

Un mix électrique 100% renouvelable ?

Analyses et optimisations

Un travail d'exploration des limites du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique métropolitain à un horizon 2050.

Octobre 2015



Rapport final

1. Table des matières

1.	Table des matières	2
2.	Préambule	6
2.1	Edito	6
2.2	Résumé exécutif	9
2.2.1	Contexte et objectifs	9
2.2.2	Méthodologie adoptée et principales hypothèses	9
2.2.3	Principaux enseignements techniques	13
2.2.4	Limites et perspectives de l'étude	19
2.3	Auteurs	20
2.4	Liste des documents complémentaires	22
3.	Présentation de l'étude	23
3.1	Objectifs et périmètre de l'étude	23
3.1.1	Objectifs	23
3.1.2	Périmètre	23
3.2	Hypothèses structurantes	23
3.2.1	Gisements	23
3.2.2	Coûts des technologies projetées à 2050	26
3.2.3	Projections de la consommation	30
3.2.4	Pilotage de la demande	32
3.2.5	La prise en compte de l'aléa météorologique	37
3.2.6	Valorisation du surplus	39
3.3	Modélisation détaillée	39
3.3.1	Filières de production EnR	40
3.3.2	Stockage	43
3.3.3	Réseau de transport inter-régional	47
3.3.4	Réseau de distribution	48
3.3.5	Modélisation des pays frontaliers	50
3.3.6	Dynamique infra-horaire non finement représentée	51
3.4	Méthode, critères et contraintes de l'optimisation	53
3.5	Plusieurs variantes et analyses de sensibilité autour d'un cas de référence	54
4.	Quelles sont les conditions optimales pour un mix électrique 100% renouvelable en 2050 ?	57
4.1	Plusieurs mix électriques sont possibles	57
4.1.1	Cas de référence	58
4.1.2	Autres mix possibles	63

4.2	La mixité technologique	67
4.2.1	Complémentarité du solaire et de l'éolien	67
4.2.2	Arbitrage entre les filières éoliennes terrestres ancienne et nouvelle génération	71
4.2.3	Une mixité technologique avant tout nationale	73
4.2.4	La place du PV et sa répartition entre centrales au sol et PV sur toitures 75	
4.3	Un système électrique flexible et intelligent.....	77
4.3.1	Flexibilité infra-journalière	78
4.3.2	Flexibilité infra-hebdomadaire	80
4.3.3	Flexibilité inter-saisonnière	81
4.4	Une augmentation maîtrisée des flux entre régions	83
4.5	Un coût de renforcement modéré du réseau de répartition	84
4.5.1	Un faible impact de la modélisation du réseau de répartition sur le mix optimal	85
4.5.2	Un coût limité du réseau de répartition	86
4.5.3	Une répartition régionale proportionnelle à la capacité d'EnR diffus installés	86
5.	Au-delà des idées reçues sur les énergies renouvelables.....	88
5.1	Un mix électrique 100% renouvelable à coût maîtrisé.....	88
5.1.1	Reconstitution du coût annuel du cas de référence	88
5.1.2	Comparaison du coût entre variantes	90
5.1.3	Influence des paramètres pour abaisser le coût du système	92
5.1.4	Coût d'un scénario 100% renouvelable aux technologies moins mature 94	
5.2	Equilibre offre-demande atteint à toute heure de l'année	98
5.2.1	Comportement lors de phénomènes climatiques plus ou moins favorables.....	98
5.2.2	Robustesse météorologique et sécurité de la fourniture électrique.....	103
5.2.3	Risque de sécheresse	104
5.3	Une indépendance énergétique sans autarcie	106
5.4	De fortes contraintes d'acceptabilité sociale sont compatibles avec un mix 100% renouvelable	107
5.4.1	Hypothèses.....	107
5.4.2	Impact de contraintes d'acceptabilité	108
5.5	La maîtrise de la demande est un élément clé pour limiter le coût d'un scénario 100% EnR	112
5.6	Le stockage de court terme : une alternative possible à la flexibilité dynamique de la demande.....	114

5.6.1	Hypothèses de la variante	114
5.6.2	Impacts de l'absence de solution de flexibilité dynamique de la demande 116	
5.7	Les contraintes d'acceptabilité liées au réseau ne sont pas un obstacle...	119
5.8	Un surplus acceptable, en grande partie valorisable	122
5.8.1	Part du surplus.....	122
5.8.2	Valorisation en chaleur	122
5.8.3	Autres usages non modélisés	123
5.9	Quelle place pour les énergies marines ?	124
5.10	Quelle occupation du sol pour un mix 100% renouvelable ?.....	126
5.11	Evolution des besoins de réserve	129
5.12	A partir de quels coûts l'installation des filières devient-elle rentable pour le système ?.....	130
5.13	Comment évoluent les prix de marchés ?	131
5.13.1	Prix SPOT.....	131
5.13.2	Rentabilité des filières.....	132
6.	De 40% à 100% renouvelable : quelles variations ?	134
6.1	Hypothèses structurantes.....	134
6.2	Quel dimensionnement et complémentarité des filières EnR et thermiques ? 134	
6.3	Evolution des besoins de flexibilité et moyens de stockage	141
6.4	Evolution des surplus, des principales EnR et des capacités d'échanges.	141
6.5	Evolution du coût.....	143
6.6	Impact de contraintes d'acceptabilité pour un scénario 80% EnR.....	144
6.6.1	A 80% EnR, les contraintes d'acceptabilité impactent essentiellement la filière éolienne terrestre	145
6.6.2	A 80% EnR, les contraintes d'acceptabilité induisent une production globalement plus localisée	146
6.6.3	Un mix 80% EnR permet de mieux maîtriser les surcoûts d'acceptabilité 147	
7.	Perspectives.....	149
8.	Annexes	151
8.1	Glossaire	151
8.2	Données détaillées	152
8.2.1	Gisements détaillés par filière	152
8.2.2	Productions annuelles par filière	153
8.2.3	Puissances installées par filière	154
8.2.4	Répartition des coûts	155
8.3	Tableau comparatif des principales variantes	156

8.4	Principales hypothèses utilisées pour le cas de référence	157
9.	Table des illustrations.....	158

2. Préambule

2.1 Edito

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

Nous publions aujourd'hui une étude d'une nature différente, relative à l'exploration technique du déploiement des EnR au sein du mix électrique : à l'instar des travaux du NREL (Laboratoire National pour les Energies Renouvelables américain) de 2012 étudiant un scénario 100 % EnR aux USA, il s'agit ici d'une étude scientifique à caractère prospectif et exploratoire et non pas d'un scénario politique. Les mix électriques envisagés restent en effet théoriques, puisqu'ils sont construits ex nihilo, et ne prennent pas en compte la situation actuelle, ni le scénario pour arriver au résultat.

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

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

C'est dans cette perspective que nous avons lancé en 2013 cette étude avec l'ambition d'analyser la capacité du réseau électrique à assurer l'équilibre

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

Les principaux résultats de cette étude sont les suivants :

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

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

Mais réfléchir à des horizons lointains, n'est-ce pas justement s'autoriser à partir d'une page (presque) blanche pour esquisser une situation souhaitable et durable afin que chacun puisse travailler sur son champ d'actions, affiner le dessin et rendre effectivement ce futur réalisable ?

La transition énergétique nécessite de l'innovation dans tous les secteurs : la production et la consommation d'énergie ainsi que la gestion et la régulation des réseaux y ont toute leur place. Au regard des enjeux climatiques, les transformations à réaliser sont nécessairement majeures et ne peuvent se concevoir comme de seuls ajustements des systèmes existants : Henry Ford aimait à rappeler que s'il avait demandé aux gens ce qu'ils voulaient, ils lui auraient répondu des chevaux plus rapides...

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

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

Bruno Lechevin

2.2 Résumé exécutif

2.2.1 Contexte et objectifs

Ces dernières années, des progrès technologiques significatifs relatifs aux énergies renouvelables ont été observés. De nombreuses études s'accordent ainsi sur des hypothèses de projections de coûts des EnR affichant une forte décroissance d'ici à 2050. Dans un tel contexte, il est légitime de s'interroger non seulement sur la faisabilité mais également sur les impacts économiques d'un mix électrique à fort taux de pénétration d'énergies renouvelables.

La réponse à ces questions nécessite des modèles pointus, permettant la prise en compte de la sécurité d'approvisionnement électrique à un pas de temps suffisamment fin (typiquement horaire, sur un an et sur plusieurs scénarios climatiques), la gestion du pilotage des différents moyens de production et de consommation, ainsi que leur répartition entre les régions, et la circulation des flux électriques.

La présente étude ambitionne de réunir l'ensemble de ces paramètres. Elle constitue ainsi un exercice technique innovant qui vise, en se plaçant dans l'hypothèse d'un mix 100% renouvelable, à un horizon de temps éloigné (sans considérer de trajectoire), à répondre aux questions suivantes :

- Quelles contraintes émergent lorsqu'on augmente de manière conséquente les EnR dans le mix électrique renouvelable en France métropolitaine ?
- Quels sont les mix électriques optimaux, associés à différents jeux d'hypothèses d'évolutions technologiques, de consommation, d'acceptabilité... ?
- Comment se répartissent géographiquement les différents moyens de production renouvelable ?
- Quels sont les impacts économiques de ces mix électriques à fort taux de pénétration de renouvelables ?

L'étude reprend un certain nombre d'hypothèses de l'exercice de prospective énergétique - *Visions 2030-2050* - réalisé en 2012 par l'ADEME, qui identifiait des potentiels de production renouvelable et proposait un scénario de demande ambitieux. D'autres hypothèses concernant le stockage sont issues d'études antérieures¹.

2.2.2 Méthodologie adoptée et principales hypothèses

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

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

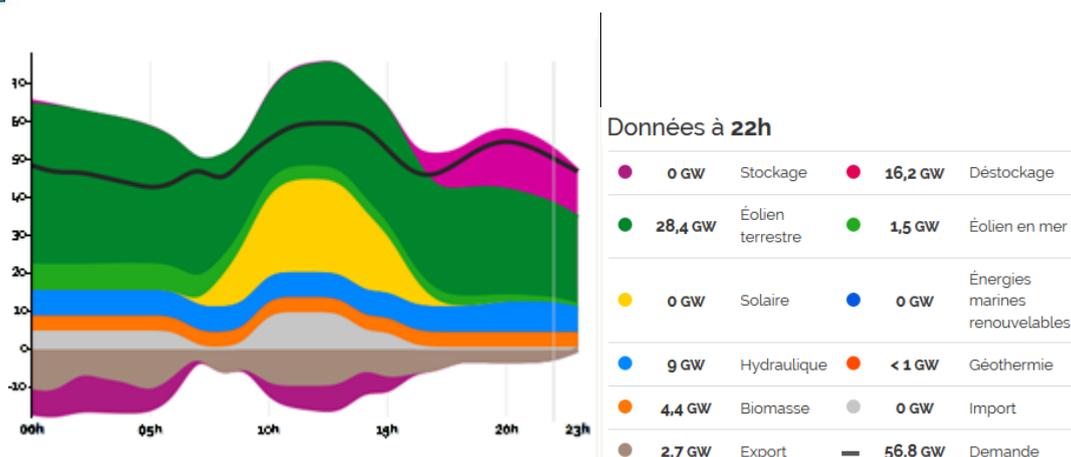


Figure 1 - Exemple d'une journée de gestion de production, issue de l'optimisation. L'axe vertical présente des puissances horaires. Les productions s'ajoutent (une couleur par filière) pour satisfaire la demande (courbe noire). Les puissances négatives correspondent aux exports ou au stockage.

L'étude se concentre ainsi sur la production, le stockage, la consommation et les échanges commerciaux d'électricité ; les autres énergies, telles que le gaz et la chaleur interviennent uniquement via leurs interactions avec l'électricité.

De manière à prendre en compte les différences régionales de productibles (avec des taux de charge et profils différents en fonction des régions et des filières), le territoire métropolitain français est décomposé suivant les 21 régions administratives de 2015. Sur chaque région, les capacités des filières sont optimisées, ainsi que les capacités d'échange inter-régionales, ce qui permet d'estimer le besoin d'évolution du réseau. La gestion optimisée des parcs de production des pays frontaliers est simulée parallèlement, au pas de temps horaire. Les capacités d'échange internationales ainsi que les capacités installées des mix étrangers, quant à elles, sont fixées en amont, à partir d'un scénario européen ambitieux en termes de part de production renouvelable (Roadmap 2050, 80% EnR).

Afin de proposer un mix électrique matériellement réalisable, un gisement maximal a été considéré par région pour l'ensemble des filières ; le potentiel de chaque région a ainsi été évalué en fonction de la ressource naturelle disponible, puis ajusté de manière à prendre en compte les contraintes topologiques et sociétales locales.

Pour pouvoir analyser les enjeux de la satisfaction de l'équilibre offre-demande à toutes les heures de l'année, des courbes de consommation électrique au pas de temps horaire à l'horizon 2050 ont été reconstituées à partir de profils par usage et par secteur, et de projections de volumes annuels, issues des *Visions Ademe 2050*, qui supposent des efforts conséquents quant à la maîtrise de la demande à cet horizon, avec une consommation d'électricité annuelle de 422 TWh².

Sur les 422 TWh de consommation électrique annuelle en France, des ratios de demande flexible ont été déterminés pour différents usages, aboutissant à un gisement de 60 TWh d'électricité pilotable (suivant des modalités différentes en fonction des usages).

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

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

pour chaque région française et chaque pays interconnecté. Les capacités sont optimisées sur l'un de ces scénarios, considéré comme dimensionnant car il comporte une vague de froid de deux semaines (correspondant à celle de février 2012). Le mix obtenu a ensuite également été simulé sur six autres scénarios, et sur une année sèche.

