la valeur ajoutée que l'hybridation hydrogène pourrait représenter pour le système électrique.

Pour ce faire, nous avons développé le modèle « Coût de l'hydrogène » couplé au modèle « Profil Nuc. ». Ensemble, ces deux modèles permettent de calculer les coûts de production de l'hydrogène en fonction de la capacité nucléaire et du taux de pénétration de l'éolien et du solaire dans le parc électrique. L'attractivité potentielle des segments de marché a été mesurée grâce à deux indicateurs quantitatifs : les coûts objectifs et les volumes prospectifs. La confrontation de l'offre à la demande permet de dégager des tendances quant au potentiel de développement de la coproduction d'hydrogène par le parc nucléaire français dans le futur.

Le marché de la mobilité tout hydrogène apparaît être le plus prometteur bien que les volumes soient encore modestes en 2030. Son potentiel pourrait se concrétiser à l'horizon 2050. A cet horizon, les véhicules hydrogène pourraient représenter une part significative du parc de véhicules (autour de 15-20%), comme partie intégrante d'un continuum de technologies de véhicules du tout électrique au tout fossile. Le marché du biodiesel de deuxième génération a un potentiel de déploiement important en volume même si son coût objectif serait encore faible en 2030. Les marchés industriels pourraient aussi représenter des volumes significatifs sachant que les coûts objectifs pour atteindre ces marchés sont raisonnablement élevés. Enfin, le segment du « power to gas » présente un coût objectif plutôt faible qui pourrait le rendre difficilement pénétrable à cet horizon. Cependant, le potentiel de développement de l'hydrogène sur les segments de marché dépendra surtout d'une stratégie industrielle française basée sur des incitations politiques et de l'évolution des prix des fossiles et du CO₂.

Du point de vue de l'opérateur nucléaire, si ses capacités nucléaires sont maintenues à 60 GWe en 2030, les volumes d'hydrogène qui pourront être générés seront potentiellement importants. Si l'électricité nucléaire est vendue au coût de fonctionnement à l'opérateur d'hydrogène, seul le marché de la mobilité tout hydrogène serait atteignable si la part de l'éolien et du solaire est de 17%. Si 23% d'éolien et de solaire sont déployés à cet horizon, les marchés industriels seraient atteignables, augmentant ainsi la part de surplus valorisables. Etant donné les volumes prospectifs, cela signifie que l'opérateur nucléaire devrait trouver d'autres débouchés pour valoriser son énergie. L'opérateur nucléaire a tout intérêt à opter pour un modèle économique pour lequel l'usine d'hydrogène lui appartient et bénéficie d'une électricité gratuite. Le choix du modèle économique a une importance de taille et pourrait lui permettre d'atteindre des marchés supplémentaires pour valoriser l'ensemble de ses surplus de production. La réduction du coût d'investissement des électrolyseurs est aussi un facteur déterminant qui jouera en faveur du développement de l'hydrogène bas-carbone, et en particulier de l'hydrogène nucléaire sur ces marchés.

En dehors de la valorisation sur les marchés de l'hydrogène des surplus nucléaires associés à la fourniture de services systèmes, si la capacité nucléaire est réduite à 40 GWe, il faudrait attendre que le déploiement de l'éolien et du solaire atteigne 30 à 50% de la production électrique pour avoir des surplus suffisants valorisables sur ces marchés. Le scénario à 50% d'éolien et de solaire en 2050

apparaît être intéressant pour valoriser les surplus de production nucléaire. En 2050, les marchés de l'hydrogène auront potentiellement eu le temps de se développer suffisamment pour devenir attractifs.

La croissance attendue du marché de l'hydrogène représente une opportunité pour l'opérateur nucléaire dans un contexte d'augmentation des énergies renouvelables variables. Le nucléaire pourrait ainsi contribuer à la réduction des émissions de CO₂ dans les secteurs de la mobilité et de l'industrie.

Le système électrique pourrait tirer parti d'une telle solution de couplage énergétique. La coproduction d'hydrogène par le parc nucléaire, bien que nécessitant un investissement additionnel au départ permettrait de réduire le coût du système (qui est mieux utilisé) tout en générant des revenus supplémentaires. L'hydrogène est ici un moyen de développer les synergies entre les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire. Il a l'avantage d'aider à la pénétration des énergies renouvelables, en réduisant les surcoûts associés à leur intégration, et permet dans le même temps de valoriser au maximum le potentiel de production nucléaire. Avec nos hypothèses, cette solution paraît intéressante dès 2030 pour le système électrique. Le nucléaire et les renouvelables permettraient ensemble d'enclencher la transition vers un système énergétique hybride, moins coûteux et moins émetteur de CO₂. L'avantage principal du vecteur hydrogène est qu'il sert de stock tampon aux surplus tout en les valorisant sur d'autres marchés énergétiques. Ainsi, il est un vecteur d'interconnexion entre différents secteurs énergétiques. L'hydrogène n'est certainement pas la seule solution pour trouver des débouchés aux surplus. Le développement des usages électriques et de la chaleur pourraient également permettre de trouver d'autres débouchés. Les usages de la chaleur sont cependant beaucoup plus sensibles à la localisation de chaque réacteur. Les cas d'application des systèmes énergétiques hybrides sont alors à analyser au cas par cas et peuvent coupler des usages d'hydrogène et de chaleur de façon optimisée.

La phase de transition française vers un mix énergétique décarboné et intégrant une large part d'énergies renouvelables devrait, selon nous, s'accompagner de la mesure suivante : si la part de nucléaire doit être abaissée, elle devra l'être en cohérence avec l'accroissement des énergies renouvelables pour éviter d'investir dans des centrales fossiles pendant la période de transition. Une première phase consisterait à conserver les capacités nucléaires à un certain niveau au début de la phase d'accroissement des énergies renouvelables variables pour promouvoir le développement des systèmes énergétiques hybrides en France pendant la transition. Une deuxième phase consisterait à abaisser le niveau de parc nucléaire jusqu'à une capacité adaptée au système et au taux de renouvelables variables dans le parc.

Par ailleurs, le besoin accru de flexibilité des réacteurs nucléaires sous-tend la question de l'orientation des choix de R&D et industriels pour la construction des réacteurs nucléaires, de type EPR NM à l'horizon 2050. Nous avons démontré qu'avoir des réacteurs plus flexibles techniquement n'est pas le seul moyen de répondre à la question.

Comme nous l'avons déjà souligné, la démarche adoptée ne permet d'explorer qu'un seul indicateur économique pour le développement de l'hydrogène bas-carbone, à savoir son coût de production cible. Le développement de l'hydrogène nucléaire dépendra non seulement du taux d'éolien et de solaire par rapport à la capacité nucléaire installée, et de la stratégie économique choisie pour valoriser les surplus, mais aussi des incitations gouvernementales pour le déploiement de l'hydrogène comme vecteur énergétique. De plus, l'analyse du gain qu'aurait ce système hybride dans le cas de la France par rapport à un système électrique classique a été réalisée grâce à un cas d'étude simplifié. L'utilisation de modèles d'optimisation du fonctionnement du système électrique dans le long terme et dans le court terme pour minimiser le coût de production total et prenant en compte une évolution des coûts de production des technologies dans le temps aurait permis d'affiner l'analyse. Les rémunérations additionnelles associées à la participation de l'opérateur nucléaire aux services systèmes auraient également pu être prises en considération pour réduire les coûts du système. Nous ne nous sommes pas non plus risqués à pronostiquer des prix futurs de vente de l'hydrogène sur les différents segments de marché pour évaluer un revenu hypothétique que pourrait tirer le système de la vente d'hydrogène. Cette analyse nous apparaît nécessaire dans un deuxième temps, lorsque des cas d'application concrets se profileront sur le territoire.

En effet, pour évaluer de façon plus concrète le déploiement de systèmes énergétiques hybrides en France, une optimisation devrait être effectuée au cas par cas en fonction de l'énergie en surplus des énergies renouvelables variables et des réacteurs nucléaires et en fonction du niveau des débouchés possibles pour l'hydrogène et/ou la chaleur. Cette analyse supposerait d'évaluer pour chaque réacteur les futurs profils disponibles, ce qui nous paraît compliqué aujourd'hui.

Même si appliquée au cas français, très spécifique de par sa part de nucléaire, la démarche peut être adaptée à tous les systèmes électriques dont la part d'éolien et de solaire croît. La recherche de synergies entre les énergies bas-carbone, à travers, notamment, le développement de systèmes énergétiques hybrides, est universelle.

