HORIZONS

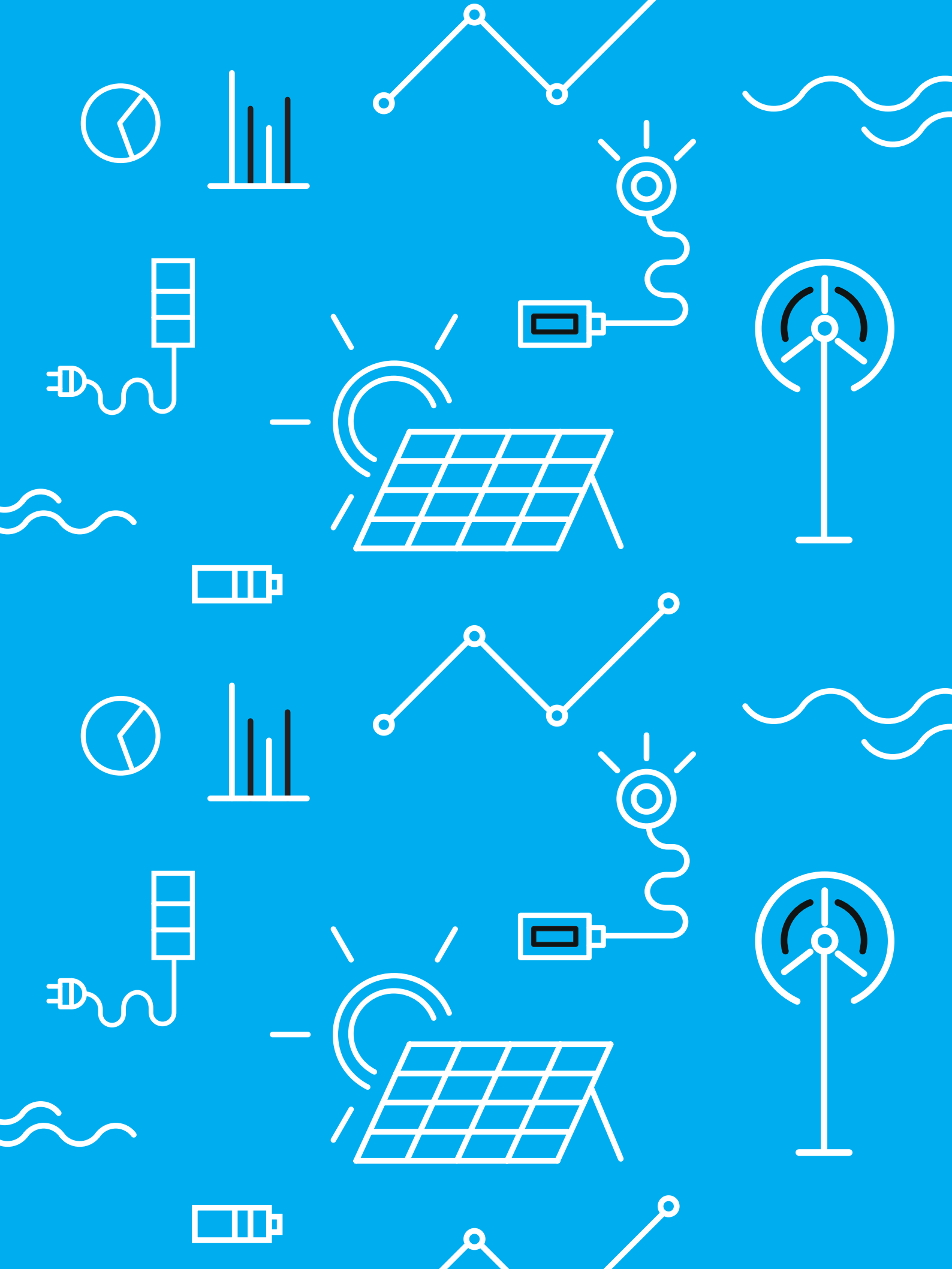
Avec évaluation macro-économique

UN MIX ÉLECTRIQUE 100 % RENOUVELABLE ?
ANALYSES ET OPTIMISATIONS

SYNTHÈSE TECHNIQUE ET SYNTHÈSE
DE L'ÉVALUATION MACRO-ÉCONOMIQUE

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie

Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain et de ses potentielles retombées macro-économiques à un horizon 2050



ÉDITO

En 2013, l'ADEME publiait ses visions énergétiques et climatiques à l'horizon 2030-2050, montrant des voies possibles pour atteindre le facteur 4 en 2050, grâce à une division par 2 de la consommation énergétique et à un déploiement massif des énergies renouvelables : ces deux éléments ont nourri les objectifs fixés par le Président de la République puis adoptés par le parlement dans la Loi sur la Transition énergétique en faveur de la croissance verte.

Nous publions aujourd'hui une étude d'une nature différente, relative à l'exploration technique du déploiement des EnR au sein du mix électrique : à l'instar des travaux du NREL (Laboratoire National pour les Energies Renouvelables américain) de 2012 étudiant un scenario 100 % EnR aux USA, il s'agit ici d'une étude scientifique à caractère prospectif et exploratoire et non pas d'un scenario politique.

Les mix électriques envisagés restent en effet théoriques, puisqu'ils sont construits ex nihilo, et ne prennent pas en compte la situation actuelle, ni le scénario pour arriver au résultat.

Alors pourquoi une telle étude ? En imaginant un mix électrique jusqu'à 100 % renouvelable, nous permettons qu'une hypothèse jusqu'ici impensable pour la majorité des acteurs devienne une hypothèse techniquement possible, ceci sans en sous-estimer les conditions nécessaires, qu'il s'agisse des aspects techniques, économiques (dont notamment le coût supportable par la collectivité) ou encore l'acceptabilité sociale : l'étude a justement pour but de mettre en lumière les freins ainsi que les mesures à mettre en oeuvre pour accompagner une politique de croissance massive des EnR électriques. Elle vise également à identifier les limites au-delà desquelles la faisabilité

> Au regard des enjeux climatiques, les transformations à réaliser sont nécessairement majeures et ne peuvent se concevoir comme de seuls ajustements des systèmes existants

technique serait impossible ou le coût pour la collectivité non supportable.

En réalisant cette étude, l'ADEME est ainsi pleinement dans l'un de ses rôles majeurs, celui de précurseur : savoir parfois questionner ce que l'on croit a priori impossible, pour ouvrir le champ des possibles. Cela permet ensuite à l'ensemble des acteurs de revisiter cette question et d'intégrer les résultats de cette étude dans leur perception de l'avenir pour construire ensemble des visions du futur.

C'est dans cette perspective que nous avons lancé en 2013 cette étude avec l'ambition d'analyser la capacité du réseau électrique à assurer l'équilibre offre-demande au pas horaire si la part des EnR était massivement augmentée. Après deux années de travaux et des consultations diverses, je suis heureux de présenter une étude aujourd'hui finalisée et fier du caractère original des résultats obtenus, de la rigueur et de la finesse de ses analyses. Une version intermédiaire, publiée il y a quelques mois, avait suscité intérêt mais aussi craintes et critiques : améliorée en terme de pédagogie et d'explications, et largement complétée par des analyses de sensibilité, cette étude est aujourd'hui aboutie et permet d'expliciter à la fois toutes les conditions d'un mix à 100 % EnR… et les limites inhérentes à ce type d'exercice !

Les principaux résultats de cette étude sont les suivants :
— Plusieurs mix électriques sont techniquement possibles pour satisfaire la demande chaque heure de l'année avec 80 ou 100 % de renouvelables ;
— Le développement de la maîtrise de la demande d'électricité, ainsi que la maîtrise de la pointe, sont des conditions essentielles : sans elles, quel que soit le mix intégrant notablement des EnR, le coût du système électrique n'est pas maîtrisé ;
— Le coût des technologies doit continuer à baisser, surtout pour les technologies les moins matures, afin de permettre un mix équilibré entre les différentes filières de production d'électricité. Cette baisse de coût peut s'envisager grâce au progrès technologique mais également via la mise en place de conditions de financement appropriées pour les énergies renouvelables ;
— L'acceptabilité sociale est cruciale pour permettre la réalisation d'un nouveau mix électrique sur le terrain, dans les meilleures conditions : complémentarité entre

productions domestiques et productions centralisées, interconnexion renforcée par le réseau électrique, redistribution des revenus générés par la production d'énergie…

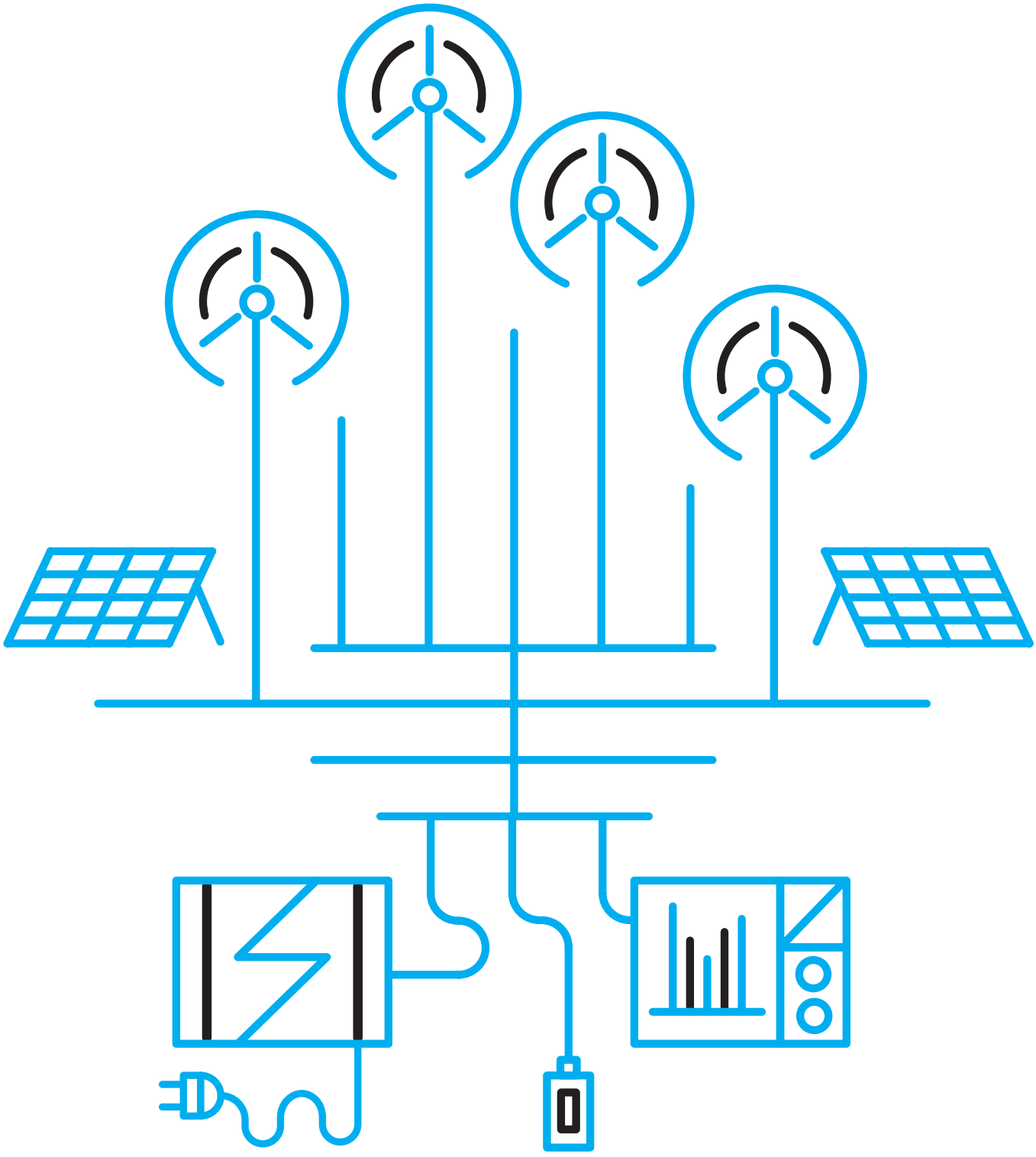
Ces résultats nous paraissent suffisamment robustes pour pouvoir nourrir la réflexion des acteurs. Certains objecteront sans doute que l'étude est incomplète, car nous ne tenons pas compte de l'existant et ne programmons pas la trajectoire des investissements : ils auront raison. D'autres noterons que nous ne sommes pas descendus en deçà du pas horaire : ils auront également raison et nous n'ignorons pas l'enjeu que représente la gestion de la stabilité du réseau, qui n'est pas traité dans l'étude.

