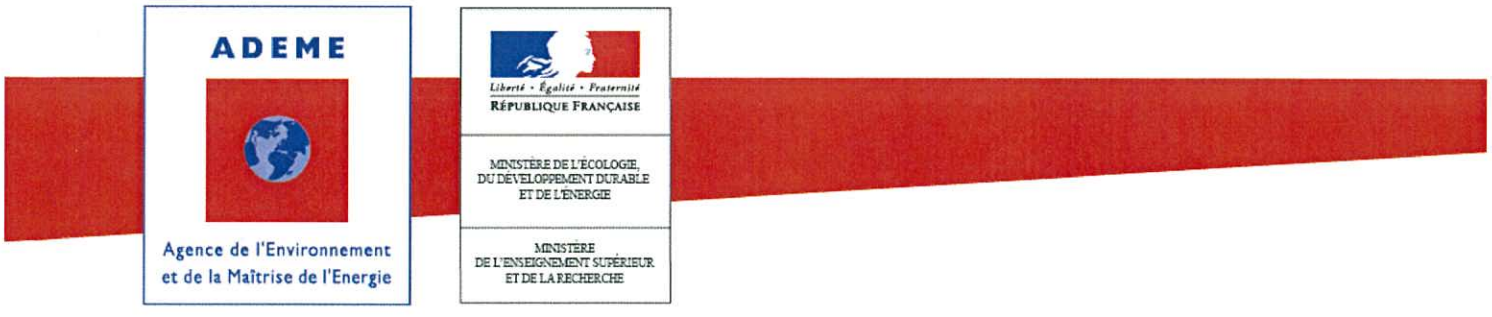
Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050



Rapport final

1. Table des matières

1. Table des matières 2
2. Préambule 5
2.1 Avant-Propos 5
2.2 Auteurs 7
2.3 Résumé exécutif 8
2.4 Executive Summary 9
2.5 Liste des documents complémentaires 10
3. Présentation de l'étude 11
3.1 Objectifs et périmètre de l'étude 11
3.1.1 Objectifs 11
3.1.2 Périmètre 11
3.2 Hypothèses structurantes 11
3.2.1 Gisements 11
3.2.2 Coûts des technologies projetées à 2050 14
3.2.3 Projections de la consommation 18
3.2.4 Pilotage de la demande 20
3.2.5 La prise en compte de l'aléa météorologique 24
3.2.6 Valorisation du surplus 27
3.3 Modélisation détaillée 28
3.3.1 Filières de production EnR 28
3.3.2 Stockage 32
3.3.3 Réseau de transport inter-régional 36
3.3.4 Modélisation des pays frontaliers 37
3.4 Méthode, critères et contraintes de l'optimisation 38
3.5 Plusieurs variantes et analyses de sensibilité autour d'un cas de référence 39
4. Quelles sont les conditions optimales pour un mix électrique 100% renouvelable en 2050 ? 42
4.1 Plusieurs mix électriques sont possibles 42
4.1.1 Cas de référence 43
4.1.2 Autres mix possibles 47
4.2 La mixité technologique est essentielle 51
4.2.1 Complémentarité du solaire et de l'éolien 51
4.2.2 Arbitrage entre les filières éoliennes terrestres ancienne et nouvelle génération 56
4.2.3 Une mixité technologique avant tout nationale 58

4.2.4 La place du PV et sa répartition entre centrales au sol et PV sur toitures 60
4.3 Un système électrique flexible et intelligent 62
4.3.1 Flexibilité infra-journalière 63
4.3.2 Flexibilité infra-hebdomadaire 65
4.3.3 Flexibilité inter-saisonnière 66
4.4 Une augmentation maîtrisée des flux entre régions 68
5. Au-delà des idées reçues sur les énergies renouvelables 69
5.1 Un mix électrique 100% renouvelable à coût maîtrisé 69
5.1.1 Reconstitution du coût annuel du cas de référence 69
5.1.2 Comparaison du coût entre variantes 71
5.1.3 Influence des paramètres pour abaisser le coût du système 72
5.2 Equilibre offre-demande atteint à toute heure de l'année 74
5.2.1 Comportement lors de phénomènes climatiques plus ou moins favorables 74
5.2.2 Robustesse météorologique et sécurité de la fourniture électrique 78
5.2.3 Risque de sécheresse 78
5.3 Une indépendance énergétique sans autarcie 80
5.4 De fortes contraintes d'acceptabilité sociale sont compatibles avec un mix 100% renouvelable 81
5.5 La maîtrise de la demande est un élément clé pour limiter le coût d'un scénario 100% EnR 84
5.6 Les contraintes d'acceptabilité liées au réseau ne sont pas un obstacle 86
5.7 Un surplus acceptable, en grande partie valorisable 88
5.7.1 Part du surplus 88
5.7.2 Valorisation en chaleur 89
5.7.3 Autres usages non modélisés 90
5.8 Quelle place pour les énergies marines ? 90
5.9 Quelle occupation du sol pour un mix 100% renouvelable ? 92
6. De 40% à 100% renouvelable : quelles variations ? 95
6.1 Hypothèses structurantes 95
6.2 Quel dimensionnement et complémentarité des filières EnR et thermiques ? 95
6.3 Evolution des besoins de flexibilité et moyens de stockage 102
6.4 Evolution des surplus, des principales EnR et des capacités d'échanges. 102
6.5 Evolution du coût 104
7. Perspectives 106
8. Annexes 108

8.1 Glossaire 108
8.2 Données détaillées 109
8.2.1 Gisements détaillés par filière 109
8.2.2 Productions annuelles par filières 110
8.2.3 Puissances installées par filière 111
8.2.4 Répartition des coûts 112
9. Table des illustrations 113

2. Préambule

2.1 Avant-Propos

Cette étude a été financée par l'ADEME, dans le cadre de réflexions sur les conditions et les impacts précis qu'aurait la mise en place d'un approvisionnement électrique à haut taux de pénétration des EnR (entre 80% et 100 % en énergie) à l'horizon 2050.
Les travaux ont duré 14 mois. Ils ont été pilotés par l'ADEME, avec la contribution de la Direction Générale de l'Energie et du Climat.
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.
Les éléments présentés dans ce rapport, ainsi que leur interprétation, sont les résultats des travaux réalisés par Artelys, ARMINES-Persee et Energies Demain mais n'engagent aucunement les acteurs du consortium.

Les calculs reposent sur l'optimisation, pour la collectivité, des coûts d'investissement et de production du parc électrique, en respectant les contraintes techniques des actifs énergétiques, les contraintes réseau du contexte étudié et l'équilibre offre-demande au pas horaire, comme le présente la Figure 1 (la section 3.4 présente plus de détails sur la modélisation).

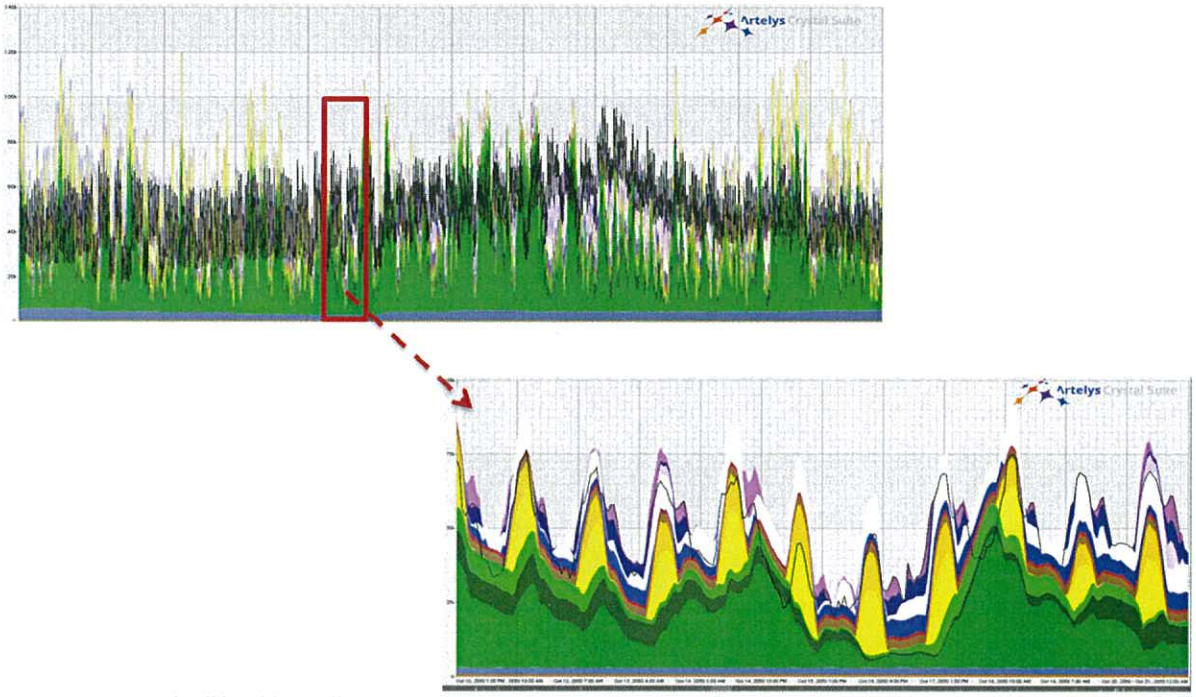


Figure 1 - Exemple d'équilibre offre-demande au pas horaire. Les productions s'ajoutent (une couleur par filière) pour satisfaire la demande (en haut à gauche : horizon annuel, en bas à droite : zoom sur 10 jours)

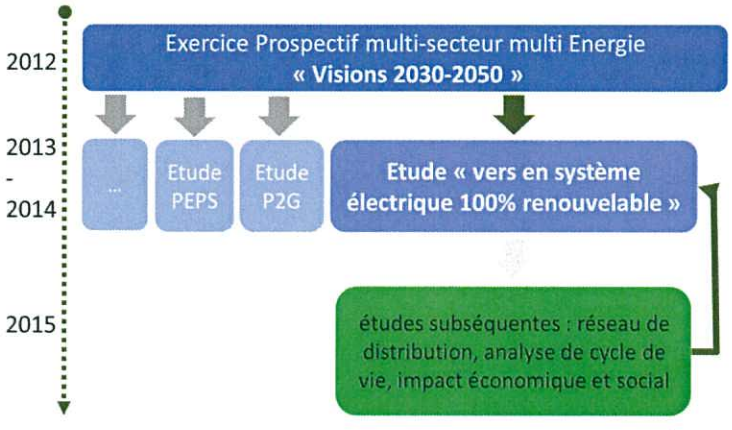
Le parc électrique (capacités de production et d'interconnexion) est optimisé en se basant sur des hypothèses d'évolution du coût des technologies et des combustibles effectuées dans le cadre d'une recherche bibliographique complète.

L'étude s'inscrit dans le contexte suivant :

- 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 seront non rentables pour la collectivité.
- Le marché est supposé soumis à une concurrence libre et non faussée, sans effets de pouvoir de marché.
- Les externalités telles que l'impact sur l'emploi, les bénéfices sociétaux associés à l'émergence d'une filière technologique dans un pays (accroissement du savoir-faire, exportations), les externalités énergétiques (indépendance) ou encore l'acceptabilité sociale du déploiement d'une technologie ou d'un actif de réseau ne sont pas non plus pris en compte dans cette méthodologie.

Pour l'ADEME, cette étude s'inscrit dans le prolongement des travaux de prospective énergétique effectués en 2012 dans le cadre de ses « Visions énergie 2030 et 2050 ». En 2013-2014, l'ADEME a déjà publié des études spécifiques sur les applications potentielles du stockage à l'horizon 2030[1], ou sur les technologies powerToGaz. De façon complémentaire, la présente étude entend approfondir certains points techniques (celui de l'équilibre du réseau électrique) dans un contexte encore plus ambitieux en termes de taux de pénétration des EnR.

Avec cette étude, l'objectif premier de l'ADEME est de développer la connaissance sur les problématiques liées à un mix très fortement EnR. L'ADEME est tout à fait consciente que cette étude n'est qu'une première pierre à un édifice qu'il sera nécessaire de continuer de construire les années prochaines. Les résultats engendrent de nouvelles questions, que de futures études pourront très certainement traiter.



[1] En cofinancement avec l'ATEE et le Ministère du Redressement Productif

2.2 Auteurs

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

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.

2.3 Résumé exécutif

2.4 Executive Summary

2.5 Liste des documents complémentaires

On recense ici l'ensemble des livrables rédigés pour l'étude et auxquels il sera fait référence dans le présent document.

Référence	Description	Auteur
[Consommation]	Scénarios de demande énergétique	*Energies Demain*
[Coûts]	Coûts technologiques	*Artelys*
[EolienPV]	Gisements et courbes de productibles PV et éolien	*ARMINES-PERSEE*
[Gisements]	Gisements EnR autres que PV et éolien	*Artelys*
[Marché]	Analyses qualitatives sur les règles du marché et la rentabilité des installations	*Artelys*
[Modèle]	Inventaire des moyens de production existants Le modèle d'optimisation-simulation	*Artelys*
[Réserve]	Journées-Types Détermination de la réserve	*ARMINES-PERSEE*

3. Présentation de l'étude

3.1 Objectifs et périmètre de l'étude

3.1.1 Objectifs

L'étude présentée dans ce rapport a pour objectif de construire un mix électrique 100% renouvelable qui puisse satisfaire la consommation projetée à l'horizon 2050. Elle s'appuie sur un modèle qui optimise le réseau et le parc de production renouvelable (distinguant 15 technologies différentes) à la maille régionale, tout en simulant sa gestion optimisée au pas horaire sur une année.
Les problématiques abordées dans l'étude permettent notamment de répondre aux questions suivantes :

- Sous quelles contraintes est-il possible de fournir une électricité 100% renouvelable ?
- Quel sont les mix énergétiques optimaux, associés aux différentes projections d'évolutions technologiques, de consommation, … ?
- Comment se répartissent géographiquement les différents moyens de production renouvelables ?
- Quels sont les impacts économiques d'un mix 100% renouvelable ?

3.1.2 Périmètre

L'étude porte sur la production et le transport d'électricité. D'autres vecteurs énergétiques sont également modélisés de façon simplifiée, afin de prendre en compte les usages suivants dans la valorisation des EnR :

- le gaz, avec l'exploitation de filières power to gas et gas to power ;
- la chaleur, avec la valorisation d'une partie du surplus électrique en chaleur.

Le périmètre géographique est la France métropolitaine, à la maille régionale, ainsi que ses pays frontaliers.
La robustesse du système électrique optimisé est testée sur 7 années climatiques. De nombreuses hypothèses l'alimentent, dont les plus importantes sont les gisements renouvelables, les hypothèses de coût des technologies, les niveaux de demande en électricité, la flexibilité de la demande, les données météo de vent et d'ensoleillement. Celles-ci sont présentées ci-dessous.

3.2 Hypothèses structurantes

3.2.1 Gisements

Note : Dans l'étude, le terme gisement désigne le potentiel maximum installable d'une technologie. Il diffère de la puissance effectivement installée suite à l'optimisation de parc.
L'estimation des gisements éolien et photovoltaïque (PV) a fait l'objet d'un travail reposant sur des simulations de production, ainsi que sur l'analyse des contraintes au développement propres à chaque filière :

- Evaluation préliminaire du potentiel de chaque région en fonction de la ressource naturelle disponible : Dans un premier temps, le potentiel de production a été évalué à partir de données de ré-analyses météorologiques

(données de vitesse du vent et d'irradiation solaire au sol issues de MERRA, fournies par la NASA), et de modèles de conversion en puissance électrique. Afin d'assurer la validité de ces derniers, les paramètres sur lesquels ils reposent ont été estimés à partir de données de production réelles (fournies par RTE et Solaïs). La génération de cartes de potentiel couvrant l'ensemble du territoire a permis une première analyse des régions à fort potentiel de production renouvelable.

- Prise en compte de contraintes topologiques et sociétales : Dans un second temps, des contraintes de zones d'exclusion ont été intégrées. Issues de la compilation de diverses bases de données (e.g. CORINE Land Cover, IGN BD TOPO, BD ALTI, etc.), les contraintes prises en compte couvrent aussi bien les aspects techniques (e.g. type de surface au sol et relief adéquats) et législatifs (e.g. préservation des réserves naturelles protégées, distance minimale aux habitations, etc.), que certains aspects économiques (i.e. potentiel de production suffisamment élevé) ou d'acceptabilité sociale.

La description méthodologique détaillée de ces travaux est disponible dans la deuxième partie du document [EolienPV].

Les gisements des énergies renouvelables autres que solaire et éolien sont quant à eux basés sur les hypothèses fournies par les Visions Ademe 2050. Ces hypothèses sont détaillées dans le document [Gisements] ; les principes généraux en sont récapitulés ci-dessous :

- filières marines, géothermie et cogénération au bois : potentiels nationaux issus des Visions Ademe ;
- filières hydrauliques (fil de l'eau et réservoir) et usines d'incinération : pas d'évolution supposée ;
- STEP : hypothèses fondées sur l'étude 2013 du JRC « Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage » ;
- méthanisation : raisonnement basé sur la valorisation d'un gisement donné de déchets. Le gisement est donc en énergie et non en puissance (d'où sa non-représentation dans les graphes ci-dessous).

La carte de la Figure 2 représente les gisements renouvelables répartis par régions et par filières. On y observe que la filière offrant la puissance installable la plus importante est le PV sur toitures (jaune foncé). On y constate également un fort potentiel de développement de la filière éolienne terrestre (vert foncé).

La légende de la Figure 2 présente également les gisements totaux au niveau national.

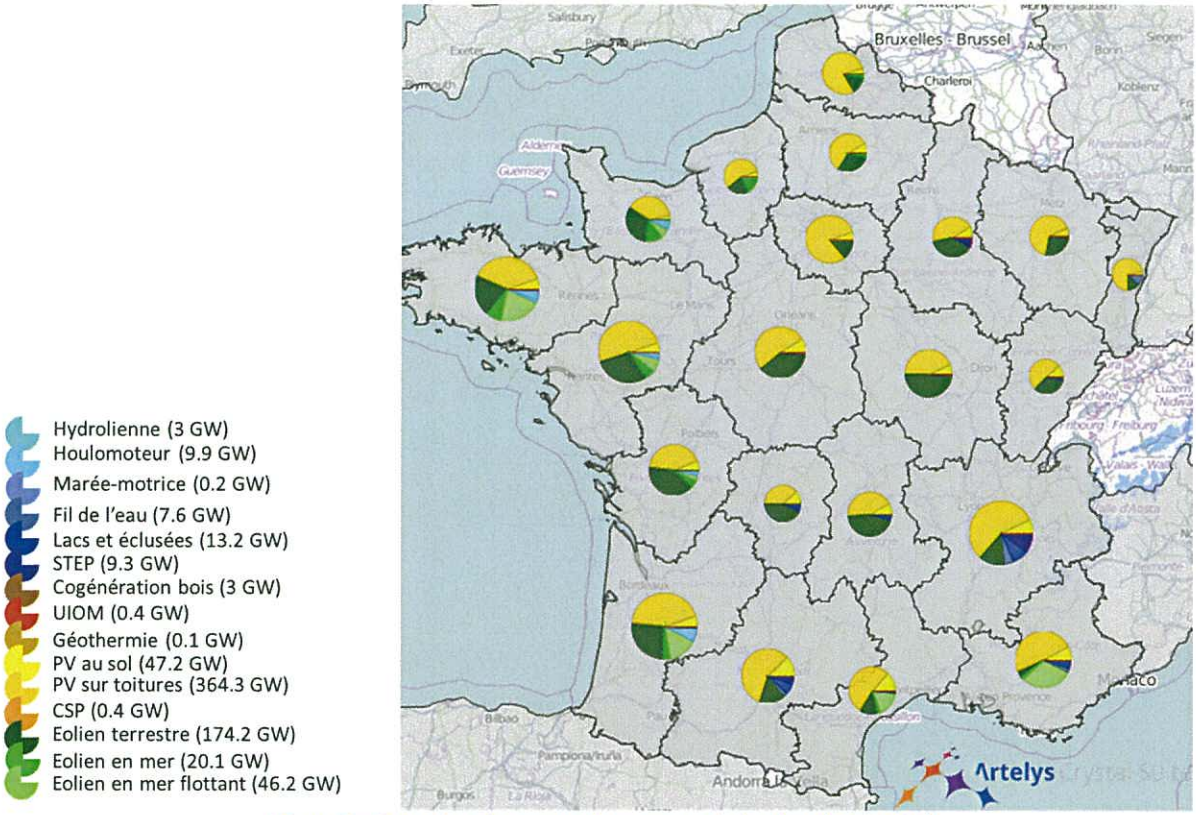


Figure 2 – Carte des gisements obtenus par région (total ~700 GW)

La Figure 3 permet également de comparer les valeurs des gisements par filière et régions. Par soucis de lisibilité, la Figure 4 reproduit les valeurs de ces gisements pour les filières autres que solaires et éoliennes (les données détaillées sont fournies en annexe).

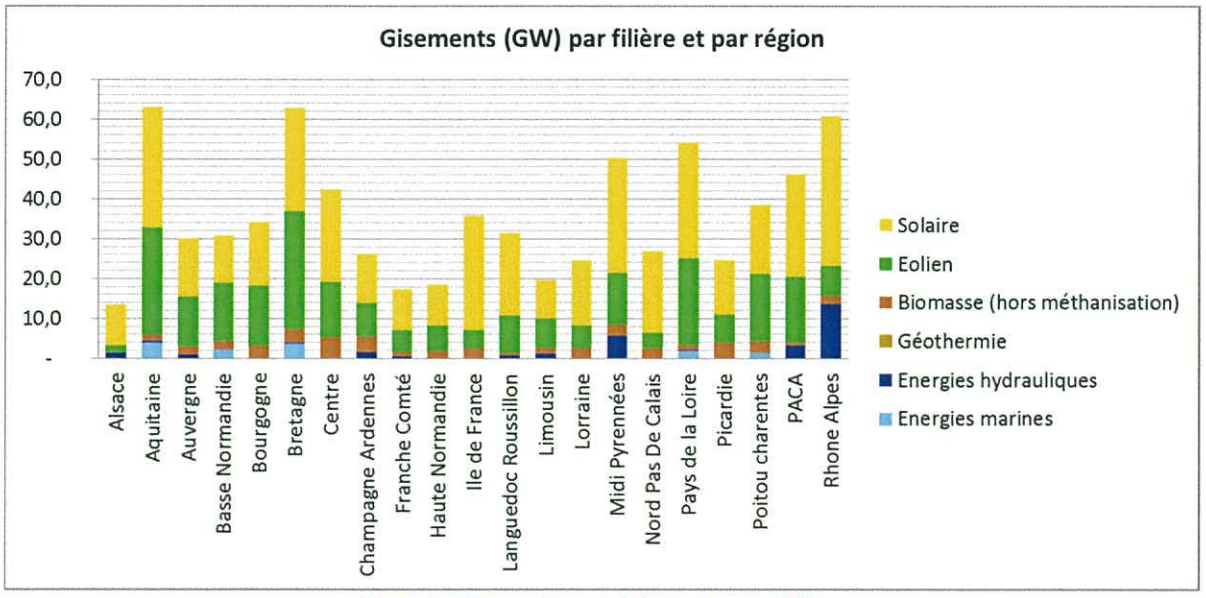


Figure 3 - Gisements par régions et macro-filières

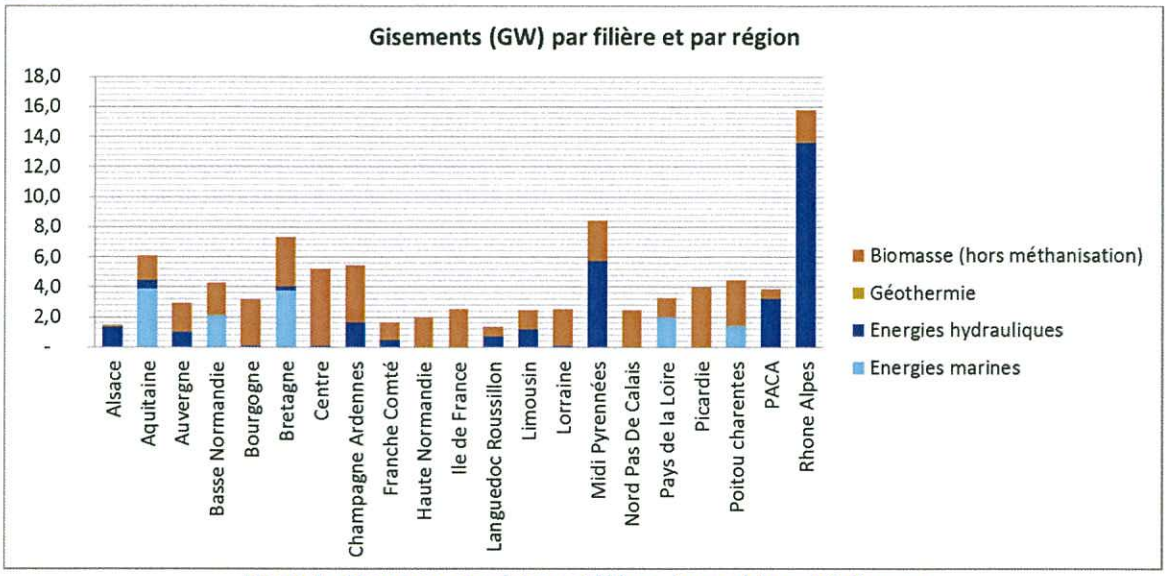


Figure 4 - Gisements par régions et filières, hors solaires et éoliennes

Le productible maximal théorique, calculé à partir des facteurs de charge régionaux de chaque filière, est ainsi de 1 268 TWh, soit le triple de la demande annuelle de 422 TWh. Néanmoins, rien ne garantit l'adéquation, à chaque instant, entre production et demande, c'est pourquoi des calculs au pas horaire sont essentiels pour s'assurer que l'équilibre peut être atteint à chaque heure de l'année.

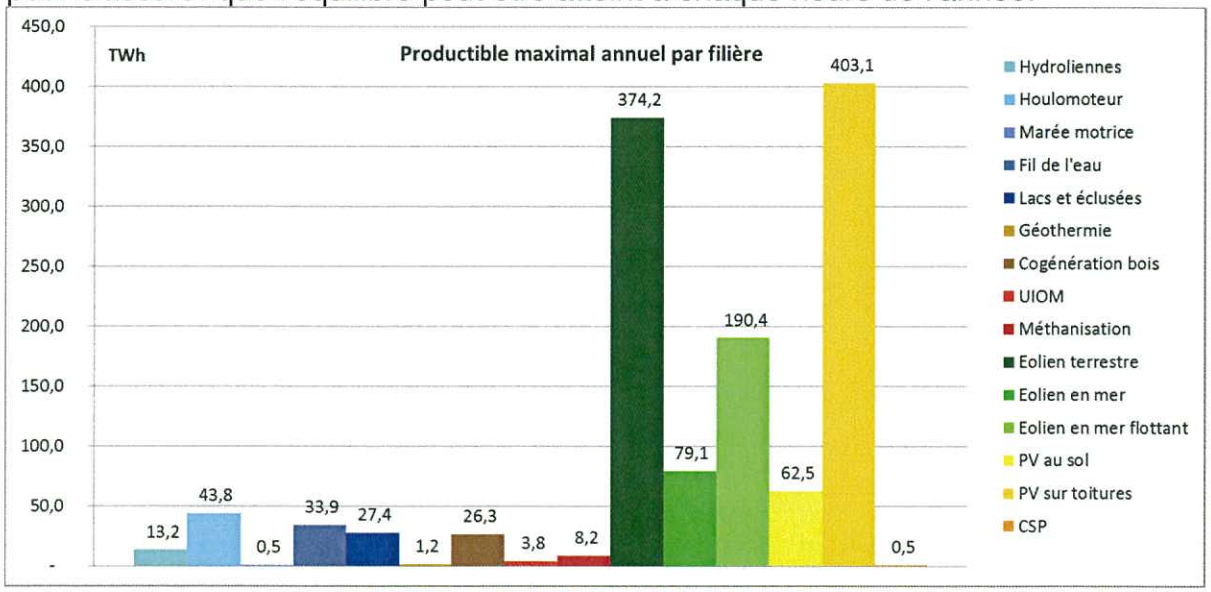


Figure 5 - Productible maximal annuel par filière

3.2.2 Coûts des technologies projetées à 2050

Les projections de coût des technologies à 2050 ont été réalisées à partir d'une analyse bibliographique approfondie d'études françaises et internationales, telles que :

- le rapport de la Cour des Comptes « Cour des comptes, La politique de développement des énergies renouvelables »,
- le scénario ETP « Energy technology Perspectives 2014 » et le programme ETSAP de l'AIE,
- les données établies par NREL « transparent cost database »,
- l'étude du SRU « Pathways towards a 100 % renewable electricity system »,

- le rapport du Fraunhofer « Levelized cost of electricity renewable energy technologies – 2013 ».

Le calcul du coût de l'énergie utilise la formule usuelle du « LCOE » (méthode du coût de production moyen actualisé). Il s'agit du coût de l'énergie en €/MWh, qui tient compte :

- des coûts d'investissement annualisés avec un taux d'actualisation fixé à 5.25%[2], et des durées d'amortissement par filières issues de la bibliographie étudiée,
- des coûts annuels de maintenance,
- des coûts d'éventuels combustibles,
- de la quantité d'énergie produite annuellement par chaque technologie pour les différentes régions
- des coûts de raccordement[3].

Les détails de la reconstitution des projections de coûts par filières, ainsi que leur confrontation avec l'ensemble des données issues de la bibliographie sont présentés dans le document [Coûts].
On fournit Figure 6 un exemple de courbe d'apprentissage pour la filière éolienne terrestre. Les courbes colorées sont issues de documents bibliographiques et la courbe épaisse noire représente la courbe retenue pour l'étude.

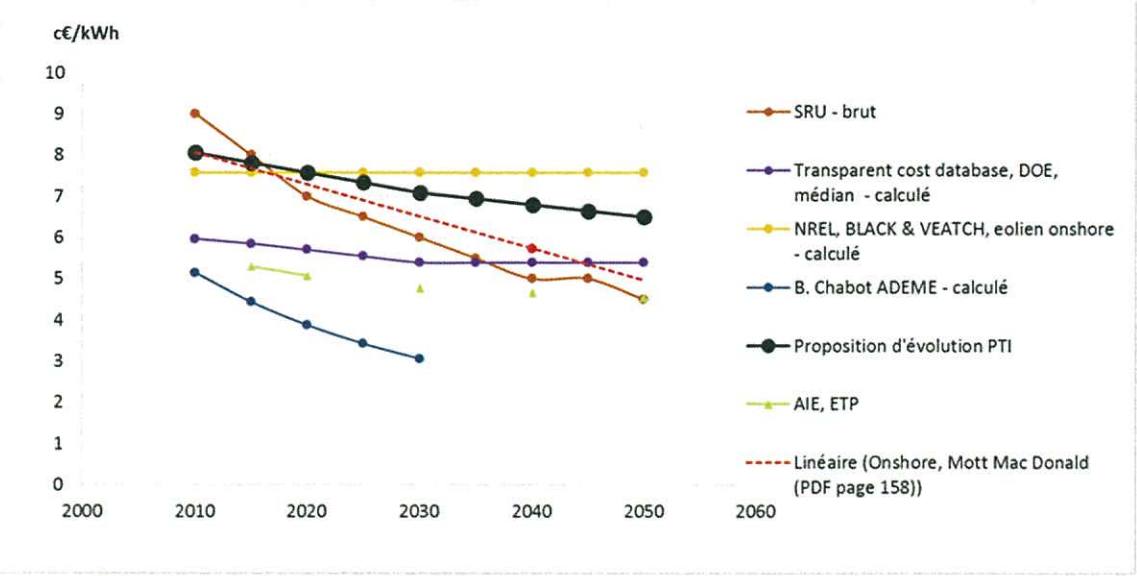


Figure 6 - Evolution du coût de la filière éolienne terrestre (pour un facteur de charge moyen de 25%)

[2] Ce taux correspond à l'hypothèse utilisée par la CRE pour les investissements réseau.
[3] L'étude adopte l'approche française d'intégrer dans le LCOE des technologies les coûts de raccordement, ce qui n'est pas toujours le cas dans les études étrangères : dans certains pays les coûts de raccordement sont pris en charge par les gestionnaires de réseau.

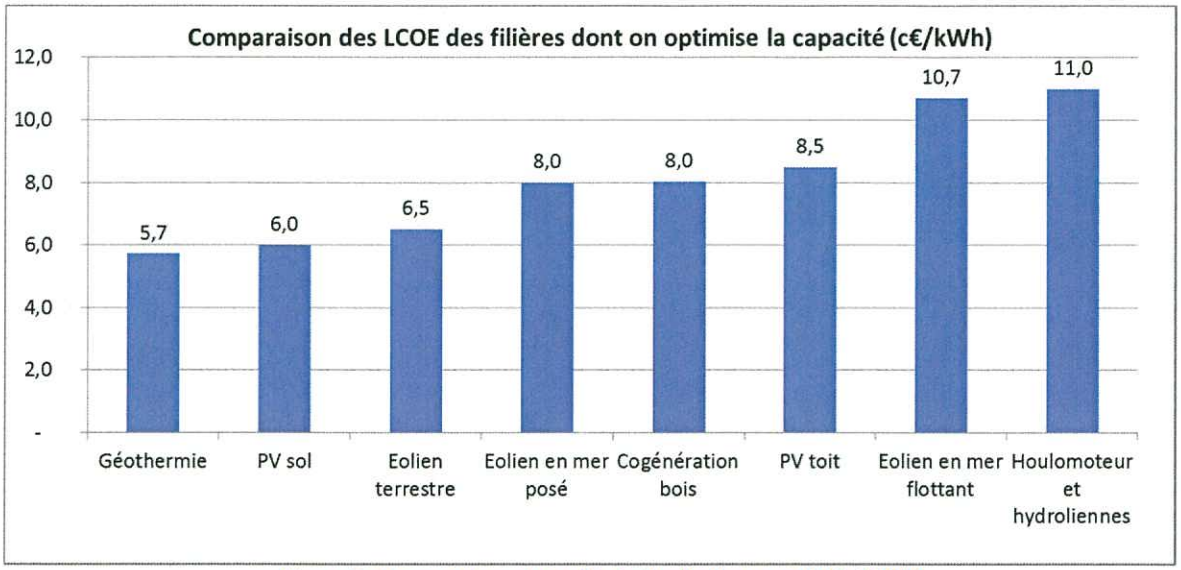


Figure 7 - Comparaison des coûts technologiques projetés à 2050

La Figure 7 compare les LCOE nationaux moyens des différentes filières.
Remarques :

1. *Pour le PV au sol, le LCOE moyen a été calculé uniquement sur les quatre régions françaises les plus au sud.*
2. *Deux filières éoliennes terrestres « ancienne génération » et « nouvelle génération » sont considérées dans le cadre de l'étude ; celles-ci sont décrites plus précisément à la section 3.2.5.*

Les facteurs de charge exploités pour les différentes filières sont issus de la deuxième partie du document [EolienPV] et sont différents par régions.
Les quatre figures suivantes permettent de visualiser les différences de coût de l'énergie en fonction de la filière et de la région. On vérifie ainsi que l'énergie issue des filières solaires est plus rentable dans les régions du sud.

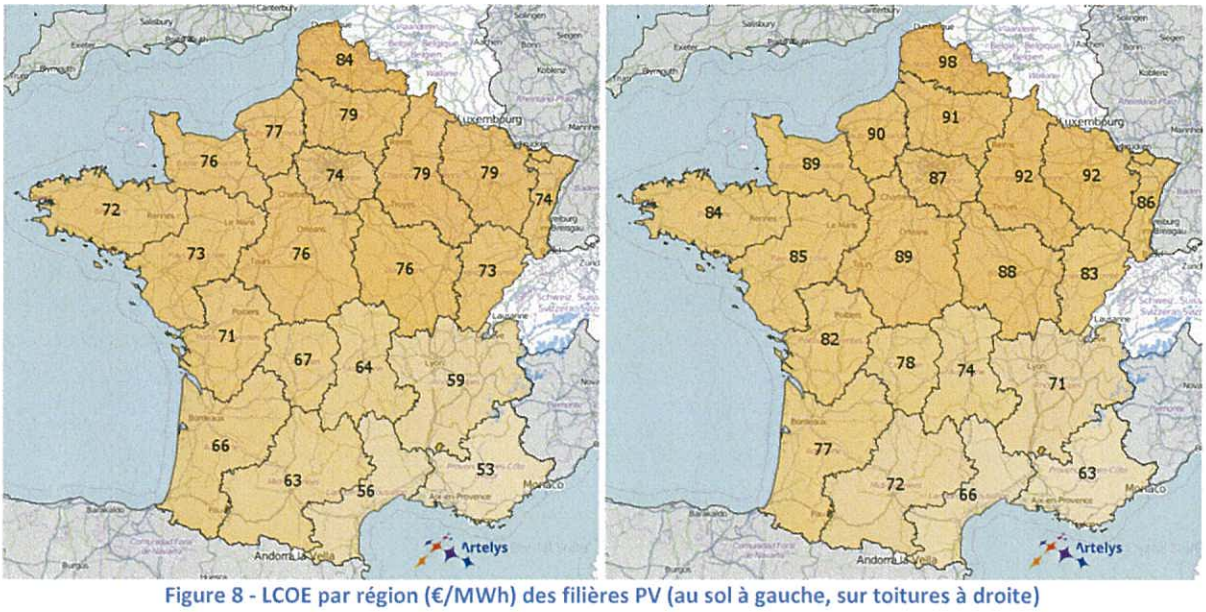


Figure 8 - LCOE par région (€/MWh) des filières PV (au sol à gauche, sur toitures à droite)

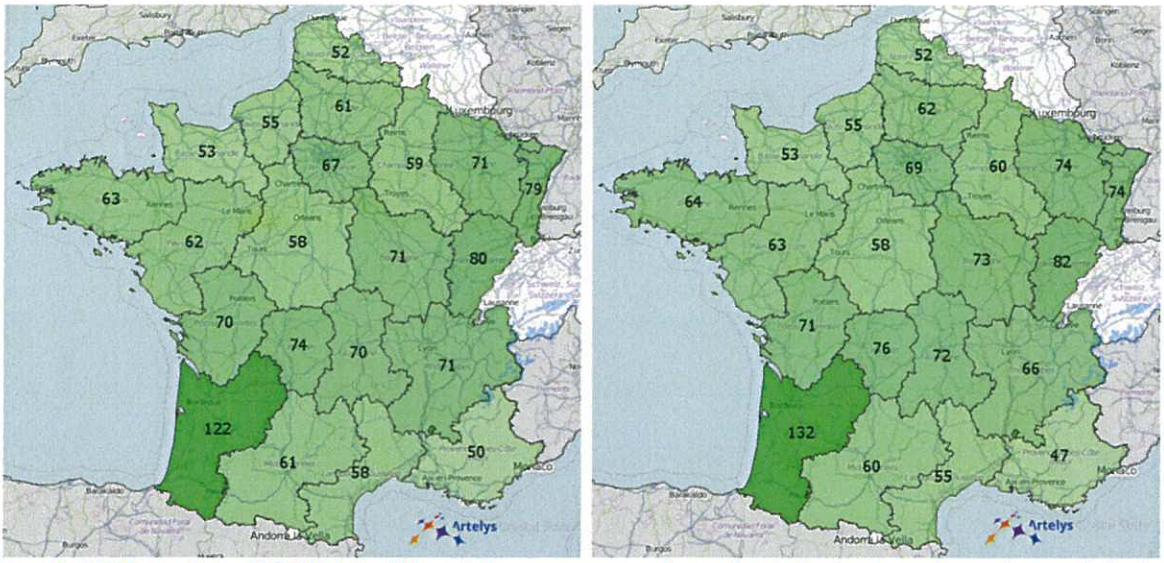


Figure 9 - LCOE par région (€/MWh) des filières éoliennes terrestres (nouvelle génération à gauche, ancienne génération à droite)

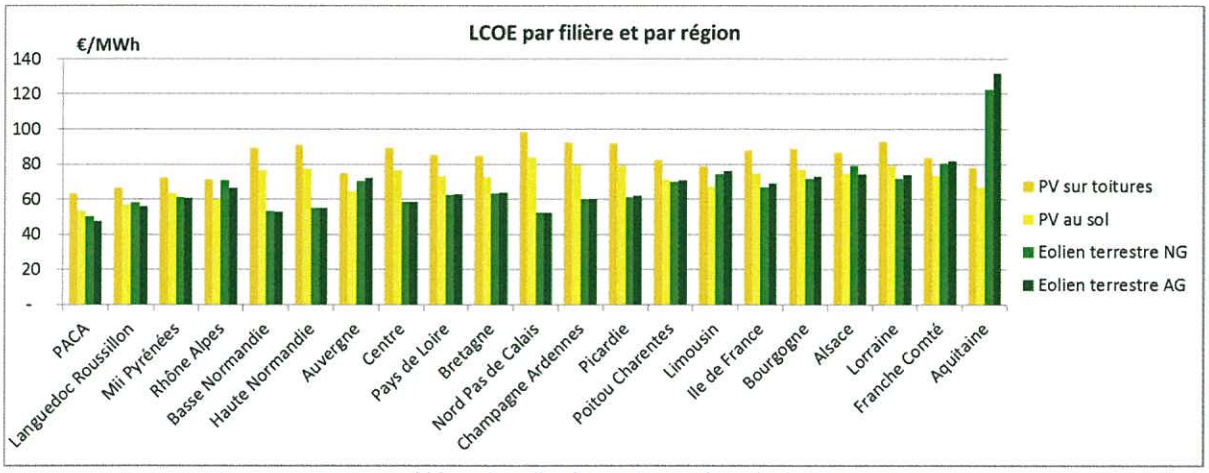


Figure 10 - LCOE par filière, dans l'ordre croissant du coût de l'énergie par région

Remarque : Puisque l'optimisation de parc est effectuée suivant un critère économique, les projections de coûts des technologies constituent une hypothèse structurante : ces coûts sont mis en face des services rendus au système (qui dépendent de l'adéquation entre les profils de production et les profils de demande, de la flexibilité de la production et de la demande, des stockages, des impacts sur le réseau de transport…) pour déterminer un mix de production qui répond à la demande électrique à chaque heure de l'année, à moindre coût. Ainsi, comme on le verra au paragraphe 4.1.2.3, l'arbitrage entre filières ne s'effectue pas uniquement suivant l'ordre de préséance des LCOE.

Des hypothèses de projections de coûts ont également été réalisées pour les technologies de stockage[4]. La Figure 11 compare les LCOS[5] de ces technologies. Le

[4] Ces données ont été fournies par l'ADEME dans le cadre de l'étude PEPS sur le stockage d'énergies, et de l'étude « power to gas ».

[5] 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.

stockage inter-saisonnier[6] présente le coût le plus élevé (mais également le plus de flexibilité). Deux catégories de STEP ont été distinguées, en fonction de la difficulté d'accès au gisement ; les 7 premiers GW ont un coût fixe d'installation près de deux fois inférieurs à celui des STEP installées au-delà de 7 GW (respectivement de coûts fixes annuels de 82 k€/MW/an et 150 k€/MW/an).
Le stockage de court-terme[7] est la technologie la moins flexible (6 heures de durée de décharge, à comparer aux 32 heures des STEP), et également la moins chère, si l'on exclut les 7 premiers GW de STEP installées.

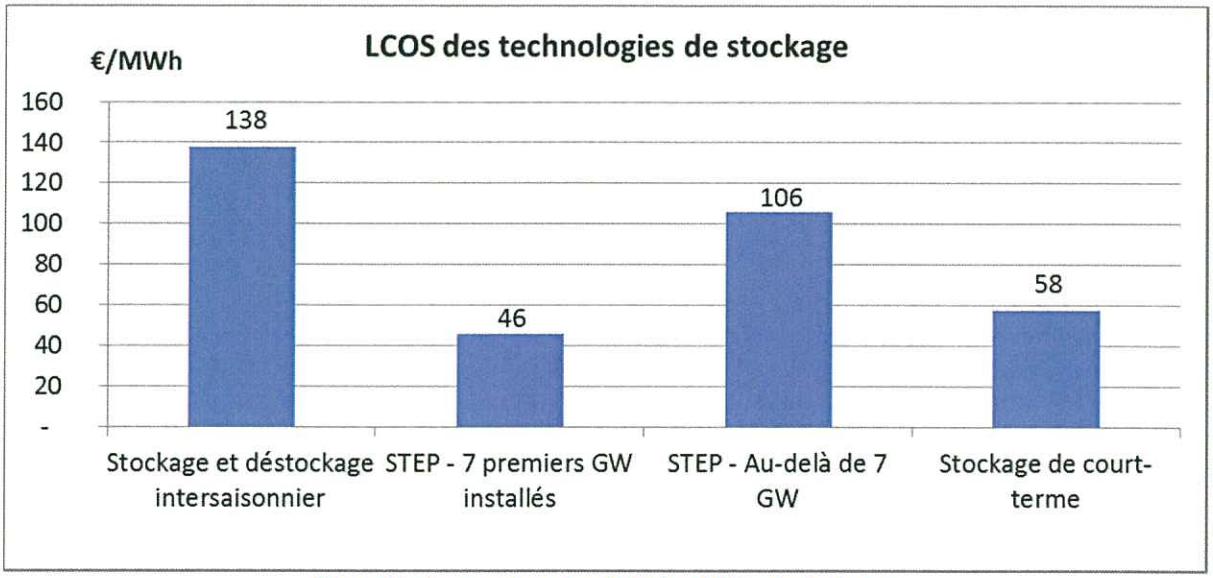


Figure 11 - Comparaison des LCOS des différents stockages

3.2.3 Projections de la consommation

3.2.3.1 Hypothèses générales

En se basant sur une approche « bottom-up » où tous les usages électriques sont considérés individuellement, des demandes électriques à l'horizon 2050 ont été reconstituées pour l'étude. Deux scénarios de demande ont été modélisés :

- un scénario dit « Demande Basse » reposant sur les hypothèses de Visions Ademe 2050 (consommation annuelle totale de 406 TWh, en moyenne sur les différentes années climatiques considérées dans l'étude),
- un scénario dit « moindre maîtrise de la consommation » basé sur une prolongation tendancielle à 2050 du scénario RTE 2030 « Nouveau Mix » (correspondant à une consommation annuelle totale en 2050 de 487 TWh, en moyenne sur les années climatiques considérées).

Des profils de consommations au pas de temps horaire ont ainsi pu être établis par usage et par secteur d'activité. La robustesse du modèle a été validée sur l'année 2013 avec les données réelles de RTE par région.
Les détails méthodologiques sont exposés dans le document [Consommation].
Ainsi, l'optimisation permet de modifier les profils de demande en plaçant la part de la demande flexible aux moments les plus opportuns. Ceci est explicité dans les paragraphes suivants (section 3.2.4).

[6] Combinaison de technologies « Power to Gas » (méthanation) et « Gas to Power » (TAC).
[7] Assimilable, en termes de caractéristiques technico-économique à des ACAES[7] ou des batteries.

3.2.3.2 *La thermosensibilité du parc à l'épreuve de plusieurs scénarios climatiques*

Actuellement, la demande électrique française est climato-dépendante, en grande partie à cause de l'importance du chauffage électrique dans le parc de logements français (35% du parc). Selon un rapport de RTE sur la vague de froid de 2012, à 19h en hiver, un degré de moins en hiver entrainait une demande électrique de 2 300 MW supplémentaires.

Ce constat, ainsi que la variabilité de production des énergies renouvelables, nous a incités à retenir 7 scénarios climatiques contrastés (correspondant à des années réelles), afin de tester la robustesse du mix électrique EnR optimisé par notre modèle pour l'année climatique de référence.

Le graphique suivant illustre la thermo-sensibilité observée sur la reconstitution de la consommation électrique totale.

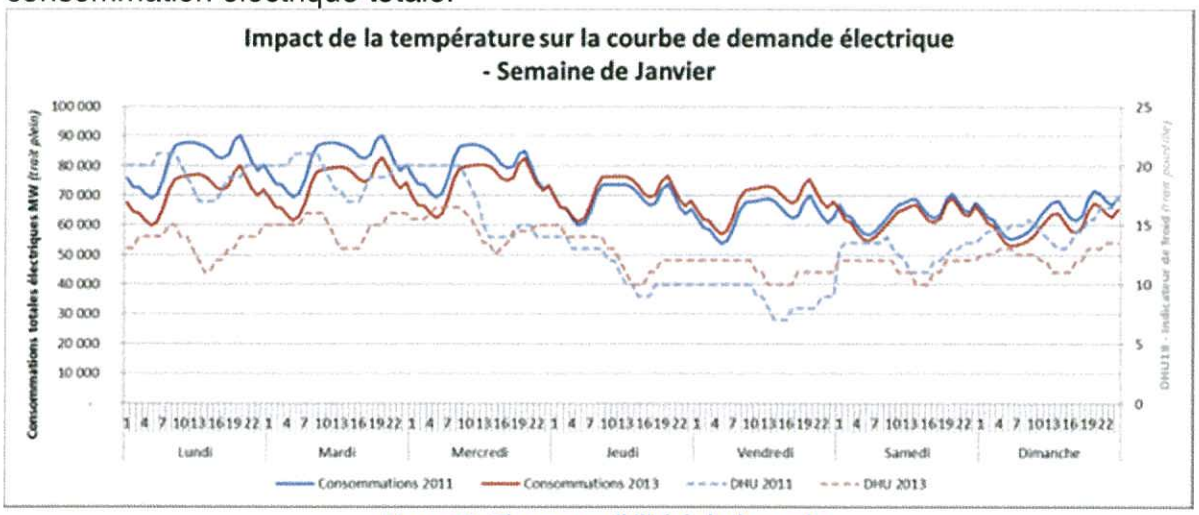


Figure 12 - Thermosensibilité de la demande

Les consommations totales électriques de la première semaine de janvier (climat 2011 et 2013) sont représentées en trait plein. Ces valeurs sont mises en parallèle avec les Degrés Heures Unifiés 18 (DHU18) qui sont des indicateurs de froid. Plus les DHU18 sont élevés et plus la température extérieure est froide, dès lors que la température extérieure excède 18°C, les DHU18 sont égales à zéro.

En effet, de nombreux usages sont sensibles à la température : le chauffage (résidentiel et professionnel), les auxiliaires de chauffage et également la climatisation. La thermo-sensibilité n'est donc pas uniquement observable en hiver. D'autres usages tels que l'éclairage sont influencés par la luminosité extérieure.

Le graphique de la Figure 13 illustre le gradient thermique lié aux hypothèses 2050, comparé au gradient historique. Le gradient de température est calculé heure par heure[8]. A climat constant (2013), on observe une diminution de plus d'un tiers du gradient de pointe. La diminution des consommations de chauffage dans le résidentiel et le tertiaire expliquent ce constat. Une comparaison entre deux années climatiquement contrastées : 2011 et 2013 montre une variabilité annuelle forte. Elle traduit une forte thermo-sensibilité de la demande de chauffage des pompes à chaleur.

[8] Un nuage de point est réalisé avec en ordonnée les consommations horaires et en abscisse les températures extérieures. Les consommations ayant lieu lorsque la température excède 15°C ne sont pas prises en compte.

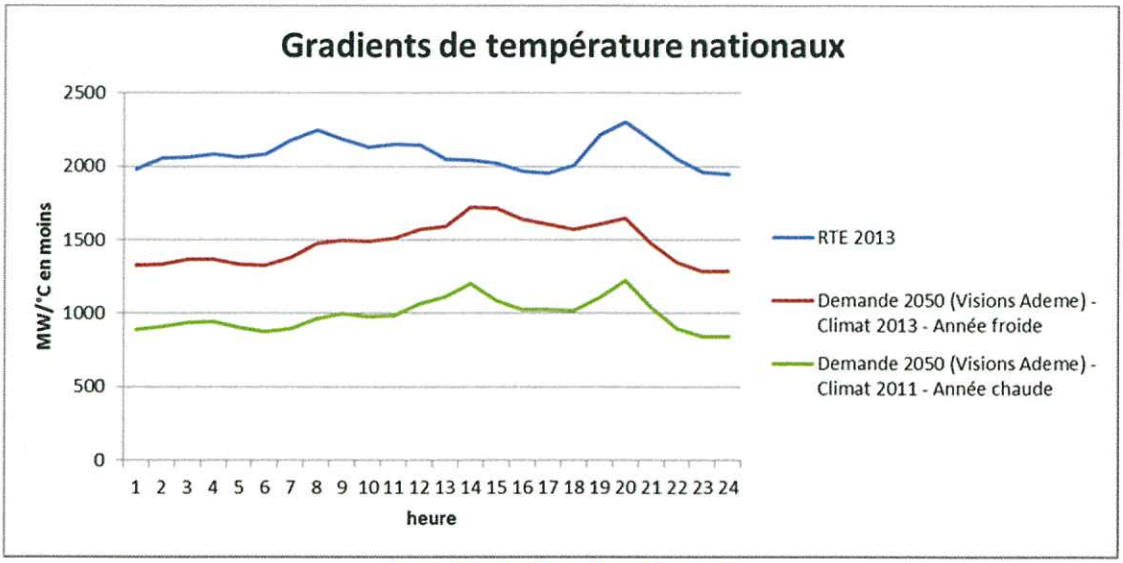


Figure 13 – Gradient thermique 2050

Remarque : Comme cela est exposé au paragraphe 3.2.5, une année climatique dimensionnante sera exploitée comme « année climatique de référence » dans le cadre de l'étude. Pour cette année climatique, les volumes de consommation annuelle sont respectivement de 422 TWh et 510 TWh pour les cas « de référence » et « moindre maîtrise de la consommation », et les pointes de demande respectivement de 96 GW et 134 GW.