6. Références

- ADEME, 2014. *Base Carbone - Documentation des facteurs d'émissions de la Base Carbone*® (No. Version 11.0.0)
- ADEME, 2013. *L'exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030-2050 »* (Document technique). France.
- Afhypac, 2016. *Afhypac - Mobilité Hydrogène France*. Disponible en ligne à : <http://www.afhypac.org/mobilite-hydrogene-france/> (accès le 10/09/16).
- AFHYPAC, 2016. *L'hydrogène naturel* (Mémento de l'hydrogène No. Fiche 3.2)
- ANCRE, 2013. *Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique*. France
- Ball, M., Wietschel, M., 2009. *The future of hydrogen – opportunities and challenges*. Int. J. Hydrog. Energy 34, 615–627. doi:10.1016/j.ijhydene.2008.11.014.
- Bartels, J.R., Pate, M.B., Olson, N.K., 2010. *An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources*. Int. J. Hydrog. Energy 35, 8371–8384. doi:10.1016/j.ijhydene.2010.04.035.
- Beeker, É., 2014. *Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique*. Note D'analyse Fr. Strat. Commis. Général À Strat. À Prospect.
- Bennoua, S., Le Duigou, A., Quéméré, M.-M., Dautremont, S., 2015. *Role of hydrogen in resolving electricity grid issues*. Int. J. Hydrog. Energy 40, 7231–7245. doi:10.1016/j.ijhydene.2015.03.137.
- Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., Standen, E., 2014. *Development of Water Electrolysis in the European Union*. Final Report. Fuel Cells Hydrog. Jt. Undert.
- Borges Neto, M.-R., Carvalho, P.-C.-M., Carioca, J.-O.-B., Canafistula, F.-J.-F., 2010. *Biogas/photovoltaic hybrid power system for decentralized energy supply of rural areas*. Energy Policy 38, 4497–4506. doi:10.1016/j.enpol.2010.04.004.
- Brunet, J., Ponsard, J.-P., 2016. *A cost benefit analysis of hydrogen for mobility: the Normandy Project*. 21st World Hydrogen Energy Conference. Zaragoza, Espagne, 13-16/06/16.
- CertifHy, 2016. Disponible en ligne à : <http://www.certifhy.eu/>.
- Chauvel, A., Fournier, G., Raimbault, C., 2001. *Manuel d'évaluation économique des procédés*, technip. ed.
- Cherry, R.S., Aumeier, S.E., Boardman, R.D., 2012. *Large hybrid energy systems for making low CO2 load-following power and synthetic fuel*. Energy Environ. Sci. 5, 5489–5497.
- Comité des Constructeurs Français d'Automobiles, 2015. *Tableau de bord N°44 - 3eme trimestre 2015*. Disponible en ligne à : <http://www.ccfa.fr/Tableau-de-bord-No44-3eme> (accès le 11/8/16).
- Commissariat général au développement durable, 2016. *Chiffres & statistiques. Tableau de bord : solaire photovoltaïque. Quatrième trimestre 2015*. (No. 732). Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer.
- Structuration des prix de l'essence et du gazole (France)*, 2015. *Connaiss. Énerg.* Disponible en ligne à : <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/structuration-des-prix-de-l-essence-et-du-gazole-france> (accès le 25/7/16).

- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Pican, E., Leahy, M., 2012. *The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage*. *Renew. Energy* 43, 47–60. doi:10.1016/j.renene.2011.11.003.
- Cour des comptes, 2014. *Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014* (Rapport public thématique). France.
- Creti, A., Kotelnikova, A., Meunier, G., Ponssard, J.-P., 2015. *A cost benefit analysis of fuel cell electric vehicles* (rapport de recherche), hal-01116997.
- Decourt, B., Lajoie, B., Debarre, R., Soupa, O., 2014. *Leading the energy transition. Factbook. Hydrogen-based energy conversion. More than storage: system flexibility*. SBC Energy Institute.
- Departé, A., 2010. *Etude prospective sur la seconde génération de biocarburants* (Documents de travail de la DG Trésor No. 2010/03), Les cahiers de la DG trésor. Direction Générale du Trésor.
- Durville, J.-L., Gazeau, J.-C., Nataf, J.-M., Cueugnet, J., Legait, B., 2015. *Filière hydrogène-énergie*.
- EDF R&D, 2015. *Profil environnemental du KWh EDF*.
- Edwards, R., Larivé, J.-F., Beziat, J.-C., 2014. *Well-To-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context* (Technical Report). Joint Research Center-EUCAR-CONCAWE collaboration.
- Euroheat and Power, 2015. *Statistics-Overview. Country by country / 2015 Survey*.
- European Climate Foundation, 2013. *Fuelling Europe's Future. How auto innovation leads to EU jobs*. European Climate Foundation.
- Fedene et SNCU, 2014. *Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid*. Rapport 2014. Restitution des statistiques 2013. Edition nationale. Fedene et SNCU.
- Floch, P., Gabriel, S., Mansilla, C., Werkoff, F., 2007. *On the production of hydrogen via alkaline electrolysis during off-peak periods*. *Int. J. Hydrog. Energy* 32, 4641–4647. doi:10.1016/j.ijhydene.2007.07.033.
- Forsberg, C., 2015. *Strategies for a Low-Carbon Electricity Grid With Full Use of Nuclear, Wind, Solar Capacity to Minimize Total Costs* (No. MIT-ANP-TR-162). Center for Advanced Nuclear Energy Systems, MIT.
- Forsberg, C.W., 2007. *Future hydrogen markets for large-scale hydrogen production systems*. *Int. J. Hydrog. Energy* 32, 431–439.
- Fraile, D., Lanoix, J.-C., Rangel, A., Torres, A., 2015a. *Needs and benefits of “green” hydrogen in light of a market outlook. Bibliographic review of market outlooks for hydrogen in Europe*. (No. 1.1). CertifHy.
- Fraile, D., Lanoix, J.-C., Rangel, A., Torres, A., 2015b. *Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas*. (No. 1.2). CertifHy.
- Fraile, D., Torres, A., Rangel, A., Maio, P., 2015c. *Generic estimation scenarios of market penetration and demand forecast for “premium” green hydrogen in short, mid and long term* (No. D1.3). CertifHy.
- Gahleitner, G., 2013. *Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications*. *Int. J. Hydrog. Energy* 38, 2039–2061.

Garcia, H.E., Chen, J., Kim, J.S., Vilim, R.B., Binder, W.R., Bragg Sitton, S.M., Boardman, R.D., McKellar, M.G., Paredis, C.J.J., 2016. *Dynamic performance analysis of two regional Nuclear Hybrid Energy Systems*. Energy 107, 234–258. doi:10.1016/j.energy.2016.03.128.

Garcia, H.E., Mohanty, A., Lin, W.-C., Cherry, R.S., 2013. *Dynamic analysis of hybrid energy systems under flexible operation and variable renewable generation—Part II: Dynamic cost analysis*. Energy 52, 17–26.

Observatoire du gaz, 2015. *Gas in focus*.

Gouvernement français, 2015. *Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*.

Guandalini, G., Grube, T., Campanari, S., Stolten, D., 2016. *Long-term power-to-gas potential for recovering excess energy from renewables: Italian case*. 21st World Hydrogen Energy Conference. Zaragoza, Espagne, 13-16/06/16.

Hammerli, M., 1984. *When will electrolytic hydrogen become competitive?* Int. J. Hydrog. Energy 9, 25–51. doi:10.1016/0360-3199(84)90030-2.

Haratyk, G., Forsberg, C.W., 2012. *Nuclear-Renewables Energy System for Hydrogen and Electricity Production*. Nucl. Technol. 178, 66–82.

Honda Clarity Fuel Cell, 2016. Disponible en ligne à : <http://auto.honda.fr/cars/experience-honda/technologies-honda/technologies-avancees/technologie-pile-a-combustible.html> (accès le 7/9/16).

Hyundai ix35 Fuel Cell, 2016. Disponible en ligne à : <http://www.hyundai.fr/gamme/vehicules-tout-terrain-suv/ix35-fuel-cell/decouvrir> (accès le 7/9/16).

IAEA, 2007. *Advanced applications of water cooled nuclear power plants*. AIEA, Vienna.

IEA, 2015. *World Energy Outlook 2015*.

IFP - AFHYAC, 2014. *Production d'hydrogène à partir des combustibles fossiles* (Mémento de l'hydrogène No. Fiche 3.1.1).

Biogazole et biokérosène de 2e génération - IFPEN partenaire du projet BioTfuel, 2016. Disponible en ligne à : <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Actualites/Dossiers/Biogazole-et-biokerosene-de-2e-generation-IFPEN-partenaire-du-projet-BioTfuel> (accès le 29/07/16).

Jasserand, F., Devezeaux de Lavergne, J.-G., 2016. *Initial economic appraisal of nuclear district heating in France*. EPJ Nucl. Sci. Technol. 2, 39. doi:10.1051/epjn/2016028.

Joly, S., 2006. *Etude valorisation de la chaleur nucléaire* (Rapport interne). CEA.

Kaldellis, J.-K., Kavadias, K.-A., 2007. *Cost-benefit analysis of remote hybrid wind-diesel power stations: Case study Aegean Sea islands*. Energy Policy 35, 1525–1538. doi:10.1016/j.enpol.2006.04.012.

Keppler, J.-H., Cometto, M., 2012. *Nuclear energy and renewables: system effects in low-carbon electricity systems*. OECD/NEA.

Kiviluoma, J., Meibom, P., 2010. *Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments*. Energy 35, 1244–1255.

Le Duigou, A., Hincio, J.-C., Valentin, S., Bader, S., Rastetter, A., Nadau, L., 2014. *Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of*

Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe. Representative Case Studies with a focus on salt cavern storage. (HyUnder Project, Grant Agreement n°303417 No. 62).

Le Duigou, A., Lanoix, J.-C., Valentin, S., Bader, A.-G., Rastetter, A., Nadau, L., 2016. *Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France.* Be Sent Publ.

Le Duigou, A., Miguet, M., Amalric, Y., 2011a. *French hydrogen markets in 2008 – Overview and future prospects.* Int. J. Hydrog. Energy 36, 8822–8830. doi:10.1016/j.ijhydene.2011.05.006.

Le Duigou, A., Quéméré, M.M., Marion, P., Menanteau, P., Decarre, S., Sinégre, L., 2011b. *Hydrogen pathways in France: results of the HyFrance3 project.*

Les Echos, 2015. *EPR de Flamanville: nouveau report à 2018.* Disponible en ligne à : http://www.lesechos.fr/03/09/2015/lesechos.fr/021300748277_epr-de-flamanville---nouveau-report-a-2018.htm (accès le 10/09/16).

Lucchese, P., Mauberger, P., 2016. *Hydrogen and Fuel Cells deployment in France: strategy, perspectives and integration in the European landscape.*

Lund, P.D., Lindgren, J., Mikkola, J., Salpakari, J., 2015. *Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity.* Renew. Sustain. Energy Rev. 45, 785–807. doi:10.1016/j.rser.2015.01.057.

Mansilla, C., 2008. *Mise à jour du coût de production par électrolyse alcaline* (Note technique). CEA/I-tésé.