En outre, étant données les multiples perspectives d'évolutions techniques, politiques et sociales envisageables à l'horizon 2050, et l'impact non négligeable des différentes hypothèses retenues pour la modélisation sur les contraintes et enjeux relatifs à la fourniture électrique, quatorze variantes de mix électriques ont été optimisées sous contraintes de taux de pénétration de renouvelables plus ou moins importants (40%, 80%, 95% ou 100%) :

- un cas dit « de référence », à partir duquel des hypothèses de variations ont été effectuées ;
- des variantes simulant différents aspects liés à l'appropriation sociétale :
 - une maîtrise de la demande modérée³,
 - une faible acceptabilité des renforcements réseau,
 - deux variantes relatives à une acceptabilité respectivement modérée et très contrainte de l'implantation de fermes solaires et éoliennes terrestres ;
- des variantes simulant différentes évolutions d'ordre technico-économique :
 - deux variantes relatives aux avancées technologiques : dans un premier cas aux progrès plus marqués pour des filières actuellement moins matures, dans un second cas aux progrès plus faibles (avec des coûts plus élevés pour l'ensemble des filières),
 - un accès à un financement bon marché pour les EnR ;
- un cas dit « défavorable » cumulant une acceptabilité très contrainte et de faibles progrès technologiques ;
- quatre variantes dites « contrastes » exploitées pour analyser la sensibilité du mix obtenu à un paramètre spécifique (année particulièrement sèche, absence de la filière photovoltaïque, non prise en compte de la filière éolienne de nouvelle génération, pas de pilotage dynamique de la demande) ;
- enfin, un cas prenant en compte une modélisation du réseau de répartition.

L'optimisation des capacités des différentes filières (dont la liste est présentée dans le Tableau 1) est réalisée sur la base d'hypothèses de coûts annualisés d'installation et de maintenance des technologies, projetés à 2050, issus d'une recherche bibliographique approfondie⁴. La Figure 2 compare les LCOE⁵ des filières principales dont les capacités installées sont optimisées.

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

⁴ Les sources principales étudiées sont les suivantes : Annexe 8 du rapport de la cour des comptes sur l'énergie renouvelable, « Energy technology Perspectives 2014 » de l'IEA, programme ETSAP de l'IEA, rapport « Levelized cost of electricity renewable energy technologies – 2013 » du Fraunhofer ISE, base de données « Transparent cost database » de NREL, et étude du SRU « Pathways towards a 100 % renewable electricity system ».

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

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

Source d'énergie	Filière	Gisement national (GW)	Puissance fixée ?	Filière pilotable ?
<i>Eolienne</i>	Terrestre	174	non	non
	En mer posé	20	non	non
	En mer flottant	46	non	non
<i>Solaire</i>	PV au sol	47	non	non
	PV sur toitures	364	non	non
	CSP	0.41	oui	oui
<i>Hydraulique</i>	Fil de l'eau	8	oui	non
	Réservoirs (lacs et éclusées)	13	oui	oui
<i>Thermique renouvelable</i>	UIOM	0.43	oui	non
	Cogénération au bois	3	non	oui
	Cogénération méthanisation	–	Gisement en énergie fixe de 8 200 GWh	
	Géothermie	0.14	non	non
<i>Marine</i>	Marémotrice	0.24	oui	non
	Houlomoteur	10	non	non
	Hydroliennes	3	non	non

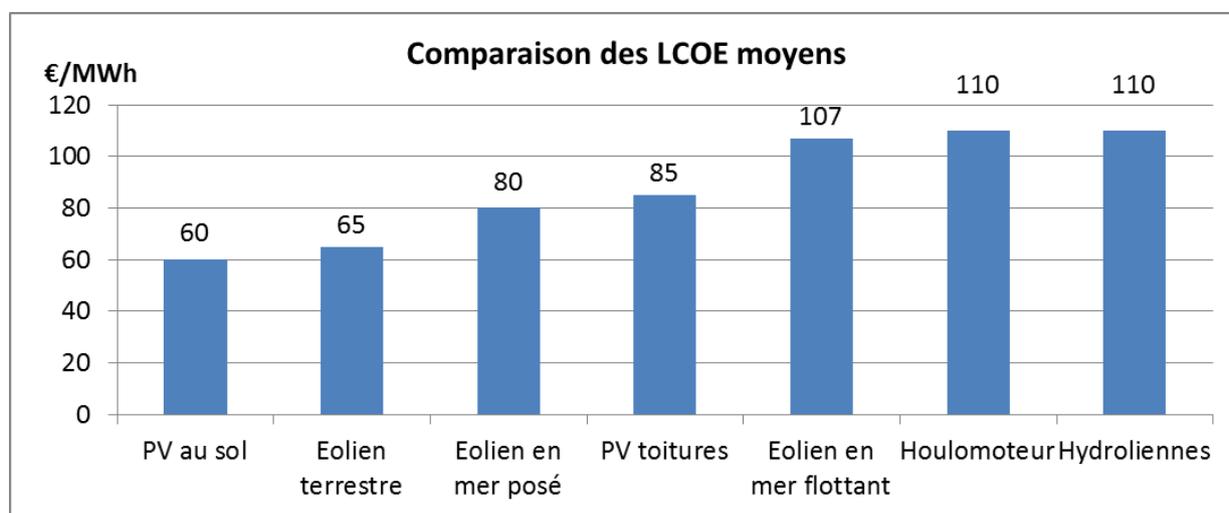


Figure 2 - Comparaison des LCOE des principales filières dont on optimise la capacité dans le cas de référence

Tableau 2 - Récapitulatif des stockages modélisés et principales hypothèses

Stockage	Gisement	Rendement	LCOS moyen ⁶ (€/MWh)	Temps de décharge
Court-terme⁷	-	0.81	58	6 heures
STEP	Pmin = 7 GW, Pmax = 9 GW	0.81	46 pour les 7 premiers GW	32 heures
Inter-saisonnier⁸	-	0.33	138	-

2.2.3 Principaux enseignements techniques

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

Les calculs de mix optimaux réalisés sur les différentes variantes ont permis d'identifier plusieurs mix capables d'assurer l'équilibre offre-demande à chaque heure de l'année avec un mix 80% ou 100% renouvelable à un horizon 2050, même dans le contexte de scénarios particulièrement contraints (demande moins maîtrisée, acceptabilité sociétale plus faible, ...), y compris en cas de conditions météorologiques défavorables. Les mix optimisés permettent de couvrir la demande même durant des phénomènes tels que des vagues de froid, longues périodes sans vent ou année particulièrement sèche. Comme on peut l'observer sur la Figure 3, en fonction du futur considéré, le mix électrique optimisé ne sollicite pas les mêmes gisements.

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

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

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

- Filières solaires
- Filières marines
- Géothermie et filières thermiques renouvelables

- Filières éoliennes
- Filières hydrauliques
- Filières thermiques conventionnelles

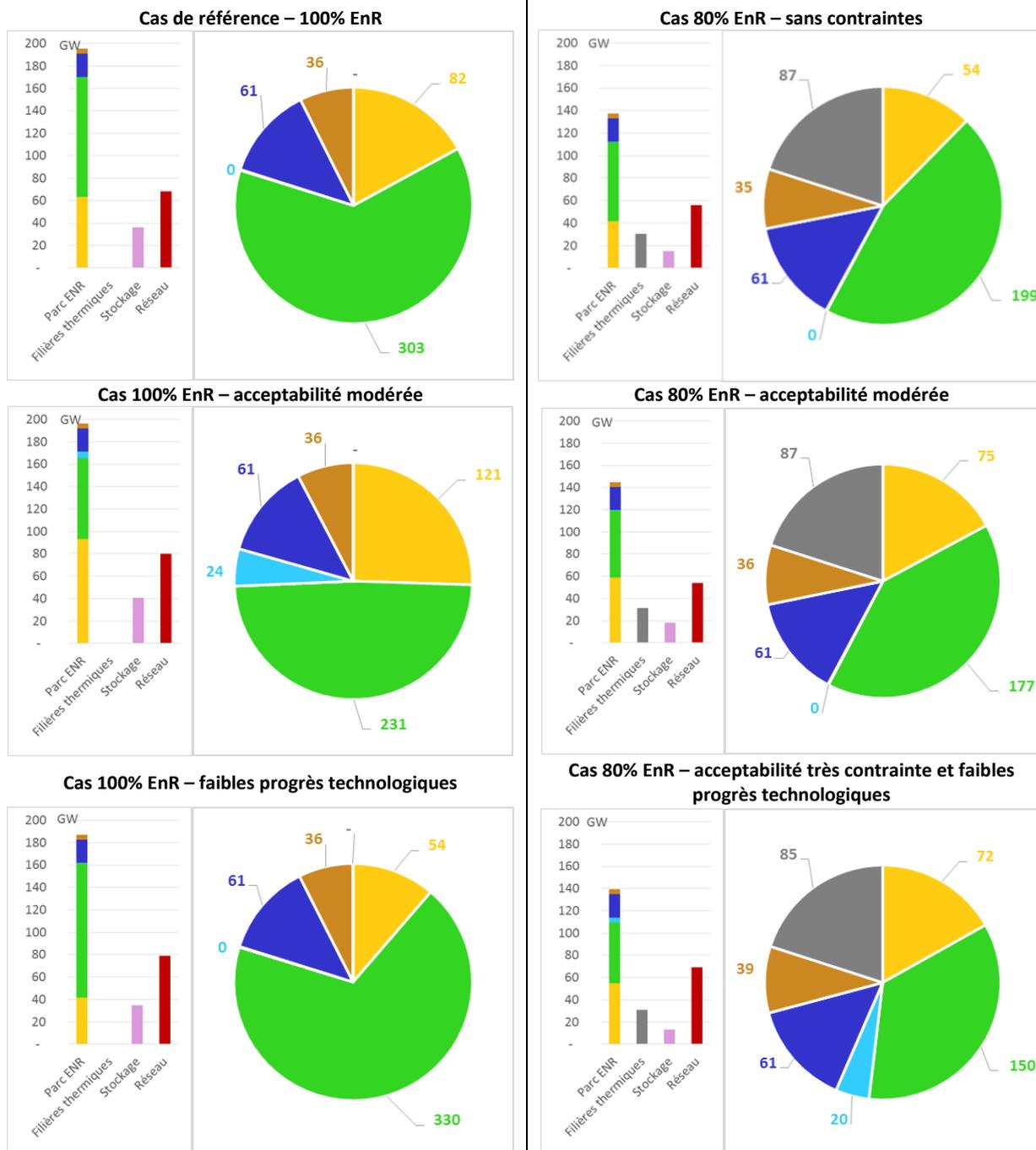


Figure 3 - Des mix électriques 100% EnR (colonne de gauche) ou 80% EnR (colonne de droite) adaptés aux différentes hypothèses retenues : histogramme des capacités installées (EnR, stockage et réseau) et diagramme circulaire de répartition de la production annuelle (TWh) par macro-filière.⁹

Les différentes contraintes possibles ont un impact important sur la composition des mix électriques optimaux associés. Les sources d'énergie renouvelable principales sont dans tous les cas l'éolien et le solaire. Selon les contraintes d'acceptabilité, la

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

part du solaire en toitures augmente par rapport aux centrales au sol, ainsi que celle de l'éolien en mer par rapport à l'éolien terrestre. En outre, en cas de fortes contraintes d'acceptabilité liées au réseau, la production locale sera souvent favorisée même si la productivité des gisements locaux n'est pas la meilleure. Les mix 80% renouvelable permettent en général d'avoir un dimensionnement plus faible du réseau et du stockage, sauf contrainte d'acceptabilité très forte nécessitant le développement de technologies marines.

Dans certaines conditions où une demande particulièrement élevée se cumulerait avec une acceptabilité sociale très restreinte, l'atteinte d'un mix 100% renouvelable pourrait être fortement compromise.

En fonction des hypothèses, le coût global de l'électricité varie dans une fourchette de 103 €¹⁰ à 138 €/MWh¹¹. Les paramètres qui ressortent comme les plus déterminants pour le coût de l'électricité sont l'acceptabilité sociale, l'évolution des coûts technologiques et la MDE. Le maintien d'une fraction non-EnR dans le parc limite la sensibilité du coût à ces facteurs, et permet donc une certaine résilience face à ces contraintes économiques et sociétales.

On observe sur la Figure 4 la comparaison du coût de la fourniture électrique en fonction des contraintes considérées à l'horizon 2050. En l'absence de contraintes spécifiques, on constate que la différence de coût entre le "cas de référence" 100% EnR et les cas 40%, 80% et 95% EnR reste relativement faible (de l'ordre de grandeur de la finesse du modèle, puisque l'on passe de 119 à 117 €/MWh entre 100% et 40% EnR). Néanmoins, le surcoût associé à la production EnR de ces derniers pourcents est significatif : pour passer de 95% à 100% EnR, les MWh EnR supplémentaires à produire coûteraient 183 €/MWh.

On observe également que la maîtrise de la demande et de la pointe est un élément important pour limiter le coût d'un scénario 100% EnR, puisque de telles mesures permettent de réduire le coût du MWh de 5%. En effet, en cas de moindre maîtrise de la demande (21% d'augmentation du volume annuel) et d'une pointe de consommation 40% plus élevée, le système devra faire appel à des filières EnR moins rentables, ainsi qu'à une quantité plus importante de stockage pour passer la pointe d'hiver.

On peut en outre noter que la prise en compte de fortes contraintes d'acceptabilité sociale (liées au réseau ou à l'installation d'EnR sur terre) augmente de 6 ou 7% le coût de l'énergie. Ces surcoûts importants résultent notamment de la nécessité de remplacer en partie les énergies terrestres par des filières marines, en général plus onéreuses. Pour un taux de pénétration EnR de 80%, une moindre acceptabilité augmente le coût de seulement 3% : la composition du mix électrique peut en effet s'adapter plus facilement à des contraintes limitant le déploiement d'une technologie en particulier.

La baisse de coût des technologies a un impact important sur le montant total de la fourniture d'électricité. Avec une hypothèse de baisse de coût des technologies 50% plus faible que dans le cas de référence, les technologies les moins matures, comme le PV, ont des coûts significativement plus importants (+75% pour le PV au sol et +62% pour le PV sur toitures). Toutefois, le coût global du mix augmente dans une proportion moindre (+14%), en s'appuyant sur un développement massif de l'éolien terrestre, filière déjà très mature à ce jour et dont le gisement est important.