3.2.4 Pilotage de la demande

L'étude retient les hypothèses de parc de consommation électrique des Visions 2050 de l'ADEME. Sur ce parc, plusieurs usages de demande sont supposés flexibles en 2050.

- 10.7 millions de véhicules électriques ou hybrides rechargeables dont on optimise la recharge à des bornes, pour moitié situées sur le lieu de travail et l'autre moitié au domicile (Figure 14) ; cela représente une flexibilité annuelle de 16 TWh, avec une pointe de 7 GW.
- L'intégralité du chauffage des ballons d'eau chaude sanitaire (chauffe-eau) du secteur résidentiel est supposé pilotable au sein d'une journée (exemple Figure 18), ce qui représente 7 TWh annuels, avec une pointe à 4 GW.
- 75% du chauffage électrique tertiaire et résidentiel (utilisant des PAC) est effaçable (avec report les heures suivantes, comme représenté Figure 16), ce qui représente 26 TWh sur l'année avec une pointe à 14 GW[9].
- La moitié des usages blancs[10] de 75% des consommateurs résidentiels est supposée pilotable quotidiennement, soit 8 TWh annuels, avec une pointe à 695 MW.

A travers ces hypothèses, l'ADEME présuppose que la diffusion d'une seconde génération de compteur communicant à l'horizon 2050 a permis de généraliser le déploiement de dispositif permettant le pilotage des usages à un coût très réduit.

[9] On considère au total 21.9 millions de bâtiments résidentiels (36 millions de logements) et de 15.6 de bâtiments tertiaires.
[10] Les usages blancs recouvrent les lave-linge, lave-vaisselle et sèche-linge.

Les hypothèses détaillées de flexibilité du parc sont données dans le document [Modèle].

Remarques :

1. *L'énergie effacée est entièrement reportée, suivant des contraintes spécifiques à chaque usage.*
2. *Le coût d'accès à la flexibilité de la demande est supposé fixe et la puissance totale de demande pilotable n'est pas optimisée, mais fixée en amont ; on suppose que les normes internationales des équipements électriques imposeront cette capacité de pilotage et donc que les coûts d'accès à cette flexibilité resteront limités.*
3. *Le modèle de simulation optimise le placement infra-journalier de ces différents usages pilotables.*

Les véhicules dont la recharge est dite « pilotable » sont branchés à des bornes de recharge (la moitié pendant la journée de travail, l'autre moitié pendant la nuit - - Figure 14) suivant des chroniques d'arrivée et de départ[11], mais la charge est pilotée par le système (eg pilotée par le gestionnaire du réseau), tout en s'assurant que les véhicules sont suffisamment chargés au moment où les utilisateurs les réutilisent. Le placement de la recharge est optimisé par le modèle. Un exemple de pilotage de la charge de véhicules électriques est fourni sur la Figure 15.

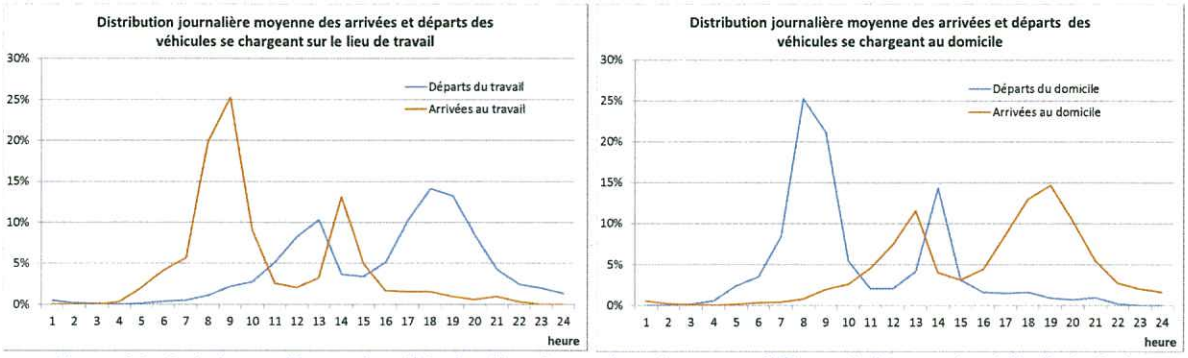


Figure 14 - Arrivées et départs de véhicules électriques chargés au travail (à gauche) ou au domicile (à droite)

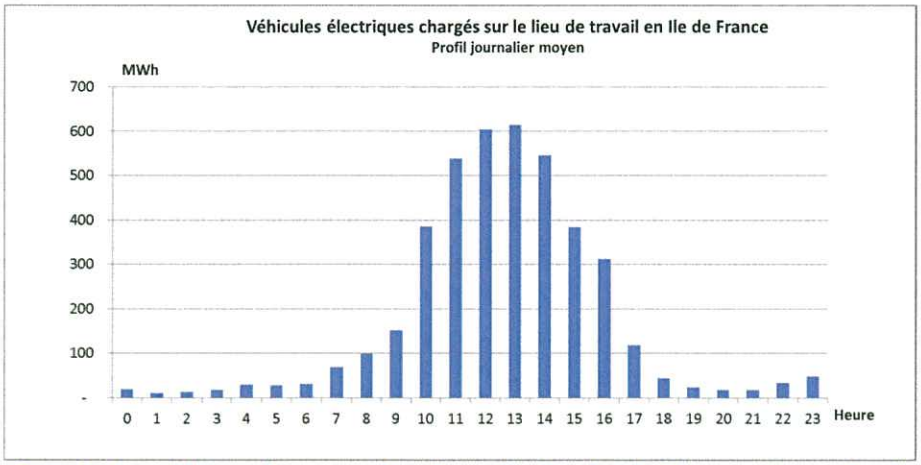


Figure 15 - Exemple de profil journalier moyen de recharge de véhicules électriques ; cette courbe n'est pas une hypothèse, mais le résultat du placement optimisé de la demande par rapport à la production EnR

[11] Source : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/ED41.pdf

Le modèle d'effacements-reports de chauffage a été construit à partir d'une courbe de simulations thermiques sur un parc de bâtiments représentatifs[12] ; lorsqu'un effacement a lieu une heure donnée, la moitié de la consommation effacée est reportée à l'heure d'après, le quart à l'heure suivante, … Les résultats de ce modèle sont présentés sur la Figure 16.

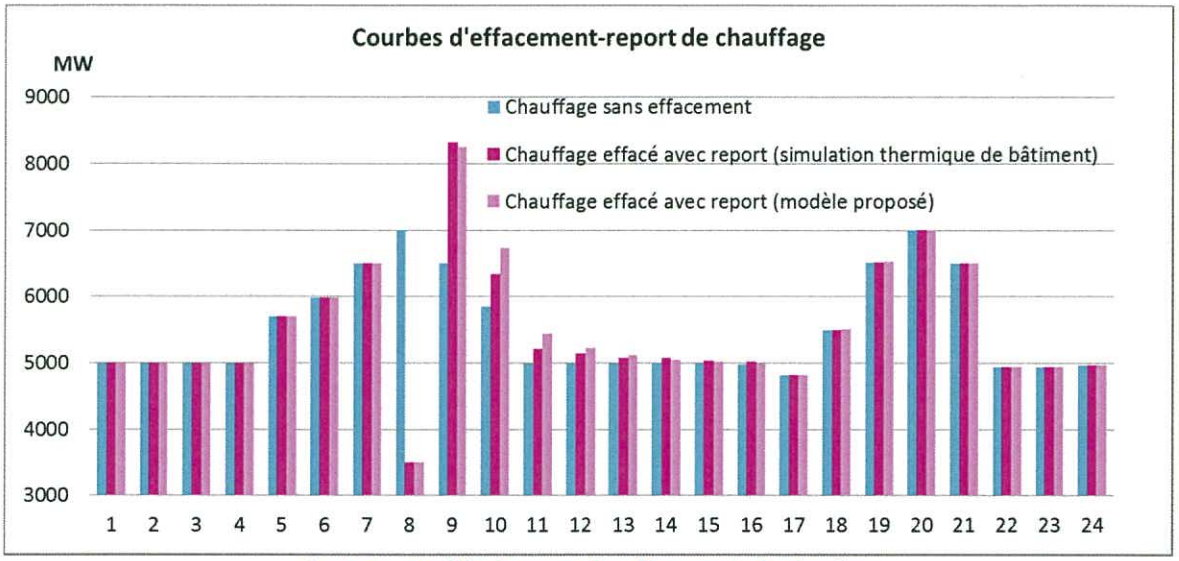


Figure 16 - Modèle de report des effacements de chauffage

On observe sur la Figure 17 les effets du pilotage du chauffage : une partie de la pointe de consommation du soir, entre 18h et 20h, est effacée et reportée pendant la nuit ; de même, on observe des effacements le matin entre 5 h et 9h, pour effectuer des reports à partir de midi et profiter des heures de fort ensoleillement.

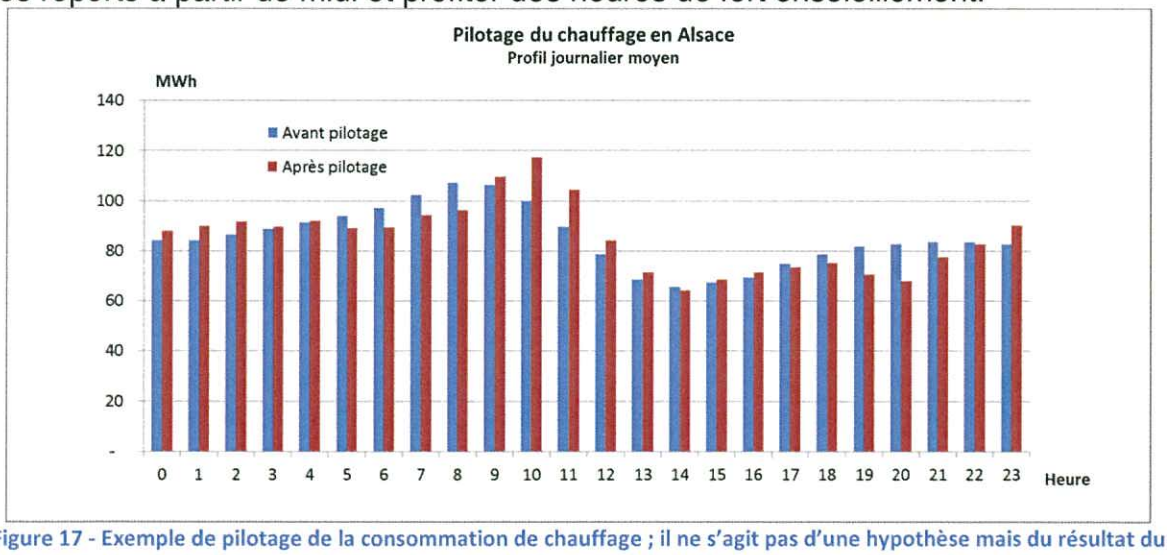


Figure 17 - Exemple de pilotage de la consommation de chauffage ; il ne s'agit pas d'une hypothèse mais du résultat du placement des effacements de chauffage en adéquation avec la production d'électricité

Remarque : Les différents équipements de chauffage sont pilotés alternativement pour éviter le report de puissance observé une heure après sur la Figure 16 *(puissance) et ainsi obtenir comme sur la* Figure 17 *un lissage de la pointe associé au chauffage.*

[12] Simulations thermiques réalisées avec le logiciel COMFIE.

Le pilotage de l'eau chaude sanitaire et des usages blancs s'effectue suivant un modèle qui répartit librement une consommation journalière sur les heures de la journée (entre 6h et 6h le lendemain) ; cet arbitrage est effectué de manière optimale par le modèle d'optimisation (exemple Figure 18). Contrairement à la situation actuelle, on constate que l'optimum pour un système très fortement EnR est de placer les consommations pilotables en moyenne aux heures de production photovoltaïque.

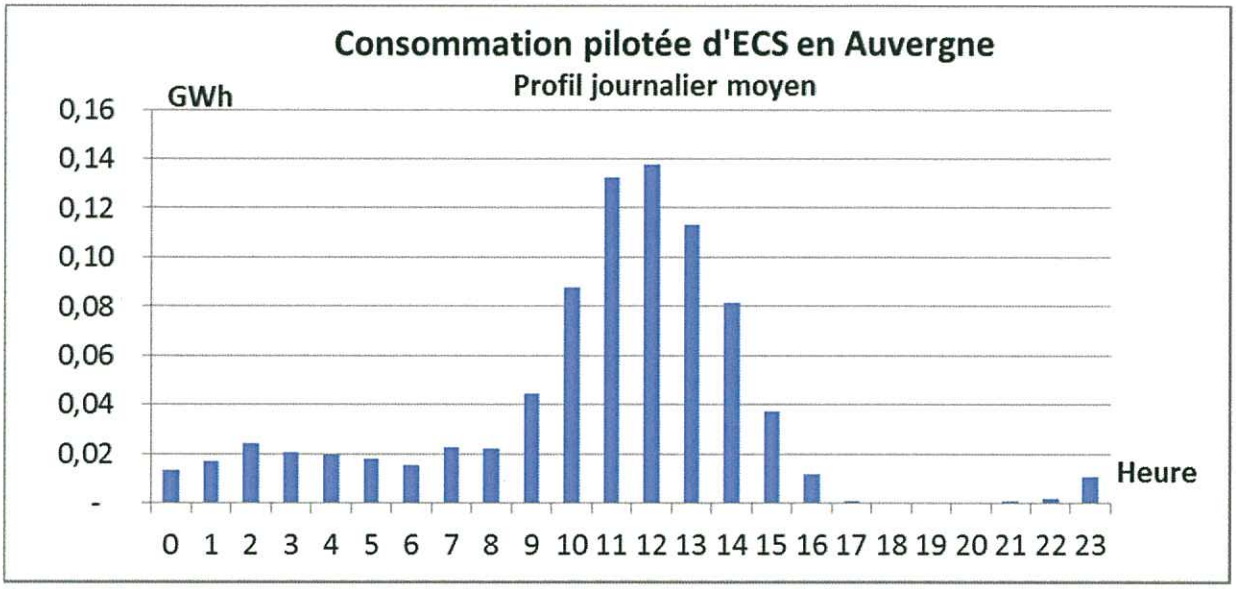


Figure 18 - Profil journalier moyen de la recharge des ballons d'eau chaude en Auvergne ; là encore, il s'agit du résultat de l'optimisation fournie par le modèle

La Figure 19 représente la répartition par région des différents types de consommation :

- la consommation non pilotable ;
- la consommation effaçable non effacée, à savoir la part du chauffage supposée effaçable qui n'a finalement pas été effacée par l'optimisation (en partie parce que cela n'était pas utile pour le système et en partie du fait de contraintes sur les effacements[13]) ;
- la consommation effacée puis reportée, correspondant à la quantité de chauffage effacée ;
- la consommation pilotée quotidiennement, qui concerne l'ECS et la part pilotée des recharges de véhicules électriques et hybrides rechargeables.

[13] Il s'agit d'une capacité d'effacements en énergie correspondant à la moyenne hivernale horaire de consommation de chauffage effaçable, qui ne peut être sollicitée à 100% deux pas de temps successifs.

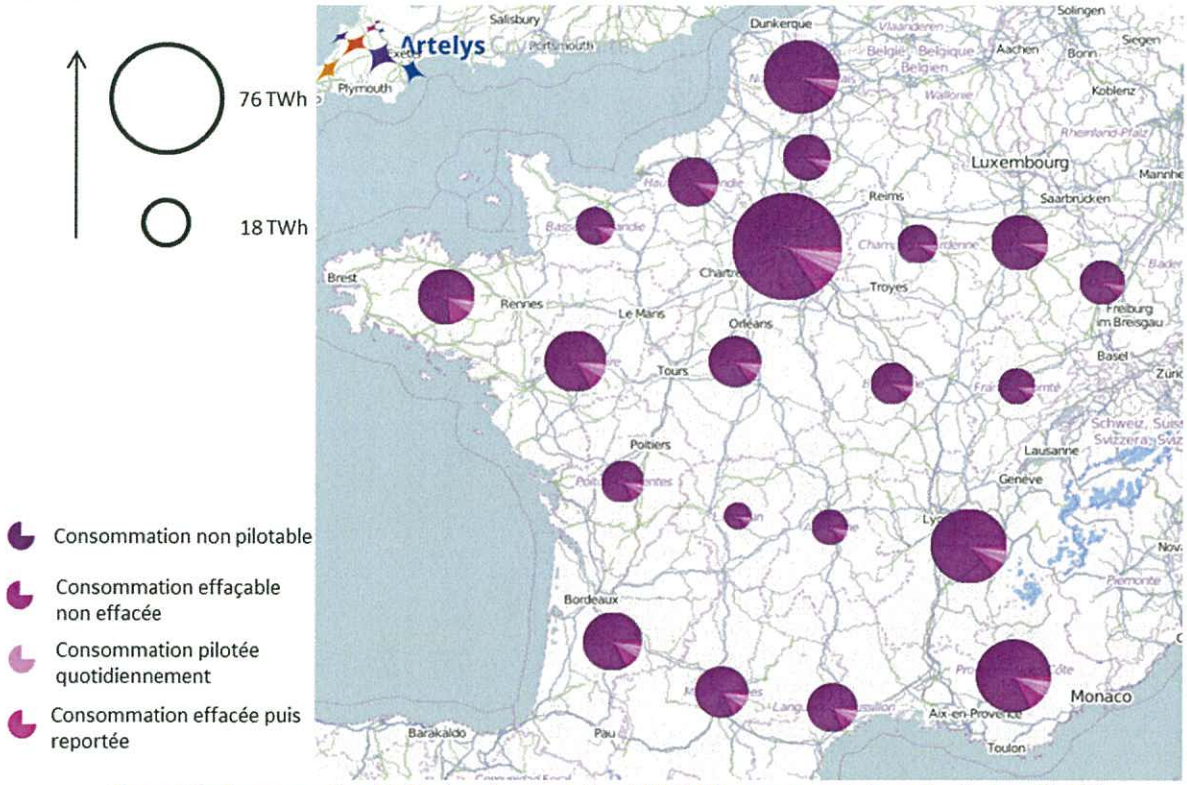


Figure 19 - Consommation 2050 répartie par régions (422 TWh annuels, pointe après pilotage 96 GW

La puissance totale des équipements pilotables est une donnée exogène au modèle. Le coût d'appel à cette flexibilité (OPEX) a été considéré comme nul (étant rendu à service identique pour le consommateur).
Le coût annuel (coût annualisé d'investissement et de maintenance) associé aux gisements présentés précédemment a été estimé par l'ADEME à 450 M€/an, correspondant à

- 420 M€/an pour le résidentiel : 5.4 Mds€ annualisés sur 20 ans (36 millions de foyers, avec un coût d'installation de 100 € par foyer et de 50 € de relai de communication et d'actionneur) ;
- 33,5 M€/an pour les recharges optimisées de 2 millions de véhicules particuliers de jour[14] et celles de 6.6 millions de véhicules utilitaires ou serviciels (prix du pilotage de 50 € par véhicule[15], similaire à celui d'une installation résidentielle).

3.2.5 La prise en compte de l'aléa météorologique

Comme l'illustre la Figure 20, les conditions météorologiques génèrent des écarts importants sur les productibles renouvelables d'une année sur l'autre.

[14] On suppose que le pilotage de la recharge nocturne est pris en charge par le système de pilotage des consommations résidentielles.
[15] Hypothèse plutôt surestimée, car il y aura plus de véhicules que de bornes.

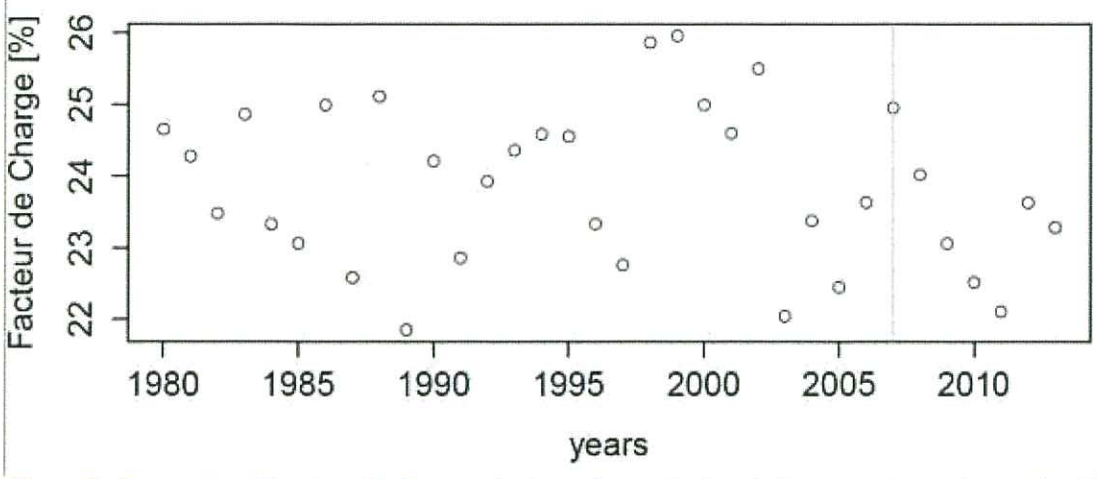


Figure 20 - Comparaison historique des facteurs de charge des productions éoliennes en France. Les années 2006-2007 à 2012-2013 ont été utilisées pour l'étude.[16]

De manière à prendre en compte ces aléas et à construire un mix énergétique qui ne soit pas adapté qu'à un unique scénario climatique (avec des phénomènes spécifiques non représentatifs), l'étude exploite 7 années d'historiques météorologiques à maille régionale et européenne. Les productibles solaires et éoliens ont été générés au pas de temps horaires (sur ces 7 années), pour chacune des 21 régions françaises et des 5 zones frontalières. Ces historiques respectent ainsi la corrélation des productibles entre eux ainsi qu'avec la température (à partir de laquelle ont été construits les scénarios de consommation associés).
Remarque : Pour les filières hydrauliques, aucune donnée de pluviométrie corrélée aux séries de vent, soleil et température n'a été utilisée, en raison des difficultés relatives à la reconstitution des bassins versants et à la prise en fonte de la fonte des neiges. Les données de productibles hydrauliques exploitées pour l'étude ont été fournies par RTE ; elles correspondent à une année moyenne et non à une année historique.

La Figure 21 et la Figure 22 illustrent la production des différentes filières EnR à des périodes de l'année respectivement estivale et hivernale.

L'optimisation de parc a été réalisée sur une année considérée comme dimensionnante, du fait de la vague de froid de deux semaines (Figure 22) correspondant à l'hiver 2011-2012, qui concentre 6% de la consommation de l'année, avec une pointe à 96 GW. Le parc optimisé a ensuite été testé sur les 6 autres scénarios (dont les pointes de consommation varient entre 86 GW pour le scénario 2006-2007 et 97 GW pour le scénario 2008-2009).

Remarque : Aucune hypothèse de changement climatique n'a été effectuée dans cette étude.

[16] Les années précédentes ne sont pas représentatives du productible éolien, car il n'y avait que peu de sites installés.

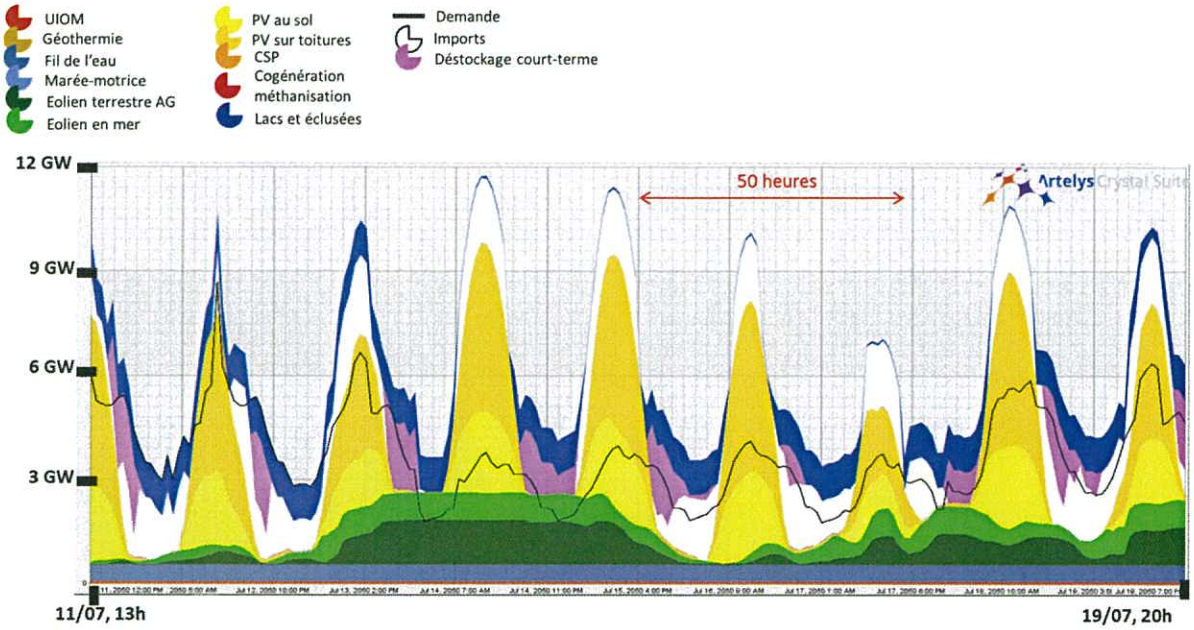


Figure 21 - Exemple de production EnR en PACA, pendant l'été ; la courbe de demande figure en trait plein noir

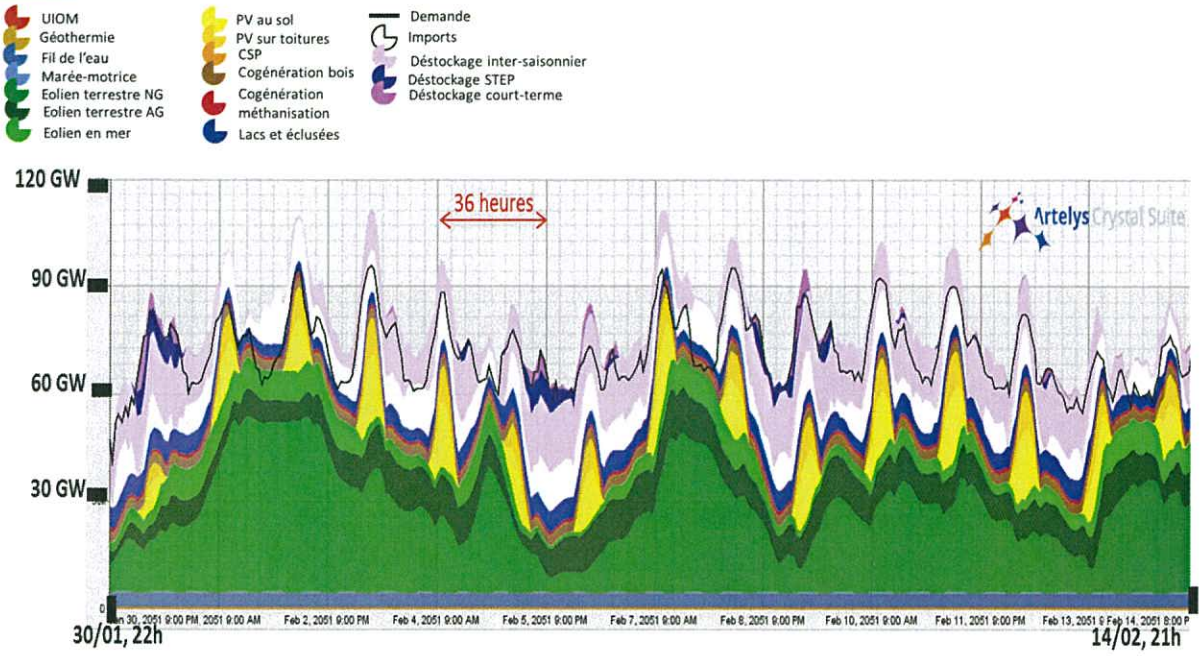


Figure 22 - Zoom sur la vague de froid correspondant à février 2012

Remarques :

1. *Plusieurs représentations de « productions cumulées », telles que celle* Figure 22 *sont produites tout le long de ce rapport. Celles-ci comportent toujours une structure similaire, à savoir les différents types de productions empilés les uns au-dessus des autres, avec de bas en haut, les productions non pilotables plates, les productions non pilotables, les productions issues de filières pilotables, les imports et le déstockage. Par-dessus-, la demande totale figure en trait plein noir. Afin de faciliter la lecture de la légende, l'ordre d'apparition des filières dans les graphiques suit celui de la légende.*
2. *Les parties d'imports ou de déstockage situées au-dessus de la courbe de demande correspondent à des exports. Il n'est en effet pas exclu que des imports et des exports aient lieu simultanément, puisque des échanges avec les pays frontaliers sont modélisés dans 16 régions ; la France peut ainsi être transitée.*

3.2.6 Valorisation du surplus

Afin de pouvoir valoriser une partie du surplus de production renouvelable, on a considéré qu'une partie de l'électricité pourrait être, à certains moments, utilisée pour d'autres vecteurs énergétiques :

- Une partie du surplus est valorisé en méthane, stocké sur le réseau de gaz, puis ré-exploité pour produire de l'électricité. Plus de détails sont fournis au paragraphe 3.3.2.
- une autre partie du surplus peut produire la chaleur nécessaire à l'alimentation des réseaux de chaleur urbains, en substitution à d'autres ressources énergétiques.

Une filière Power to Heat a ainsi été modélisée afin de valoriser sous forme de chaleur une partie du surplus de production. Cette filière représente la valorisation de l'électricité par des pompes à chaleur (PAC) pour injection sur le réseau de chaleur.

Pour éviter de surestimer cette valorisation, l'exploitation de cette filière est bornée par une disponibilité régionale. Cette disponibilité est reconstituée à partir de profils et volumes (hypothèses des visions Ademe) de consommations de chauffage et ECS sur les réseaux de chaleur desquels on retire la production fatale de chaleur (récupération de chaleur industrielle, usines d'incinérations, …).

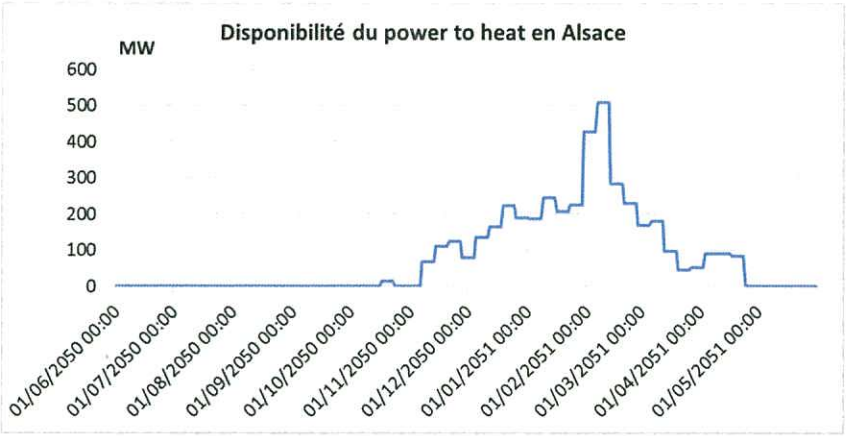


Figure 23 - Exemple de courbe de disponibilité de valorisation power to heat (demande de chauffage, de laquelle on retire la production de chaleur fatale)

3.3 Modélisation détaillée

Dans chaque région, une modélisation très détaillée est adoptée, avec représentation de douze filières non pilotables, de trois filières à la production pilotable et de trois types de stockage. Les capacités installées pour chacune de ces filières sont optimisées pour chaque région française.

3.3.1 Filières de production EnR

3.3.1.1 Productions non pilotables

Chaque ressource renouvelable non pilotable a été modélisée avec, pour certaines d'entre elles, plusieurs filières représentées.

Remarque : En 2050, le terme « non pilotable » pourrait être considéré comme inapproprié du fait de la présence de stockage et de la non-valorisation de certaines productions (assimilable à de l'écrêtement). Toutefois, les technologies modélisées ne comportent pas de moyens de flexibilité dédiés.

Ainsi, on distingue :

- deux filières éoliennes terrestres (aux pales plus ou moins longues à puissance donnée, dites d'ancienne et de nouvelle génération),
- deux filières éoliennes en mer (flottante et posée),
- trois filières marines (houlo-moteur, hydrolienne et marémotrice)[17],
- deux filières photovoltaïques (au sol et sur toitures),
- une filière hydraulique au fil de l'eau.

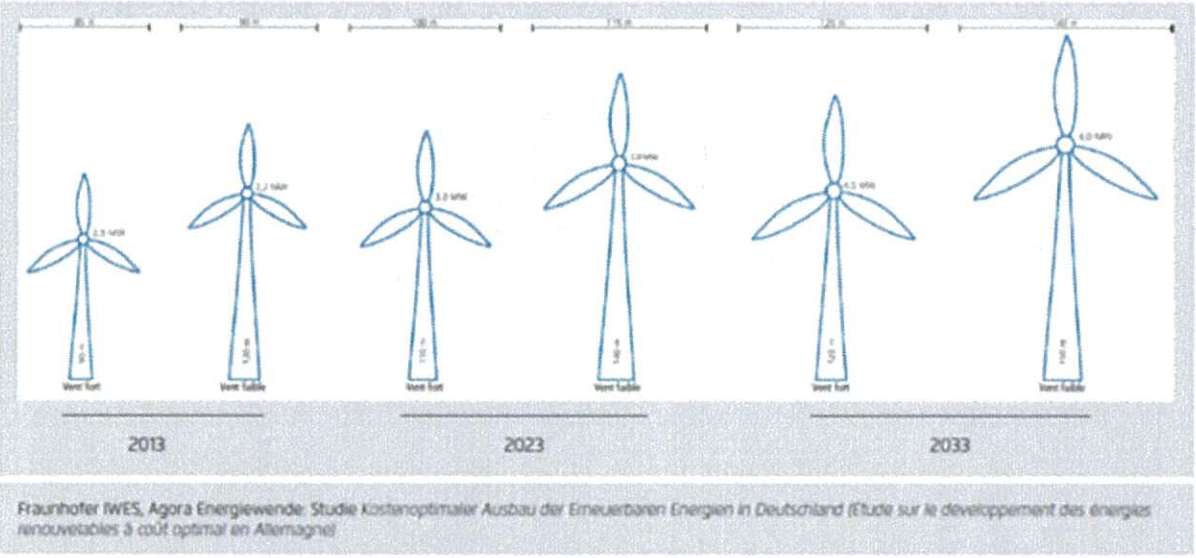
Deux filières non pilotables au profil constant sur l'année sont également représentées : la géothermie et les usines d'incinérations d'ordures ménagères (UIOM).

[17] Les profils de production des filières marines ont été reconstitués grâce aux données issues de la base Previmer.

Chacune de ces filières présente des gisements, profils de production et des facteurs de charge différents pour chaque région. Cela permet au modèle d'effectuer une optimisation sur des critères fins tenant compte des caractéristiques propres de chaque filière.
Ces filières sont présentées en détail dans le document [Modèle].

Focus sur les éoliennes de nouvelle génération :

État des lieux et évolutions attendues pour les éoliennes types installées en 2013, 2023 et 2033 Figure 4



Fraunhofer IWES, Agora Energiewende: Studie Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland (Étude sur le développement des énergies renouvelables à coût optimal en Allemagne)

Figure 24 - Evolution des caractéristiques des éoliennes – source Fraunhofer

Une nouvelle génération de turbines éoliennes apparaît aujourd'hui dans les catalogues des constructeurs. Ces turbines, à pales plus grandes pour une puissance de génératrice donnée, offrent une production accrue à des vitesses de vent plus faibles. En contrepartie, la vitesse de vent maximale autorisant leur fonctionnement se trouve elle aussi réduite. Cette nouvelle technologie de turbines doit permettre d'accroître le potentiel de production des sites moins ventés et ainsi, permettre de rendre exploitables des sites considérés aujourd'hui comme non rentables. La taille du rotor augmente : certain diamètre de pâles atteignent ainsi 125 m. La surface spécifique, définie comme la surface balayée par le rotor rapportée à sa puissance, aujourd'hui en moyenne autour de 2-3 m2/kW dans le parc installé français avoisine 5-6 m2/kW sur les modèles de nouvelle génération en catalogue à ce jour.

Ces nouvelles machines, en démarrant plus vite, atteignent plus rapidement leur puissance nominale; Elles s'intègrent ainsi plus facilement dans le système électrique grâce à un nombre d'heure de fonctionnement pleine puissance plus élevé. Il a été supposé plus élevé de 30% dans le cadre de cette étude.
Toutefois, cet avantage est contrebalancé par une moindre densité de puissance au sol. Ces nouvelles éoliennes étant plus grandes, les distances inter-éoliennes sont également plus importantes que celles utilisées actuellement dans le dimensionnement des parcs pour limiter les effets de sillage.

Le modèle d'optimisation va donc pouvoir arbitrer entre un avantage système et un besoin de puissance.

Exemple de parc installable pour 1 km2 de surface au sol dans la région Nord-Pas-de-Calais :

	Puissance du parc	nombre de mâts (pour des éoliennes de 2 MW)	Nombre d'heures de fonctionnement pleine puissance	Production annuelle	Nombre d'heures dans l'année où Puissance > 30%.Pnominale
ancienne génération	8 MW	4	2470 h	19.7 GWh	3286 h
nouvelle génération	5.3 MW	<3	3241 h	17.1 GWh	4374 h

Les épisodes de production simulée représentés Figure 25 et Figure 26 illustrent bien les différences avec lesquelles les technologies de turbine ancienne (A.G.) et nouvelle génération (N.G.) ont été modélisées. La courbe de puissance de la technologie N.G. est « décalée » vers l'origine, si bien que la phase de croissance de la production coïncide avec des vitesses de vent plus réduites. Cela se traduit ici par une production supérieure à celle associée à la technologie A.G. pour des vents faibles ou intermédiaires, comme on peut le voir de manière générale sur les figures. D'un autre côté, la vitesse de vent seuil à partir de laquelle les vents, très forts, entraînent un arrêt progressif des turbines, est également inférieure pour la technologie N.G. Un exemple de situation où se manifeste un arrêt des turbines N.G., mais où le vent n'est pas suffisamment fort pour entraîner un arrêt (significatif) des turbines A.G., est visible sur le graphe de gauche de la Figure 26. Dans les premières heures, alors que la production associée à la technologie A.G. atteint sa valeur maximale (ou presque), les vents sont si forts que pendant quelques heures la production issue de la technologie N.G. diminue du fait d'un arrêt progressif des turbines. L'observation de ce genre d'évènements reste toutefois très rare, surtout aux échelles spatiales plus grandes, où le foisonnement se traduit par une distribution des valeurs de production plus resserrée autour des valeurs intermédiaires (et donc loin de la valeur de production maximale). Cette différence s'observe très bien dans les monotones (Figure 27).

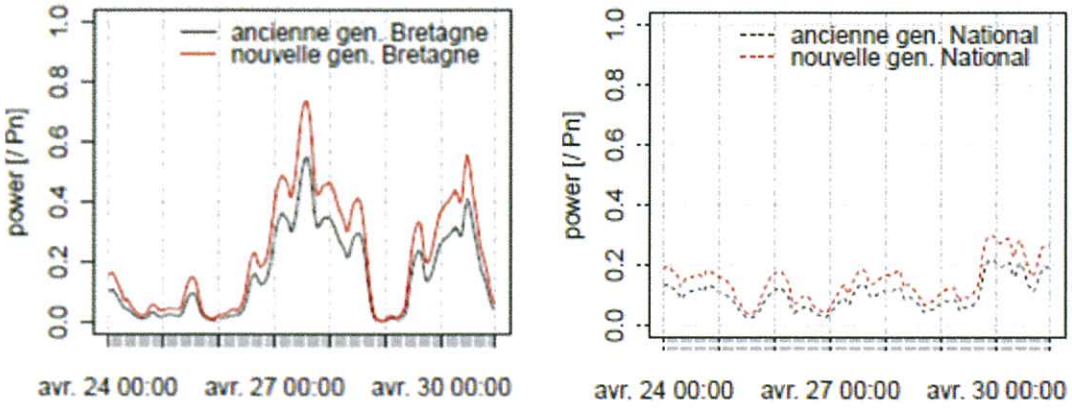


Figure 25 - Episode de production lors d'une semaine avec peu de vent pour la Bretagne (à gauche) et la France entière (à droite). La production est ramenée à la puissance installée. La valeur 1, atteignable pour une turbine donnée, n'est pas atteinte au niveau de la région Bretagne, et encore moins au niveau national, en raison du foisonnement.

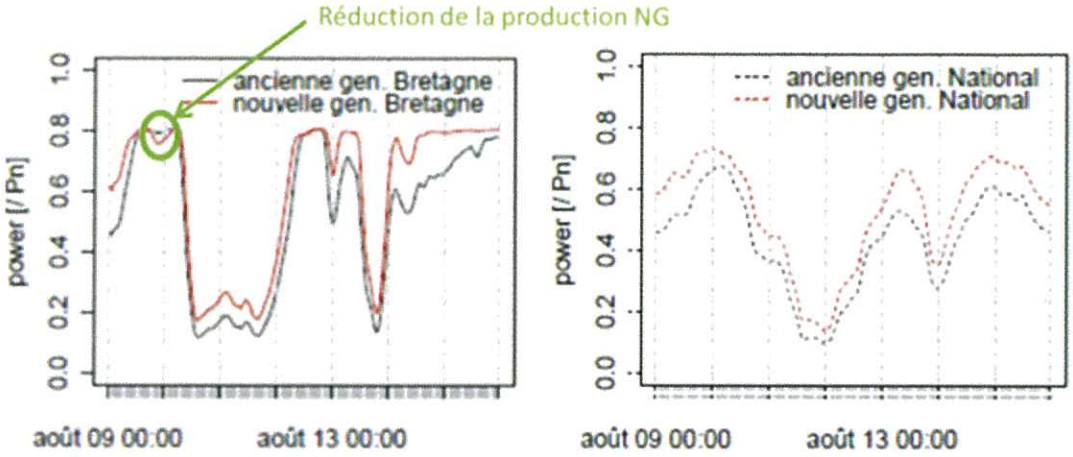


Figure 26 - Episode de forte production d'une semaine pour la Bretagne (à gauche) et la France entière (à droite)

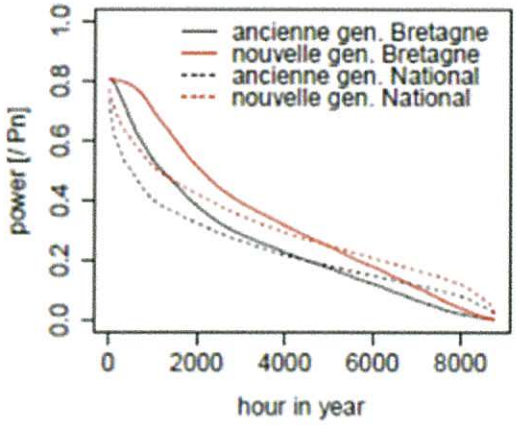


Figure 27 - Monotones calculées à partir des données du scénario de référence

3.3.1.2 *Productions EnR pilotables*

Dans l'étude, quatre filières de productions EnR pilotables sont considérées :

- une filière de cogénération au bois, dont la production de chaleur est valorisée à un prix correspondant au coût variable de fonctionnement d'une chaudière bois d'un réseau de chaleur ;
- une filière méthanisation, qui, étant donnée une consommation journalière de déchets fixée de façon exogène, produit chaque jour du biogaz dans un volume tampon journalier, dont la transformation en électricité est pilotée de manière optimale ;
- une filière solaire thermodynamique à concentration (Concentrated Solar Power ou CSP), dont le productible journalier, dépendant de l'ensoleillement, est intégré à un stock de chaleur journalier ; la production électrique est pilotée de façon optimale au sein d'une journée (Figure 28);
- les centrales hydroélectriques à réservoirs, qui reçoivent des apports hebdomadaires en eau (reconstitués par région à partir de données fournies par RTE) dont le turbinage est optimisé, avec une gestion annuelle simulée par des courbes guides hebdomadaires (quantité d'eau à conserver dans le réservoir à chaque fin de semaine)

En pratique, on observe que l'optimisation placera les productions pilotables en opposition aux heures de production photovoltaïque. L'hydraulique à réservoir offre de surcroit l'opportunité d'une gestion inter-saisonnière, qui permet notamment de faciliter le passage des vagues de froid.

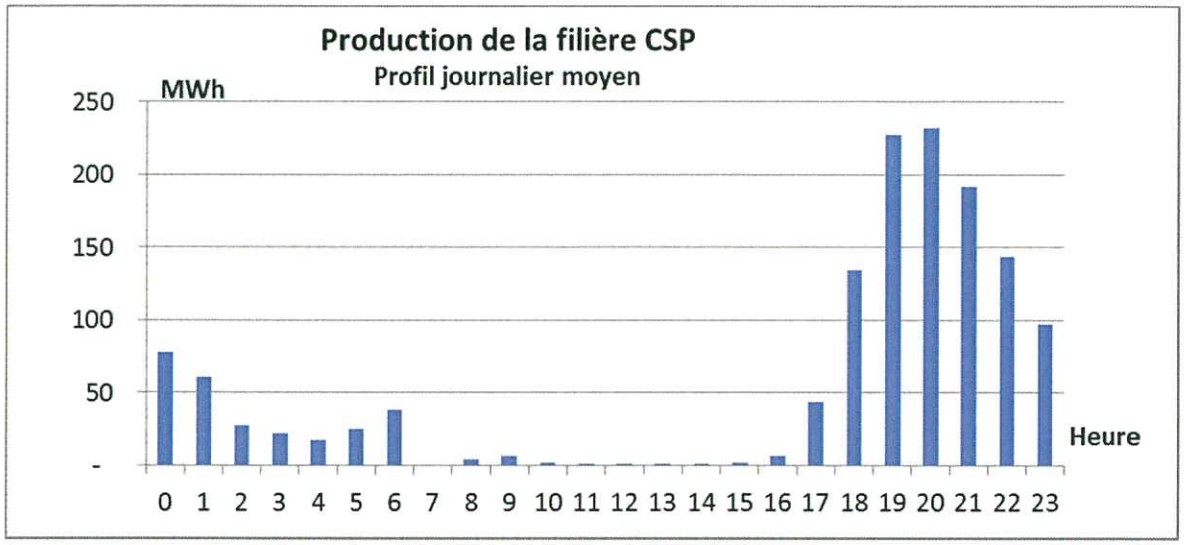


Figure 28 - Profil journalier moyen de production effective optimisée de la filière solaire thermodynamique à concentration - CSP

3.3.2 Stockage

La principale caractéristique d'un moyen de stockage est le ratio Puissance/Energie stockée, déterminant le temps pendant lequel le moyen de stockage peut se décharger à pleine puissance. L'étude PEPS [18] avait identifié qu'en 2030 deux principaux types de stockage permettraient de répondre aux contraintes différentes imposées par le photovoltaïque et l'éolien :

- le photovoltaïque génère, à partir d'un certain taux de pénétration, un besoin supplémentaire de flexibilité de quelques heures pour faire face à ces variations quotidiennes ;
- l'éolien, dont les cycles de variation s'étalent habituellement sur plusieurs jours (après foisonnement de la production à la maille nationale), génère quant à lui un besoin de stockage de quelques dizaines d'heures.

Sur cette base, afin de pouvoir atteindre l'objectif de 100% EnR, trois types de stockage sont considérés dans l'étude :

- un stockage dit de court-terme (6 heures de durée de décharge), représentant une méta-technologie assimilable, en termes de caractéristiques technico-économique à des ACAES[19] ou des batteries (exemple Figure 29) ;
- des STEP[20] permettant un stockage infra-hebdomadaire (32 heures de durée de décharge, Figure 31), et a fortiori également un stockage infra-journalier (exemple Figure 30) ;

[18] http://www.ademe.fr/etude-potentiel-stockage-denergies
[19] Adiabatic Compressed Air Energy Storage : stockage d'électricité par air comprimé adiabatique.
[20] Station de transfert d'énergie par pompage, constitué de 2 bassins hydrauliques à des altitudes différentes.

- un stockage inter-saisonnier réalisé par l'intermédiaire de filières « power to gas » (méthanation) et « gas to power ». On impose un équilibre annuel entre la production de « power to gas » et la consommation de « gas to power » ; les transferts interrégionaux du gaz sont réalisés sur le réseau de gaz (dont on présuppose l'existence). Les placements géographique des filières de « power to gas » et « gas to power » sont optimisés (et indépendants l'un de l'autre). Les hypothèses de coûts et de performance de ces filières sont issues de l'étude ADEME « Power to gas »[21].

Hormis les STEP, dont la position géographique est contrainte par les caractéristiques topographiques, ces moyens de stockage sont placés de façon optimale entre les différentes régions de France.

Les figures suivantes présentent les profils moyens de stockage et déstockage observés pour les différentes filières ; ces comportements ne sont pas des hypothèses d'entrée du modèle mais les résultats de l'optimisation au pas de temps horaire.
Remarque : on appelle « profil journalier moyen » associé à une donnée, une courbe dont l'abscisse est constituée des 24 heures de la journée, et qui en ordonnée représente, à une heure h, *la moyenne de la valeur de la donnée sur les 365 heures de l'année correspondant à l'heure* h.