Mansilla, C., Avril, S., Imbach, J., Le Duigou, A., 2012a. *CO₂-free hydrogen as a substitute to fossil fuels: What are the targets? Prospective assessment of the hydrogen market attractiveness.* Int. J. Hydrog. Energy 37, 9451–9458. doi:10.1016/j.ijhydene.2012.03.149.

Mansilla, C., Dautremont, S., Shoai Tehrani, B., Cotin, G., Avril, S., Burkhalter, E., 2011. *Reducing the hydrogen production cost by operating alkaline electrolysis as a discontinuous process in the French market context.* Int. J. Hydrog. Energy 36, 6407–6413.

Mansilla, C., Louyrette, J., Albou, S., Barbieri, G., Collignon, N., Bourasseau, C., Salasc, B., Valentin, S., Dautremont, S., Martin, J., Thais, F., 2012b. *Electric system management through hydrogen production – A market driven approach in the French context.* Int. J. Hydrog. Energy 37, 10986–10991. doi:10.1016/j.ijhydene.2012.05.014.

Mansilla, C., Louyrette, J., Albou, S., Bourasseau, C., Dautremont, S., 2013. *Economic competitiveness of off-peak hydrogen production today – A European comparison.* Energy 55, 996–1001. doi:10.1016/j.energy.2013.03.022.

McDowall, W., Eames, M., 2006. *Forecasts, scenarios, visions, backcasts and roadmaps to the hydrogen economy: A review of the hydrogen futures literature.* Energy Policy, Hydrogen 34, 1236–1250. doi:10.1016/j.enpol.2005.12.006.

McKinsey & Company, 2010. *A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis. The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles.*

Mikkola, J., Lund, P.D., 2016. *Modeling flexibility and optimal use of existing power plants with large-scale variable renewable power schemes.* Energy 112, 364–375. doi:10.1016/j.energy.2016.06.082.

Mobilité Hydrogène France, 2014. *Proposition d'un plan de déploiement national des véhicules hydrogène.* France.

Nixon, J.-D., Dey, P.-K., Davies, P.-A., 2012. *The feasibility of hybrid solar-biomass power plants in India*. Energy 46, 541–554.

OECD/IEA, 2015. *Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cell*.

OECD/IEA, 2014. *The power of transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*.

Park, S.-Y., Kim, J.-W., Lee, D.-H., 2011. *Development of a market penetration forecasting model for Hydrogen Fuel Cell Vehicles considering infrastructure and cost reduction effects*. Energy Policy 39, 3307–3315. doi:10.1016/j.enpol.2011.03.021.

Parlement et Conseil Européen, 2014. *Directive 2014/94/UE du parlement européen et du conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs*.

Parlement et Conseil Européen, 2009. *Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE*.

Perrot, M., Lopez-Botet Zulueta, M., Silva, V., Fourment, P., Hinchliffe, T., 2015. *Economic and Technical analysis of the European system with a high RES scenario*. EDF R&D.

Peters, M.-S., Timmerhaus, K.-D., 2003. *Plant design and economics for chemical engineers, Fourth Edition*. ed. Mc Graw-Hill Chemical Engineering Series.

RTE, 2015a. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (Edition 2015).

RTE, 2014b. *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* (Edition 2014).

RTE, 2012-2015. *Eco2mix, base de données RTE*. Disponible en ligne à : <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>.

Ruth, M.-F., Zinaman, O.-R., Antkowiak, M., Boardman, R.-D., Cherry, R.-S., Bazilian, M.-D., 2014. *Nuclear-renewable hybrid energy systems: Opportunities, interconnections, and needs*. Energy Convers. Manag. 78, 684–694. doi:10.1016/j.enconman.2013.11.030.

Sabharwall, P., Bragg-Sitton, S., Boldon, L., Blumsack, S., 2015. *Nuclear Renewable Energy Integration: An Economic Case Study*. Electr. J. 28, 85–95. doi:10.1016/j.tej.2015.09.003.

Safa, H., 2012. *Heat recovery from nuclear power plants*. Int. J. Electr. Power Energy Syst. 42, 553–559. doi:10.1016/j.ijepes.2012.04.052.

Scamman, D., Newborough, M., 2016. *Using surplus nuclear power for hydrogen mobility and power-to-gas in France*. Int. J. Hydrog. Energy 41, 10080–10089. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.04.166.

Seiler, J.-M., Hohwiller, C., Imbach, J., Luciani, J.-F., 2010. *Technical and economical evaluation of enhanced biomass to liquid fuel processes*. Energy 35, 3587–3592.

Sgobbi, A., Nijs, W., De Miglio, R., Chiodi, A., Gargiulo, M., Thiel, C., 2016. *How far away is hydrogen? Its role in the medium and long-term decarbonisation of the European energy system*. Int. J. Hydrog. Energy 41, 19–35. doi:10.1016/j.ijhydene.2015.09.004.

Shoai Tehrani, B., 2010. *Evaluation des leviers de réduction du coût de production de l'hydrogène par électrolyse alcaline en fonctionnement intermittent* (No. RT/2010-016 B). CEA-I-tésé.

Simons, J., Ferriz, A., Correas, L., 2015. *HyUnder – Hydrogen Underground Storage at Large Scale: Case Study Spain*. Proceedings of the 9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2015), pp. 136–144.

Stolten, D., Emonts, B., Grube, T., Weber, M., 2013. *Hydrogen as an enabler for renewable Energies in the book: Transition to Renewable Energy Systems*. Edition Stolten D. and Scherer V., Wiley-WCH, pp.813-849.

Stone, H.B., Veldhuis, I., Richardson, R.N., 2009. *Underground hydrogen storage in the UK*. Geol. Soc. Lond. Spec. Publ. 2009 313, 217–226. doi:10.1144/SP313.13

Symbio FCell, 2016. Disponible en ligne à : <http://www.symbiofcell.com/fr/> (accès le 7/9/16).

Toyota Mirai, 2016. Disponible en ligne à : <https://www.toyota.fr/world-of-toyota/articles-news-events/2014/toyota-mirai.json> (accès le 7/9/16).

Turton, R., Baillie, R.C., Whiting, W.B., Shaeiwitz, J.A., 2009. *Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes*, Third Edition. ed. Prentice Hall International Series in the Physical and Chemical Engineering Sciences.

Wittenstein, M., Rothwell, G., 2015. *Projected costs of generating electricity*. IEA, OECD/NEA.

Zakeri, B., Rinne, S., Syri, S., 2015. *Wind Integration into Energy Systems with a High Share of Nuclear Power—What Are the Compromises?* Energies 8, 2493–2527. doi:10.3390/en8042493.

Zucker, A., Hinchliffe, T., Spisto, A., 2013. *Assessing storage value in electricity markets* (No. UER 26056 EN). JRC scientific and policy reports.

CHAPITRE V.
CONCLUSION GENERALE

1. Principaux résultats et apports de la thèse

Dans la période actuelle marquée par une transition énergétique qui s'étendra sans doute au-delà de 2050 en France, notre thèse a pour principal objectif de proposer plusieurs moyens d'adaptation du mix électrique français, actuellement fortement basé sur l'énergie nucléaire et intégrant progressivement les énergies renouvelables variables pour conserver un mix bas-carbone avec des coûts associés maîtrisés. Cette problématique a été déclinée en deux questions de recherche. La première consiste à analyser et quantifier les interactions techniques et économiques entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables variables. La deuxième est d'examiner le potentiel de flexibilité que le parc nucléaire pourrait offrir au système électrique et d'en préciser le coût. Notre analyse du cas français s'est basée sur des scénarios prospectifs définissant des trajectoires de demande électrique, de pénétration d'éolien et de solaire et de capacités nucléaires aux horizons 2030 et 2050.

Cette thèse se propose de répondre à ces questions de recherche grâce à une **approche interdisciplinaire** développée au travers de quatre chapitres.

Après un premier chapitre introductif exposant le contexte et la problématique, nous nous sommes intéressés dans le deuxième chapitre, exclusivement aux **impacts techniques de l'intégration des énergies renouvelables sur le fonctionnement du parc nucléaire**.

Dans le troisième chapitre, nous avons développé **une approche technico-économique pour évaluer le coût de la flexibilité du parc nucléaire**, ce qui nous a permis **d'explorer des solutions d'adaptation du système électrique global**, pour que le nucléaire soit compétitif avec un fonctionnement flexible par rapport aux options concurrentes.

Enfin, dans le quatrième chapitre, nous avons mis en œuvre **une approche technico-économique et avons analysé les marchés selon une démarche prospective**, pour évaluer le potentiel de flexibilité que le parc nucléaire pourrait offrir s'il pratiquait **la modulation de puissance « par l'usage »**, c'est-à-dire **en combinant une production d'électricité sur le réseau (comme aujourd'hui) et une production additionnelle dédiée à un usage flexible. L'usage qui a été retenu est celui de la production d'hydrogène**.