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

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

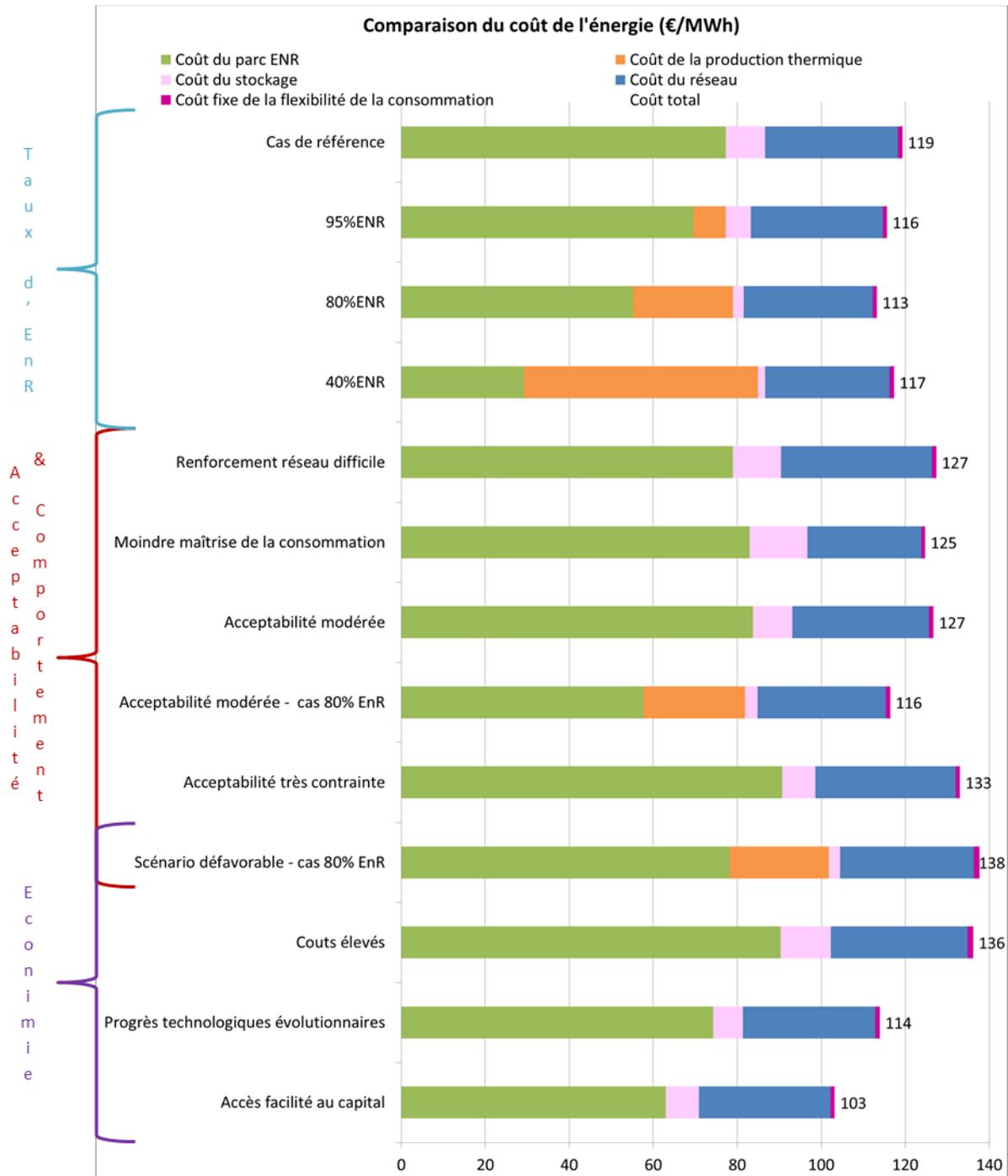


Figure 4 - Comparaison du coût de l'énergie en fonction des évolutions futures et du taux d'EnR. Ce coût prend en compte les coûts annualisés de production, de transport et distribution, de stockage et les coûts fixes de la flexibilité de la demande.

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

Les scénarios mettent en œuvre des solutions de flexibilité de la demande ambitieuses : on part dans l'hypothèse d'un développement généralisé des compteurs intelligents et des services associés. Ainsi on dégage un maximum théorique de 22 GW de flexibilité à la hausse (stimulation de consommation) et 8 GW à la baisse (effacement). L'activation du pilotage de la demande se réalise sous

différentes conditions de report, différenciées selon les usages pilotés (chauffage, usages blancs, ballons d'eau chaude ou recharge de véhicules électriques).

Les résultats de l'étude mettent en évidence l'intérêt de développer des solutions de stockage, de plusieurs tailles (comme cela est illustré sur la Figure 5), dans le cadre d'un mix à fort taux de pénétration de renouvelables. Ainsi, pour passer d'un taux de pénétration de 80% à 95% EnR, la production thermique fossile est remplacée par du stockage inter-saisonnier pour faire face aux phénomènes météorologiques les plus contraignants pour le système (9 GW à 95% EnR et 17 GW à 100% EnR). Sans prendre en compte les possibilités de valorisation du gaz de synthèse pour d'autres usages que l'électricité, le « power to gas » n'est alors plus nécessaire à l'équilibre du système électrique en deçà de 80% d'EnR dans le mix. Le stockage de court-terme, peu présent à 40% EnR (2 GW, notamment imputables à la capacité installée de PV dans les mix étrangers), représente de l'ordre de 20% (8 GW) de la capacité installée de PV dès 80% EnR.

En outre, dans l'hypothèse où aucunes solutions de flexibilité dynamique de la consommation ne seraient mises en place¹², une quantité limitée de stockage journalier supplémentaire (7.3 GW, soit un coût équivalent à celui du pilotage de la demande dans le secteur résidentiel) suffit pour assurer les variations infra-journalières. Etant données les hypothèses de coûts exploitées dans l'étude, le stockage de court-terme permettrait ainsi de rendre des services équivalents à ceux du pilotage dynamique de la demande dans le secteur résidentiel.

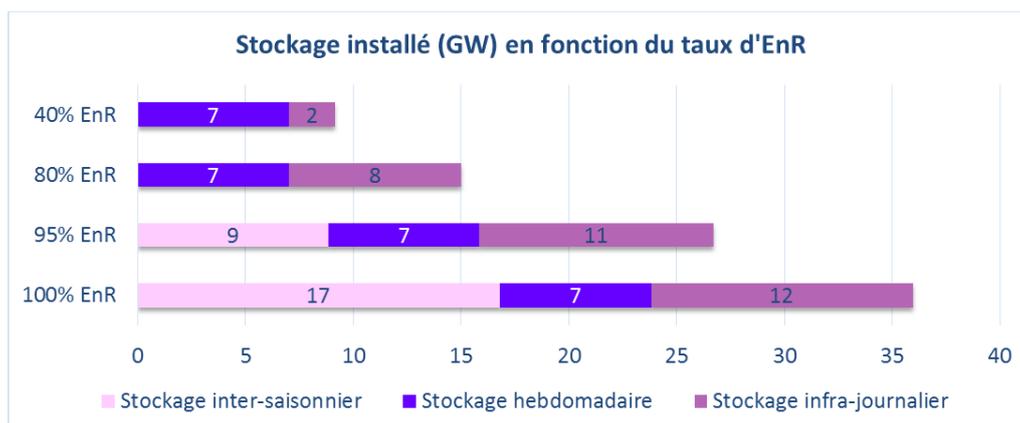


Figure 5 - Solutions de stockages développées pour différents taux de pénétration EnR

La complémentarité entre filières est essentielle. L'optimum économique ne dépend pas que du coût de l'énergie, mais également du service rendu au système.

Du point de vue de la complémentarité entre filières, on constate Figure 6 que l'optimum économique consiste à faire appel aux technologies à la fois photovoltaïques et éoliennes. En outre, en fonction des régions et de leurs régimes de vent, l'étude met en évidence l'intérêt des éoliennes de nouvelle génération qui permettent de produire sur des sites moins ventés et avec des profils moins variables. Le système profite ainsi des ressources naturelles les plus rentables, spécifiques à chaque région.

Certaines filières au profil plat - comme la géothermie - ou au caractère pilotable - telles que la cogénération au bois - voient leur surcoût compensé par le service qu'elles rendent au système électrique. Ainsi, celles-ci sont utilisées à leur potentiel

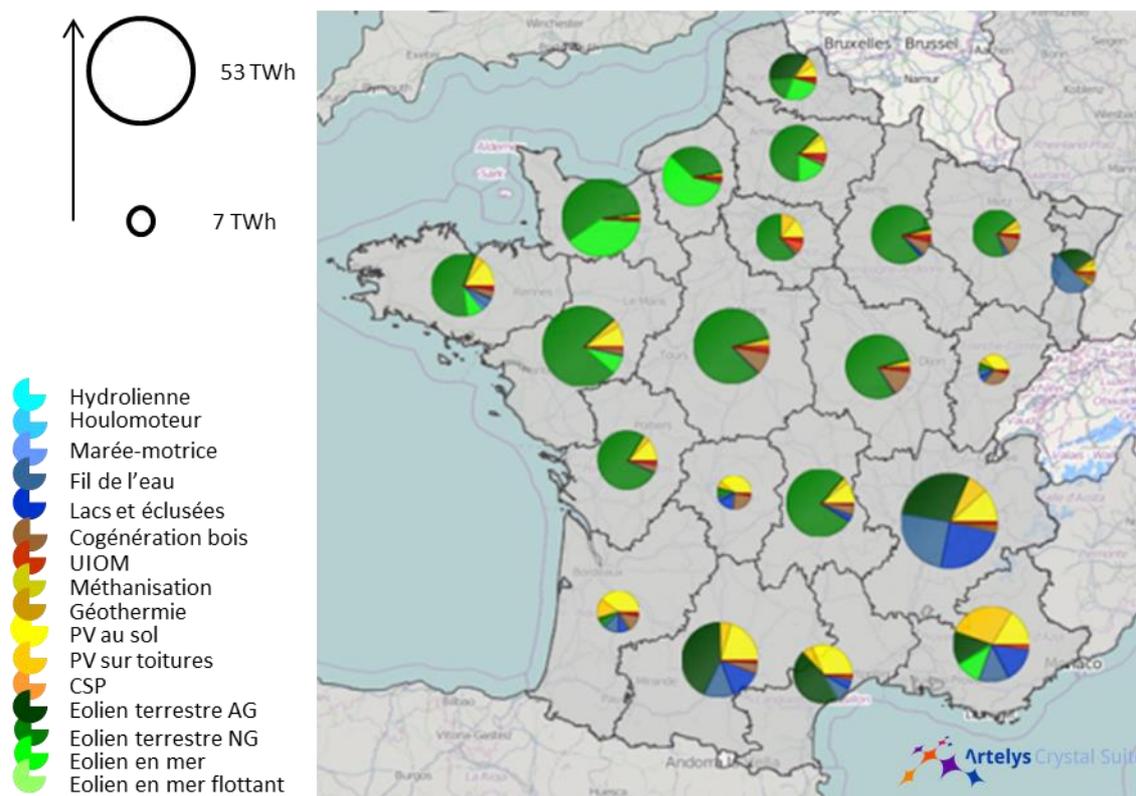
¹² On se place dans un cadre où le seul pilotage est une programmation quotidienne statique (non optimisée face au système) de l'eau chaude sanitaire et de la charge des véhicules électriques.

maximal. Leur part dans le mix global reste toutefois faible, au vu des contraintes sur les gisements, fixées de façon exogène.¹³

En fonction des hypothèses de coûts retenues et de l'adéquation des profils de production, le ratio optimal en énergie entre le photovoltaïque et l'éolien est de l'ordre de quatre fois plus d'éolien que de PV à partir de 80% EnR. Ce ratio diminue lorsque le développement de l'éolien est contraint par une acceptabilité sociale plus faible : dans ce cas, l'énergie photovoltaïque peut représenter 40 à 50% de l'énergie produite par l'éolien.

En outre, à condition de voir leurs coûts fortement réduits, les énergies marines peuvent trouver leur place dans un mix optimisé 100% renouvelable, faisant profiter le système électrique de leur profil plus régulier (au pas de temps hebdomadaire).

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



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

Les capacités d'échanges inter-régionales associées au mix optimisé 100% renouvelable devraient se voir accrues de 36% par rapport à la situation actuelle. En

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

outre, des renforcements des interconnexions aux frontières sont également prévus (ceux-ci ont été fixés en amont, à partir des hypothèses du scénario Nouveau Mix de RTE), de 14 à 23 GW à l'export et de 11 à 16 GW à l'import. Ces interconnexions permettent de bénéficier du foisonnement des productions renouvelables entre la France et ses voisins (régimes de vent et décalages entre les pics d'ensoleillement). Il a ainsi été avéré qu'une fourniture d'électricité 100% renouvelable sur le territoire français pouvait s'intégrer dans le cadre d'une politique européenne favorisant fortement les EnR, avec un taux de pénétration renouvelable de 80% dans les pays frontaliers, et un équilibre global annuel importateur nul.

Des calculs spécifiques ont été réalisés dans le cadre d'une variante modélisant le réseau de répartition (63-90kV). Les résultats obtenus ont permis de mettre en évidence un faible impact de la prise en compte du réseau de répartition à la fois sur le mix optimal obtenu, et sur le coût global associé.

* * *

Les enseignements recensés dans le paragraphe ci-dessus restituent les principaux messages issus de la présente étude, mais ne constituent pas une liste exhaustive des analyses réalisées. D'autres thématiques ont également été abordées, telles que des analyses de sensibilité mettant en évidence l'importance de certaines filières (optimisation d'un cas sans PV ou sans éolien nouvelle génération par exemple), une estimation des besoins de réserve, une évaluation de la surface au sol artificialisée ou l'impact des leviers de financement sur les installations de renouvelables.

