



Enjeux de moyen et long termes d'une transition vers une production d'électricité 100% renouvelable dans le cas de la France

Vincent Krakowski, Edi Assoumou, Nadia Maïzi

► To cite this version:

Vincent Krakowski, Edi Assoumou, Nadia Maïzi. Enjeux de moyen et long termes d'une transition vers une production d'électricité 100% renouvelable dans le cas de la France. *Revue de l'Energie*, 2015, septembre-octobre (627), pp.381-394. hal-01296886

HAL Id: hal-01296886

<https://minesparis-psl.hal.science/hal-01296886>

Submitted on 1 Apr 2016

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.

Enjeux de moyen et long termes d'une transition vers une production d'électricité 100% renouvelable dans le cas de la France

Vincent Krakowski, Edi Assoumou, Nadia Maïzi

En 2014, la Commission Européenne, à travers son cadre d'action pour le climat et l'énergie [1], ainsi que la France, à travers sa loi sur la transition énergétique et la croissance verte [2], ont proposé des objectifs de pénétration des énergies renouvelable à 2030, en particulier pour le secteur électrique.

Toutefois, certains moyens de production renouvelable, notamment l'éolien et le solaire photovoltaïque, dépendent de sources d'énergie fatale et variables ce qui les différencie des moyens de production conventionnels et induit des contraintes supplémentaires sur la gestion des systèmes électriques. En effet, consommation et production d'électricité doivent être rigoureusement égales à chaque instant, et si les opérateurs des systèmes électriques ont déjà l'habitude de gérer la variabilité de la demande et les aléas sur le parc de production, celle induite par les moyens de production renouvelable rend cette gestion encore plus difficile. L'expérience des pays voisins, dans lesquels la part du renouvelable variable dans la production d'électricité est désormais importante (12% en Italie en 2013 [3], 16% en Allemagne en 2014 [4], 16% en Irlande en 2013 [5], 25% au Portugal en 2013 [6], 26% en Espagne en 2014 [7], plus de 40% au Danemark en 2014 [8]), montre qu'il est possible d'envisager des systèmes électriques avec un niveau de pénétration du renouvelable atteignant 40%. Jusqu'à présent le renouvelable joue un rôle plus modeste dans le mix électrique français avec 4% de la production électrique totale en 2014 [9]. Toutefois, cette situation pourrait évoluer du fait, d'une part, des objectifs précédemment mentionnés et si, d'autre part, la place du nucléaire en France était remise en question.

Dans cette étude nous évaluons une modification radicale du parc électrogène français en analysant les conséquences d'une transition vers un système électrique 100% renouvelable à l'horizon 2050, notamment les conséquences quant à la gestion d'un tel système électrique.

1) Introduction

Le renouvelable est au cœur de nombreux scénarios de transition énergétique. Les objectifs « 3 fois 20 » de l'Union Européenne incluent un objectif de pénétration des énergies renouvelables de 20% dans la consommation d'énergie finale à 2020 [10]. Cet objectif a été récemment prolongé à 2030 et porté à 27% [1]. En France, la récente loi sur la transition énergétique et la croissance verte contient un objectif de 32% de renouvelable dans la consommation finale d'énergie et de 40% dans la production d'électricité en 2030 [2], [11]. A l'horizon 2050, l'Union Européenne, et en particulier le gouvernement français, affichent des objectifs ambitieux de réduction des gaz à effet de serre : la Commission Européenne vise un objectif de réduction des émissions de CO₂ de 80% en 2050 par rapport au niveau de 1990, avec une réduction comprise entre 90 et 100% pour le secteur électrique [12]. La France s'est alignée sur cet engagement à travers la loi POPE [13] et le Grenelle de l'environnement [14]. Bien qu'il n'y ait pas d'engagement des Etats sur le niveau de pénétration des

énergies renouvelables à cet horizon, ces dernières devraient jouer un rôle primordial dans la décarbonisation de l'économie. Le secteur électrique joue un rôle central à la fois pour décarboner l'économie et pour intégrer le renouvelable comme en témoignent de nombreuses études prospectives ou feuilles de route [15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28]. Dans la présente étude nous nous concentrons sur le secteur électrique.

Ainsi, bien que les énergies renouvelables soient l'un des leviers possibles pour répondre aux problématiques environnementales, d'indépendance énergétique ainsi que d'épuisement des ressources, il existe actuellement peu d'études qui envisagent un taux de pénétration de 100% de ces moyens de production dans le système électrique français. Il y a là un enjeu prospectif car une pénétration massive du renouvelable nécessite de transformer le système électrique et de repenser sa gestion. En effet, certains des moyens de production renouvelable présentent des particularités qui les différencient de ceux qui ont été utilisés majoritairement jusqu'à présent : les ressources éoliennes, photovoltaïques, hydraulique au fil de l'eau, géothermiques et les énergies marines sont des énergies dites de « flux », par opposition aux énergies fossiles et nucléaires qui reposent sur des « stocks »¹. Or, si l'avantage de ces énergies de flux est d'être inépuisable, elles dépendent d'une ressource externe, souvent incontrôlable, soumise à des aléas météorologiques plus ou moins prévisibles, et répartie inégalement sur les territoires. De plus, contrairement aux moyens de production conventionnels qui reposent pour la plupart sur des machines synchrones, les moyens de production utilisant ces sources d'énergie renouvelable ne sont pas capables d'ajuster rapidement leur production aux aléas observés sur le système. Ces nouveaux moyens de production ne participent aujourd'hui que marginalement aux services système pour la régulation de la fréquence et de la tension. Il existe des stratégies pour faciliter l'intégration des moyens de production utilisant ces sources d'énergie dans le système électrique : interconnexions entre les pays, technologies de stockage de l'électricité, « Demand-Response » qui regroupe l'ensemble des technologies qui permettent d'adapter la consommation électrique à la disponibilité de l'offre, ou encore construction de centrales flexibles (fossiles, hydrauliques ou utilisant la biomasse) qui viendraient palier les creux de production de ces énergies de flux.

Il faut alors pouvoir sélectionner les scénarios de transition qui permettront une transformation du système électrique français afin d'atteindre une production 100% renouvelable, et qui semblent compatibles avec les contraintes propres à la gestion des systèmes électriques, tout en proposant un cadre qui permette d'analyser les conséquences de tels scénarios. Il s'agit donc, non pas tant de proposer une évolution du système électrique français qui nous semblerait idéale, mais d'apporter des éléments de réflexion sur ses possibles évolutions vers le 100% renouvelable compatibles avec les exigences de gestion d'un tel système.

Dans cette étude nous proposons donc d'explorer quelques transitions possibles du système électrique français vers le 100% renouvelable à l'horizon 2050 à l'aide d'un modèle technologiquement riche couplé à une approche thermodynamique des systèmes électriques qui permet d'appréhender la dynamique de très court-terme de ces systèmes [29]. Cette étude s'inscrit dans les missions de la Chaire Modélisation prospective au service du développement durable [30] en proposant une analyse s'appuyant sur une grande diversité de scénarios d'avenirs possibles. Dans le cadre de cette chaire, des analyses similaires ont été conduites pour la Réunion [31, 32, 33] et

¹ Parmi les énergies renouvelables seules la biomasse et l'hydraulique de barrage sont des énergies de stock.

d'autres études ont été proposées pour la France métropolitaine, avec des niveaux moins ambitieux de pénétration du renouvelable [34, 35]. Enfin, cette étude s'inscrit dans un travail de thèse qui a déjà fait l'objet de deux communications lors de conférences internationales [36, 37].

2) Approche méthodologique

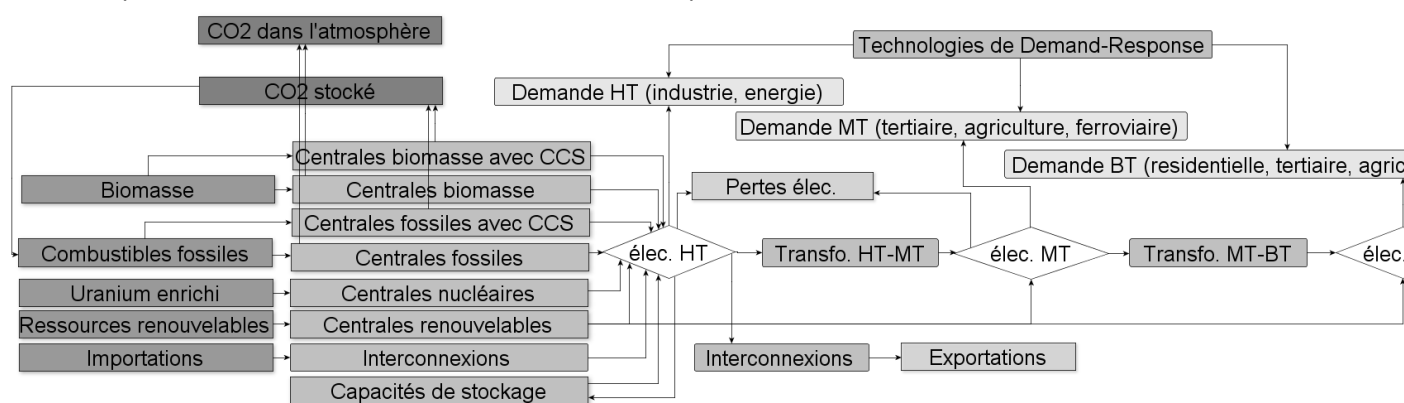
2.1. Le modèle prospectif utilisé

Dans cette étude nous souhaitons questionner la faisabilité d'une transition vers un système électrique 100% renouvelable à l'horizon 2050 pour la France continentale, identifier les possibilités envisageables pour atteindre un tel objectif, et comprendre ce qu'une telle transition signifierait quant aux choix technologiques, à la capacité installée, au coût total du système, aux impacts sur le système électrique, à l'évolution des émissions de CO₂ ou encore aux échanges d'électricité avec les pays voisins.

Pour apporter une réponse quantifiée aux questions précédentes sans faire de présupposés sur les choix techniques requis, nous utilisons un modèle de la famille des modèles TIMES [38], qui :

- Représente le système électrique français², calibré sur l'année 2012 ;
- Réalise des décisions d'investissements en minimisant le coût total actualisé³ sur la période 2012-2050 ;
- Propose un large éventail d'investissements possibles sur la période explorée : des moyens de production et de stockage, de l'effacement et des interconnexions ;
- Est cohérent avec les contraintes propres au fonctionnement des systèmes électriques, notamment avec la contrainte d'équilibre offre-demande à chaque instant.

La description technologique utilisée dans ce modèle permet une représentation détaillée du système électrique français avec 515 processus décrivant les différents types de centrales électriques [38]. La représentation du système électrique utilisée dans notre modèle est décrite schématiquement



² France métropolitaine sans la Corse

³ Le coût total tient notamment compte des coûts d'investissements, de combustible et de fonctionnement des centrales (personnel, opération et maintenance...) ainsi que de l'efficacité de chaque technologie et de leur utilisation sur leur durée de vie.

Figure 2. Les moyens de production sont également désagrégés selon qu'ils participent à la base, à la semi-base, à la pointe ou à l'extrême pointe de manière à représenter la monotone des puissances caractéristique du système électrique français. Le modèle a ainsi recours aux centrales qui sont les plus adaptées par rapport à la dynamique d'appel de puissance et ne fait pas simplement un ajustement au meilleur ratio coût/efficacité.

Au niveau temporel, la trajectoire 2012-2050 est divisée en 13 périodes qui agrègent chacune plusieurs années. Chaque période est alors subdivisée en 84 sous-périodes de manière à capter la variabilité saisonnière à travers six périodes mensuelles, la variabilité journalière avec la distinction entre jours ouvrés et weekend, la variabilité horaire en distinguant notamment les périodes nocturnes, diurnes et les périodes de pic et de creux, et enfin, la variabilité sur la disponibilité des ressources éoliennes et solaires. Cette subdivision en sous-périodes est représentée par la Figure 1.