Plus précisément, dans le chapitre 2, nous avons présenté trois modèles (« Profil Nuc. », « P_{nuc} basse » et « Arrêts/démarrages ») que nous avons construits pour évaluer les sollicitations en puissance que différentes pénétrations d'éolien et de solaire pourraient engendrer à l'échelle du parc nucléaire français dans son ensemble, et plus finement, à celle des réacteurs nucléaires. La modélisation la plus originale de cette thèse est certainement celle basée sur le couple « P_{nuc} basse » et « Arrêts/démarrages » qui, en première approche et grâce à deux indicateurs de flexibilité, permet d'ancrer l'analyse prospective dans la réalité opérationnelle des réacteurs nucléaires sans avoir recours à une modélisation complexe de la dynamique de fonctionnement du parc nucléaire. Cette

modélisation a rendu possible la comparaison des sollicitations demandées aux réacteurs du parc par rapport à leurs capacités techniques dès lors que l'information sur ces capacités était disponible. Nous soulignons que ces modèles pourraient être utilisés dans d'autres contextes que le parc nucléaire français, afin d'évaluer la flexibilité demandée aux centrales d'autres parcs de production. Les résultats de modélisations de systèmes électriques, dans lesquels les centrales de production ne sont pas représentées individuellement, pourraient aussi être complétés grâce à nos modèles. De plus, grâce à l'utilisation du modèle « Profil Nuc. », nous avons pu mettre en lumière un dilemme avec l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le mix électrique : soit la France choisit de réduire la capacité nucléaire pour que le parc fonctionne en base ce qui pourrait induire une augmentation de l'utilisation de centrales fossiles émettrices de gaz à effet de serre (si aucune rupture technologique n'apparaît lors de la transition), soit la capacité du parc nucléaire est maintenue puis abaissée en cohérence avec l'augmentation des productions éoliennes et solaires, ce qui engendrerait un fonctionnement du parc nucléaire à facteur de charge réduit (et de façon concomitante, avec un besoin de manœuvrabilité plus important des réacteurs). Ainsi, **la réduction des capacités nucléaires devra se faire en phase avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables pour limiter le besoin en énergies fossiles.** A l'avenir, le modèle « Profil Nuc. » pourrait être utilisé dans la construction de scénarios prospectifs pour intégrer dans ces derniers l'influence des productions renouvelables sur le facteur de charge du parc nucléaire.

Il apparaît que le parc nucléaire français dispose d'un potentiel important pour augmenter sa flexibilité, tant au niveau de la dynamique de parc qu'au niveau de chaque réacteur. Ce potentiel est d'autant plus important que la capacité du parc nucléaire est grande, permettant ainsi à la France de bénéficier d'une marge de flexibilité. Pour des taux de pénétration importants d'énergies renouvelables variables (supérieurs à 30%), plus que l'augmentation du nombre, des rampes et des amplitudes des variations de puissance qui pourraient être demandées au parc nucléaire, **c'est la fréquence des sollicitations extrêmes** (rampes de puissance et arrêts/démarrages à réaliser sur des durées courtes) **qui pourrait rendre l'exploitation du parc nucléaire plus contrainte** et, dans certains cas, déboucher sur des sollicitations en puissance en pratique irréalisables. Nous montrons de plus, **du point de vue des sollicitations demandées au parc nucléaire, qu'une part plus importante d'éolien que de solaire faciliterait la gestion de mix dont la part d'énergies renouvelables variables est importante, au regard des sollicitations résultant sur le parc nucléaire.** C'est en effet la présence de solaire qui influe sur les sollicitations extrêmes en puissance du parc nucléaire. Ces phénomènes extrêmes commenceraient à se manifester à partir de taux de solaire même inférieurs à 10% de la demande électrique. Réduire la capacité nucléaire pourrait sembler favorable du point de vue des sollicitations du parc (sa production serait alors moins « impactée » par les productions éoliennes et solaires), mais cela aurait en même temps l'effet d'augmenter les variations de puissance à réaliser par chaque réacteur du parc pour répondre à une même variation de puissance. **Au global,**

nous démontrons qu'à partir de 30% d'éolien et de solaire (typiquement 10% de solaire et 20% d'éolien), la fréquence des sollicitations extrêmes en puissance s'amplifierait fortement même pour une capacité nucléaire installée réduite à 40 GWe. Les variations de puissance demandées au parc nucléaire pourraient devenir alors difficilement supportables par lui seul et des moyens de flexibilité complémentaires devraient être mobilisés, tels que le stockage hydraulique grâce aux STEP, non pris en compte à ce stade de l'analyse. Ce nouveau contexte nécessitera, dans tous les cas, une gestion adaptée des réacteurs du parc nucléaire pour répondre à des variations extrêmes plus fréquentes.

Dans le chapitre 3, nous avons introduit la notion de coût de la flexibilité d'un parc nucléaire ne fonctionnant pas en base, un indicateur qui s'est avéré efficace pour comparer, dans la période de transition et dans le plus long terme, des scénarios prospectifs intégrant différentes capacités nucléaires installées et différents taux d'éolien et de solaire. Nous l'avons évalué en estimant l'énergie nucléaire disponible pour la modulation de puissance dans les différents scénarios. Nous avons ensuite examiné des leviers, dépendant de choix stratégiques propres à l'opérateur nucléaire et de la politique énergétique nationale, pour réduire ce coût et rendre le nucléaire compétitif avec un mode de fonctionnement flexible. La démarche va au-delà des approches de « parcs optimaux » dans le long terme qui s'intéressent par exemple à l'influence du prix de la tonne de CO₂ comme levier principal, pour rendre les technologies bas-carbone compétitives. Nous avons examiné en détails la période de transition : dans le contexte d'augmentation de la part d'éolien et de solaire dans le mix, **nous montrons qu'il est crucial, pour l'opérateur nucléaire, d'opter pour un remplacement progressif de son parc** (les gains d'un tel choix stratégique seraient supérieurs aux pertes générées par la réduction du facteur de charge, par rapport à la situation actuelle d'un parc nucléaire utilisé en base). En parallèle, **le prix de la tonne de CO₂ aura également un rôle important à jouer pour rendre le nucléaire compétitif par rapport à l'option gaz à cycle combiné pour fournir l'énergie de modulation, pendant la période de transition puis dans le long terme.** Toutefois, si le scénario de remplacement du parc nucléaire était très progressif (par exemple un REP de deuxième génération remplacé par an), sur la période 2030-2040, l'option nucléaire serait moins chère que l'option gaz pour fournir l'énergie de modulation, quel que soit le prix de la tonne de CO₂ (il est préférable de prolonger des capacités nucléaires plutôt que de les arrêter en les remplaçant par des centrales à gaz à cycle combiné). **Dans le plus long terme, en fonction du prix du gaz, l'augmentation du prix de la tonne de CO₂ n'aurait pas besoin d'être significative pour rendre le parc nucléaire, fonctionnant à facteur de charge réduit, compétitif face aux centrales à gaz à cycle combiné.** Néanmoins, une telle situation entraînerait des coûts liés au facteur de charge limité du nucléaire. Le développement de débouchés électriques supplémentaires pour l'opérateur nucléaire permettrait, d'une part, de lever les difficultés de manœuvrabilité associées au fonctionnement en suivi de charge : l'écrêtage des puissances éoliennes et solaires à hauteur de quelques pourcents de leurs productions et le stockage

d'électricité grâce aux STEP pourraient suffire à cela. D'autre part, ils permettraient d'augmenter le facteur de charge du parc nucléaire grâce aux exportations et aux nouveaux usages flexibles. Ainsi, dès cette période de transition, une vision de long terme est-elle nécessaire pour anticiper les investissements bas-carbone : anticipation du développement des énergies renouvelables, prévision du prix de la tonne de CO₂ et prévision de la demande (y compris des exportations et des nouveaux usages).

Dans la continuité du chapitre précédent, nous avons cherché, au chapitre 4, à dépasser l'approche consistant à examiner des solutions au sein du système électrique lui-même : nous choisissons d'élargir la perspective en ouvrant le champ d'application du nucléaire à de nouveaux débouchés, comme la production d'hydrogène. Dans l'hypothèse où les marchés de l'hydrogène vecteur énergétique se développent pour des applications de mobilité ou d'injection dans les réseaux de gaz **à l'horizon 2030 et si les capacités nucléaires sont conservées à un niveau de 60 GWe, le choix du modèle économique entre l'opérateur nucléaire et l'opérateur d'hydrogène est la clé pour que le nucléaire puisse valoriser l'ensemble de ses surplus sur les marchés de l'hydrogène. A l'horizon 2050**, un scénario qui suppose une production électrique stable, 40 GWe de nucléaire installé (autour de 50% de la demande électrique annuelle) et 30% d'énergie éolienne et de solaire dans l'offre électrique présente un potentiel faible de production d'hydrogène, le parc nucléaire fonctionnant quasiment en base. Toutefois, **si la part d'éolien et de solaire augmentait pour atteindre 50% de la demande électrique, alors les possibilités de production d'hydrogène nucléaire s'ouvriraient, d'autant qu'à cet horizon les marchés de l'hydrogène auraient certainement eu le temps de se déployer.** Du point de vue du système électrique et hydrogène, la coproduction d'hydrogène par le parc nucléaire permettrait à la fois de réduire les coûts de production d'électricité et d'hydrogène et d'apporter des revenus supplémentaires. La coproduction d'hydrogène nucléaire permettrait ainsi de réduire l'augmentation des coûts de production électrique associés à l'augmentation de l'éolien et du solaire dans le mix électrique (grâce à une meilleure utilisation des réacteurs nucléaires) et d'abaisser les émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs électrique, de la mobilité et de l'industrie. Le dilemme soulevé au chapitre 2 pourrait ainsi être surmonté et **de réelles complémentarités entre énergie nucléaire, énergies renouvelables variables et hydrogène**, pourraient émerger. Un tel système ouvre des **perspectives vers le développement de systèmes énergétiques hybrides adaptés à la France**, permettant à la fois de valoriser les surplus des énergies renouvelables grâce à la production d'hydrogène, ainsi que les surplus nucléaires grâce à un couplage coordonné de différents coproduits, par exemple l'hydrogène et la chaleur. La Loi française sur la Transition Énergétique pour la Croissance Verte a posé a priori le principe de la réduction de la part en énergie du nucléaire. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie a exposé que cette tendance devrait s'accompagner d'une augmentation forte des énergies renouvelables variables dans le mix électrique. Si la part de nucléaire doit effectivement diminuer, elle devra être pilotée pour accompagner la croissance annoncée des

énergies renouvelables variables, en considérant d'autres marchés et usages, tels que ceux de l'hydrogène. Une première phase pourrait consister à conserver la capacité nucléaire proche de sa capacité actuelle pour promouvoir le développement de systèmes hybrides adaptés à la France.