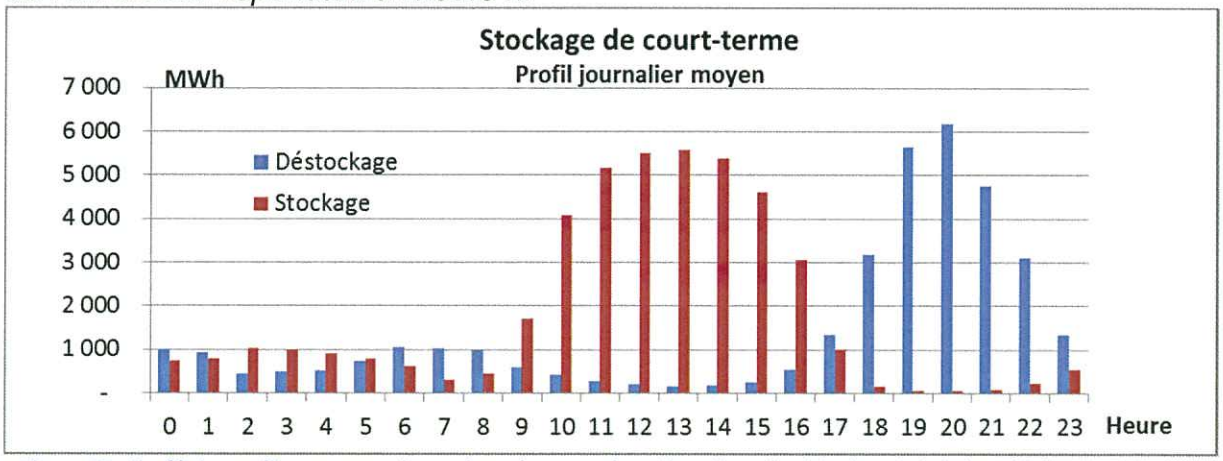


Figure 29 - Profils journaliers moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) optimisés (MWh) de court-terme (valeurs nationales)

[21] http://www.ademe.fr/etude-portant-lhydrogene-methanation-comme-procede-valorisation-lelectricite-excedentaire

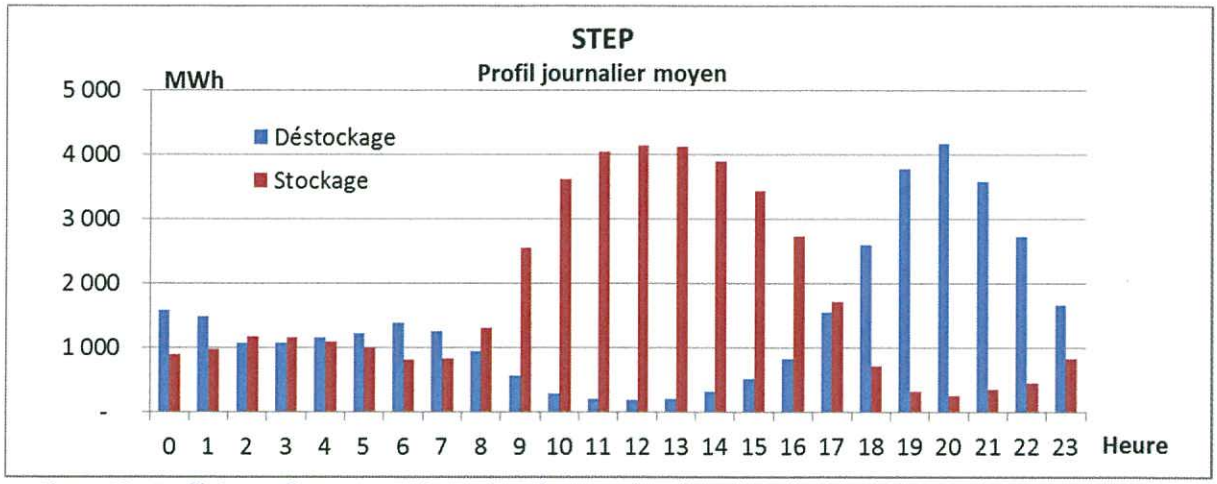


Figure 30 – Profils journaliers moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) des STEP (valeurs nationales)

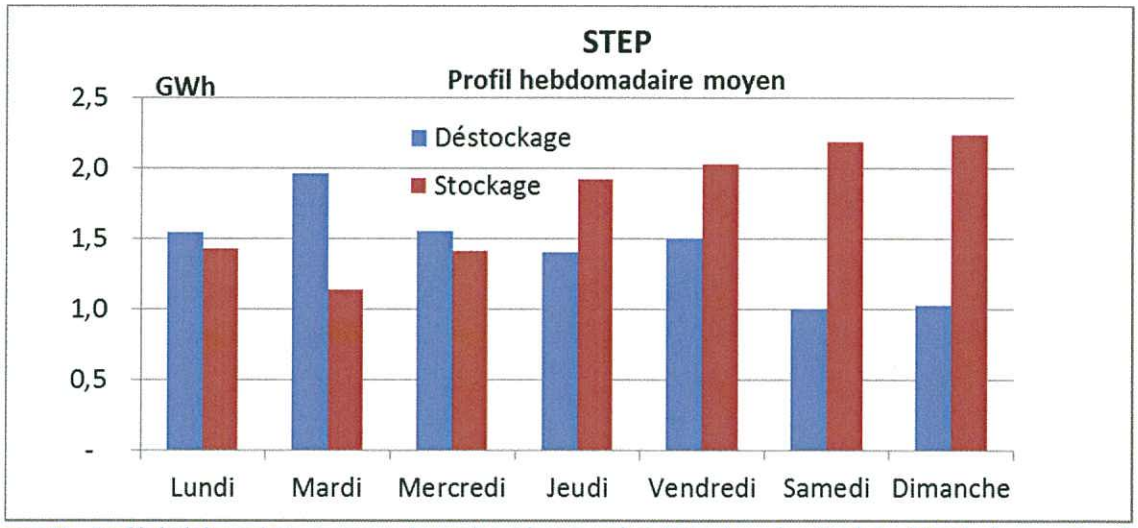


Figure 31 - Profils hebdomadaires moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) des STEP (valeurs nationales)

Comme pour la production pilotable, on observera, suite à l'optimisation, pour les trois types de stockages modélisés, un déstockage en opposition aux heures de production photovoltaïque, avec un stockage essentiellement aux pas de temps d'ensoleillement important : tous les stockages participent à la satisfaction du besoin de flexibilité infra-journalier.

En outre, le turbinage des STEP se produit en majorité en semaine, lors des plus fortes consommations, et le pompage plutôt le week-end. Le power to gas to power participe également au stockage hebdomadaire (Figure 33), et est utilisé pour le passage d'une vague de froid en février, comme on peut l'observer Figure 34. La Figure 35 illustre la cause du stockage notable en décembre : il s'agit du mois au cours duquel la production éolienne est la plus importante.

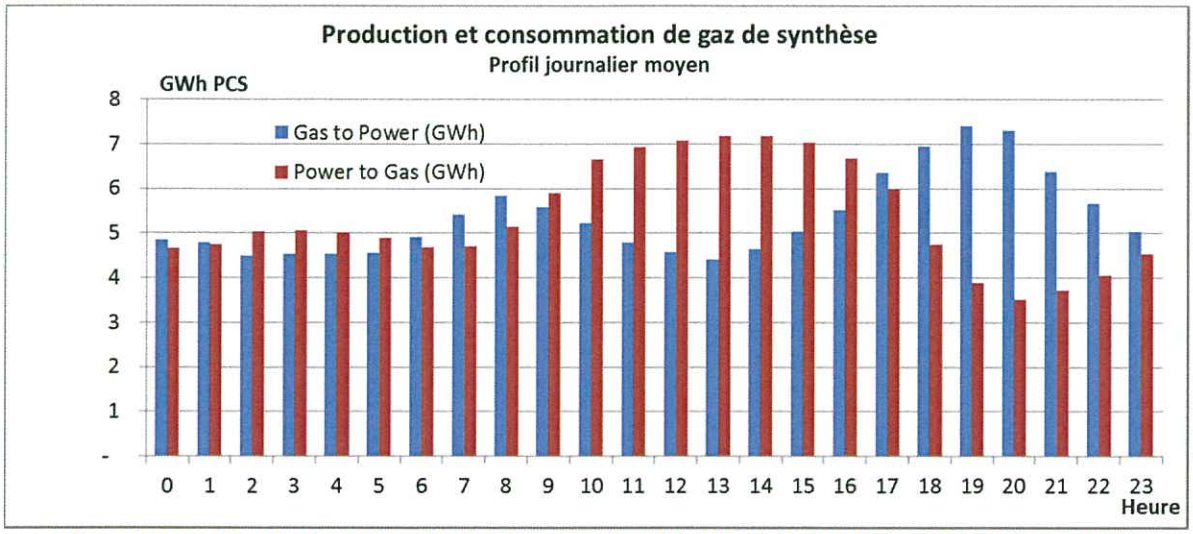


Figure 32 - Participation du stockage inter-saisonnier à la satisfaction du besoin de flexibilité infra-journalier

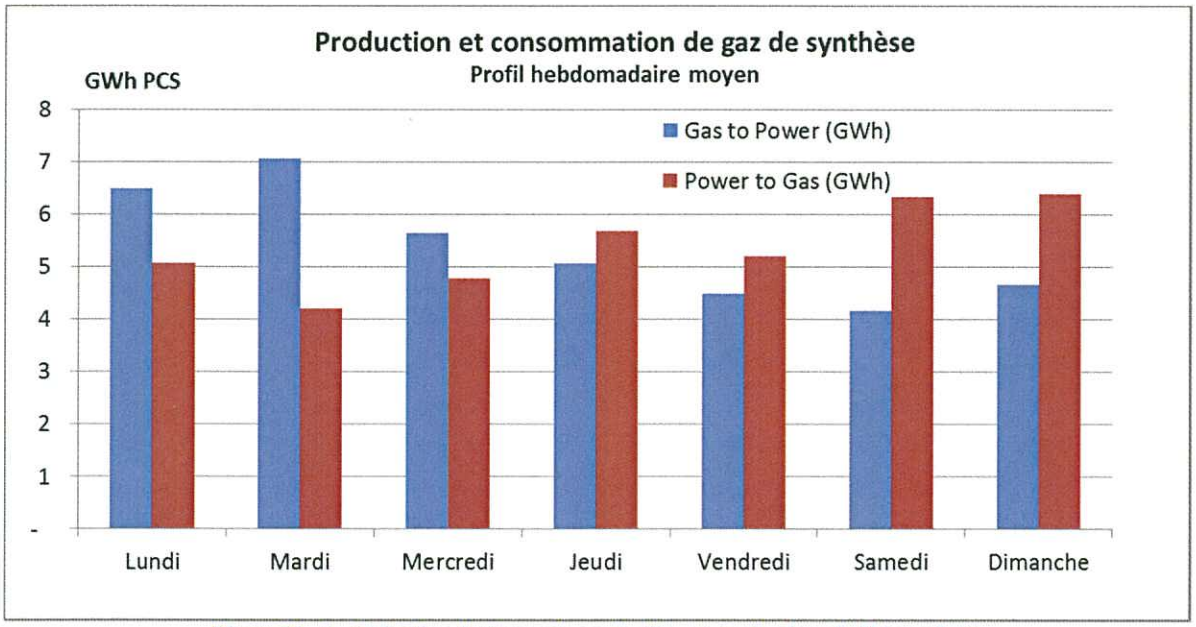


Figure 33 - Participation du Power to gas to Power au stockage hebdomadaire

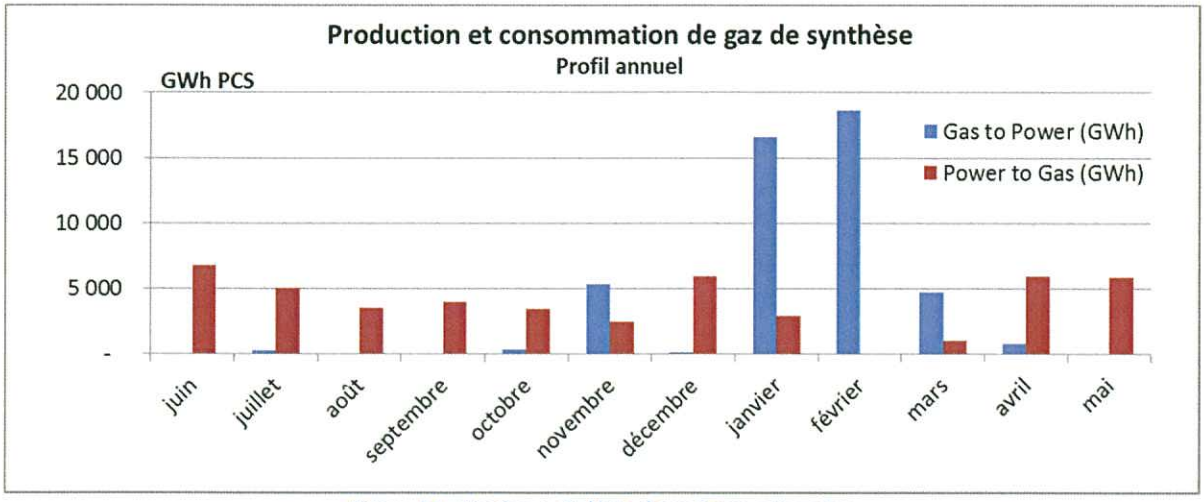


Figure 34 - Stockage et déstockage inter-saisonnier

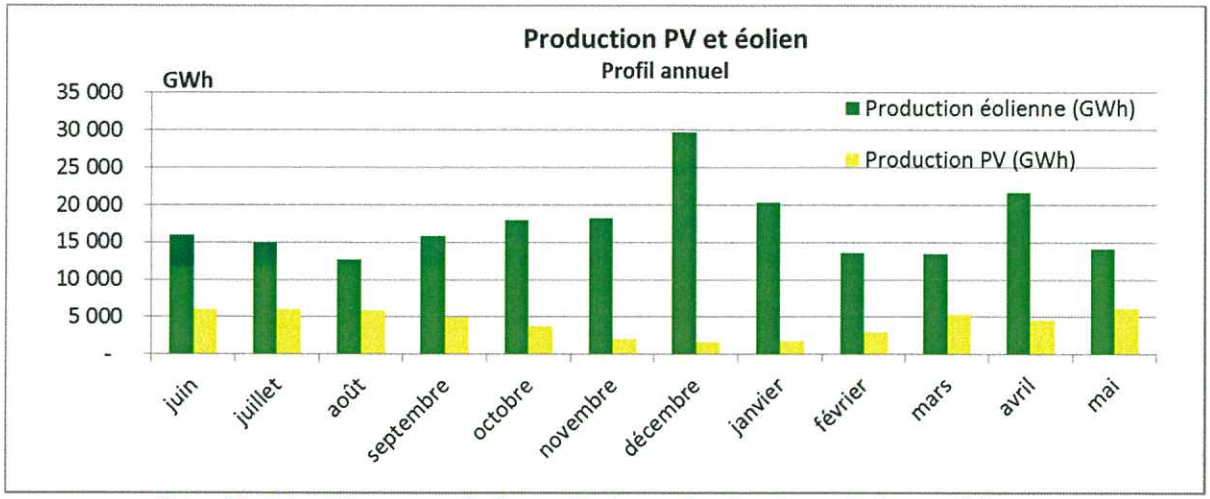


Figure 35 - Répartition mensuelle des productions nationales photovoltaïques et éoliennes

Des détails supplémentaires relatifs à la modélisation des différents stockages sont présentés dans le document [Modèle].

3.3.3 Réseau de transport inter-régional

Le réseau de transport électrique français est modélisé par des capacités d'échange commerciales entre régions (Figure 36). L'ADEME n'a pas cherché à reconstituer le réseau de transport physique tel qu'il existe aujourd'hui.

Ces capacités d'échange sont optimisées parallèlement aux capacités de production des différentes filières.
Comme cela est détaillé dans le document [Modèle], on attribue un coût d'installation de capacité de réseau (en €/MW) suivant une métrique similaire à celle utilisée dans l'optimisation de capacités de production EnR. Le coût d'un MW supplémentaire d'interconnexion entre 2 régions a été évalué à partir d'une estimation 2013 du coût annuel du réseau de transport inter-régional ramené à la capacité totale d'un réseau inter-régional optimisé pour le parc de production actuel. On obtient ainsi un coût d'installation de la capacité d'échange entre deux régions de 33 k€/MW/an.

Remarques :

1. *Les pertes en ligne sont déjà comprises dans les scénarios de demande ; on ne prend donc pas leur coût en compte.*
2. *Le réseau de distribution n'est pas modélisé, et le coût de son éventuel renforcement n'est pas comptabilisé. La majorité de la production des mix modélisés étant directement injectée dans les postes sources, l'impact de cette hypothèse reste limité.*

La prise en compte des autres coûts de réseau est détaillée dans la section 5.1.

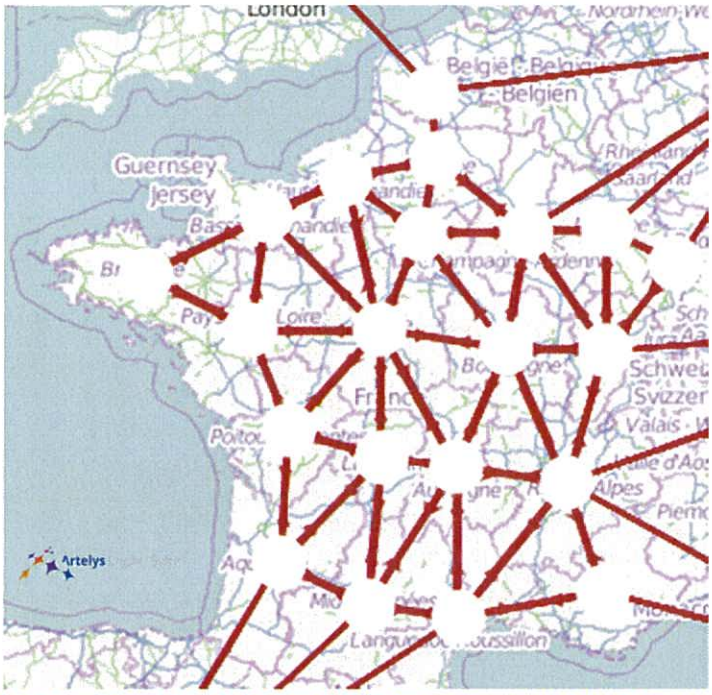


Figure 36 - Carte du réseau interrégional ; la capacité d'échange commercial de chaque segment, hormis les interconnexions avec l'étranger, fait l'objet d'une optimisation

3.3.4 Modélisation des pays frontaliers

On modélise les pays frontaliers en se basant sur le scénario prospectif européen 80% renouvelable construit par la commission européenne dans le cadre du projet Roadmap 2050 (Figure 37).
Ce scénario a été retenu, car il propose des mix fortement renouvelables pour l'ensemble des pays européens, en adéquation avec l'hypothèse 100% EnR française effectuée pour l'étude, et cela pour un même horizon de temps (2050).

Les pays européens considérés (hors France) sont regroupés en 5 zones frontalières de la France :

- *Central Europe* : Allemagne, Belgique, Luxembourg, Pays-Bas ;
- *Iberia* : Espagne, Portugal ;
- *Mid Europe* : Autriche, République Tchèque, Slovaquie, Slovénie, Suisse ;
- *South Europe* : Italie, Malte ;
- *UK & Ireland* : Angleterre, Irlande.

Le modèle est dit « en étoile », avec des échanges autorisés uniquement entre la France et ces zones.
Une demande est modélisée dans chacune de ces cinq zones (sans modèle de flexibilité associé), ainsi qu'une représentation des producteurs par filière. Les capacités installées de ces producteurs sont fixées en amont (à partir des données du scénario de la Roadmap 2050, 80% renouvelable, illustré sur la Figure 37). Les productions thermiques sont optimisées de manière à satisfaire l'équilibre offre-demande au pas de temps horaire de chacune de ces cinq zones. Les scénarios de productibles éoliens et solaires sont reconstitués à partir des conditions météorologiques locales des mêmes années que celles utilisées pour la France.

La projection 2050 des capacités d'interconnexions entre la France et ses frontières a été estimée à partir du scénario Nouveau Mix de RTE 2030 et a été conservée

pour 2050 (23 GW à l'export et 16 GW à l'import) ; ce total a été réparti entre frontières au prorata des échanges.

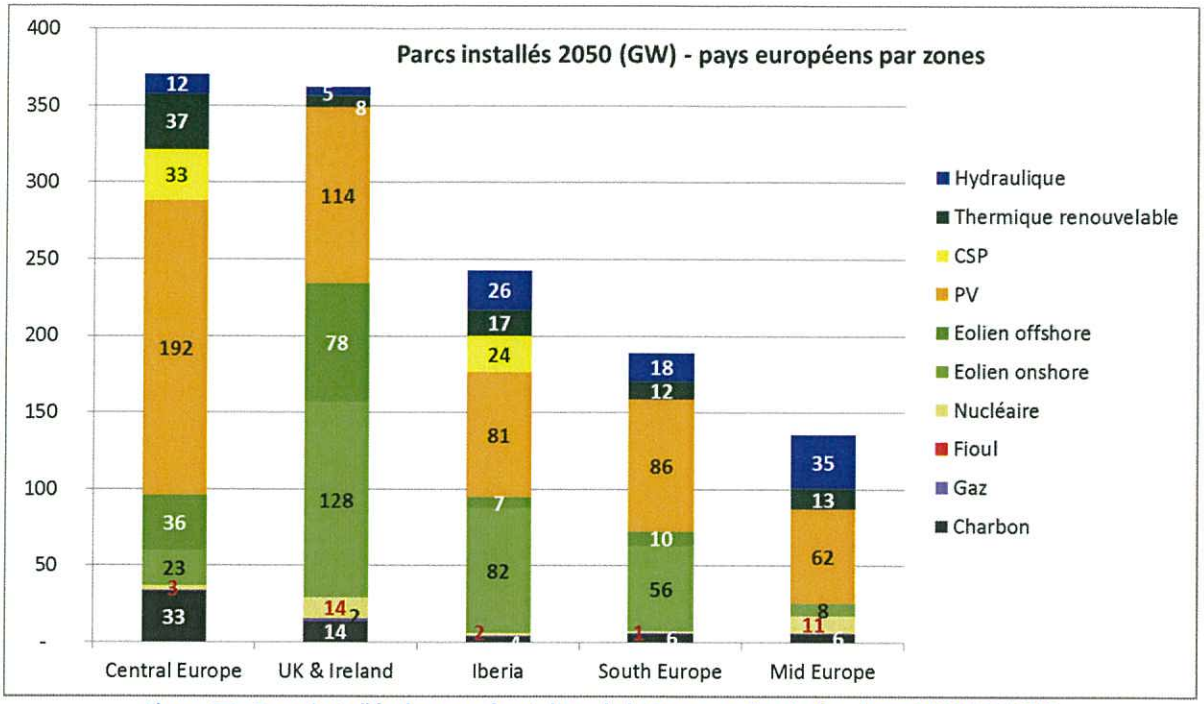


Figure 37 - Parcs installés des pays frontaliers de la France, scénario Roadmap 2050 80% ENR

3.4 Méthode, critères et contraintes de l'optimisation

Dans le cadre de cette étude, le critère à minimiser est économique ; il s'agit du coût total annuel de gestion du mix électrique français, comprenant :

- les coûts d'installation annualisés et de maintenances annuelles des différentes filières de production et stockage ;
- les coûts annuels d'exploitation et d'investissement relatifs au réseau de transport ;
- les coûts variables de combustibles utilisés pour produire de l'électricité, se limitant, dans le cas du mix 100% EnR, aux cogénérations à bois, dont le coût variable de production revient à 16 € MWhe (après déduction de la valorisation de la chaleur).

Les variables du problème à résoudre (au nombre de 14 millions environ) correspondent :

- aux puissances installées de production et stockage de chaque filière dans chaque région
- aux productions de chaque filière EnR pilotable (hydraulique à réservoirs, méthanisation, cogénération bois …), dans chaque région française et dans chaque zone frontalière, à chaque heure de l'année
- aux capacités des lignes interrégionales
- aux flux d'électricité circulant sur les lignes inter-régionales à chaque heure de l'année
- au pilotage de la demande pour chaque région et chaque heure de l'année
- à la production et à la consommation de chaque type de stockage dans chaque région, pour chaque heure de l'année.

Un grand nombre de contraintes (de l'ordre de 19 millions) sont simultanément prises en compte par l'optimisation :

- contrainte d'équilibre offre-demande à chaque heure de l'année, pour chaque région française et dans les zones frontalières modélisées, prenant en compte les capacités d'import-export,
- contrainte de bilan annuel import-export neutre entre la France et ses pays voisins,
- contrainte de flux d'électricité entre les régions borné, à chaque heure, par la capacité d'échange maximale,
- contrainte de production maximale à chaque instant, dans chaque région française et chaque zone frontalière, pour chaque filière pilotable,
- contraintes techniques associées à des filières spécifiques
    - compétitivité entre les filières éoliennes terrestres classiques et nouvelle génération (une même surface au sol par région pouvant être occupée par l'une ou l'autre exclusivement, ou une combinaison de ces filières),
    - contraintes techniques liées aux stockages et déstockages (temps de décharge, rendements, ...),
    - bilan annuel neutre entre production et consommation de gaz de synthèse,
- contraintes techniques associées à la flexibilité de la demande (capacité d'effacement limitée en énergie, pilotage journalier d'une partie de la consommation, ...),
- contrainte d'installation minimale de capacité, fixée à 5% du gisement pour les filières PV au sol, PV sur toitures et éolien terrestre.

Dans la modélisation, certains éléments ne sont pas optimisés mais exogènes au modèle : la capacité de pilotage de la demande, les capacités de production des pays frontaliers, les interconnections entre la France et ses frontières.

Remarque : afin de compenser les productions thermiques à l'étranger et celles de la filière « gas to power », tout en maintenant l'objectif 100% EnR, les contraintes suivantes ont été intégrées :

- *l'utilisation de gaz pour la filière « gas to power » est compensée par l'injection d'autant de gaz vert produit par méthanation : le bilan annuel est neutre entre production et consommation de gaz de synthèse ;*
- *les imports d'électricité depuis les pays frontaliers sont compensés par autant d'exports d'électricité 100% renouvelables.*

3.5 Plusieurs variantes et analyses de sensibilité autour d'un cas de référence

Pour compléter les résultats obtenus sur un cas, appelé « cas de référence », six variantes de mix énergétiques adaptés à des contextes différents (d'un point de vue technique, politique ou sociétal) ont été optimisées. Quatre analyses de sensibilité ont également été réalisées, de manière à mesurer l'impact de certains paramètres spécifiques sur le parc énergétique et sur le coût de la fourniture d'énergie.
Plus précisément, les variantes et analyses de sensibilité (regroupées sur la Figure 38) correspondent aux contextes suivants :

- Moindre maîtrise de la consommation : à la fois le volume et la pointe de consommation augmentent sensiblement (respectivement de 20% et 40%), de manière à mesurer l'impact de la maîtrise de la demande sur le coût total d'un système électrique 100% renouvelable.
- Progrès technologiques évolutionnaires : les coûts de certaines technologies (marines et stockage de court-terme) sont supposés fortement réduits d'ici à 2050, et la filière méthanisation voit son gisement augmenté du fait de l'émergence des micro-algues. L'objectif était notamment d'estimer les services rendus au système par les énergies marines à condition que leurs coûts diminuent sensiblement.
- X% EnR : trois variantes calculent les mix optimaux si le taux de production EnR imposé n'est pas de 100%, mais de 40%, 80% et 95% ; cela permet d'évaluer un coût du verdissement de l'énergie, notamment des derniers pourcents.
- Renforcement réseau plus difficile : le coût de l'installation de capacités d'échanges inter-régionaux est triplé, dans le but de mesurer l'impact d'une faible acceptabilité relative au réseau.
- Acceptabilité plus restreinte : les gisements de grandes centrales au sol et d'éolien terrestre sont fortement réduits ; il s'agit également d'apprécier l'impact d'une faible acceptabilité, relative ici à l'occupation terrestre par les EnR.
- Impact de l'éolien NG : un mix optimal a été calculé en l'absence d'éolien NG, de manière à estimer l'importance pour le système de cette filière.
- Impact du PV : une optimisation sans les filières photovoltaïques a été réalisée, pour mettre en évidence l'importance de la complémentarité des filières EnR, en particulier entre le PV et l'éolien.
- Impact d'une année sèche : un calcul avec un productible hydraulique annuel réduit de 30% a été effectué, dans le but de s'assurer de la couverture du risque de sécheresse.
- Impact d'un taux d'actualisation plus avantageux : le taux d'actualisation utilisé pour annualiser les coûts d'installation des filières a été réduit (de 5.25% à 2%) ; l'impact du soutien au financement des filières EnR a ainsi été analysé.

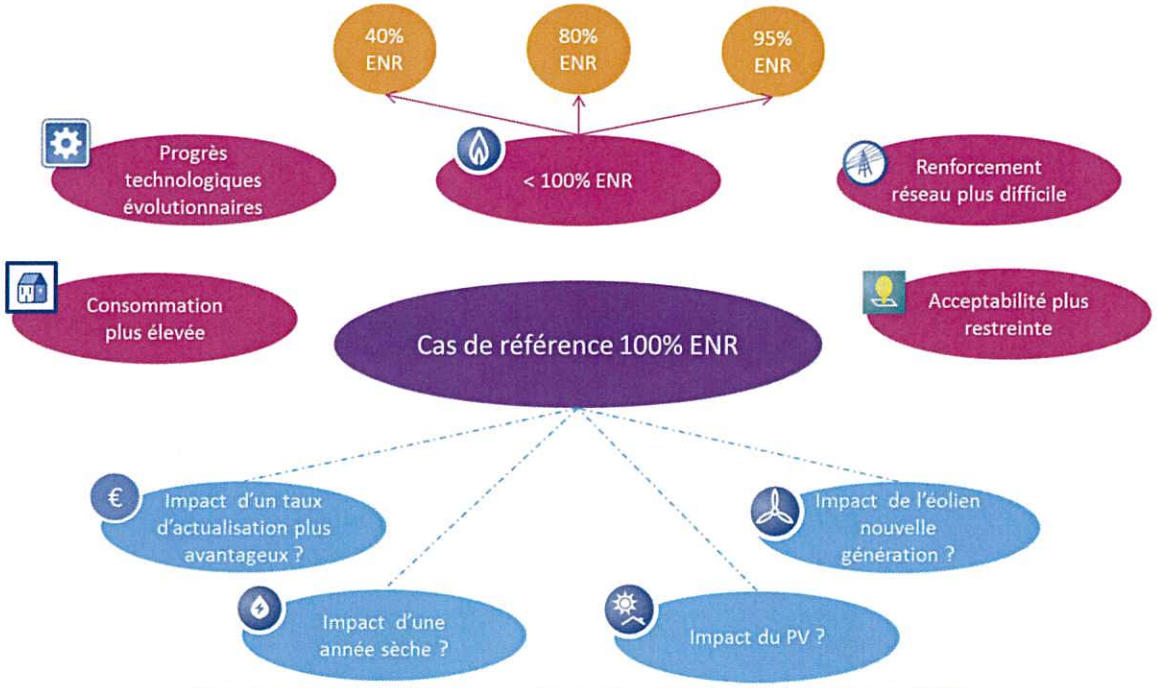


Figure 38 - Un cas de référence, sept variantes et quatre analyses de sensibilité

4. Quelles sont les conditions optimales pour un mix électrique 100% renouvelable en 2050 ?

4.1 Plusieurs mix électriques sont possibles

Selon les hypothèses envisagées, l'étude permet d'identifier plusieurs mix possibles permettant de répondre à la demande avec un mix de production électrique 100% renouvelable et sans défaillance[22].

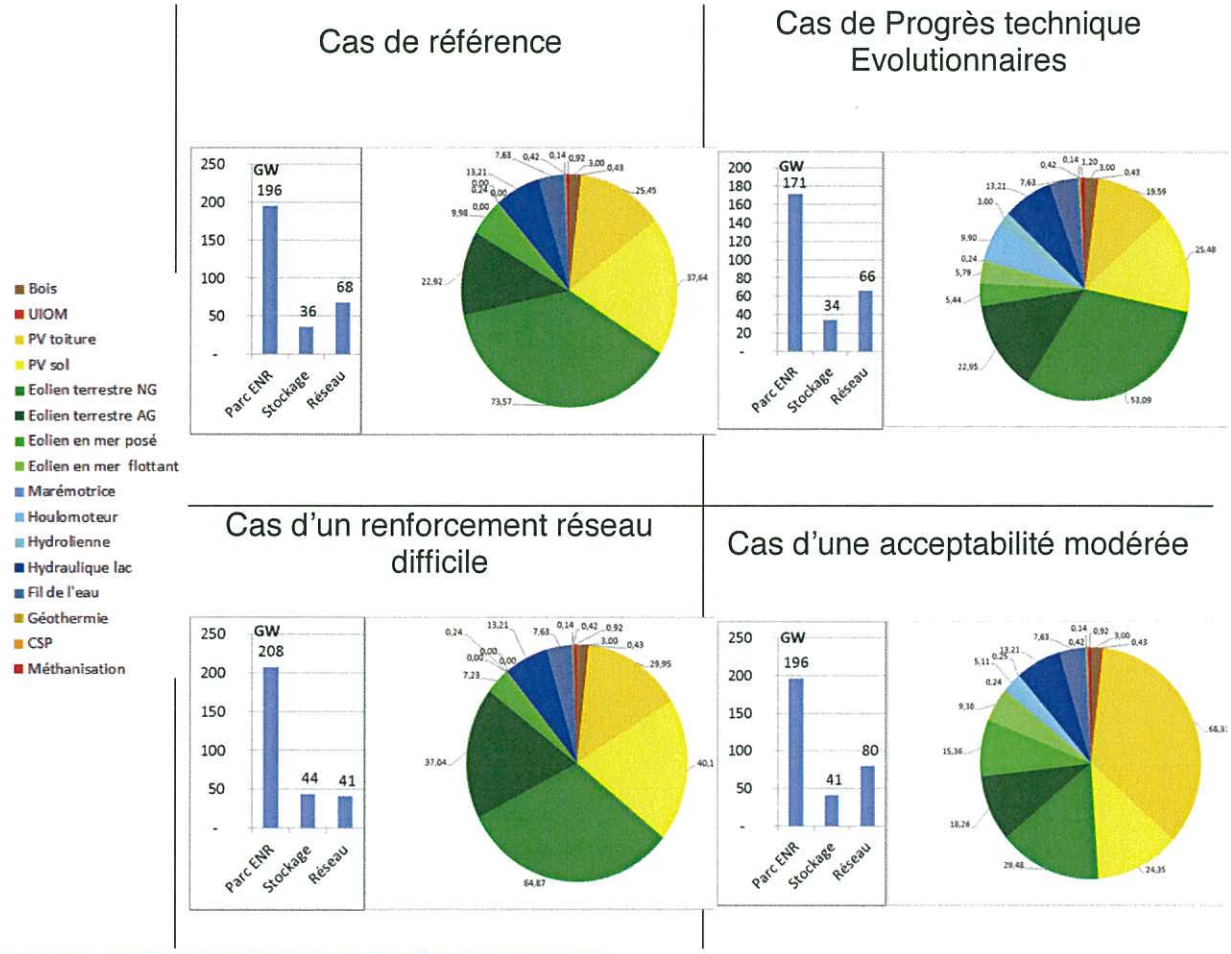


Figure 39 - Comparaison de plusieurs mix électriques possibles

Ces quatre cas d'études présentent des caractéristiques différentes :

- Le cas des progrès technologiques évolutionnaires correspond à un mix comportant toutes les filières marines (éolien en mer flottant et posé, houlomoteur et hydroliennes) ; sa capacité installée EnR est plus faible que celle des trois autres, du fait des taux de charge élevés de ces filières.
- Le cas du renforcement réseau difficile est celui qui nécessite les plus grandes capacités EnR et de stockage installées, pour compenser des capacités d'échanges plus faibles.

[22] C'est-à-dire que la consommation est satisfaite à chaque pas de temps.

- Le cas de l'acceptabilité modérée comporte une faible proportion d'éolien terrestre et PV au sol, compensés par une importante part de PV sur toitures, et par l'émergence de la filière houlomoteur ; beaucoup de stockage et de capacités d'échanges sont associées à ce mix, du fait de profils de production moins lisses des filières installées.

La description plus détaillée de ces 4 principaux scénarios est donnée dans les paragraphes qui suivent.

4.1.1 Cas de référence

Ce paragraphe présente brièvement les résultats de l'optimisation du cas de référence. Il correspond, non pas nécessairement au mix le plus souhaitable, mais au mix optimal économiquement répondant aux critères centraux de l'étude.

4.1.1.1 Résultats nationaux globaux

On obtient le parc national présenté sur la Figure 40, avec les productions annuelles associées Figure 41.

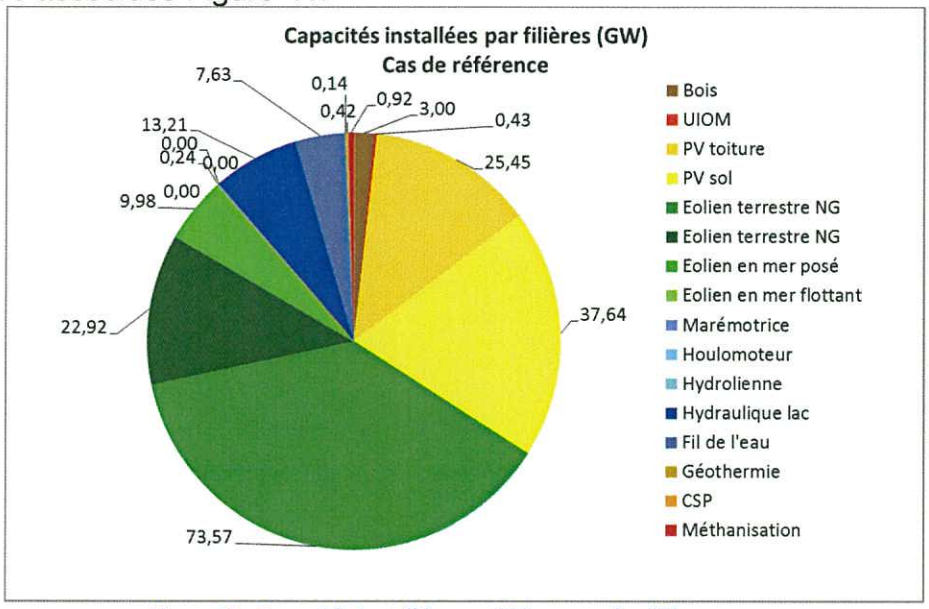


Figure 40 - Capacités installées par filière - cas de référence

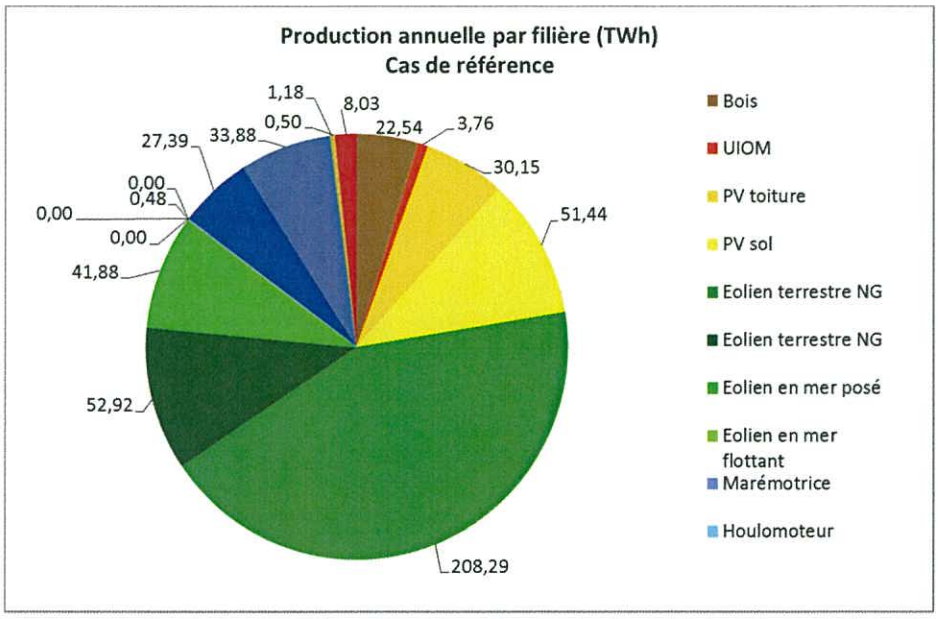


Figure 41 - Production nationale par filières - cas de référence

La production se décompose en 63% d'éolien, 17% solaire, 13% hydraulique et 7% de thermique renouvelable (incluant la géothermie). Ainsi, même si l'énergie photovoltaïque est moins chère dans 29% des régions, le ratio PV/éolien reste de ¼. Ce ratio est cohérent avec une étude du Fraunhofer IWES[23] qui construit, pour l'Allemagne, un mix optimal 80% renouvelable avec une production PV de 152 TWh et une production éolienne de 650 TWh[24]. On étudiera au paragraphe 6 l'évolution de ce ratio pour des mix différents.

Le graphique Figure 42 représente, pour chaque filière, la part du gisement sollicitée. La filière cogénération au bois, malgré un LCOE plus important que la plupart des filières (Figure 7), est exploitée en totalité, du fait de son caractère pilotable. La filière éolienne terrestre (en agrégeant nouvelle et ancienne génération) exploite 75% de son gisement.
La part de PV installée concerne essentiellement les grandes centrales au sol ; cela se justifie par un facteur de charge globalement plus important que celui du PV sur toiture, alors que les coûts d'installation au MW sont comparables. En outre, le modèle ajoute 7 GW de PV sur toitures (dans les régions à fort ensoleillement) en plus des 18 GW qu'on lui impose comme seuils minimaux.

[23] : EnergieWirtschaftliche Bedeutung der Offshore WindEnergie fûr die EnergieWende, Fraunhofer IWES, 2013
[24] Cette comparaison reste à relativiser, puisqu'elle fait référence à un scénario 80% ENR, dans un pays où le facteur de charge photovoltaïque est globalement plus faible.

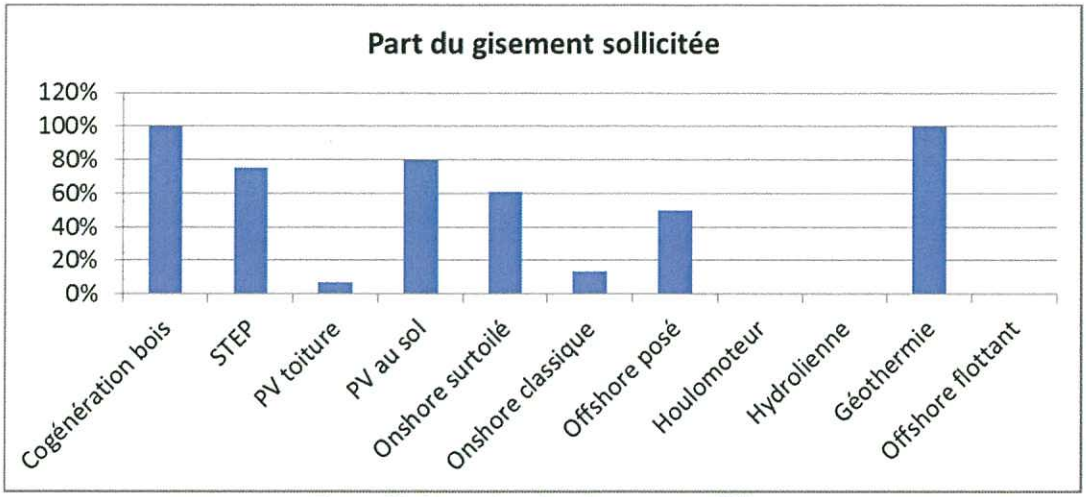


Figure 42 - Saturation des gisements par filière

Remarques :

1. *Les 96 GW d'éolien terrestre représentent environ 50 000 éoliennes (contre 4 000 à ce jour), et les 10 GW d'éolien en mer correspondent approximativement à 5 000 éoliennes, ce qui peut poser des problèmes d'acceptabilité sociale. Cette question est étudiée plus en détails au paragraphe 5.9.*
2. *Le résultat de l'optimisation du cas de référence ne fait pas apparaître d'énergies marines à cause du coût de production élevé pour ces filières dans le scénario de référence. Une des variantes exposée au paragraphe 5.8 traite un contexte qui voit émerger ces énergies.*

4.1.1.2 Résultats régionaux

Les cartes suivantes (Figure 43 et Figure 44) représentent respectivement les productions et capacités installées par filière, réparties par région.

- La production éolienne est majoritairement issue de la filière nouvelle génération. Si les LCOE nationaux globaux des deux filières sont identiques, on observe que l'éolien nouvelle génération est installé en priorité sur l'éolien classique dans les régions où son LCOE est plus bas, régions avec peu de vent.
- Néanmoins, le LCOE n'est pas le seul critère d'arbitrage. Ainsi, en PACA, on observe que le gisement éolien en mer posé est saturé avant celui du PV sur toiture, qui présente un LCOE inférieur (63 €/MWh pour le PV sur toitures, contre 78 €/MWh pour l'éolien en mer). L'optimisation a ainsi privilégié un profil de production journalier plus plat par rapport à un profil présentant une forte production aux heures méridiennes, heures pour lesquelles la production nationale est déjà très élevée.
- Autre exemple : dans la région Nord Pas de Calais, où les filières nouvelle et ancienne génération présentent un LCOE identique, on constate qu'elles sont présentes simultanément (700 MW de NG et 1.9 GW de AG). En effet, la région est fortement importatrice, avec des gisements saturés en éolien terrestre et en mer, ainsi qu'en PV au sol (la seule filière non saturée est le PV sur toitures, dont le coût dans cette région revient à 98 €/MWh). L'optimisation affecte ainsi une partie du gisement éolien à la filière classique, ce qui permet une puissance maximale délivrée plus élevée, à surface au sol contrainte.

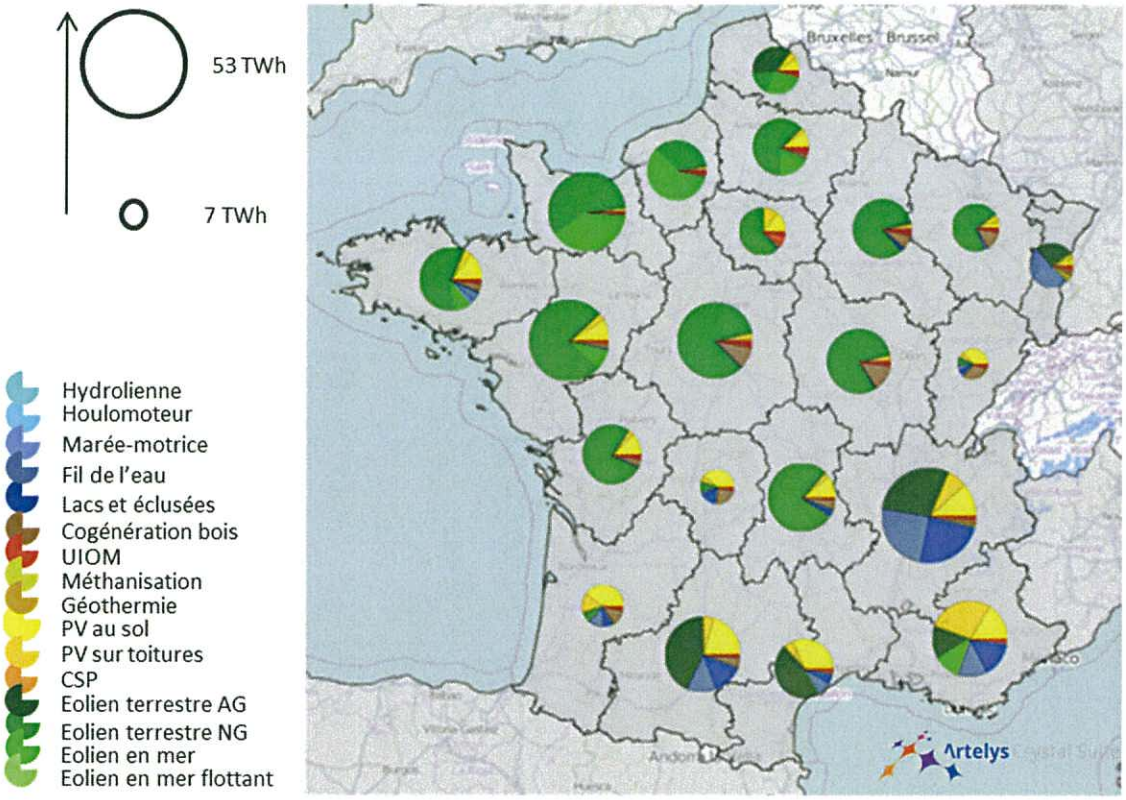


Figure 43 - Productions par filière et par région (total national : 482 TWh)

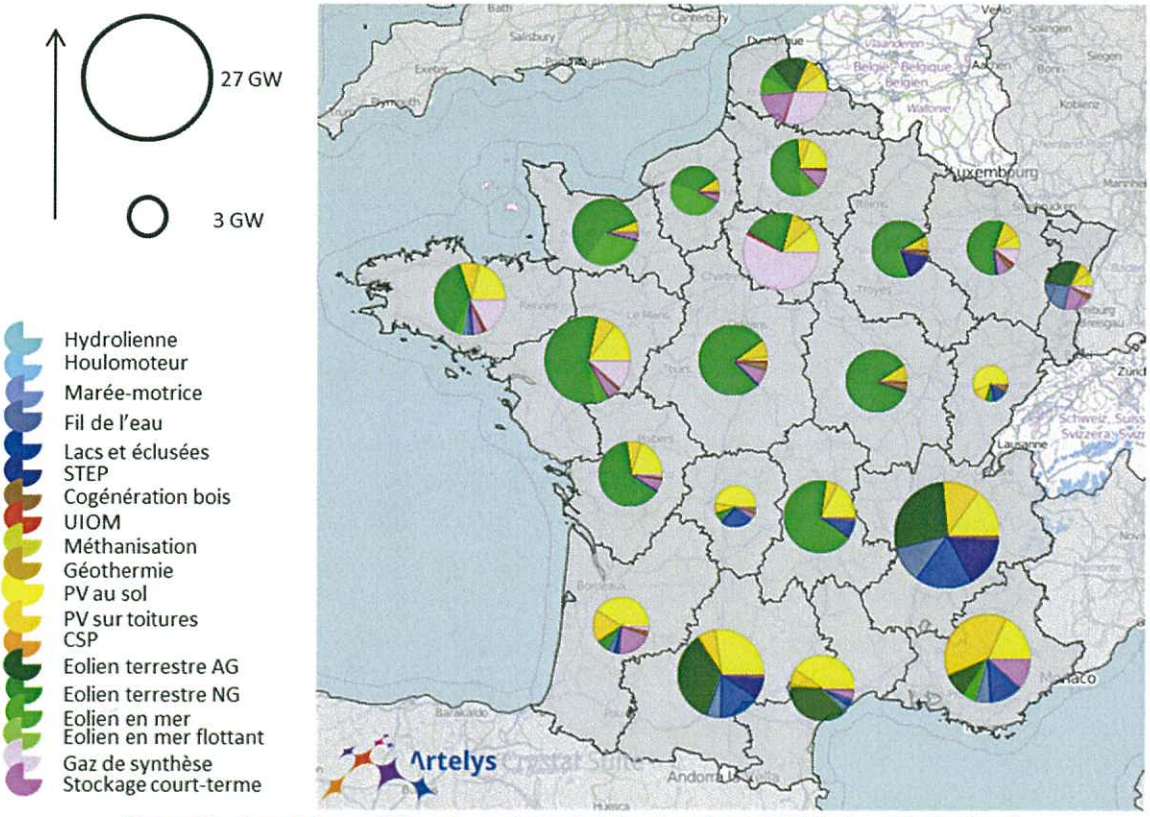


Figure 44 - Capacités par filière et par région (total national : 232 GW, incluant le stockage)

4.1.1.3 Comparaison au mix électrique actuel

La capacité nationale installée est de 196 GW, soit une augmentation de plus de 55% par rapport au parc actuel (ce qui s'explique aisément par les différences de

taux de charge entre les filières EnR installées, et les filières thermiques actuelles). La production totale annuelle baisse de 11% par rapport à la production actuelle alors que la consommation baisse de 14%, et que l'on passe d'un bilan globalement exportateur à des imports et exports équilibrés sur l'année (l'une des contraintes de l'optimisation du mix 100% EnR est d'équilibrer les échanges). Ces 3% de différence, soit 14 TWh de surplus (en plus de la valorisation par le powerToHeat et la méthanation) sont considérés comme écrêtés ou non valorisés dans le cadre de cette étude.
La Figure 45 permet d'observer l'évolution de la répartition régionale des productions d'électricité. La répartition est globalement plus uniforme pour le mix optimisé, notamment du fait de l'absence de contraintes de « paliers » d'installation (qui concernent les tranches de la filière nucléaire).

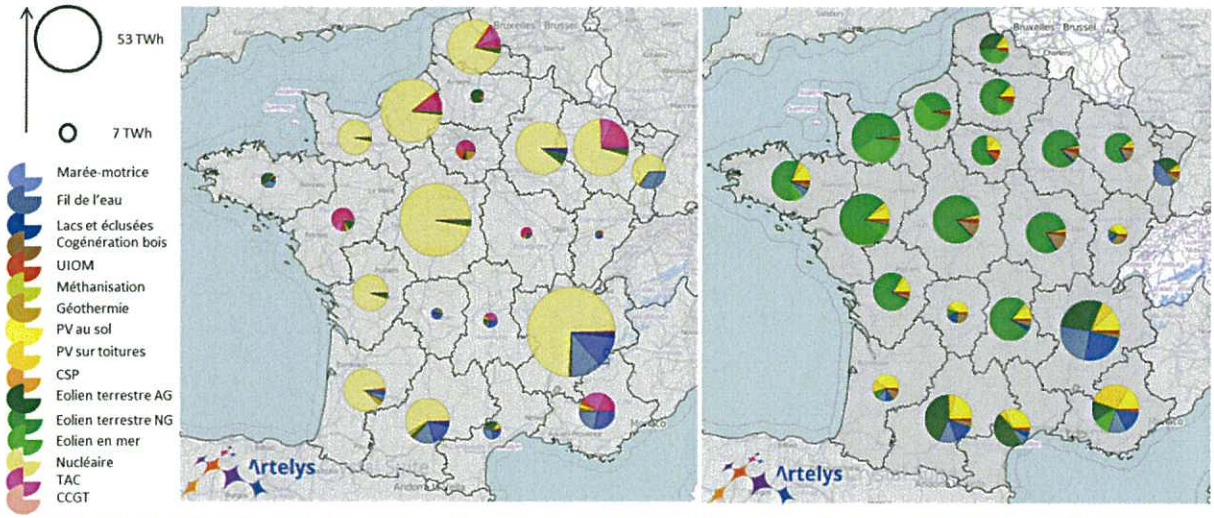


Figure 45 - Comparaison de la répartition régionale des productions d'énergie entre aujourd'hui (à gauche) et 2050 (à droite)

4.1.2 Autres mix possibles

L'incertitude sur les paramètres définissant le contexte 2050 est importante. Certaines hypothèses peuvent avoir un impact assez sensible sur le résultat obtenu. Aussi, l'étude envisage-t-elle plusieurs mix électriques possibles en fonction des hypothèses de coût des technologies, de facilitation de développement du réseau et d'acceptabilité sociale des EnR.