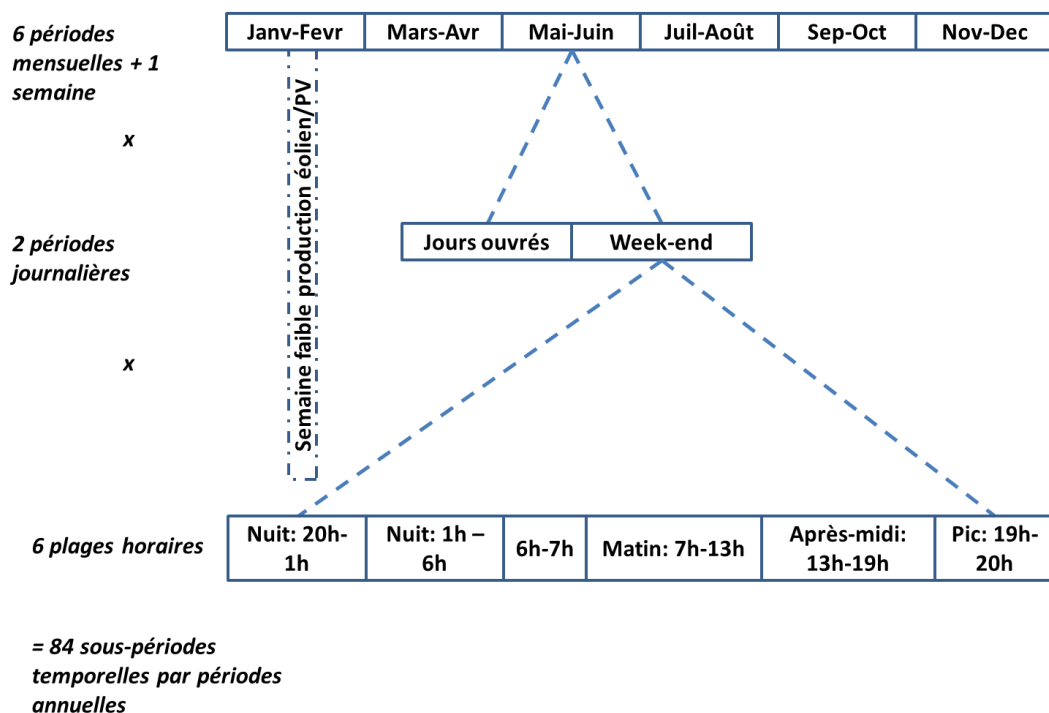


Figure 1 : Subdivision des périodes en 84 sous-périodes

Afin d'affiner le dimensionnement en puissance du système électrique, une contrainte impose également l'installation de capacités supplémentaires pour faire face aux aléas (maintenances, pannes etc.) et à d'éventuels pics de consommation qui seraient supérieurs à ceux représentés dans le modèle (voir Figure 3). Du fait de leur caractère non contrôlable, nous avons pris l'hypothèse conservatrice de ne pas du tout faire participer les énergies renouvelables variables (éolien, photovoltaïque et énergies marines) à cette contrainte de dimensionnement du parc de production électrique. Cela revient à dire qu'en cas d'aléas, le système électrique doit pouvoir assurer l'équilibre offre-demande sans recourir à ces moyens de production.

Enfin, pour pouvoir caractériser le système quant à la fiabilité - où la fiabilité est la capacité du système à faire face à des fluctuations soudaines de l'offre ou de la demande - deux indicateurs représentant les réserves magnétique et cinétique ont été développés [29, 32]. Cette approche a été exploitée pour l'étude des systèmes électrique, dans les cas de l'île de la Réunion et de la France

métropolitaine [33, 34, 35]. L'intérêt de ces indicateurs est de pouvoir rendre compte de la fiabilité d'un système électrique par la seule connaissance des moyens de production connectés à chaque instant et de leurs caractéristiques techniques. Il est alors possible de réconcilier le long-terme de la prospective, typiquement plusieurs dizaines d'années, et le très court-terme de la dynamique des systèmes, jusqu'à la milliseconde, ce qui n'est à notre connaissance possible avec aucune autre approche. Ainsi, en calculant ces indicateurs pour différentes évolutions du système électrique il est envisageable de savoir comment ces évolutions pourraient affecter la fiabilité.

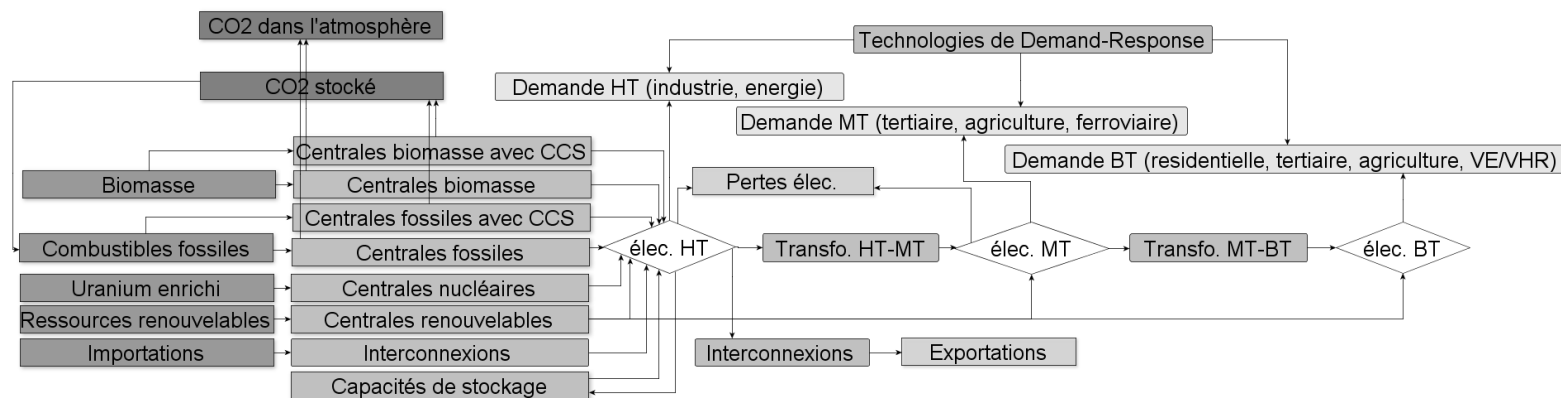


Figure 2 : Description schématique du système électrique tel que représenté dans le modèle utilisé

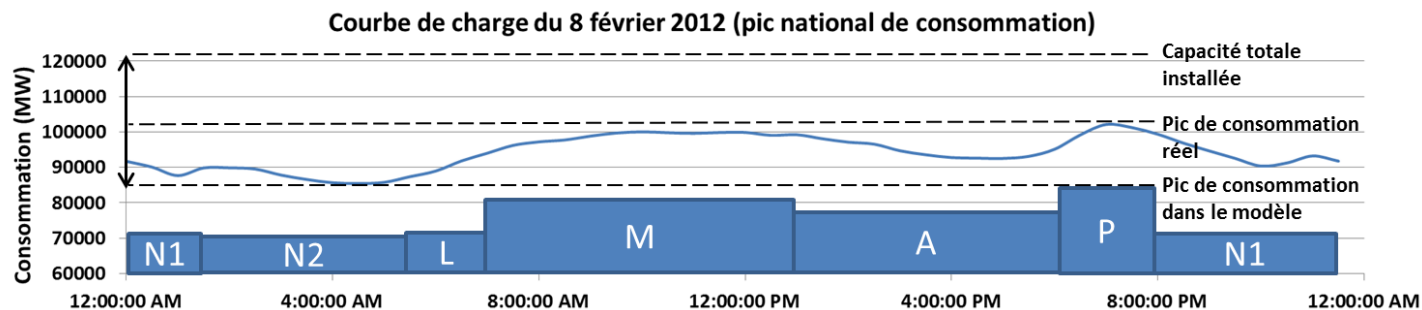


Figure 3 : Dimensionnement en puissance du parc de production dans le modèle utilisé

2.2. Les principales hypothèses retenues

L'étude réalisée repose sur un ensemble d'hypothèses qui portent sur la demande, le prix des ressources, le potentiel des gisements renouvelables, les rythmes d'installation maximaux pour les différentes technologies ainsi que sur les caractéristiques technico-économiques des moyens de production. Les hypothèses de coût ne seront pas détaillées dans ce document au vu des nombreuses technologies décrites dans le modèle. Le lecteur pourra se reporter aux références [38] et [34] pour plus de précision sur cet aspect de la modélisation.

Les hypothèses sur l'évolution de la demande, désagrégée en 7 secteurs⁴, sont tirées du scénario de référence du Bilan Prévisionnel 2014 de RTE [41] jusqu'en 2030. Au-delà nous avons considéré un rythme de croissance de la demande par secteur similaire à celui de la période 2020-2030. Ainsi la consommation finale d'électricité est de 479 TWh en 2050 contre 457 TWh en 2012⁵.

En ce qui concerne les hypothèses d'élasticité de la demande par secteur, nous nous sommes appuyés sur une étude de la Chaire européenne des marchés de l'électricité [43] qui donne les élasticités prix à long-terme pour la demande électrique. Nous avons également défini une plage de variation maximale de la demande en considérant que les demandes par secteur ne pouvaient être plus faibles que celles proposées dans le scénario « Nouveau Mix » de RTE prolongé à 2050 [42]. Ces hypothèses sont récapitulées dans le Tableau 1.

Tableau 1 : Hypothèses prises sur l'élasticité de la demande⁶.

Secteur	Résidentiel	Tertiaire	Industriel	Agricole	Autres secteurs (énergie et transport)
Elasticité demande/prix	-1	-1,3	-0,5	-0,8	0
Variation maximale	16,9%	10,9%	8,8%	0%	NA

Pour les prix des matières premières nous avons utilisé les valeurs du scénario « *Current Policies*⁷ » du WEO 2013 de l'Agence Internationale de l'Energie [44].

Nous avons également considéré des hypothèses sur les profils de production de certains des moyens de production d'électricité. L'éolien et le solaire photovoltaïque sont ainsi contraints par des courbes de charge calquées sur la production réalisée en 2012 [44] et ensuite adaptées à la granulométrie temporelle du modèle présentée à la Figure 1. Des facteurs de charge maximaux par saison ont également été introduits pour la production hydraulique et enfin, des facteurs de charge minimaux et maximaux ont été introduits pour le nucléaire en nous appuyant sur les historiques de production réalisée. Ainsi, la production nucléaire ne peut jamais être en deçà de 45% de facteur de charge sur une période donnée, ni supérieure à 95%.

⁴ Résidentiel, tertiaire, industrie, agriculture, énergie, transport ferroviaire, véhicule électrique

⁵ A cette demande finale il faut ajouter les pertes sur les réseaux de transport et de distribution, intégrées dans notre modèle de manière à ce que les pertes totales représentent 8,3% de la consommation nette, et les pertes sur le réseau de transport 2,5% [42]

⁶ Une valeur d'élasticité de -1 signifie que qu'une augmentation de 1% du prix fait diminuer la demande de 1%.

⁷ Exceptés dans la troisième partie pour les scénarios dans lesquels nous avons considéré des hypothèses différentes pour les prix des matières premières.

Nous avons également défini des potentiels maximaux pour chaque type d'énergie renouvelable, tirés de l'étude « Visions 2030-2050 » de l'ADEME [46]. Les hypothèses concernant ces potentiels sont récapitulées dans le Tableau 2.

Tableau 2 : Hypothèses sur les potentiels renouvelables utilisés dans notre modèle

Technologie	Potentiel en 2030	Potentiel en 2050
Eolien terrestre	34 GW	40 GW
Eolien en mer	12 GW	30 GW
Photovoltaïque	33 GW	65 GW
Solaire thermodynamique	0 GW	0 GW
Hydrolien	1 GW	3 GW
Houlomoteur	0,2 GW	10 GW
Marémoteur	0 GW	0 GW
Energie thermique des mers	0 GW	0 GW
Biomasse	13,8 TWh	15,1 TWh
Biogaz	14,3 TWh	15,1 TWh
Déchets municipaux	12,8 TWh	13,9 TWh
Géothermie	1,2 TWh	4,6 TWh
Hydraulique	Conservation de la production électrique actuelle ⁸	

De même nous avons considéré des capacités maximales pour les nouvelles interconnexions. Le potentiel considéré à 2030 correspond à la capacité d'interconnexions installées en 2030 dans le scénario de référence du bilan prévisionnel de RTE et celui considéré en 2050 correspond à celle du scénario « nouveau mix » au même horizon [42]⁹.

Des rythmes d'installation maximaux par type de moyen de production permettent d'éviter une installation irréaliste, car trop rapide, de centrales au vu des capacités industrielles disponibles. Ces rythmes d'installation sont récapitulés dans le Tableau 3.

Tableau 3 : Hypothèses sur les rythmes d'installations maximaux des différentes technologies

Type de centrale	Hypothèse sur le rythme d'installation des nouvelles centrales
Nucléaire	1,6 GW maximum en 2016, 0 entre 2018 et 2020, 1,6 GW maximum en 2022 ainsi qu'en 2025, 1,6 GW/an maximum entre 2025 et 2030 puis 3,2 GW/an maximum après 2030
Hydraulique	0,1 GW maximum en 2013, en 2030 ainsi qu'en 2050
Charbon, gaz, pétrole, renouvelable (sauf hydraulique)	Pour chaque technologie ¹⁰ : 1 GW par an jusqu'en 2015, 2 GW par an entre 2015 et 2030 et 3 GW par an entre 2030 et 2050

⁸ [46] émet l'hypothèse que quelques centrales pourraient être construites en petite hydraulique, d'une rénovation du parc de grande hydraulique et de baisses de productible liées à des contraintes environnementales. Dans un premier temps, nous avons choisi de conserver la production actuelle afin de mettre l'accent sur le potentiel des « nouvelles » formes d'énergie renouvelable.