2. Discussion : limites et perspectives

Bien qu'ayant déjà exposé les limites des méthodologies et des hypothèses employées dans chacun des chapitres, nous discutons ici le cadre général de la thèse qui, par lui-même, réduit la portée des résultats. Les perspectives ouvertes par ce travail sont également discutées.

D'abord, comme dans toute analyse prospective, il a été nécessaire de choisir des hypothèses et des chemins d'évolution possibles pour le parc nucléaire, les énergies renouvelables, la demande d'électricité et d'hydrogène en France. Ces chemins exogènes ne sont pas exhaustifs et pourraient être étendus, par exemple avec des variantes très contrastées de la demande. Aussi, nous avons implicitement supposé que d'ici à 2050, le système énergétique français reposerait sur les mêmes bases de fonctionnement qu'actuellement et qu'il n'y aurait pas de rupture technologique majeure de production ou de stockage d'électricité, ni de changements de mode de vie de grande ampleur. Si, par exemple, dans les années à venir, une nouvelle technologie de production bas-carbone permettait de produire de l'électricité à un coût compétitif pour un fonctionnement en semi-base ou en pointe, alors cette dernière devrait être incluse dans une telle analyse et remettrait certainement en cause nos résultats.

Ensuite, le cadre de l'analyse est simplifié. Le système électrique français est modélisé comme un système exportateur isolé au sens où la demande électrique inclut le solde exportateur. La réalité est plus complexe : les échanges aux frontières constituent une option de flexibilité à part entière et mériteraient d'être modélisés finement. D'une part, les productions d'énergies renouvelables dans les pays voisins auront une influence sur la production du parc nucléaire français. D'autre part, le développement des débouchés du nucléaire à l'export dépendront largement de la composition des mix électriques des pays voisins. Les productions électriques des pays européens sont de plus en plus interdépendantes, ce qui oblige à repenser les modélisations des systèmes électriques des pays dans une optique d'intégration européenne.

De plus, seule une partie du système électrique français est modélisée et les options de flexibilité sont explorées sous l'angle de vue du parc nucléaire. Cette démarche était justifiée dans cette thèse puisque nous souhaitons spécifiquement analyser les interactions entre énergies renouvelables et énergie nucléaire. Toutefois, cette thèse montre l'intérêt d'une modélisation globale du système électrique français intégrant l'ensemble des options de flexibilité disponibles y compris les options de couplage du système électrique à d'autres secteurs énergétiques, et en particulier la flexibilité offerte grâce aux

applications non-électriques du parc nucléaire. Une telle modélisation permettrait de comparer les options de flexibilité entre elles et ainsi d'évaluer leur pertinence pour le système électrique et énergétique à plus ou moins long terme. Elle pourrait également permettre d'évaluer finement l'influence des différentes options sur la flexibilité demandée aux centrales programmables, et en particulier au parc nucléaire. Dans la même optique, il serait intéressant d'évaluer le potentiel de flexibilité que le parc nucléaire, à l'échelle européenne cette fois, pourrait procurer en fonction de la part d'énergies renouvelables variables dans le système.

Au terme de cette thèse, des perspectives intéressantes sont ouvertes quant à l'analyse de systèmes énergétiques hybrides adaptés à la France et à l'Europe. En particulier, il serait intéressant de sélectionner des sites d'intérêt sur le territoire national pour analyser l'émergence possible de systèmes énergétiques hybrides à la maille locale en exploitant et optimisant différentes sources d'énergies et divers services rendus. En plus de l'électricité produite, l'hydrogène pourrait être produit grâce au surplus de production des énergies renouvelables et du nucléaire, la chaleur pourrait être générée grâce au nucléaire, à des énergies renouvelables et à la récupération de chaleur industrielle par exemple. Bien qu'ayant adopté une approche centrée sur le système énergétique français, la recherche de synergies entre les énergies bas-carbone (à travers, notamment, le développement de systèmes énergétiques hybrides) est universelle. Les prises de conscience mondiales en faveur de la réduction des émissions de gaz à effet de serre devraient tendre vers le développement de tels systèmes.

Cette thèse pourrait également ouvrir des perspectives d'études complémentaires. Il serait particulièrement intéressant de construire des arbres de décisions représentatifs de choix d'investissement dans des centrales de production d'électricité bas-carbone, dans un contexte dont les variables d'incertitudes se situeraient dans le système énergétique, au-delà du système électrique. Une perspective de hausse de la demande d'hydrogène et de réduction des coûts d'investissement des électrolyseurs pourrait-elle motiver des décisions d'investissement dans des centrales nucléaires en France ?

Dans une telle perspective, il serait intéressant d'examiner les politiques à mettre en œuvre pour favoriser le déploiement de systèmes énergétiques hybrides en France et en Europe. Toutefois, les choix politiques ne dépendent pas que de questions économiques ou même de considérations environnementales : la dimension de la faisabilité socio-technique des projets joue un rôle majeur dans le déploiement possible des nouvelles technologies. En particulier, si de tels systèmes venaient à se développer, les applications du nucléaire pourraient être étendues. Les questions de faisabilité socio-technique et notamment la perception du nucléaire sont d'une grande importance et devraient aussi être adressées dans le cadre de développement de systèmes énergétiques hybrides.

Enfin, nous souhaiterions conclure en rappelant que les perspectives en termes d'innovation sont grandes et que les initiatives seront stimulées dans ce contexte de transition. Aussi, aujourd'hui nous

ne sommes certainement pas en mesure d'imaginer les solutions d'adaptation et de changement qui pourraient émerger dans le futur. De nouveaux paradigmes pourraient voir le jour en modifiant en profondeur notre façon d'appréhender la consommation et la production d'énergie.

PUBLICATIONS ET CONFÉRENCES

1. Publications dans des revues internationales à comité de lecture

C.Cany, C. Mansilla, P. da Costa and G. Mathonnière, 2017. *Adapting the French nuclear fleet to the integration of variable renewable energies thanks to the production of hydrogen: towards massive production of low carbon hydrogen?* International Journal of Hydrogen Energy, in Press.

C.Cany, C. Mansilla, P. da Costa, G. Mathonnière, T. Duquesnoy, A. Baschwitz, 2016. *Nuclear and non-dispatchable renewables: two compatible supply options? The case of the French power mix.* Energy Policy 95, 135–146. doi:10.1016/j.enpol.2016.04.037.

2. Publication dans une revue sans comité de lecture

C.Cany, J-G. Devezeaux de Lavergne, C. Mansilla, G. Mathonnière, 2017. *Introduction accrue d'énergies renouvelables variables dans le système électrique : quelles conséquences sur le parc nucléaire ? Quelles marges de manœuvre ?* Revue Générale du Nucléaire, Numéro 1, Janvier-Février 2017, Pages 36-40.

3. Chapitre de livre

C. Cany, C. Mansilla, P. da Costa, G. Mathonnière, JB. Thomas, 2015. *Nuclear power: a promising back-up option to promote renewable penetration in the French power system?* In “Renewable Energy in the Service of Mankind Vol II”. Springer. ed. Sayigh, Ali. ISBN 978-3-319-18215-5.

4. Communications orales dans des congrès internationaux

O. Tlili, C. Cany, C. Mansilla, J. André, C. Heller, Y. Perez, A. Le Duigou, 2017. *Rethinking the Way to Decarbonize the Energy System: Prospective Study of Hydrogen Markets Attractiveness.* 40th IAEE international conference, Singapore, Malaysia, 18-21/06/17 (accepté).

C. Cany, A. Chazottes, C. Mansilla, G. Mathonnière, P. da Costa. *Which value of nuclear flexibility to foster the integration of intermittent renewable energy sources? Prospectives study on technical potentials and economic impacts in the French power system.* 39th IAEE international conference, Bergen, Norway, 19-22/06/16.

M. Leurent, C. Cany, 2016. *A comprehensive taxonomy of nuclear non-electrical markets. application to the market perspectives for france.* 39th IAEE international conference, Bergen, Norway, 19-22/06/16.

C. Cany, C. Mansilla, P. da Costa, G. Mathonnière, 2016. *Nuclear and renewable synergies: towards massive low-carbon hydrogen production? The case of the French energy mix.* 21st World Hydrogen Energy Conference (WHEC) 2016. Zaragoza, Spain. 13-16/06/16.

C. Cany, C. Mansilla, P. da Costa, G. Mathonnière, T. Duquesnoy, A. Baschwitz, 2015. *Nuclear power fleet replacement: an opportunity for the French energy mix?* Global 2015, Paris, France, 21-24/09/15.

C. Cany, C. Mansilla, G. Mathonnière, P. da Costa, 2015. *Nuclear power: what optimal contribution to the French power mix?* 12th International Conference on the European Energy Market (EEM 2015), Lisbonne, Portugal, 20-22/05/15.

C. Cany, C. Mansilla, G. Mathonnière, M. Muniglia, J.C. Le Pallec, J.M. Do, M. Berthélemy, 2015. *Can nuclear support the integration of renewables? The case of the French electricity mix.* Nugenia Forum, Ljubljana, Slovénie, 13-15/04/15

C. Cany, C. Mansilla, P. da Costa, G. Mathonnière, JB. Thomas, 2014. *Nuclear power: a promising back-up option to promote renewable penetration in the French power system?* 13th World Renewable Energy Congress (WREC), Londres, UK, 3-8/08/14.

5. Séminaires

C. Cany, *La flexibilité du parc nucléaire français dans un mix intégrant une part croissante d'énergies renouvelables variables.* Vers la transition énergétique - WTE 2016, organisé par l'université Paris-Saclay et EDF R&D, Palaiseau, France, 4-5/10/16.

C. Cany, 2016. *Nuclear and non-dispatchable renewables: two compatible supply options? The case of the French power mix.* Séminaire du Laboratoire de Génie Industriel, CentraleSupélec, Châtenay-Malabry, France, 15/02/16.