4.1.2.1 Progrès technologiques évolutionnaires (PTE)

Cette variante suppose que les progrès technologiques réalisés à l'horizon 2050 seront plus poussés, principalement pour les énergies marines (le LCOE passant de 110 à 60 €/MWh, comme cela est présenté dans le document [Coûts]). Cette réduction supposée de coût permet d'observer l'émergence des énergies marines, comme cela apparaît Figure 46.
Remarque : les progrès technologiques pris en compte sont uniquement relatifs à des réductions de coûts et à l'augmentation de gisement de la filière méthanisation. Aucun aspect technique, tel que des évolutions de rendements, n'a été considéré dans l'étude.

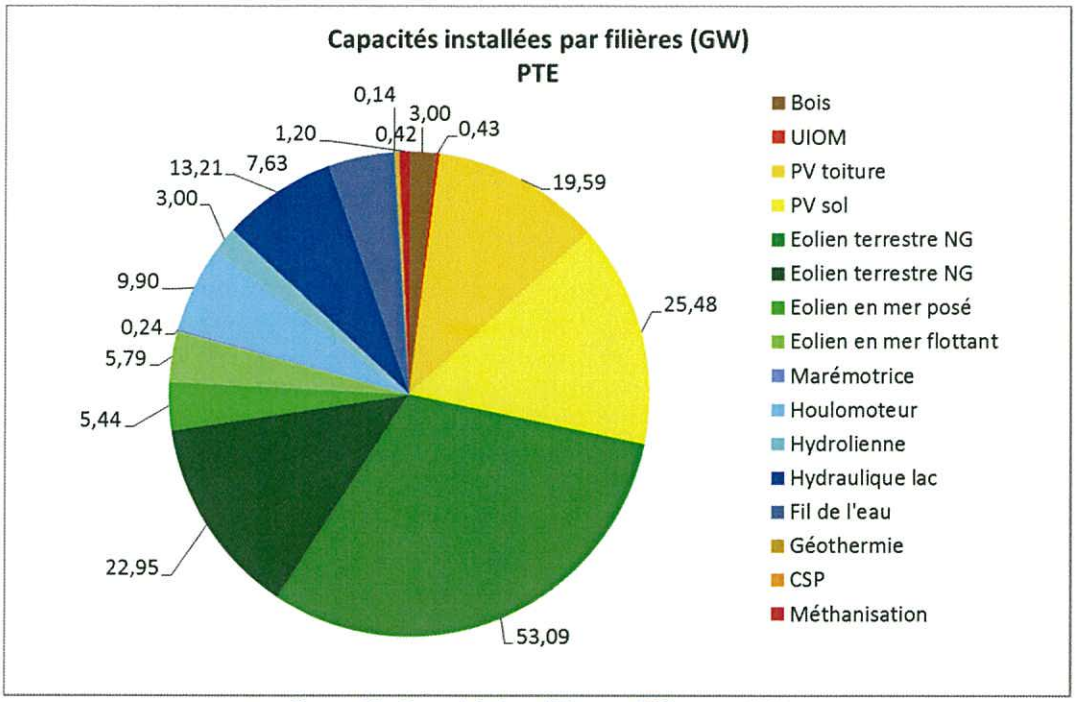


Figure 46 - Capacités installées par filière - cas PTE

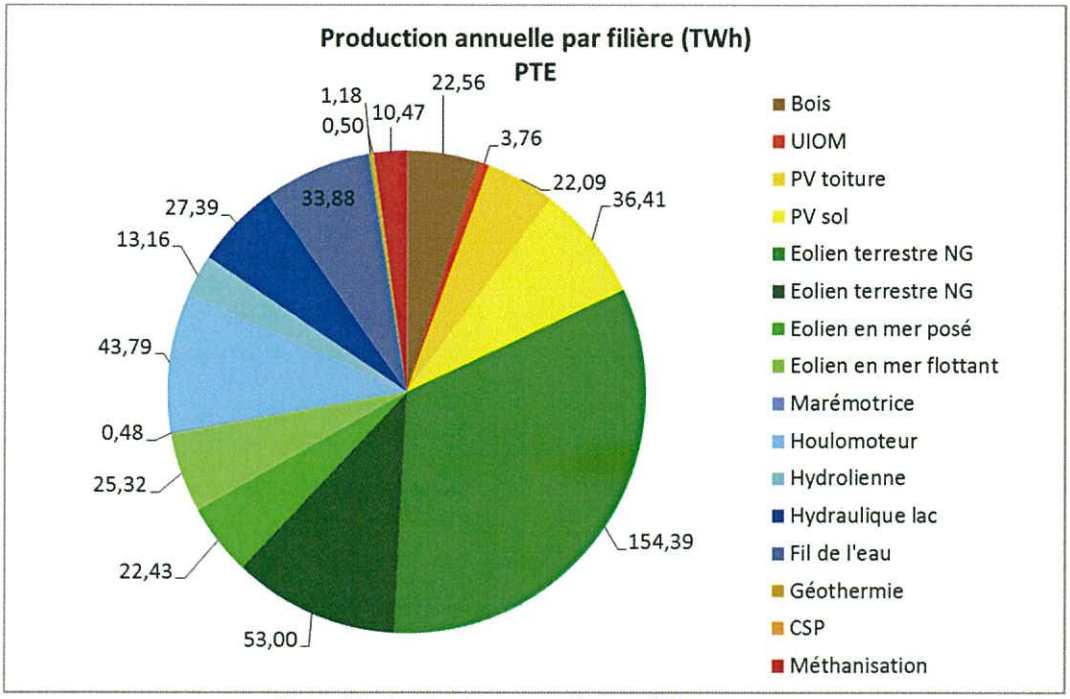


Figure 47 - Productions annuelles par filière - cas PTE

Cette variante est approfondie dans la section 5.8.

4.1.2.2 *Renforcement réseau difficile*

Cette variante se positionne dans un cadre de renforcement difficile du réseau de transport, par exemple du fait de la construction de lignes souterraines pour des questions d'acceptabilité. Le coût de l'installation capacitaire de lignes inter-régionales est supposé triplé dans ce contexte. Les résultats (Figure 48) montrent que dans ce cadre, l'optimisation favorise l'installation de PV et d'éolien classique par rapport à l'éolien nouvelle génération. En effet, dans ce scénario, la production locale est favorisée par rapport aux imports extra-régionaux, et les installations

d'EnR sont effectuées en priorité dans les régions où les besoins sont les plus importants, plutôt que dans celles où les productions sont les plus rentables (avec les facteurs de charges les plus importants[25]). En outre, à surface au sol donnée, l'éolien ancienne génération offre (structurellement) un gisement en puissance plus important que la nouvelle génération, et, associé à du stockage, permet de satisfaire les équilibres offre-demande locaux, comme cela est détaillé au paragraphe 5.6.

La puissance réseau installée baisse de 40% par rapport au cas de référence, soit de 68 GW à 41 GW. La part des imports dans la consommation des régions baisse de 22% en moyenne (baisse de 2% à 46% en fonction des régions). Ainsi, malgré une différence apparente assez faible des mix électriques installés au niveau national, cette variante traduit toutefois la mise en place d'équilibres locaux plus importants.

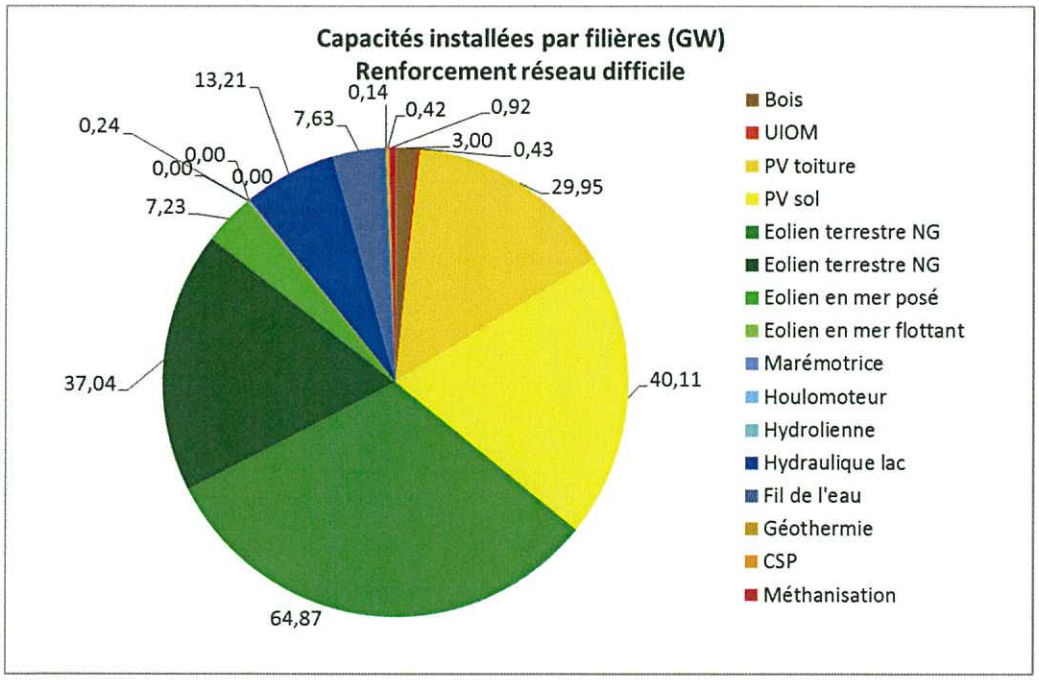


Figure 48 - Capacités installées par filière – cas du renforcement réseau difficile

[25] Ainsi, une augmentation de 20% de la capacité de PV sur toitures n'induit qu'une augmentation de 13% du productible annuel issu de cette filière.

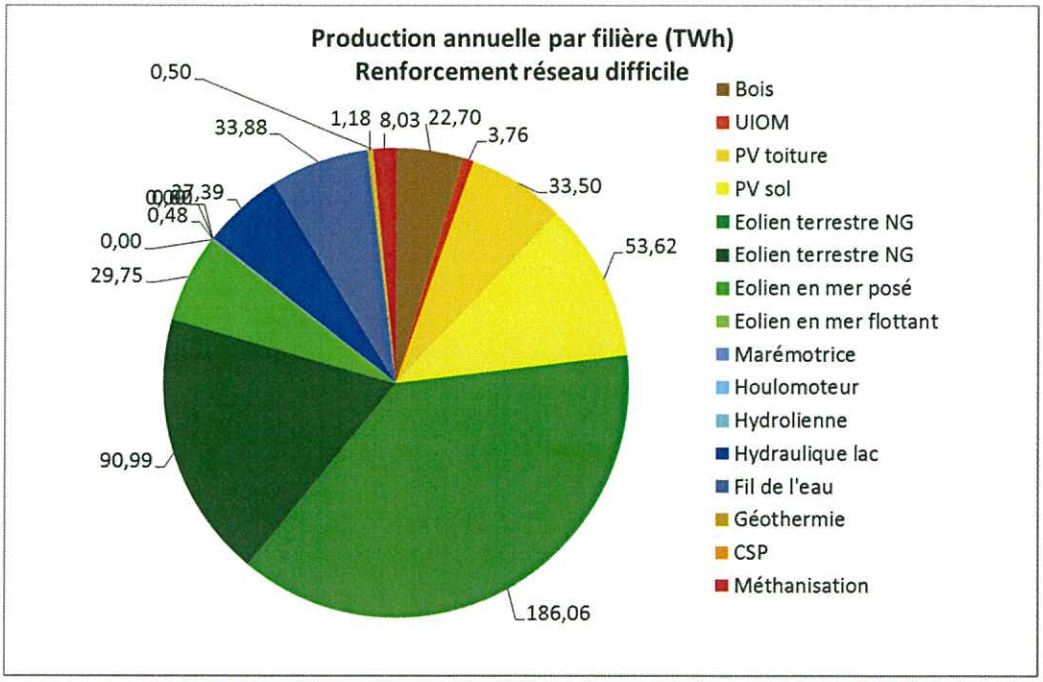


Figure 49 - Productions annuelles par filières – cas du renforcement réseau difficile

4.1.2.3 Acceptabilité sociale modérée

On se place, pour cette variante, dans le cadre d'une acceptabilité sociale modérée, c'est-à-dire que les gisements accessibles par les filières utilisant de l'espace au sol ont été plus fortement contraints. Pour les centrales photovoltaïques au sol, des restrictions supplémentaires sont mises en place sur le type de sol accessible par cette technologie, aboutissant à un gisement potentiel de 25 GW (au lieu de 47). Pour l'éolien terrestre, la prise en compte de scénarios de déploiement basés sur des exercices de prospectives régionales aboutit un gisement potentiel de seulement 61 GW (pour des éoliennes AG).

Dans ce contexte, pour satisfaire l'équilibre offre-demande, le système fait appel à de nouvelles filières moins contraignantes d'un point de vue acceptabilité sociale, notamment les énergies marines et les modules photovoltaïques sur toitures.

La capacité installée totale est globalement stable (196 GW), mais la production totale annuelle diminue de 2% (de 482 à 474 TWh), du fait de l'importante sollicitation de PV sur toitures, au facteur de charge moins élevé que les filières qu'il remplace. La capacité du réseau augmente de 18% par rapport au cas de référence (de 68 GW à 80 GW), notamment pour compenser le caractère plus localisé de la production (dans les régions littorales et du Sud). Plus de détails seront fournis à ce sujet au paragraphe 5.4, en particulier sur la faible sollicitation de la filière hydrolienne.

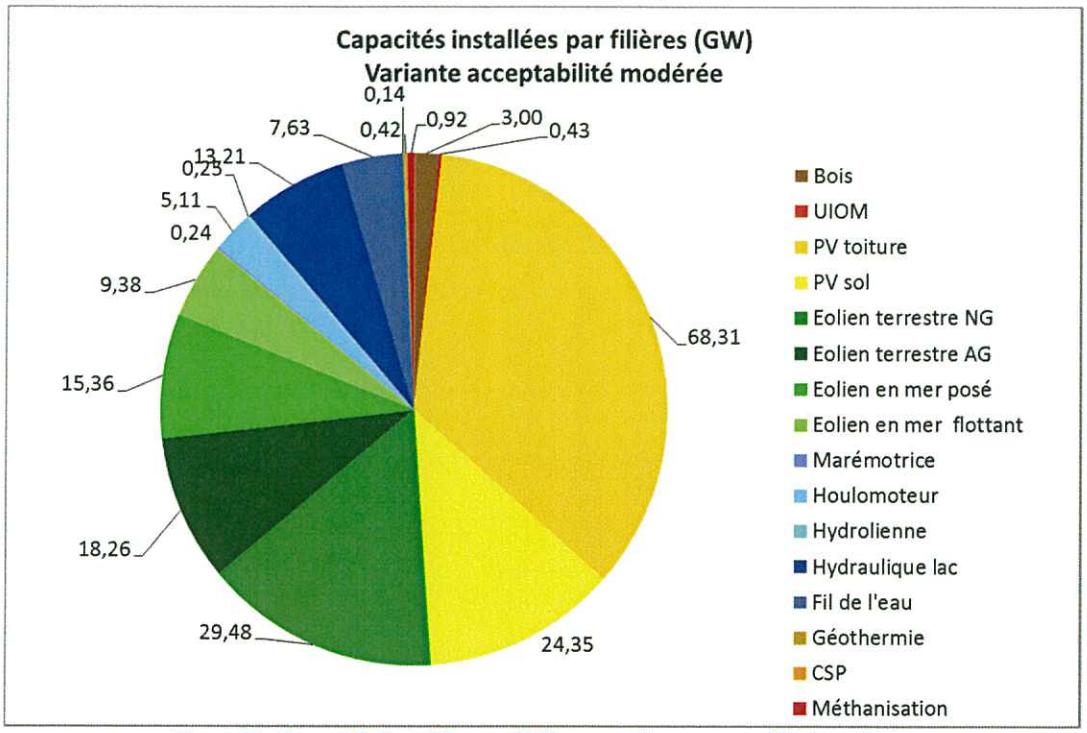


Figure 50 - Capacités installées par filière - cas d'une acceptabilité modérée

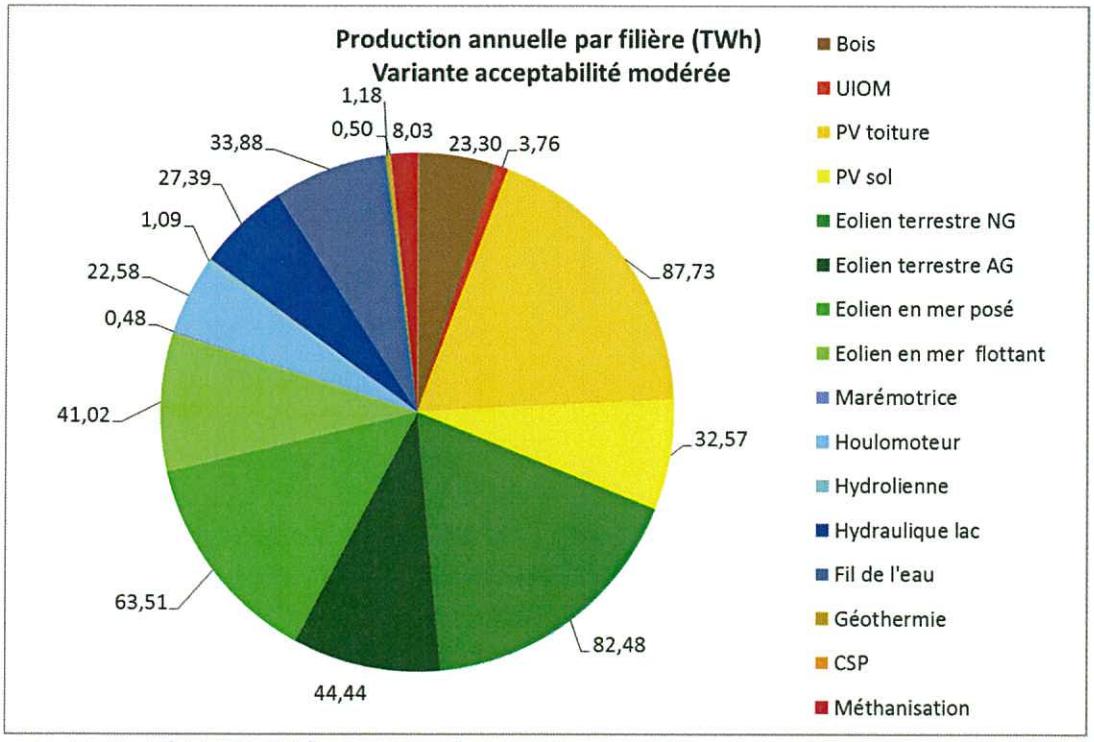


Figure 51 - Productions annuelles par filières - cas d'une acceptabilité modérée

4.2 La mixité technologique est essentielle

4.2.1 Complémentarité du solaire et de l'éolien

Dans un contexte avec très peu de moyens pilotables, il semble en premier lieu évident que la mixité des technologies est un facteur de résilience du système électrique, le rendant ainsi moins dépendant des phénomènes météorologiques

extrêmes. L'étude a permis de développer davantage cet argumentaire en chiffrant l'intérêt économique apporté par la mixité des technologies.
Le mix technologique optimisé exploite à la fois les technologies solaires et éoliennes.

4.2.1.1 Analyse du cas de référence

Les deux technologies sont en effet complémentaires : les technologies éoliennes (au profil journalier plus plat en moyenne) assurent globalement de la production toute l'année, et notamment l'hiver (exemple en décembre Figure 52), tandis que la production solaire permet de fournir de l'énergie à bas coût (la forte production aux heures méridiennes étant compensée par le pilotage de la demande et les capacités de stockage nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande lors de l'ultra-pointe).

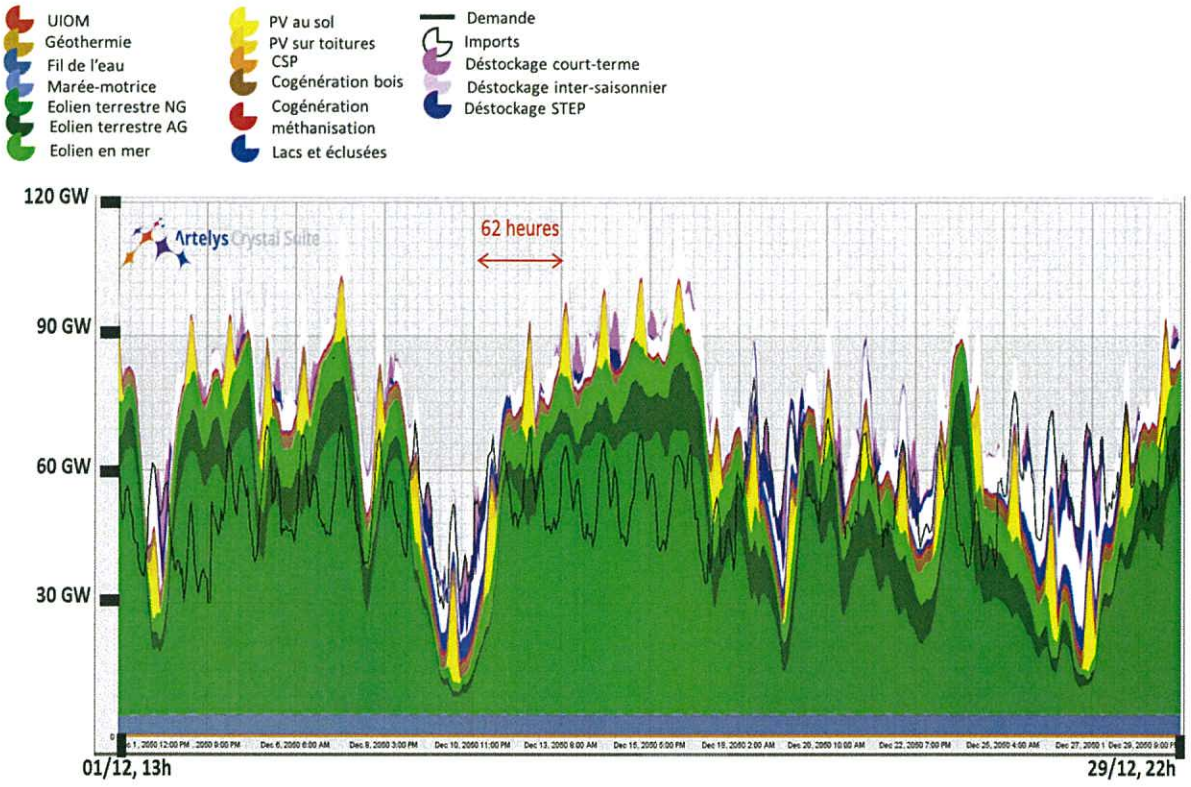


Figure 52 - Production cumulée en décembre essentiellement éolienne

On constate sur la Figure 54 que la forte production PV française et des pays frontaliers est stockée la journée en été, non seulement pour remplir les stocks inter-saisonniers, mais également pour déstocker et exporter la nuit vers les pays frontaliers (Figure 53)[26].

Remarque : le présent rapport produit plusieurs représentations de « consommations cumulées », telles que celle Figure 53. Celles-ci comportent toujours une structure similaire, à savoir les différents types de consommations (pilotables et non pilotables) empilés les uns au-dessus des autres, dont la somme correspond à la demande totale (en trait plein noir). Au-dessus de la demande totale, on peut visualiser les exports ainsi que le stockage.

[26] Ce constat serait bien sûr différent si des capacités de stockage supplémentaires étaient développées à l'étranger.

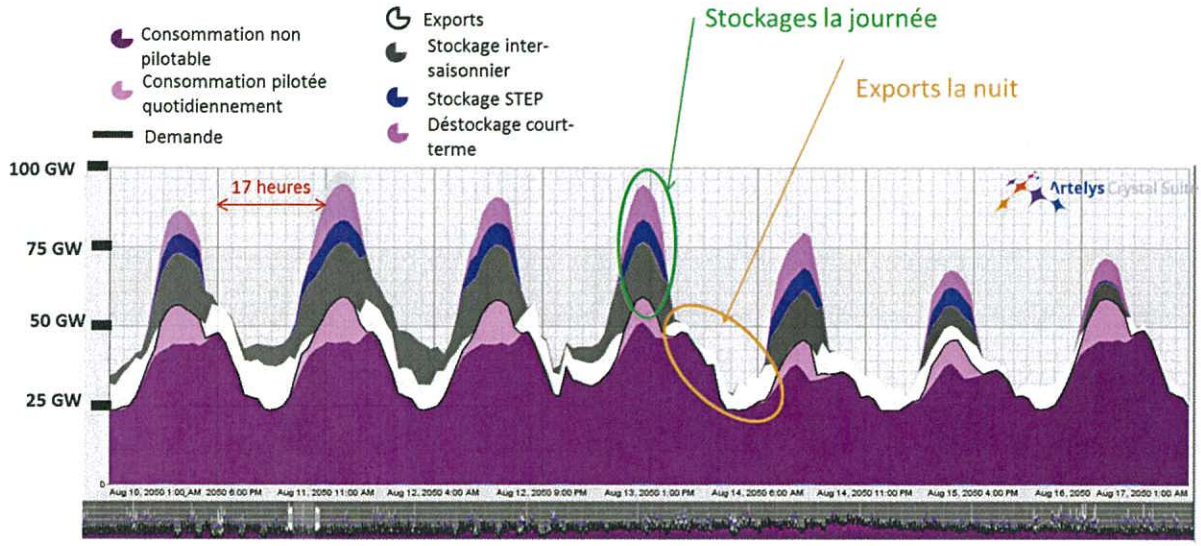


Figure 53 - Courbe de demande pilotée, deuxième semaine d'août

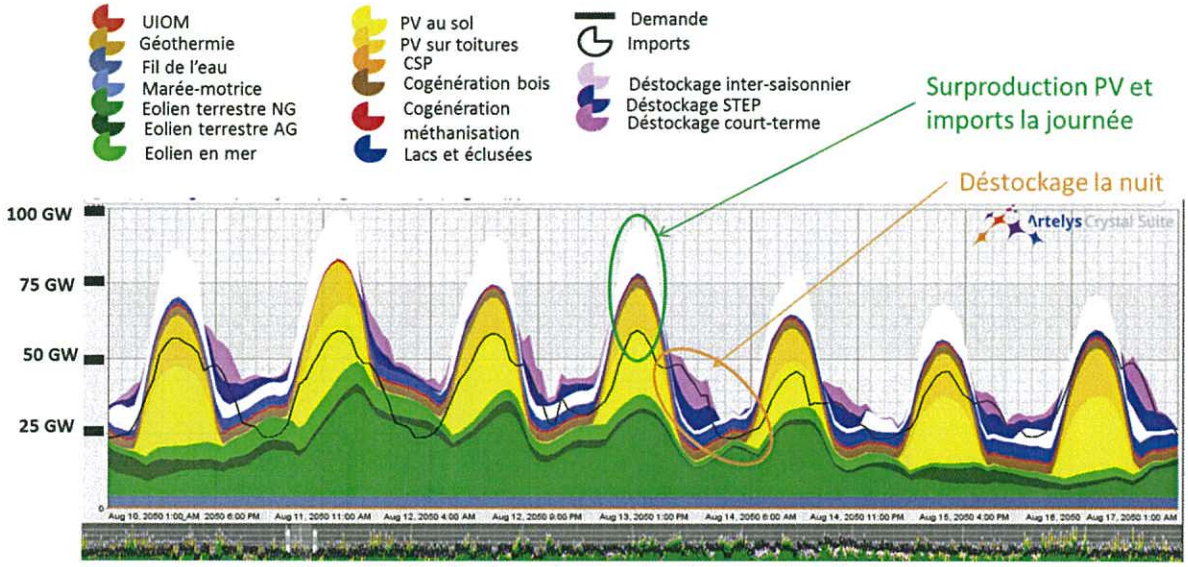


Figure 54 - Courbe de production, deuxième semaine d'août

4.2.1.2 *Quelle valeur du PV apportée au système ?*

Pour quantifier l'importance de la mixité technologique, un parc électrique « sans PV » a été optimisé (Figure 55). On constate qu'en l'absence de PV, le système électrique doit faire appel à des gisements supplémentaires, qui s'avèrent moins rentables (les gisements les plus rentables étant déjà sollicités par le modèle), pour les filières éoliennes terrestre et en mer flottante. Ainsi, le coût capacitaire EnR augmente de 4% (de 32 à 33 milliards par an). Si un tel surcoût semble relativement faible, il nécessite cependant une importante acceptabilité sociale, avec une augmentation des capacités installées de 14% pour l'éolien terrestre et de 50% pour l'éolien en mer. En outre, si l'on ramène ce surcoût à l'énergie photovoltaïque remplacée par d'autres ressources (82 TWh), on en déduit un surcoût du remplacement du PV de 24 €/MWh.

Le fait d'exploiter plus de gisement d'une même filière suscite également un besoin accru de stockage (pour compenser les périodes sans vent), notamment de court et moyen terme (6 et 32 heures respectivement), avec une augmentation capacitaire de 23% (1.6 GW supplémentaires de STEP et 2.9 GW supplémentaires de stockage de court-terme), dont le surcoût annuel est estimé à 400 M€.

En outre, dans certaines régions, l'optimisation va préférer installer des filières aux LCOE plus élevés (énergies marines notamment) plutôt que les moins chères, de manière à assurer une complémentarité entre profils ; ainsi, on observe sur la Figure 56 que les profils des filières éoliennes sont très proches, ce qui justifie l'exploitation d'une filière marine dans ce contexte, même si cela augmente le coût de revient de l'énergie. Les énergies marines viennent ainsi se substituer au PV pour assurer la complémentarité entre filières.

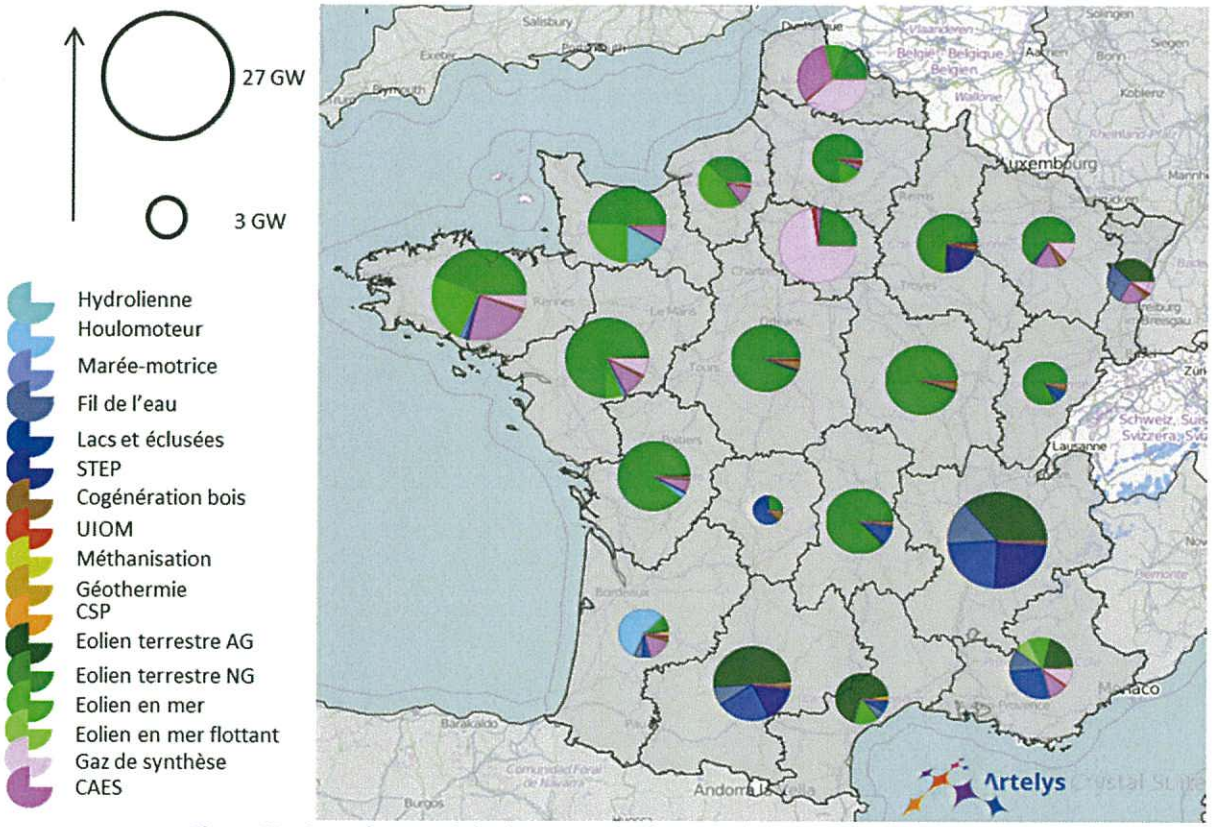


Figure 55 - Carte des capacités obtenues suite à une optimisation sans les filières PV

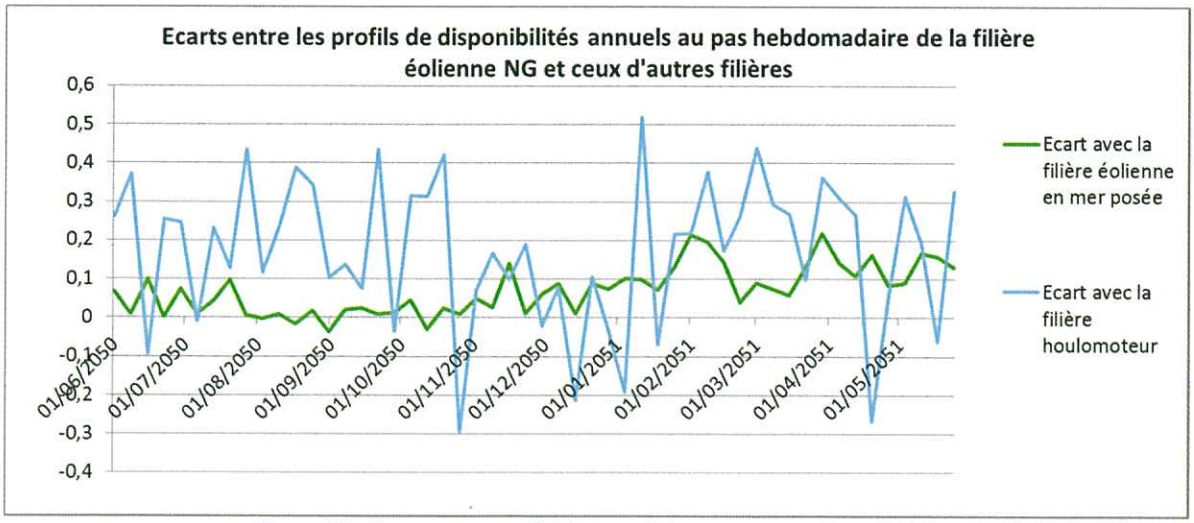


Figure 56 - Ecarts entre profil hebdomadaires moyens en Pays de Loire

4.2.2 Arbitrage entre les filières éoliennes terrestres ancienne et nouvelle génération

Comme évoqué au paragraphe 4.1.1.2, on observe que l'arbitrage entre les filières éoliennes terrestres est réalisé suivant un critère de LCOE[27]. Ainsi, dans les régions à vent fort, l'ancienne génération est privilégiée, car son taux de charge élevé lui permet de produire à un coût très rentable. Dans les régions à vent faible, la nouvelle génération est favorisée, puisqu'elle présente un taux de charge nettement supérieur à celui de l'ancienne génération.

Globalement, dans le scénario de référence, 63% de la production nationale annuelle est de source éolienne terrestre, assurée à 80% par la filière nouvelle génération.

Pour mesurer à quel point la filière nouvelle génération est déterminante vis-à-vis de la place prépondérante de l'éolien terrestre dans le mix, une analyse de sensibilité a été menée ; une optimisation du parc et du réseau a été réalisée, sans possibilité d'intégrer la filière nouvelle génération.

Le mix optimisé sans éolien nouvelle génération est représenté sur la Figure 57. La capacité éolienne terrestre est en augmentation (de 14%) par rapport au cas de référence, et représente la moitié du parc installé total (également en légère augmentation, de 12%). Cependant, la production éolienne terrestre totale se voit réduite (de 7%), du fait des facteurs de charge éolien ancienne génération globalement plus faibles que ceux de la nouvelle. En outre, le prix moyen annuel de l'énergie issue de la filière éolienne ancienne génération augmente de 60 à 63 €/MWh, puisque des gisements moins rentables sont sollicités pour cette filière.

Pour compenser cette baisse de la production éolienne terrestre, l'optimisation fait appel à d'autres filières, aux profils complémentaires (7 GW supplémentaires de PV sur toitures sont installés, ainsi que près de 3 GW d'éolien en mer), mais plus chers pour le système. En outre, l'augmentation du parc installé de photovoltaïque induit, en parallèle une augmentation de la capacité installée de stockage de court-terme (de 15%, soit 2 GW). Ces modifications du mix induisent des surcoûts capacitaires annuels de production de 400 M€, de stockage de 200 M€ et de réseau de 100 M€, soit 1% du coût total annuel de gestion du mix électrique français par rapport au scénario de référence. Les économies générées par la filière NG représentent ainsi 3 €/MWh éolien, soit 5% du coût de production de l'énergie éolienne NG.

Remarque : Ce résultat est fortement lié aux hypothèses de profils de production des filières éoliennes AG et NG. Plus de détails sur la reconstitution de ces profils sont disponibles dans le document [EolienPV].

[27] Les LCOE cibles des deux technologies éoliennes AG et NG ont été considérés comme équivalents en moyenne nationale, bien que la structure de coût soit différente entre les deux technologies (CAPEX par MW supérieur pour l'éolien NG, mais productible supérieur). Cette égalité au niveau national se traduit cependant par de légères différences au niveau régional, selon que le gisement de vent est supérieur ou inférieur au vent moyen sur le territoire national.

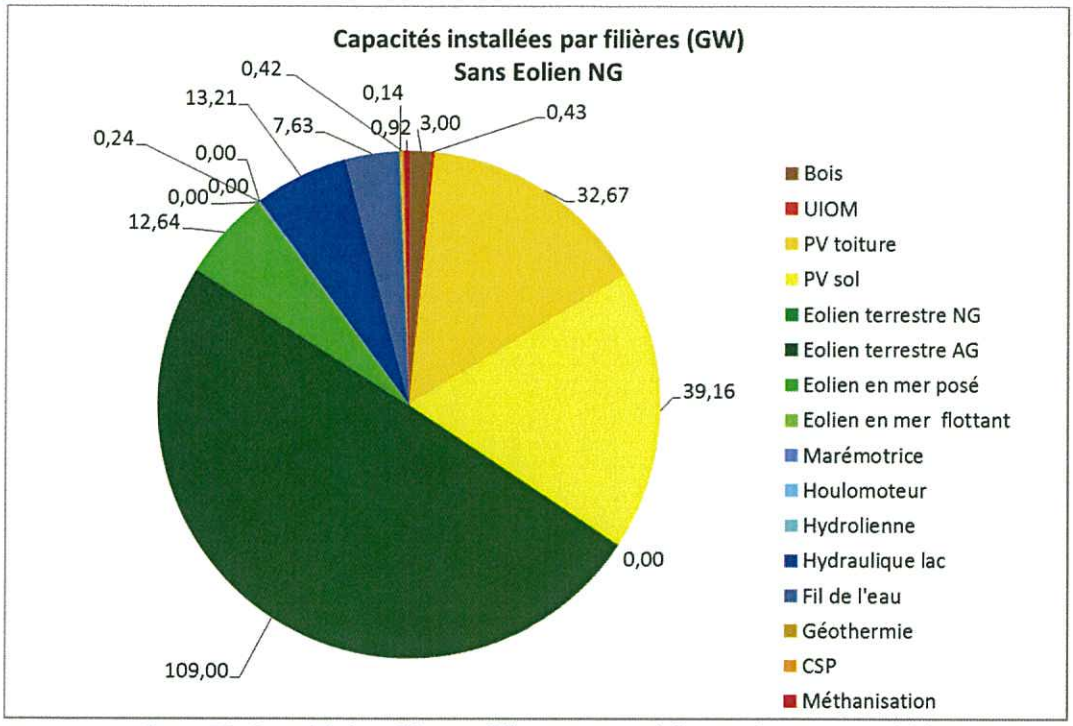


Figure 57 - Capacités installées par filière - Cas sans éolien NG (219 GW installés)

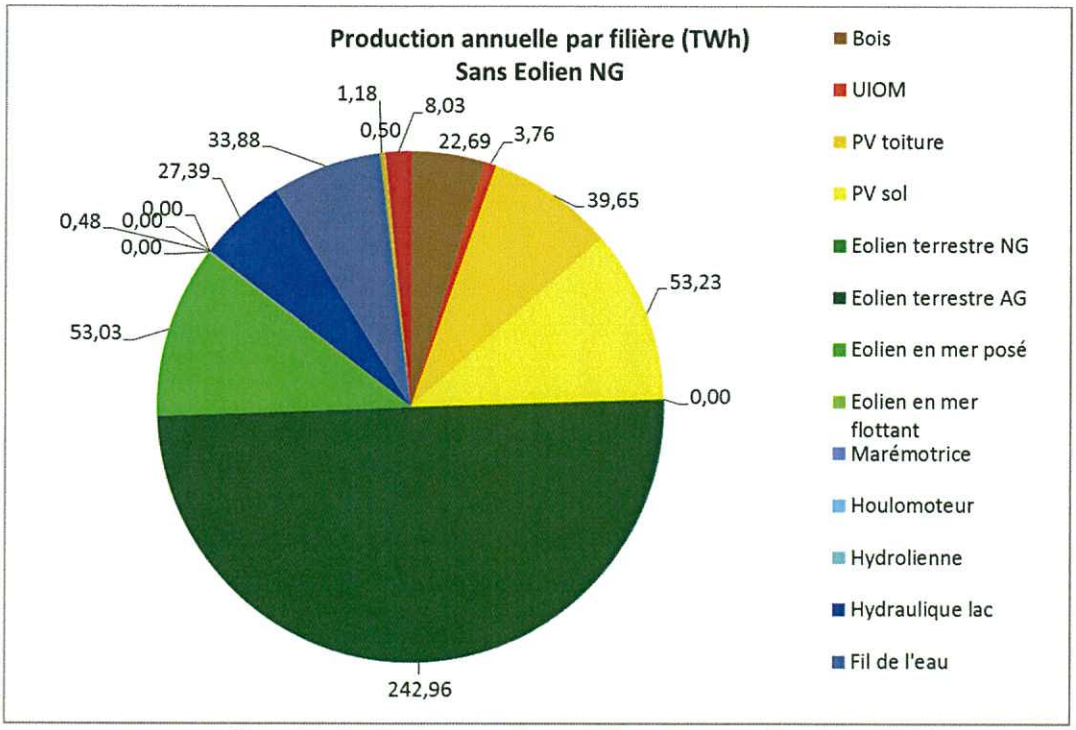


Figure 58 - Production annuelle par filière - Cas sans Eolien NG

Cette analyse de sensibilité permet de vérifier que la filière nouvelle génération favorise l'intégration de la production éolienne dans le mix optimisé, notamment dans les régions à vent modéré. L'éolien ancienne génération est quant à lui valorisé dans les régions à vent fort, dans lesquelles il est plus rentable que la nouvelle génération (ainsi le coût de revient moyen annuel de l'énergie fournie par la filière nouvelle génération dans le cas de référence est de 64 €/MWh, tandis que celui de la filière ancienne génération est de 60 €/MWh).

4.2.3 Une mixité technologique avant tout nationale

L'algorithme s'appuyant sur une donnée unique (par région) de coût et de taux de charge, l'optimisation économique installe, dans chaque région, les filières présentant les meilleurs rapports coût/efficacité. Une plus grande diversité des LCOE par région augmenterait la mixité technologique au sein de chaque région. A un niveau national, la mixité technologique apparaît du fait de la variabilité des LCOE entre régions.

Les filières PV émergent plutôt au sud où l'ensoleillement est meilleur et éolien là où les facteurs de charge sont les plus intéressants (Figure 59, Figure 60, Figure 61, Figure 62).

Comme présenté précédemment, l'arbitrage technologique ne s'effectue pas suivant le seul critère de coût de revient de l'énergie en €/MWh. Ainsi, le « service rendu au système » (notamment la forme du profil journalier moyen de production) par la technologie entre également en compte (cette problématique est étudiée plus en détails dans le document [Marché]).

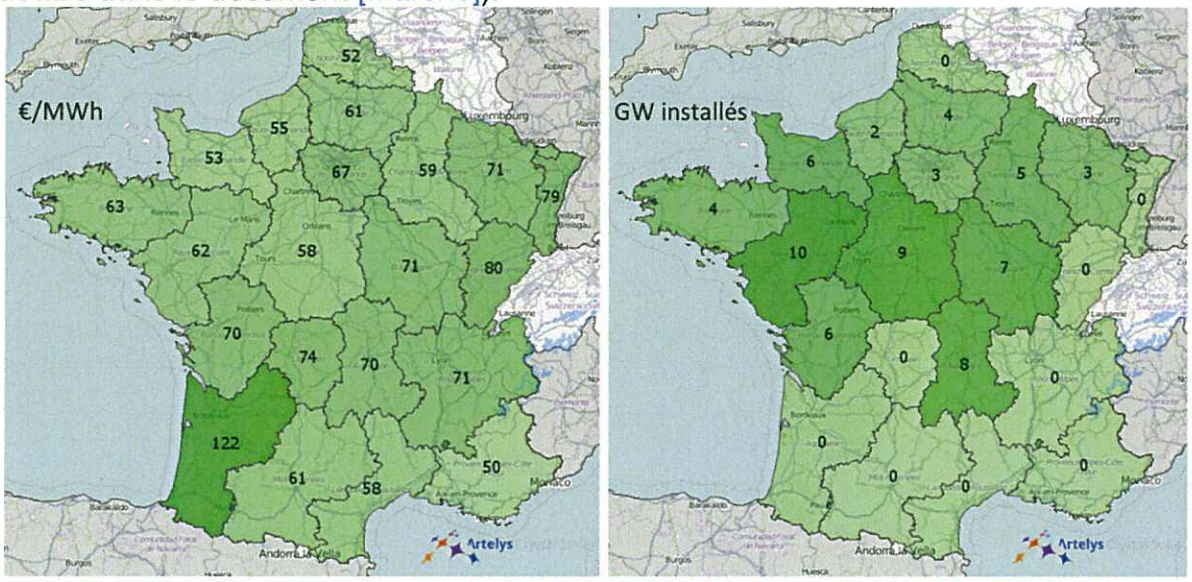


Figure 59 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière éolienne NG

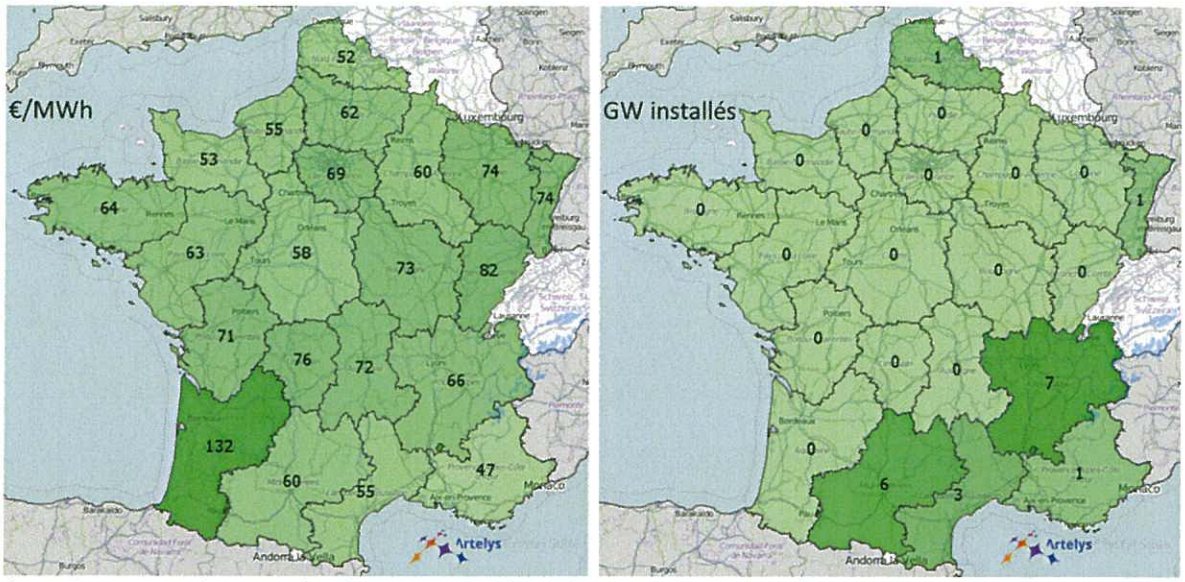


Figure 60 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière éolienne AG

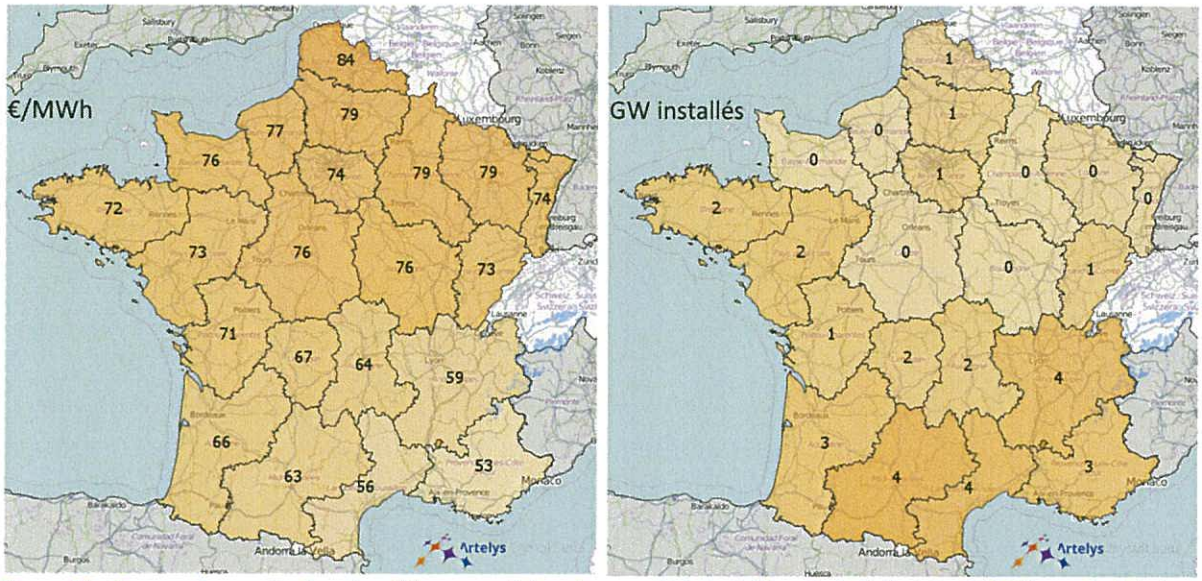


Figure 61 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière PV au sol

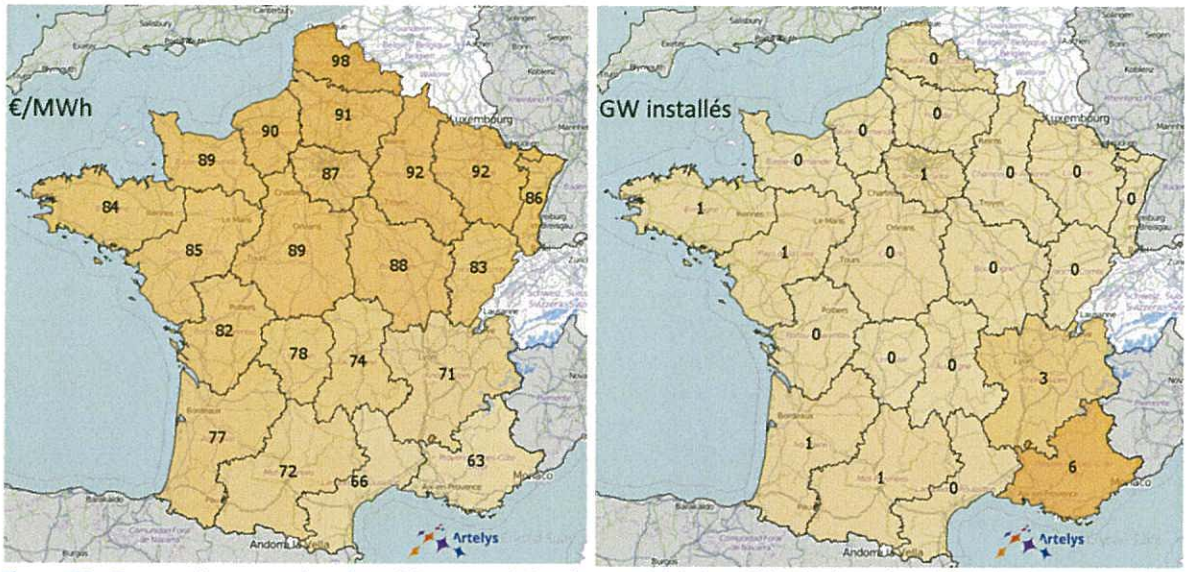


Figure 62 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière PV sur toitures

En outre, les coûts des capacités d'échanges restent inférieurs aux différences de coûts liées aux différences de rendement EnR entre les régions.
Par exemple, sur la ligne Auvergne-Centre : 13 TWh sont exportés du Centre vers l'Auvergne, pour une capacité de 5,3 GW, ce qui permet de reconstituer un coût de transport du MWh exporté (sur cette ligne) à 7 €/MWh ; ce coût est inférieur à la différence de LCOE du PV au sol en Auvergne et en Centre (64 €/MWh en Auvergne, 76 €/MW en Centre), ce qui justifie que le PV soit installé en Auvergne plutôt qu'en Centre, avec en plus une interconnexion entre les deux régions.