⁹ Soit pour les importations 20 GW en 2030 et 24 GW en 2050

¹⁰ Excepté pour les technologies d'énergie marine, qui sont regroupées avec l'éolien en mer. En effet, nous considérons que c'est le même secteur industriel qui sera concerné par l'installation de ces technologies et que par conséquent il faut limiter conjointement leur rythme d'installation.

Des hypothèses similaires ont été prises sur le rythme d'installation des interconnexions. Jusqu'en 2020 nous avons considéré les interconnexions déjà en projet¹¹ soit au total 4,6 GW de nouvelles capacités d'importations et d'exportations à cet horizon [42]. Entre 2020 et 2050 nous avons considéré une augmentation maximale de la capacité d'interconnexion de 1 GW par an.

Enfin, la Demand-Response désigne dans ce document les stratégies qui permettent de déplacer la demande sans toutefois diminuer la consommation électrique annuelle. Nous avons choisi de distinguer la Demand-Response de « court-terme » qui concerne des consommations pouvant être effacées pendant des temps courts à l'échelle infra-horaire (réfrigérateurs, chauffage), sans perte de confort pour l'utilisateur, et la Demand-Response de « moyen-terme » qui concerne des consommations effacées sur des durées plus longues, généralement à l'échelle de la journée (typiquement l'eau-chaude sanitaire, certains procédés industriels ou encore la recharge des véhicules électriques) suivant la méthode décrite dans [40]. Dans notre modèle, la Demand-Response de court-terme participe au dimensionnement en puissance du système électrique décrit par la Figure 3, permettant ainsi d'éviter l'installation de capacités supplémentaires dédiées à ce dimensionnement. La Demand-Response de moyen-terme permet, quant à elle, de reporter des consommations d'une plage horaire durant laquelle le coût marginal de production est élevé, vers une plage durant laquelle il l'est moins. Le manque d'étude sur les potentiels de déploiement de ces technologies pour le long-terme pour le cas de la France nous a conduits à prendre des hypothèses prudentes pour leur déploiement. Ces hypothèses sont récapitulées dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Potentiels de Demand-Response en 2030 et 2050 considérés dans le modèle

Technologie	Potentiel en 2030	Potentiel en 2050
Demand-Response de court-terme	2,5 % de la demande des secteurs résidentiel et tertiaire	10% de la demande des secteurs résidentiel et tertiaire
Demand-Response de moyen-terme	2,5 % de la demande des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel ainsi que 12,5% de la demande des VE/VHR	10 % de la demande des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel ainsi que 50% de la demande des VE/VHR

2.3. Les scénarios considérés dans cette étude

Afin d'étudier l'impact de la pénétration du renouvelable sur le système électrique français nous avons construit plusieurs scénarios 100% renouvelable, dont les hypothèses principales sont décrites dans le Tableau 5 ci-dessous.

Ce panel de scénarios nous permet de mettre en lumière plusieurs transitions possibles vers le 100% renouvelable pour la production d'électricité, les technologies privilégiées pour atteindre cet objectif ainsi que les difficultés principales que le système pourrait rencontrer pour intégrer un tel niveau de production renouvelable. Il s'agit de ne pas présenter une vision unique de l'évolution du système électrique mais de montrer que celui-ci peut évoluer de manière contrastée selon les technologies disponibles, l'évolution de la demande ou encore les contraintes environnementales et sociétales.

¹¹ Augmentation de la capacité d'importations depuis l'Allemagne et la Belgique entre 2016 et 2018, interconnexion France-Espagne mise en service à l'hiver 2015-2016, liaison entre la France et le Royaume-Uni à l'hiver 2018-2019 et entre la France et l'Italie en 2019.

Tableau 5 : Scénarios 100% renouvelable étudiés et description de leurs principales hypothèses

Nom du scénario	Descriptif du scénario : hypothèses principales
100%EnR	- 50% maximum de nucléaire à partir de 2025 [11] - 27% EnR minimum en 2020 [47], 50% minimum en 2030, 75% minimum en 2040 et 100% en 2050
100%EnR_decarbonisation	Scénario <i>100%EnR</i> avec des contraintes sur les émissions de CO ₂ : aucune émission en 2050 ainsi que 80% en 2020, division par 2 en 2030 et par 4 en 2040 par rapport au niveau de 2012
100%EnR_FuelPrices450	Scénario <i>100%EnR</i> avec des prix modifiés pour les ressources fossiles et issus du scénario 450PPM du WEO 2013 ¹²
100%EnR_noNucProl	Scénario <i>100%EnR</i> sans prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires à 60 ans
100%EnR_noNucProl_decarb	Scénario <i>100%EnR</i> sans prolongation possible du nucléaire et contraintes sur les émissions de CO ₂ du scénario decarbonisation
100%EnR_noDR	Scénario <i>100%EnR</i> sans Demand-Response (DR)
100%EnR_noInterco	Scénario <i>100%EnR</i> avec restrictions sur le développement de nouvelles interconnexions : aucune nouvelle interconnexion n'est possible à part celles déjà en cours de construction
100%EnR_noStorage	Scénario <i>100%EnR</i> sans stockage
100%EnR_noIntercoNoSG	Scénario <i>100%EnR</i> sans nouvelles interconnexions, stockage ni Demand-Response
100%EnR_noED	Scénario <i>100%EnR</i> et demande supposée inélastique

3) Le 100% renouvelable induit quatre modifications majeures du système électrique

Nous allons tout d'abord présenter plus en détail le scénario « *100%EnR* » du Tableau 5 et montrer quelles sont les évolutions majeures du système électrique lorsqu'il doit intégrer de tels niveaux de production renouvelable.

3.1. Le 100% renouvelable repose sur un recours massif aux importations

La pénétration du renouvelable dans le système électrique français a plusieurs effets très nets sur le mix de production d'électricité (voir Figure 4) : sortie mécanique du nucléaire et du fossile dans un scénario 100% renouvelable, mais avec un rôle important des centrales nucléaires prolongées au-delà de 40 ans entre 2030 et 2040 ainsi que des centrales à charbon et à gaz en 2025 et 2045, production hydraulique constante sur la période, montée rapide de l'éolien qui représente environ la moitié de la production électrique à partir de 2035, contributions modérées des énergies marines et biomasse quoique plus élevées qu'aujourd'hui, rôle mineur du photovoltaïque, et explosion des importations d'électricité en 2050.

¹² Seul scénario du WEO 2013 compatible avec les objectifs de limitation de l'augmentation de la température moyenne terrestre à 2°C par rapport à l'ère pré-industrielle.

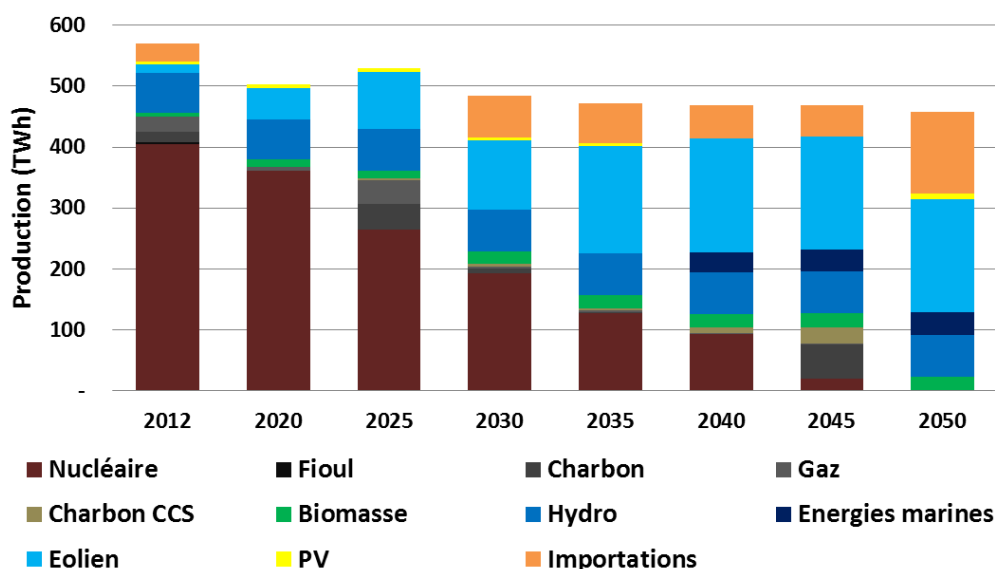


Figure 4 : Evolution du mix de production électrique entre 2012 et 2050 dans le scénario 100%EnR

Ainsi, en 2050 les trois premiers moyens de production sont l'éolien, l'hydraulique et les énergies marines, mais les importations contribuent toutefois à près de 30% de la consommation française d'électricité. C'est une des hypothèses importantes de ce scénario : les importations sont utilisées massivement afin de satisfaire la demande, sans tenir compte des contraintes propres aux systèmes électriques des pays voisins ou de disponibilité du réseau électrique. Nous reviendrons sur cette question à la partie 5) en étudiant un scénario avec des capacités d'importations plus limitées.

3.2. Le 100% renouvelable conduit à une utilisation des centrales hydrauliques et biomasse pour répondre à la pointe

En 2050, l'hydraulique constitue la majeure partie de la base alors que les demandes en pointe et extrême-pointe sont satisfaites autant par les centrales à biogaz et biomasse que par de l'hydraulique comme le montre la Figure 5. Notons qu'en 2050 dans le scénario 100% EnR, la base est en réalité en grande partie assurée par les importations, qui ne sont pas représentées sur la Figure 5, comme nous le verrons section 4.1.

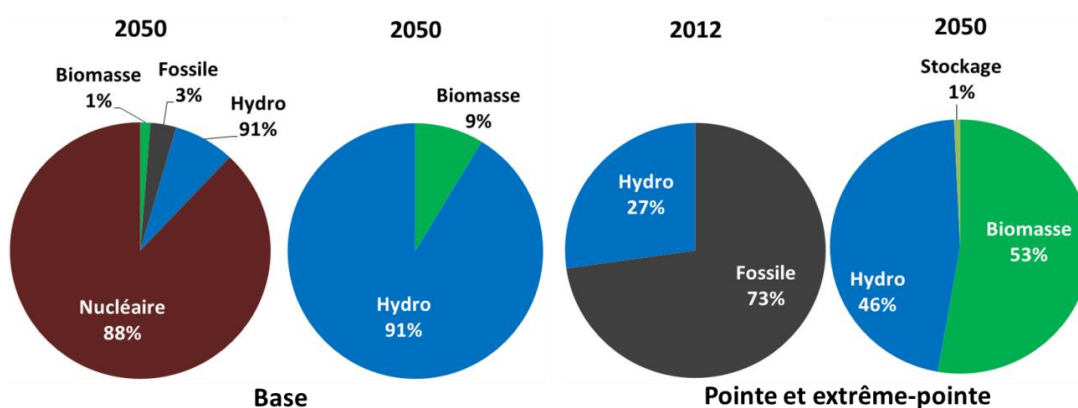


Figure 5 : Composition en énergie de la base en 2012 et en 2050 (à gauche) et de la pointe et extrême-pointe aux mêmes périodes (à droite) dans le scénario 100%EnR.

En ce qui concerne la gestion de l'équilibre offre-demande, l'hydraulique conserve donc son rôle actuel avec un fonctionnement aussi bien en base (hydraulique au fil de l'eau) qu'une utilisation en pointe (barrages et STEP), avec un rôle toutefois plus prononcé pour la pointe qu'aujourd'hui. Des centrales biomasse et biogaz sont également installées pour compléter l'hydraulique en pointe, en remplacement des centrales fossiles. Cette utilisation des centrales hydrauliques et biomasse suppose une flexibilité accrue de ces moyens de production qui pourrait s'avérer délicate du fait de contraintes qui leur sont propres : Pour l'hydraulique, la disponibilité de la ressource dépend des conditions météorologiques, avec une variabilité à la fois saisonnière et annuelle, ainsi que de l'utilisation de cette ressource pour d'autres usages que la production électrique. De plus, cette disponibilité pourrait être affectée par les changements climatiques [48]. Concernant la biomasse, il y a également un enjeu de gestion de la ressource qui ne peut être considérée renouvelable que si la filière d'approvisionnement en amont est bien gérée.

3.3. Le 100% renouvelable réduit la rentabilité des moyens de production fossiles et biomasse

Exceptées pour quelques périodes, les facteurs de charge du fossile et de la biomasse sont plus faibles qu'actuellement, notamment en 2050 lorsque la production repose entièrement sur le renouvelable (voir Figure 6). Plusieurs causes peuvent expliquer cette baisse : pour la biomasse, utilisation en pointe comme nous l'avons vu à la Figure 5, donc peu d'heures dans l'année ; pour le fossile, utilisation à certaines périodes clés (en 2025 et 2045, voir Figure 4) pour compenser la baisse de la part du nucléaire dans la production ; et, pour les deux, utilisant en puissance pour le dimensionnement du système électrique explicité à Figure 3.