Mais réfléchir à des horizons lointains, n'est-ce pas justement s'autoriser à partir d'une page (presque) blanche pour esquisser une situation souhaitable et durable afin que chacun puisse travailler sur son champ d'actions, affiner le dessin et rendre effectivement ce futur réalisable ? La transition énergétique nécessite de l'innovation dans tous les secteurs : la production et la consommation d'énergie ainsi que la gestion et la régulation des réseaux y ont toute leur place. Au regard des enjeux climatiques, les transformations à réaliser sont nécessairement majeures et ne peuvent se concevoir comme de seuls ajustements des systèmes existants : Henry Ford aimait à rappeler que s'il avait demandé aux gens ce qu'ils voulaient, ils lui auraient répondu des chevaux plus rapides…

Bref, à chacun de prendre sa part - chercheurs, experts, acteurs publics, acteurs économiques, société civile, consommateurs - pour modifier en profondeur ses pratiques et rendre possible un véritable déploiement des EnR, assis sur une efficacité énergétique poussée et des réseaux profondément adaptés.

Enfin, il est essentiel de rappeler que l'électricité ne représente qu'un quart de la consommation d'énergie en France. Les meilleurs moyens de rendre notre système énergétique plus durable dans son ensemble résulteront d'une analyse globale et non de l'examen séparé de chaque vecteur (électricité, gaz, produits pétroliers, chaleur) : cette étude n'est donc qu'une contribution qui invite à des travaux ultérieurs afin de permettre la construction d'une compréhension partagée de notre futur énergétique !

Bruno LECHEVIN



Contexte et objectifs

Ces dernières années, des progrès technologiques significatifs relatifs aux énergies renouvelables ont été observés. De nombreuses études s'accordent ainsi sur des hypothèses de projections de coûts des EnR affichant une forte décroissance d'ici à 2050. Dans un tel contexte, il est légitime de s'interroger non seulement sur la faisabilité mais également sur les impacts économiques d'un mix électrique à fort taux de pénétration d'énergies renouvelables.
La réponse à ces questions nécessite des modèles pointus, permettant la prise en compte de la sécurité d'approvisionnement électrique à un pas de temps suffisamment fin (typiquement horaire, sur un an et sur plusieurs scénarios climatiques), la gestion du pilotage des différents moyens de production et de consommation, ainsi que leur répartition entre les régions, et la circulation des flux électriques.
La présente étude ambitionne de réunir l'ensemble de ces paramètres. Elle constitue ainsi un exercice technique innovant qui vise, en se plaçant dans l'hypothèse d'un mix 100 % renouvelable, à un horizon de temps éloigné (sans considérer de trajectoire), à répondre aux questions suivantes :

Quelles contraintes émergent lorsqu'on augmente de manière conséquente les EnR dans le mix électrique renouvelable en France métropolitaine ?

Quels sont les mix électriques optimaux, associés à différents jeux d'hypothèses d'évolutions technologiques, de consommation, d'acceptabilité… ?

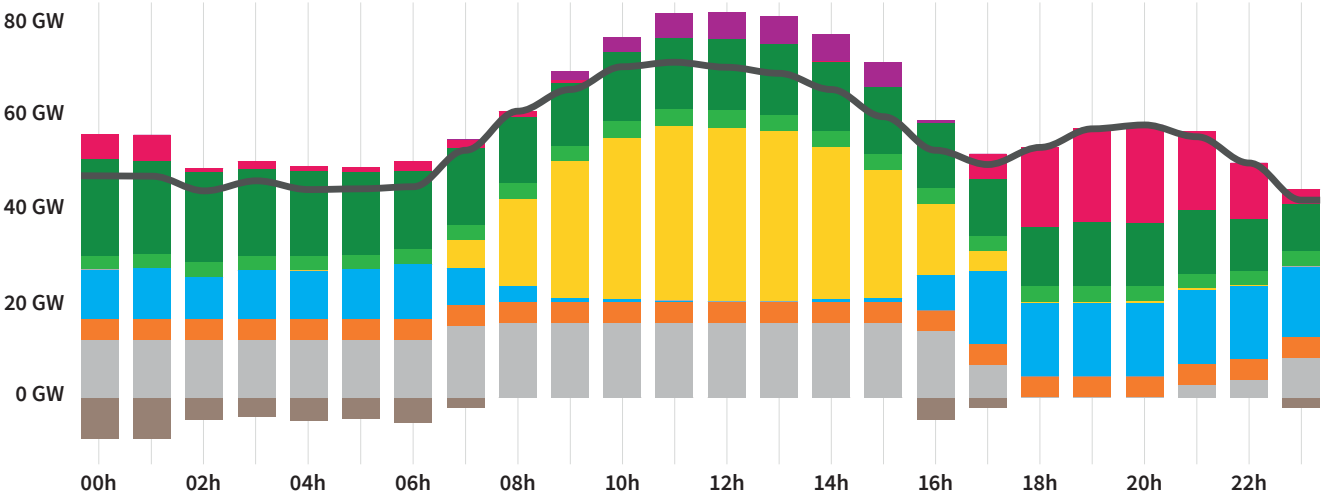
Comment se répartissent géographiquement les différents moyens de production renouvelable ?

Quels sont les impacts économiques de ces mix électriques à fort taux de pénétration de renouvelables ?

L'étude reprend un certain nombre d'hypothèses de l'exercice de prospective énergétique - Visions 2030-2050 - réalisé en 2012 par l'ADEME, qui identifiait des potentiels de production renouvelable et proposait un scénario de demande ambitieux.
D'autres hypothèses concernant le stockage sont issues d'autres études antérieures[1].

1 Étude PEPS, sur le potentiel de stockage à l'horizon 2030, cofinancée par l'ADEME, l'ATEE et la DGCIS, http://www.ademe.fr/etude-potentiel-stockage-denergies
Etude PowerToGas, cofinancée par ADEME-GrDF-GRTGaz, http://www.ademe.fr/etude-portant-lhydrogene-methanation-comme-procede-valorisation-lelectricite-excedentaire

Courbe de charge et mix électrique d'une journée type



Données à **22h**

0 GW	Stockage	**11,9 GW**	Déstockage	**11,3 GW**	Éolien terrestre
3,1 GW	Éolien en mer	**< 1 GW**	Solaire	**< 1 GW**	Énergies marines renouvelables
15,5 GW	Hydraulique	**< 1 GW**	Géothermie	**4,3 GW**	Biomasse
3,7 GW	Import	**< 1 GW**	Export	**50,2 GW**	Demande

Figure 1 - Exemple d'une journée de gestion de production, issue de l'optimisation (correspondant à la journée du 9 mars, pour l'un des sept scénarios météorologiques testés). L'axe vertical présente des puissances horaires. Les productions s'ajoutent (une couleur par filière) pour satisfaire la demande (courbe noire). Les puissances négatives correspondent aux exports ou au stockage.

La chronique horaire du mix électrique 100 % EnR est disponible sur **mixenr.ademe.fr**

Méthodologie adoptée et principales hypothèses

L'étude est fondée sur un modèle du système électrique qui effectue conjointement une optimisation du mix électrique – à savoir le parc de production et de stockage électrique par filière et par région, ainsi que les capacités d'échange inter-régionales – et une simulation de la gestion optimisée sur un an au pas de temps horaire de ce mix électrique.

L'étude se concentre ainsi sur la production, le stockage, la consommation et les échanges commerciaux d'électricité ; les autres énergies, telles que le gaz et la chaleur interviennent uniquement via leurs interactions avec l'électricité. De manière à prendre en compte les différences régionales de productibles (avec des taux de charge et profils différents en fonction des régions et des filières), le territoire métropolitain français est décomposé suivant les 21 régions administratives de 2015. Sur chaque région, les capacités des filières sont optimisées, ainsi que les capacités d'échange inter-régionales, ce qui permet d'estimer le besoin d'évolution du réseau. La gestion optimisée des parcs de production des pays frontaliers est simulée parallèlement, au pas de temps horaire. Les capacités d'échange internationales ainsi que les capacités installées des mix étrangers, quant à elles, sont fixées en amont, à partir d'un scénario européen ambitieux en termes de part de production renouvelable (Roadmap 2050, 80 % EnR). Afin de proposer un mix électrique matériellement réalisable, un gisement maximal a été considéré par région pour l'ensemble des filières ; le potentiel de chaque région a ainsi été évalué en fonction de la ressource naturelle disponible, puis ajusté de manière à prendre en compte les contraintes topologiques et sociétales locales.

Pour pouvoir analyser les enjeux de la satisfaction de l'équilibre offre-demande à toutes les heures de l'année, des courbes de consommation électrique au pas de temps horaire à l'horizon 2050 ont été reconstituées à partir de profils par usage et par secteur, et de projections de volumes annuels, issues des Visions Ademe 2050, qui supposent des efforts conséquents quant à la maîtrise de la demande à cet horizon (avec une consommation d'électricité annuelle de 422 TWh[2]).
Sur les 422 TWh de consommation électrique annuelle en France, des ratios de demande flexible ont été déterminés pour différents usages, aboutissant à un gisement de 60 TWh d'électricité pilotable (suivant des modalités différentes en fonction des usages).

Pour pouvoir assurer la robustesse du mix électrique optimisé, plusieurs scénarios météorologiques sont également considérés pour l'étude ; chacun de ces scénarios correspond à une année historique, rassemblant des chroniques régionales de température, de consommations, de productibles éoliens et de productibles solaires, pour chaque région française et chaque pays interconnecté.

2 À titre comparatif, en 2013 la consommation est de 442 TWh (Chiffres-clés 2014 – ADEME)

Les capacités sont optimisées sur l'un de ces scénarios, considéré comme dimensionnant car il comporte une vague de froid de deux semaines (correspondant à celle de février 2012). Le mix obtenu a ensuite également été simulé sur six autres scénarios, et sur une année sèche.
En outre, étant données les multiples perspectives d'évolutions techniques, politiques et sociales envisageables à l'horizon 2050, et l'impact non négligeable des différentes hypothèses retenues pour la modélisation sur les contraintes et enjeux relatifs à la fourniture électrique, quatorze variantes de mix électriques ont été optimisées sous contraintes de taux de pénétration de renouvelables plus ou moins importants (40 %, 80 %, 95 % ou 100 %) :

- **Un cas dit « de référence », à partir duquel des hypothèses de variations ont été effectuées ;**
- **Des variantes simulant différents aspects liés à l'appropriation sociétale :**
  - Une maîtrise de la demande modérée[3],
  - Une faible acceptabilité des renforcements réseau,
  - Deux variantes relatives à une acceptabilité respectivement modérée et très contrainte de l'implantation de fermes solaires et éoliennes terrestres ;
- **Des variantes simulant différentes évolutions d'ordre technico-économique :**
  - Deux variantes relatives aux avancées technologiques : dans un premier cas aux progrès plus marqués pour des filières actuellement moins matures, dans un second cas aux progrès plus faibles (avec des coûts plus élevés pour l'ensemble des filières),
  - Un accès à un financement bon marché pour les EnR ;
- **Un cas dit « défavorable » cumulant une acceptabilité très contrainte et de faibles progrès technologiques ;**
- **Quatre variantes dites « contrastes » exploitées pour analyser la sensibilité du mix obtenu à un paramètre spécifique (année particulièrement sèche, absence de la filière photovoltaïque, non prise en compte de la filière éolienne de nouvelle génération, pas de pilotage dynamique de la demande) ;**
- **Enfin, un cas prenant en compte une modélisation du réseau de répartition.**

L'optimisation des capacités des différentes filières (dont la liste est présentée dans le Tableau 1) est réalisée sur la base d'hypothèses de coûts annualisés d'installation et de maintenance des technologies, projetés à 2050, issus d'une recherche bibliographique approfondie[4]. La Figure 2 compare les LCOE[5] des filières principales dont les capacités installées sont optimisées.

3 Le scénario de demande modérée s'appuie sur un prolongement à 2050 des hypothèses en volume annuel du scénario « Nouveau Mix » de RTE.

4 Les sources principales étudiées sont les suivantes : Annexe 8 du rapport de la cour des comptes sur l'énergie renouvelable, « Energy technology Perspectives 2014 » de l'IEA, programme ETSAP de l'IEA, rapport « Levelized cost of electricity renewable energy technologies – 2013 » du Fraunhofer ISE, base de données « Transparent cost database » de NREL, et étude du SRU « Pathways towards, a100 % renewable electricity system ».