4.2.4 La place du PV et sa répartition entre centrales au sol et PV sur toitures

La répartition entre les deux filières photovoltaïques centrales au sol et PV sur toiture reflète uniquement les critères d'optimisation économique considérés et ne tient pas compte des éléments suivants :

- contraintes réglementaires, telles que la RT 2012 ou la RT2020 ;
- jeux d'acteurs et dynamiques liées à l'autoconsommation (appétence de consommateurs particuliers pour le développement de production locale, volonté des villes de s'impliquer dans la transition énergétique…) ;
- rentabilité dégagée par des acteurs particuliers, par exemple le fait qu'autoproduire son électricité photovoltaïque puisse revenir moins cher en coût de production qu'acheter celle du réseau (dont le prix inclut taxes et tarifs de réseau) ;
- acceptabilité sociale liée à l'utilisation de terrain au sol concentré dans une certaine région ;
- évolution des pressions foncières, ce qui pourrait influer sur le développement du PV sol.

Dans le scénario central, l'optimisation privilégie massivement le PV au sol, au détriment du PV sur toitures. L'analyse qui suit démontre que si l'on déplace le curseur de répartition PV sol / PV toiture, les surcoûts pour le système sont faibles.

Les parts relatives de ces deux technologies PV ne sont donc pas dimensionnantes : c'est surtout la puissance installée solaire totale qu'il faut juger pertinente. D'autres travaux ou méthodes seraient nécessaires pour quantifier la place du PV sur toiture, prenant justement en compte les différents critères listés ci-dessus.

La répartition du PV par filière et par région est restituée sur la Figure 63.

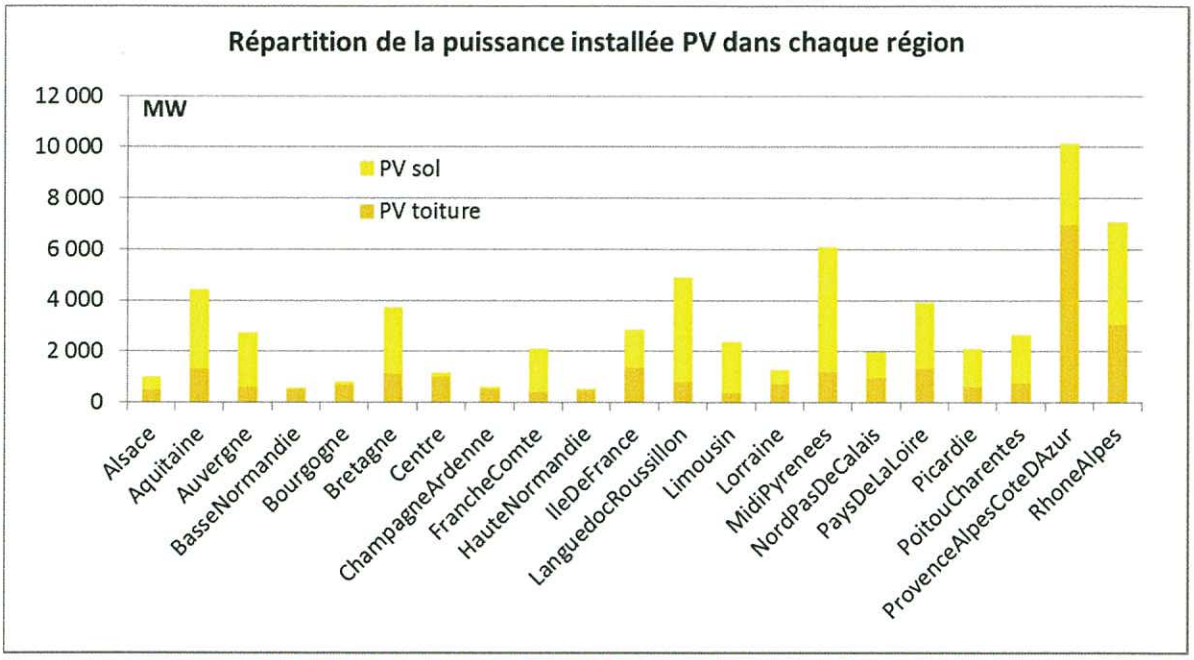


Figure 63 - Répartition de la puissance installée PV par filière et par région – cas de référence

Le modèle a permis d'identifier la production PV cible par région, optimale d'un point de vue de la collectivité.
L'analyse de sensibilité suivante consiste à conserver cette énergie produite mais à étudier l'impact économique d'une répartition capacitaire différente entre les filières PV au sol et sur toiture. On observe ainsi sur la Figure 64 un surcoût capacitaire annuel allant jusqu'à 550 M€ (pour 100% de PV sur toitures), soit 2% du coût capacitaire total des EnR (32.3 Mds € annuel) et 10% du coût capacitaire du PV (5.6 Mds €).

Remarque : le surcoût capacitaire du remplacement du PV au sol par du PV sur toitures est d'un ordre de grandeur similaire à celui de la variante sans éolien N.G..

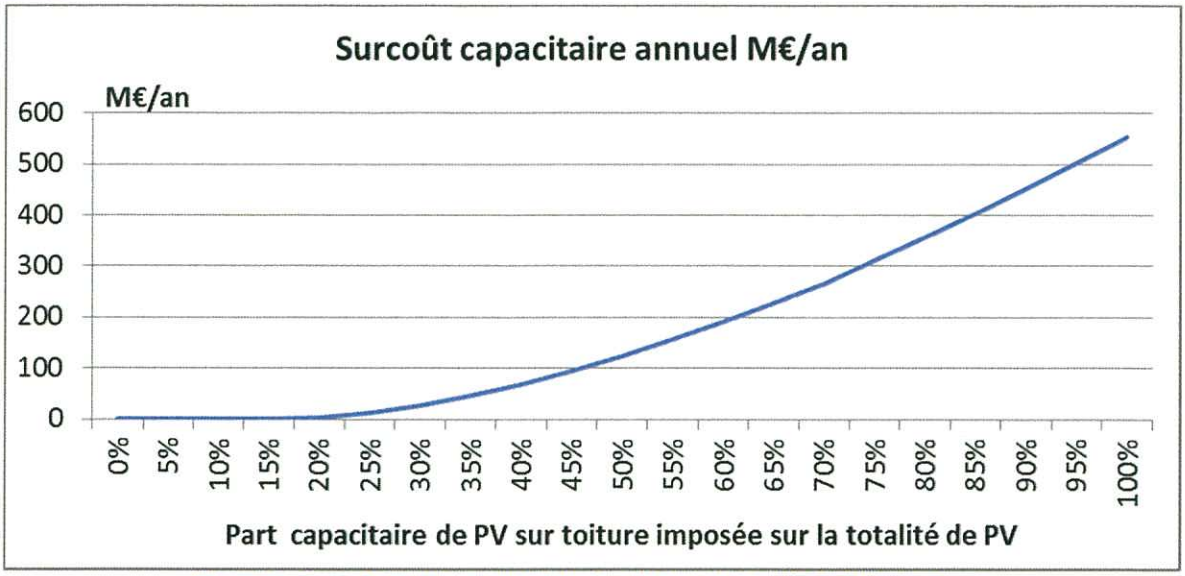


Figure 64 - Surcoût capacitaire liée à l'augmentation de la part de PV sur toitures

Remarque : la favorisation par l'optimisation de la filière PV au sol par rapport à celle sur toitures s'explique notamment par la différence des profils des deux filières (exemple Figure 65) ; en effet, les productibles des grandes centrales au sol ont été reconstitués en supposant l'utilisation de trackers pour 50% du parc, permettant d'augmenter le taux de charge et de régulariser les profils.

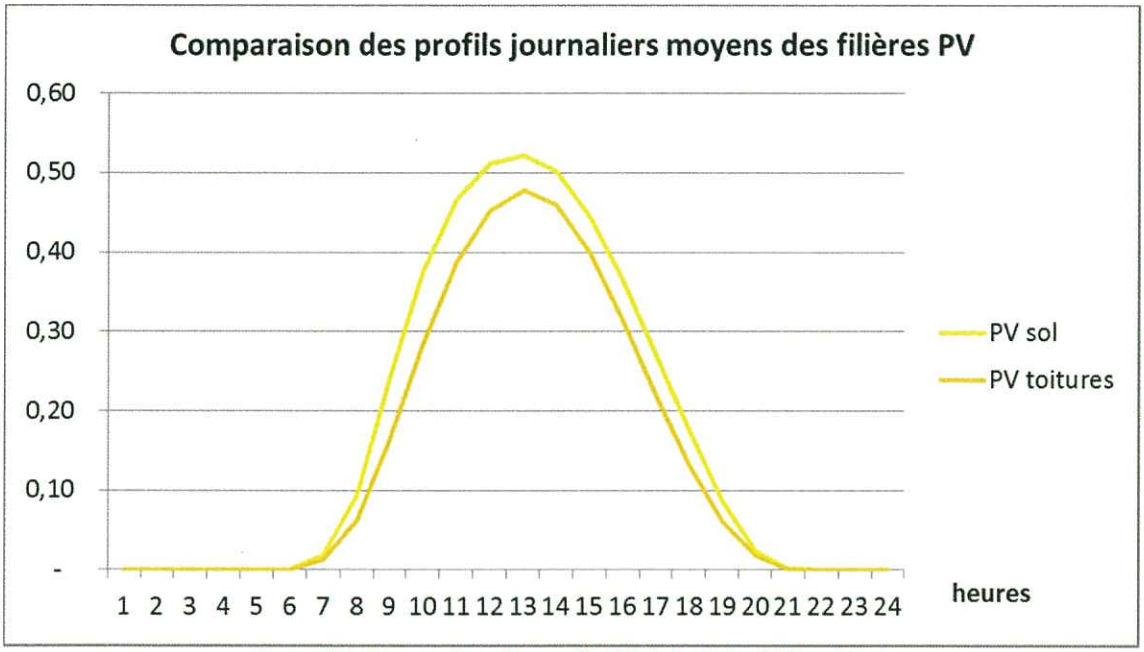


Figure 65 - Comparaison des profils PV de la région Rhône-Alpes

4.3 Un système électrique flexible et intelligent

Pour parvenir à l'équilibre offre-demande à chaque heure de l'année, avec une production EnR non pilotable variant entre 20 et 120 GW (comme on le voit sur le premier histogramme de la Figure 66), le système électrique optimisé exploite plusieurs moyens de flexibilité, à la hausse comme à la baisse. Ainsi, aux heures de productions EnR les plus importantes, le système peut placer une partie de la consommation pilotable quotidiennement et stocker une portion du surplus (ce sont

les moyens de flexibilité à la hausse, présentés sur le troisième histogramme de la Figure 66). Aux heures de productions EnR les plus faibles, le système peut exploiter l'énergie contenue dans les différents stockages, et également réaliser des effacements (il fait ainsi appel aux moyens de flexibilité à la baisse, exposés sur le quatrième histogramme de la Figure 66).

Remarque : Comme on l'a vu au paragraphe 3.3.2 les stockages inter-saisonniers et les STEP participent également à la gestion de flexibilité infra-journalière.

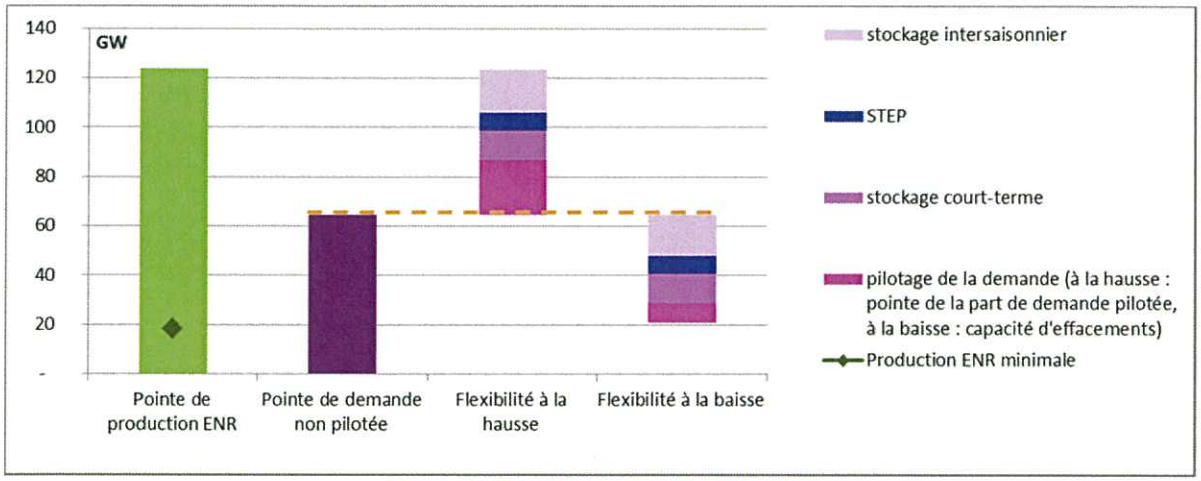


Figure 66 - Flexibilité du système électrique

Le tableau de la Figure 67 précise les valeurs de ces gisements de flexibilité : la flexibilité à la hausse du pilotage de la demande correspond à la pointe constatée pour la part pilotée ; la flexibilité à la baisse concerne quant à elle la capacité d'effacements.

	Flexibilité à la hausse (GW)	Flexibilité à la baisse (GW)
Pilotage de la demande	22	8
Stockage de court-terme	12	12
STEP	7	7
Stockage inter-saisonnier	17	17
TOTAL	59	44

Figure 67 - Répartition des gisements de flexibilité à la hausse et à la baisse

4.3.1 Flexibilité infra-journalière

Comme cela a déjà été illustré au paragraphe 3.2.4, suite à l'optimisation du mix et à la simulation de la gestion optimisée au pas de temps horaire, on constate que le pilotage de la demande déplace la pointe hivernale du soir (19h) aux heures d'ensoleillement maximal (12h).

Sur les figures suivantes, on constate également que le déstockage sert à exporter dans les pays frontaliers aux heures du soir où la production photovoltaïque fait défaut, en plus d'aider à la satisfaction de la consommation nationale.

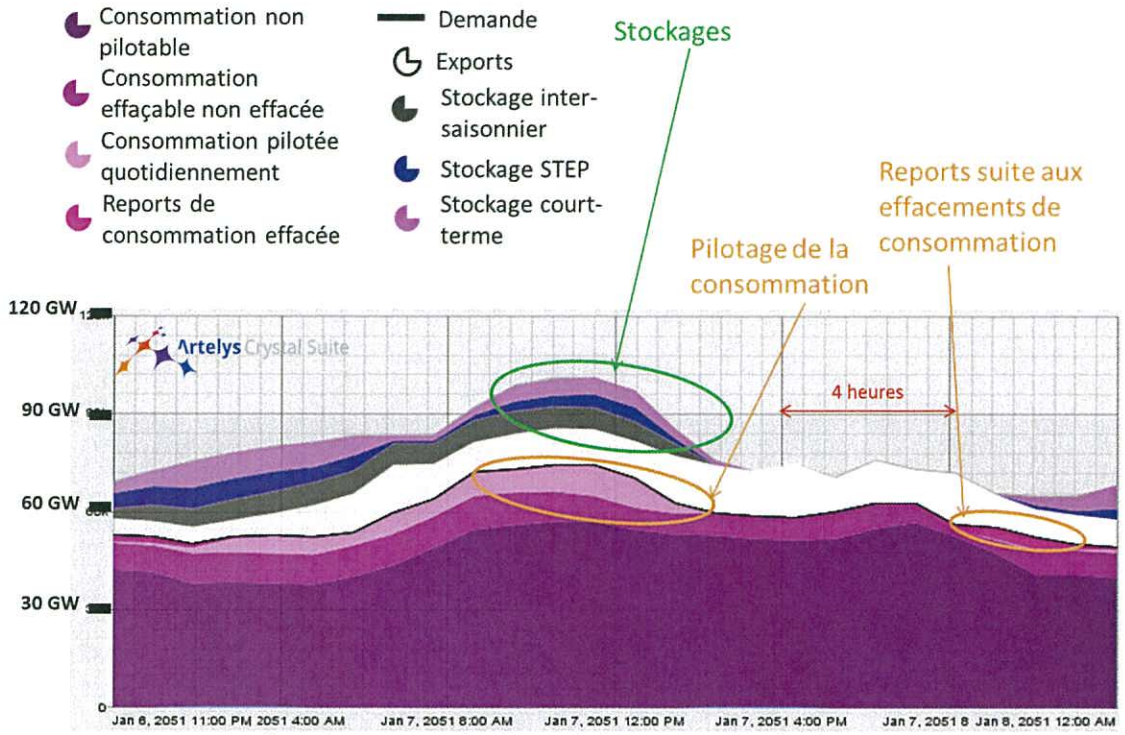


Figure 68 - Zoom sur le pilotage de la consommation le 7 janvier

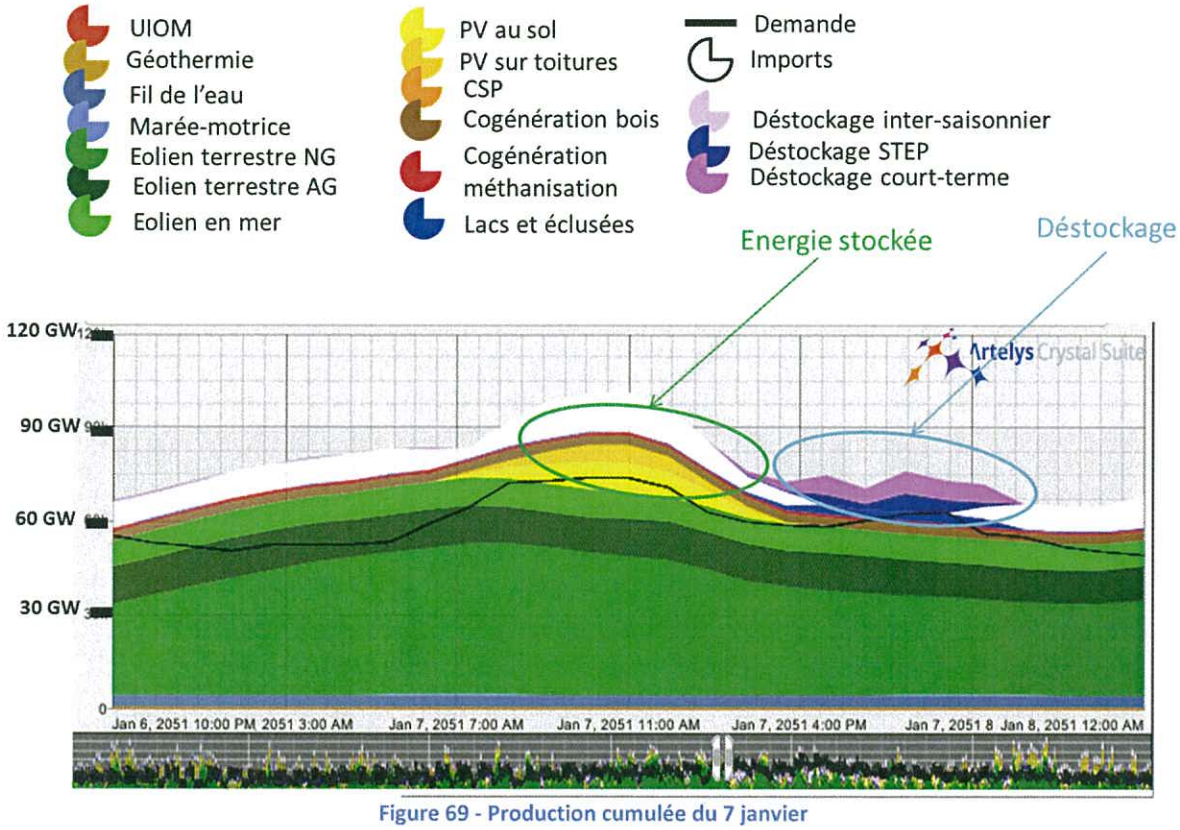


Figure 69 - Production cumulée du 7 janvier

La pointe de la part de la consommation pilotée est en effet de 22 GW, soit le tiers de la pointe de consommation non pilotable (à 65 GW), pilotage auquel s'ajoutent les effacements avec report, d'une capacité maximale de 8 GW. Cette pointe de consommation de 96 GW est observée le 3 février, pendant la vague de froid.

En plus du déplacement de la pointe aux heures méridiennes, le stockage de court-terme aide à la satisfaction des besoins de flexibilité infra-journaliers, dus entre autre à la capacité importante de PV installée.
Remarque : Les différents gisements de flexibilité correspondent à un maximum qui ne peut être mobilisé que sur une durée très courte ; ils sont en effet également sujets à différentes contraintes techniques modélisées (développées aux paragraphes 3.2.4 et 3.3.2).

On dénombre 178 cycles complets [28] de stockage-déstockage de court-terme (utilisation en moyenne un jour sur deux) et 56 de stockage-déstockage par les STEP (utilisation une fois par semaine).
Le besoin de flexibilité infra-journalière est en partie imputable à la présence importante du PV dans le mix considéré ; en effet, dans le cas du scénario sans PV, si la capacité installée de stockage court-terme et STEP est augmentée (pour assurer l'équilibre offre-demande en ultra-pointe), le nombre de cycles d'utilisation de ces stockages est quant à lui fortement réduit (à 102 cycles de court-terme et 42 cycles de STEP).

4.3.2 Flexibilité infra-hebdomadaire

La flexibilité infra-hebdomadaire est couverte par les STEP et le stockage inter-saisonnier (analysé plus précisément au paragraphe 4.3.3).
Ainsi, sur la Figure 70, on observe la production cumulée lors d'une période sans vent sur tout le pays et sur plusieurs jours, coïncidant avec peu de production PV (d'une période hivernale), et avec une consommation importante, dont la part pilotée ne suffit pas à décaler la pointe du soir (Figure 71). Les STEP et le power to gas to power sont exploités pour stocker l'énergie d'une semaine sur la suivante.

[28] Le nombre de cycles complets est égal à la production annuelle divisée par la capacité de décharge du stockage.

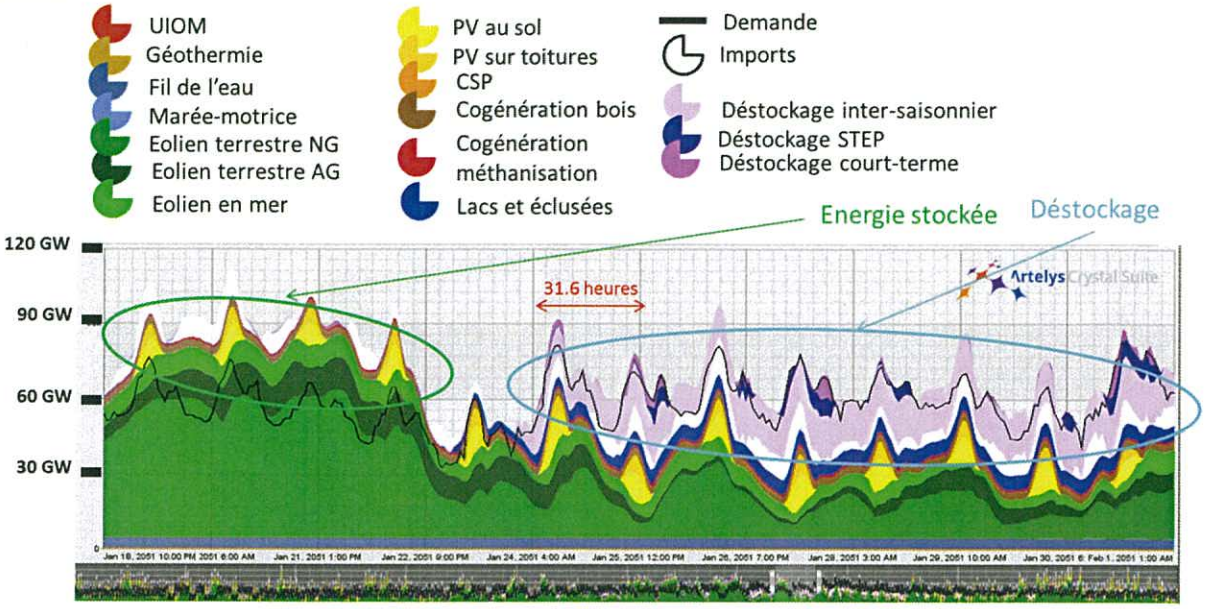


Figure 70 - Production cumulée deuxième quinzaine de janvier

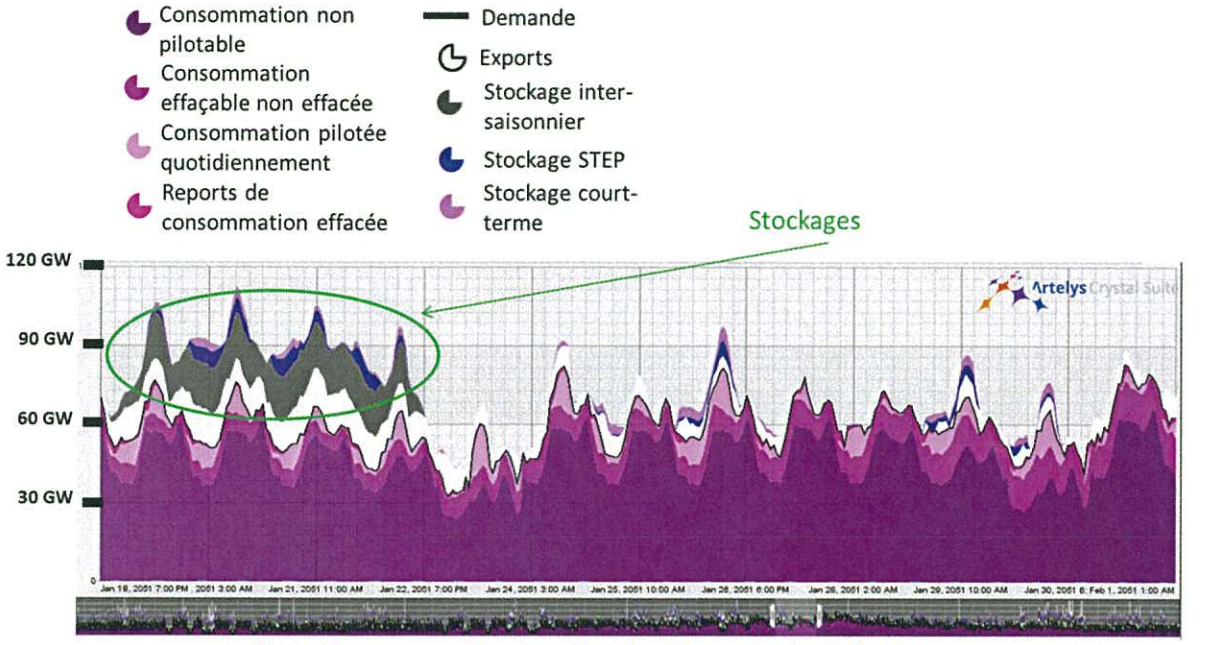


Figure 71 - Consommation cumulée - deuxième quinzaine de janvier

4.3.3 Flexibilité inter-saisonnière

Comme on l'observe sur la Figure 72, le stockage inter-saisonnier participe largement au passage de l'hiver (déstockage essentiellement entre novembre et mars), et notamment de la vague de froid de février (40% de la production de gas to power a lieu en février). En outre, cette solution de stockage s'adapte bien aux aléas météorologiques, puisque elle stocke du surplus toute l'année (principalement en été et mi-saison, mais également en hiver lors des périodes de vent important).

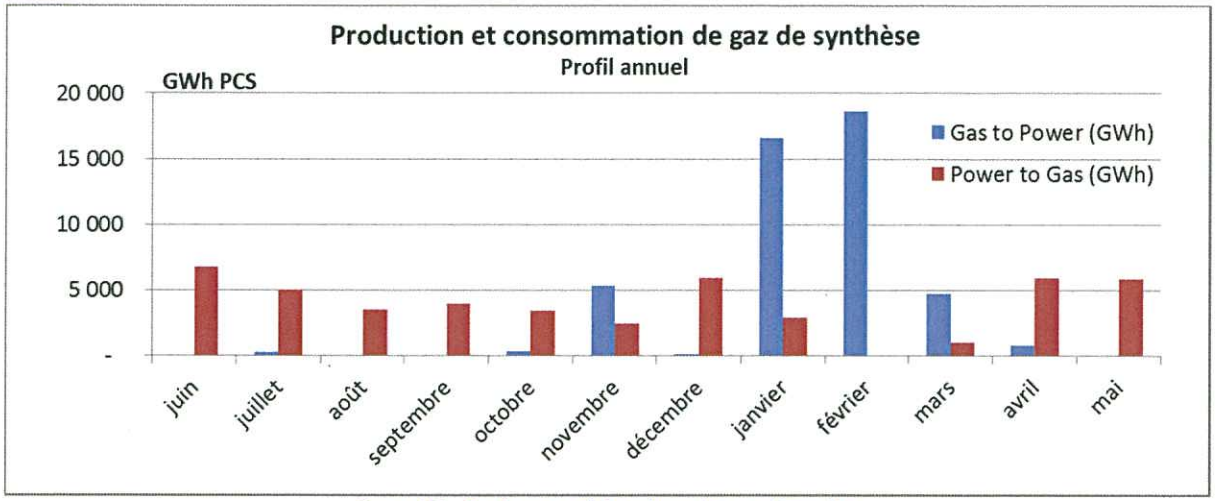


Figure 72 - Stockage et déstockage inter-saisonnier

Le stockage inter-saisonnier consiste, dans le cadre de l'étude, à transformer de l'électricité en méthane, reconverti par la suite en électricité. Il est stocké et transporté sur le réseau de gaz (et ses capacités de stockage importantes), qui n'est pas explicitement modélisé, mais dont on présuppose l'existence.
Ainsi, les localisations géographiques des capacités de stockage et déstockage sont optimisées indépendamment (résultat de cette optimisation sur la Figure 73). On y observe que la majorité des régions où se trouvent le Gaz to Power sont celles pour lesquelles les productions EnR sont plus faibles que la demande régionale (c'est le cas pour les régions Alsace, Aquitaine, Ile de France, Lorraine et Nord pas de Calais).

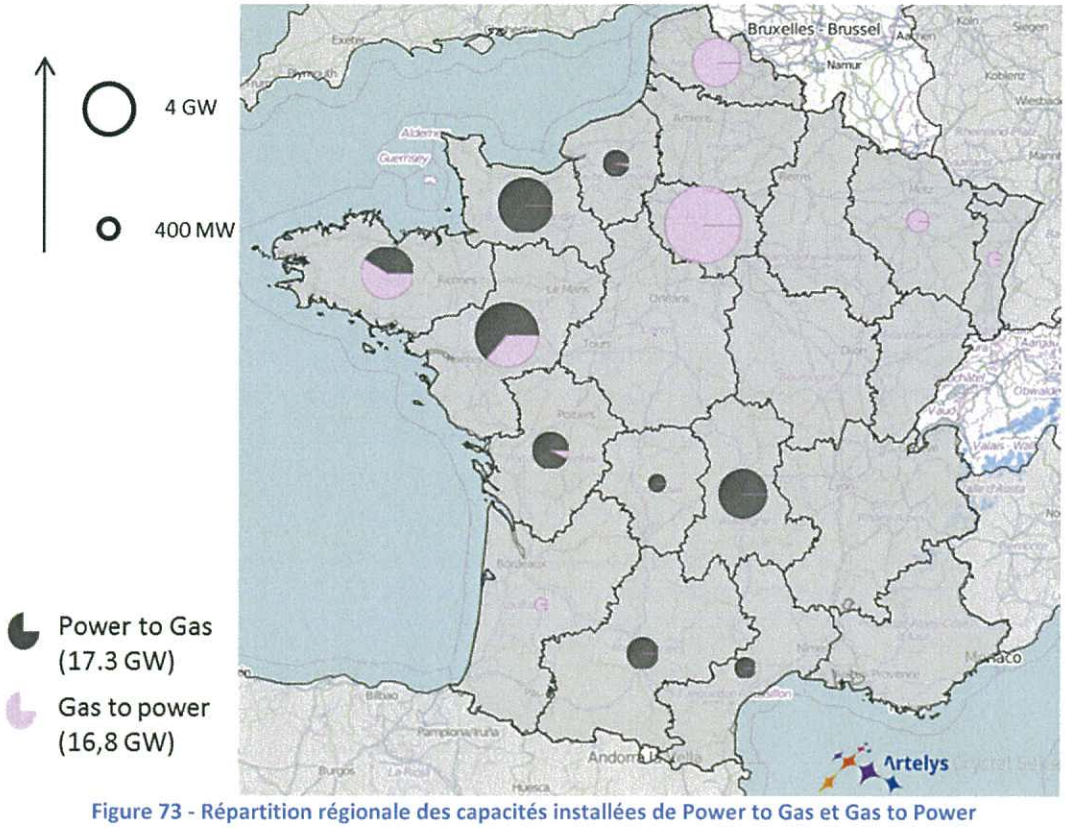


Figure 73 - Répartition régionale des capacités installées de Power to Gas et Gas to Power

Remarque : Sur l'année, suite à l'optimisation, on compte 47 TWh PCS de gaz de synthèse circulant sur le réseau. Ce volume reste largement inférieur aux 137 TWh[29] de capacité de stockage du réseau de gaz.

4.4 Une augmentation maîtrisée des flux entre régions

Les capacités d'échanges inter-régionales sont optimisées conjointement aux capacités de production des filières.
Pour pouvoir disposer d'une référence à laquelle comparer les résultats de l'optimisation du réseau, un calcul similaire a été réalisé sur une représentation du parc actuel. Il s'agit d'une reconstitution du mix énergétique français par filières et par régions (à capacités de production fixées), dont on a optimisé les capacités d'échange inter-régionales. Un réseau dit « adapté » au parc de production actuel a ainsi été obtenu.
Il ne s'agit donc pas d'une représentation des capacités techniques réelles des différentes lignes et de leur tracé, mais d'une reconstitution des capacités d'échange « commerciales » disponibles selon un maillage inter-régional.

La Figure 74 compare les capacités d'échanges adaptées au parc actuel et celles adaptées au parc 2050.

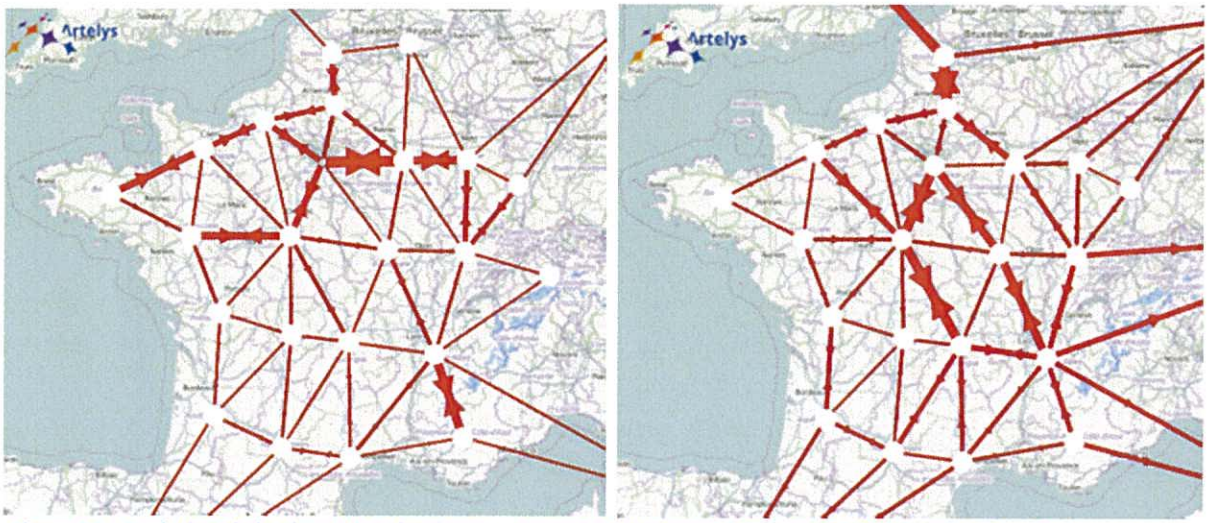


Figure 74 – Evolution de la répartition du réseau - réseau adapté actuel à gauche (50 GW de capacités d'échanges inter-régionaux) et 2050 à droite (68 GW de capacités d'échanges inter-régionaux) ; la largeur des lignes est proportionnelle à la capacité d'échange (même échelle pour les deux cartes)

On constate que les capacités d'échange les plus importantes ne sont plus localisées aux mêmes endroits. En effet pour le réseau adapté au parc actuel, les lignes Ile-de-France – Champagne-Ardenne et Rhône-Alpes – PACA sont les plus importantes tandis qu'en 2050, les besoins se trouvent plutôt sur les lignes Picardie – Nord-Pas-de-Calais ; Auvergne – Centre et Ile-de-France – Centre. Ceci s'explique par la différence de localisation de la production entre 2013 et 2050, comme le montre la Figure 75. Cette figure représente l'évolution de la répartition de la production entre les régions entre 2013 et 2050. Notamment, les régions comme l'Auvergne, la Bourgogne ou la Bretagne produisent beaucoup plus en 2050 et induisent ainsi un comportement différent des lignes inter-régionales les connectant.

[29] Source GrDF : http://www.grdf.fr/particuliers/entreprise-grdf/actualites/power-to-gas-transformer-energie-renouvelable-en-gaz

Au total, la représentation du réseau voit ses capacités d'échange augmentées de 36% entre 2013 et 2050 (de 50 GW pour le réseau adapté au parc actuel à 68 GW pour le réseau 2050). C'est une augmentation qui est inférieure à l'augmentation de puissance installée, de l'ordre de 56 % (de 126 à 196 GW).
Pour 2050, le coût annuel estimé du réseau (grand transport) est de 2.2 Mds € (soit un coût relativement faiblement en comparaison du coût capacitaire de 32.3 Mds € des EnR).

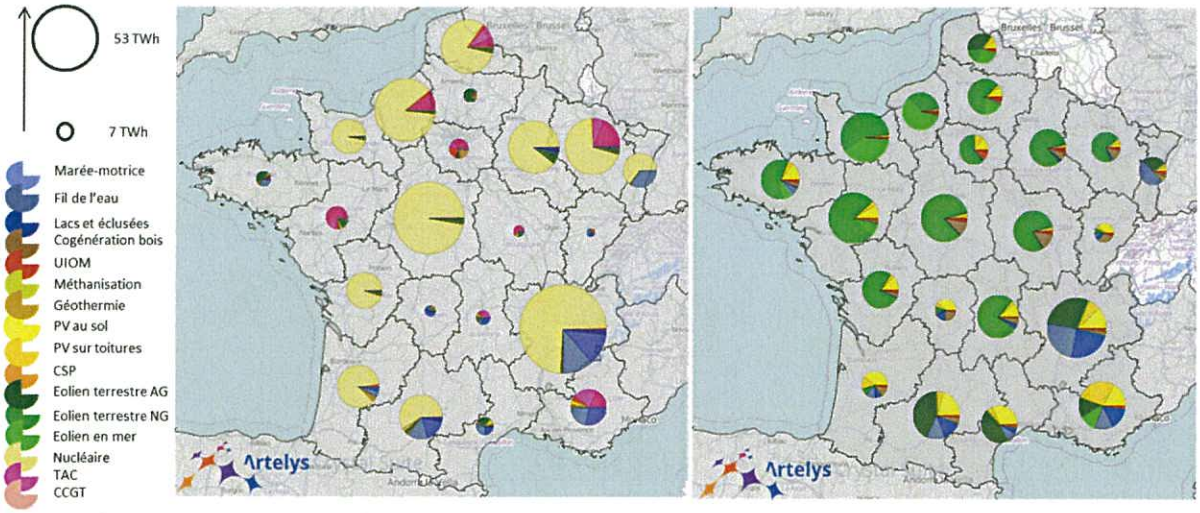


Figure 75 - Comparaison de la répartition régionale des productions d'énergie entre aujourd'hui et 2050

5. Au-delà des idées reçues sur les énergies renouvelables

5.1 Un mix électrique 100% renouvelable à coût maîtrisé

Ce paragraphe a pour objectif non seulement d'estimer le coût total annuel d'un système électrique 100% renouvelable et de le comparer aux coûts actuels de fourniture d'énergie, mais également d'en comprendre la répartition (entre capacités EnR, stockage réseau, …).

5.1.1 Reconstitution du coût annuel du cas de référence

Pour le cas de référence, le coût annuel total du système est reconstitué à partir :

- du coût annuel des EnR (essentiellement l'amortissement du coût d'investissement et de raccordement des filières au réseau[30]) estimé à 32.7 Mds € ;
- du coût du réseau, décomposé en
  - une part fixe[31] : 11.1 Mds €,
  - une part variable dépendant de la quantité de capacité d'échange inter-régionale (réseau 400 kV) : 2.2 Mds €,

[30] Le reste étant le coût du combustible bois.
[31] Coût du réseau de distribution, supposé fixe, et du réseau de répartition 63-90 kV correspondant à la partie intra-régionale du réseau de transport.

- du coût du stockage estimé à 4 Mds €,
- du coût (fixe) de la flexibilité de la consommation supposé de 450 M€,
- du gain lié à la valorisation du surplus en chaleur[32], soit 25 M€.

Remarques :

1. *Les coûts de raccordements sont déjà comptabilisés dans les coûts des filières de production.*
2. *On suppose que les coûts relatifs au réseau de distribution sont fixes, et indépendants des capacités d'échange des lignes inter-régionales. Cette hypothèse semble a posteriori raisonnable au vu de la quantité mesurée de panneaux photovoltaïques sur toitures installés suite à l'optimisation.*
3. *L'évolution du réseau de répartition n'a pas été prise en compte, ni le coût associé à son augmentation. Néanmoins, une étude complémentaire est prévue pour en mesurer l'impact.*

Dans le cas de référence, on compte finalement un coût annuel total de 50.1 Mds €, réparti de la manière suivante :

- 65% correspondant aux coûts des EnR ;
- 8% relatif au stockage ;
- 23% correspondant aux coûts des réseaux de distribution et de répartition ;
- 4% pour le coût du réseau 400 kV.

Remarque : Ce coût est comparé, dans le paragraphe 6.5, au coût de scénarios présentant des mix électriques aux taux d'énergie renouvelable variés. On pourra constater que le coût du système est peu impacté par le taux de pénétration renouvelable.

[32] Gain dont on a déduit l'installation capacitaire des PAC.

5.1.2 Comparaison du coût entre variantes

La Figure 76 représente l'évolution du coût total annuel des variantes par rapport au cas de référence.

Les différences entre les variantes et le cas de référence ne concernant qu'une partie du mix électrique (réseau de transport, énergies marines, acceptation éolienne/PV au sol…), la différence de coût total entre les variantes reste limitée.

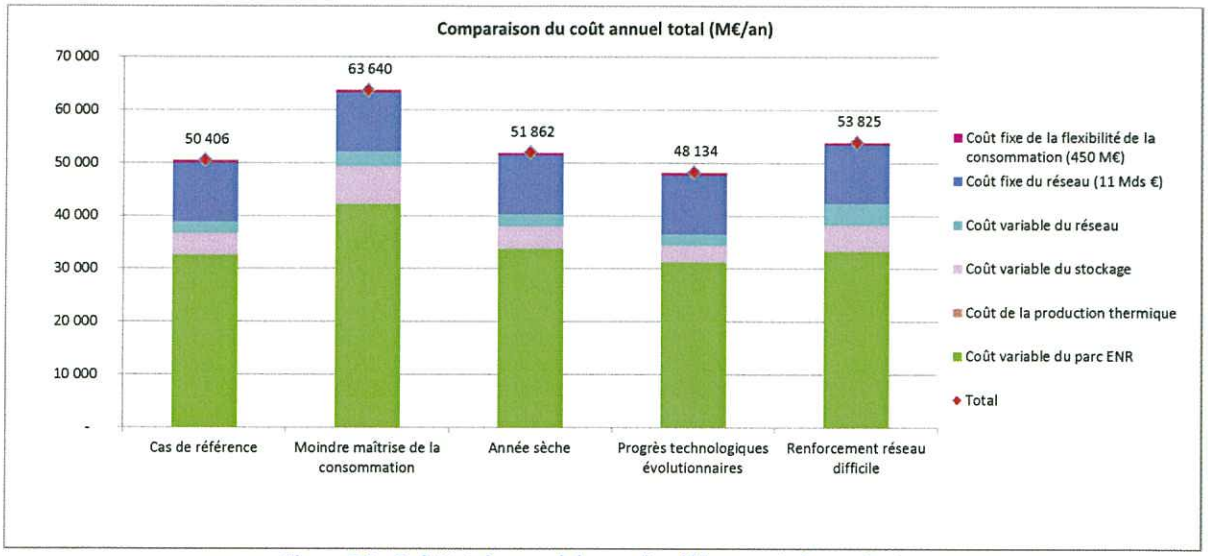


Figure 76 - Coût total annuel du cas de référence et des variantes

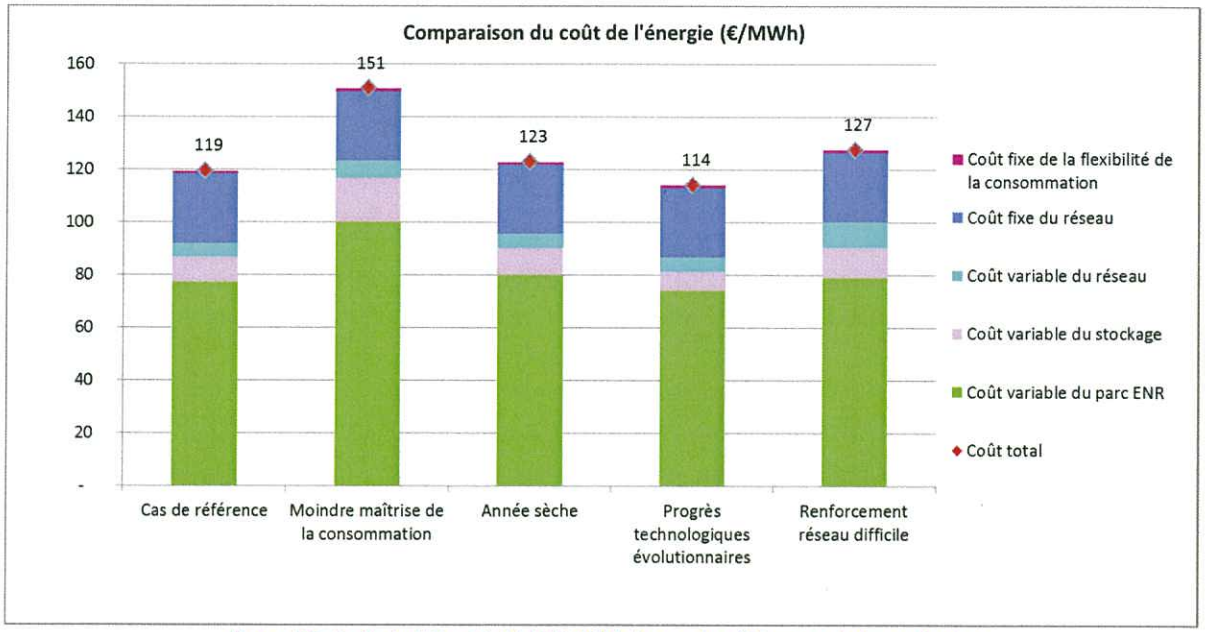


Figure 77- Coût de l'électricité (€/MWh) du cas de référence et des variantes

A partir de l'évaluation ci-dessus du coût total annuel de gestion d'un système électrique 100% renouvelable en 2050, et du volume annuel de consommation de 422 TWh, on peut estimer le coût de l'énergie à 119 €/MWh (hors taxes).

Ce coût est à mettre en regard du coût actuel de l'électricité, de 91 €/MWh[33].

5.1.3 Influence des paramètres pour abaisser le coût du système

5.1.3.1 Coûts des technologies

Etant donné le mix 100% EnR optimisé, on s'intéresse a posteriori au paramètre qui a le plus d'influence sur le coût du système ; plus précisément, l'objectif est de comparer l'impact sur le coût total d'une baisse de coûts de 10% de l'un des éléments prépondérant du mix, à savoir les filières photovoltaïque et éolienne, le stockage et le réseau.

On vérifie ainsi que le coût de la filière éolienne est celui qui a le plus d'influence sur le coût total du système, puisqu'une baisse de coût capacitaire éolien de 10% induit une réduction de 3.3% du coût total.

A titre de comparaison, une baisse de 10% du coût du PV, du stockage ou du réseau réduisent respectivement le coût total de 1.1%, 0.6% et 0.4%.

5.1.3.2 Financement

Une variante du cas de référence a été explorée, supposant un financement favorisé des EnR par le biais de taux d'emprunt particulièrement bas. En pratique, le taux d'actualisation utilisé pour annualiser les coûts d'installation des filières a été réduit de 5.25% à 2%.

En effet, le taux d'actualisation retranscrit la façon dont on valorise financièrement le temps : on peut l'interpréter comme le taux d'intérêt pour un emprunt ou le taux d'épargne pour un placement. Dans le cas de l'installation de moyens de production, on suppose que l'investissement est réparti entre une partie empruntée (80%) et des fonds propres (20%). Si la dette est rémunérée à 1%, dans le cadre de financement par un canal privilégié, et que l'actualisation des fonds propres est de 6%, on obtient un taux d'actualisation de 2%.

Ce changement de taux d'actualisation induit une inversion dans l'ordre de préséance économique des filières[34], comme cela apparaît sur la Figure 78. Le PV au sol est, pour un taux de 2%, la filière la moins chère, et le PV sur toitures devient plus rentable que l'éolien en mer posé.

[33] http://www.observatoire-electricite.fr/Les-prix-finaux-de-l-electricite, en comptabilisant les mêmes postes de coûts que dans l'étude, à savoir la production, le TURPE et la partie de la CSPE correspondant au financement des tarifs d'achat des EnR.

[34] Alors que le taux d'actualisation a un impact important sur le coût du capital (investissement), il n'a pas d'effet sur les coûts de maintenance (coûts annuels). Les filières à forts coûts de maintenance (comme l'éolien en mer) bénéficient donc de façon moindre d'un faible taux d'actualisation. De même, plus la durée de vie d'un projet est grande, plus l'impact du taux d'actualisation est important.