2.2.4 Limites et perspectives de l'étude

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

- Même si c'est une pratique courante pour ce type d'exercice prospectif, la modélisation du réseau au pas horaire ne permet pas d'évaluer la dynamique fine du réseau et sa stabilité, notamment vis-à-vis de phénomènes transitoires tels qu'une brusque chute de fréquence pouvant se produire en cas d'événement exceptionnel.
- Les mix étudiés permettent d'atteindre un équilibre horaire entre l'offre et la demande mais conduiraient indubitablement à des changements très importants en termes d'exploitation du réseau, changements qui n'ont pas été étudiés dans le cadre de cette étude.
- L'étude réalise une analyse de différents mix électriques optimaux à un horizon lointain sans prendre en compte l'existant. Elle ne s'intéresse donc pas à la trajectoire d'investissement permettant d'assurer une transition entre le système électrique actuel et les mix étudiés.

- A ce stade, on ne considère pas de surcoûts dans les réseaux de distribution : les coûts actuels ont simplement été prolongés. Des travaux ultérieurs pourraient venir compléter les analyses sur ces sujets.
- Les coûts sont évalués du point de vue de la collectivité et ne reflètent pas les opportunités que pourrait avoir un porteur de projet, du fait de dispositifs réglementaires particuliers. Ainsi, une répartition des coûts de fourniture d'électricité (par exemple : part énergie / part puissance / part fixe du TURPE, répartition de la CSPE...) qui ne reflète qu'imparfaitement la réalité et la disparité des coûts pour la collectivité peuvent rendre rentables certains projets pour leur promoteur alors qu'ils seraient non-optimaux pour la collectivité.
- 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 (critère d'indépendance) ou environnementales (impacts en termes de GES, polluants, risques accidentels...) ne sont pas traitées.

2.3 Auteurs

Le pilotage de l'étude a été réalisé par l'ADEME avec la participation de la DGEC. Il a mobilisé les personnes suivantes :

- Anne-Laure Dubilly, ingénieur au service Réseaux et Energies Renouvelables, de l'ADEME
- David Marchal, adjoint au chef de service Réseaux et Energies Renouvelables, de l'ADEME
- Jean-Michel Parrouffe, chef de service Réseaux et Energies Renouvelables, de l'ADEME
- Damien Siess, Directeur Adjoint Productions et Energies Durables, de l'ADEME
- Eric Vidalenc, économiste au Service Economie et Prospective, de l'ADEME
- Jonathan Weill, Direction Générale de l'Énergie et du Climat, du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie

L'ADEME a confié la réalisation de l'étude à un consortium composé d'Artelys, ARMINES-PERSEE et Energies Demain.

Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- Direction de projet (Artelys) : Laurent Fournié
- Chef de projet (Artelys) : Alice Chiche
- Modélisation des systèmes énergétiques, simulation d'équilibres offre-demande horaires, optimisation de systèmes énergétiques, calculs économiques (Artelys) : Nathalie Faure, Régis Bardet, Jean-Christophe Alais
- Connaissance et évaluation des EnR non pilotables, météorologie pour l'énergie, et prévision à court terme de la production EnR (ARMINES-PERSEE) : Robin Girard, Arthur Bossavy, Loïc Le Gars

- Modélisation et analyse de la demande énergétique (Energies Demain) : Jean-Baptiste Biau, Ugo Piqueras, Colombe Peyrusse

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

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

* * *

Artelys est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. A travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est devenu un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique de grands systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.

Le centre **ARMINES-PERSEE**, Centre commun d'ARMINES et MINES ParisTech (ici désignant plus particulièrement le groupe ERSEI) a développé une expertise sur la modélisation de la production renouvelable variable et son intégration au système électrique au cours des 25 dernières années. Plus récemment, les questions de l'intégration de la production renouvelable au marché de l'électricité ont été intégrées à ce domaine d'expertise.

Energies Demain a développé depuis plusieurs années des outils permettant la reconstitution et la projection de la demande énergétique à toutes les échelles territoriales, allant de la commune à la France. La modélisation est réalisée pour chaque usage individuellement pour chaque typologie d'utilisateurs. L'approche « Bottom-up » retenue s'appuie sur une estimation des besoins unitaires, des taux d'équipements et des modes d'utilisation.



2.4 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	<i>Energies Demain</i>
[Coûts]	Coûts technologiques	<i>Artelys</i>
[EolienPV]	Gisements et courbes de productibles PV et éolien	<i>ARMINES-PERSEE</i>
[Gisements]	Gisements EnR autres que PV et éolien	<i>Artelys</i>
[Marché]	Analyses qualitatives sur les règles du marché et la rentabilité des installations	<i>Artelys</i>
[Modèle]	Inventaire des moyens de production existants Le modèle d'optimisation-simulation	<i>Artelys</i>
[Réserve]	Journées-Types Détermination de la réserve	<i>ARMINES-PERSEE</i>

Retrouvez l'animation web avec la chronique horaire du mix électrique 100% EnR sur <http://mixenr.ademe.fr>.

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 de temps 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 sept 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 7 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 7 présente également les gisements totaux au niveau national.

-  Hydrolienne (3 GW)
-  Houlomoteur (9.9 GW)
-  Marée-motrice (0.2 GW)
-  Fil de l'eau (7.6 GW)
-  Lacs et éclusées (13.2 GW)
-  STEP (9.3 GW)
-  Cogénération bois (3 GW)
-  UIOM (0.4 GW)
-  Géothermie (0.1 GW)
-  PV au sol (47.2 GW)
-  PV sur toitures (364.3 GW)
-  CSP (0.4 GW)
-  Eolien terrestre (174.2 GW)
-  Eolien en mer (20.1 GW)
-  Eolien en mer flottant (46.2 GW)

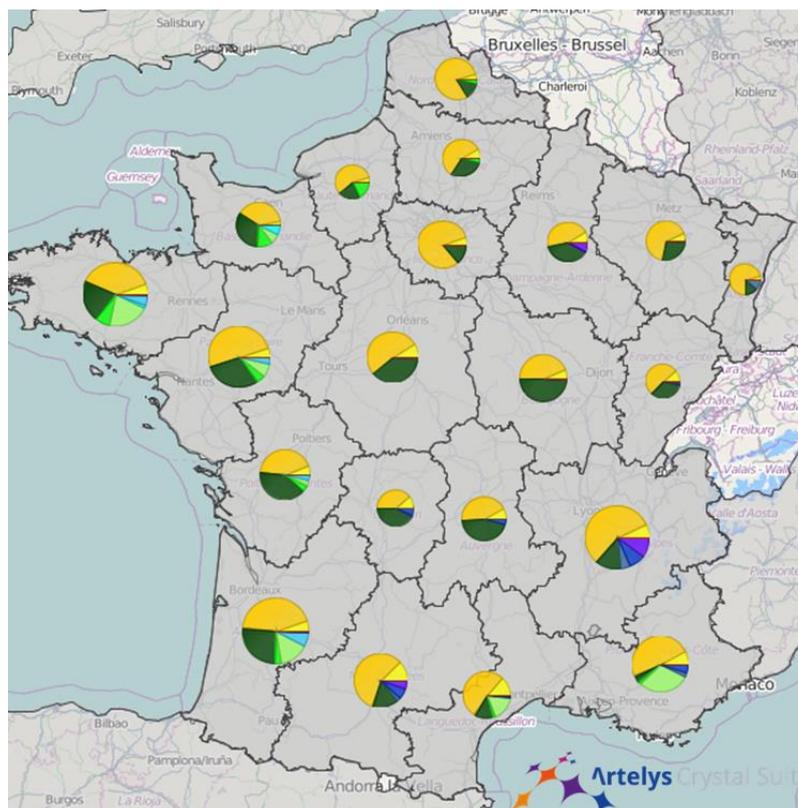


Figure 7 – Carte des gisements obtenus par région (total ~700 GW)

La Figure 8 permet également de comparer les valeurs des gisements par filière et régions. Par soucis de lisibilité, la Figure 9 reproduit les valeurs de ces gisements pour les filières autres que solaires et éoliennes (les données détaillées sont fournies en annexe).

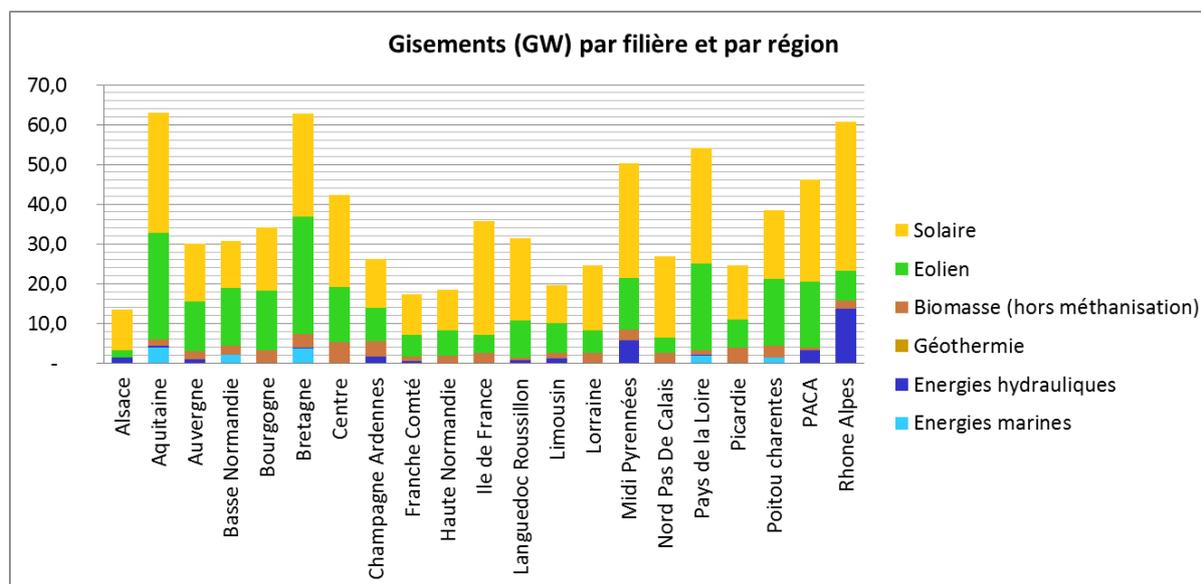


Figure 8 - Gisements par région et macro-filière

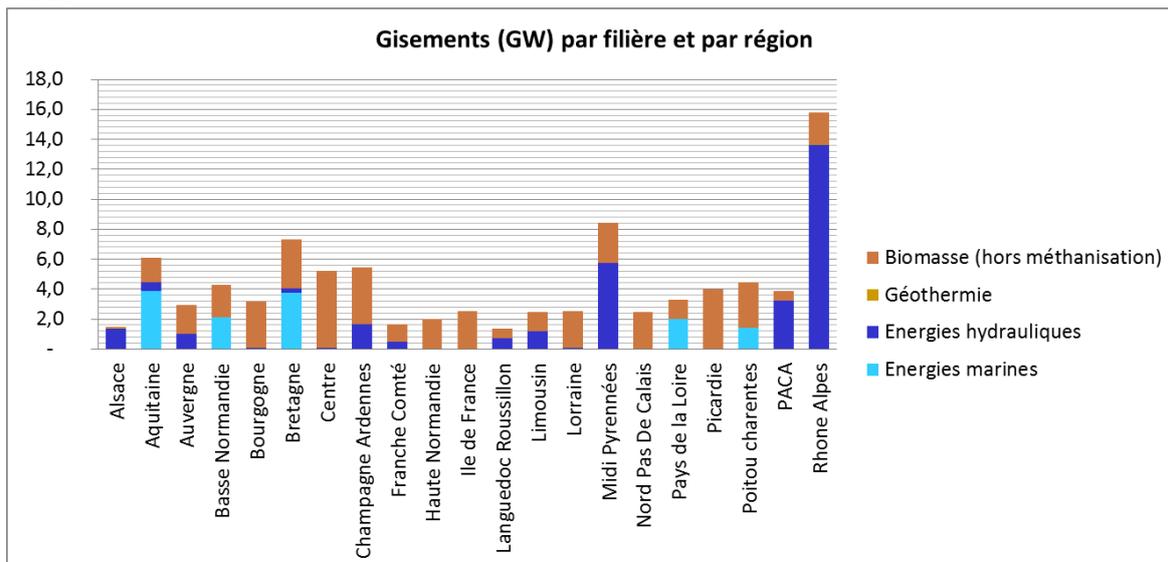


Figure 9 - Gisements par région et filière, hors solaires et éoliennes

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 de temps horaire sont essentiels pour s'assurer que l'équilibre peut être atteint à chaque heure de l'année.

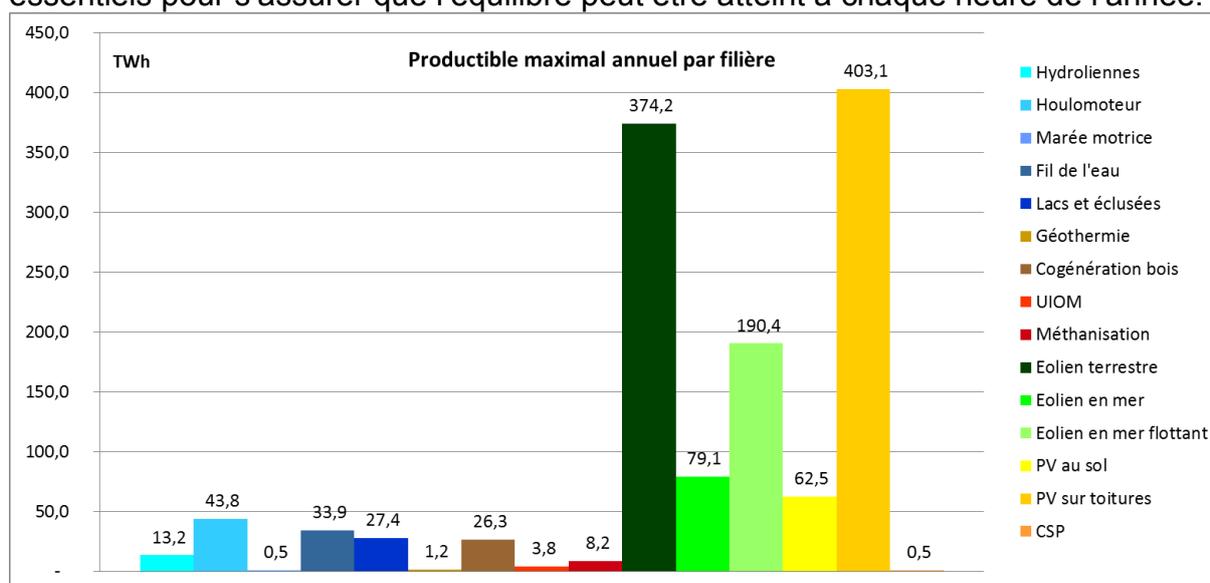


Figure 10 - Productible maximal annuel par filière

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%¹⁴, 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 raccordement¹⁵.