Ces résultats suggèrent une nécessaire évolution de la réglementation afin de pouvoir rémunérer les coûts fixes des différents moyens de production, essentiels pour l'équilibre offre-demande mais dont la rentabilité ne semble plus assurée en cas de pénétration massive du renouvelable [49].

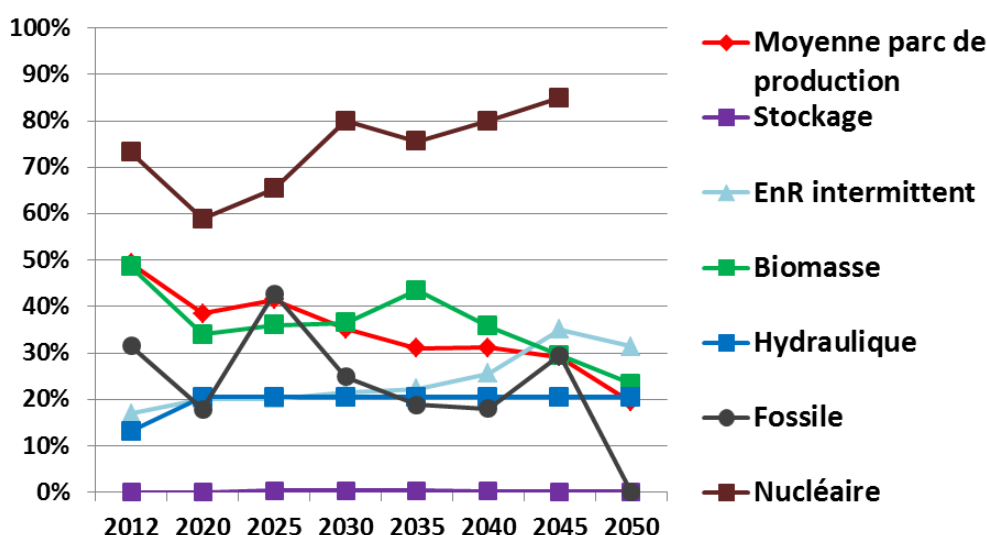


Figure 6 : Evolution entre 2012 et 2050 des facteurs de charge des différents types de moyens de production dans le scénario 100% EnR

3.4. Le 100 % renouvelable suppose un rythme soutenu d'installation des nouveaux moyens de production

L'installation de nouveaux moyens de production reflète bien sûr l'évolution du mix de production avec l'installation d'une quantité conséquente d'éoliennes (40% de la capacité totale installée sur la période étudiée). Toutefois, des moyens de production peu utilisés sont également installés en quantité importante, telles que les centrales utilisant des ressources biosourcées ou encore des centrales utilisant des combustibles fossiles comme le montre la Figure 7.

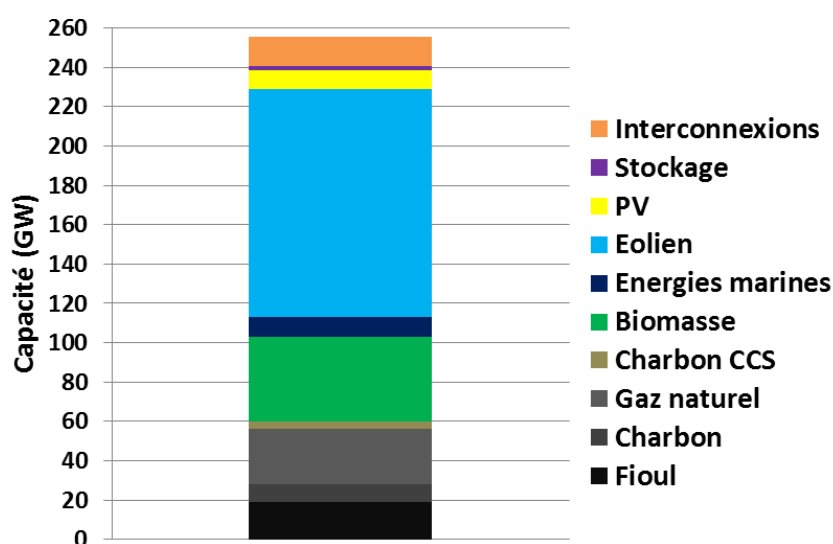


Figure 7 : Capacité totale installée entre 2013 et 2050 dans le scénario 100%EnR

Environ 250 GW de moyens de production doivent être installés ainsi que 5 GW de stockage et 20 GW de nouvelles interconnexions, soit environ 6 GW par an de nouveaux moyens de production et 1 GW d'interconnexion tous les 2 ans, et ce de manière continue pendant 40 ans. A titre de comparaison le parc nucléaire français de 63 GW a été mis en service en 24 ans soit un peu plus de 2,5 GW par an en moyenne et l'Allemagne a installé environ 37 GW d'éolien entre 1994 et 2014 soit près de 2 GW par an en moyenne [45, 46]. Le programme d'installation de nouvelles capacités à mettre en place pour atteindre l'objectif d'une production électrique 100% renouvelable en 2050 est donc particulièrement ambitieux.

La capacité totale installée est de 181 GW¹³ dès 2035 contre 125 GW actuellement (et 191 GW en 2050), pour une demande plus faible¹⁴. Après 2035, on observe surtout le remplacement du nucléaire et du fossile par des centrales fonctionnant aux combustibles biosourcés. Cette sortie relativement rapide du nucléaire, plus de la moitié des centrales sont arrêtées en 2030 et la quasi-totalité en 2045, nécessite de penser en amont le démantèlement des centrales ainsi que la reconversion du personnel de la branche nucléaire. Au total, la capacité du renouvelable est multipliée par plus d'un facteur quatre en un peu moins de quarante ans, l'éolien est installé massivement jusqu'en 2035 puis les nouvelles éoliennes ne font que remplacer celles qui arrivent en fin de vie. Le fossile quant à lui sert de variable d'ajustement pour équilibrer l'offre et la demande et vient ainsi en complément des productions renouvelables et nucléaires dont les coûts marginaux

¹³ Sans compter les interconnexions et la demand-response.

¹⁴ Du fait de l'élasticité de la demande, la consommation finale d'électricité est de 440 TWh en 2050 au lieu des 479 TWh annoncés au 2.2.

sont moins élevés. Enfin, 14,5 GW de capacités d'interconnexion sont également ajoutées sur la période étudiée ainsi que l'équivalent de 3 GW de demand-response¹⁵.

Des politiques ambitieuses de pénétration du renouvelable induisent donc, outre une augmentation conséquente de la capacité installée, nécessaire au vu des facteurs de charge de ces moyens de production et de leurs caractères fatal et variable, une remise à plat de la stratégie électrique française. Le nucléaire est remplacé par d'autres moyens de production aux coûts fixes plus faibles et de durée de vie plus limitée¹⁶. Les moyens les plus flexibles, les interconnexions, ainsi que les technologies permettant de jouer sur la demande, prennent alors toute leur importance pour équilibrer production et consommation au moindre coût.

4) Trois implications opérationnelles sur la gestion du système électrique liées à la pénétration du renouvelable

4.1. Dans le scénario 100% renouvelable, l'équilibre offre-demande en 2050 repose sur des importations en bandeau toute l'année et l'arrêt des exportations

Les résultats précédents suggèrent une modification assez radicale de l'équilibre offre-demande à chaque instant. Afin de mieux comprendre la dynamique d'appel des moyens de production, les figures ci-dessous montrent les courbes de production sur un an¹⁷ pour trois périodes (2012, 2030 et 2050) dans le scénario 100%EnR.

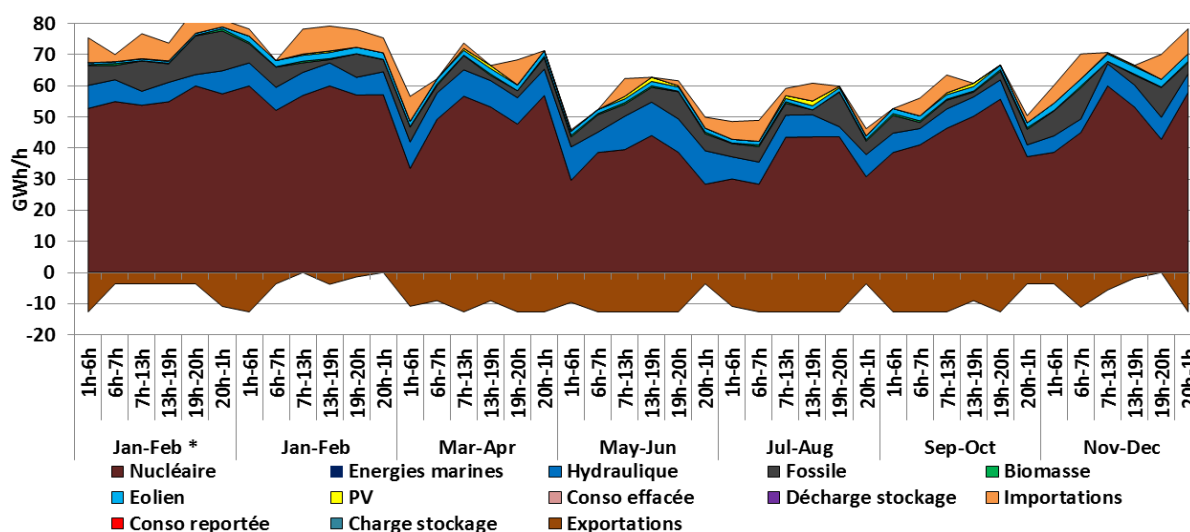


Figure 8 : Courbe de production en 2012

¹⁵ Nous disons « équivalent » car il ne s'agit pas de capacités installées mais de capacités de pointe évitées grâce à la mise en place d'effacement de consommation chez les clients des secteurs résidentiels et tertiaire.

¹⁶ Dans le modèle la durée de vie des réacteurs nucléaires existants est de 40 ans, avec une possibilité de prolongation à 60 ans, et celle des nouveaux réacteurs est de 60 ans. La plupart des autres moyens de production ont une durée de vie comprise entre 15 et 35 ans.

¹⁷ Sur les graphes présentés, la période intitulée *Jan-Feb** correspond à une semaine fictive des mois de janvier et février durant laquelle la production renouvelable intermittente (éolien et photovoltaïque) serait particulièrement faible.