5 Il s'agit du coût de l'énergie en €/MWh, qui tient compte des coûts d'investissement annualisés, des coûts annuels de maintenance, des coûts d'éventuels combustibles, de la quantité d'énergie produite annuellement par chaque technologie pour les différentes régions et des coûts de raccordement.

Hypothèses techniques structurantes des moyens de stockage

Source d'énergie	Filière	Gisement national (GW)	Puissance fixée ?	Filière pilotable ?
Éolienne	Terrestre	174	✕ non	✕ non
	En mer posé	20	✕ non	✕ non
	En mer flottant	46	✕ non	✕ non
Solaire	PV au sol	47	✕ non	✕ non
	PV sur toitures	364	✕ non	✕ non
	CSP	0,41	✓ oui	✓ oui
Hydraulique	Fil de l'eau	8	✓ oui	✕ non
	Reservoirs (lacs et écluses)	13	✓ oui	✓ oui
Thermique renouvelable	UIOM	0,43	✓ oui	✕ non
	Cogénération au bois	3	✕ non	✓ oui
	Cogénération méthanisation	-	Gisement en énergie fixe de 8 200 GWh	✓ oui
Géothermie	Géothermie	0,14	✕ non	✕ non
Marine	Marémotrice	0,24	✓ oui	✕ non
	Houlomoteur	10	✕ non	✕ non
	Hydroliennes	3	✕ non	✕ non

Tableau 1 - Récapitulatif des filières modélisées et principales hypothèses associées. Le gisement national correspond à la puissance maximum installable. Pour certaines filières, la puissance installée est fixe (donnée d'entrée du modèle).

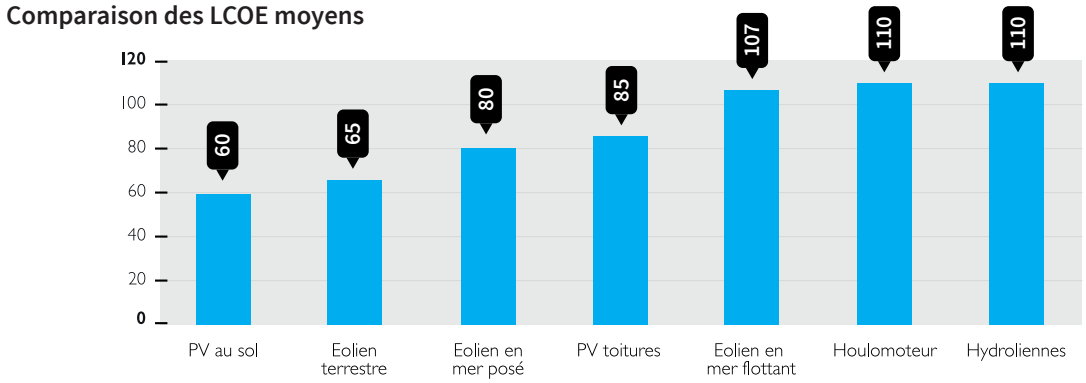


Figure 2 - Comparaison des LCOE des principales filières dont on optimise la capacité dans le cas de référence.

Hypothèses techniques structurantes des moyens de stockage

Stockage	Gisement	Rendement	LCOS moyen [6] (€/MWh)	Temps de décharge
Court-terme [7]	-	0,81	58	6 heures
STEP	Pmin = 7 GW, Pmax = 9 GW	0,81	46 pour les 7 premiers GW	32 heures
Inter-saisonnier [8]	-	0,33	138	-

Tableau 2 - Récapitulatif des stockages modélisés et principales hypothèses.

6 Le LCOS est, pour le stockage, l'analogue du LCOE d'un producteur ; il s'agit des coûts d'installation ramenés à la quantité d'énergie effectivement déstockée (calculée suite à l'optimisation-simulation). C'est le surcoût de l'énergie déstockée, hors prix d'achat de l'électricité stockée.

7 Pour les projections de coûts, on a assimilé la filière à des CAES.

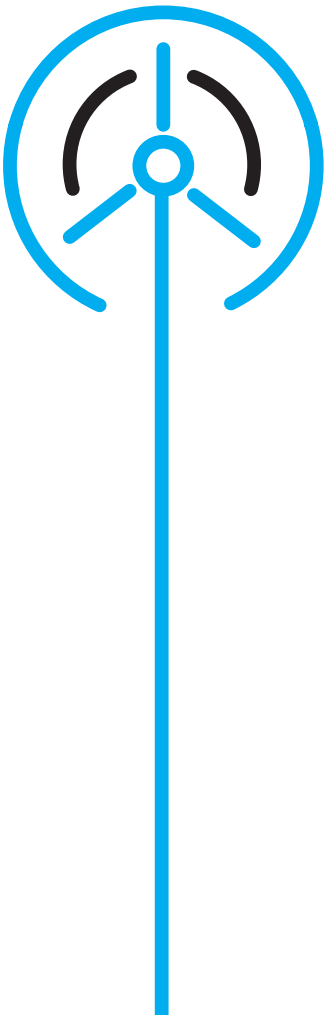
8 Les projections de coûts du stockage inter-saisonnier correspondent au couplage de technologies « Power to Gas » (méthanation) et « Gas to Power » (TAC au gaz de synthèse).

Principaux enseignements techniques

Plusieurs mix électriques 80 % et 100 % renouvelable robustes aux aléas météorologiques

Plusieurs mix peuvent assurer l'équilibre offre-demande heure par heure, avec une fourniture électrique 80 % ou 100 % renouvelable, y compris en cas de conditions météorologiques défavorables. Dans tous les cas, l'éolien et le PV assurent l'essentiel de la production.

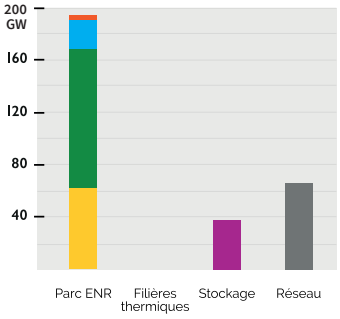
Les calculs de mix optimaux réalisés sur les différentes variantes ont permis d'identifier plusieurs mix capables d'assurer l'équilibre offre-demande à chaque heure de l'année avec un mix 80 % ou 100 % renouvelable à un horizon 2050, même dans le contexte de scénarios particulièrement contraints (demande moins maîtrisée, acceptabilité sociétale plus faible, …), y compris en cas de conditions météorologiques défavorables. Les mix optimisés permettent de couvrir la demande même durant des phénomènes tels que des vagues de froid, longues périodes sans vent ou année particulièrement sèche. Comme on peut l'observer sur la Figure 3, en fonction du futur considéré, le mix électrique optimisé ne sollicite pas les mêmes gisements. Les différentes contraintes possibles ont un impact important sur la composition des mix électriques optimaux associés. Les sources d'énergie principales sont dans tous les cas l'éolien et le solaire. En outre, en cas de fortes contraintes d'acceptabilité liées au réseau, la production locale sera souvent favorisée même si la productivité des gisements locaux n'est pas la meilleure. Les mix 80 % renouvelable permettent en général d'avoir un dimensionnement plus faible du réseau et du stockage, sauf contrainte d'acceptabilité très forte nécessitant le développement de technologies marines. Dans certaines conditions où une demande particulièrement élevée se cumulerait avec une acceptabilité sociale très restreinte, l'atteinte d'un mix 100 % renouvelable pourrait être fortement compromise.

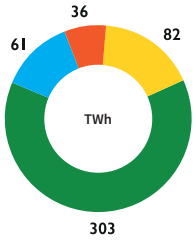


Parc installé et énergie produite par filière EnR

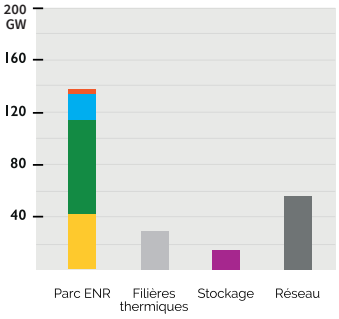
- Filières solaires
- Filières éoliennes
- Filières marines
- Filières hydrauliques
- Géothermie et filières thermiques renouvelables
- Filières thermiques conventionnelles

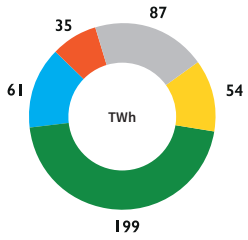
Cas de référence 100 % EnR



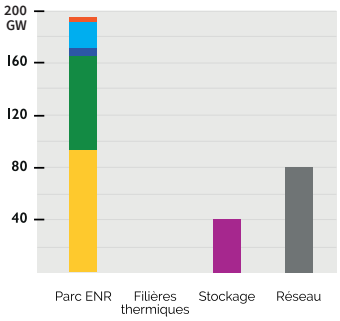


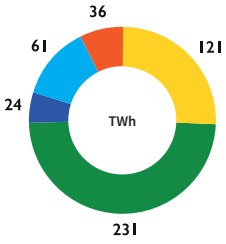
Cas 80 % EnR
Sans contraintes



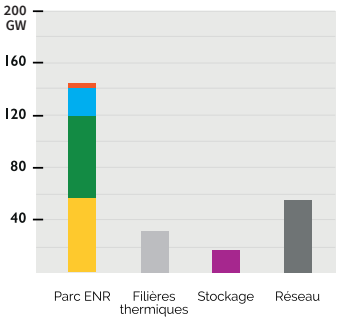


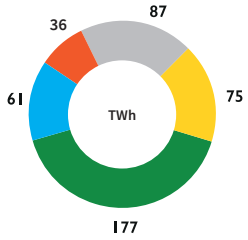
Cas 100 % EnR
Acceptabilité modérée



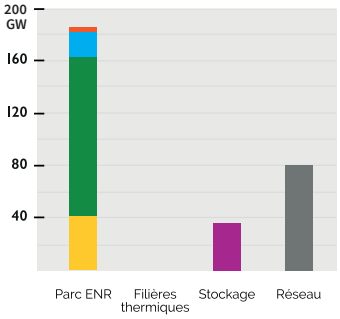


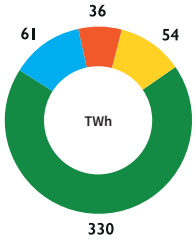
Cas 80 % EnR
Acceptabilité modérée



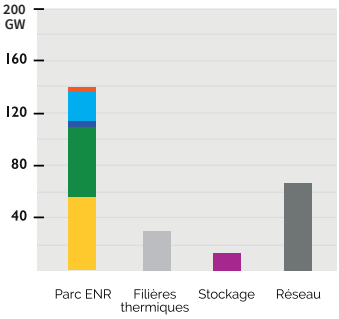


Cas 100 % EnR
faibles progrès technologiques





Cas 80 % EnR
acceptabilité très contrainte et faibles progrès technologiques



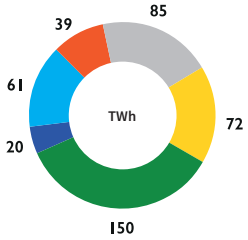


Figure 3 - Des mix électriques 100 % EnR (colonne de gauche) ou 80 % EnR (colonne de droite) adaptés aux différentes hypothèses retenues : histogramme des capacités installées (EnR, stockage et réseau) et camembert de répartition de la production annuelle (TWh) par macro-filière[9].