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 11 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.

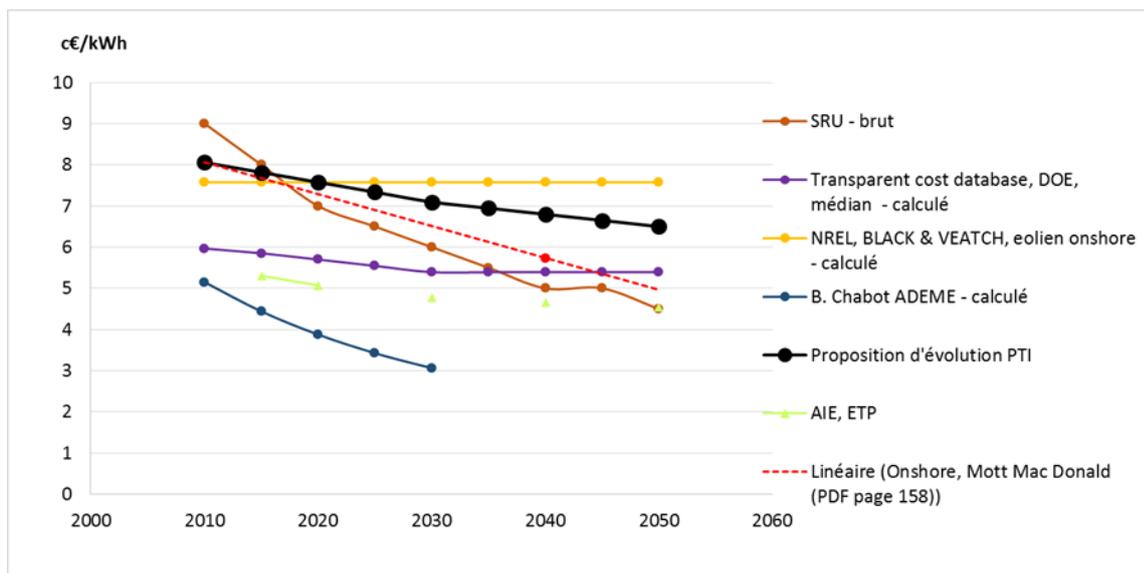


Figure 11 - Evolution du coût de la filière éolienne terrestre (pour un facteur de charge moyen de 25%)

¹⁴ Ce taux correspond à l'hypothèse utilisée par la CRE pour les investissements réseau.

¹⁵ 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.

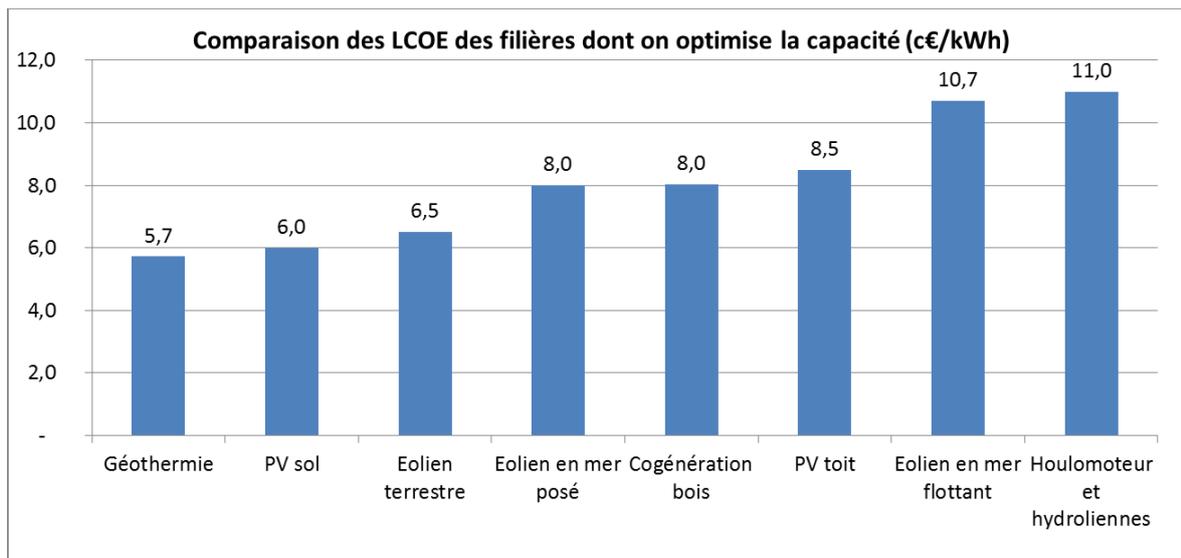


Figure 12 - Comparaison des coûts technologiques projetés à 2050

La Figure 12 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 3.3.1.

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.

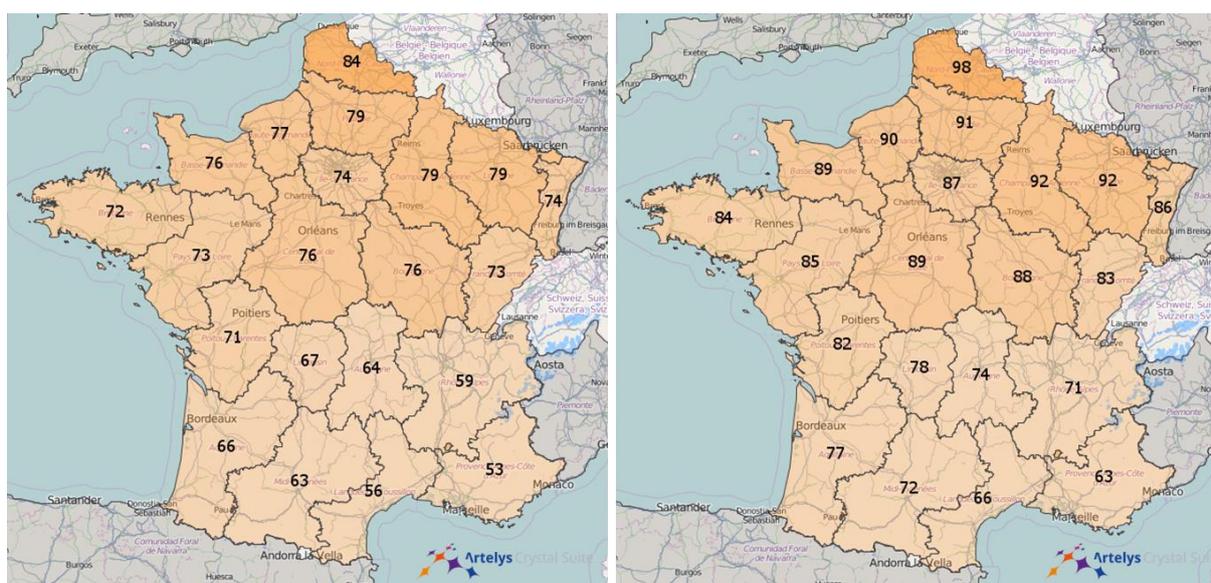


Figure 13 - LCOE par région (€/MWh) des filières PV (au sol à gauche, sur toitures à droite)

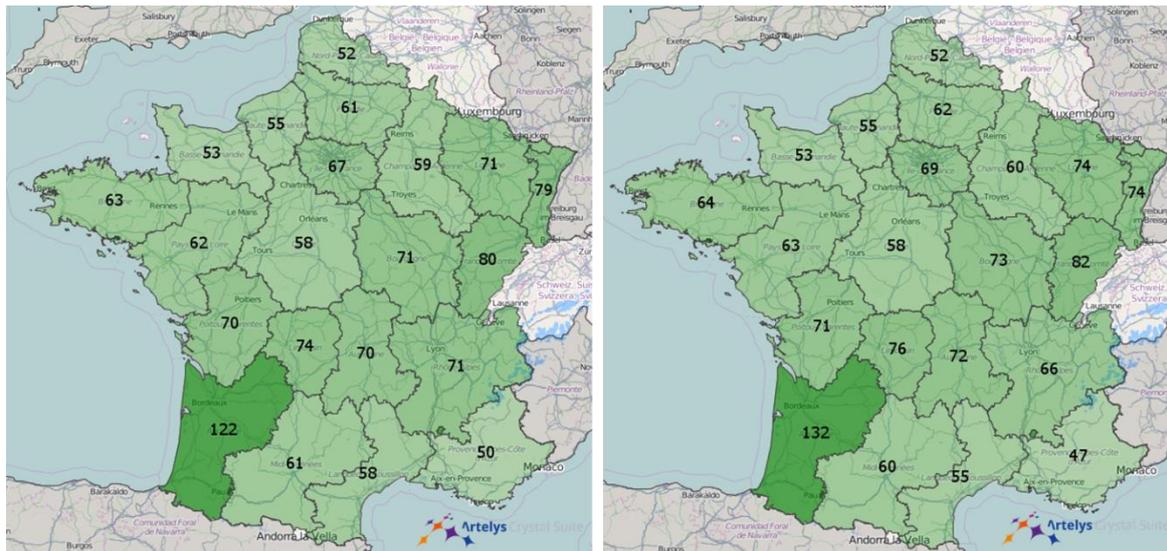


Figure 14 - LCOE par région (€/MWh) des filières éoliennes terrestres (nouvelle génération à gauche, ancienne génération à droite)

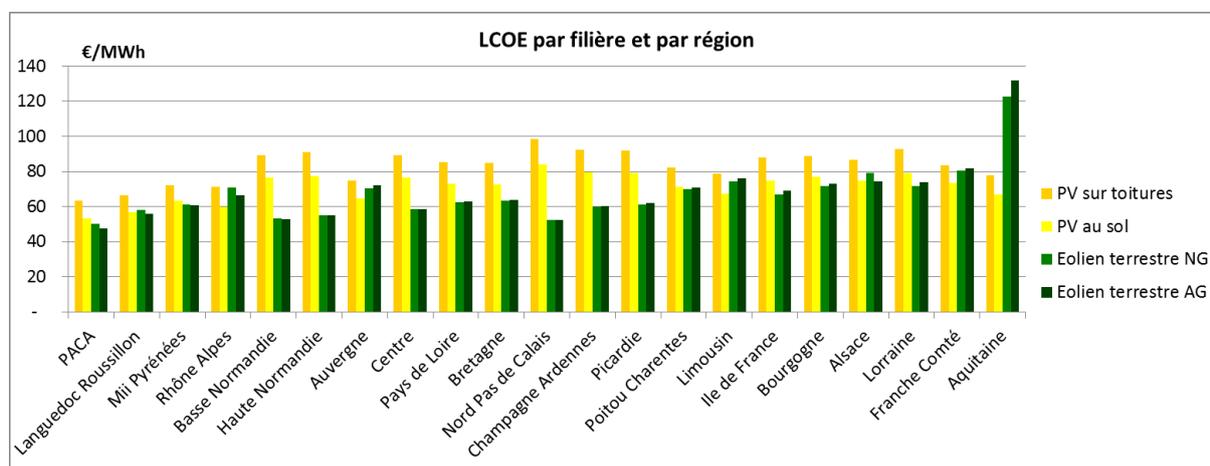


Figure 15 - LCOE par filière, dans l'ordre croissant du coût de l'énergie par région

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 4.2.1.2, 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 stockage¹⁶. La Figure 16 compare les LCOS¹⁷ de ces technologies.

¹⁶ 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 ».

¹⁷ Le LCOS est, pour le stockage, l'analogie 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.

Le stockage inter-saisonnier¹⁸ 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-terme¹⁹ 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.

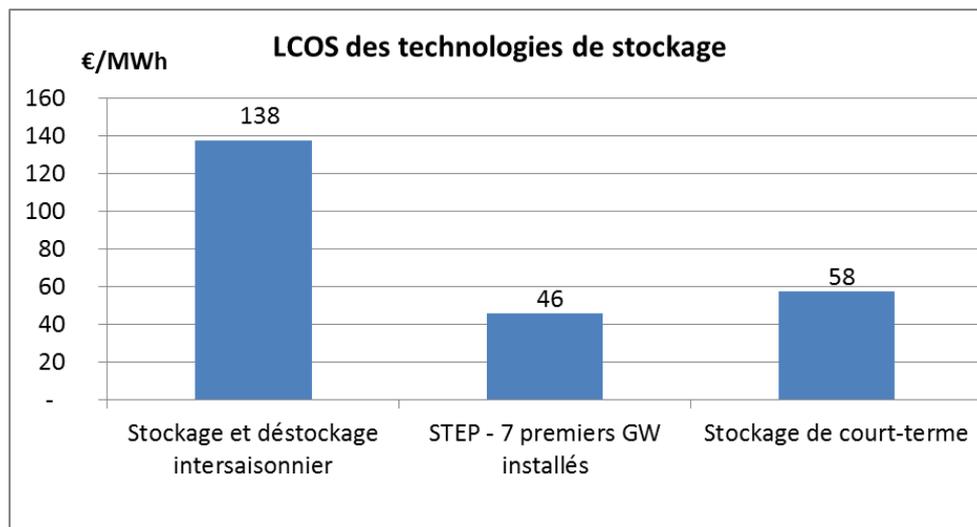


Figure 16 - Comparaison des LCOS des différents stockages

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 421 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 510 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).

¹⁸ Combinaison de technologies « Power to Gas » (méthanation) et « Gas to Power » (TAC).

¹⁹ Assimilable, en termes de caractéristiques technico-économique à des ACAES 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 du fait 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 entraînait 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.