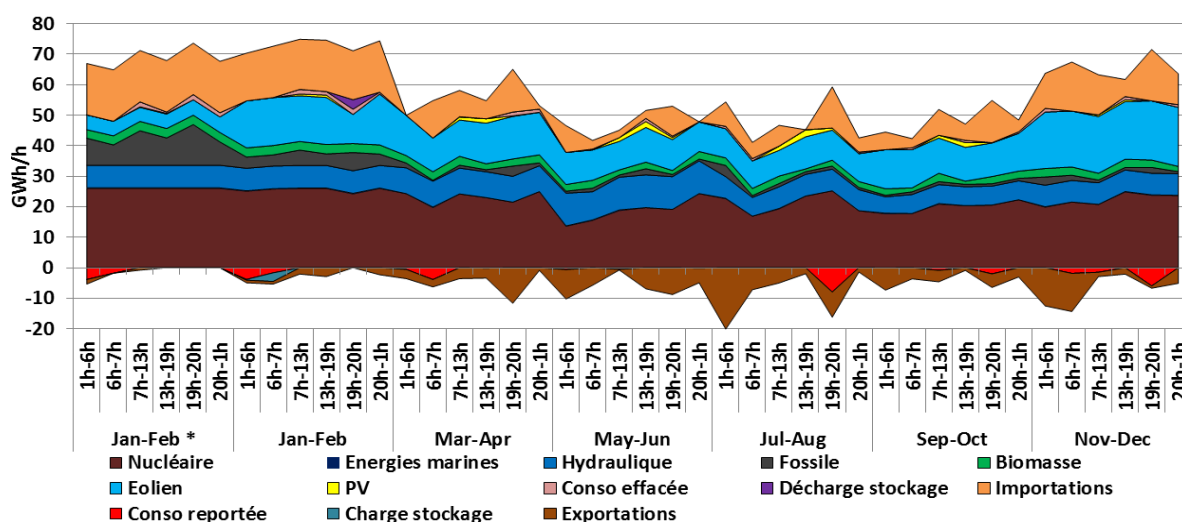


Figure 9 : Courbe de production en 2030 dans le scénario 100%EnR

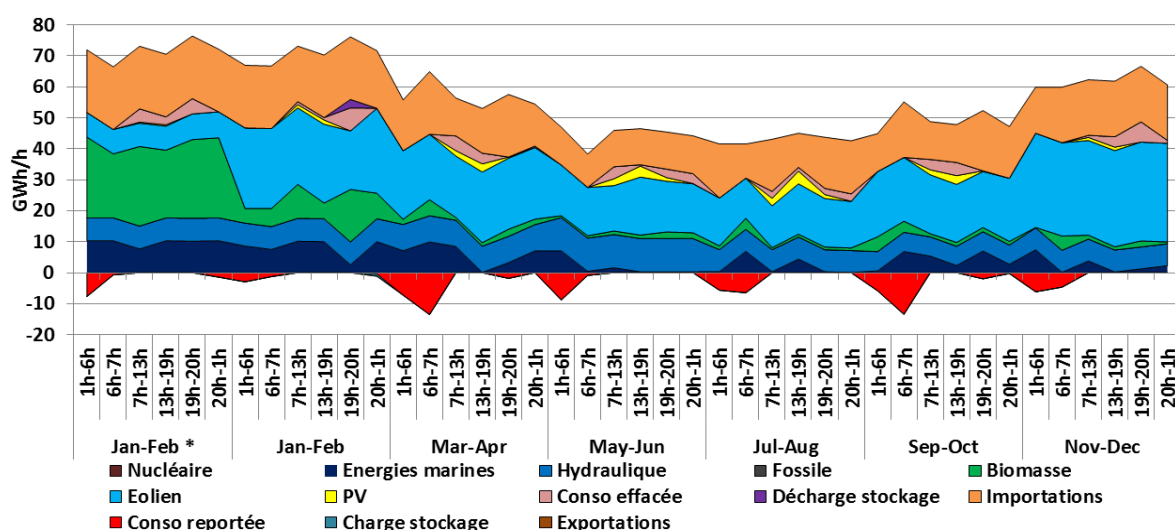


Figure 10 : Courbe de production en 2050 dans le scénario 100%EnR

Notons que sur les figures ci-dessus, les exportations, le remplissage des stockages ainsi que le décalage des consommations avec les technologies de Demand-Response sont comptabilisés négativement, alors que la fourniture d'électricité par les moyens de production et les stockages ainsi que l'effacement de consommation à l'aide des technologies de Demand-Response sont comptés positivement.

Relativement constantes sur l'année en 2012, les importations et exportations deviennent plus saisonnières en 2030 (beaucoup d'importations et très peu d'exportations en hiver avec un profil plus homogène le reste de l'année). Il n'y a par contre plus du tout d'exportation en 2050 et les importations sont utilisées en « bandeau » toute l'année. Ainsi, alors que les importations jouent un rôle d'équilibrage jusqu'en 2030, en 2050 elles se substituent à la base, auparavant assurée essentiellement par le nucléaire¹⁸. Nous retrouvons ici de manière plus explicite le résultat de la

¹⁸ L'hydraulique joue également un rôle en base à toutes les périodes, mais dans une proportion moindre que le nucléaire en 2012 et 2030, et que les importations en 2050.

section 3.1 : pour satisfaire la demande en 2050 dans un scénario 100% renouvelable, la France doit devenir non seulement importateur nette d'électricité, mais elle doit de plus pouvoir recourir aux importations en permanence, ce qui apparaît peu compatible avec le fonctionnement actuel du réseau européen.

4.2. Dans le scénario 100% renouvelable, l'équilibre offre-demande en 2050 repose également sur la flexibilité apportée par la biomasse et la Demand-Response

Alors qu'en 2012, les pics de demande sont assurés par une utilisation relativement flexible de la production nucléaire et plus marginalement du fossile et des importations, et qu'en 2030 ces deux derniers jouent un rôle plus prononcés, en 2050, ce sont la biomasse et la Demand-Response qui apportent de la flexibilité au système électrique. Sur la Figure 10, on voit que les centrales biomasse sont surtout démarrées en hiver lorsque la demande est plus importante, particulièrement durant la période « Jan-Feb* » lorsque la pointe hivernale va de pair avec une production éolienne faible. La Demand-Response, elle, permet de répondre aux pointes journalières en effaçant des consommations diurnes (en rose de la Figure 10) et en les reportant sur les plages horaires nocturnes (en rouge sur la Figure 10). La Figure 11 montre de manière plus nette cette utilisation de la Demand-Response :

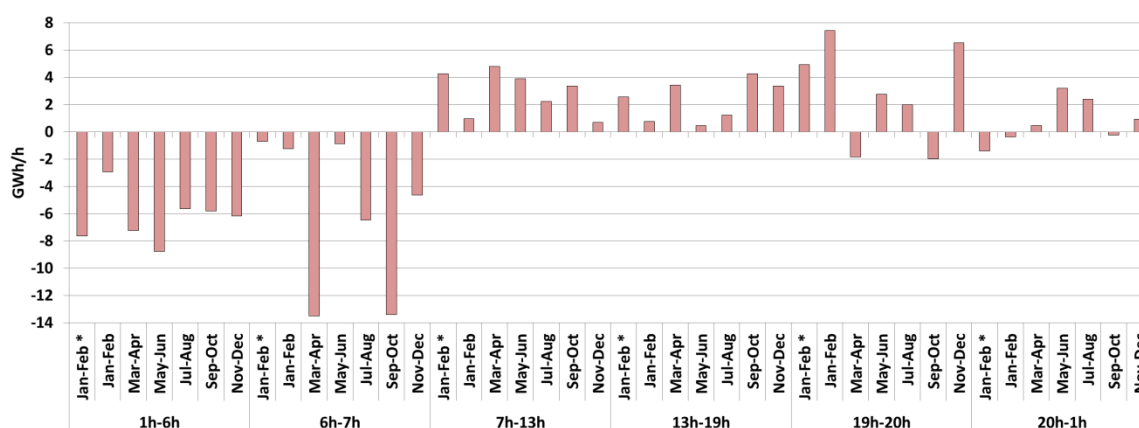


Figure 11 : Utilisation de la Demand-Response en 2050 dans le scénario 100%EnR : les valeurs positives représentent des consommations effacées et les valeurs négatives des consommations reportées.

Enfin, dans le scénario étudié, le stockage n'est pas la technologie privilégiée pour garantir l'équilibre offre-demande. L'installation de cette technologie (voir Figure 7) est plutôt liée à une utilisation en « puissance », afin de faire face aux aléas éventuels. Dans le scénario sans nouvelle interconnexion¹⁹, le stockage joue un rôle plus important comme nous allons le voir dans la section 5).

Ainsi, des moyens diversifiés sont utilisés pour satisfaire l'équilibre offre-demande : centrales biogaz et biomasse, hydraulique, Demand-Response ainsi que les importations depuis les pays voisins. Or, au vu des incertitudes existant quant au développement et à l'utilisation de ces différentes technologies, il est légitime de nous interroger sur la faisabilité d'un tel scénario. Afin de mieux comprendre l'importance de ces différentes technologies et leur capacité à se substituer les unes aux autres, la section 5) sera consacrée à la comparaison des scénarios présentés au Tableau 5 et dans lesquels l'utilisation de telle ou telle technologie est restreinte.

¹⁹ Scénario « 100%EnR_noInterco » (voir Tableau 5).

4.3. Le 100% renouvelable nécessite de prévoir l'installation de moyens apportant de la fiabilité au système électrique

L'équilibre offre-demande présenté jusqu'à présent correspondait à un équilibre en fonctionnement normal et rien n'indique que le système pourrait continuer à fonctionner en cas d'aléas venant le perturber. Afin de comprendre comment la capacité du système à faire face à un aléa pourrait évoluer dans un scénario 100% renouvelable nous avons développé deux indicateurs qui traduisent une certaine représentation de la fiabilité du système électrique (voir section 2.1). La pénétration du renouvelable induit une chute du stock d'énergie cinétique emmagasinée dans le système comme le montre la Figure 12, or c'est cette énergie cinétique fournie par les machines tournantes connectées au réseau qui permet de faire face aux fluctuations de la production ou de la demande.

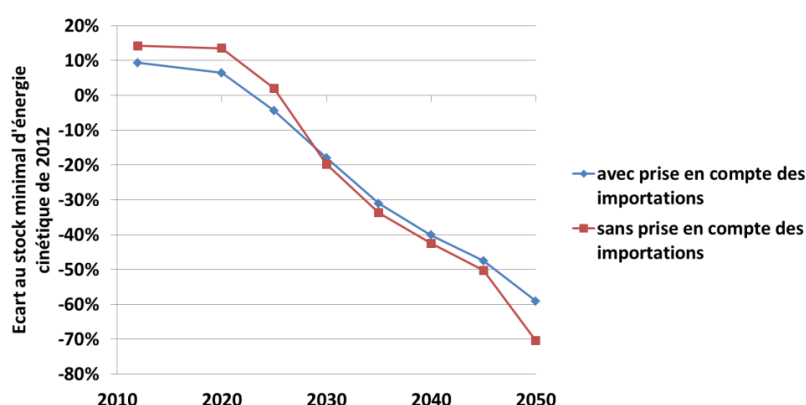


Figure 12 : Evolution des réserves d'énergie cinétique entre dans le scénario 100% EnR comparativement au niveau minimal de ces réserves en 2012. En rouge les importations n'apportent pas d'énergie cinétique au système électrique français contrairement à la courbe bleue²⁰.

Lorsque les importations contribuent également au stock d'énergie cinétique (courbe bleue), la baisse de ce stock avec la pénétration du renouvelable est réduite, notamment en 2050 lorsque les importations participent fortement à l'équilibre offre-demande. Toutefois cette amélioration des réserves cinétiques ne suffit pas à les ramener au niveau actuel.

Ce résultat n'indique pas qu'un système 100% renouvelable n'est pas envisageable mais qu'il faut tenir compte de cette dégradation du stock d'énergie cinétique en amont de la pénétration du renouvelable afin de développer et installer des technologies qui pourraient y contribuer²¹. L'installation de ces technologies, qui peuvent être des moyens de production, du stockage ou des interconnexions, entraînerait bien sûr des coûts supplémentaires et leur rémunération nécessiterait de repenser le cadre réglementaire. En effet, la fourniture d'énergies cinétique et magnétique est aujourd'hui assurée par des moyens de production d'électricité qui ne sont pas installés uniquement à cette fin. Par ailleurs, nous avons considéré que les énergies renouvelables variables ne participaient pas à la fiabilité. Or, certains de ces moyens de production, typiquement les éoliennes, pourraient éventuellement y contribuer en fournissant au système une partie de l'énergie cinétique due à la rotation des pales, moyennant une électronique de puissance adaptée. Il pourrait être intéressant d'évaluer la pertinence et le coût de ces technologies dans des études ultérieures.

²⁰ Pour construire la courbe bleue nous avons émis l'hypothèse que la moitié des importations pouvait contribuer au stock d'énergie cinétique.

²¹ A moins d'accepter une baisse de la qualité de la fourniture d'électricité et des coupures plus fréquentes

5) Diversité des transitions possibles vers le 100% renouvelable

Les scénarios décrits dans le Tableau 5 nous permettent d'envisager une pluralité d'hypothèses et de montrer, à travers quelques exemples, qu'il n'existe non pas un, mais une grande diversité de scénarios de transition vers un système électrique 100% renouvelable à l'horizon 2050.

Les scénarios étudiés dans cette partie permettent de tester les hypothèses suivantes, décrites plus en détail dans le Tableau 5 :

- Ajout d'objectifs supplémentaires sur les émissions de CO₂ ;
- Prix différents des ressources fossiles ;
- Prolongation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans ;
- Disponibilité de certaines technologies (Demand-Response, nouveaux moyens de stockage, nouvelles interconnexions) ;
- Hypothèse sur l'élasticité de la demande.

5.1. Des scénarios contrastés

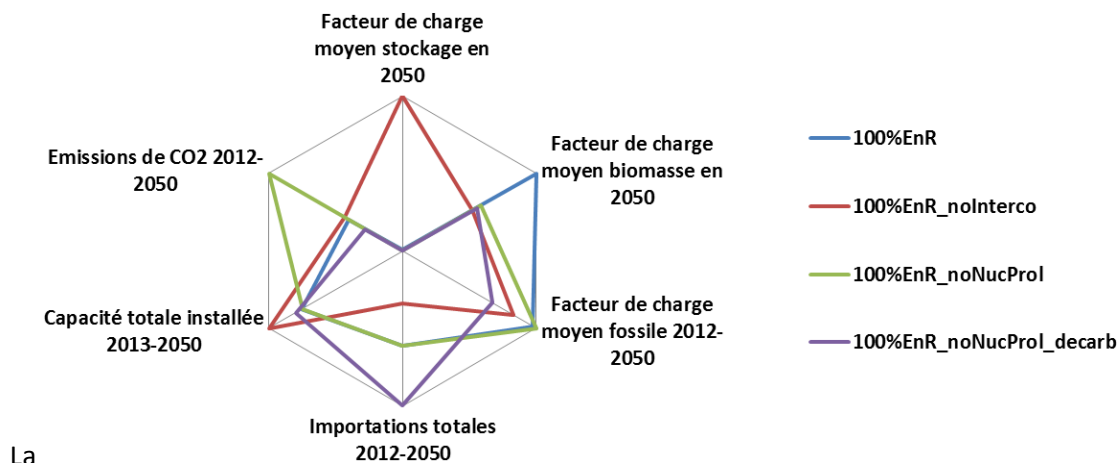


Figure 13 montre des éléments de différenciation de ces scénarios 100% renouvelable suivant six indicateurs : les facteurs de charge moyen du stockage et de la biomasse en 2050, celui du fossile sur l'ensemble de la période étudiée, le total des importations cumulées entre 2012 et 2050, la capacité totale installée et les émissions de CO₂ cumulées. Nous avons représenté sur cette figure uniquement les scénarios présentant le plus de différences suivant ces indicateurs.