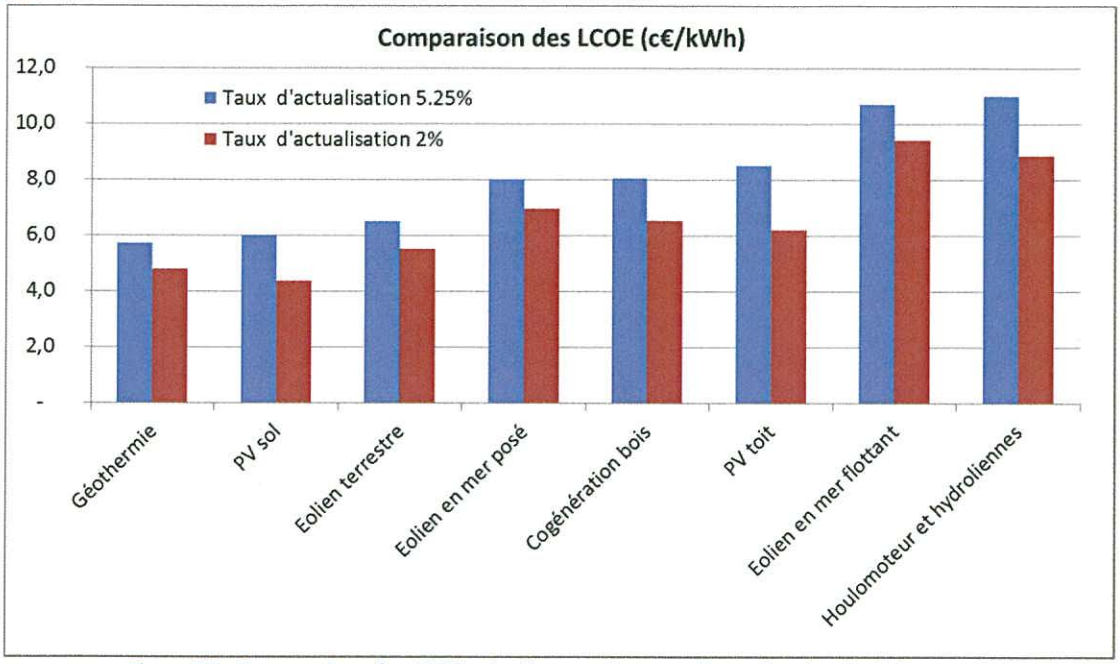


Figure 78 - Comparaison des LCOE calculés avec des taux d'actualisation de 2% et 5.25%

A l'issue de l'optimisation, on obtient le mix énergétique présenté sur la Figure 79. On observe que la capacité installée totale augmente globalement de 8%, soit de 15 GW (la puissance installée du cas de référence étant de 196 GW), correspondant à l'installation supplémentaire de PV sur toitures en PACA et Rhône Alpes. En outre, une partie (6 GW) de la capacité d'éolien NG est remplacé par du PV au sol. L'augmentation de la production d'énergie photovoltaïque est assortie d'une augmentation de la capacité de stockage de court-terme.
Globalement, la production locale est favorisée, les coûts étant plus faibles, et la capacité totale du réseau baisse de 7%. Ainsi, faire baisser le taux d'actualisation de 5.25% à 2% permet de réduire le coût total du mix électrique 100% EnR de 14% (6.67 Mds€ de moins dus aux réductions des coûts annualisés des producteurs et stockages, et 200 M€du fait de la baisse de la capacité d'échange).

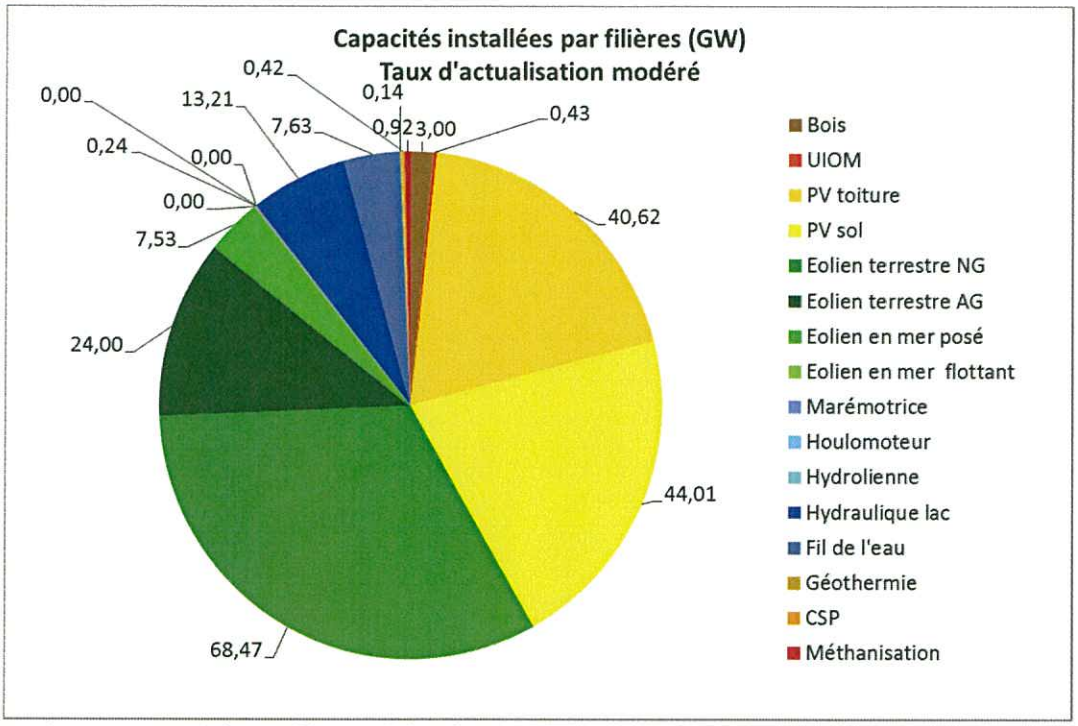


Figure 79 - Capacités installées par filières (total national 211 GW)- Variante sur le taux d'actualisation

5.2 Equilibre offre-demande atteint à toute heure de l'année

5.2.1 Comportement lors de phénomènes climatiques plus ou moins favorables

Ce paragraphe expose comment l'équilibre offre-demande est satisfait dans des périodes qui peuvent être considérées comme défavorables pour un mix énergétique 100% renouvelable.

5.2.1.1 Période sans vent

La Figure 80 illustre une semaine au cours de laquelle le productible éolien national est nettement réduit (cette semaine concentre seulement 0.8% du total de la production éolienne annuelle et 2% de la demande électrique). On observe que certains jours, même aux heures d'ensoleillement maximal, la production EnR n'est pas suffisante pour satisfaire la demande. L'équilibre est atteint grâce au stockage : les STEP et stockage de court-terme sont utilisés la nuit et se rechargent de jour, comme on peut l'observer sur la Figure 81.

Le stockage inter-saisonnier (surface mauve claire de la Figure 80) est utilisé sur l'ensemble de la période, la nuit pour répondre à la demande et le jour, pour recharger les autres moyens de stockage. Ainsi, la capacité totale de déstockage la nuit sera plus importante. Le système fait également appel au pilotage de la demande, en plaçant toute la production pilotable quotidiennement aux heures d'ensoleillement maximal, et en faisant appel à des effacements reportés à ces mêmes heures.

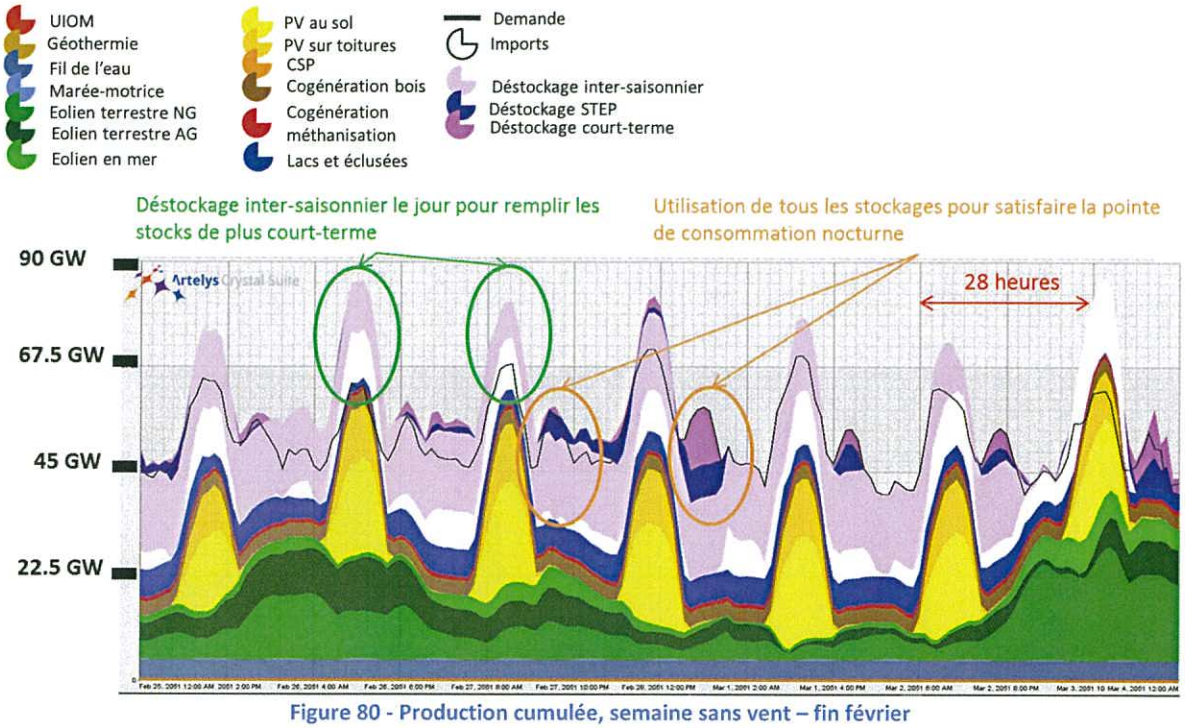


Figure 80 - Production cumulée, semaine sans vent – fin février

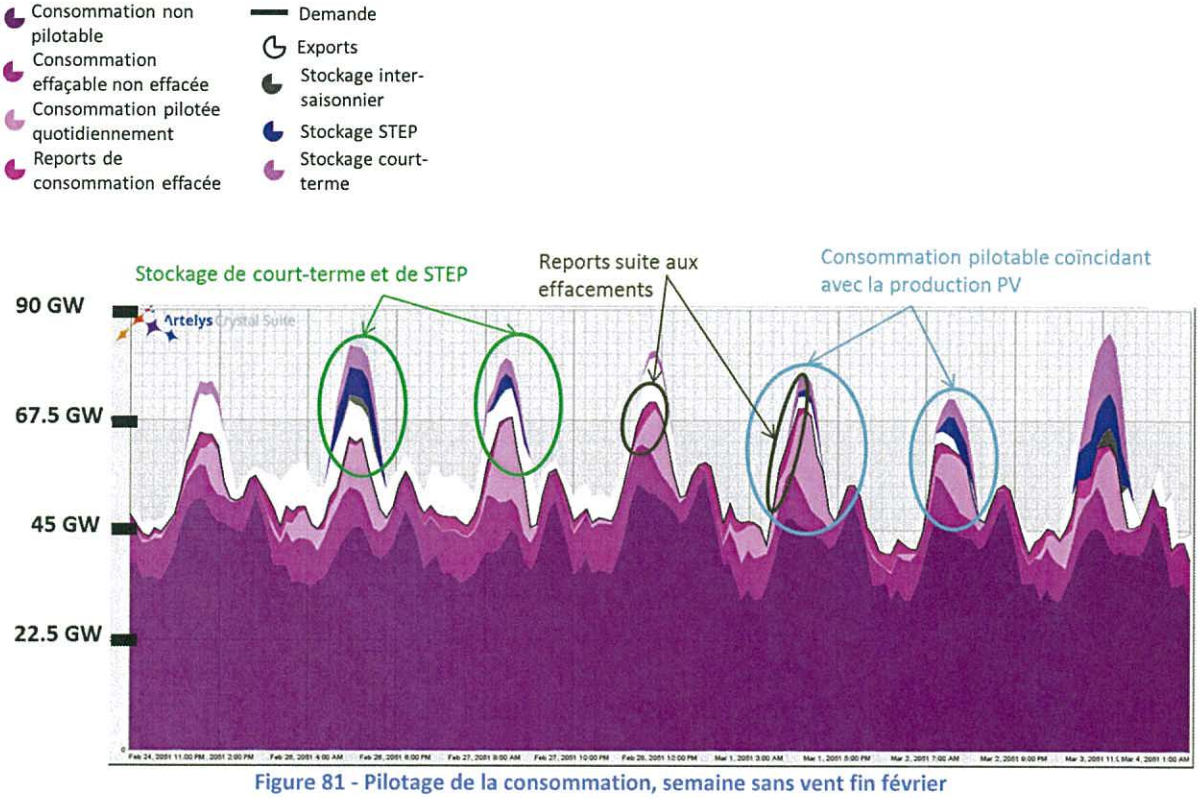


Figure 81 - Pilotage de la consommation, semaine sans vent fin février

5.2.1.2 *Vague de froid*

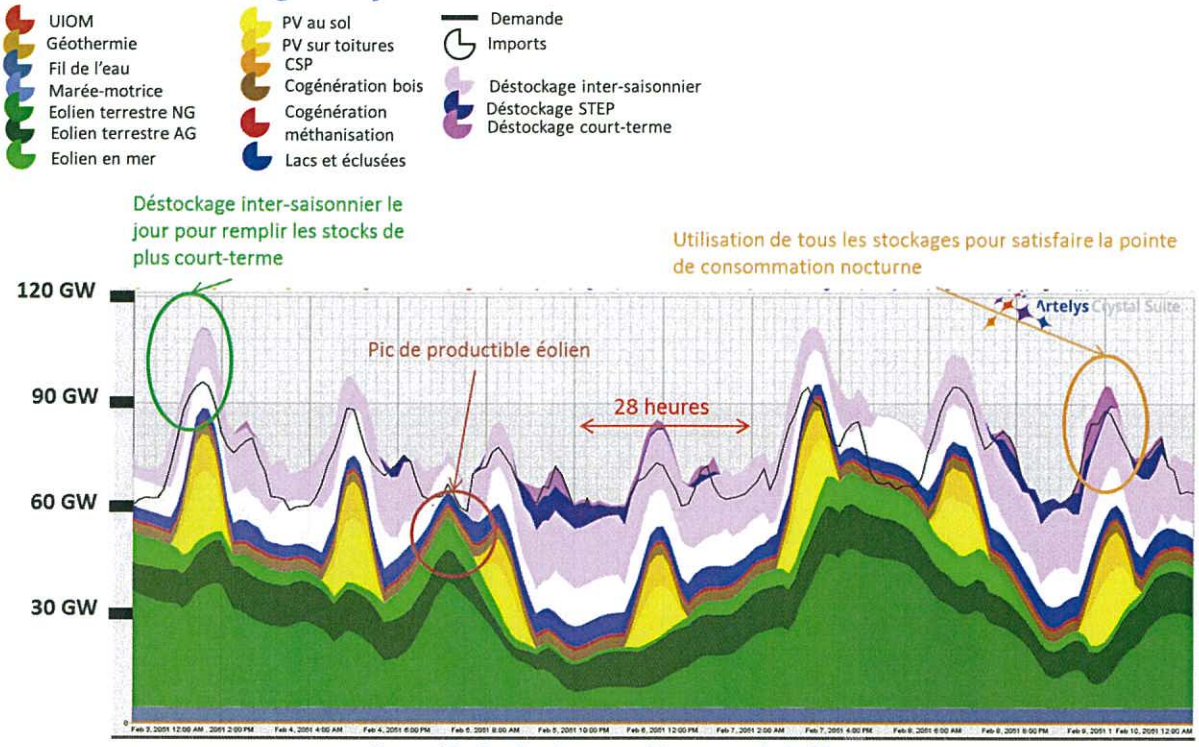


Figure 82 - Production cumulée, vague de froid

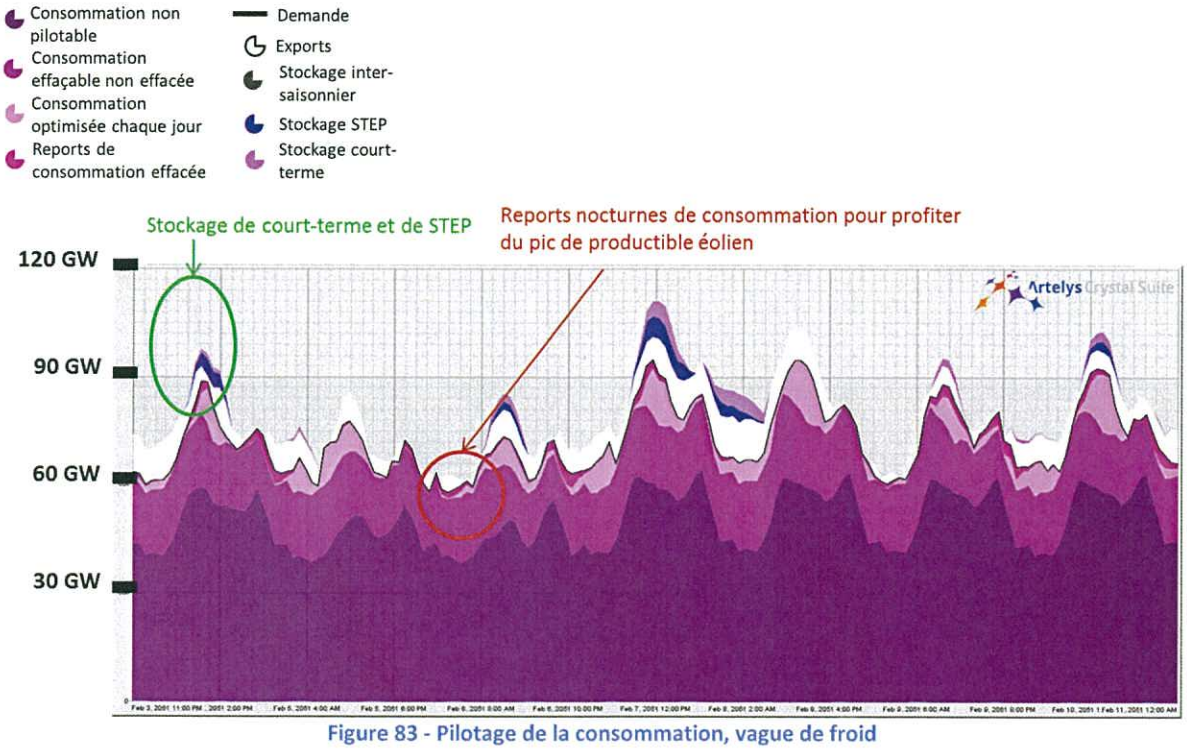


Figure 83 - Pilotage de la consommation, vague de froid

Pour satisfaire l'équilibre offre-demande pendant une vague de froid, le système fait également appel à chacun des types de stockages (Figure 82 et Figure 83), en plus des productions EnR à disposition.

En outre, on observe sur les figures que le système exploite la part pilotable de consommation pour profiter des opportunités offertes par des pics de productibles à ces périodes (reports de consommation nocturne pendant un pic de production éolienne).

5.2.1.3 *Période sans soleil*

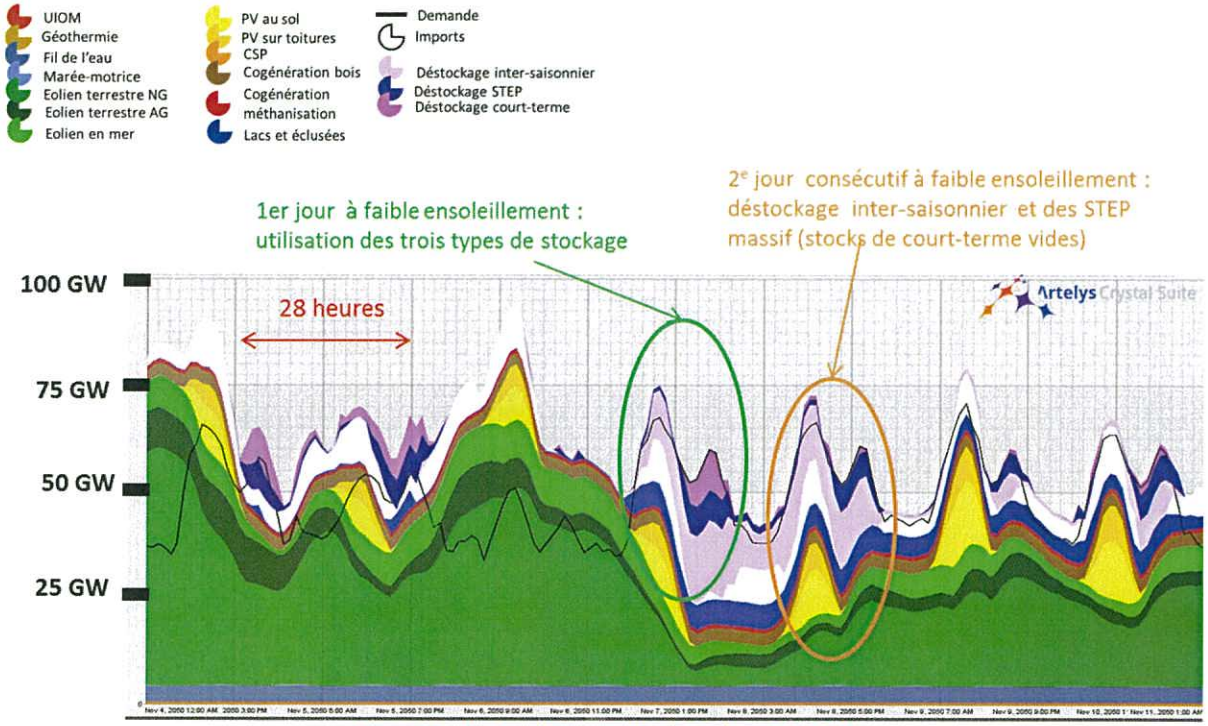


Figure 84 - Production cumulée, période sans soleil

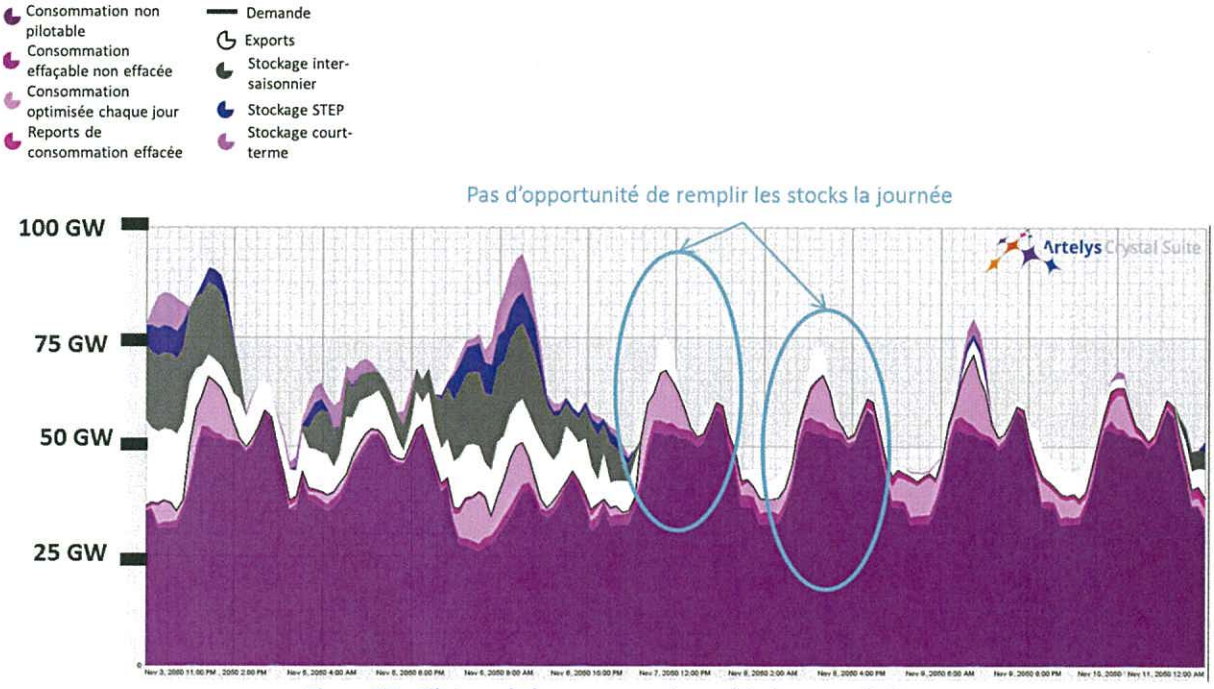


Figure 85 - Pilotage de la consommation, période sans soleil

Si l'ensoleillement se trouve faible plusieurs jours consécutifs, les stockages de court-terme n'auront plus l'opportunité de se remplir d'un jour sur l'autre pour satisfaire la consommation nocturne. Dans ce cas, le système exploite le stockage inter-saisonnier, comme on peut l'observer Figure 84 et Figure 85.

5.2.2 Robustesse météorologique et sécurité de la fourniture électrique

Le parc optimisé sur l'année climatique comportant une vague de froid historique a été mis à l'épreuve sur les 6 autres scénarios météorologiques à disposition (en tout, plus de 60 000 heures de combinaisons différentes de consommation, ensoleillement et vent ont ainsi été considérées).
Le mix optimisé a permis la satisfaction de l'équilibre offre-demande sur toutes les heures de six des sept scénarios météorologiques étudiés. Le septième scénario présente une période de 2 jours avec une demande électrique élevée et une production éolienne quasi-nulle sur l'ensemble de la France. 11 GW de capacité d'effacements ou de déstockage supplémentaire seraient alors nécessaires[35] pour répondre à la demande sans défaillance.

Remarques :

1. *Pour un coût de 60 k€/MW/an (représentant le coût capacitaire de déstockage), il serait possible de prévenir cette défaillance éventuelle, et cela représenterait 700 M€/an, ce qui correspond à 1% du coût global de fourniture de l'électricité.*
2. *Aucun effacement industriel n'a été considéré dans l'étude. La participation des effacements industriels à la couverture du risque de défaillance est également une piste qui aurait pu être envisagée. En effet, 5 GW d'effacements industriels auraient suffi à satisfaire le critère de 3 heures par an en espérance imposé actuellement par RTE.*
3. *De même le « véhicule to Grid », c'est-à-dire la capacité à piloter le déchargement temporaire des véhicules électriques en cours de recharge au service du réseau, n'a pas été considéré dans cette étude. Il pourrait éventuellement constituer quelques GW de puissance disponible en plus.*

5.2.3 Risque de sécheresse

Un autre risque lié aux aléas météorologiques est celui relatif à l'approvisionnement en eau des réservoirs des centrales hydroélectriques. En effet, leur production et celle des turbines hydrauliques au fil de l'eau représentent un volume annuel de 61 TWh, soit 13% de la production EnR totale. En outre, la production hydraulique est caractérisée par une flexibilité très utile pour le système.[36]
Une variante de l'étude a alors consisté à analyser quel pouvait être un mix électrique 100% renouvelable optimisé dans le cadre d'une année de sécheresse.
Les hypothèses de cette variante se sont basées sur les données de l'année 2011, qui a été l'année la plus sèche des cinquante dernières années (d'après le bilan électrique 2012). Par rapport au cas de référence, les productibles hydrauliques au fil de l'eau et à réservoirs sont chacun réduits de 28% par rapport au cas de référence (plus précisément, cette réduction de productible est propre à chaque région, avec une baisse de 30% des apports hydrauliques dans les Alpes du Nord et de 50% dans le Massif central). La Figure 86 montre l'évolution du productible hydraulique total dans les principaux massifs montagneux.

[35] Les capacités de méthanation installées dans le scénario de référence sont suffisantes pour produire la quantité annuelle de gaz de synthèse nécessaires pour passer l'hiver.
[36] Dans le modèle, cette flexibilité est limitée par l'utilisation de courbes guides, qui prennent en compte la non-anticipation des apports hydrauliques et de la demande électrique pour la gestion des réservoirs hydrauliques.

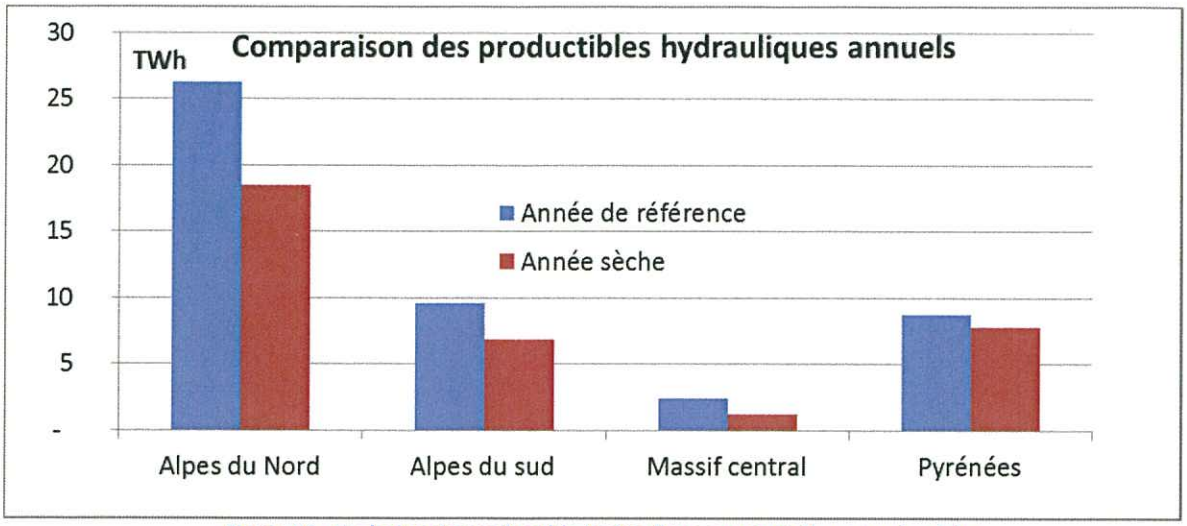


Figure 86 - Evolution du productible hydraulique au cours d'une année sèche

On observe sur la Figure 87 que dans le cadre d'une année sèche, la production hydroélectrique en Rhône Alpes pourra moins participer au passage de la vague de froid de février, le niveau de stock dans les réservoirs à cette période étant plus bas. Ainsi, sur les deux semaines de vague de froid de février, la production hydraulique (qui était de 1.5 TWh dans le cas de référence) est réduite à 1.3 TWh dans le cas de l'année sèche.

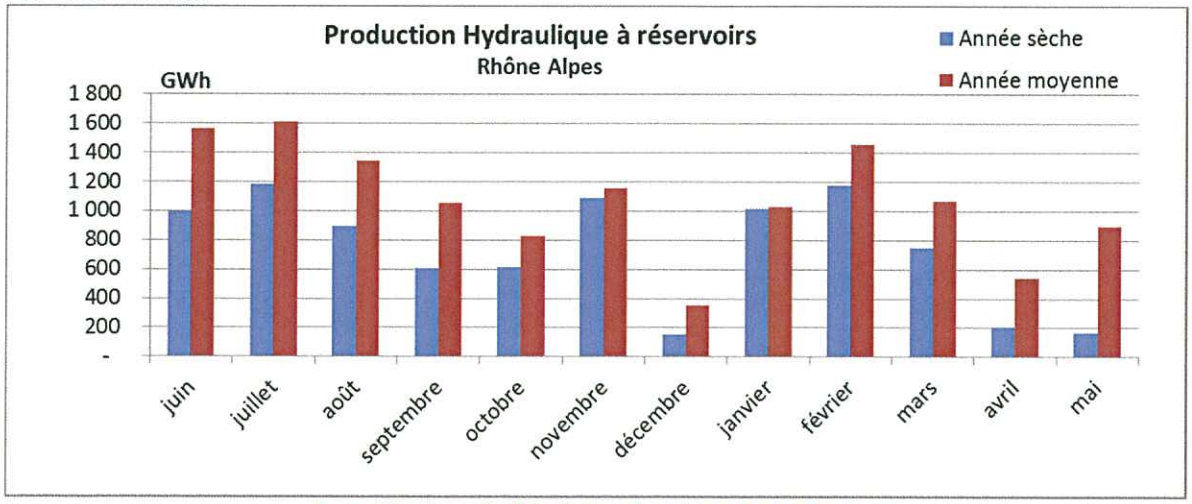


Figure 87 - Exemple d'évolution des réservoirs hydrauliques

Pour compenser la perte de production hydraulique, le parc optimal installé dans cette variante est un peu plus important (+5% au total). Les installations supplémentaires se font en grande partie (59%) dans des régions subissant localement une baisse notable de production hydrauliques et où il reste des gisements rentables comme en Rhône-Alpes et Provence-Alpes-Côte-d'Azur (capacités complémentaires de PV sur toitures). Le reste des investissements sont effectués dans les régions qui offrent un potentiel de gisement pour des filières avec un meilleur LCOE ; c'est le cas de l'éolien dans les régions Poitou-Charentes et Bourgogne. La Figure 86 illustre cette différence d'investissements en comparant les capacités installées dans le scénario de référence (à gauche) à celles dans le scénario de l'année sèche (à droite). Le surcoût associé à cette augmentation capacitaire correspond à 1.5 Mds € annuels, soit 3% du coût total (et 4% du coût annuel des moyens de production et stockage).

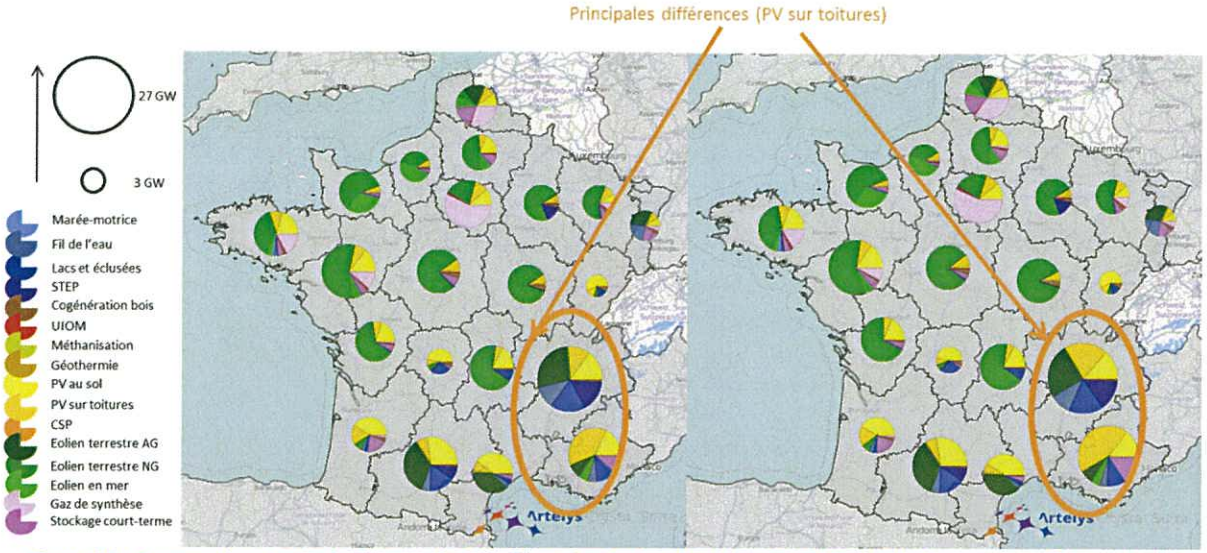


Figure 88 - Comparaison entre les capacités installées dans le cas de référence (à gauche) et pour une année sèche (à droite)

Pour un système 100% renouvelable, la couverture du risque de sécheresse extrême n'augmente donc que faiblement le coût total annuel de gestion du système électrique.

Remarque : Des solutions de type gestion pluriannuelle des stocks inter-saisonniers (stockage de gaz de synthèse dans les réseaux) ou flexibilité industrielle pourraient également se substituer au besoin capacitaire supplémentaire.

5.3 Une indépendance énergétique sans autarcie

Dans le cadre de l'optimisation du mix énergétique français et de la simulation au pas de temps horaire de l'équilibre offre-demande, les échanges[37] ont été modélisés avec les pays frontaliers, en imposant toutefois un bilan importateur annuel nul, de manière à assurer une indépendance électrique du territoire (en bilan annuel).

Remarque : Comme cela a déjà été signalé au paragraphe 3.3.4, les autres pays européens assurent une production à 80% renouvelable, en cohérence avec l'hypothèse d'un mix français 100% renouvelable. De plus, les productibles solaires et éoliens aux frontières ont été reconstitués à partir des historiques météorologiques des mêmes années que ceux utilisés pour la France. Cela permet de prendre en compte les phénomènes climatiques qui lient les productions renouvelables entre la France et les pays voisins, notamment pour les périodes sans vent sur tout le pays et sur plusieurs jours.

Les imports annuels sont de 56 TWh (dont 21TWh produits à partir d'EnR dans les pays voisins). La majorité des imports exploite donc la flexibilité fossile des systèmes électriques des voisins. En valeur absolue, cette valeur est faible (35 TWh sur 422 TWh consommés). Et l'impact environnemental ainsi généré est compensé par les exports français, dont l'intégralité (56 TWh) est renouvelable.

On observe, sur la Figure 89, que les imports des pays frontaliers vers la France sont concentrés sur les heures de fort ensoleillement, du fait de l'importance de la part du photovoltaïque dans le scénario européen modélisé.

[37] Les flux aux interconnexions ainsi que les productions pilotables des pays étrangers sont également optimisés.

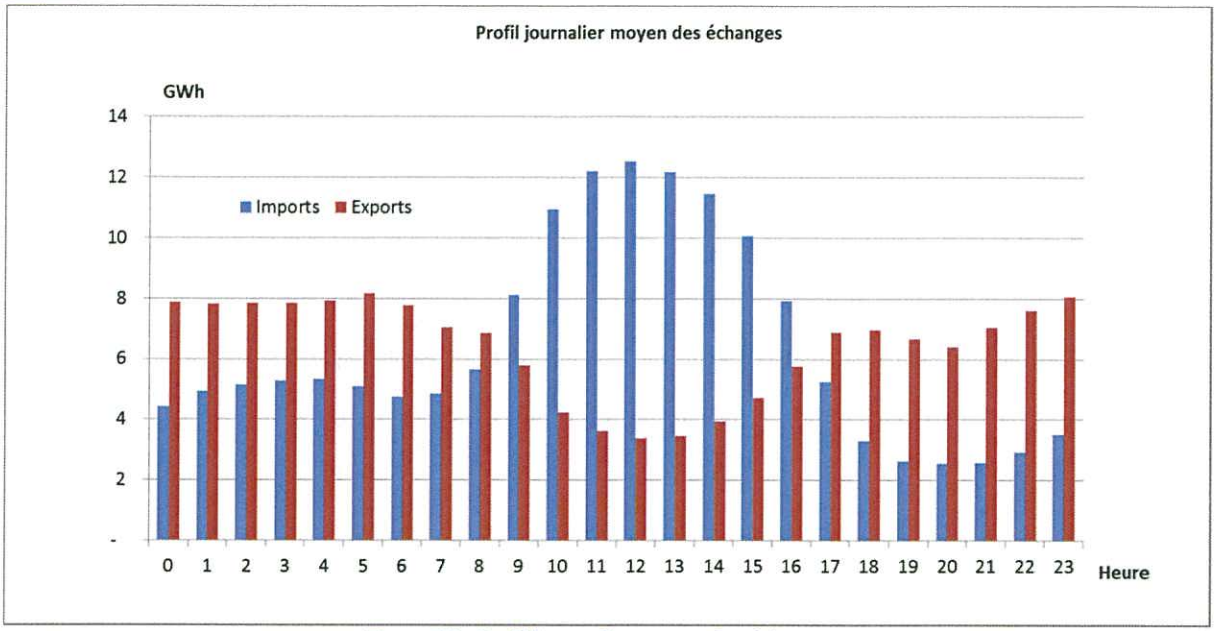


Figure 89 - Profil journalier moyen des échanges

Afin d'évaluer l'impact d'un mix 100% renouvelable français sur les pays européens voisins, les émissions de CO2 des pays européens du cas de référence ont été comparées à celles d'un modèle sans la France. Il a ainsi pu être vérifié que le modèle 100% renouvelable français permettait une réduction de 3% des émissions de CO2 annuelles des pays étrangers, avec une baisse de 42% de l'exploitation de leurs filières à gaz.

5.4 De fortes contraintes d'acceptabilité sociale sont compatibles avec un mix 100% renouvelable

Comme cela a été évoqué au paragraphe 4.1.2.3, un mix alternatif a été optimisé, sous des hypothèses de fortes contraintes d'acceptabilité. Plus précisément, pour les centrales PV au sol, les surfaces des pelouses et pâturages ont été retirées du gisement et 30% des surfaces agricoles interrompues par des espaces naturels importants ont été retenues ; le gisement pour cette filière est alors de 25.2 GW au lieu de 47.2 GW. Pour l'éolien terrestre, un exercice ad hoc de projection, s'appuyant sur des trajectoires existantes (RTE notamment) a été réalisé : les hypothèses de ce scénario prolongent le rythme de développement court terme (2014-2017) prévu pour l'éolien (développement observé du parc éolien français, projets en file d'attente et objectifs de développement des SRCAE) ; le gisement initial de 174 GW est réduit à 61 GW.

Remarques :

1. *Dans le gisement PV sol, 12 GW proviennent de gisement sur des terres artificialisées ou friches, pour lesquelles les impacts en termes d'acceptabilité sont mieux maîtrisés.*
2. *Les gisements pour les énergies marines sont supposés identiques à ceux du cas de référence. Les problématiques d'acceptation d'énergies marines (par exemple éolien en mer posé) ne sont donc pas intégrées dans cette variante.*

On observe l'impact de la diminution des gisements sur la Figure 90 : l'optimisation fait émerger dans ce cadre les filières marines (5 GW de houlomoteur, 9 GW d'éolien en mer flottant, et 5 GW supplémentaire d'éolien en mer posé), et le PV sur toitures (dont la capacité installée passe de 25 à 68 GW). En effet, les gisements du PV au

sol et de l'éolien terrestre sont quasiment saturés comme le montre la Figure 91 : les puissances maximales installables sont atteintes dans toutes les régions, à l'exception de la Basse et Haute Normandie pour le PV (plus cher que l'éolien en mer dans ces régions) et de l'Aquitaine pour l'éolien (plus cher que le houlomoteur dans cette région).

Remarques :

1. *La raison pour laquelle les hydroliennes n'émergent pas dans cette variante est relative à la localisation de leur gisement, en compétition avec l'éolien en mer (et non pas en compétition avec le houlomoteur). Il n'y a de gisement hydrolien que dans les régions Bretagne (où aucune filière marine n'est installée) et Basse Normandie (où l'on installe peu d'hydroliennes du fait de l'important gisement éolien en mer).*
2. *Une acceptabilité réduite relative aux éoliennes en mer aurait produit un résultat différent. Les hypothèses de gisement retenues pour l'éolien en mer sur ces 2 régions pourraient éventuellement faire l'objet d'une correction afin de prendre en compte des zones d'exclusion correspondant au gisement hydrolien : les très forts courants sur ces zones rendent inenvisageables l'installation d'éoliennes.*
3. *A l'horizon 2050, on a considéré, faute de données très précises, une convergence des coûts des technologies houlomotrice et hydrolienne, bien que la technologie hydrolienne bénéficie aujourd'hui d'une avance de quelques années en termes de maturité technologique*

Globalement, une partie des filières exploitées pour cette variante ayant un facteur de charge plus faible, la production totale annuelle d'énergie est réduite de 2% (de 482 à 474 TWh), et le surplus non valorisé de 29% (de 14 TWh à 10 TWh).[38]

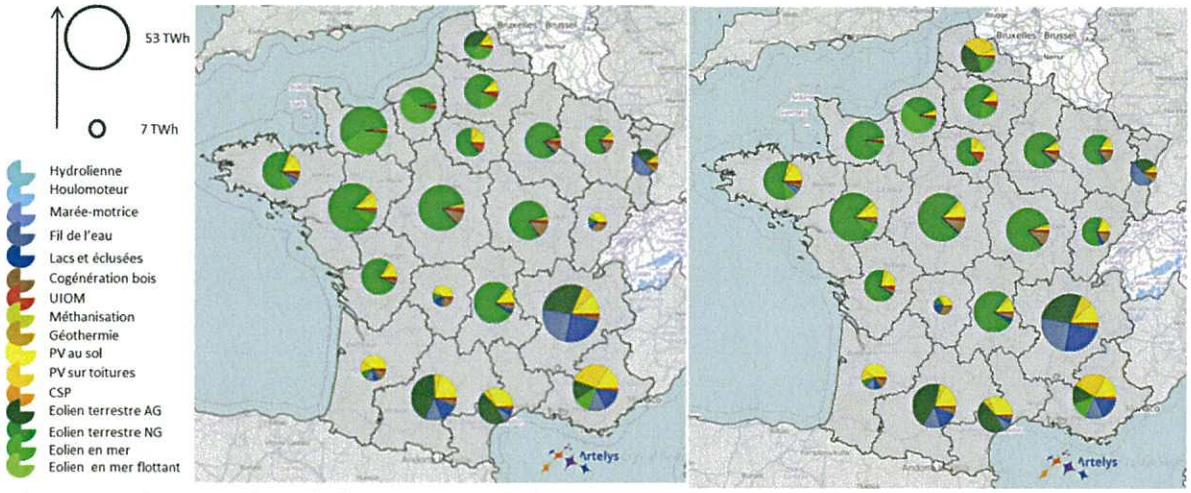


Figure 90 - Répartition régionale des capacités installées comparée entre le cas de référence (à gauche) et le cas d'une moindre acceptabilité (à droite)

[38] On constate une différence de 4 TWh de production « utile » ; cette différence provient des pertes liées aux rendements des différents moyens de stockage.

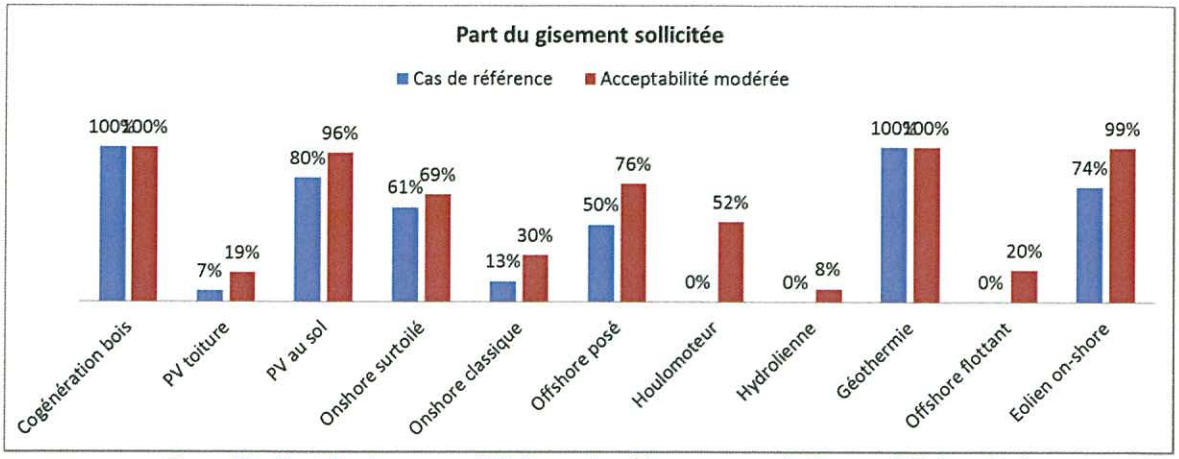


Figure 91 - Part du gisement sollicité - cas de référence et cas de l'acceptabilité modérée

Dans le cadre de cette variante, le besoin de flexibilité infra-journalier est augmenté compte tenu du remplacement de l'éolien terrestre par du PV ; cela occasionne une augmentation du stockage de court-terme de 67% (de 12 à 20 GW installés).
Le besoin de flexibilité inter-saisonnier est quant à lui réduit du fait du remplacement de l'éolien terrestre par des filières marines, aux profils mensuels quasiment plats (Figure 92). Ainsi, le stockage inter-saisonnier est réduit de 24% (de 17 à 13 GW installés). Le prix global de l'ensemble des solutions de stockage est alors stable, à 4 Mds€/an.
On observe également sur la Figure 93 que l'écart de production annuelle entre les régions est renforcé (l'écart-type augmente de 60%). En outre, les capacités d'échange augmentent significativement (de 68 à 80 GW)[39], ce qui accroît le coût annuel de 400 M€.
Globalement, le coût d'une moindre acceptabilité sociale est de 6% supérieur (53.5 Mds/an, avec un coût de l'énergie qui passe de 119 à 127 €/MWh) à celui du cas de référence. Cette augmentation du coût est essentiellement imputable à la sollicitation de filières renouvelables plus chères.
Remarques :

1. *Si l'on ramène ce surcoût à l'énergie photovoltaïque et éolienne remplacée par d'autres ressources plus aisément acceptées (96 TWh), on en déduit un surcoût du remplacement de l'énergie non acceptée de 33 €/MWh.*
2. *La part importante de PV sur toitures dans le mix de cette variante pourrait induire des surcoûts d'exploitation du réseau de distribution non pris en compte à ce stade dans l'étude.*

[39] Pour cette variante, l'acceptabilité réduite est relative à l'installation de production ENR terrestre, et non au réseau.

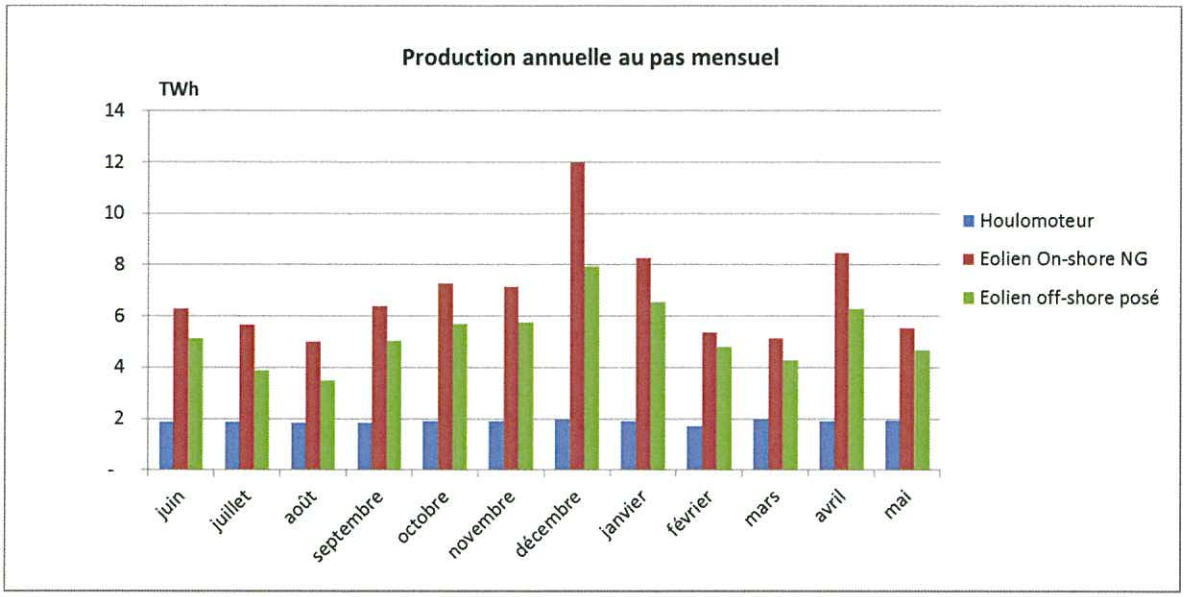


Figure 92 - Comparaison des productions par filière au pas mensuel - cas d'une moindre acceptabilité

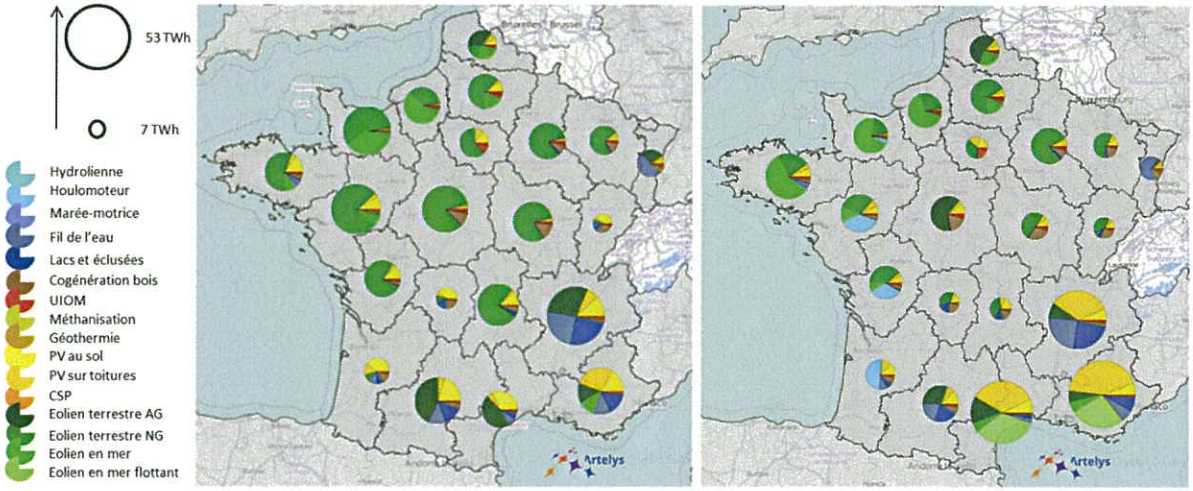


Figure 93 - Comparaison de la répartition régionale des productions par filière (à gauche, cas de référence, à droite cas d'une moindre acceptabilité)

5.5 La maîtrise de la demande est un élément clé pour limiter le coût d'un scénario 100% EnR

Comme cela est explicité dans le document [Consommation], les projections de la consommation de 2050 sont effectuées à partir des hypothèses des Visions Ademe 2050, qui supposent des efforts conséquents quant à la maîtrise de la demande à cet horizon (avec une consommation annuelle, pour le scénario météorologique considéré, de 422 TWh). Ces hypothèses sont certes ambitieuses en termes d'efficacité énergétique mais permettent également de développer les nouveaux usages de l'électricité.