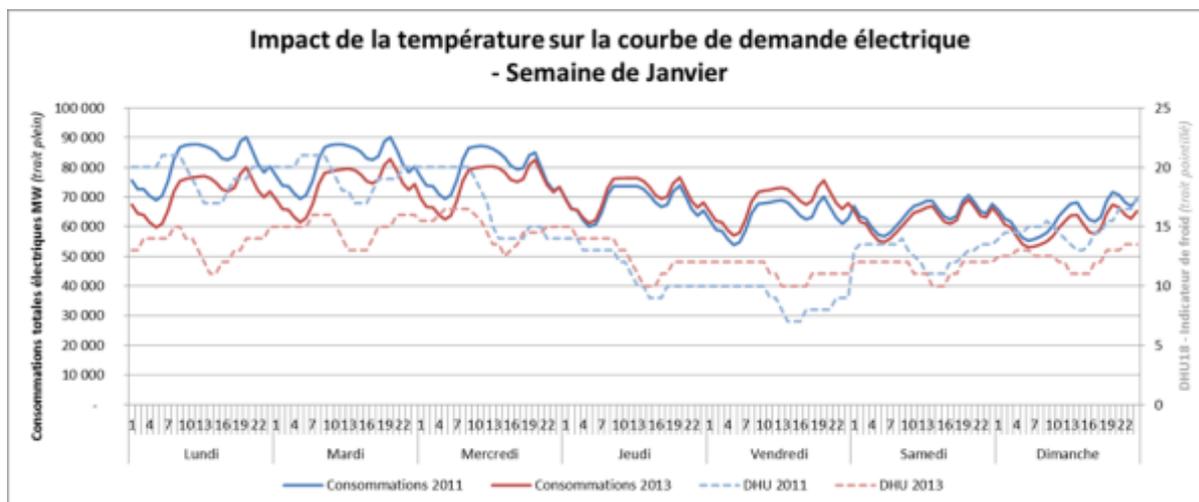


Figure 17 - Thermosensibilité de la demande

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 18 illustre le gradient thermique lié aux hypothèses 2050, comparé au gradient historique. Le gradient de température est calculé heure par heure²⁰. 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.

²⁰ 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.

Elle traduit une forte thermo-sensibilité de la demande de chauffage des pompes à chaleur²¹.

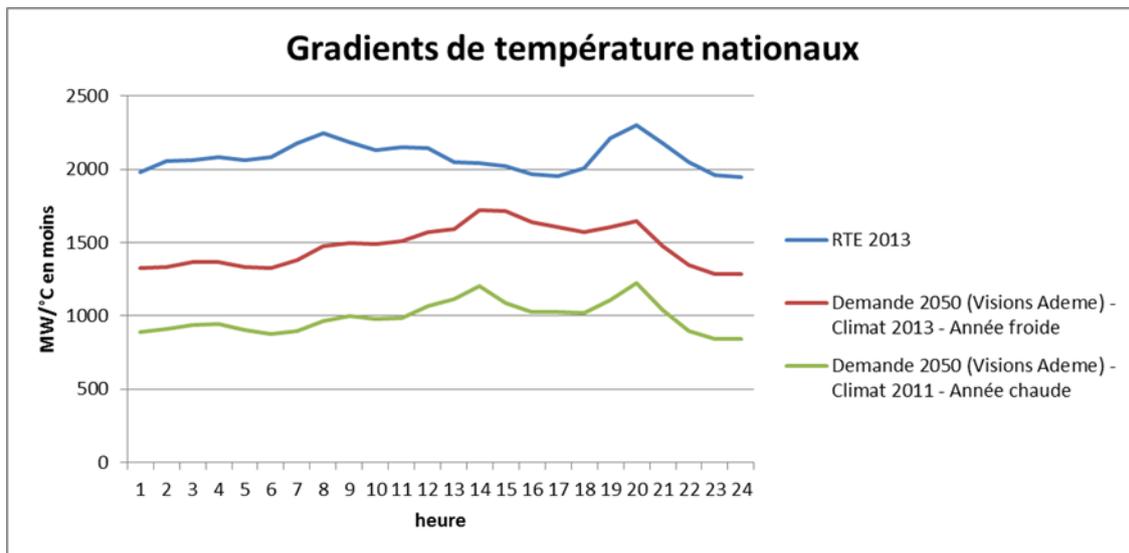


Figure 18 – Gradient thermique 2050

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 (sur un parc de 22 millions de véhicules) dont on optimise la recharge à des bornes, pour moitié situées sur le lieu de travail et l'autre moitié au domicile (Figure 19) ; 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 23), ce qui représente 7 TWh annuels, avec une pointe à 3 GW.
- 75% du chauffage électrique tertiaire et résidentiel (utilisant des PAC) est effaçable (avec report les heures suivantes, comme représenté Figure 21), ce qui représente 35 TWh sur l'année avec une pointe à 25 GW²².
- La moitié des usages blancs²³ de 75% des consommateurs résidentiels est supposée pilotable quotidiennement, soit 8 TWh annuels, avec une pointe à 3 GW.

²¹ Dans les Visions Energie de l'ADEME à l'horizon 2050, on considère que 50% des bâtiments sont chauffés au moyen de pompes à chaleur.

²² On considère au total 21.9 millions de bâtiments résidentiels (36 millions de logements) et de 15.6 millions de bâtiments tertiaires.

²³ Les usages blancs recouvrent les lave-linge, lave-vaisselle et sèche-linge.

A travers ces hypothèses, l'ADEME présuppose que la diffusion d'une seconde génération de compteurs communicants à l'horizon 2050 a permis de généraliser le déploiement de dispositifs permettant le pilotage des usages à un coût très réduit. Les hypothèses détaillées de flexibilité du parc sont indiquées 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.
4. Des calculs ont également été effectués dans le cadre d'une variante sans flexibilité dynamique de la consommation, de manière à appréhender l'impact des hypothèses retenues. Les résultats sont présentés au paragraphe 5.6.

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 19) suivant des chroniques d'arrivée et de départ²⁴, mais la charge est pilotée par le système (par exemple 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 20.

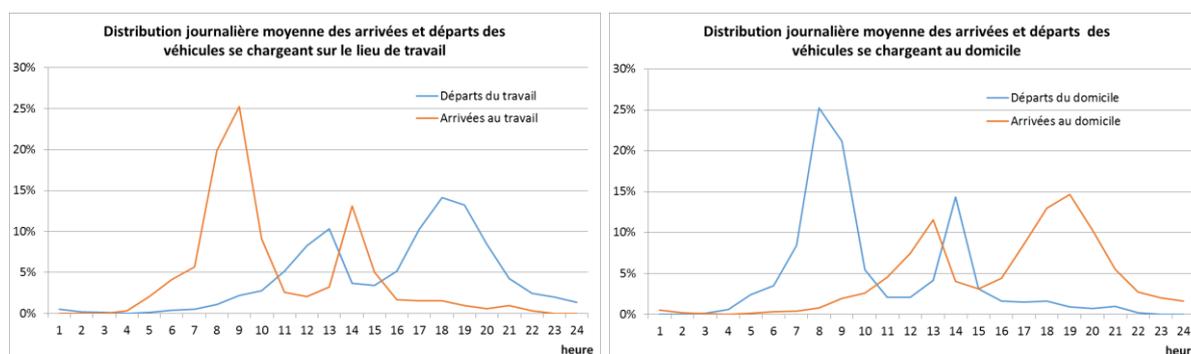


Figure 19 - Arrivées et départs de véhicules électriques chargés au travail (à gauche) ou au domicile (à droite)

²⁴ Source : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/ED41.pdf>

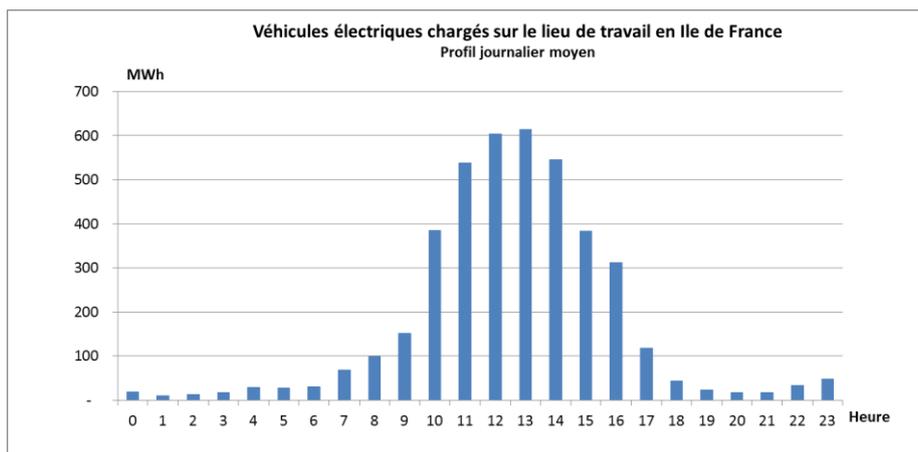


Figure 20 - Exemple de profil journalier moyen de recharge de véhicules électriques ; cette courbe n'est pas une hypothèse, mais le résultat du placement optimisé de la demande par rapport à la production EnR

Le modèle d'effacements-reports de chauffage a été construit à partir d'une courbe de simulations thermiques sur un parc de bâtiments représentatifs²⁵ ; 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 21.

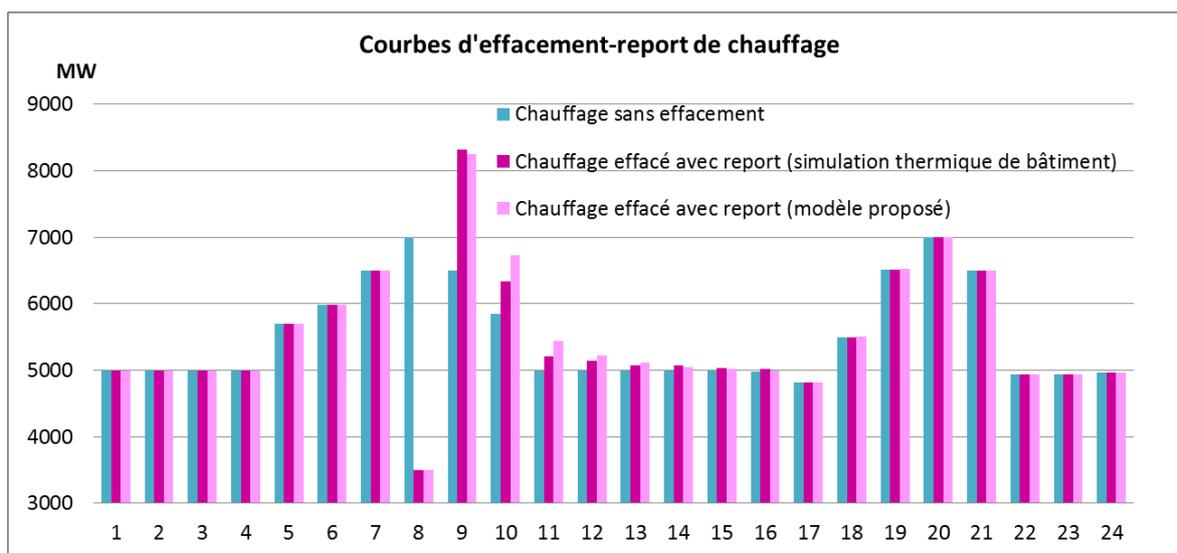


Figure 21 - Modèle de report des effacements de chauffage, dans le cas d'un effacement de 3.5 GW de chauffage pendant 1 heure de temps à 8h du matin

On observe sur la Figure 22 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.

²⁵ Simulations thermiques réalisées avec le logiciel COMFIE. Le module d'effacement du chauffage a été mis au point dans le cadre d'un projet PCBR-RESITER qu'Energies Demain avait réalisé pour l'ADEME: Programme de Recherche Prioritaire N°6 : "Réseaux Intelligents et Stockage de l'Énergie" qui s'est achevé début 2012.

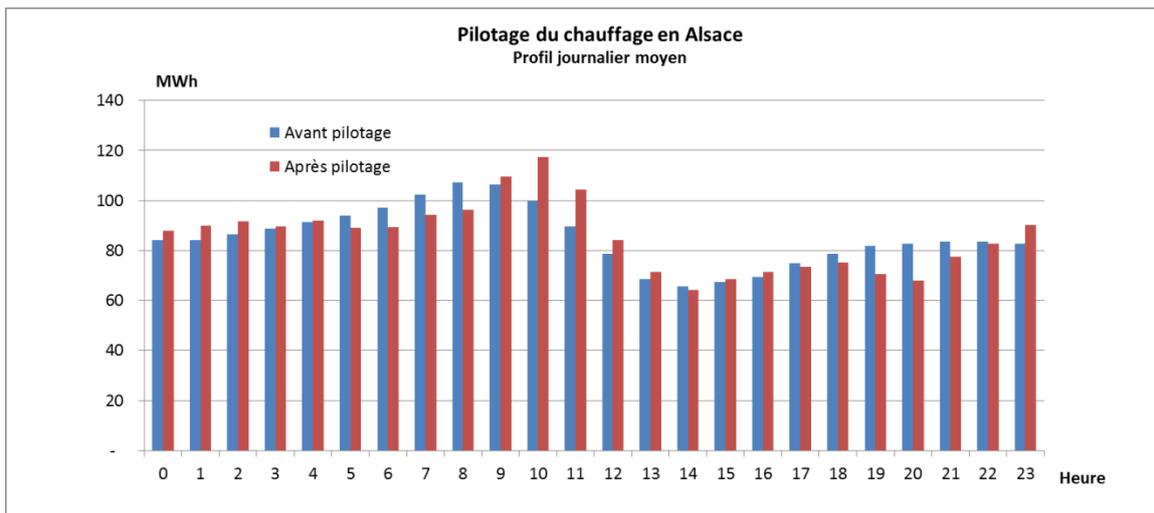


Figure 22 - Exemple de pilotage de la consommation de chauffage ; il ne s'agit pas d'une hypothèse mais du résultat du placement des effacements de chauffage en adéquation avec la production d'électricité

Remarque : Les différents équipements de chauffage sont pilotés alternativement pour éviter le report de puissance observé une heure après sur la Figure 21 (puissance) et ainsi obtenir comme sur la Figure 22 un lissage de la pointe associé au chauffage.