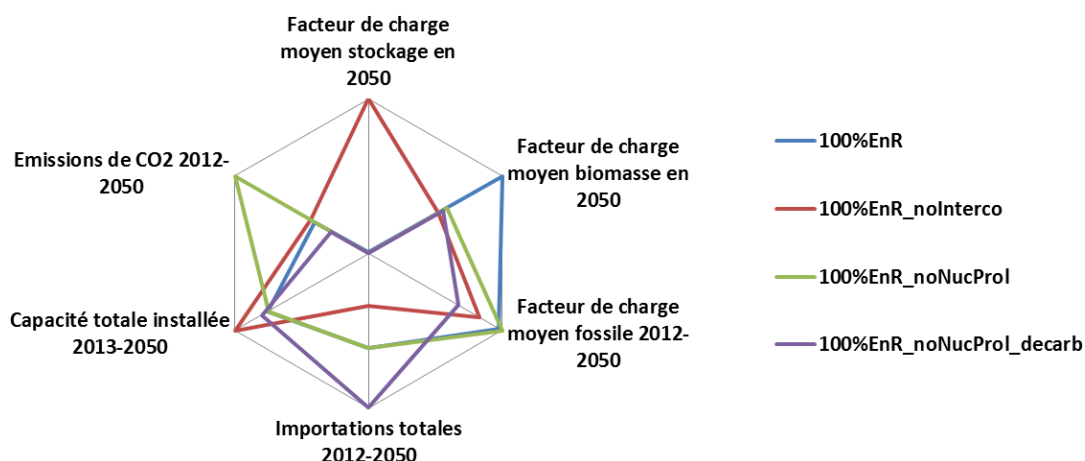


Figure 13 : Comparaison de quatre scénarios 100% renouvelable suivant 6 indicateurs²²

Cette analyse met en lumière comment les hypothèses et contraintes prises dans chacun de ces scénarios impactent l'évolution du système électrique. Par exemple, lorsqu'il n'est pas possible de construire de nouvelles interconnexions (courbe rouge, scénario « 100%EnR_noInterco ») et donc que les importations sont fortement réduites²³, il est nécessaire de construire des capacités supplémentaires²⁴, notamment des moyens photovoltaïques mais également du fossile et de la biomasse (voir Figure 14), et le stockage est également bien plus sollicité que dans les autres scénarios²⁵. Ou encore, lorsqu'il n'est pas possible de prolonger les centrales nucléaires existantes (courbe en vert, scénario « 100%EnR_noNucProl »), le niveau des émissions de CO₂ augmente fortement²⁶ (voir Figure 15) à moins de mettre en place des politiques spécifiques de réduction de ces émissions (courbe en violet, scénario « 100%EnR_noNucProl_decarb »). Dans ce dernier cas, les importations sont particulièrement importantes, notamment aux périodes intermédiaires (voir Figure 16) et les coûts sont plus élevés que dans tous les autres scénarios, du fait de coûts liés à l'hypothèse d'élasticité de la demande ainsi que d'importations supplémentaires et de capacités installées plus importantes (voir Figure 17 : détails des coûts sur la période 2012-2050 dans sept scénarios 100% renouvelable et surcoût total actualisé dans les différents scénarios par rapport au scénario « 100%EnR »).

5.2. Les choix technologiques varient significativement avec les hypothèses prises

Dans un scénario de transition vers une production électrique 100% renouvelable, le choix de construire et d'utiliser tel ou tel moyen de production est affecté à la fois par les différentes hypothèses prises sur la disponibilité des différentes technologies ainsi que par les décisions qu'un législateur pourrait prendre pour satisfaire des contraintes environnementales, avec des objectifs de réduction des émissions de CO₂, ou répondre à des attentes sociétales, en promouvant une sortie rapide du nucléaire par exemple (voir Figure 14). Ainsi, lorsque des objectifs de réduction des émissions de CO₂ viennent compléter ceux sur la pénétration du renouvelable dans la production

²² Pour chacun de ces indicateurs, on considère la valeur relative par rapport au scénario qui maximise cet indicateur. Ainsi, chaque indicateur est compris entre 0 et 1.

²³ De moitié environ sur toute la période par rapport au scénario « 100%EnR »

²⁴ Près de 80 GW par rapport au scénario « 100%EnR » dont trois-quarts de photovoltaïque

²⁵ Le facteur de charge moyen du stockage est alors de plus de 12% en 2050 contre seulement 0,1% dans le scénario « 100%EnR ».

²⁶ D'un facteur 2,5 par rapport au scénario « 100%EnR »

d'électricité, aucune centrale à charbon n'est installée contrairement aux autres scénarios, et lorsqu'à ces objectifs est ajoutée une limitation sur la prolongation des centrales nucléaires (*100%EnR_noNucProl_decarb*), des centrales à gaz avec procédé de capture et de stockage du carbone sont construites. C'est d'ailleurs le seul scénario dans lequel cette technologie coûteuse est utilisée pour satisfaire la demande. Les hypothèses sur la demande ont également une influence forte sur l'évolution du parc de production : sans possibilité de recourir aux technologies de Demand-Response (scénario « *100%EnR_noDR* »), de nombreuses centrales fossiles sont installées²⁷, notamment au gaz et au fioul, et lorsque la demande est supposée inélastique (scénario « *100%EnR_noED* »), toutes les technologies disponibles, excepté les moyens de stockage, sont installées en quantité importante²⁸.

Selon les scénarios, la pénétration du renouvelable devrait également affecter de manière plus ou moins prononcée la rentabilité des différents actifs de production, puisque comme le montre la

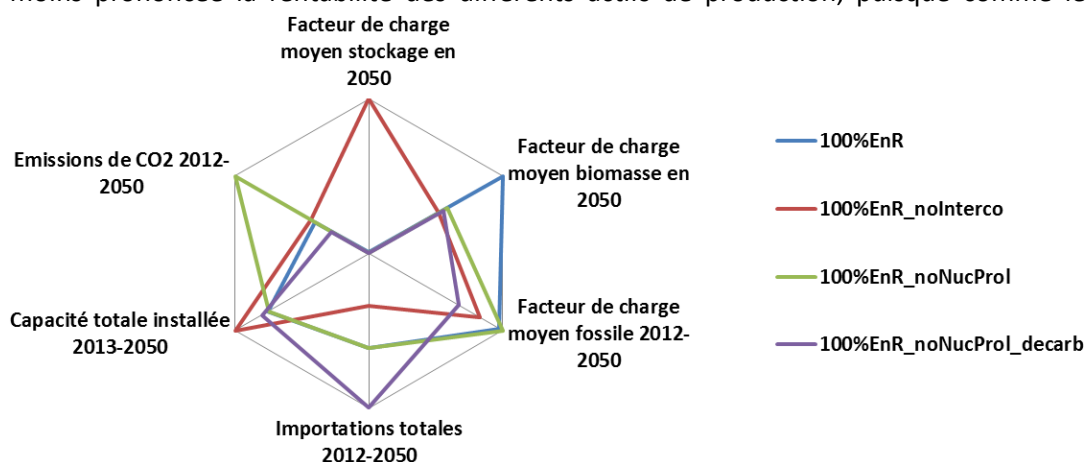


Figure 13, les centrales biomasse et fossile sont plus ou moins utilisées. Ainsi, les évolutions du parc de production doivent être anticipées pour pouvoir construire le cadre réglementaire adéquat qui permettra de rémunérer les moyens de production nécessaires à l'équilibre offre-demande et au bon fonctionnement du système électrique.

²⁷ Environ 88 GW soit 28 GW de plus que dans le scénario « *100%EnR* »

²⁸ 49 GW de photovoltaïque, 18 GW de fossile et 10 GW de biomasse en plus que dans le scénario « *100%EnR* »

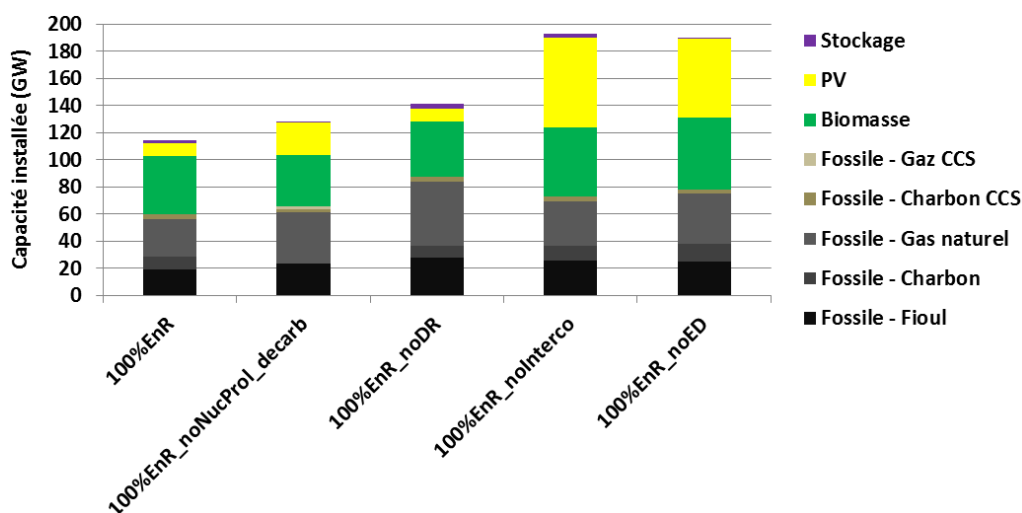


Figure 14 : Capacité totale installée par moyen de production, hors éolien et énergies marines²⁹, entre 2013 et 2050 dans cinq scénarios 100% renouvelable

5.3. Les émissions de CO₂ augmentent fortement entre 2025 et 2045 lorsque les centrales nucléaires ne sont pas prolongées

Le nucléaire joue un rôle central sur les émissions de CO₂ pendant les périodes intermédiaires. Lorsqu'il est possible de prolonger la durée de vie des centrales actuelles à 60 ans, on observe deux pics d'émissions en 2025 et 2045 (voir Figure 15). Ces pics sont concomitants avec une baisse relativement rapide de la part du nucléaire dans la production qui n'est pas encore totalement compensée par un surcroît de production renouvelable (voir Figure 4). Lorsque les centrales nucléaires ne peuvent être prolongées (scénario « 100%EnR_noNucProl »), les émissions sont élevées durant toutes les périodes entre 2025 et 2045. Il peut alors être d'autant plus important de fixer des objectifs de limitation de ces émissions afin de les contrôler sur toute la période et ainsi éviter que les marchés n'envoient des signaux favorables pour la construction de centrales fossiles, fortement émettrices.

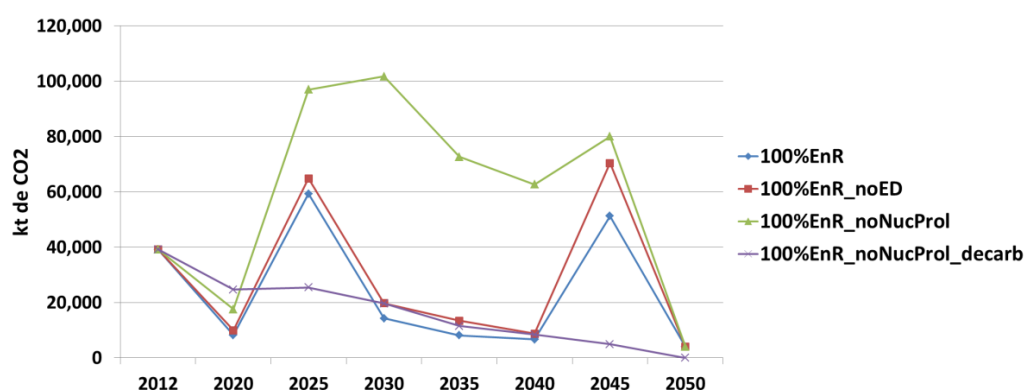


Figure 15 : Evolution des émissions de CO₂ entre 2012 et 2050 dans quatre scénarios 100% renouvelable

²⁹ Sur cette figure nous avons enlevé les capacités éolienne et des énergies marines, rigoureusement identiques dans tous les scénarios (116 GW installés sur la période pour l'éolien et 10 GW pour les énergies marines). Nous n'avons pas représenté non plus la prolongation des centrales nucléaires ni les interconnexions.