Dans ce paragraphe, il s'agit d'étudier les impacts d'une maîtrise de la demande moins efficace, et ainsi de vérifier si, dans un contexte moins favorable, l'équilibre offre-demande peut toujours être satisfait au pas de temps horaire par un système électrique 100% renouvelable, et, le cas échéant, à quel prix.

Pour cela, on exploite une prolongation à 2050 du scénario RTE 2030 « Nouveau Mix » ; plus précisément, on se place dans un cadre où la consommation annuelle

augmente de 21% (510 TWh annuels) par rapport au cas dit de référence, et où la part thermosensible croît de 40%, ainsi que la pointe, qui passe de 96 à 134 GW.
Remarque : Avec l'augmentation de la part thermosensible, la capacité d'effacements est également accrue.
Le mix optimal obtenu dans ce cadre correspond à un parc dont la capacité installée est plus importante (de 30%) que dans le cas de référence, avec nécessité de solliciter des gisements moins rentables (en termes de coûts et de services rendus au système). Ainsi, on observe sur la Figure 94 l'augmentation de la capacité installée de l'ensemble des filières, avec également émergence de l'éolien en mer flottant.

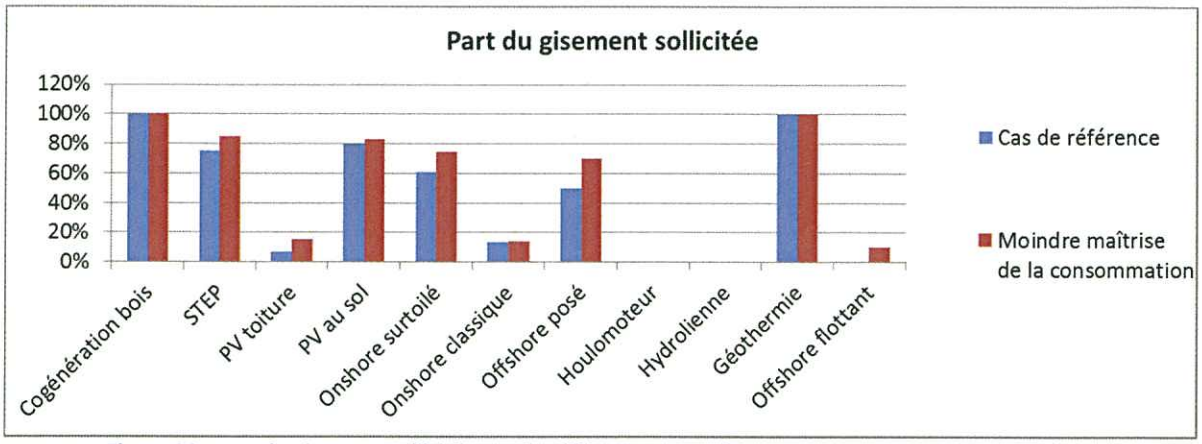


Figure 94 - Part du gisement sollicité - cas de référence et cas d'une moindre maîtrise de la demande

Les capacités installées des différents stockages ont également augmenté (de plus de 80%), d'une part pour participer à la satisfaction de l'équilibre offre-demande en période de pointe accrue (à cause de la forte thermosensibilité), d'autre part pour permettre une bonne intégration des 33 GW de PV supplémentaires. Les capacités d'échange augmentent quant à elles de 22%, en cohérence avec l'augmentation de la consommation et de la production.
Le coût annuel total du système se voit alors augmenté de 26% (63 Mds€, au lieu des 50 Mds € du cas de référence), ce qui se reflète par une augmentation de 5% du coût de la fourniture énergétique, qui passe alors à 124 €/MWh.[40]
Remarque : Si l'on ramène ce surcoût à là la consommation supplémentaire (88 TWh) ou à l'augmentation de la pointe (37 GW), on en déduit un surcoût de l'augmentation de la consommation de 151 €/MWh ou un surcoût de l'augmentation de la pointe de 353 k€/MW (les deux surcoûts n'étant pas cumulables).
Ainsi, une maîtrise de la demande moins efficace dans un contexte 100% renouvelable nécessite l'utilisation de gisements plus coûteux. Cela est dû d'une part à l'augmentation de la demande en volume annuel (qui nécessite une production plus importante, par des moyens de productions plus coûteux), et d'autre part à l'augmentation de la pointe (dont l'augmentation est deux fois plus importante que celle du volume) qui requiert de disposer d'une capacité totale de production et stockage beaucoup plus importante.

[40] La consommation totale annuelle étant augmentée de 21%.

5.6 Les contraintes d'acceptabilité liées au réseau ne sont pas un obstacle

L'impact des contraintes d'acceptabilité liées au réseau a été analysé à travers une variante pour laquelle le coût du réseau de transport 400 kV est triplé par rapport au cas de référence[41].

Le parc optimisé dans ce cadre favorise l'augmentation des capacités régionales de production (au lieu d'installer les filières en priorité là où les facteurs de charge sont les plus importants). Une partie de l'éolien terrestre est également remplacé par du PV (5 GW d'éolien remplacé par 10 GW de PV), ce qui induit, pour une même production électrique, une augmentation de la capacité globale nationale de 6%, et une baisse de 40% des capacités d'échange.

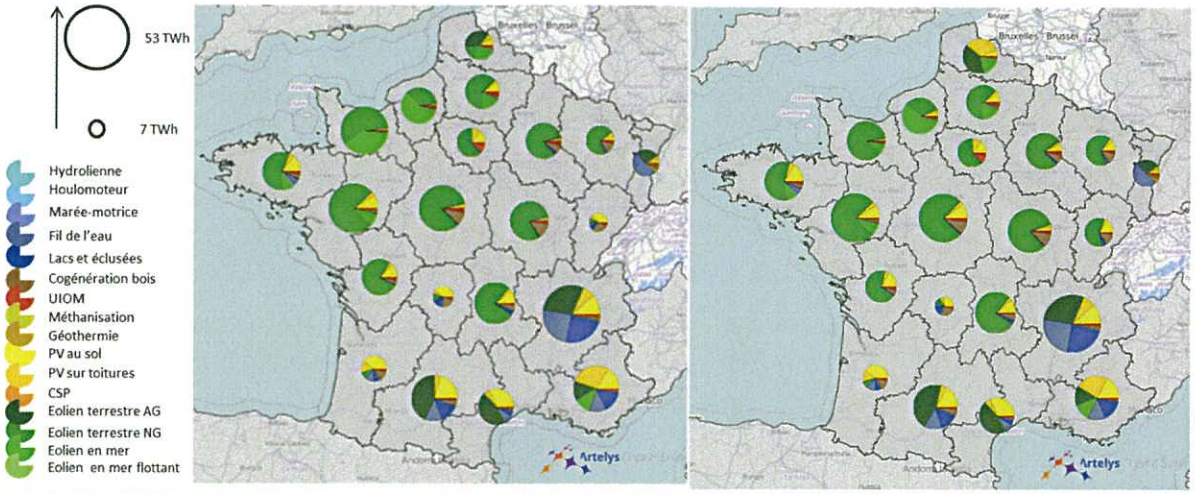


Figure 95 - Comparaison de la répartition régionale de la production entre le cas de référence (à gauche) et un cas où le réseau est plus difficile

Par exemple, on observe sur la Figure 96, que la production locale de Franche Comté est doublée, avec 8 TWh de productible éolien supplémentaire, tandis que dans la région Centre, 3.5 TWh de production solaire additionnelle est observée sur la Figure 97.

En effet, en Franche Comté, le LCOE de l'éolien terrestre est de 80 €/MWh (pour une moyenne nationale de 65 €/MWh), tandis que celui du PV au sol du Centre est de 76 €/MWh (largement au-dessus de la moyenne des régions du Sud de 60 €/MWh). Ainsi, dans le cas de référence, ces filières ne sont pas installées en priorité dans ces régions, alors que dans le cadre d'un renforcement réseau plus difficile, la production locale est favorisée et ces régions deviennent deux fois moins importatrices (avec un volume d'import équivalent à la consommation locale annuelle pour le Centre, et 40% plus élevé pour la Franche Comté, quand ces volumes étaient deux fois plus importants dans le cas de référence). Les capacités d'échanges de ces deux régions avec leurs voisines sont divisées par deux (passant de 7 à 3.5 GW pour la Franche Comté et de 19 à 10 GW pour le Centre), avec des taux d'utilisation des lignes qui augmentent globalement sur l'année (passant de 24% à 29% en Centre et de 25% à 33% en Franche Comté).

[41] Ce facteur trois étant l'ordre de grandeur du ratio de coûts de construction d'une ligne souterraine par rapport à une ligne aérienne.

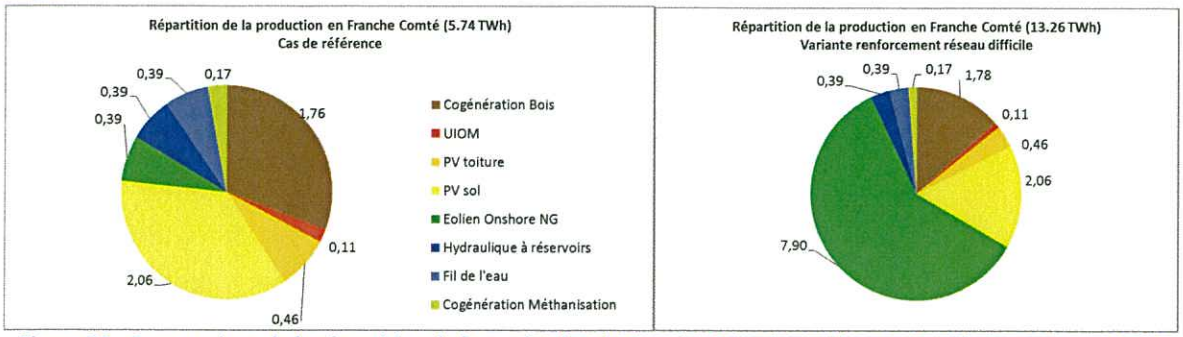


Figure 96 - Comparaison de la répartition de la production de Franche Comté entre le cas de référence et la variante renforcement réseau difficile

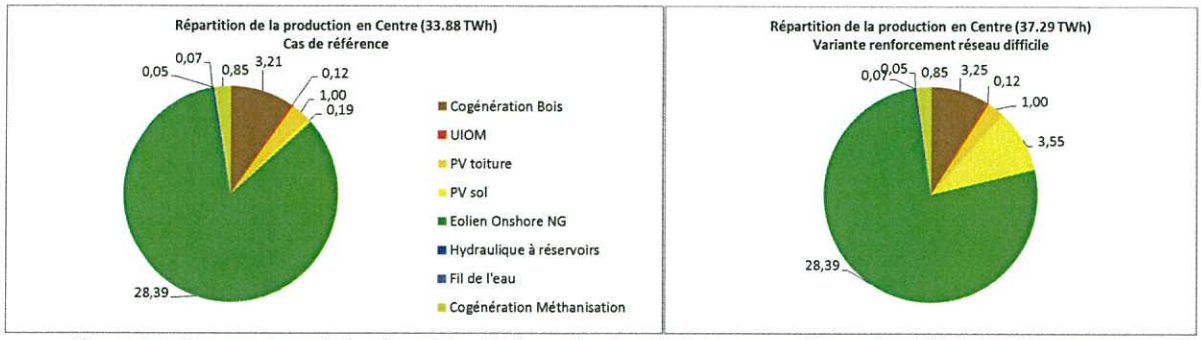


Figure 97 - Comparaison de la répartition de la production du Centre entre le cas de référence et la variante renforcement réseau difficile

Le stockage inter-saisonnier est également renforcé (12% de capacité supplémentaire de Gas to Power et 24% de Power to Gas), de manière à aplatir les demandes nettes par régions et limiter les flux inter-régionaux, comme on peut l'observer sur la Figure 98.
Remarque : si la capacité de stockage augmente, le nombre de cycles est quant à lui relativement stable : respectivement 174 et 55 cycles de stockage court-terme et de STEP (au lieu des 178 et 56 cycles respectifs du cas de référence) ; cela reflète que l'augmentation capacitaire est essentiellement due à une répartition géographique pour éviter des flux supplémentaires sur le réseau.

Par exemple, on observe l'installation de stockage (1.3 GW) et déstockage (700 MW) inter-saisonnier en Picardie (où ces technologies étaient absentes dans le cas de référence).

Globalement, dans la plupart des régions la part des imports annuels relativement à la consommation locale est diminuée. Ainsi, la Figure 99 représente, pour chaque région, le ratio entre les imports de cette région depuis les autres régions (et éventuellement pays étrangers) et sa consommation totale annuelle. On observe ainsi que ce ratio est réduit dans le cadre d'un renforcement réseau plus difficile.

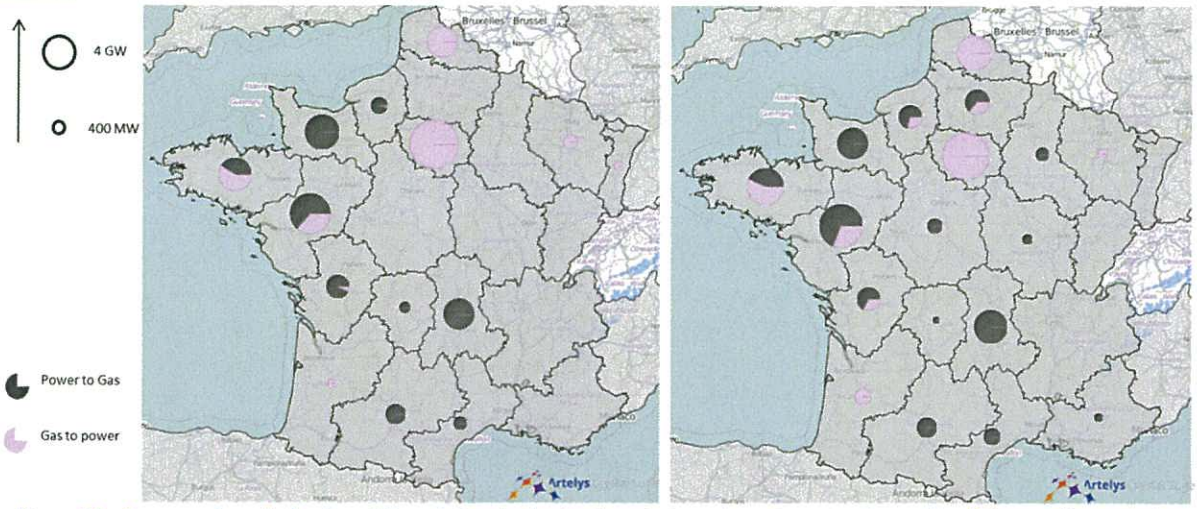


Figure 98 - Comparaison de la répartition régionale du stockage inter-saisonnier entre le cas de référence (à gauche) et un cas où le réseau est plus difficile

La Figure 99 représente, pour chaque région, le ratio entre la quantité d'énergie importée par cette région (depuis les autres régions et les pays frontaliers) et sa consommation annuelle. On y observe que ce ratio diminue pour la quasi-totalité des régions dans le cadre d'un renforcement réseau plus difficile.

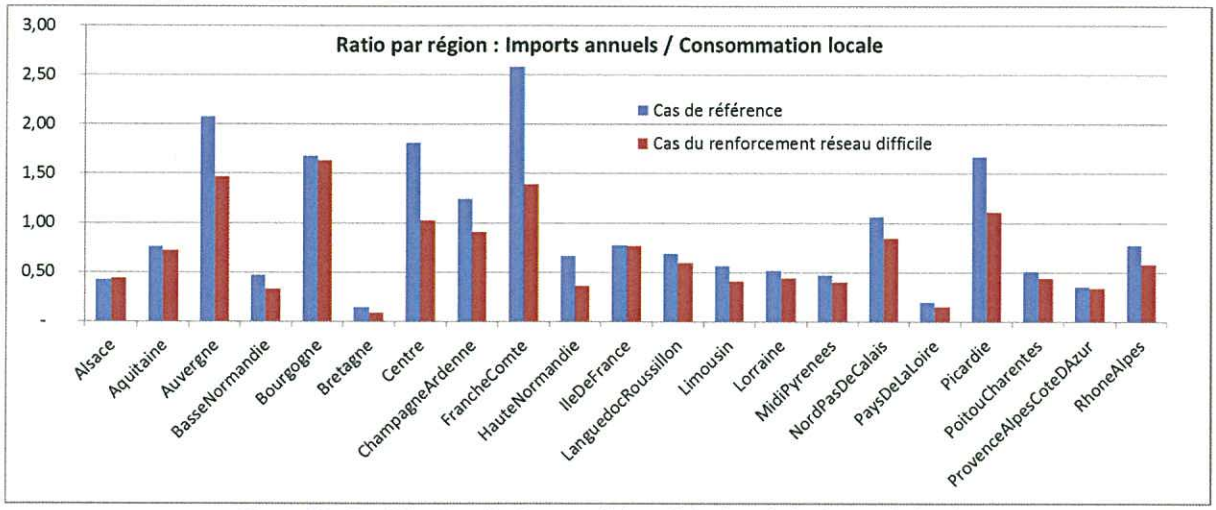


Figure 99 - Participation des imports à la satisfaction de la demande locale

5.7 Un surplus acceptable, en grande partie valorisable

5.7.1 Part du surplus

Du fait de la présence prédominante de filières non pilotables, la production d'un surplus est inévitable, ce surplus étant en parti valorisable. Néanmoins, du fait de la flexibilité de la demande et des moyens de stockage installés, ce surplus reste maîtrisé, puisqu'il ne représente que 3% de la production totale annuelle (14 TWh écrêtés sur 482 TWh produits).

Remarques :

1. *Une partie du surplus est valorisée par les filières « Power to Gas » (qui permet de réaliser du stockage inter-saisonnier) et « Power to Heat » (évoqué au paragraphe suivant).*

2. *La consommation totale annuelle est de 422 TWh, à laquelle il faut ajouter l'énergie perdue du fait des rendements des stockages : les STEP et stockages de court-terme, de rendements identiques 0.8, font chacun subir 3 TWh de pertes au système ; le stockage inter-saisonnier, de rendement 0.33, est à l'origine de 40 TWh de pertes.*

5.7.2 Valorisation en chaleur

La modélisation adoptée autorise l'utilisation de pompes à chaleur pour valoriser le surplus électrique sous forme de chaleur dans les réseaux de chaleur (cf paragraphe 3.2.6. pour plus de détails sur la modélisation). Le coût important des pompes à chaleur (hypothèse de coût fixe annuel de 134 k€/MW) nécessite de faire fonctionner les pompes à chaleur au moins 1120 heures par an afin d'atteindre leur seuil de rentabilité. Etant donné les contraintes données par ailleurs sur les débouchés de chaleur, avec une production uniquement l'hiver (4000 heures par an), qui ne coïncide pas nécessairement avec les heures de surplus, la puissance installée est limitée à 210 MW. En effet, le surplus n'est valorisable en chaleur seulement 1 200 heures par an, comme l'illustre la Figure 100, qui représente la monotone du débouché chaleur aux heures où du surplus est valorisable. On observe en effet sur la Figure 100 qu'une technologie rentable dès 200 heures de fonctionnement (comme par exemple des résistances électriques pour les procédés industriels ou le bâtiment) pourrait être installée jusqu'à 5 GW.

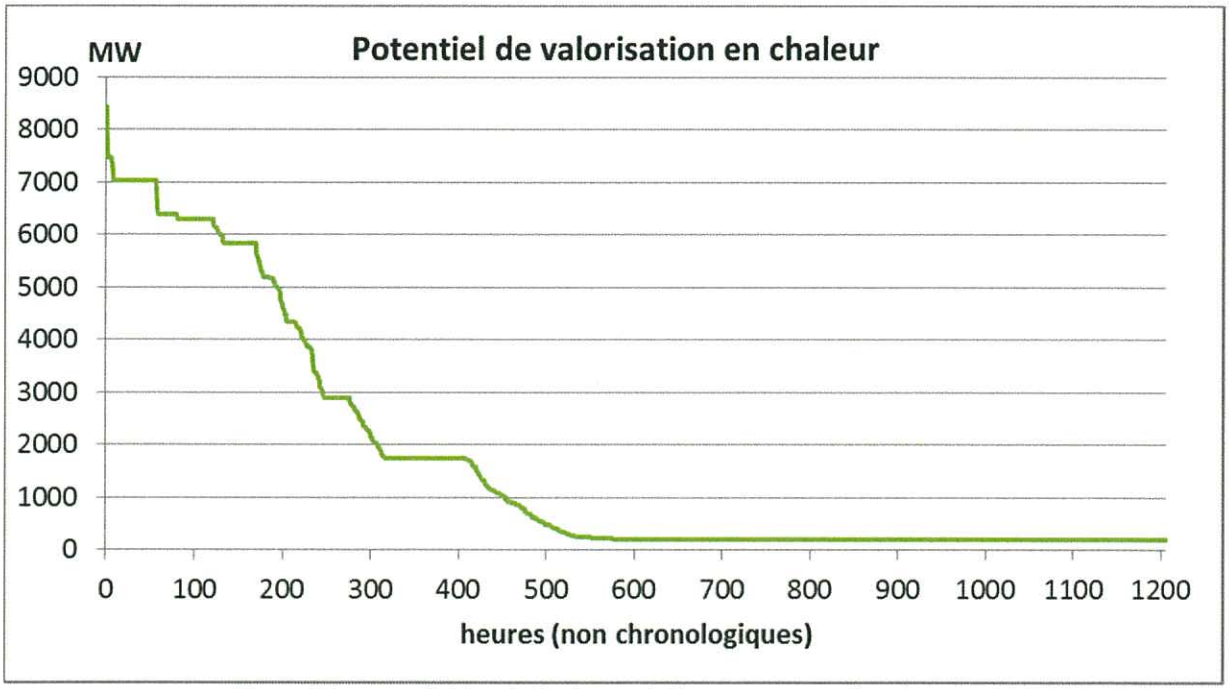


Figure 100 – Potentiel de valorisation en chaleur – monotone de puissance

Les résultats seraient également probablement très différents avec des systèmes de chauffage électrique moins intensifs en capital, ou si on s'autorise à valoriser les surplus électriques sous forme de chaleur pendant l'été (par exemple pour des usages industriels).

5.7.3 Autres usages non modélisés

D'autres usages de valorisation du surplus sont envisageables mais n'ont pas été modélisés. Dans l'étude, on utilise les technologies de « Power to Gas » uniquement pour utiliser en aval du « Gas to Power ». D'autres valorisations, pourtant plus efficaces énergétiquement, ne sont pas prises en compte. Ce choix a été réalisé de manière à rester sur la problématique électrique, sans déborder sur des enjeux multi-énergie. L'usage mobilité n'est ainsi par exemple pas considéré : le gaz injecté pourrait en effet également servir à alimenter des véhicules, en substitution de produits fossiles.
L'étude ADEME – GRTgaz – GrDF portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire analyse cette vision multi-énergie.

5.8 Quelle place pour les énergies marines ?

Une analyse a été menée visant à évaluer l'impact de progrès technologiques évolutionnaires sur le mix optimal 100% renouvelable.
Dans ce cadre :

- le prix des énergies marines (houlomoteur et hydroliennes) est réduit de près de 45% (pour atteindre un LCOE moyen de 60 €/MWh, correspondant aux hypothèses les plus optimistes recensées au cours des recherches bibliographiques, détaillées dans le document [Coûts]) ;
- la proportion des coûts de maintenance par rapport aux coûts d'installation de la filière éolienne en mer flottante est ramenée à celle de la filière posée (à savoir 6% au lieu de 10%), ce qui réduit le LCOE moyen de la filière à 80 €/MWh (au lieu de 110 €/MWh) ;
- le coût du stockage de court-terme est réduit d'un tiers (pour atteindre 41 k€/MW au lieu de 61 k€/MW) ;
- le gisement en énergie de la filière méthanisation est augmenté de 6.7 GWh/jour, de manière à prendre en compte le développement des micro-algues[42].

Ces hypothèses induisent un coût comparable pour les énergies marines à ceux des filières PV au sol et éolien terrestre, ce qui permet d'observer l'émergence des énergies marines, comme cela apparaît sur la Figure 101. En effet, les gisements des filières houlomoteur et hydrolienne sont entièrement exploités, et de l'éolien en mer flottant est installé dans les régions du sud-est (Languedoc et PACA) ; ces filières viennent remplacer 19 GW d'éolien NG, 13 GW de PV et 5 GW d'éolien en mer posé.

[42] Hypothèses détaillées dans le document [Gisements], qui fait notamment référence à l'étude : http://bibliotheque.grdf.fr/fileadmin/user_upload/pdf/GrDF_Etude_2_du_potentiel_biomethane_02_2013.pdf

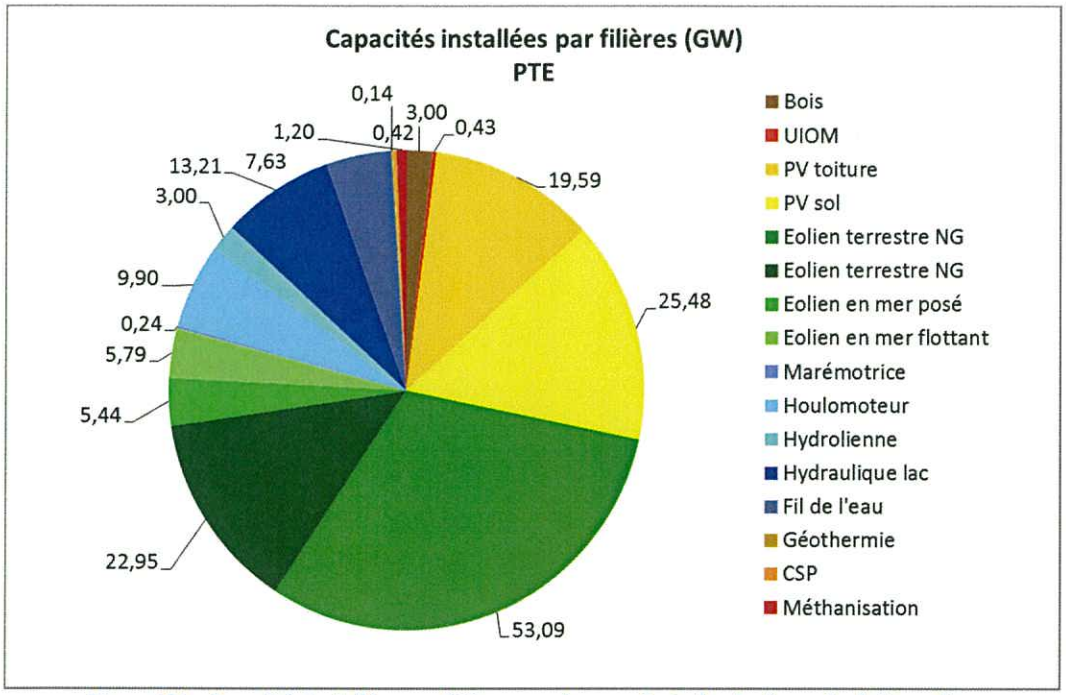


Figure 101 - Capacités installées par filière - cas de progrès technologiques évolutionnaires

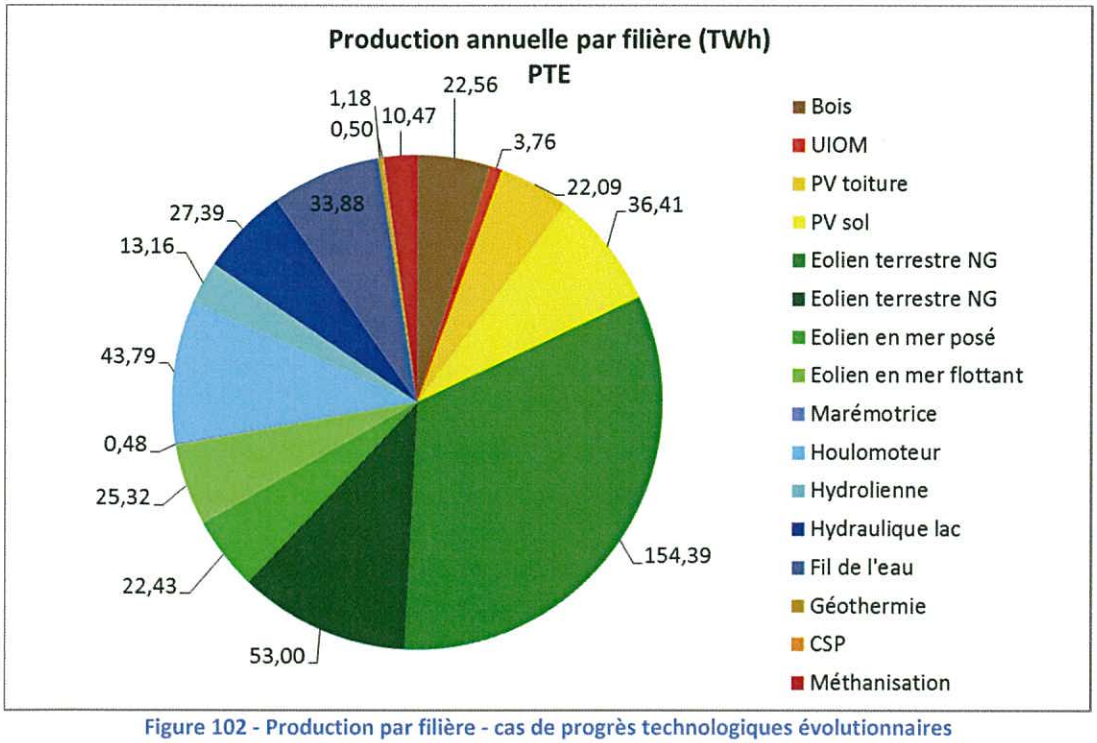


Figure 102 - Production par filière - cas de progrès technologiques évolutionnaires

La capacité de stockage de court-terme (moins onéreuse que dans le cas de référence) est augmentée de 25% (de 12 à 15 GW), même si le besoin de flexibilité est réduit (étant donnée la réduction de la part du PV dans le mix). De ce fait, et également du fait des profils mensuels relativement plats des énergies marines (comme cela est déjà évoqué au paragraphe 5.4), la capacité de stockage inter-saisonnier est réduite de 29% (de 17 à 12 GW).

Le coût capacitaire total des EnR est réduit de 4% (économie de 1.2 Mds €), et celui du stockage de 24% (économie de 900 M€) ; l'impact de ces hypothèses de progrès technologiques sur le coût annuel de la fourniture énergétique est alors une

réduction de 4% (de 50 à 48 Mds€/an, pour un coût de l'électricité passant de 119 à 113 €/MWh).
Les énergies marines trouvent ainsi leur place dans un mix électrique 100% renouvelable, grâce à leurs facteurs de charge importants et leurs faibles variations inter-saisonnières, à condition de voir leurs coûts d'installation suffisamment réduits.

5.9 Quelle occupation du sol pour un mix 100% renouvelable ?

Ce paragraphe a pour objectif de fournir une première estimation de l'occupation du sol par les énergies renouvelables dans le cadre d'un mix électrique 100% renouvelable.
Pour cela, des hypothèses sur la puissance installée par unité de surface ont été réalisées pour les filières considérées :

- Eolien terrestre AG : 8 W/m²,
- Eolien terrestre NG : 5.3 W/m²,
- Eolien en mer : 10 W/m²,
- PV au sol : 70 W/m².

On obtient ainsi, pour le cas de référence :

- 17 000 km² occupés par des éoliennes terrestres, soit environ 3% du territoire métropolitain, avec seulement 170 km^2 de surface au sol artificialisée correspondant à la localisation au sol des éoliennes, des infrastructures électriques, des chemins d'accès, stationnements et zones de manœuvre. Le reste de la superficie occupée reste compatible avec les autres usages tels que l'agriculture, l'élevage ou l'exploitation forestière. A l'échelle de la France la surface totale utilisée pour l'éolien nouvelle génération est de 14 000 km^2 et pour l'éolien classique de 3 000 km^2 (la répartition par région pour les filières AG et NG est exposée sur la Figure 104 et la Figure 105).
- 1 000 km² occupés par des éoliennes en mer, soit environ 0,3% du domaine public maritime (DPM) localisé à moins de 22 km (12 milles) des côtes, avec moins de 10 km^2 occupés en surface correspondant essentiellement à la localisation des éoliennes, et des infrastructures électriques. Le reste de la superficie occupée reste potentiellement compatible avec les autres usages tels que la plaisance, certaines activités de pêche, ou la mise en place de réserves naturelles.
- 500 km² occupés par des grandes centrales au sol (Figure 103), soit environ 0,1% du territoire métropolitain, avec seulement 25 km^2 de surface au sol artificialisée correspondant à la pose de fondation, à la construction des bâtiments d'exploitation, des infrastructures électriques, des chemins d'accès, stationnements et zones de manœuvre. Le reste de la superficie occupée reste potentiellement compatible avec les autres usages tels que l'agriculture, ou l'élevage.

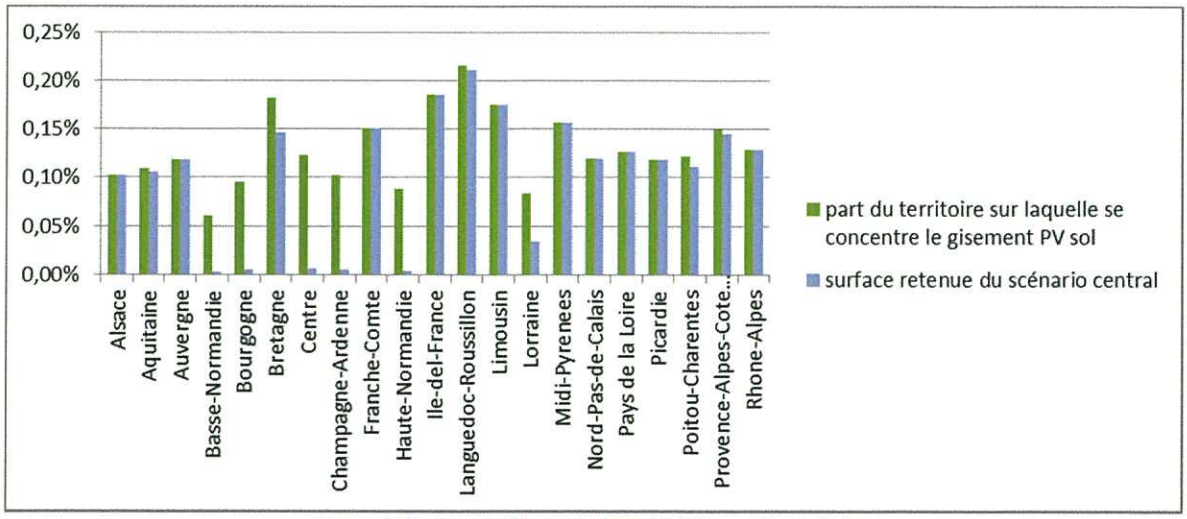


Figure 103 - Occupation terrestre du PV au sol par région

Le tableau suivant donne la répartition des surfaces sollicitées par le PV sol dans les régions du sud de la France.

PACA	44 km^2
Languedoc Roussillon	57 km^2
Midi-Pyrénées	70 km^2
Aquitaine	43 km^2
Rhône-Alpes	57 km^2

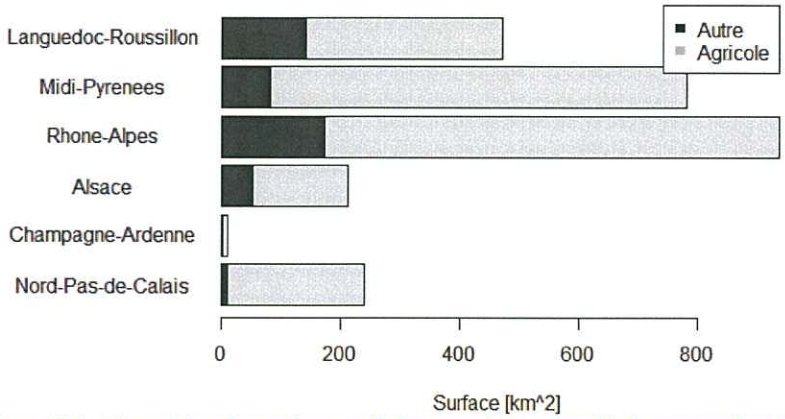


Figure 104 - Répartition des surfaces utilisées par région pour l'éolien nouvelle génération

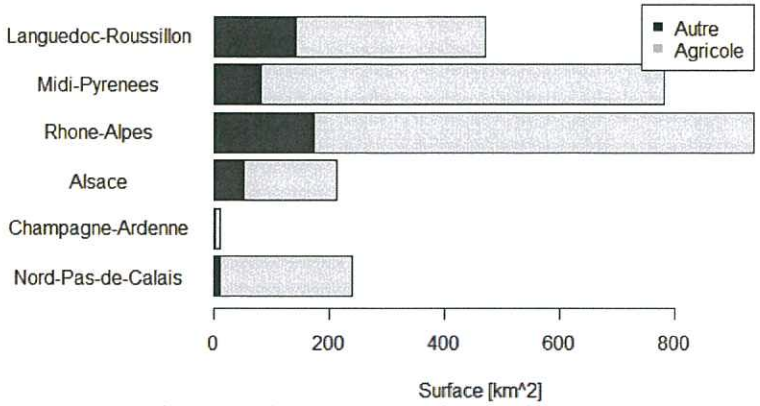


Figure 105 - Répartition des surfaces utilisées par région pour l'éolien classique

6. De 40% à 100% renouvelable : quelles variations ?

Trois variantes ont été étudiées, pour lesquelles la proportion de production française d'énergie renouvelable a été fixée à des seuils inférieurs à 100%, à savoir 95%, 80% et 40%. Dans ce contexte, la production non renouvelable est assurée par trois filières : nucléaire, CCGT, et TAC, dont les capacités installées et le pilotage au pas de temps horaire sont optimisés simultanément au reste du parc.

6.1 Hypothèses structurantes

Dans le cadre de ces variantes, des hypothèses de coûts d'installation et de maintenance des filières CCGT et TAC ont été réalisées à partir des données de l'ETSAP, ainsi que des hypothèses de projections 2050 de coûts du combustible gaz (scénario « politiques courantes » du World Energy Outlook de l'agence internationale de l'énergie) et du CO2 émis (impact assessment de la commission européenne)[43]. Plus de détails sont fournis dans le document [Coûts].
Les coûts d'installation du nucléaire ont été fixés de manière à atteindre un LCOE cible de 80 €/MWh pour un taux de charge de 80%.
En outre, des contraintes de gradient (de plus ou moins 5% de production d'un pas de temps à l'autre) et de régime de fonctionnement minimal (à 40% de la puissance installée) ont été imposées pour la filière nucléaire. Une courbe de disponibilité nationale a été exploitée pour cette filière.[44]
Par ailleurs, l'installation de nucléaire n'est autorisée que dans les régions où la filière est déjà implantée actuellement.
Remarque : Comme pour le reste de l'étude, chaque filière thermique est modélisée par une variable continue « puissance installée par région ». Le modèle ne tient donc pas compte des contraintes par centrale (par exemple taille minimum d'une centrale, coûts de démarrage…).

6.2 Quel dimensionnement et complémentarité des filières EnR et thermiques ?

On obtient, pour les différentes variantes, les parcs optimisés présentés sur la Figure 106. La production d'énergie par filière associée à ces parcs est fournie sur la Figure 107.

[43] Pour une hypothèse de coût de 100 €/t de CO2, on obtient des coûts variables de fonctionnement respectifs de 100 €/MWh et 150 €/MWh pour les filières CCGT et TAC.
[44] L'ensemble des données et contraintes relatives à la filière nucléaire sont issues de l'étude PEPS.

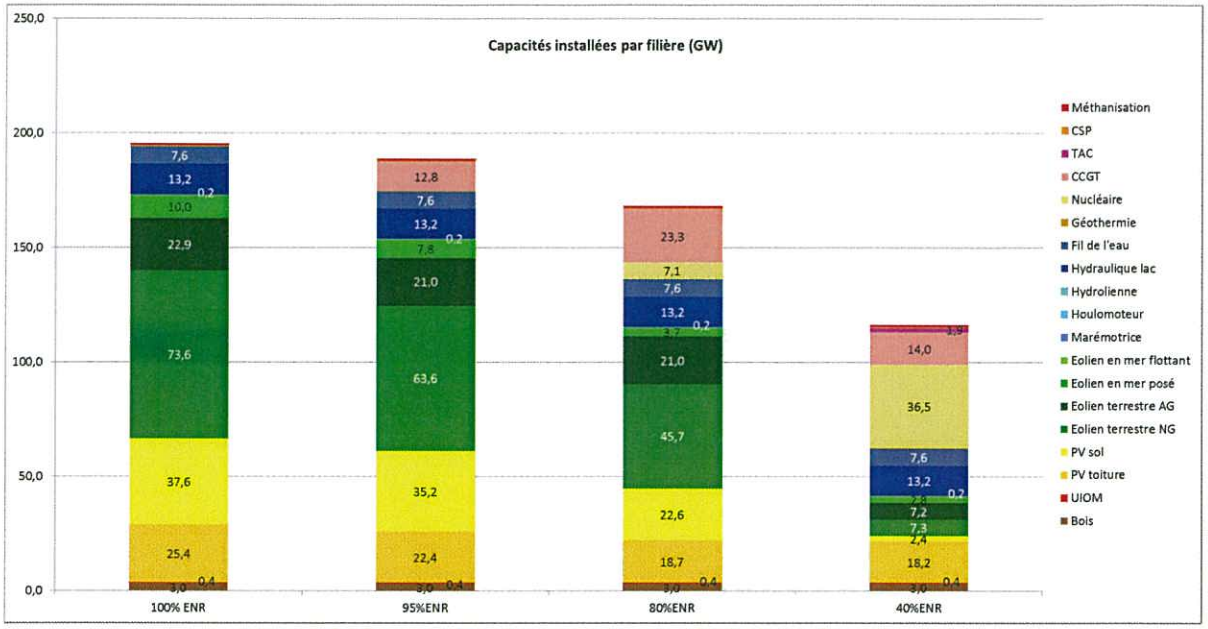


Figure 106 - Comparaison des mix optimaux 100%, 95%, 80% et 40% ENR

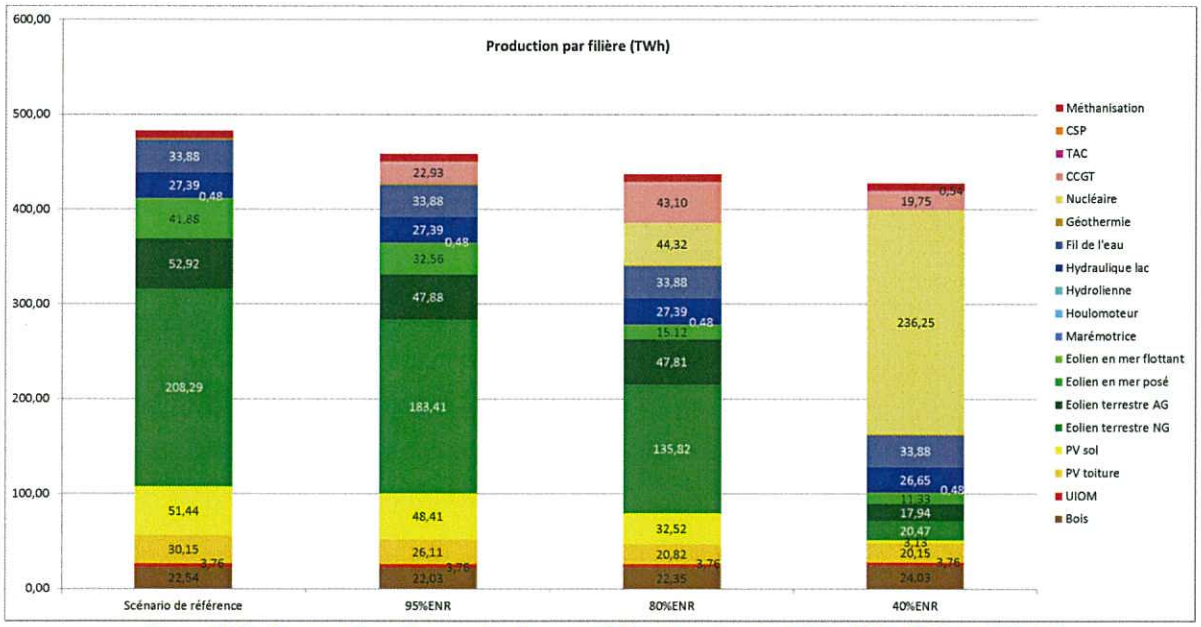


Figure 107 - Comparaison des productions par filière dans les cas 100%, 95%, 80% et 40% ENR

Lorsqu'on augmente la part du thermique dans la production annuelle d'énergie, les filières EnR les moins rentables ne sont plus sollicitées. Ainsi, on observe sur la Figure 108 l'évolution de la sollicitation des gisements par filière : de 95% à 80% EnR, la capacité de la filière éolienne en mer est réduite de moitié, et celle du PV au sol d'un tiers.

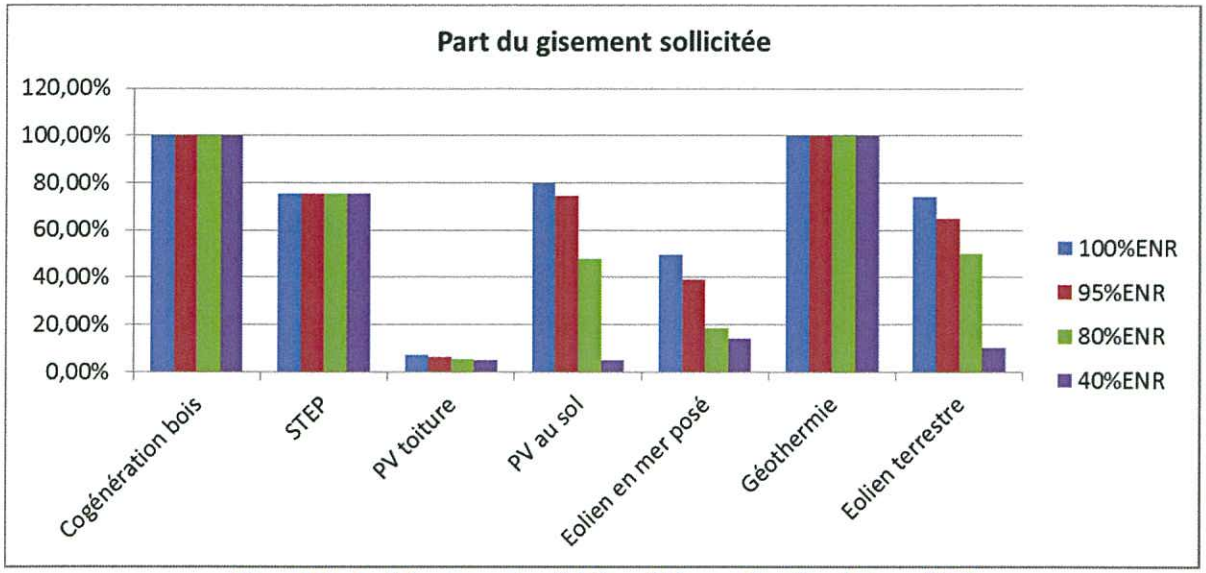


Figure 108 - Part du gisement sollicité par filière, en fonction du taux d'EnR

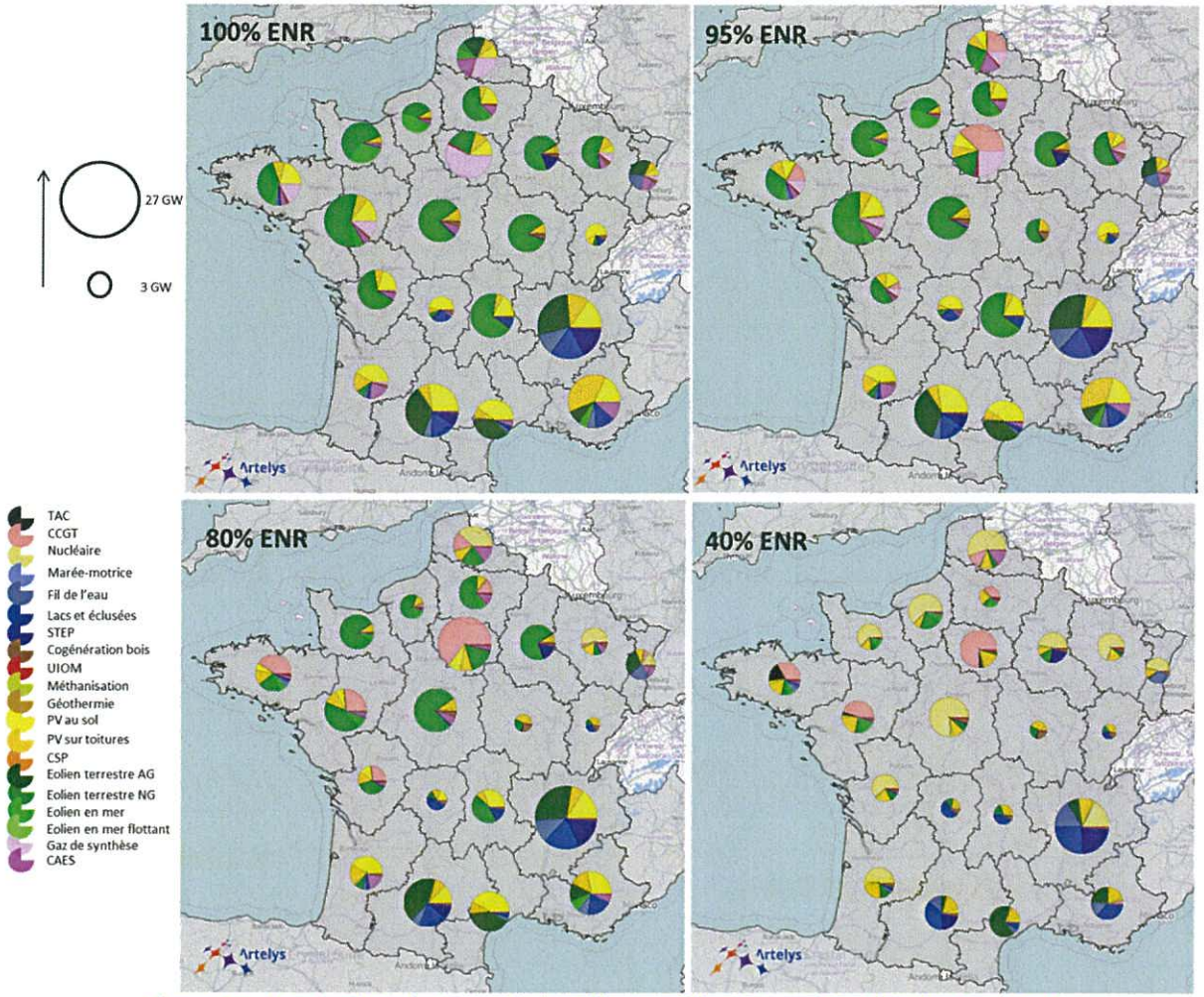


Figure 109 - Comparaison des capacités installées par filière et par région dans les cas x%EnR

L'installation de la filière nucléaire n'est rentable qu'à partir de 20% de thermique dans la production électrique ; la filière TAC n'est quant à elle installée que dans le mix fortement thermique, présentant une importante production nucléaire, avec nécessité de besoins ponctuels de production intense pour passer les pointes. Cela

est lié aux hypothèses de coûts fournies en entrée du modèle[45], selon lesquelles les TAC sont plus rentables que les CCGT pour moins de 200 heures de fonctionnement environ (Figure 110).

Dans les cas 80% et 95%, les CCGT sont en effet exploitées environ 1800 heures à pleine puissance, de manière à couvrir les périodes de « trous de vent ». Ainsi, on observe sur la Figure 112 que dans les cas où la production est à 40% ou 80% renouvelable, les CCGT se substituent totalement au stockage inter-saisonnier pour les périodes sans vent. Par contre, la filière TAC est utilisée pour passer la pointe dans le cas 40% EnR, notamment lors de la vague de froid, comme cela est visible sur la Figure 113. En effet, la pointe de demande nette est liée à la vague de froid.