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 23). 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.

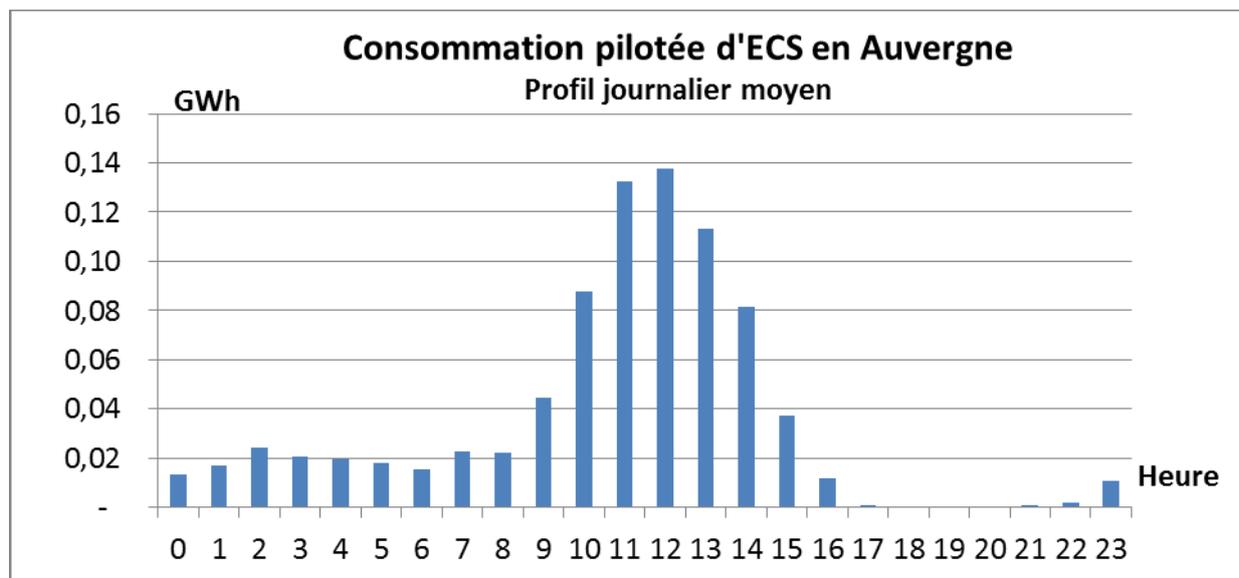


Figure 23 - Profil journalier moyen de la recharge des ballons d'eau chaude en Auvergne ; là encore, il s'agit du résultat de l'optimisation fournie par le modèle

La Figure 24 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 effacements²⁶) ;
- 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.

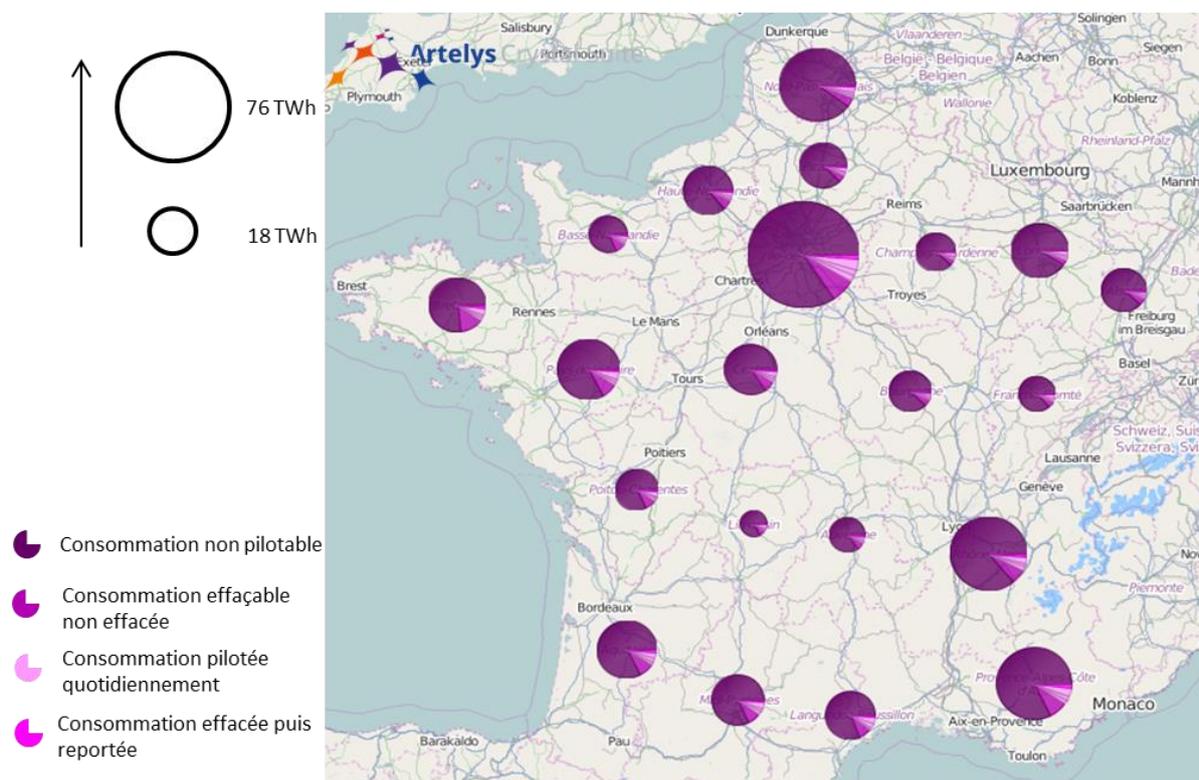


Figure 24 - Consommation 2050 répartie par régions (422 TWh annuels, pointe après pilotage 96 GW)

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 jour²⁷ et celles de 6.6 millions de véhicules utilitaires ou

²⁶ 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.

²⁷ On suppose que le pilotage de la recharge nocturne est pris en charge par le système de pilotage des consommations résidentielles.

serviciels (prix du pilotage de 50 € par véhicule²⁸, similaire à celui d'une installation résidentielle).

3.2.5 La prise en compte de l'aléa météorologique

Comme l'illustre la Figure 25, les conditions météorologiques génèrent des écarts importants sur les productibles renouvelables d'une année sur l'autre.

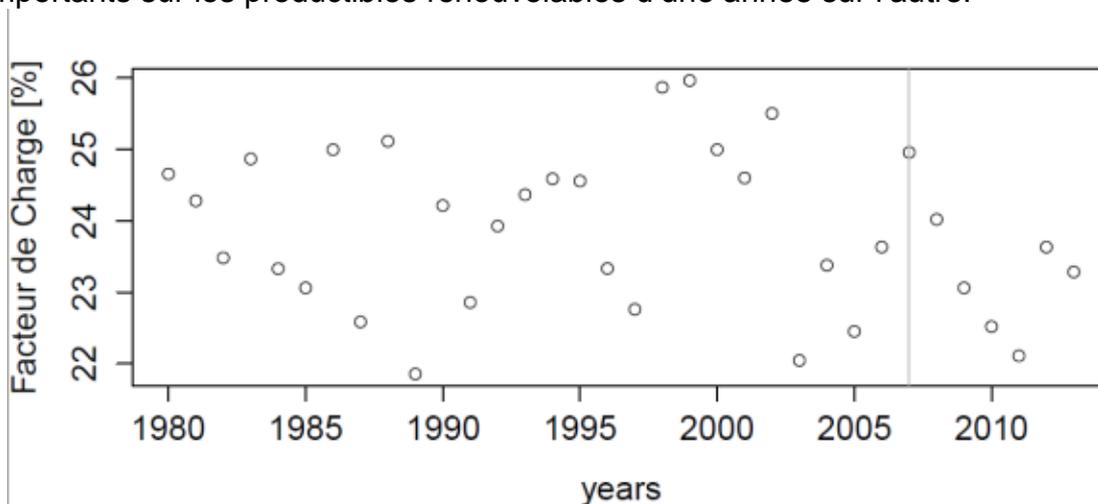


Figure 25 - Comparaison historique des facteurs de charge des productions éoliennes en France. Les années 2006-2007 à 2012-2013 ont été utilisées pour l'étude.²⁹

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 compte 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 26 et la Figure 27 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 27) 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).

²⁸ Hypothèse plutôt surestimée, car il y aura plus de véhicules que de bornes.

²⁹ Les années précédentes ne sont pas représentatives du productible éolien, car il n'y avait que peu de sites installés.

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

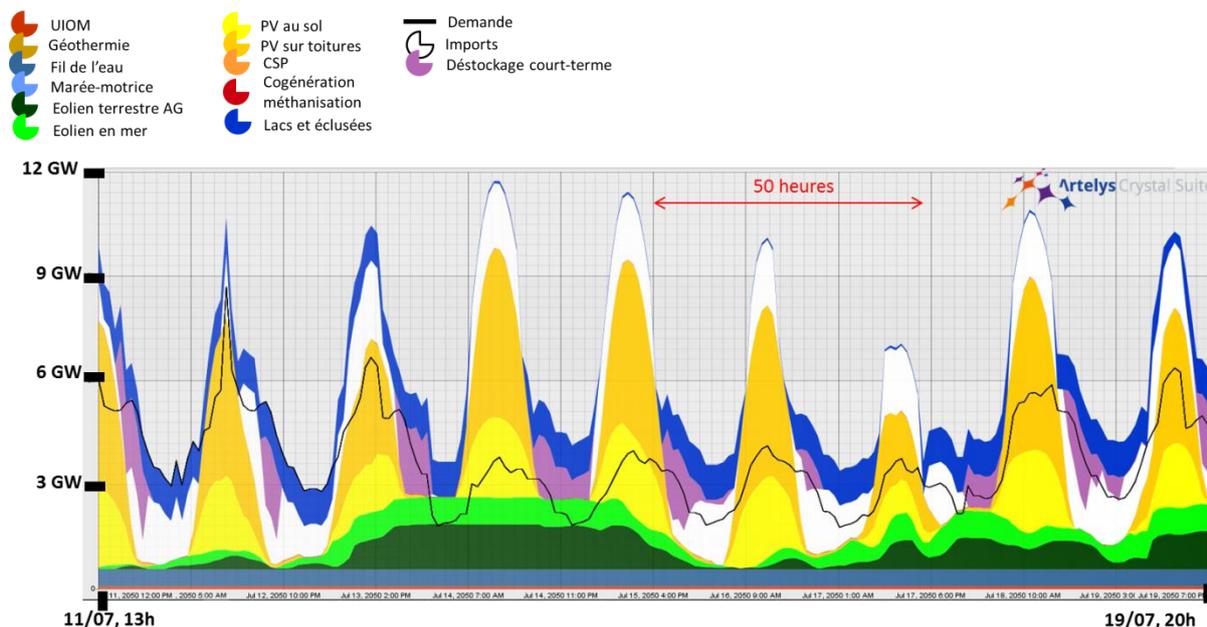


Figure 26 - Exemple de production EnR en PACA, pendant l'été ; la courbe de demande figure en trait plein noir

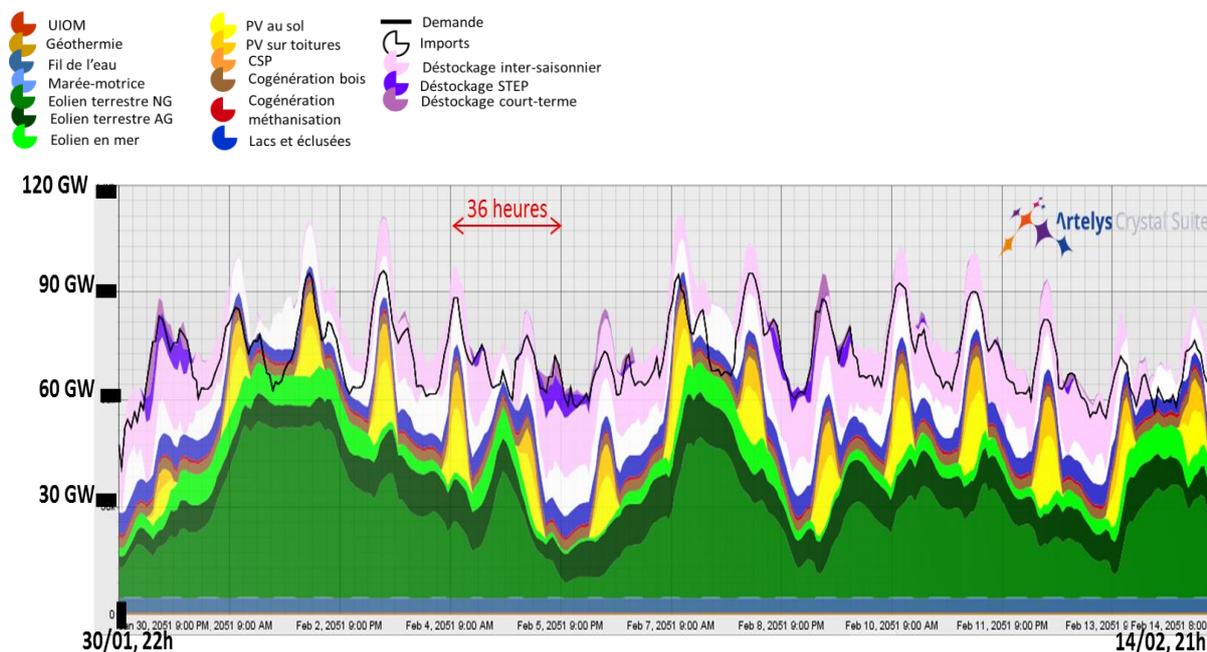


Figure 27 - Zoom sur la vague de froid correspondant à février 2012

Remarques :

1. Plusieurs représentations de « productions cumulées », telles que celle Figure 27 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 valorisée en méthane, stockée sur le réseau de gaz, puis ré-exploitée 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, ...).