5.4. Les importations augmentent fortement à partir de 2035 et encore plus rapidement lorsque la demande augmente, que des objectifs sont pris sur les émissions de CO₂ ou la sortie du nucléaire

Dans les parties 3.1 et 4.1 nous avons montré que l'atteinte de l'objectif 100% renouvelable pour la production d'électricité en 2050 reposait sur des hypothèses fortes sur les importations. La Figure 16 montre que l'ajout de contraintes complexifiant la gestion du système électrique, que ce soit parce qu'il n'est plus possible de recourir à des centrales fossiles pour assurer l'équilibre offre-demande (scénarios « 100%EnR_decarbonisation » et « 100%EnR_noNucProl_decarb »), ou parce que la demande est plus importante (scénario « 100%EnR_noDR »), nécessite de recourir plus tôt à des quantités élevées d'importations. De plus, même lorsque relativement peu de nouvelles interconnexions sont construites³⁰, le niveau des importations double par rapport au niveau actuel : les interconnexions sont, quel que soit le scénario, utilisées au maximum de leur capacité en 2050, lorsque toute la production d'électricité provient de moyens renouvelables.

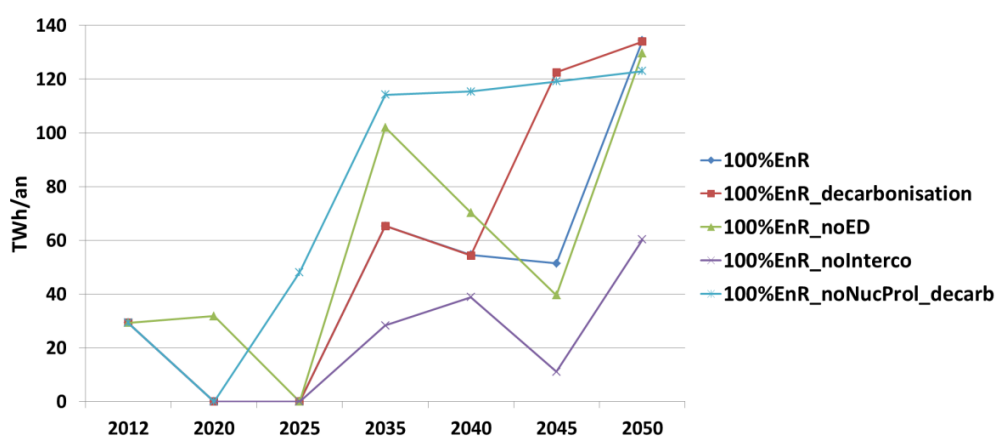


Figure 16 : Evolution des importations entre 2012 et 2050 dans cinq scénarios 100% renouvelable

La faisabilité de tels scénarios est donc fortement corrélée à la possibilité qu'aura le gestionnaire de réseau à faire appel aux importations, possibilité elle-même dépendante de l'évolution des parcs de production des pays voisins.

5.5. Les coûts sont affectés de manière très contrastée suivant les hypothèses prises

Il y a des différences de 15% pour le coût total actualisé selon les scénarios présentés dans le Tableau 5, le scénario « 100%EnR_noNucProl_decarb » étant celui conduisant aux coûts les plus élevés. En effet, chaque contrainte ajoutée oblige à recourir à des technologies plus coûteuses pour satisfaire la demande sur la période étudiée. Dans le scénario « 100%EnR », les coûts variables représentent une part marginale des coûts et sont relativement constants sur la période étudiée, les coûts fixes liés à la maintenance de l'ensemble du parc de production et à des charges diverses sont assez importants et augmentent légèrement entre aujourd'hui et 2050 et les coûts liés à la réduction de la demande du fait de son élasticité³¹ sont également plutôt constants à partir de 2020. Par contre, les coûts d'investissements, liés à la construction de nouveaux moyens de production, stockage et

³⁰ Environ 4,5 GW en plus des 9,5 GW existants pour les importations, soit 14 GW au total à partir de 2020 (voir page 9)

³¹ Il est considéré ici que cette réduction de la demande entraîne une perte de surplus pour les consommateurs qui ne peuvent satisfaire un niveau de demande supposé idéal du fait de prix de l'électricité trop élevés.

d'interconnexions, ainsi que les coûts dus aux importations, exportations³² et production nationale³³ de combustibles et d'électricité, connaissent une forte croissance entre 2012 et 2050. La pénétration du renouvelable conduit donc à une forte augmentation des coûts liée à la nécessité de construire de nouveaux moyens de production en grande quantité (voir Figure 7), mais aussi parce qu'elle tend à inverser le solde des échanges d'électricité avec les pays voisins (voir Figure 4) et, dans une moindre mesure, parce qu'elle conduit à une réduction de la demande du fait de prix de l'électricité plus élevés. Les coûts augmentent dans tous les scénarios étudiés mais la Figure 17 montre que l'évolution des différentes catégories de coût peut être assez différente selon les scénarios. Les restrictions sur les nouvelles interconnexions, si elles réduisent les coûts liés aux importations, nécessitent des investissements supplémentaires conséquents, qui plus est dans des technologies relativement onéreuses, tel que le photovoltaïque (voir Figure 14), pour un surcoût total de 5% environ par rapport au scénario « 100%EnR ». Les objectifs de réduction des émissions de CO₂ ou encore de sortie rapide du nucléaire conduisent à des surcoûts essentiellement liés à des importations supplémentaires (voir Figure 16). Lorsque ces deux objectifs sont combinés, les coûts sont relativement similaires à ceux du scénario « 100%EnR » en 2050, par contre ils augmentent plus rapidement à partir de 2030 : ce scénario nécessite de compenser la sortie du nucléaire à partir de 2025 par des moyens coûteux qui ne contribuent pas aux émissions de CO₂. Notons que la superposition de ces deux objectifs conduit à des surcoûts bien plus élevés que la somme des surcoûts dus à ces objectifs pris séparément³⁴. Enfin, si la demande est supposée inélastique il faut alors à la fois recourir fortement aux importations et installer des capacités supplémentaires comme nous l'avons vu précédemment.

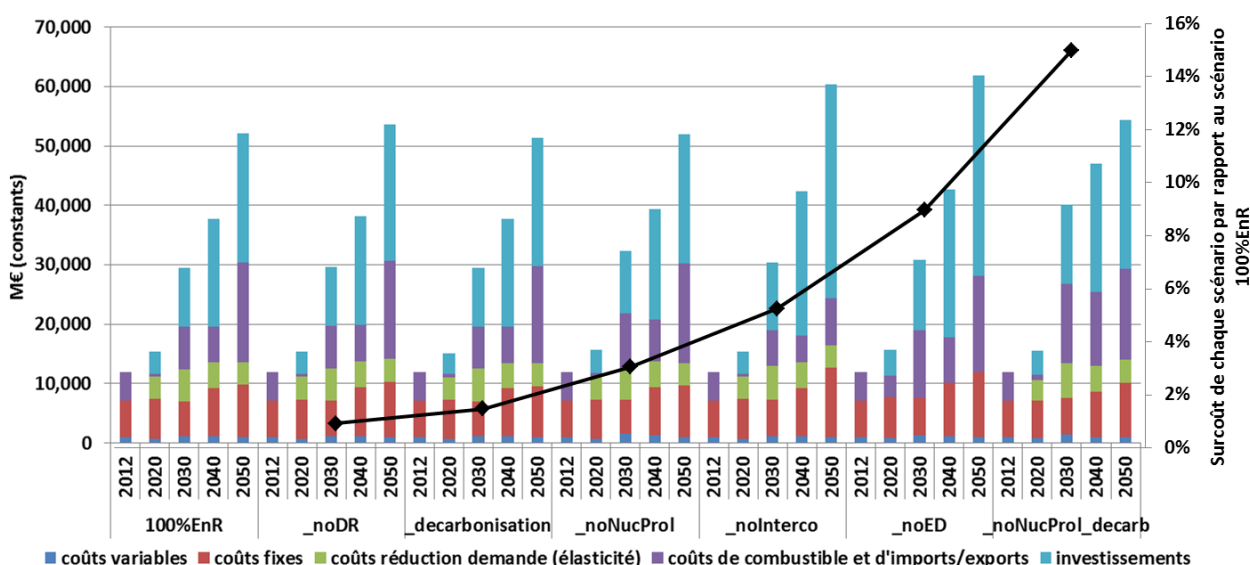


Figure 17 : détails des coûts sur la période 2012-2050 dans sept scénarios 100% renouvelable et surcoût total actualisé dans les différents scénarios par rapport au scénario « 100%EnR »

³² Pour le calcul de ces coûts les importations sont comptés positivement et les exportations négativement

³³ Notamment pour les combustibles issus de ressources biosourcées

³⁴ Par rapport au scénario « 100%EnR » les surcoûts sont de 1,5% pour le scénario « 100%EnR_decarbonisation », 3% pour le scénario « 100%EnR_noNucProl » et 15% pour le scénario « 100%EnR_noNucProl_decarb »

5.6. Bilan de l'étude des scénarios 100% renouvelable

Le rôle des différents moyens utilisés pour satisfaire l'équilibre offre-demande sur toute la période est explicité par l'analyse du panel de scénarios présentés dans le Tableau 5. Cette analyse a permis de cerner quelles étaient les hypothèses les plus déterminantes pour l'évolution du système électrique et de comprendre quelles étaient les technologies qui pouvaient se substituer les unes aux autres. Ainsi la prolongation du nucléaire prend une importance toute particulière dans un scénario 100% renouvelable car elle permet de faciliter la transition vers un système électrique fonctionnant exclusivement avec du renouvelable, et ce en évitant le recours à des centrales fossiles polluantes et coûteuses aux périodes intermédiaires. Des objectifs supplémentaires sur les émissions de CO₂ permettent de limiter l'augmentation des émissions observées dans le scénario 100% renouvelable pour un surcoût modeste et une modification marginale du parc de production. Ceux-ci peuvent même être couplés avec des objectifs de sortie rapide du nucléaire mais cela nécessitera de faire appel aux technologies les plus coûteuses, telles que des centrales à gaz avec capture et stockage de carbone, dont le développement ne peut être garanti, à la fois pour des raisons technologiques, économiques et sociétales. Il semble également possible d'atteindre le 100% renouvelable sans recourir à l'effacement, sans technologie de stockage ou encore sans construire de nouvelles interconnexions, pour des coûts plus ou moins élevés. Toutefois, avec les hypothèses considérées ici, il n'est pas envisageable de se passer conjointement de la Demand-Response, du stockage et des nouvelles interconnexions, l'équilibre offre-demande n'étant alors pas garanti en 2050. Le stockage est essentiellement utilisé en puissance et s'en priver entraîne des surcoûts négligeables, la Demand-Response contribue fortement à l'équilibre offre-demande et sans elle il est nécessaire d'installer 30 GW de capacités en plus, essentiellement des centrales fossiles. Se limiter aux interconnexions existantes et en construction, notamment parce que les importations jouent un rôle essentiel en 2050, impacte encore plus fortement l'évolution du système électrique qui doit alors compter essentiellement sur des ressources nationales, tel que du solaire photovoltaïque, et mieux utiliser le stockage comme le montre la Figure 18. Sur cette figure on observe que contrairement au scénario « 100%EnR » dans lequel la Demand-Response était utilisée pour décaler des consommations des périodes diurnes aux périodes nocturnes (voir Figure 10), dans le scénario « 100%EnR_noInterco », elle est essentiellement utilisée pour absorber la forte production solaire durant les après-midi des mois estivaux. Ainsi, s'il semble possible d'atteindre le 100% renouvelable en 2050 sous différentes hypothèses, ces évolutions contrastées du système électrique vont impacter la manière dont celui sera géré sur le long-terme. Enfin, les hypothèses sur l'évolution de la demande sont également déterminantes : lorsque la demande est supposée inélastique, la consommation finale d'électricité est alors plus élevée de 12,5% en 2050, l'équilibre offre-demande en devient d'autant plus difficile à réaliser dans des scénarios 100% renouvelable et il est nécessaire de faire appel à toutes les technologies disponibles pour le satisfaire, moyennant un coût significativement plus élevé.