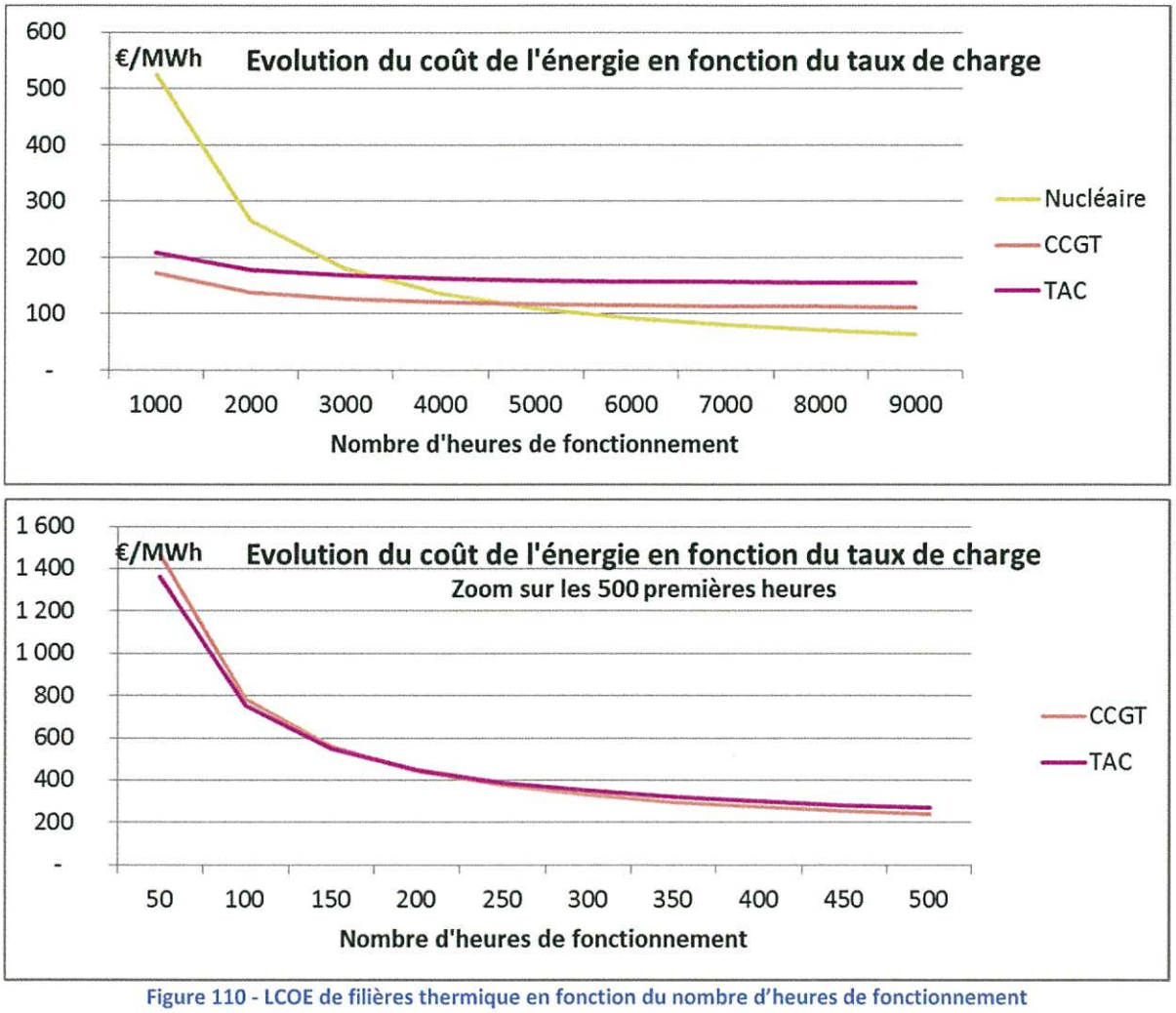


Figure 110 - LCOE de filières thermique en fonction du nombre d'heures de fonctionnement

Les tableaux ci-dessous recensent les nombres d'heures d'utilisation des filières thermiques en fonction des taux d'EnR.

[45] Source : ETSAP 2010 qui suppose une forte baisse des coûts d'investissement des CCGT d'ici 2030.

	Scénario 95% ENR		
Thermique	Capacité (GW)	Energie produite (TWh)	Nombre d'heures
CCGT	12,76	22,93	1 797
TAC	0,00	0,00	
Nucléaire	0,00	0,00	

	Scénario 80% ENR		
Thermique	Capacité (GW)	Energie produite (TWh)	Nombre d'heures
CCGT	23,32	43,10	1 848
TAC	0,00	0,00	
Nucléaire	7,14	44,32	6 203

	Scénario 40% ENR		
Thermique	Capacité (GW)	Energie produite (TWh)	Nombre d'heures
CCGT	14,04	19,75	1 407
TAC	1,87	0,54	290
Nucléaire	36,50	236,25	6 473

Figure 111 - Utilisation des filières thermique en fonction du taux d'EnR

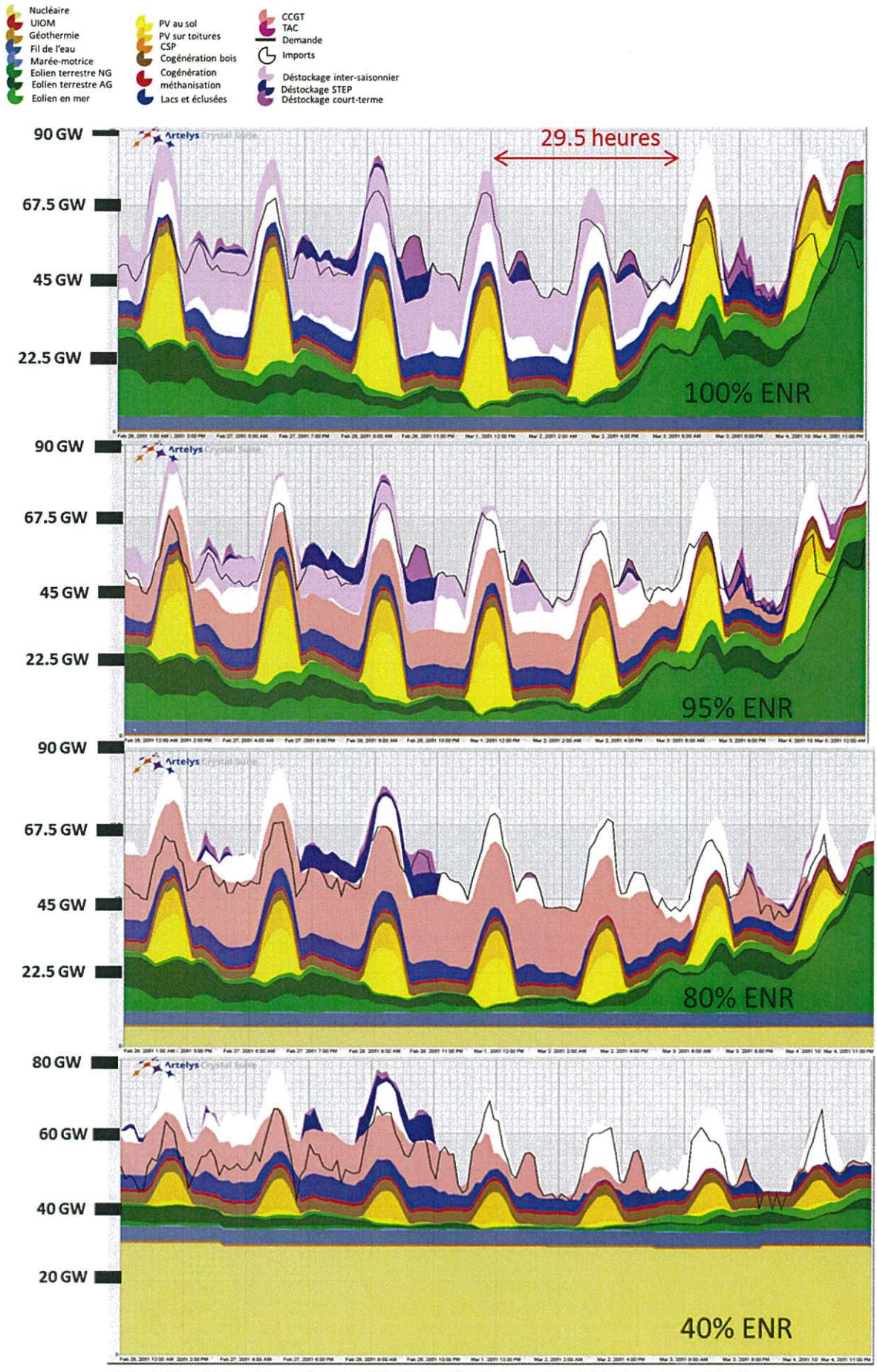


Figure 112 - Comparaison des cas x% EnR pour le passage d'une période sans vent fin février

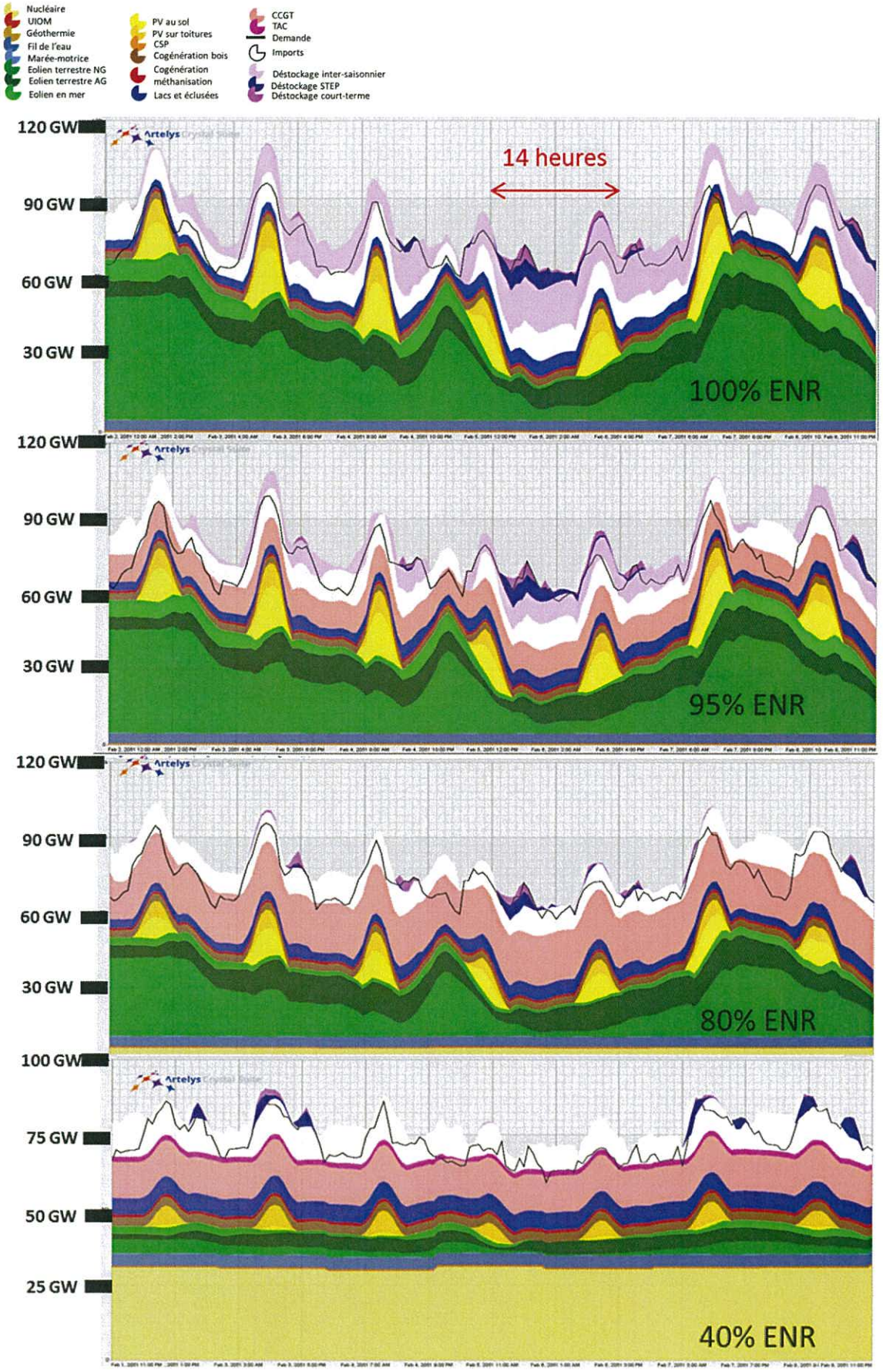


Figure 113 - Comparaison des cas x% ENR pour le passage d'une vague de froid début février

6.3 Evolution des besoins de flexibilité et moyens de stockage

La capacité installée totale diminue lorsqu'on augmente la part du thermique, du fait d'un taux de charge plus important des filières thermiques, qui se substituent à des filières EnR aux taux de charge plus faibles.
En analysant plus précisément les scénarios de 100% EnR à 40% EnR, on constate que, le stockage inter-saisonnier disparait tout d'abord au profit des CCGT dans le cas 80% EnR, puis le stockage de court-terme est fortement diminué, du fait de la baisse de la part du PV dans le mix (de 17% de la production d'énergie à 5%) qui réduit les besoins de flexibilité infra-journalier, comme on peut l'observer sur la Figure 114.
A 40% EnR, le stockage court-terme restant est utilisé pour réaliser des arbitrages journaliers sur la production à l'étranger (qui reste à 80% EnR).

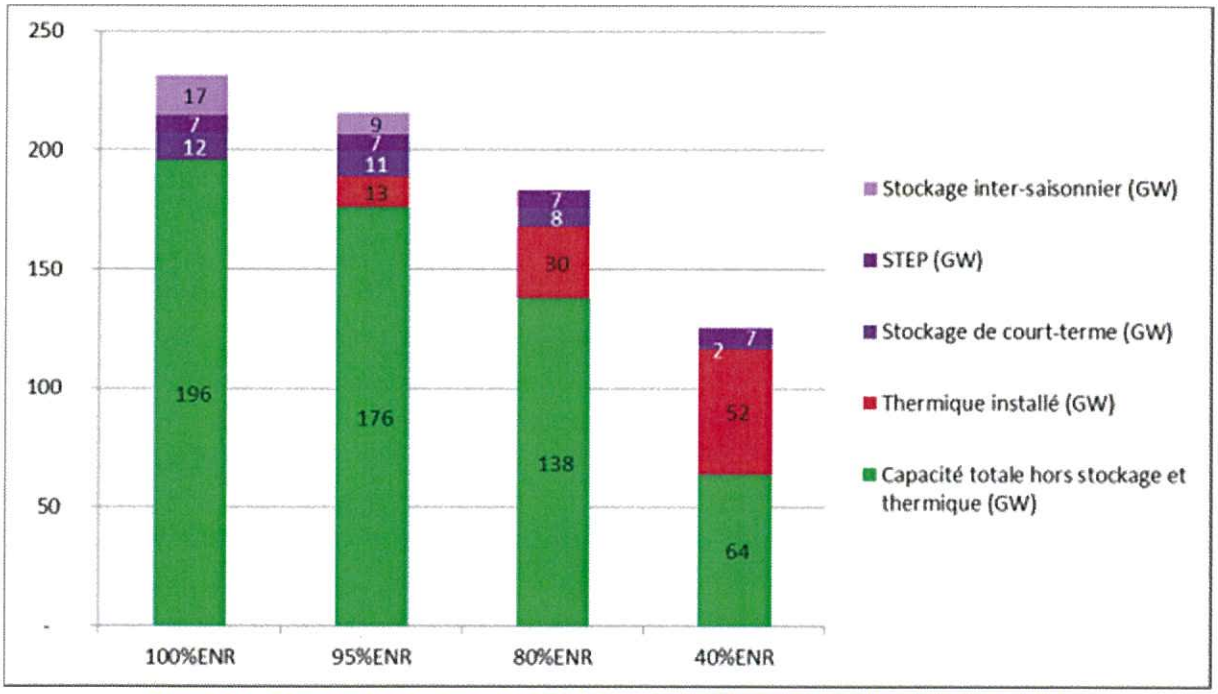


Figure 114 - Comparaison des capacités ENR, thermiques et de stockage dans les cas x% ENR

6.4 Evolution des surplus, des principales EnR et des capacités d'échanges

Parallèlement à la baisse de la part EnR sur la production, on observe la décroissance (assez intuitive) du surplus non valorisé de 14 à 2 TWh, comme on peut l'observer sur la Figure 115.

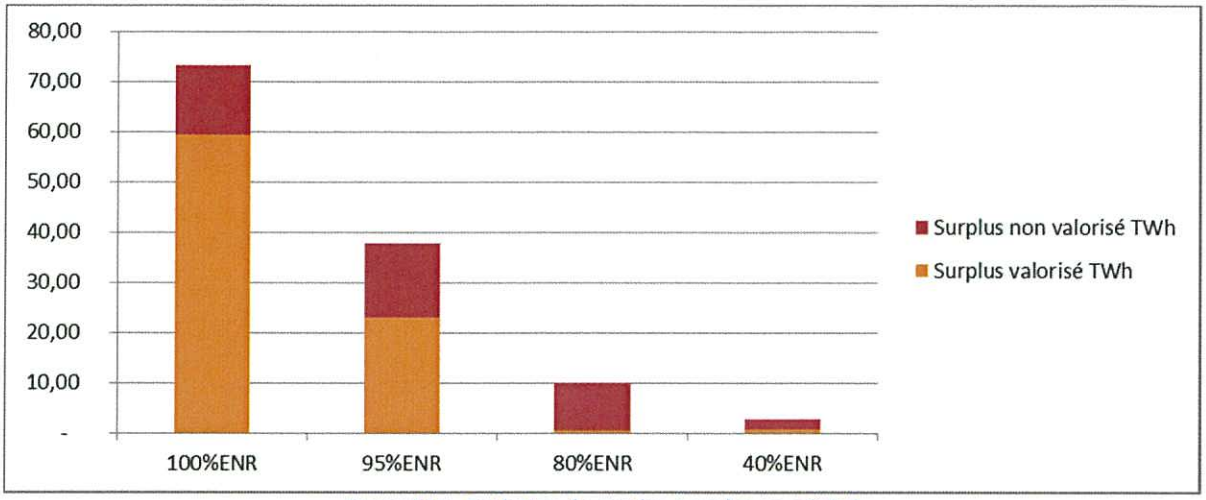


Figure 115 - Evolution du surplus pour les cas x%EnR

En outre, à partir d'un taux de 80% de production renouvelable, on constate que la proportion en énergie du PV par rapport à l'éolien est quasiment fixe, de l'ordre d'1/4 (Figure 116). En pratique, jusqu'à un certain seuil de renouvelables, le PV est aisément valorisable, mais au-delà, sa part dans la production d'énergie totale se voit réduite.

Remarque : Ce phénomène peut également être vérifié dans d'autres études, comme celle du Fraunhofer[46] pour laquelle un scénario optimisé à 80% renouvelable propose un ratio d'un quart entre la production d'énergie solaire et éolienne. Ceci rejoint également les résultats de l'étude PEPS : jusqu'à un certain niveau de développement du PV, le PV contribue à combler la pointe méridienne. Au-delà, son développement s'accompagne nécessairement de stockage, ce qui conduit le système à privilégier l'éolien.

	100%ENR	95%ENR	80%ENR
Production Eolienne TWh	303	264	199
Production PV TWh	82	75	53
Ratio PV/Eolien	1/4	2/7	1/4

Figure 116 - Evolution du ratio PV/Eolien en fonction du taux d'EnR

Les capacités d'échanges entre les régions sont également réduites de 68 à 43 GW (Figure 117).

Remarque : L'optimisation de la puissance nucléaire installée par région ne tient pas compte des contraintes de tranche nucléaire. Ainsi, l'adéquation entre la puissance nucléaire des différentes régions est surestimée, ce qui explique le résultat relativement faible de 43 GW de capacités d'échange.

[46] EnergieWirtschaftliche Bedeutung der Offshore WindEnergie fûr die EnergieWende, Fraunhofer IWES, 2013

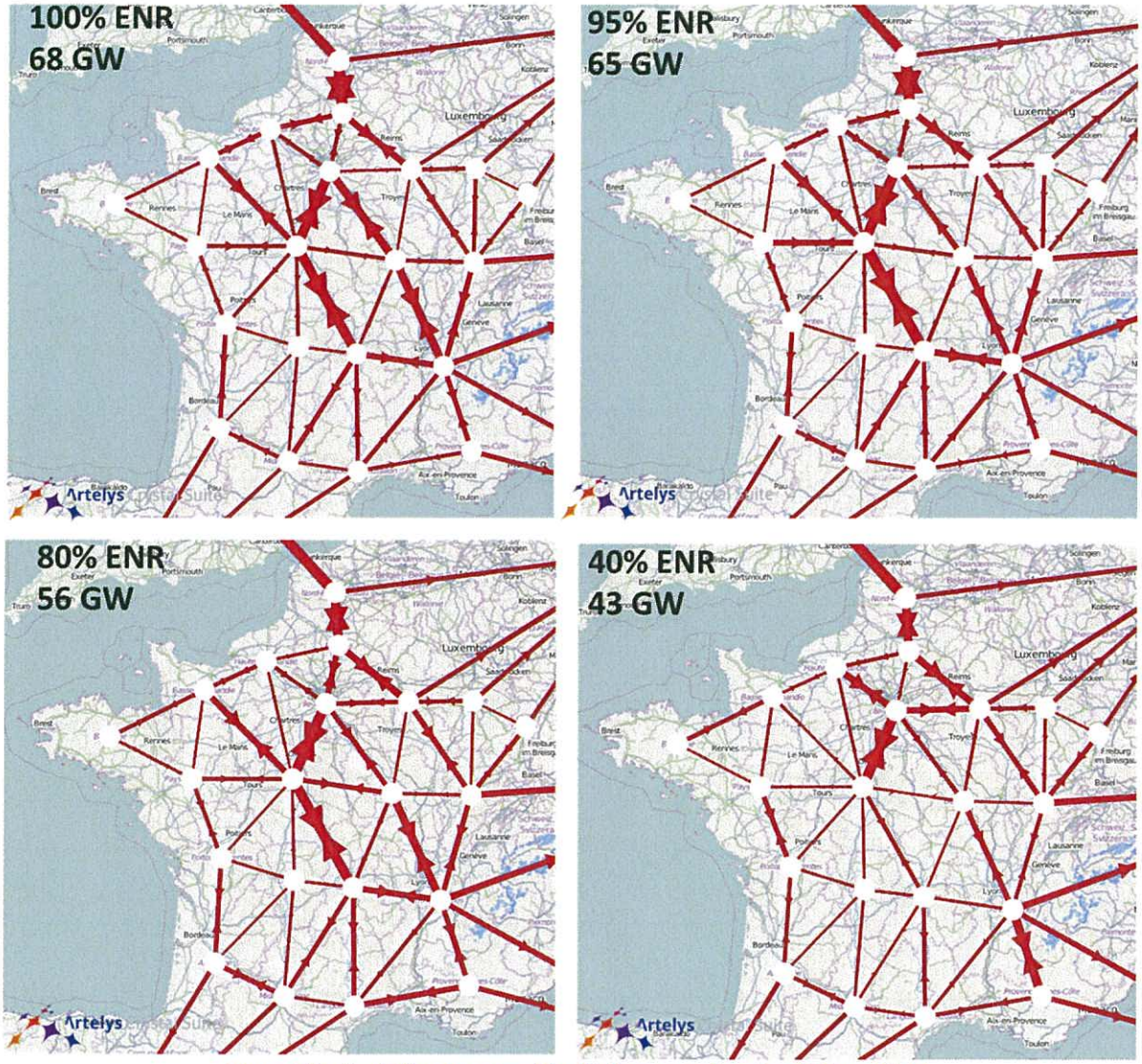


Figure 117 - Evolution des capacités d'échanges en fonction du taux d'EnR

6.5 Evolution du coût

Le graphique de la Figure 119 compare le coût total de la fourniture d'énergie pour les différents taux d'EnR considérés.

On observe que l'évolution de ce coût total est relativement faible (5% de variation maximale) ; plus précisément, le passage de 95% à 100% renouvelable fait augmenter le coût de l'électricité de 116 à 119 €/MWh (Figure 118) et le coût total de 3.2 Mds€/an, ce qui représente 9% de la partie variable du coût total annuel.

	100%ENR	95%ENR	80%ENR	40%ENR
Coût de l'énergie consommée €/MWh	119	116	113	117
Différence de coût par rapport au cas 100% ENR, ramené à la production rendue renouvelable €/MWh		67	29	3

Figure 118 - Evolution du coût de l'électricité en fonction du taux d'EnR

Remarque : Si l'on s'intéresse au surcoût des derniers MWh « verdis », on peut ramener cette proportion d'énergie à la différence de coût global entre les scénarios 95% et 100% EnR ; on obtient alors un surcoût de l'ordre de 67 €/MWh.

On observe également sur la Figure 119 que la forme du coût en fonction du taux d'EnR est convexe, et que le coût minimal observé correspond au cas 80% EnR.
Ces résultats sont fortement liés aux hypothèses de coûts de combustibles et d'installation des différents moyens de production et de stockage considérés. Etant donnée l'incertitude sur ces hypothèses de coûts des énergies, les différences de coûts totaux entre scénarios se situent très certainement dans la marge d'erreur. On peut toutefois retenir, qu'à l'horizon 2050, étant données des hypothèses de coût des énergies fossiles en augmentation et des baisses des LCOE des EnR, le coût de l'électricité issue d'un mix 100% EnR serait du même ordre de grandeur que celle d'un mix 40% EnR.

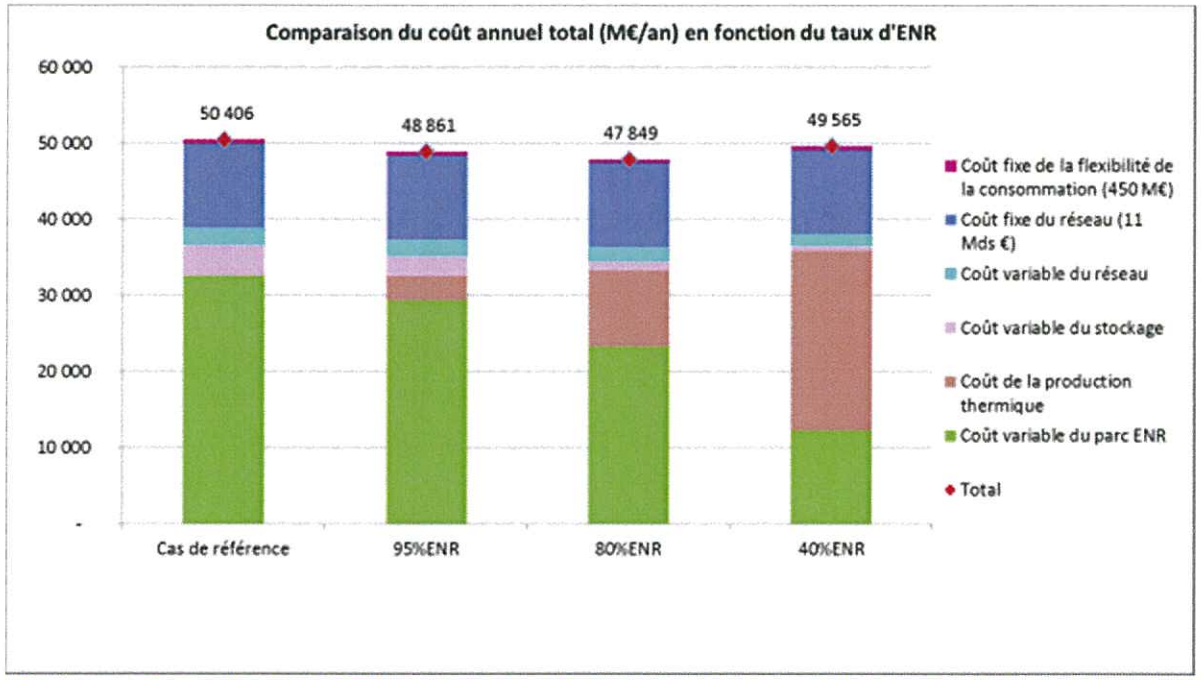


Figure 119 - Comparaison des coûts des variantes x% EnR ; les coûts dits fixes sont des données d'entrée qui n'évoluent pas entre les variantes.

7. Perspectives

Les résultats de la présente étude ont ainsi permis d'évaluer les conditions et contraintes associées à la perspective d'atteindre un mix fortement renouvelable à l'horizon 2050.
Il a d'une part été vérifié qu'un mix 100% renouvelable pouvait être robuste à des conditions météorologiques défavorables (notamment des périodes sans vent sur l'ensemble du pays, de vagues de froid, ou de sécheresse).
D'autre part, la possibilité de parvenir à une fourniture d'électricité 100% renouvelable a été étudiée pour plusieurs scénarios d'évolutions sociétales, en termes de niveaux d'acceptabilité ou de maîtrise de la demande. S'il a été possible de calculer un parc électrique 100% renouvelable adapté pour chacun de ces scénarios, ils ne sont pas tous autant favorables en termes de coûts. Notamment, pour que le coût de la fourniture d'électricité reste maîtrisé (d'un ordre de grandeur comparable à celui d'un cas d'étude 40% renouvelable) à cet horizon, des efforts relatifs à la consommation (c'est-à-dire sur le pilotage, le volume annuel et la pointe), à l'acceptabilité afférente au réseau et à l'occupation des sols par les EnR sont requis. En outre si la mixité des technologies exploitées n'est pas un prérequis absolu pour l'atteinte d'un objectif 100% renouvelable, il a été avéré que la complémentarité du solaire et de l'éolien, ainsi que la combinaison de stockages de durées plus ou moins longues était l'un des paramètres essentiel quant à la maîtrise du coût annuel de la fourniture d'électricité.

De nombreuses pistes, en lien avec l'analyse des paramètres les plus à même d'abaisser le coût d'un tel scénario, ou bien avec l'exploration de contraintes non prises en compte à ce jour dans la modélisation, restent aujourd'hui à explorer. Plus précisément, dans les mois à venir, de nouveaux cas d'études pourront être considérés, dans le but de répondre aux questions suivantes :

- Quels autres paramètres permettraient de réduire le coût ou les contraintes d'acceptabilité sociale associées à un mix 100% EnR ?
  - Quels seraient les impacts d'une flexibilité de la consommation industrielle ?
  - Le surplus pourrait-il être mieux valorisé, et en plus grande quantité ?
  - A quel point les mix étrangers 80% EnR modélisés contraignent-ils le parc optimisé français ?
  - Quels seraient les effets socio-économiques associés à la réalisation d'un tel mix, incluant le volet macroéconomiques (croissance, création d'emplois, effets redistributifs sur les autres secteurs de l'économie), et le volet énergie/environnement (mesures des externalités, indépendance énergétique) ?
- Comment compléter le modèle avec des contraintes non encore prises en compte ?
  - Comment prendre en compte un éventuel coût supplémentaire relatif à l'extension du réseau de distribution ?
  - Quel serait l'impact d'un mix 100% EnR sur le réseau de répartition ?
  - Quels impacts si l'on étend la valorisation du gaz de synthèse produit par le power to gaz à des usages non électriques (mobilité notamment) ?
  - Quels seraient les impacts d'une faible acceptabilité sociale à la fois relative au réseau, à l'occupation terrestre, et à l'occupation marine ?

8. Annexes

8.1 Glossaire

Abréviation	Signification
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
Eolien terrestre AG	Eolien terrestre ancienne génération (ou classique)
Eolien terrestre NG	Eolien terrestre nouvelle génération
EnR	Energies renouvelables et récupérables
LCOE	Levelized cost of electricity
LCOS	Levelized cost of storage
PV	Photovoltaïque
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
ECS	Eau chaude sanitaire

8.2 Données détaillées

8.2.1 Gisements détaillés par filière

Tableau 1 - Gisements par filière, cas de référence

Régions / Filières	Hydroliennes	Houlomoteur	Marée motrice	Fil de l'eau	Lacs et éclusées	STEP	Géothermie	Cogénération bois	UIOM	Eolien terrestre	Eolien en mer	Eolien en mer flottant	PV au sol	PV sur toitures	CSP
Alsace	-	-	-	1,3	-	-	0,1	0,1	0,0	1,7	-	-	0,5	9,8	
Aquitaine	-	3,9	-	0,3	0,3	-	0,0	0,2	0,0	15,7	2,1	9,0	3,1	26,8	0,1
Auvergne	-	-	-	0,1	1,0	-	-	0,2	-	12,5	-	-	2,1	12,5	
Basse Normandie	2,1	-	-	0,0	0,0	-	-	0,0	-	9,5	3,2	2,0	0,7	11,0	
Bourgogne	-	-	-	0,0	0,0	-	-	0,4	0,0	15,0	-	-	2,0	13,9	
Bretagne	0,9	2,6	0,2	0,2	0,0	0,0	-	0,1	0,0	12,5	4,6	12,4	3,2	22,8	
Centre	-	-	-	0,0	0,1	-	-	0,4	0,0	13,9	-	-	3,2	19,9	
Champagne Ardennes	-	-	-	0,0	0,1	1,5	-	0,2	0,0	8,5	-	-	1,8	10,4	
Franche Comté	-	-	-	0,1	0,4	-	-	0,2	0,0	5,4	-	-	1,7	8,6	
Haute Normandie	-	-	-	0,0	-	-	-	0,0	0,0	3,4	2,8	-	0,7	9,6	
Ile de France	-	-	-	0,0	-	-	-	0,0	0,1	4,5	-	-	1,5	27,2	
Languedoc Roussillon	-	-	-	0,3	0,4	-	-	0,0	0,0	3,8	0,8	4,9	4,1	16,3	0,1
Limousin	-	-	-	0,1	1,1	-	-	0,2	-	7,7	-	-	2,0	7,4	
Lorraine	-	-	-	0,1	0,0	-	-	0,2	0,0	5,8	-	-	1,3	15,0	
Midi Pyrennées	-	-	-	1,0	2,8	1,9	-	0,2	-	12,9	-	-	4,9	23,9	0,1
Nord Pas De Calais	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	3,0	0,9	-	1,0	19,5	
Pays de la Loire	-	2,0	-	0,0	-	-	-	0,1	0,0	15,7	2,6	3,4	2,6	26,6	
Picardie	-	-	-	0,0	-	-	-	0,1	0,0	6,1	0,8	-	1,5	12,3	
Poitou charentes	-	1,4	-	0,0	0,0	-	-	0,1	-	14,2	1,4	1,1	2,1	15,1	
PACA	-	-	-	1,0	2,2	-	-	-	0,1	2,4	0,9	13,4	3,2	22,2	0,1
Rhone Alpes	-	-	-	3,0	4,8	5,8	0,1	0,1	0,1	7,5	-	-	4,0	33,5	
TOTAL France (GW)	3,00	9,90	0,24	7,63	13,21	9,30	0,14	3,00	0,43	181,70	20,10	46,20	47,20	364,30	

8.2.2 Productions annuelles par filières

Tableau 2 - Productions annuelles par filière, pour chaque cas d'étude

	Production (TWh)											
	Cas de référence	Haute consommation	Année sèche	Cas PTE	Renforcement réseau difficile	95%ENR	80%ENR	40%ENR	Sans PV	Sans Eolien Surtoilé	Taux actualisation	Acceptabilité modérée
Cogénération Bois	22,5	22,7	22,5	22,6	22,9	22,0	22,3	24,0	22,8	22,7	22,1	23,3
UIOM	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
PV toiture	30,2	73,4	38,0	22,1	34,4	26,1	20,8	20,2	-	39,6	50,3	87,7
PV sol	51,4	53,3	51,6	36,4	56,9	48,4	32,5	3,1	-	53,2	58,8	32,6
Eolien Onshore NG	208,3	248,8	219,5	154,4	214,7	183,4	135,8	20,5	244,3	-	194,6	82,5
Eolien Onshore AG	52,9	56,3	52,1	53,0	55,8	47,9	47,8	17,9	48,3	243,0	55,8	44,4
Eolien Offshore posé	41,9	58,5	41,9	22,4	29,8	32,6	15,1	11,3	61,9	53,0	31,2	63,5
Marémotrice	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Houlomoteur	-	-	-	43,8	-	-	-	-	15,3	-	-	22,6
Nucléaire	-	-	-	-	-	0,0	44,3	236,3	-	-	-	-
Hydrolienne	-	-	-	13,2	-	-	-	-	9,2	-	-	1,1
Hydraulique à réservoirs	27,4	27,4	20,3	27,4	27,4	27,4	27,4	26,6	27,4	27,4	27,4	27,4
Fil de l'eau	33,9	33,9	24,4	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9
Géothermie	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
TAC	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,5	-	-	-	-
Eolien Offshore flottant	-	21,0	-	25,3	-	-	-	-	2,7	-	-	41,0
CSP	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CCGT	-	-	-	-	-	22,9	43,1	19,8	-	-	-	-
Cogénération Méthanisation	8,0	8,0	8,0	10,5	8,0	8,0	8,0	7,5	8,0	8,0	8,0	8,0

8.2.3 Puissances installées par filière

Tableau 3 - Capacités installées par filière, pour chaque cas d'étude

	Capacités installées (GW)											
	Cas de référence	Haute consommation	Année sèche	Cas PTE	Renforcement réseau difficile	95%ENR	80%ENR	40%ENR	Sans PV	Sans Eolien Surtoilé	Taux actualisation	Acceptabilité modérée
Cogénération Bois	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Stockage inter-saisonnier	16,8	36,0	17,0	12,2	18,9	8,8	0,0	0,0	17,2	16,9	16,7	13,4
UIOM	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
STEP	7,0	7,9	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	8,6	7,0	7,0	7,0
PV toiture	25,4	57,1	31,3	19,6	30,8	22,4	18,7	18,2	-	32,7	40,6	68,3
PV sol	37,6	39,2	37,8	25,5	42,7	35,2	22,6	2,4	-	39,2	44,0	24,4
Eolien Onshore NG	73,6	90,0	77,9	53,1	76,8	63,6	45,7	7,3	87,3	-	68,5	29,5
Eolien Onshore AG	22,9	24,3	22,6	23,0	24,0	21,0	21,0	7,2	21,3	109,0	24,0	18,3
Eolien Offshore posé	10,0	14,1	10,0	5,4	7,2	7,8	3,7	2,8	14,9	12,6	7,5	15,4
Marémotrice	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Houlomoteur	0,0	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	5,1
Nucléaire	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	7,1	36,5	-	0,0	0,0	-
Hydrolienne	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	0,0	0,2
Hydraulique à réservoirs	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
Fil de l'eau	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Géothermie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
TAC	0,0	0,0	-	0,0	-	0,0	0,0	1,9	-	0,0	0,0	-
Eolien Offshore flottant	0,0	4,8	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	9,4
CSP	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
CCGT	0,0	0,0	-	0,0	-	12,8	23,3	14,0	-	-	-	-
Stockage court-terme	12,2	22,4	13,4	14,9	18,2	10,9	8,0	2,2	15,0	14,0	18,3	20,5
Cogénération Méthanisation	0,9	0,9	0,9	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

8.2.4 Répartition des coûts

Tableau 4 - Répartition des coûts, pour chaque cas d'étude

	Coûts en M€ / an											
	Cas de référence	Haute consommation	Année sèche	Cas PTE	Renforcement réseau difficile	95%ENR	80%ENR	40%ENR	Sans PV	Sans Eolien Surtoilé	Taux actualisation	Acceptabilité modérée
Coût capacitaire des ENR	32 292	41 947	33 556	31 048	33 044	29 038	22 993	12 004	33 466	32 721	26 238	35 015
Coût du combustible Bois	361	364	360	361	366	352	358	384	366	363	353	373
Coût capacitaire de la valorisation du surplus	28	8	55	68	51	16	11	27	74	27	103	0
Gain variable de la valorisation du surplus	53	16	96	125	97	27	33	97	130	51	200	-
Coût capacitaire du réseau	2 241	2 754	2 287	2 189	4 047	2 140	1 850	1 426	2 326	2 370	2 063	2 647
Coût fixe du réseau	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118
Coût du stockage intersaisonnier	2 645	4 931	2 731	1 840	3 153	1 284	11	0	2 956	2 733	2 203	2 093
Coût des STEP	578	708	578	576	578	576	576	576	812	578	265	576
Coût du stockage infrajournalier	747	1 376	823	609	1 116	668	492	133	923	858	852	1 256
Coût capacitaire du thermique	-	-	-	-	-	871	5 297	20 000	-	-	-	-
Coût des combustibles hors enr	-	-	-	-	-	1 636	3 342	2 882	-	-	-	-
Coût du CO2	-	-	-	-	-	738	1 387	661	-	-	-	-
Coût de la flexibilité de la consommation	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Coût total	50 406	63 640	51 862	47 858	53 825	48 861	47 849	49 565	52 360	51 168	43 445	53 528
Coût de l'énergie consommée (en € / MWh)	119	125	123	113	127	116	113	117	124	121	103	127

9. Table des illustrations

Figure 1 - Exemple d'équilibre offre-demande au pas horaire. Les productions s'ajoutent (une couleur par filière) pour satisfaire la demande (en haut à gauche : horizon annuel, en bas à droite : zoom sur 10 jours) 5
Figure 2 – Carte des gisements obtenus par région (total ~700 GW) 13
Figure 3 - Gisements par régions et macro-filières 13
Figure 4 - Gisements par régions et filières, hors solaires et éoliennes 14
Figure 5 - Productible maximal annuel par filière 14
Figure 6 - Evolution du coût de la filière éolienne terrestre (pour un facteur de charge moyen de 25%) 15
Figure 7 - Comparaison des coûts technologiques projetés à 2050 16
Figure 8 - LCOE par région (€/MWh) des filières PV (au sol à gauche, sur toitures à droite) 16
Figure 9 - LCOE par région (€/MWh) des filières éoliennes terrestres (nouvelle génération à gauche, ancienne génération à droite) 17
Figure 10 - LCOE par filière, dans l'ordre croissant du coût de l'énergie par région. 17
Figure 11 - Comparaison des LCOS des différents stockages 18
Figure 12 - Thermosensibilité de la demande 19
Figure 13 – Gradient thermique 2050 20
Figure 14 - Arrivées et départs de véhicules électriques chargés au travail (à gauche) ou au domicile (à droite) 21
Figure 15 - Exemple de profil journalier moyen de recharge de véhicules électriques ; cette courbe n'est pas une hypothèse, mais le résultat du placement optimisé de la demande par rapport à la production EnR 21
Figure 16 - Modèle de report des effacements de chauffage 22
Figure 17 - Exemple de pilotage de la consommation de chauffage ; il ne s'agit pas d'une hypothèse mais du résultat du placement des effacements de chauffage en adéquation avec la production d'électricité 22
Figure 18 - Profil journalier moyen de la recharge des ballons d'eau chaude en Auvergne ; là encore, il s'agit du résultat de l'optimisation fournie par le modèle 23
Figure 19 - Consommation 2050 répartie par régions (422 TWh annuels, pointe après pilotage 96 GW 24
Figure 20 - Comparaison historique des facteurs de charge des productions éoliennes en France. Les années 2006-2007 à 2012-2013 ont été utilisées pour l'étude. 25
Figure 21 - Exemple de production EnR en PACA, pendant l'été ; la courbe de demande figure en trait plein noir 26
Figure 22 - Zoom sur la vague de froid correspondant à février 2012 27
Figure 23 - Exemple de courbe de disponibilité de valorisation power to heat (demande de chauffage, de laquelle on retire la production de chaleur fatale) 28
Figure 24 - Evolution des caractéristiques des éoliennes – source Fraunhofer 29
Figure 25 - Episode de production lors d'une semaine avec peu de vent pour la Bretagne (à gauche) et la France entière (à droite). La production est ramenée à la puissance installée. La valeur 1, atteignable pour une turbine donnée, n'est pas atteinte au niveau de la région Bretagne, et encore moins au niveau national, en raison du foisonnement. 30
Figure 26 - Episode de forte production d'une semaine pour la Bretagne (à gauche) et la France entière (à droite) 31

Figure 27 - Monotones calculées à partir des données du scénario de référence.... 31
Figure 28 - Profil journalier moyen de production effective optimisée de la filière solaire thermodynamique à concentration - CSP 32
Figure 29 - Profils journaliers moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) optimisés (MWh) de court-terme (valeurs nationales) 33
Figure 30 – Profils journaliers moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) des STEP (valeurs nationales) 34
Figure 31 - Profils hebdomadaires moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) des STEP (valeurs nationales) 34
Figure 32 - Participation du stockage inter-saisonnier à la satisfaction du besoin de flexibilité infra-journalier 35
Figure 33 - Participation du Power to gas to Power au stockage hebdomadaire..... 35
Figure 34 - Stockage et déstockage inter-saisonnier..... 35
Figure 35 - Répartition mensuelle des productions nationales photovoltaïques et éoliennes 36
Figure 36 - Carte du réseau interrégional ; la capacité d'échange commercial de chaque segment, hormis les interconnexions avec l'étranger, fait l'objet d'une optimisation 37
Figure 37 - Parcs installés des pays frontaliers de la France, scénario Roadmap 2050 80% ENR..... 38
Figure 38 - Un cas de référence, sept variantes et quatre analyses de sensibilité... 41
Figure 39 - Comparaison de plusieurs mix électriques possibles..... 42
Figure 40 - Capacités installées par filière - cas de référence..... 43
Figure 41 - Production nationale par filières - cas de référence 44
Figure 42 - Saturation des gisements par filière 45
Figure 43 - Productions par filière et par région (total national : 482 TWh) 46
Figure 44 - Capacités par filière et par région (total national : 232 GW, incluant le stockage)..... 46
Figure 45 - Comparaison de la répartition régionale des productions d'énergie entre aujourd'hui (à gauche) et 2050 (à droite)..... 47
Figure 46 - Capacités installées par filière - cas PTE..... 48
Figure 47 - Productions annuelles par filière - cas PTE..... 48
Figure 48 - Capacités installées par filière – cas du renforcement réseau difficile ... 49
Figure 49 - Productions annuelles par filières – cas du renforcement réseau difficile 50
Figure 50 - Capacités installées par filière - cas d'une acceptabilité modérée 51
Figure 51 - Productions annuelles par filières -cas d'une acceptabilité modérée 51
Figure 52 - Production cumulée en décembre essentiellement éolienne 53
Figure 53 - Courbe de demande pilotée, deuxième semaine d'août 54
Figure 54 - Courbe de production, deuxième semaine d'août 54
Figure 55 - Carte des capacités obtenues suite à une optimisation sans les filières PV..... 55
Figure 56 - Ecarts entre profil hebdomadaires moyens en Pays de Loire 55
Figure 57 - Capacités installées par filière - Cas sans éolien NG (219 GW installés) 57
Figure 58 - Production annuelle par filière - Cas sans Eolien NG..... 57
Figure 59 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière éolienne NG..... 58
Figure 60 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière éolienne AG..... 59

Figure 61 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière PV au sol 59
Figure 62 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière PV sur toitures 60
Figure 63 - Répartition de la puissance installée PV par filière et par région – cas de référence 61
Figure 64 - Surcoût capacitaire liée à l'augmentation de la part de PV sur toitures.. 62
Figure 65 - Comparaison des profils PV de la région Rhône-Alpes..... 62
Figure 66 - Flexibilité du système électrique..... 63
Figure 67 - Répartition des gisements de flexibilité à la hausse et à la baisse..... 63
Figure 68 - Zoom sur le pilotage de la consommation le 7 janvier..... 64
Figure 69 - Production cumulée du 7 janvier 64
Figure 70 - Production cumulée deuxième quinzaine de janvier 66
Figure 71 - Consommation cumulée - deuxième quinzaine de janvier 66
Figure 72 - Stockage et déstockage inter-saisonnier..... 67
Figure 73 - Répartition régionale des capacités installées de Power to Gas et Gas to Power 67
Figure 74 – Evolution de la répartition du réseau - réseau adapté actuel à gauche (50 GW de capacités d'échanges inter-régionaux) et 2050 à droite (68 GW de capacités d'échanges inter-régionaux) ; la largeur des lignes est proportionnelle à la capacité d'échange (même échelle pour les deux cartes)..... 68
Figure 75 - Comparaison de la répartition régionale des productions d'énergie entre aujourd'hui et 2050 69
Figure 76 - Coût total annuel du cas de référence et des variantes 71
Figure 77- Coût de l'électricité (€/MWh) du cas de référence et des variantes..... 71
Figure 78 - Comparaison des LCOE calculés avec des taux d'actualisation de 2% et 5.25% 73
Figure 79 - Capacités installées par filières (total national 211 GW)- Variante sur le taux d'actualisation 74
Figure 80 - Production cumulée, semaine sans vent – fin février 75
Figure 81 - Pilotage de la consommation, semaine sans vent fin février..... 75
Figure 82 - Production cumulée, vague de froid 76
Figure 83 - Pilotage de la consommation, vague de froid..... 76
Figure 84 - Production cumulée, période sans soleil 77
Figure 85 - Pilotage de la consommation, période sans soleil..... 77
Figure 86 - Evolution du productible hydraulique au cours d'une année sèche..... 79
Figure 87 - Exemple d'évolution des réservoirs hydrauliques..... 79
Figure 88 - Comparaison entre les capacités installées dans le cas de référence (à gauche) et pour une année sèche (à droite)..... 80
Figure 89 - Profil journalier moyen des échanges 81
Figure 90 - Répartition régionale des capacités installées comparée entre le cas de référence (à gauche) et le cas d'une moindre acceptabilité (à droite) 82
Figure 91 - Part du gisement sollicité - cas de référence et cas de l'acceptabilité modérée 83
Figure 92 - Comparaison des productions par filière au pas mensuel - cas d'une moindre acceptabilité..... 84
Figure 93 - Comparaison de la répartition régionale des productions par filière (à gauche, cas de référence, à droite cas d'une moindre acceptabilité) 84
Figure 94 - Part du gisement sollicité - cas de référence et cas d'une moindre maîtrise de la demande 85

Figure 95 - Comparaison de la répartition régionale de la production entre le cas de référence (à gauche) et un cas où le réseau est plus difficile 86
Figure 96 - Comparaison de la répartition de la production de Franche Comté entre le cas de référence et la variante renforcement réseau difficile 87
Figure 97 - Comparaison de la répartition de la production du Centre entre le cas de référence et la variante renforcement réseau difficile 87
Figure 98 - Comparaison de la répartition régionale du stockage inter-saisonnier entre le cas de référence (à gauche) et un cas où le réseau est plus difficile 88
Figure 99 - Participation des imports à la satisfaction de la demande locale 88
Figure 100 – Potentiel de valorisation en chaleur – monotone de puissance 89
Figure 101 - Capacités installées par filière - cas de progrès technologiques évolutionnaires 91
Figure 102 - Production par filière - cas de progrès technologiques évolutionnaires 91
Figure 103 - Occupation terrestre du PV au sol par région 93
Figure 104 - Répartition des surfaces utilisées par région pour l'éolien nouvelle génération 93
Figure 105 - Répartition des surfaces utilisées par région pour l'éolien classique 94
Figure 106 - Comparaison des mix optimaux 100%, 95%, 80% et 40% ENR 96
Figure 107 - Comparaison des productions par filière dans les cas 100%, 95%, 80% et 40% ENR 96
Figure 108 - Part du gisement sollicité par filière, en fonction du taux d'EnR 97
Figure 109 - Comparaison des capacités installées par filière et par région dans les cas x%EnR 97
Figure 110 - LCOE de filières thermique en fonction du nombre d'heures de fonctionnement 98
Figure 111 - Utilisation des filières thermique en fonction du taux d'EnR 99
Figure 112 - Comparaison des cas x% EnR pour le passage d'une période sans vent fin février 100
Figure 113 - Comparaison des cas x% ENR pour le passage d'une vague de froid début février 101
Figure 114 - Comparaison des capacités ENR, thermiques et de stockage dans les cas x% ENR 102
Figure 115 - Evolution du surplus pour les cas x%EnR 103
Figure 116 - Evolution du ratio PV/Eolien en fonction du taux d'EnR 103
Figure 117 - Evolution des capacités d'échanges en fonction du taux d'EnR 104
Figure 118 - Evolution du coût de l'électricité en fonction du taux d'EnR 104
Figure 119 - Comparaison des coûts des variantes x% EnR ; les coûts dits fixes sont des données d'entrée qui n'évoluent pas entre les variantes. 105

ADEME

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

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE,
DU DÉVELOPPEMENT DURABLE
ET DE L'ENERGIE

MINISTÈRE
DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR
ET DE LA RECHERCHE

L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence 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.
L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et du ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche. www.ademe.fr

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

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

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE

www.ademe.fr