9 Dans ces graphiques, l'éolien inclut l'éolien terrestre et en mer (posé ou flottant).

Comparaison du coût de l'énergie (€/MWh)

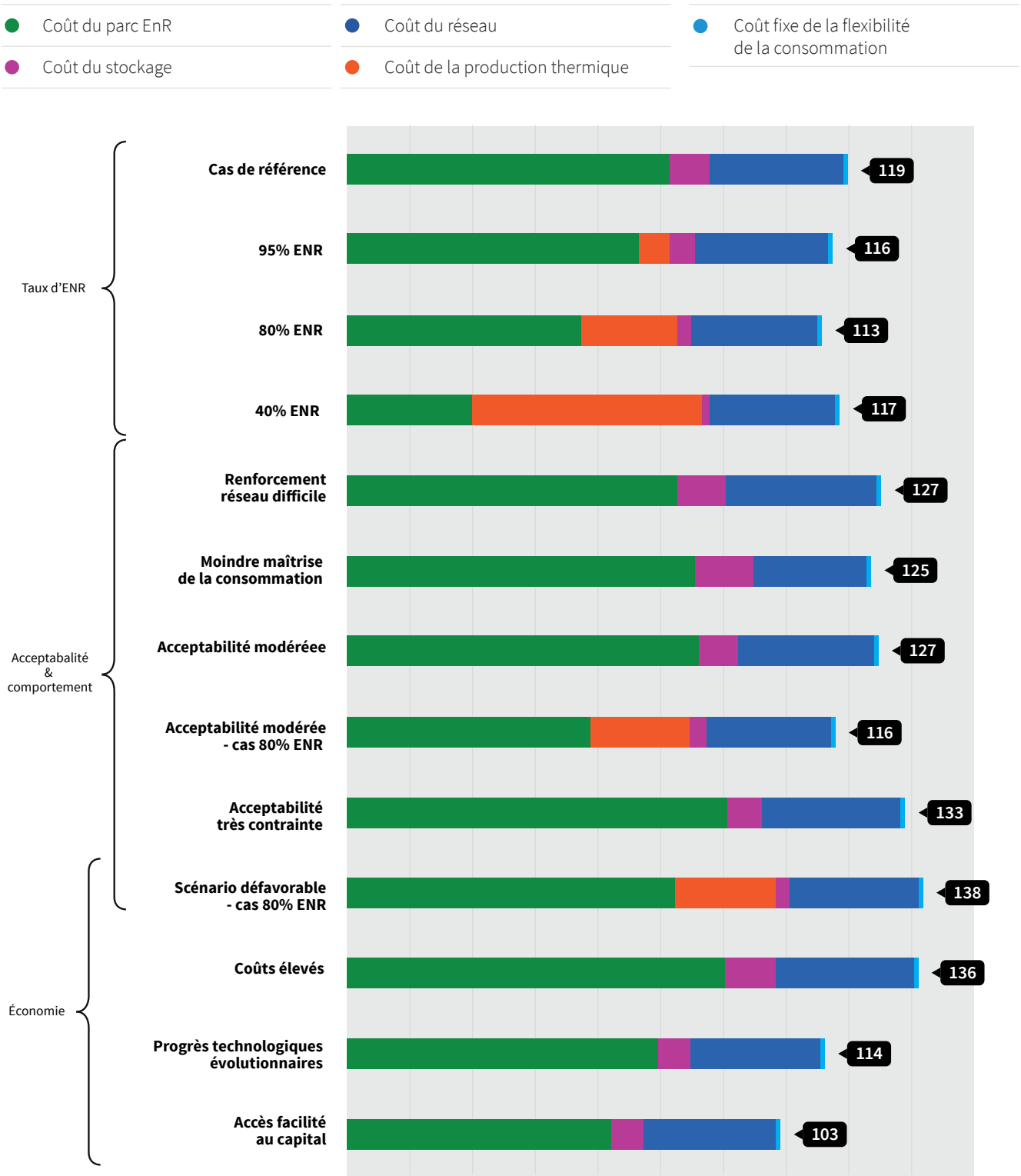


Figure 4 - Comparaison du coût de l'énergie en fonction des évolutions futures et du taux d'EnR. Ce coût prend en compte les coûts annualisés de production, de transport et distribution, de stockage et les coûts fixes de la flexibilité de la demande.

Un coût global de l'électricité variant dans une fourchette de 103 € à 138 €/MWh

En fonction des hypothèses, le coût global de l'électricité varie dans une fourchette de 103 €[10] à 138 €/MWh[11]. Les paramètres les plus déterminants sont l'acceptabilité sociale, l'évolution des coûts technologiques et la MDE. Le maintien d'une fraction non-EnR dans le parc limite la sensibilité du coût à ces facteurs, et permet donc une certaine résilience face à ces contraintes économiques et sociétales.

On observe sur la Figure 4 la comparaison du coût de la fourniture électrique en fonction des contraintes considérées à l'horizon 2050.
En l'absence de contraintes spécifiques, on constate que la différence de coût entre le « cas de référence » 100 % EnR et les cas 40 %, 80 % et 95 % EnR reste relativement faible (de l'ordre de grandeur de la finesse du modèle, puisque l'on passe de 119 à 117 €/MWh entre 100 % et 40 % EnR). Néanmoins, le surcoût associé à la production EnR de ces derniers pourcents est significatif : pour passer de 95 % à 100 % EnR, les MWh EnR supplémentaires à produire coûteraient 183 €/MWh.On observe également que la maîtrise de la demande et de la pointe est un élément important pour limiter le coût d'un scénario 100 % EnR, puisque de telles mesures permettent de réduire le coût du MWh de 5 %. En effet, en cas de moindre maîtrise de la demande (21 % d'augmentation du volume annuel) et d'une pointe de consommation 40 % plus élevée, le système devra faire appel à des filières EnR moins rentables, ainsi qu'à une quantité plus importante de stockage pour passer la pointe d'hiver.
On peut en outre noter que la prise en compte de fortes contraintes d'acceptabilité sociale (liées au réseau ou à l'installation d'EnR sur terre) augmente de 6 ou 7 % le coût de l'énergie. Ces surcoûts importants résultent notamment de la nécessité de remplacer en partie les énergies terrestres par des filières marines, en général plus onéreuses. Pour un taux de pénétration EnR de 80 %, une moindre acceptabilité augmente le coût de seulement 3 % : la composition du mix électrique peut en effet s'adapter plus facilement à des contraintes limitant le déploiement d'une technologie en particulier.
La baisse de coût des technologies a un impact important sur le montant total de la fourniture d'électricité. Avec une hypothèse de baisse de coût des technologies 50 % plus faible que dans le cas de référence, les technologies les moins matures, comme le PV, ont des coûts significativement plus importants (+75 % pour le PV au sol et +62 % pour le PV sur toitures). Toutefois, le coût global du mix augmente dans une proportion moindre (+14 %), en s'appuyant sur un développement massif de l'éolien terrestre, filière déjà très mature à ce jour et dont le gisement est important.

10 Pour le cas le moins cher : cas avec « accès facilité au capital », à 100 % EnR.

11 Pour le cas le plus onéreux : cas dit « défavorable », à 80 % EnR.

Un mix à fort taux de pénétration de renouvelables nécessite de développer des solutions de flexibilité de la demande et de stockage

Les scénarios mettent en œuvre des solutions de flexibilité de la demande ambitieuses : on part dans l'hypothèse d'un développement généralisé des compteurs intelligents et des services associés. Ainsi on dégage un maximum théorique de 22 GW de flexibilité à la hausse (stimulation de consommation) et 8 GW à la baisse (effacement). L'activation du pilotage de la demande se réalise sous différentes conditions de report, différenciées selon les usages pilotés (chauffage, usages blancs, ballons d'eau chaude ou recharge de véhicules électriques).
Les résultats de l'étude mettent en évidence l'intérêt de développer des solutions de stockage, de plusieurs tailles (comme cela est illustré sur la Figure 5), dans le cadre d'un mix à fort taux de pénétration de renouvelables. Ainsi, pour passer d'un taux de pénétration de 80 % à 95 % EnR, la production thermique fossile est remplacée par du stockage inter-saisonnier pour faire face aux phénomènes météorologiques les plus contraignants pour le système (9 GW à 95 % EnR et 17 GW à 100 % EnR). Sans prendre en compte les possibilités de valorisation du gaz de synthèse pour d'autres usages que l'électricité, le « power to gas » n'est plus nécessaire à l'équilibre du système électrique en deçà de 80 % d'EnR dans le mix.
Le stockage de court-terme, peu présent à 40 % EnR (2 GW, notamment imputables à la capacité installée de PV dans les mix étrangers), représente de l'ordre de 20 % (8 GW) de la capacité installée de PV dès 80 % EnR. En outre, dans l'hypothèse où aucunes solutions de flexibilité dynamique de la consommation ne seraient mises en place[12], une quantité limitée de stockage journalier supplémentaire (7.3 GW, soit un coût équivalent à celui du pilotage de la demande dans le secteur résidentiel) suffit pour assurer les variations infra-journalières. Etant données les hypothèses de coûts exploitées dans l'étude, le stockage de court-terme permettrait ainsi de rendre des services équivalents à ceux du pilotage dynamique de la demande dans le secteur résidentiel.

12 On se place dans un cadre où le seul pilotage est une programmation quotidienne statique (non optimisée face au système) de l'eau chaude sanitaire et de la charge des véhicules électriques.

Stockage installé (GW) en fonction du taux d'EnR

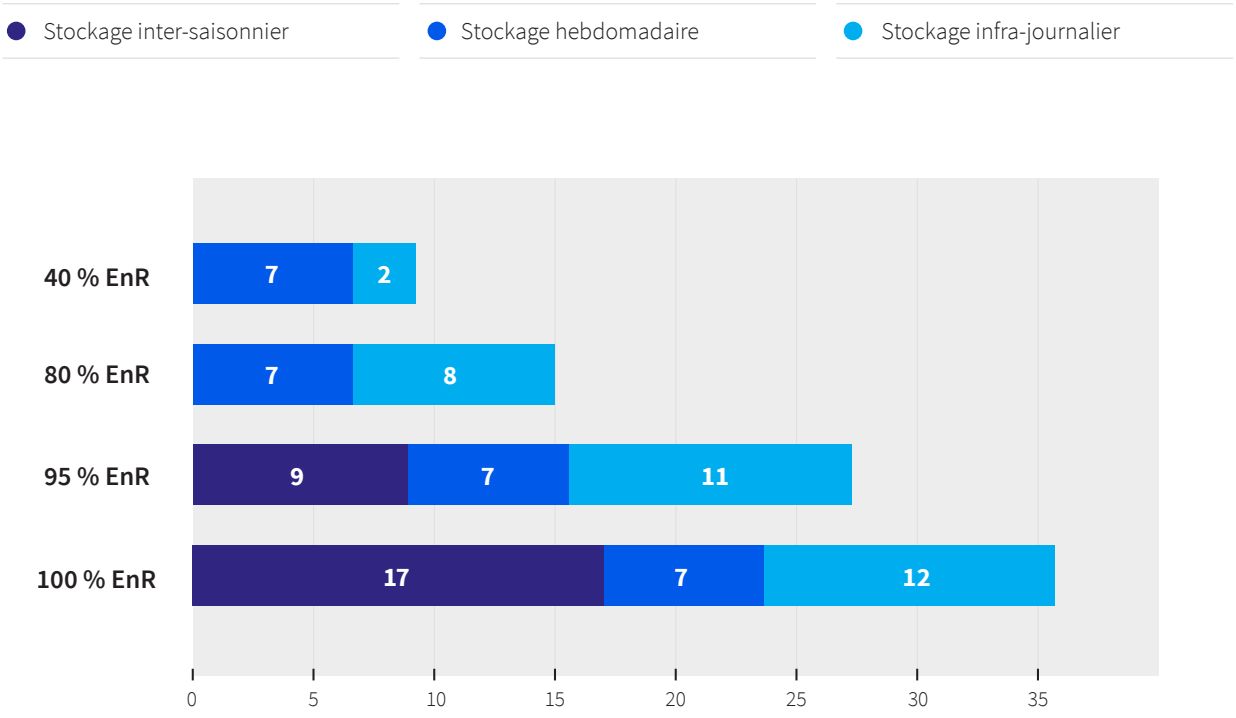
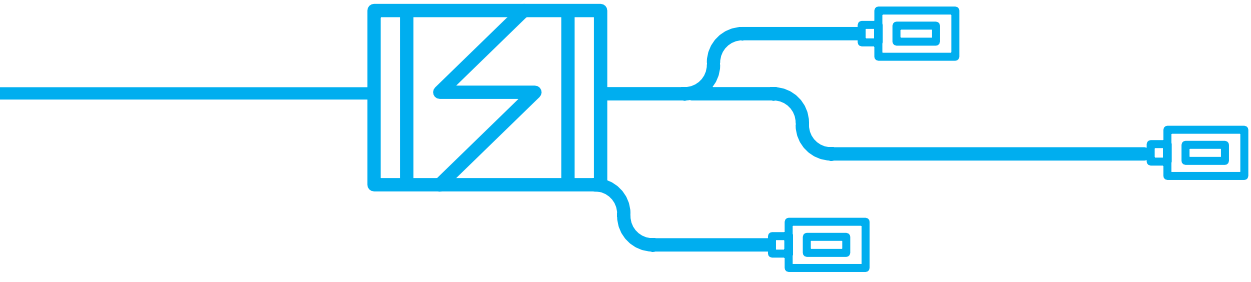


Figure 5 - Solutions de stockages développées pour différents taux de pénétration EnR