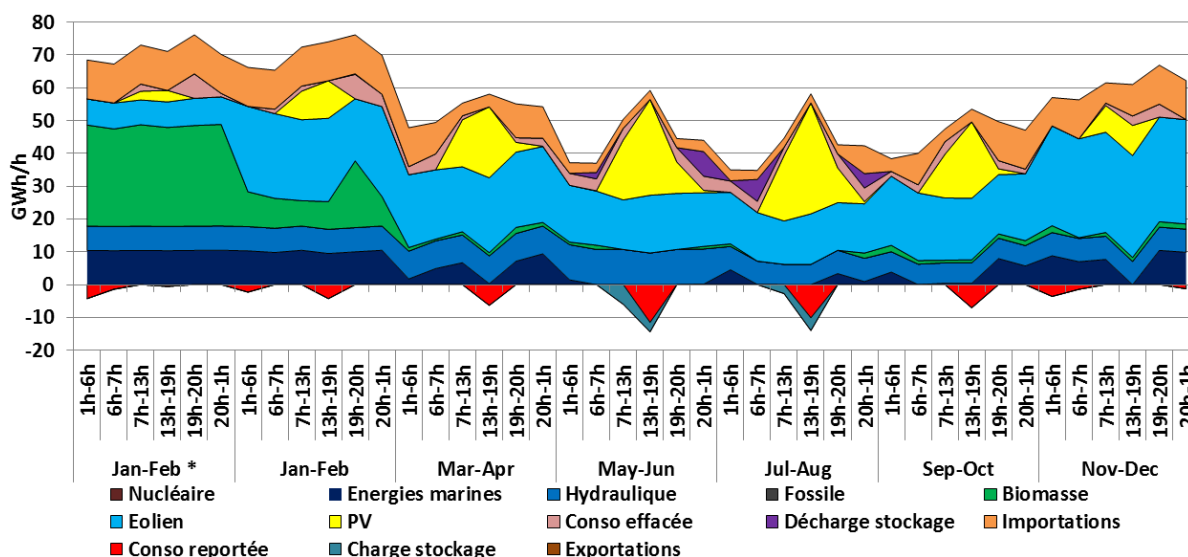


Figure 18 : Courbe de production en 2050 dans le scénario « 100%EnR_noInterco » pour les différents moyens de production en fonction des mois de l'année et des heures de la journée

6) Conclusion

Des objectifs ambitieux de pénétration du renouvelable ont un triple intérêt pour le système électrique français : réduction des gaz à effet de serre, mais également d'un certain nombre de pollutions imputables aux énergies fossiles et nucléaires, augmentation de l'indépendance énergétique de la France, et limitation du recours à des ressources non-renouvelables dont l'évolution des prix est incertaine. Il est donc intéressant de comprendre comment le système électrique pourrait progressivement intégrer ces moyens de production et quelles pourraient être les conséquences d'une telle évolution.

Notre étude indique que non seulement il est envisageable d'atteindre un objectif de 100% renouvelable dans la production électrique en 2050, mais que cet objectif reste atteignable lorsque des contraintes supplémentaires sur les émissions de CO₂ ou la prolongation des centrales nucléaires, des hypothèses conservatrices sur l'évolution de la demande, des restrictions sur le stockage, le recours à l'effacement ou aux interconnexions sont prises en compte.

Toutefois, cette évolution radicale du parc de production électrique ne pourra se faire que pour un coût significativement plus élevé et risque de provoquer une perte de rentabilité pour les moyens de production fossiles et ceux utilisant la biomasse. Cette perte de rentabilité ne constitue pas nécessairement un argument rédhibitoire contre de tels niveaux de pénétration du renouvelable mais nécessite de repenser le cadre réglementaire afin de permettre à des acteurs d'investir dans ces technologies, par ailleurs nécessaires au bon fonctionnement du système électrique. Ces scénarios 100% renouvelable reposent également tous sur des hypothèses fortes, telle qu'une utilisation parfaitement flexible des importations, ou encore l'arrêt des exportations à l'horizon 2050. Il faudrait pouvoir valider ou invalider ces hypothèses en utilisant des modèles européens pour explorer les possibles évolutions des mix de production des pays voisins et ainsi mieux comprendre les dynamiques d'échanges d'électricité sur la zone ENTSO-E.

Enfin, l'approche thermodynamique utilisée dans cette étude et développée dans [29] permet de donner des indications sur la capacité d'un système électrique à faire face à des aléas sur la production ou la demande. A notre connaissance, il n'existe pas d'autre approche permettant de réconcilier le temps long de la prospective et le temps court de la dynamique des systèmes électriques. Grâce à cette approche il a été constaté que la pénétration du renouvelable, en faisant la part belle aux énergies intermittentes, a pour effet de diminuer les réserves cinétiques et magnétiques qui constituent pourtant des garants de la fiabilité du système électrique. Cette diminution n'est pas une fatalité. Des moyens fournissant de l'énergie cinétique ou magnétique au système (volants d'inertie, batteries) pourraient être installés et il serait envisageable de faire également participer les énergies renouvelables intermittentes à ces réserves. Bien entendu, l'installation de ces technologies viendrait encore détériorer le bilan économique des scénarios de transition vers le 100% renouvelable.

Des objectifs en rupture avec le système électrique existant exigent ainsi de lever non seulement des verrous techniques, par exemple sur le stockage ou encore la participation du renouvelable intermittent aux services système ; économiques, car ils nécessitent des investissements élevés dont les bénéfices ne seront perçus que sur le long-terme ; et régulatoires, car les rémunérations actuelles du vecteur électrique ne suffiront plus pour assurer la rentabilité de tous les actifs nécessaires à la satisfaction de l'équilibre offre-demande. C'est justement parce que ces questions sont complexes qu'il est nécessaire de les adresser suffisamment tôt afin de disposer de tous les éléments permettant d'appréhender ces futurs possibles et ainsi d'effectuer des choix éclairés.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Commission Européenne, « Communication de la commission au parlement européen, au conseil, au comité économique et social européen et au comité des régions - Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030 », *EUR-Lex - 52014DC0015 - EN*. [En ligne]. Disponible sur: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/ALL/?uri=CELEX:52014DC0015>.
- [2] « La transition énergétique pour la croissance verte », *Gouvernement.fr*. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.gouvernement.fr/action/la-transition-energetique-pour-la-croissance-verte>.
- [3] QualEnergia, « Electricity demand 2013 in Italy: -3.4%. One third from renewable sources ». 17-janv-2014.
- [4] Fraunhofer institute for solar energy system ISE, « Electricity production from solar and wind in Germany in 2014 ». 29-déc-2014.
- [5] SEAI (Sustainable Energy Authority of Ireland), « Energy in Ireland - Key statistics 2014 ». déc-2014.
- [6] IEA Wind, « Welcome to IEA Wind Member Country Activities for Portugal », 2014. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ieawind.org/countries/portugal.html>.
- [7] Red Eléctrica de España, « Demand for electrical energy falls 0.2% in 2014 | Red Eléctrica de España », 23-déc-2014. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.ree.es/en/press-office/press-release/2014/12/demand-electrical-energy-falls-02-2014>.
- [8] EnerginetDK, « Wind turbines reached record level in 2014 », 20-janv-2015. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.energinet.dk/EN/El/Nyheder/Sider/Vindmoeller-slog-rekord-i-2014.aspx>.
- [9] RTE (Réseau de Transport d'Electricité), « Bilan électrique 2014 ». 29-janv-2015.
- [10] Parlement Européen et Conseil, « Journal officiel L 140/2009, 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 ». [En ligne]. Disponible sur: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=OJ:L:2009:140:FULL&from=FR>.
- [11] Assemblée Nationale, *Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte*. 2014.
- [12] Commission Européenne, « Roadmap 2050 - A sectoral perspective ». [En ligne]. Disponible sur: http://ec.europa.eu/clima/policies/roadmap/perspective/index_en.htm.
- [13] *Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique*. .
- [14] *LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement*. 2009.
- [15] GWEC, EREC, et Greenpeace, « energy [r]evolution - a sustainable world energy outlook », GWEC - EREC - Greenpeace, 2012.
- [16] M. Z. Jacobson et M. A. Delucchi, « Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials », *Energy Policy*, vol. 39, n° 3, p. 1154 - 1169, 2011.
- [17] M. A. Delucchi et M. Z. Jacobson, « Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies », *Energy Policy*, vol. 39, n° 3, p. 1170 - 1190, 2011.
- [18] NREL, « Renewable Energy Futures Study », NREL, 2012.
- [19] G. G. Gregor Czisch, « Realisable Scenarios for a Future Electricity Supply based 100% on Renewable Energies », 2007.
- [20] PriceWaterHouseCoopers, « 100% renewable electricity - A roadmap to 2050 for Europe and North Africa », PriceWaterHouseCoopers, 2010.
- [21] EREC (European Renewable Energy Council), « RE-thinking 2050 - A 100% Renewable Energy Vision for the European Union », 2010.

- [22] ECF, « Roadmap 2050 - A practical guide to a prosperous low-carbon Europe », ECF, 2010.
- [23] SRU (German Advisory Council on the Environment), « Pathways towards a 100 % renewable electricity system », SRU, oct. 2011.
- [24] UBA (Federal Environment Agency) et Fraunhofer-Institut für Windenergie und, « Energy target 2050: 100% renewable electricity supply », UBA, 2011.
- [25] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, et M. Leahy, « The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland », *Appl. Energy*, vol. 88, n° 2, p. 502 - 507, 2011.
- [26] B. V. Mathiesen, H. Lund, et K. Karlsson, « 100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth », *Appl. Energy*, vol. 88, n° 2, p. 488 - 501, 2011.
- [27] VITO, ICEDD, et Federal Planning Bureau, « Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050 », VITO - ICEDD - Federal Planning Bureau, 2012.
- [28] négaWatt, « Scénario négaWatt 2011-2050 », 2011.
- [29] D. Mathilde, « Modélisation prospective et analyse socio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique », Mines ParisTech, 2011.
- [30] CMA (Centre de Mathématiques Appliquées) et CIRED (Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement Durable), « Chair Modeling for sustainable development ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.modelisation-prospective.org/en>.
- [31] S. Bouckaert, V. Mazauric, et N. Maïzi, « Expanding Renewable Energy by Implementing Demand Response », *Energy Procedia*, vol. 61, p. 1844-1847, 2014.
- [32] S. Bouckaert, P. Wang, V. Mazauric, et N. Maïzi, « Expanding Renewable Energy by Implementing Dynamic Support through Storage Technologies », *Energy Procedia*, vol. 61, p. 2000-2003, 2014.
- [33] M. Drouineau, E. Assoumou, V. Mazauric, et N. Maïzi, « Increasing shares of intermittent sources in Reunion Island: Impacts on the future reliability of power supply », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 46, p. 120-128, juin 2015.
- [34] N. Maïzi et E. Assoumou, « Scénarios prospectifs France à l'horizon 2050 ». Chaire ParisTech Modélisation Prospective au service du Développement Durable, déc-2011.
- [35] N. Maïzi et E. Assoumou, « Future prospects for nuclear power in France », *Applied Energy*, p. 849-859, déc-2014.
- [36] V. Krakowski, N. Maïzi, E. Assoumou, et V. Mazauric, « Long-term modelling of renewable energy integration in the case of France », présenté à 33rd International Energy Workshop, Beijing, China, juin-2014.
- [37] V. Krakowski, Maïzi, Nadia, E. Assoumou, et V. Mazauric, « Integrating renewable energy in power systems: Challenges and solutions », présenté à 14th IAEE European Energy Conference, Rome, Italy, oct-2014.
- [38] E. Assoumou, « Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français », Ecole des Mines de Paris, 2006.
- [39] V. G. Mazauric, « From thermostatics to Maxwell's equations: a variational approach of electromagnetism », *IEEE Trans. Magn.*, vol. 40, p. 945-948, 2004.
- [40] S. Bouckaert, « Contribution des Smart Grids à la transition énergétique: évaluation dans des scénarios long terme », Mines ParisTech, 2013.
- [41] V. Mazauric, N. Maïzi, et S. Bouckaert, « How much intermittency in the power mix: an energy-based approach », in *International Conference on Applied Energy (ICAE)*, 2013.
- [42] RTE (Réseau de Transport d'Electricité), « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - édition 2014 », sept. 2014.
- [43] R. Bourbonnais et J. H. Keppler, « Estimation de l'élasticité prix de la demande électrique en France ». Université Paris Dauphine, 2013.
- [44] IEA (International Energy Agency), « World Energy Outlook 2013 », nov. 2013.
- [45] RTE (Réseau de Transport d'Electricité), « Production d'électricité par filière », *éCO2mix*. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>.

- [46] ADEME, « L'exercice de prospective de l'ADEME "Vision 2030-2050" - document technique », juin 2013.
- [47] MEEDM (Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer), *Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables - Période 2009-2020*. .
- [48] G. Guerassimoff et N. Maïzi, *Eau et Energie : destins croisés*. Presse des Mines, 2011.
- [49] F. Benhmad et J. Percebois, « Les distorsions induites par les énergies intermittentes sur le marché spot de l'électricité », CREDEN, Faculté d'Economie de l'université de Montpellier, févr. 2013.
- [50] EWEA, « Wind in power - 2014 European statistics ». févr-2015.
- [51] « BMWi - Erneuerbare Energien - Startseite ». [En ligne]. Disponible sur:
<http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Home/home.html>.