C. Cany, *Quelle place pour le parc nucléaire français dans un mix intégrant une part croissante d'énergies renouvelables intermittentes ? Le rôle du suivi de charge et des nouvelles applications pour contribuer à la fiabilité du système électrique.* 14^{ième} journées scientifiques de la DANS, CEA Saclay, Gif-Sur Yvette, France, 19-20/05/14.

C. Cany, *Quelle place pour le parc nucléaire français dans un mix intégrant une part croissante d'énergies renouvelables intermittentes ? Le rôle du suivi de charge et des nouvelles applications pour contribuer à la fiabilité du système électrique.* Séminaire du Laboratoire de Génie Industriel, CentraleSupélec, Châtenay-Malabry, France, 7/02/14.

6. Rapport technique

C.Cany, G.Mathonnière, 2016. *Mix énergétique : synthèse des travaux 2016*, Rapport I-tésé, RT/2016-06.

ANNEXES

TABLE DES MATIERES DES ANNEXES

Annexe 1 : Caractéristiques des réacteurs nucléaires français	336
Annexe 2 : Carte des principaux sites nucléaires en France	338
Annexe 3 : Eléments de physique des réacteurs	339
Annexe 4 : Amplitudes et rampes maximales des variations de puissance du parc nucléaire entre 2008 et 2015.....	342
Annexe 5 : Profils de puissance de Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2 entre 2012 et 2016.....	343

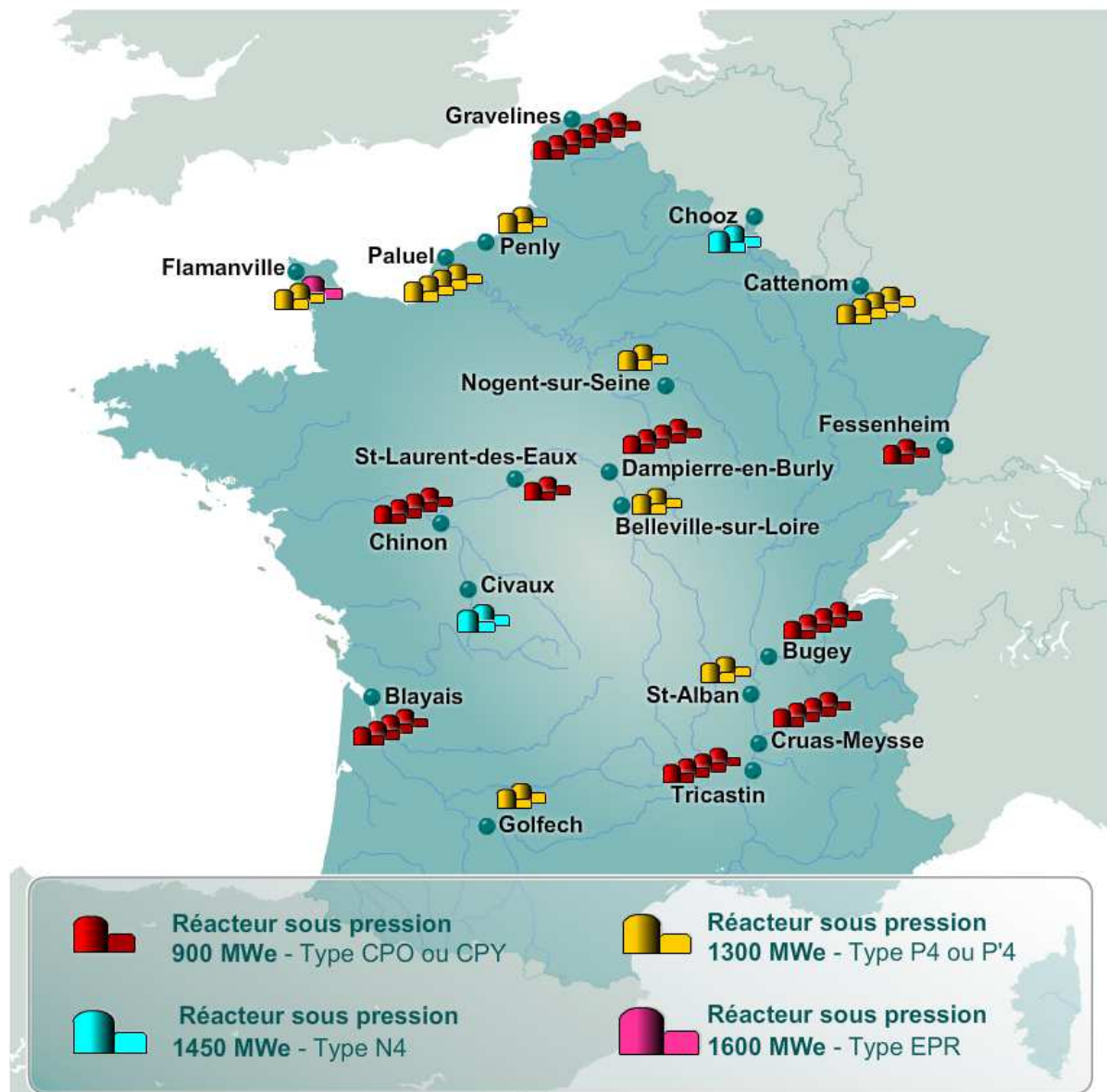
Annexe 1 : Caractéristiques des réacteurs nucléaires français

Réacteur	Palier	Puissance nette (MWe)	Date de mise en service	kp en 2015 (%)	kd en 2015 (%)
Belleville-1	P4	1310	06/1988	91,08	99,02
Belleville-2	P4	1310	01/1989	80,73	84,06
Blayais-1	CPY	910	12/1981	86,23	90,19
Blayais-2	CPY	910	02/1983	78,76	81,87
Blayais-3	CPY	910	11/1983	27,85	27,11
Blayais-4	CPY	910	10/1983	56,73	57,84
Bugey-2	CP0	910	03/1979	91,67	98,48
Bugey-3	CP0	910	03/1979	83,51	86,70
Bugey-4	CP0	880	07/1979	82,18	83,43
Bugey-5	CP0	880	01/1980	63,71	79,39
Cattenom-1	P4	1300	04/1987	61,59	64,19
Cattenom-2	P4	1300	02/1988	83,20	89,49
Cattenom-3	P4	1300	02/1991	83,04	85,30
Cattenom-4	P4	1300	01/1992	91,33	95,61
Chinon-1	CPY	905	02/1984	73,76	76,17
Chinon-2	CPY	905	08/1984	69,32	70,62
Chinon-3	CPY	905	03/1987	72,35	73,26
Chinon-4	CPY	905	04/1988	87,60	89,44
Chooz-1	N4	1500	05/2000	86,26	89,52
Chooz-2	N4	1500	09/2000	73,33	75,67
Civaux-1	N4	1495	01/2002	88,93	96,56
Civaux-2	N4	1495	04/2002	68,11	73,89
Cruas-1	CPY	915	04/1984	45,77	46,48
Cruas-2	CPY	915	04/1985	69,47	72,96
Cruas-3	CPY	915	09/1984	78,57	79,01
Cruas-4	CPY	915	02/1985	80,67	81,88
Dampierre-1	CPY	890	09/1980	77,41	80,56
Dampierre-2	CPY	890	02/1981	82,12	84,49
Dampierre-3	CPY	890	05/1981	81,82	82,37
Dampierre-4	CPY	890	11/1981	86,58	90,66
Fessenheim-1	CP0	880	01/1978	93,33	94,39
Fessenheim-2	CP0	880	04/1978	73,55	83,88
Flamanville-1	P4	1330	12/1986	72,17	72,92
Flamanville-2	P4	1330	03/1987	67,54	69,94
Golfech-1	P4	1310	02/1991	87,73	99,69
Golfech-2	P4	1310	03/1994	76,26	82,90
Gravelines-1	CPY	910	11/1980	69,94	75,34
Gravelines-2	CPY	910	12/1980	65,38	69,37
Gravelines-3	CPY	910	06/1981	85,81	89,51
Gravelines-4	CPY	910	10/1981	81,25	80,52
Gravelines-5	CPY	910	01/1985	84,40	88,12
Gravelines-6	CPY	910	10/1985	85,61	97,72
Nogent-1	P4	1310	02/1988	75,63	77,21
Nogent-2	P4	1310	05/1989	62,29	64,79
Paluel-1	P4	1330	12/1985	85,40	99,04
Paluel-2	P4	1330	12/1985	34,89	36,48
Paluel-3	P4	1330	02/1986	55,25	70,74
Paluel-4	P4	1330	06/1986	75,60	99,80
Penly-1	P4	1330	12/1990	87,23	98,37
Penly-2	P4	1330	11/1992	79,00	87,26
St. Alban-1	P4	1335	05/1986	77,37	86,97

Réacteur	Palier	Puissance nette (MWe)	Date de mise en service	kp en 2015 (%)	kd en 2015 (%)
St. Alban-2	P4	1335	03/1987	80,61	89,08
St. Laurent-1	CPY	915	08/1983	55,89	57,45
St. Laurent-2	CPY	915	08/1983	76,51	81,43
Tricastin-1	CPY	915	12/1980	71,75	74,21
Tricastin-2	CPY	915	12/1980	77,66	77,38
Tricastin-3	CPY	915	05/1981	89,65	89,64
Tricastin-4	CPY	915	11/1981	81,58	80,15

Source : (CEA, 2016)

Annexe 2 : Carte des principaux sites nucléaires en France



Source : (ASN, 2016a)