Répartition régionale de l'énergie produite par filière EnR

- Hydrolienne
- Houlomoteur
- Marée-motrice
- Fil de l'eau
- Lacs et éclusées
- Cogénération bois
- UIOM
- Méthanisation
- Géothermie
- PV au sol
- PV sur toitures
- CSP
- Éolien terrestre AG
- Éolien terrestre NG
- Éolien en mer
- Éolien en mer flottant

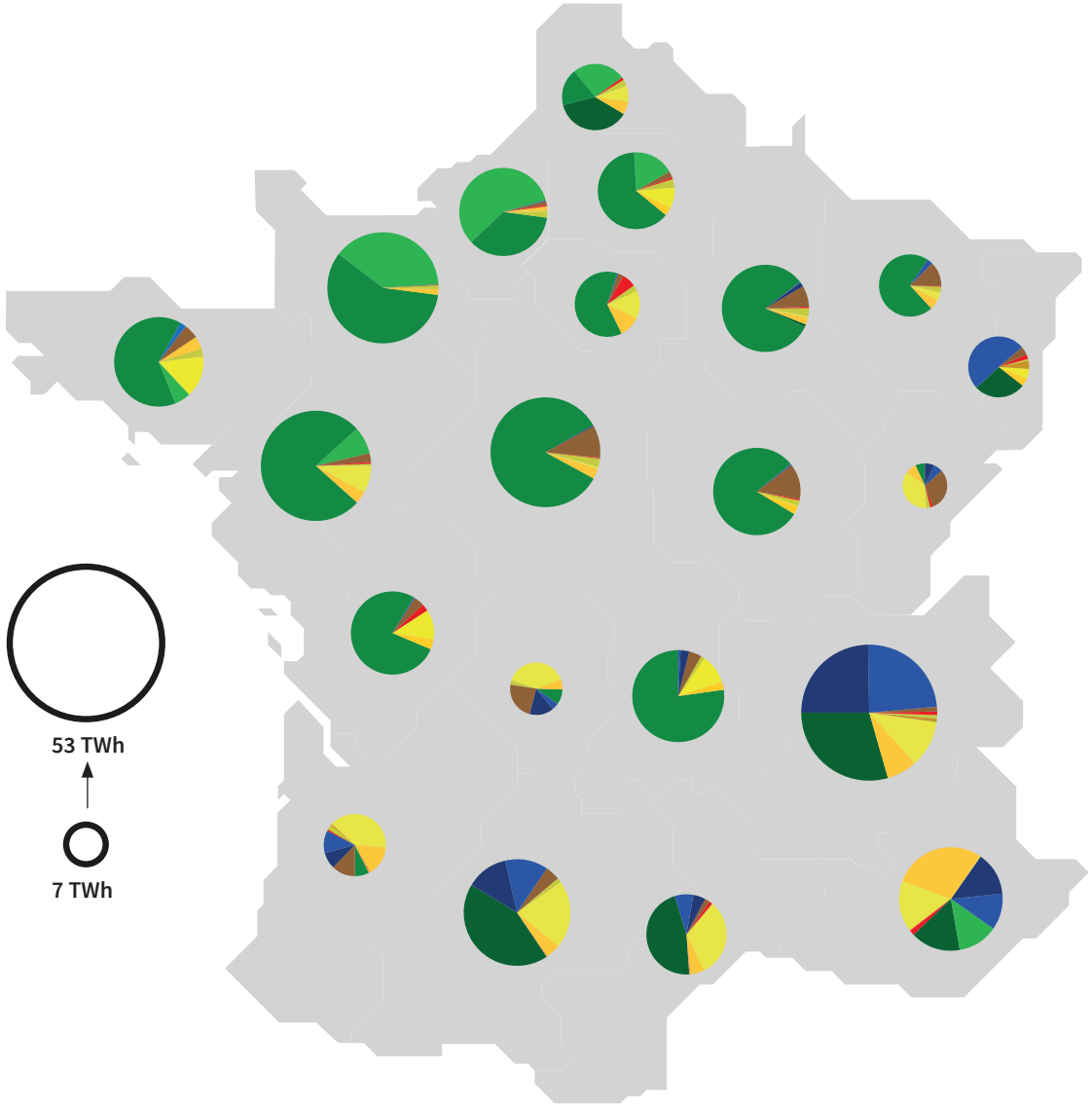


Figure 6 - Un mix électrique très décentralisé, qui offre des opportunités économiques pour les territoires. Les camemberts représentent la répartition de l'énergie produite dans chaque région.

Une complémentarité entre filières essentielle

Du point de vue de la complémentarité entre filières, on constate Figure 6 que l'optimum économique consiste à faire appel aux technologies à la fois photovoltaïques et éoliennes. En outre, en fonction des régions et de leurs régimes de vent, l'étude met en évidence l'intérêt des éoliennes de nouvelle génération qui permettent de produire sur des sites moins ventés et avec des profils moins variables. Le système profite ainsi des ressources naturelles les plus rentables, spécifiques à chaque région. Certaines filières au profil plat - comme la géothermie - ou au caractère pilotable - telles que la cogénération au bois - voient leur surcoût compensé par le service qu'elles rendent au système électrique. Ainsi, celles-ci sont utilisées à leur potentiel maximal. Leur part dans le mix global reste toutefois faible, au vu des contraintes sur les gisements, fixées de façon exogène[13].
En fonction des hypothèses de coûts retenues et de l'adéquation des profils de production, le ratio optimal en énergie entre le photovoltaïque et l'éolien est de l'ordre de quatre fois plus d'éolien que de PV à partir de 80 % EnR. Ce ratio diminue lorsque le développement de l'éolien est contraint par une acceptabilité sociale plus faible : dans ce cas, l'énergie photovoltaïque peut représenter 40 à 50 % de l'énergie produite par l'éolien.
En outre, à condition de voir leurs coûts fortement réduits, les énergies marines peuvent trouver leur place dans un mix optimisé 100 % renouvelable, faisant profiter le système électrique de leur profil plus régulier (au pas de temps hebdomadaire).

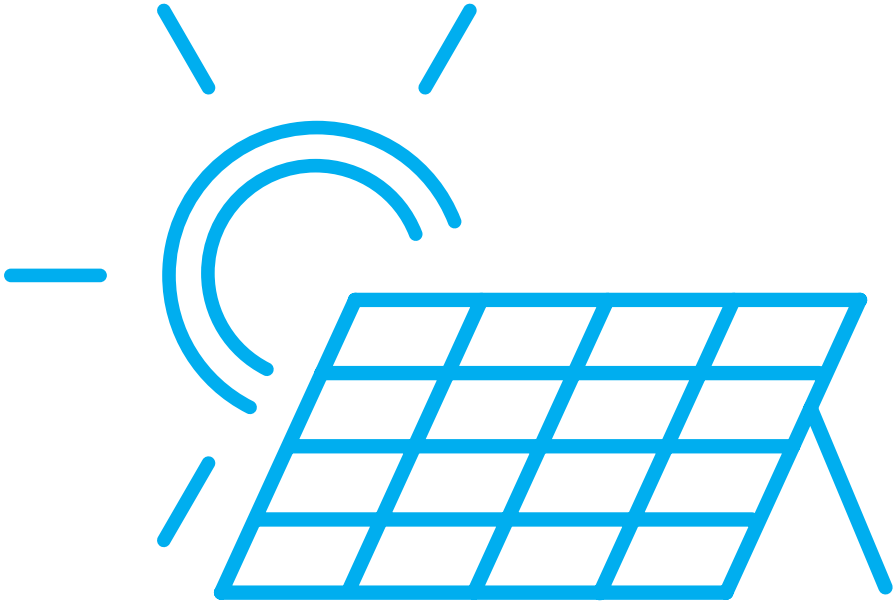
L'optimum économique ne dépend pas que du coût de l'énergie, mais également du service rendu au système.

Enfin, les analyses réalisées au cours de l'étude confirment que les coûts de l'énergie ne sont pas les seuls critères à prendre en compte pour arbitrer de l'installation de filières dans le cadre de l'optimisation du parc. Le service rendu au système par les différentes technologies - à savoir l'adéquation entre les profils de production et de demande non pilotables à la maille horaire, journalière ou mensuelle, ainsi que la flexibilité des filières pilotables - est également un critère essentiel pour la constitution du mix final.

13 Ces gisements sont issus des Visions Ademe 2030-2050, qui supposent notamment que la biomasse est préférentiellement utilisée pour un usage direct, qui maximise son rendement

Le renforcement du réseau de transport est nécessaire pour mutualiser les potentiels

Les capacités d'échanges inter-régionales associées au mix optimisé 100 % renouvelable devraient se voir accrues de 36 % par rapport à la situation actuelle. En outre, des renforcements des interconnexions aux frontières sont également prévus (ceux-ci ont été fixés en amont, à partir des hypothèses du scénario Nouveau Mix de RTE), de 14 à 23 GW à l'export et de 11 à 16 GW à l'import. Ces interconnexions permettent de bénéficier du foisonnement des productions renouvelables entre la France et ses voisins (régimes de vent et décalages entre les pics d'ensoleillement). Il a ainsi été avéré qu'une fourniture d'électricité 100 % renouvelable sur le territoire français pouvait s'intégrer dans le cadre d'une politique européenne favorisant fortement les EnR, avec un taux de pénétration renouvelable de 80 % dans les pays frontaliers, et un équilibre global annuel importateur nul.
Des calculs spécifiques ont été réalisés dans le cadre d'une variante modélisant le réseau de répartition (63 - 90kV). Les résultats obtenus ont permis de mettre en évidence un faible impact de la prise en compte du réseau de répartition à la fois sur le mix optimal obtenu, et sur le coût global associé.



Limites et perspectives de l'étude

Cette étude, bien qu'elle s'attache à modéliser en détail de nombreux paramètres du système électrique, présente bien sûr certaines limites, liées au cadre méthodologique dans lequel elle a été conduite. Les analyses effectuées ne visent en effet pas à réaliser une étude de faisabilité complète, mais seulement à répondre aux questions formulées dans les objectifs de l'exercice. Ainsi, les points suivants constituent des limites inhérentes à la méthodologie retenue :

- Même si c'est une pratique courante pour ce type d'exercice prospectif, la modélisation du réseau au pas horaire ne permet pas d'évaluer la dynamique fine du réseau et sa stabilité, notamment vis-à-vis de phénomènes transitoires tels qu'une brusque chute de fréquence pouvant se produire en cas d'événement exceptionnel.

- Les mix étudiés permettent d'atteindre un équilibre horaire entre l'offre et la demande mais conduiraient indubitablement à des changements très importants en termes d'exploitation du réseau, changements qui n'ont pas été étudiés dans le cadre de cette étude.

- L'étude réalise une analyse de différents mix électriques optimaux à un horizon lointain sans prendre en compte l'existant.
Elle ne s'intéresse donc pas à la trajectoire d'investissement permettant d'assurer une transition entre le système électrique actuel et les mix étudiés.

- À ce stade, on ne considère pas de surcoûts dans les réseaux de distribution : les coûts actuels ont simplement été prolongés. Des travaux ultérieurs pourraient venir compléter les analyses sur ces sujets.

- Les coûts sont évalués du point de vue de la collectivité et ne reflètent pas les opportunités que pourrait avoir un porteur de projet, du fait de dispositifs réglementaires particuliers. Ainsi, une répartition des coûts de fourniture d'électricité (par exemple : part énergie/part puissance/part fixe du TURPE, répartition de la CSPE…) qui ne reflète qu'imparfaitement la réalité et la disparité des coûts pour la collectivité peuvent rendre rentables certains projets pour leur promoteur alors qu'ils seraient non-optimaux pour la collectivité.

- Une évaluation macro-économique a été réalisée (voir partie 2 de ce document) évaluant l'impact en termes d'emploi, d'activité économique, de revenu disponible des ménages, de balance commercial ou encore d'émissions de CO_2 d'un scénario ambitieux de transition énergétique incluant un taux de pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique de 80% à 100%. Néanmoins, un certain nombre de bénéfices socio-économiques associés à l'émergence d'une filière technologique dans un pays (accroissement du savoir-faire, exportations), ainsi que des externalités énergétiques (critère d'indépendance) ou environnementales (polluants, risques accidentels...) ne sont pas traités.

SYNTHÈSE DE L'ÉVALUATION MACRO-ÉCONOMIQUE

Dans la continuité de l'évaluation macro-économique des « Visions ADEME 2030-2050 »[1], l'ADEME a évalué les retombées macro-économiques potentielles[2] de trajectoires énergétiques combinant le scénario de transition développé dans les « Visions » et l'atteinte de mix électriques à haute pénétration d'énergies renouvelables.

Une évaluation macro-économique de long terme de la transition énergétique

L'ADEME a réalisé cette évaluation à l'aide d'un « modèle macro-économique multisectoriel d'évaluation des politiques énergétiques et environnementales » (ThreeME), qu'elle a conjointement développé depuis 2008 avec l'OFCE (Observatoire Français des Conjonctures Economiques), centre de recherche en économie de Sciences Po. ThreeME est un modèle néo-keynésien multisectoriel qui permet d'apprécier l'effet des mesures de politiques publiques sur la production des entreprises, l'emploi et leurs répercussions sur la consommation, les comptes publics et par conséquent sur le revenu national (ou produit intérieur brut - PIB) ainsi que leur rétroaction sur le bilan énergétique et les émissions de CO_2. Le travail réalisé recouvre le territoire métropolitain continental uniquement.
L'évaluation macro-économique réalisée à l'aide du modèle ThreeME permet de déterminer les gains ou les pertes économiques générées par l'extension de la part des énergies renouvelables au sein du mix énergétique français ainsi que par une diminution de la consommation finale d'énergie, à l'horizon 2050, par rapport à une trajectoire tendancielle d'évolution du mix et de la consommation finale.

Le modèle ThreeME a des propriétés comparables à celles de Mesange (utilisé par l'Agence France Trésor), ou à Nemesis (développé par l'équipe Seureco-Erasme)[3].

1 Contribution de l'ADEME à l'élaboration des Visions énergétiques 2030-2050, www.ademe.fr/contribution-lademe-a-lelaboration-visions-energetiques-2030-2050

2 Voir rapport complet : Évaluation macro-économique, mix électrique 100 % Renouvelable à 2050

3 Voir document de France Stratégie sur la comparaison des modèles : www.strategie.gouv.fr/publications/transition-energetique-vue-modeles-macroeconomiques

Un scénario tendanciel, trois variantes à haute pénétration d'énergie renouvelable

Le scénario tendanciel utilisé comme référence repose sur une hypothèse de stabilité des parts des différentes énergies dans le mix électrique et d'une faible augmentation des renouvelables dans le mix énergétique total, alors que la consommation finale d'énergie diminue de 21 % entre 2010 et 2050, à 115 Mtep en 2050. Pour les trois variantes à haute pénétration d'électricité renouvelable retenues pour l'évaluation macro-économique, les hypothèses d'évolution de la demande et de la production d'énergie, hors électricité, sont calées sur les bilans énergétiques 2030 et 2050 des « Visions 2030-2050». En ce qui concerne le vecteur électrique, les hypothèses 2050 de demande et de structure du mix électrique sont reprises de l'étude « Un mix électrique 100 % renouvelable ? »[4]. Ainsi, en 2050, la part des EnR dans la production d'électricité et dans la consommation d'énergie finale varient, respectivement, de 80 % à 100 % et de 69 % à 77 %, selon la variante considérée. Les trajectoires de développement des filières EnRE ont été développées, suivant une approche simplifiée, par progression géométrique entre le niveau réel 2013, un point de passage à 2030 obtenu par interpolation linéaire, et le niveau cible 2050 (en Mtep). Ces trajectoires diffèrent d'une variante à l'autre, étant donné des mix électriques cibles 2050 différents. Ainsi, pour les trois variantes, la consommation annuelle d'électricité atteint 394 TWh[5] en 2050, soit une diminution de plus de 10 % par rapport à 2010[6] et la demande d'énergie finale totale est en diminution de 43 % sur la même période. Cette baisse est obtenue grâce à une amélioration de l'efficacité énergétique dans tous les secteurs et au développement de la sobriété énergétique.

Consommation d'énergie finale et part des énergies renouvelables par variante

	Consommation 2050		Part EnR 2050	
	Énergie (finale)	Électricité (finale)	Énergie (finale)	Électricité (finale)
Tendanciel	115 Mtep	46 Mtep	16 %	17%
Visions + 80% EnRE	83 Mtep	34 Mtep	69 %	80 %
Visions + 100% EnRE	83 Mtep	34 Mtep	77 %	100 %
Visions + 100% EnRE Acceptabilité modérée	83 Mtep	34 Mtep	77 %	100 %

Figure 7 - Hypothèses d'évolution à 2050, de la demande énergétique tous vecteurs et des mix de production d'énergie hors électricité, calées sur l'atteinte des bilans énergétiques 2050 des Visions. Pour le vecteur électrique, les mix cibles 2050 sont repris de l'étude " Un mix électrique 100% renouvelable? ".

4 Voir partie 1 du présent document : synthèse technico-économique.

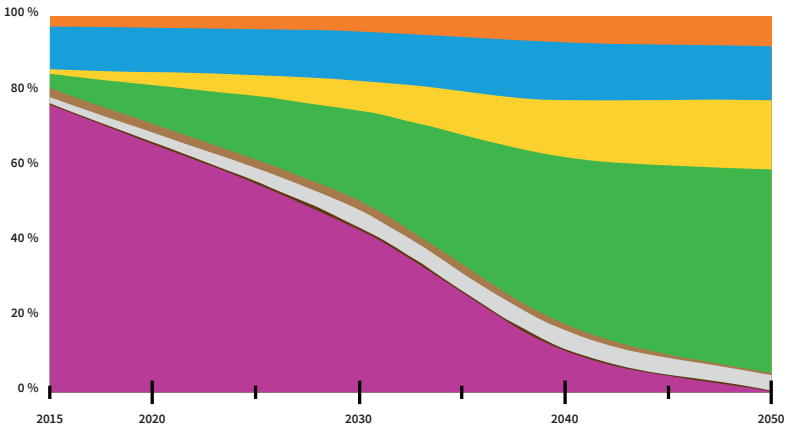
5 Consommation finale d'électricité, nette des pertes de conversion, de rendement du stockage et de réseaux, hors exportations.

6 SOeS. Bilan énergétique de la France pour 2010. Juillet 2011. P61.

Trois variantes d'évolution à 2050 du mix électrique

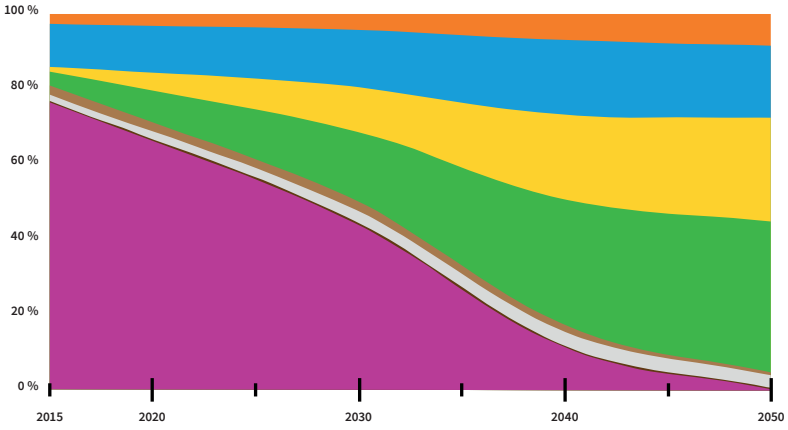
Autres | Solaire | Gaz naturel et de synthèse | Fioul

Hydraulique et énergies marines | Éolien terrestre et en mer | Charbon | Nucléaire



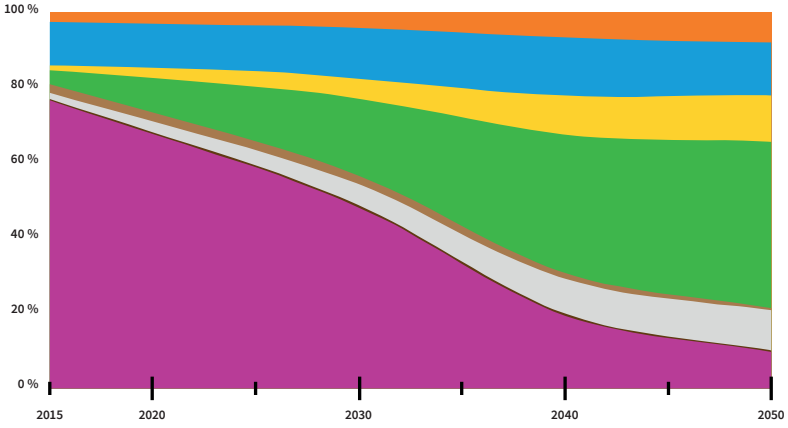
Variante dite « Visions + 100 % EnRE »

Pour la variant dite « Visions + 100 % EnRE », la totalité de l'électricité consommée par les différents secteurs de l'économie est tirée de sources d'énergie renouvelables.



Variante dite « Visions + 100 % EnRE Acceptabilité modérée »

Pour la variant dite « Visions + 100 % EnRE Acceptabilité modérée », la totalité de l'électricité consommée est renouvelable, mais des contraintes d'acceptabilité sociales restreignent éolien terrestre et PV au sol et aboutissent au développement du PV en toiture, des énergies marines, et de l'éolien en mer.



Variante « Visions + 80 % EnRE »

Pour la variante dite « Visions + 80% EnRE », 20% de l'électricité est fournie par des sources thermiques (fossiles et nucléaire), nécessitant moins d'investissement dans des solutions de stockage et des opérations de renforcement des réseaux.

Figure 8, 9 et 10 - Trois variantes d'évolution à 2050 du mix électrique avec une forte extension de la part des filières de production électrique renouvelables, en % de l'énergie finale - source ThreeME 2016

Les résultats macroéconomiques : des effets expansionnistes

La présente évaluation macro-économique d'un scénario de transition énergétique ambitieux avec un taux de pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique de 80 % à 100 %, montre un effet positif sur la croissance et l'emploi par rapport au scenario de référence, tout en diminuant la facture énergétique des français.

Les effets récessifs d'un scénario ambitieux de transition énergiétique, tels que la baisse d'activité liée à la baisse de production d'énergie, la hausse du coût de production de l'électricité, l'augmentation de la fiscalité environnementale, sont compensés par les effets expansionnistes tels que la hausse de l'emploi liée aux investissements dans les EnR et l'efficacité énergétique, la baisse de la facture énergétique à moyen terme, la redistribution des recettes de la fiscalité énergétique (sous forme de baisse d'impôt sur le revenu et les charges sociales), ainsi que l'amélioration à moyen terme de la balance commerciale.

Les impacts expansionnistes de la transition énergétique l'emportent sur ses effets récessifs, malgré des hypothèses conservatrices en termes de structuration des filières EnR françaises (propension à importer constante à l'horizon 2050).

Impacts sur le PIB

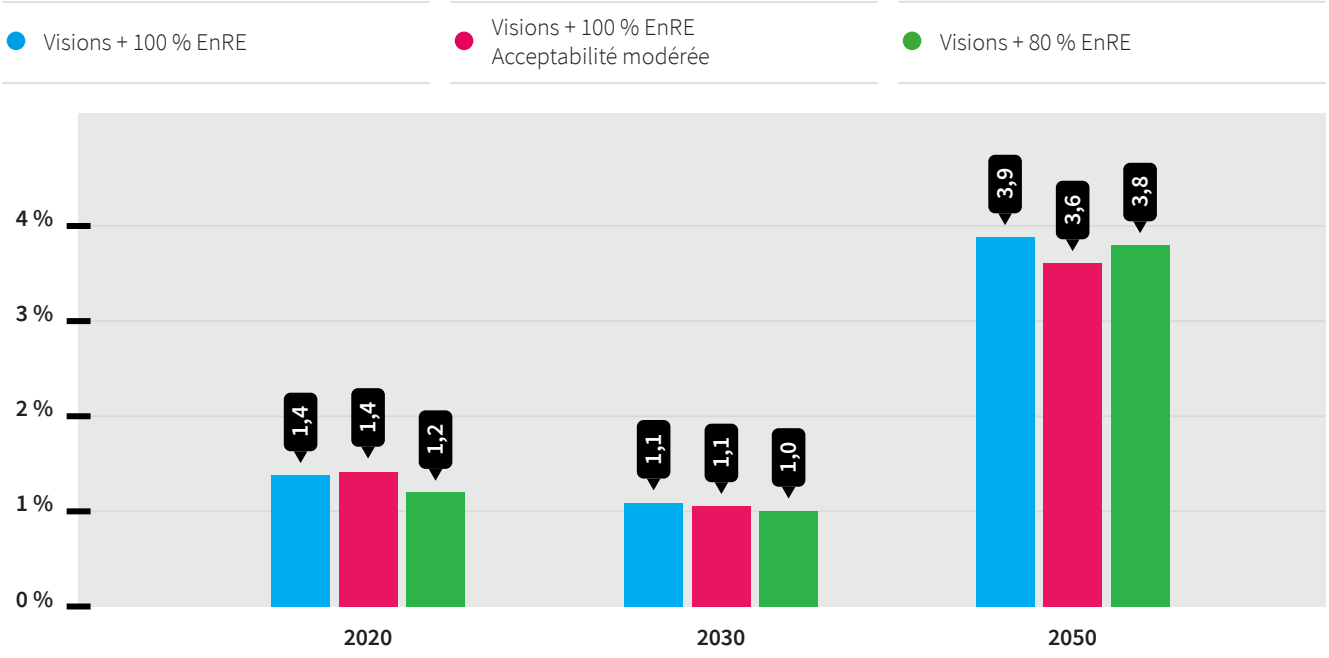
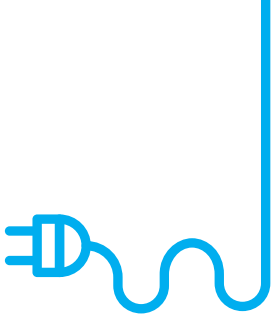