Annexe 3 : Eléments de physique des réacteurs

Une réaction de fission est « l'éclatement d'un noyau lourd, par exemple d'uranium ou de plutonium, en deux parties sous l'effet d'un bombardement de neutrons. Cette fission s'accompagne d'un important dégagement de chaleur et d'émission d'autres rayonnements, y compris de neutrons qui peuvent entretenir la réaction » (ASN, 2016). Le cœur du réacteur est dit critique quand les réactions de fission s'entretiennent par elles-mêmes et que la population de neutrons est stationnaire en tout point du cœur. L'écart du cœur à la criticité est mesuré par une grandeur appelée « réactivité » du cœur (ASN, 2016). En France, les réacteurs fonctionnent en « turbine prioritaire » : la puissance du cœur du réacteur est ajustée à la puissance demandée par le réseau électrique à la turbine. La puissance moyenne du cœur (directement reliée à la température moyenne du cœur) est égale au taux de fission moyen (nombre de fissions par cm^3 et par seconde) multiplié par l'énergie moyenne dégagée par fission et par le volume du cœur. La température moyenne du cœur est le paramètre choisi pour ajuster la puissance du réacteur à celle demandée à la turbine. Les moyens de contrôle de la puissance du cœur sont mobilisés pour suivre un « programme de température en fonction de la puissance » demandée à la turbine, tout en régulant la réactivité et la distribution spatiale de puissance dans le cœur (Kerkar and Paulin, 2008). Le principe repose sur l'introduction plus ou moins importante d'absorbants de neutrons dans le cœur, à la source des réactions de fission. Deux moyens de contrôle sont utilisés dans les REP : les grappes de contrôle, composées d'absorbants de neutrons, plus ou moins insérées dans le cœur pour faire varier sa réactivité ; l'acide borique (bore soluble), absorbant dissous en plus ou moins grande concentration dans le modérateur (eau) du circuit primaire (l'eau ralentit les neutrons pour qu'ils aient une plus grande probabilité de d'engendrer des fissions). Les grappes de contrôle sont utilisées pour des variations rapides de la réactivité tandis que le bore compense les effets lents de variation de la réactivité (épuisement du combustible avec l'avancement dans le cycle). Son utilisation implique le rejet d'effluents dans l'environnement. Comme la tendance est à la minimisation de ces rejets, l'utilisation des grappes de contrôle est privilégiée dans la mesure du possible. Le fonctionnement au bore limite le nombre de transitoires admissibles (fonction de la quantité de bore) et les rampes de puissance possible (vitesse de dilution et de borication) (Kerkar and Paulin, 2008).

Dans un cœur de réacteur, une variation de réactivité donne naissance à des phénomènes physiques qui amplifient ou diminuent la réactivité. Si l'opérateur décide de faire varier la puissance, il utilise des moyens de contrôle (grappes de contrôle, borication ou dilution du circuit primaire) qui servent aussi à compenser les effets de ces phénomènes. Le cœur des REP est naturellement stable puisqu'une élévation soudaine de réactivité donne naissance à des contre-réactions négatives qui diminuent instantanément la réactivité du cœur. D'une façon plus concrète, nous détaillons ci-après les principaux phénomènes physiques qui peuvent apparaître dans le cœur du réacteur.

Ces phénomènes se répartissent en deux catégories : les contre-réactions et les effets liés à l’empoisonnement du cœur par des produits de fission (absorbants de neutrons). Deux principaux types de contre-réactions apparaissent très rapidement suite à une variation de puissance du cœur : les contre-réactions du modérateur et l’effet Doppler. Les règles d’exploitation imposent un effet global stabilisant de l’ensemble des contre-réactions du modérateur, ce qui dicte en partie la concentration en bore et la température du modérateur. L’effet prédominant est celui de la densité de l’eau. Lorsque la puissance du réacteur augmente, la température du modérateur (eau borée) augmente, ce qui diminue sa densité. L’eau moins dense assure un moins bon ralentissement des neutrons issus de la fission et diminue ainsi leur chance de créer de nouvelles fissions. Cet effet stabilisant, diminue naturellement la réactivité du cœur. Deux effets déstabilisants minoritaires apparaissent aussi : par la baisse de sa densité, l’eau réalise moins de captures parasites de neutrons et le bore, moins dense, devient moins absorbant. L’effet Doppler est lié à la température du combustible. Lorsque sa température augmente pendant la montée en puissance, le noyau fertile d’uranium 238 aura plus de chances de capturer des neutrons. Cet effet stabilisant réduit naturellement la réactivité du cœur.

Une variation de puissance par les grappes de contrôle modifie aussi sa distribution spatiale dans le cœur. Alors que les effets radiaux sont limités, les effets axiaux sont prédominants et limitent le domaine de fonctionnement du réacteur. Le haut du cœur qui voit une densité d’eau plus faible est toujours moins irradié que le bas du cœur. Lors d’une baisse de puissance, les variations de température du modérateur plus importantes en haut du cœur engendrent une hausse de réactivité plus grande dans cette région.

Sur une échelle de temps plus longue, les effets liés à l’empoisonnement du cœur par les produits de fission jouent également un rôle important dans le contrôle de la puissance du réacteur. Le xénon 135 est le produit de fission qui est le plus fort absorbant de neutrons thermiques (ralentis). Toute variation de puissance est amplifiée par l’effet xénon. La concentration de xénon est d’abord à l’équilibre lorsque la puissance est stable et se modifie avec la variation de puissance. Le xénon 135 est produit par désintégration de l’iode 135 (produit de fission) (période de demi-vie⁵⁴ : sept heures) et peut se désintégrer en césium 135 (période de demi-vie : neuf heures) ou absorber un neutron pour produire du xénon 136. L’équilibre entre l’iode 135 et le xénon 135 dépend du niveau de flux neutronique et donc de la puissance. Si la puissance baisse, l’équilibre est rompu. La concentration de xénon 135 soumis à un flux neutronique moins important (moins de production de xénon 136) voit sa concentration augmenter ; son absorption de neutrons augmente également ce qui diminue la réactivité du réacteur et amplifie la baisse de puissance. Sa concentration augmente pour atteindre un pic au bout de sept heures environ puis diminue puisqu’il se désintègre en césium 135 et que la concentration d’iode est plus faible. La baisse de réactivité observée pendant les sept premières heures est

⁵⁴ Temps nécessaire pour que la quantité d’atomes d’un élément radioactif se soit désintégrée de moitié. La période varie avec les caractéristiques de chaque radioélément : 8 jours pour l’iode 131, 4,5 milliards d’années pour l’uranium 238.

compensée par une dilution de l'eau borée. Inversement, une augmentation de la puissance induit un creux de concentration du xénon 135 qui se transforme plus rapidement en xénon 136 (maximal au bout de trois heures) puis une croissance de concentration par désintégration de l'iode 135 jusqu'à atteindre un nouvel équilibre. Le creux xénon est compensé par une borication du modérateur.

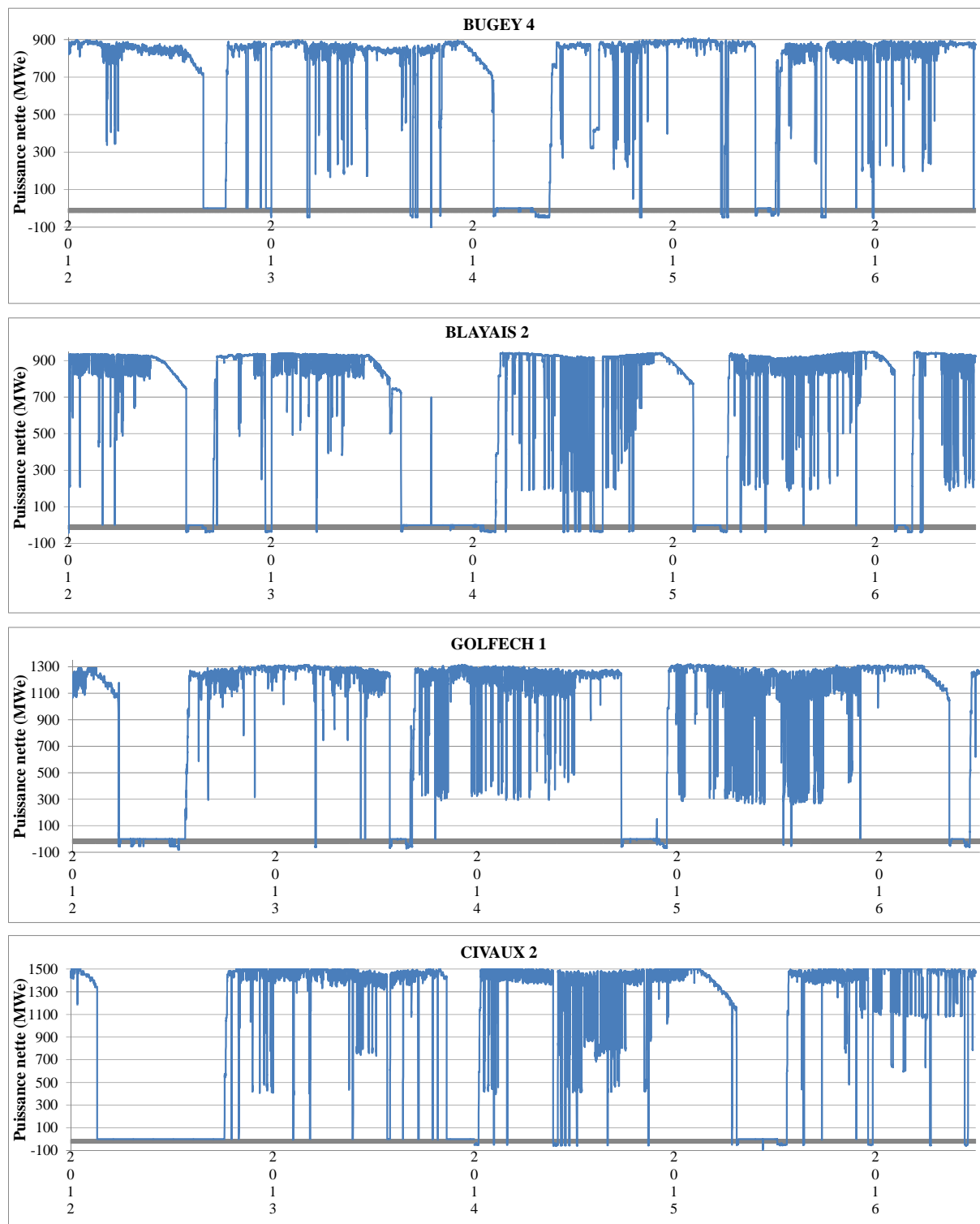
Outre son effet global sur la réactivité du cœur, le xénon peut aussi engendrer des instabilités spatiales, en particulier axialement : suite à l'insertion de grappes de contrôle nécessaire au contrôle de la réactivité mais qui affecte plutôt le haut du cœur, une différence de flux de puissance axial dans le cœur induit des concentrations en xénon non homogènes entre le haut et le bas du cœur. Le xénon aura tendance à diminuer la réactivité du haut du cœur et à amplifier la réactivité du bas du cœur. Puis le phénomène s'inverse entre le haut et le bas du cœur, ce phénomène est appelé « oscillations » xénon avec une pseudo période de 20 à 30 heures suivant les cœurs. Les règles de sûreté ont pour but d'éviter que ce phénomène n'induisse des pics de puissance potentiellement dangereux.