Figure 11 - PIB - écart au tendanciel en pourcentages - source ThreeME 2016



Selon la variante étudiée, la transition vers un système énergétique décarboné et la diminution de la consommation finale d'énergie pourraient conduire à un niveau de PIB supérieur de 3,6 % à 3,9 % en 2050 par rapport au scénario tendanciel, ainsi qu'à une hausse globale, tous secteurs confondus, de la formation brut de capital fixe de 7 % à 9 %. Ce surcroît d'investissement par rapport au scénario tendanciel est attribuable à hauteur de 25 % à 38 % au secteur électrique selon la variante. Les besoins en investissements pour le secteur électrique d'un mix 100 % EnRE seraient supérieurs à ceux d'un mix 80 % EnRE (environ 4 Mds€/an supplémentaires en moyenne de 2016 à 2050) et le prix de l'électricité pour les consommateurs finaux serait de 3 % plus élevé en fin de période entre ces 2 variantes. Les résultats économiques légèrement moins favorables de la variante « Visions + 100 % EnRE Acceptabilité modérée » soulignent l'importance de travailler à l'intégration territoriale des projets d'EnR.

Pour les trois variantes, le nombre total d'emplois en 2050 serait supérieur au scénario tendanciel avec 830 000 à 900 000 emplois supplémentaires. Ces gains s'expliquent pour partie par les effets directs d'un regain d'investissements dans l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Ils s'expliquent également par les effets d'entraînement indirects (une hausse des commandes pour les sous-traitants des secteurs de l'efficacité énergétique et des EnR : en premier lieu service, construction, et transport) et induits (réduction de la facture énergétique des ménages et amélioration du solde de la balance commerciale entraînant un report de dépenses vers d'autres secteurs). Les emplois perdus dans les secteurs du nucléaire, de l'automobile et des énergies fossiles sont plus que compensés par des créations d'emplois dans les services, la construction et la production d'EnR.

Selon la variante étudiée, la transition vers un système énergétique décarboné et la diminution de la consommation finale d'énergie pourraient conduire à un niveau de PIB supérieur de 3,6 % à 3,9 % en 2050 par rapport au scenario tendanciel, ainsi qu'à une hausse globale, tous secteurs confondus, de la formation brut de capital fixe de 7 % à 9 %, et à un gain en emplois compris entre 830 000 et 900 000.

Visions + 100 % EnRE

Visions + 100 % EnRE
Acceptabilité modérée

Visions + 80 % EnRE

Impacts sur l'emploi

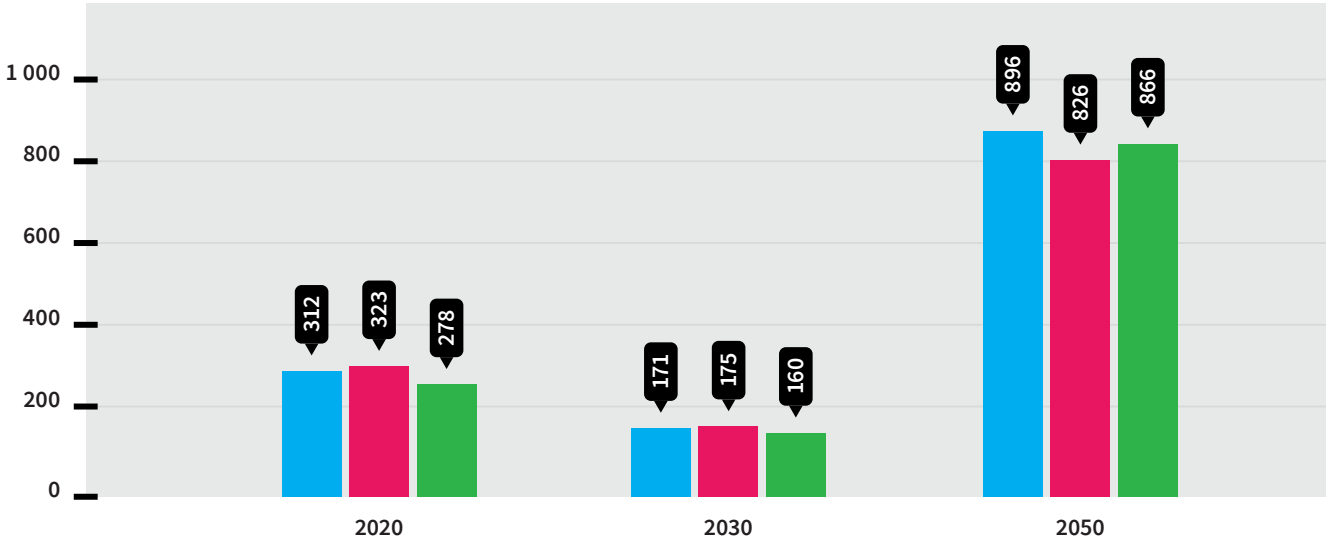


Figure 12 - Emploi - écart au tendanciel en milliers d'emplois - source ThreeME 2016

Évolution sectorielle de l'emploi

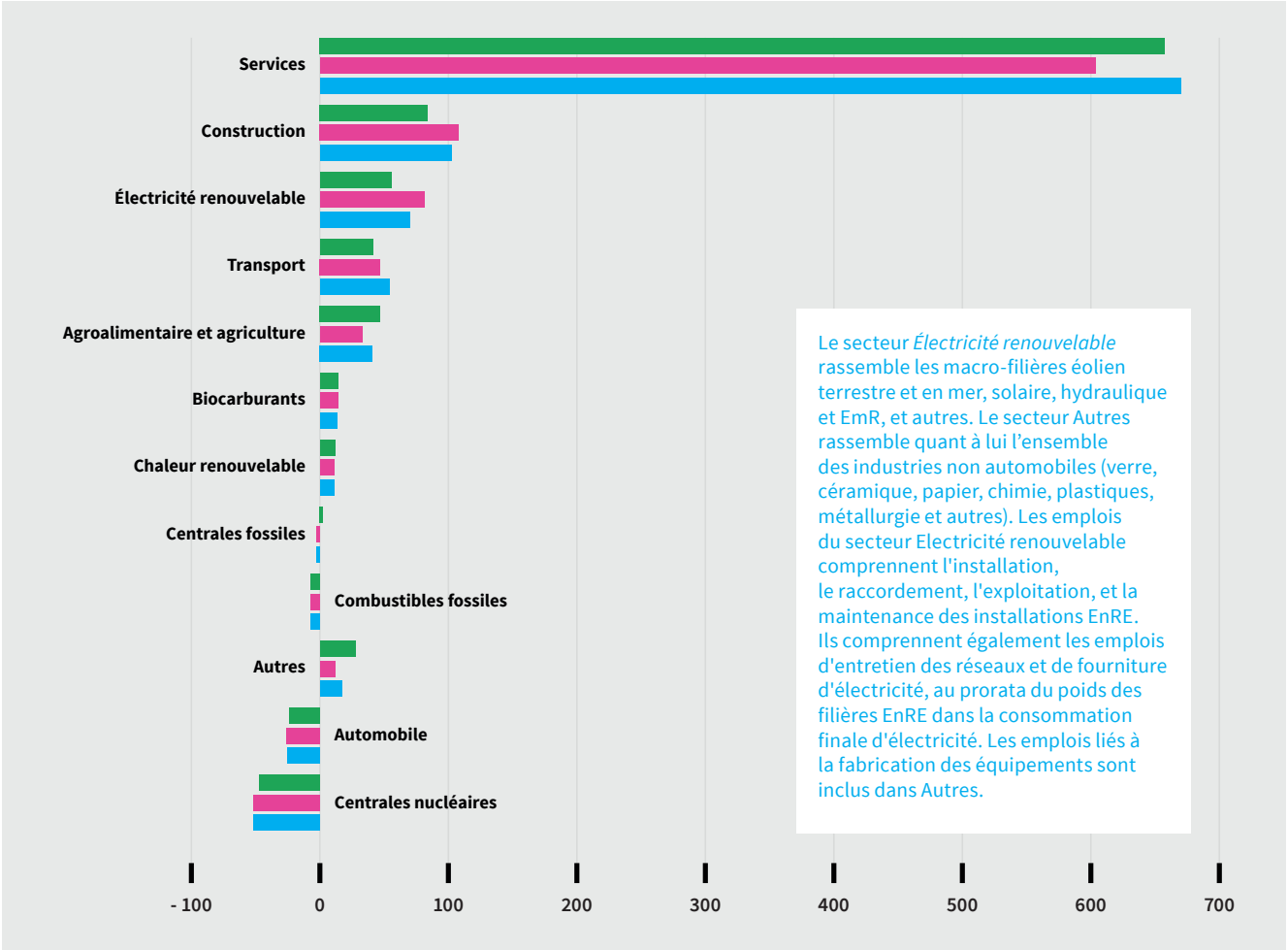


Figure 13 - Évolution sectorielle de l'emploi en écart au tendanciel, en milliers d'emplois - source ThreeME 2016

Impacts sur la facture énergétique et le revenu disponible des ménages

Tendanciel | Visions + 100 % EnRE | Visions + 100 % EnRE Acceptabilité modérée | Visions + 80 % EnRE

Facture énergétique des ménages

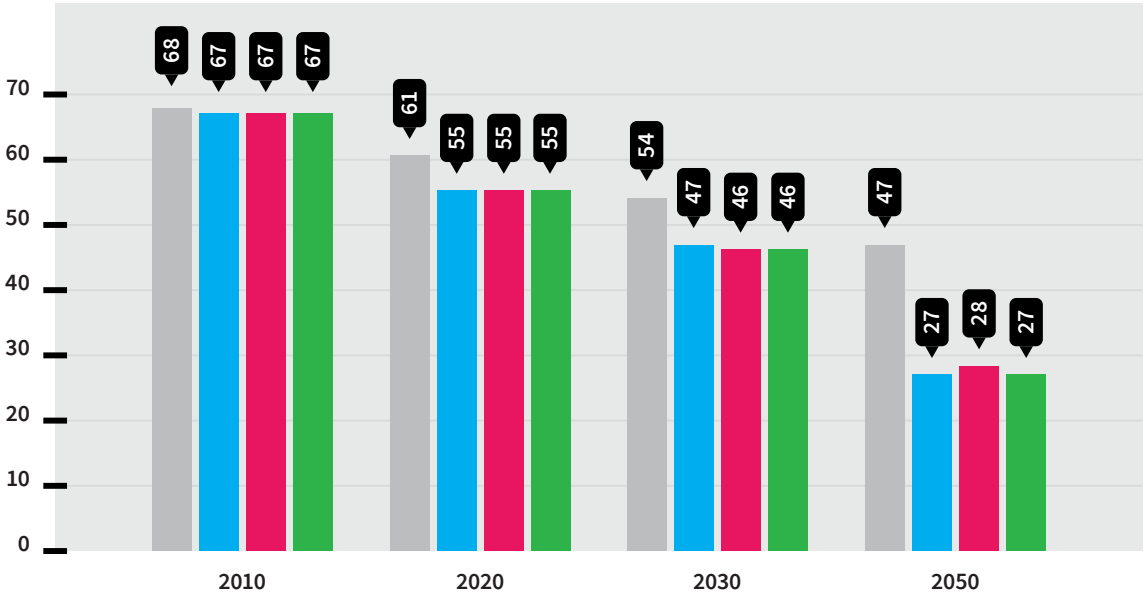


Figure 14 - Facture énergétique des ménages, taxation énergétique incluse, en milliards d'euros 2010 - source ThreeME 2016. L'essentiel de la réduction observée est attribuable à une réduction de la consommation finale d'énergie.

Revenu disponible des ménages

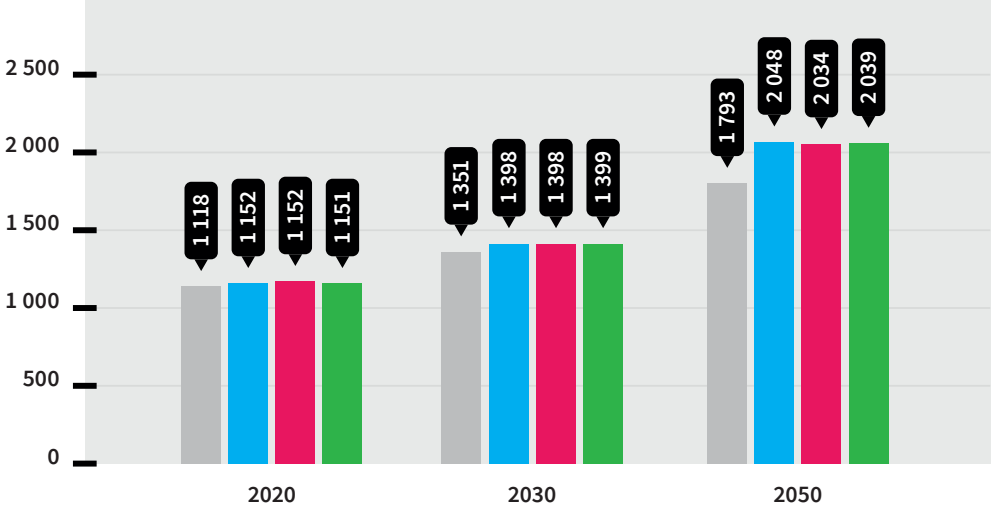
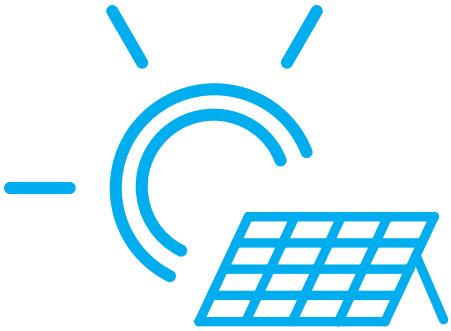


Figure 15 - Revenu disponible des ménages, net de la facture énergétique et de la charge de la dette liée à l'efficacité énergétique en milliards d'euros 2010 - source ThreeME 2016



Les trois variantes conduisent à une réduction de la facture énergétique des ménages de 67 Mds€ en 2010 à 27-28 Mds€ en 2050, essentiellement en raison d'une consommation finale d'énergie réduite. Cette réduction, combinée au regain d'activité, augmente le revenu disponible des ménages, net de la facture énergétique et de la charge de la dette des investissements d'efficacité énergétique, (+255 Mds€ pour la variante « Visions + 100 % EnRE » à 2050 par rapport au scénario tendanciel). La transition énergétique a aussi pour effet de réduire nos importations d'énergie fossiles et ainsi améliorer notre indépendance énergétique, ainsi que de réduire nos émissions de CO_2 de 72 % à 68 % entre 2016 et 2050. Sachant que les émissions de CO_2 ont déjà diminué de 18 % par rapport à 1990, l'objectif du facteur 4 est atteint dans la variante 80 % EnRE et dépassé dans les autres.

Ces conclusions nous invitent à promouvoir un système énergétique plus durable sur la base d'une analyse tenant compte de l'ensemble des vecteurs, leurs possibles synergies ainsi que les retombées associées en termes d'émissions de gaz à effet de serre, de croissance, d'emploi, de revenu disponible des ménages et d'indépendance énergétique.

AUTEURS

AUTEURS DU VOLET TECHNICO-ÉCONOMIQUE

Anne-Laure Dubilly
Ingénieur au service Réseaux et Energies Renouvelables, de l'ADEME

David Marchal
Adjoint au chef de service Réseaux et Energies Renouvelables, de l'ADEME

Jean-Michel Parrouffe
Chef de service Réseaux et Energies Renouvelables, de l'ADEME

Damien Siess
Directeur Adjoint Productions et Energies Durables, de l'ADEME

Jonathan Weill
Direction Générale de l'Energie et du Climat, du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

Eric Vidalenc
économiste au Service Economie et Prospective, de l'ADEME

L'ADEME a confié la réalisation de l'étude à un consortium composé d'Artelys, ARMINES-PERSEE et Energies Demain.
Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :
— Direction de projet (Artelys) **Laurent Fournié**
— Chef de projet (Artelys) **Alice Chiche**
— Modélisation des systèmes énergétiques, simulation d'équilibres offre-demande horaires, optimisation de systèmes énergétiques, calculs économiques (Artelys)
Nathalie Faure, Régis Bardet, Jean-Christophe Alais
— Connaissance et évaluation des EnR non pilotables, météorologie pour l'énergie, et prévision à court terme de la production EnR (ARMINES-PERSEE)
Robin Girard, Arthur Bossavy, Loïc Le Gars
— Modélisation et analyse de la demande énergétique (Energies Demain)
Jean-Baptiste Biau, Ugo Piqueras, Colombe Peyrusse

Dans un objectif de robustesse et de solidité scientifique, les hypothèses, méthodologies et résultats ont été confrontés à un comité scientifique constitué d'experts nationaux et internationaux du domaine de l'énergie, à la fois industriels et académiques (RTE, AIE, IDDRI, Météo France, SRU, Total). Les membres de ce comité scientifique sont vivement remerciés pour leur participation active et leurs suggestions avisées.

L'étude a également été présentée à 3 reprises à un comité d'échange réunissant les différentes parties prenantes de la filière. Les retours nombreux de ce comité ont permis d'améliorer l'étude tout au long de sa réalisation.

Artelys *est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. A travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est devenu un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique de grands systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.*
Le centre ***ARMINES-PERSEE,*** *Centre commun d'ARMINES et MINES ParisTech (ici désignant plus particulièrement le groupe ERSEI) a développé une expertise sur la modélisation de la production renouvelable variable et son intégration au système électrique au cours des 25 dernières années. Plus récemment, les questions de l'intégration de la production renouvelable au marché de l'électricité ont été intégrées à ce domaine d'expertise.*
Energies Demain *a développé depuis plusieurs années des outils permettant la reconstitution et la projection de la demande énergétique à toutes les échelles territoriales, allant de la commune à la France. La modélisation est réalisée pour chaque usage individuellement pour chaque typologie d'usagers. L'approche « Bottom-up » retenue s'appuie sur une estimation des besoins unitaires, des taux d'équipements et des modes d'utilisation.*

AUTEURS DU VOLET MACRO-ÉCONOMIQUE

Gaël Callonnec
Économiste au Service Économie et Prospective, de l'ADEME

Guilain Cals
Économiste au Service Réseaux et Energies Renouvelable, de l'ADEME

Marie-Laure Nauleau
Économiste au Service Économie et Prospective, de l'ADEME

Aurélien Saussay
Économiste à l'OFCE

Frédéric Reynes
Économiste à l'OFCE

Gissela Landa
Économiste à l'OFCE

Paul Malliet
Économiste à l'OFCE

Le pilotage de l'évaluation macro-économique a été réalisé par l'ADEME. La modélisation des retombées macro-économiques a été réalisée par l'Observatoire français des conjonctures économiques (OFCE).

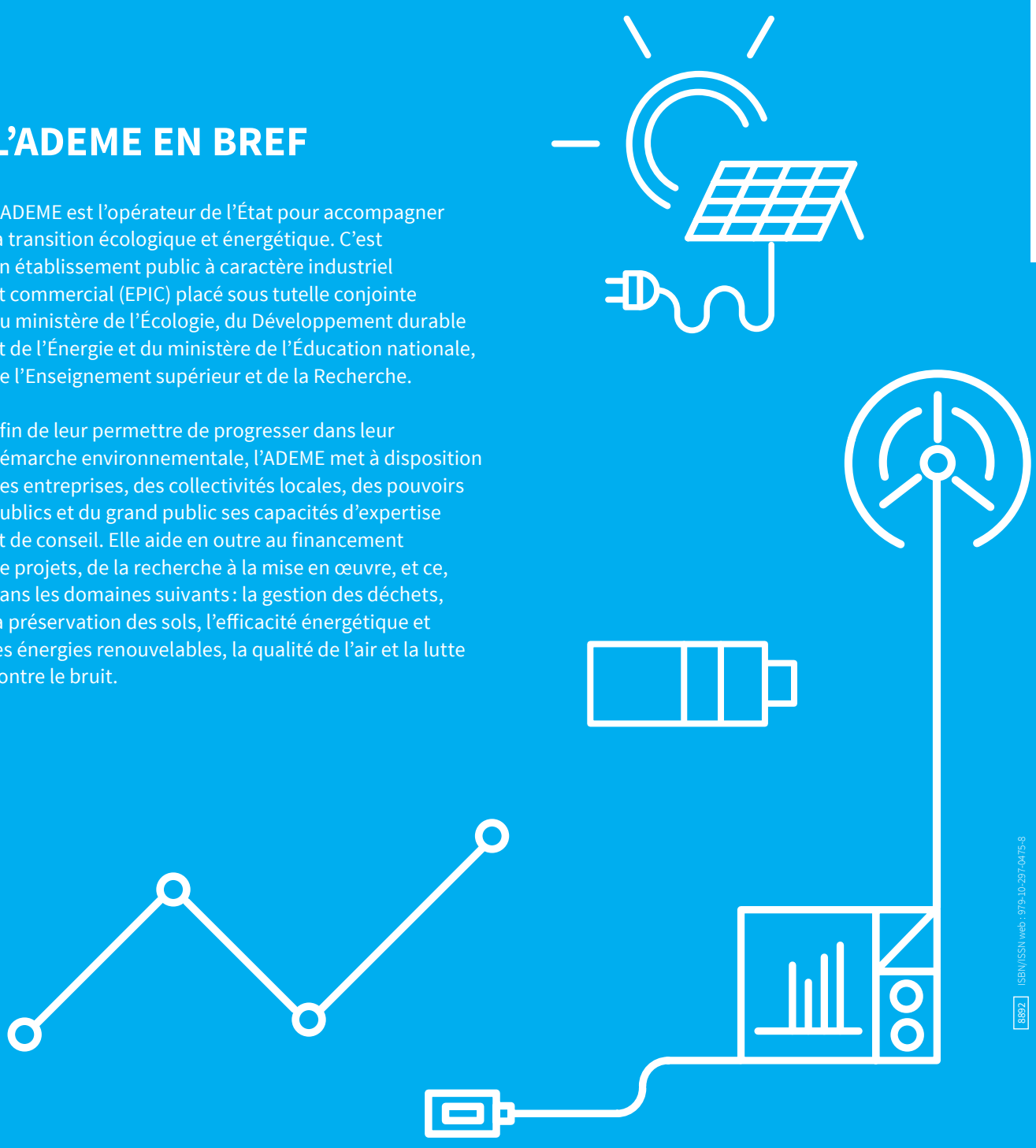
L'OFCE *est un organisme indépendant de prévision, de recherche et d'évaluation des politiques publiques, accueilli en son sein par la Fondation nationale des sciences politiques. « Mettre au service du débat public en économie les fruits de la rigueur scientifique et de l'indépendance universitaire », telle est la mission de l'OFCE qu'il remplit en conduisant des travaux théoriques et empiriques, en participant aux réseaux scientifiques internationaux, en assurant une présence régulière dans les médias et en coopérant étroitement avec les pouvoirs publics français et européens. L'OFCE couvre la majeure partie des champs de l'analyse économique : la macroéconomie, la croissance, les systèmes de protection sociale, la fiscalité, les politiques de l'emploi ou encore le développement soutenable, la concurrence, l'innovation et la régulation.*

HORIZONS

L'ADEME EN BREF

L'ADEME est l'opérateur de l'État pour accompagner la transition écologique et énergétique. C'est un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) placé sous tutelle conjointe du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et du ministère de l'Éducation nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'ADEME met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre, et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.



8892 ISBN/ISSN web : 979-10-297-0475-8

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

www.ademe.fr

ADEME
20, avenue du Grésillé
BP 90406 49004 Angers Cedex 01