Annexe 4 : Amplitudes et rampes maximales des variations de puissance du parc nucléaire entre 2008 et 2015

	Amplitude maximale de variation de puissance	Rampe maximale de puissance
2008	10 028 MWe Printemps, week-end Baisse de nuit pendant 8 heures	4720 MWe/heure Eté, week-end Montée entre 6h et 7 h
2009	12101 MWe Hiver, semaine Baisse de nuit pendant 5 heures	5580 MWe/heure Hiver, semaine Montée entre 19h et 20h
2010	11586 MWe Printemps, week-end Baisse de nuit pendant 10 heures	4878 MWe/heure Hiver, week-end Montée entre de 7 h à 8h
2011	11958 MWe Eté, week-end Baisse de nuit pendant 5 heures	4532 MWe/heure Printemps, semaine Montée entre de 20h à 21 heure
2012	20682 MWe Hiver (2 janvier), semaine Augmentation le matin pendant 14 heures	6649 MWe/heure Hiver (2 janvier), semaine Montée entre 6 h et 7 h
2013	11897 MWe Printemps, week-end Baisse de nuit pendant 11 heures	5858 MWe/heure Automne, week-end Montée entre 5h et 6 h
2014	13728 MWe Hiver (2 janvier), semaine Augmentation le matin pendant 6 heures	5596 MWe/heure Hiver, semaine Montée entre 5h et 6 h
2015	11512 MWe Printemps, week-end Augmentation le soir pendant 7 heures	4796 MWe/heure Hiver, week-end Montée entre 23h et 00h

D'après nos observations, sur la base des données de RTE (RTE, 2008-2015)

Annexe 5 : Profils de puissance de Bugey 4, Blayais 2, Golfech 1 et Civaux 2 entre 2012 et 2016



Source : (RTE, 2012–2016)

Titre : Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité

Mots clés : Energie nucléaire, Énergies renouvelables, Transition énergétique, Flexibilité, Synergies, Hydrogène

Résumé : Le parc électrique français, caractérisé par une part élevée d'électricité nucléaire, est à l'aube d'une période de transition qui s'étendra au-delà de 2050. Cette transition est caractérisée par une augmentation de la part de l'éolien et du solaire et, en parallèle, une réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique, laquelle devrait rester toutefois significative. L'intégration de l'éolien et du solaire dans un mix nécessite de mobiliser des moyens de flexibilité supplémentaires pour maintenir le niveau de fiabilité objectif du système, tant dans le court terme que dans le long terme. L'ensemble des leviers du côté de l'offre et de la demande électrique devra être mis en œuvre pour répondre à ces nouveaux besoins de flexibilité. Le parc nucléaire aura son rôle à jouer.

Dans ce contexte, comment la France peut-elle adapter son parc électrique vers plus de flexibilité, tout en conservant un mix bas-carbone et en maîtrisant les coûts associés ? L'objectif de la thèse est d'apporter des éclairages à cette question, par l'intermédiaire d'analyses technico-économiques.

Les interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables sont analysées grâce à deux approches complémentaires : l'une, essentiellement technique, confronte les sollicitations futures du parc nucléaire à ses possibilités théoriques ; l'autre, technico-économique, évalue le coût pour le système électrique de voir assurée une partie de la flexibilité par le nucléaire et examine des leviers pour réduire ce coût et rendre compétitif un parc nucléaire fonctionnant en mode flexible. Ces deux approches sont basées sur la construction de scénarios aux horizons 2030 et 2050.

Nous montrons que les sollicitations en suivi de charge du parc nucléaire croîtront fortement avec l'augmentation de l'éolien et du solaire. Même si le parc possède des marges de manœuvre pour réaliser plus d'opérations de suivi de charge, celles demandées au parc nucléaire en présence de solaire et d'éolien à

des taux supérieurs à 30% de la demande électrique paraissent difficilement soutenables techniquement par lui seul. Du point de vue de la gestion opérationnelle du parc nucléaire, nous remarquons qu'il est souhaitable de favoriser le développement de l'éolien par rapport à celui du solaire, puisque c'est ce dernier qui induit les sollicitations extrêmes en puissance.

Le coût de production du nucléaire pourrait augmenter significativement avec la réduction de l'utilisation du parc. Il apparaît alors essentiel de promouvoir un remplacement progressif du parc pour réduire l'impact économique d'une participation à la flexibilité dans la période de transition. Dans le cas de nouveaux investissements nucléaires, une augmentation du prix de la tonne de CO₂ pourrait rendre le back-up nucléaire compétitif face aux centrales à gaz à cycle combiné. Par ailleurs, anticiper le développement de nouveaux débouchés devient crucial pour éclairer les choix d'investissements électriques bas-carbone.

Pour contourner la difficulté posée par la réduction du taux d'utilisation du nucléaire, nous examinons la flexibilité du nucléaire comme un levier d'offre de service énergétique plus vaste, tout en contribuant à la fiabilité du système électrique. La production d'hydrogène permet des synergies entre renouvelables et nucléaire pour valoriser ses surplus de production. Cette solution paraît intéressante dès 2030 si les capacités du parc nucléaire sont conservées et que l'opérateur choisit une stratégie économique adaptée pour s'ouvrir à de nouveaux débouchés. Le développement des exportations ou des usages de la chaleur sont aussi des options envisageables pour l'utilisation des surplus.

Au global, nous recommandons, afin d'encourager les synergies possibles entre énergies bas-carbone, d'appréhender la part du nucléaire en France dans une dynamique adaptée à la pénétration des renouvelables, et au déploiement des marchés des coproduits nucléaires, dont l'hydrogène.

Title : Interactions between nuclear and variable renewable energies in the French energy transition: adapting the power mix towards more flexibility

Keywords : Nuclear energy, Renewable energies, Energy Transition, Flexibility, Synergies, Hydrogen

Abstract : The French power system is transitioning towards a more diversified low-carbon mix. The power mix is characterised by a high nuclear share which is to remain significant and the target to increase variable renewables (wind and solar) by 2050. When introduced massively, wind and solar trigger new needs for back-up power, both in the short and long term, to answer the flexibility required in order to maintain the reliability target level of the power system. All flexibility options should be complementarily developed, given their characteristics, and nuclear will have a role to play in this context.

How could the French power mix be adapted towards more flexibility while maintaining a low-carbon level and mastering associated costs? The purpose of this PhD thesis is to shed light on this issue thanks to a techno-economic analysis.

At first, interactions between nuclear and variable renewables are analysed thanks to two complementary approaches. On the one hand, a technical perspective is adopted by confronting prospective nuclear load-following requirements to the fleet theoretical capabilities. On the other hand, thanks to a techno-economic approach, we evaluate the additional cost of ensuring part of the flexibility requirements with the nuclear fleet and examine options to reduce this cost to make nuclear back-up competitive. These two approaches are based on the construction of realistic scenarios by 2030 and 2050.

The French nuclear fleet will be asked for a strong increase of the load following operations with growing wind and solar shares. Even if the nuclear fleet can enable higher power ramps and amplitude variations, when wind and solar account for more than 30% in the total demand, compensating for the power variations induced would require complementary means. From a fleet management perspective, it would be beneficial to favour wind compared to solar in the power mix. The latter induces extreme

power ramps and amplitudes for the nuclear fleet.

The nuclear production cost could be significantly increased with the decrease of the nuclear utilisation rate. In the transition phase, it would be of great importance to promote a progressive replacement of the nuclear fleet to compensate for the production cost increase. In the case of new nuclear investments, a carbon price increase could make nuclear back-up able to compete with combined-cycle gas turbine plants as the alternative back-up option. Anticipating the development of new outlets becomes crucial to guide future investments in low-carbon power plants.

To bypass the issue of the nuclear utilisation rate reduction, it would be worth considering taking advantage of the available excess energy to produce valuable products while providing flexibility services to the grid. Hydrogen production, as a flexible power demand, could enhance synergies between nuclear and variable renewables through new markets to valorise the excess nuclear energy. When wind and solar shares increase, along with the hydrogen market expected growth driven by mobility uses, opportunities are created for the nuclear operator. If the French nuclear capacities are maintained and if an adapted business model is developed, nuclear-hydrogen coproduction could answer the hydrogen demand by 2030. Other options could be considered to find outlets to the excess power such as the development of power exportations or the coproduction of heat and electricity.

Overall, in order to foster synergies between low-carbon power plants, the change of the nuclear share in the French power mix should be apprehended through dynamics adapted to the penetration of renewables as well as to the deployment of hydrogen markets, and new markets in general.