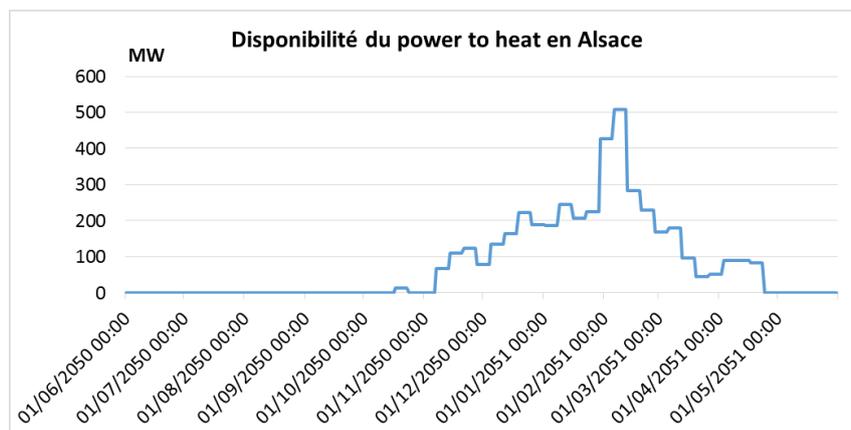


Figure 28 - Exemple de courbe de disponibilité de valorisation Power to Heat (demande de chauffage, de laquelle on retire la production de chaleur fatale)

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)³⁰ ;
- 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).

Chacune de ces filières présente des gisements, profils de production et 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].

3.3.1.2 Focus sur les éoliennes de nouvelle génération

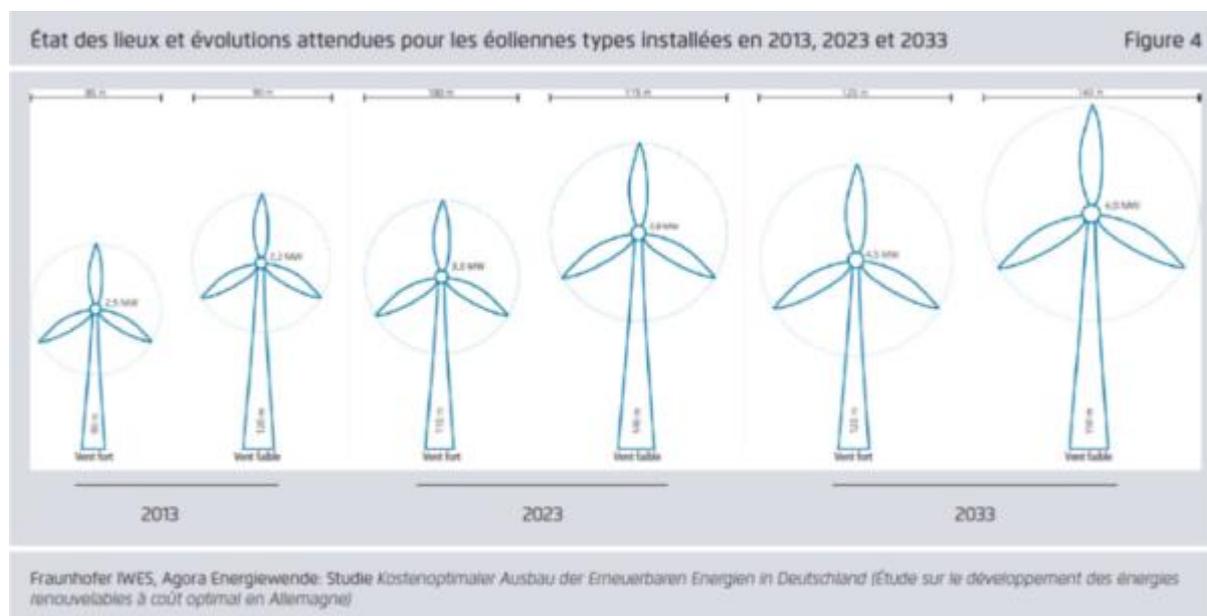


Figure 29 - Evolution des caractéristiques des éoliennes – source Fraunhofer

Une nouvelle génération de turbines éoliennes apparaît aujourd'hui dans les catalogues des constructeurs. Ces turbines, à pales plus grandes pour une

³⁰ Les profils de production des filières marines ont été reconstitués grâce aux données issues de la base Previmier.

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'heures de fonctionnement pleine puissance plus élevé. Il a été supposé plus élevé de 30% en moyenne 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 peut donc arbitrer entre un avantage système et un besoin de puissance.

Tableau 3 - 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	2 470 h	19.7 GWh	3 286 h
Nouvelle génération	5.3 MW	<3	3 241 h	17.1 GWh	4 374 h

Les épisodes de production simulée représentés Figure 30 et Figure 31 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. Cependant, 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 31. 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 32).

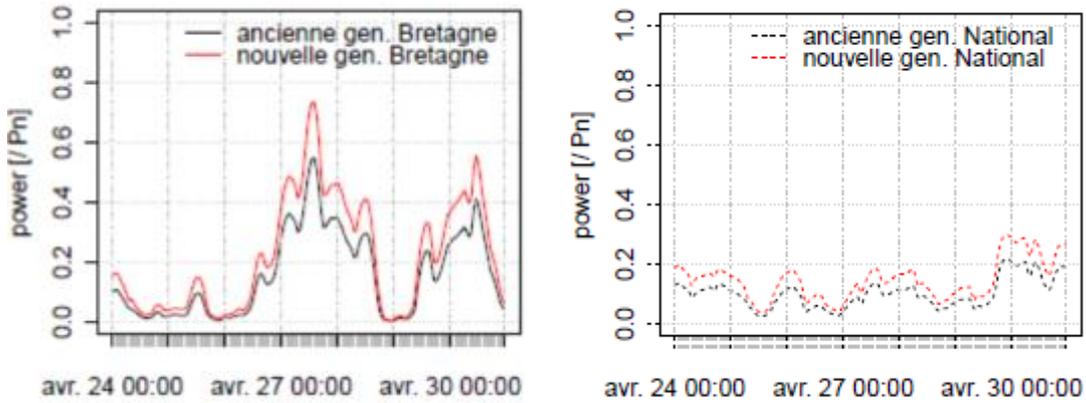


Figure 30 - Episode de production lors d'une semaine avec peu de vent pour la Bretagne (à gauche) et la France entière (à droite). La production est ramenée à la puissance installée. La valeur 1, atteignable pour une turbine donnée, n'est pas atteinte en raison du foisonnement.

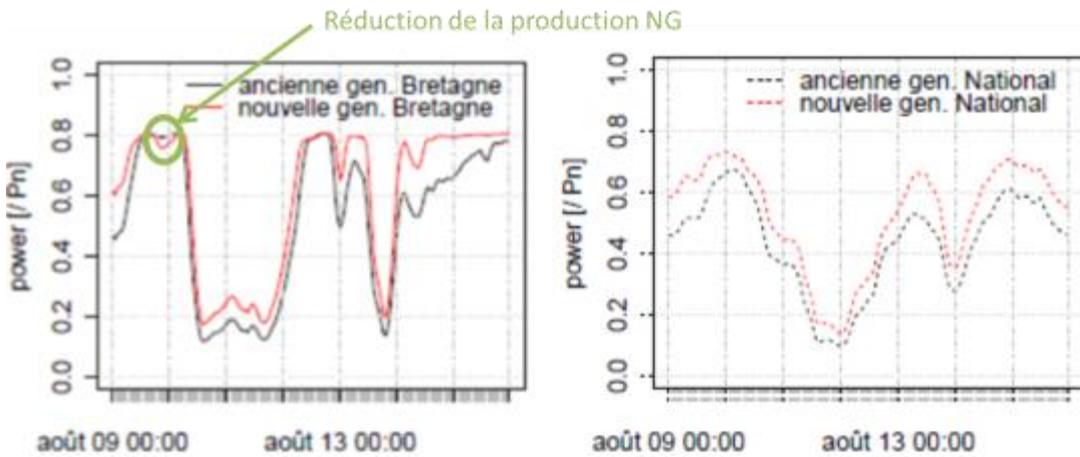


Figure 31 - Episode de forte production d'une semaine pour la Bretagne (à gauche) et la France entière (à droite)

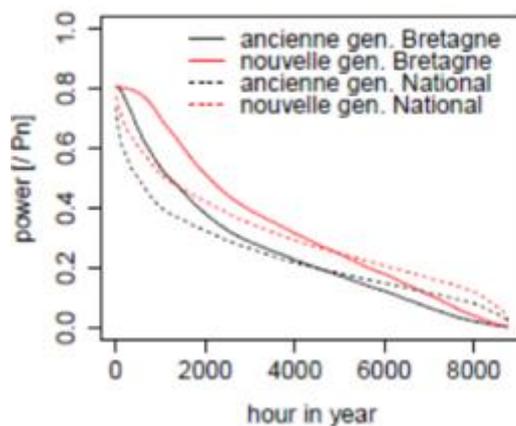


Figure 32 - Monotones calculées à partir des données du scénario de référence

3.3.1.3 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 33) ;
- 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 réservoirs offre de surcroît l'opportunité d'une gestion inter-saisonnière, qui permet notamment de faciliter le passage des vagues de froid.

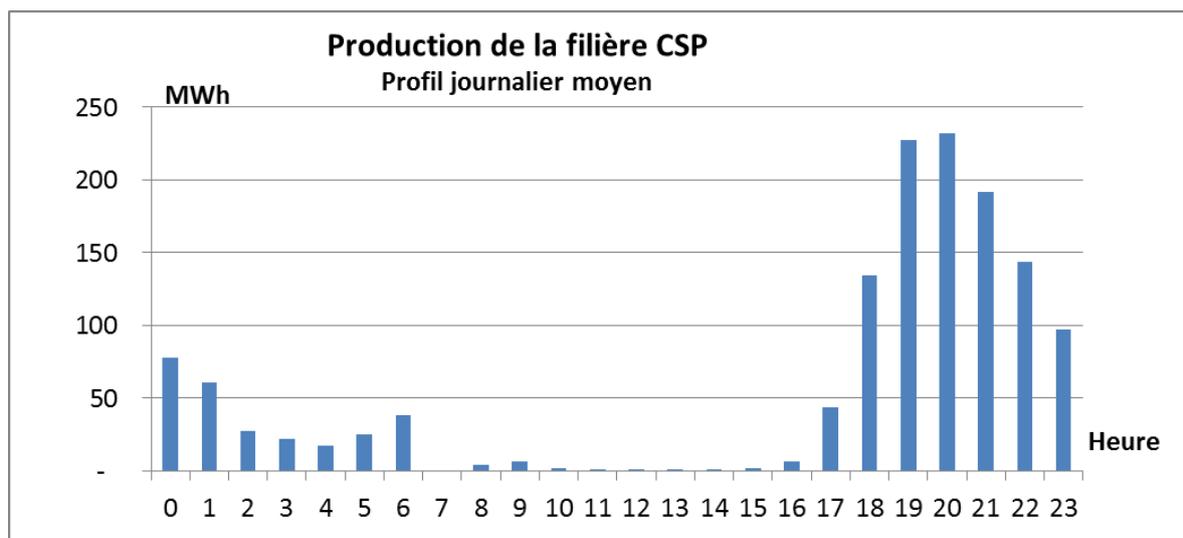


Figure 33 - Profil journalier moyen de production effective optimisée de la filière solaire thermodynamique à concentration - CSP

3.3.2 Stockage

La principale caractéristique d'un moyen de stockage est le ratio entre la puissance et l'énergie stockée, déterminant le temps pendant lequel le moyen de stockage peut se décharger à pleine puissance. L'étude PEPS³¹ avait identifié qu'en 2030 deux principaux types de stockage permettraient de répondre aux contraintes différentes imposées par le photovoltaïque et l'éolien :

³¹ <http://www.ademe.fr/etude-potentiel-stockage-denergies>

- 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 ACAES³² ou des batteries (exemple Figure 34) ;
- des STEP³³ permettant un stockage infra-hebdomadaire (32 heures de durée de décharge, Figure 36), et a fortiori également un stockage infra-journalier (exemple Figure 35) ;
- 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. 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-GrDF-GRTGaz « Power to Gas »³⁴.

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.

³² Adiabatic Compressed Air Energy Storage : stockage d'électricité par air comprimé adiabatique

³³ Station de transfert d'énergie par pompage, constitué de 2 bassins hydrauliques à des altitudes différentes

³⁴ <http://www.ademe.fr/etude-portant-lhydrogene-methanation-comme-procede-valorisation-lelectricite-excedentaire>

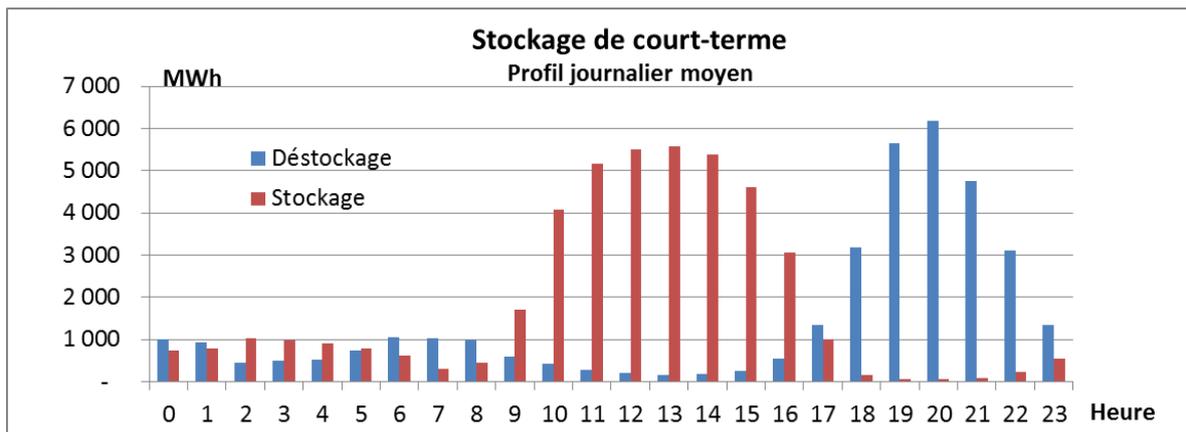


Figure 34 - Profils journaliers moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) optimisés (MWh) de court-terme (valeurs nationales)

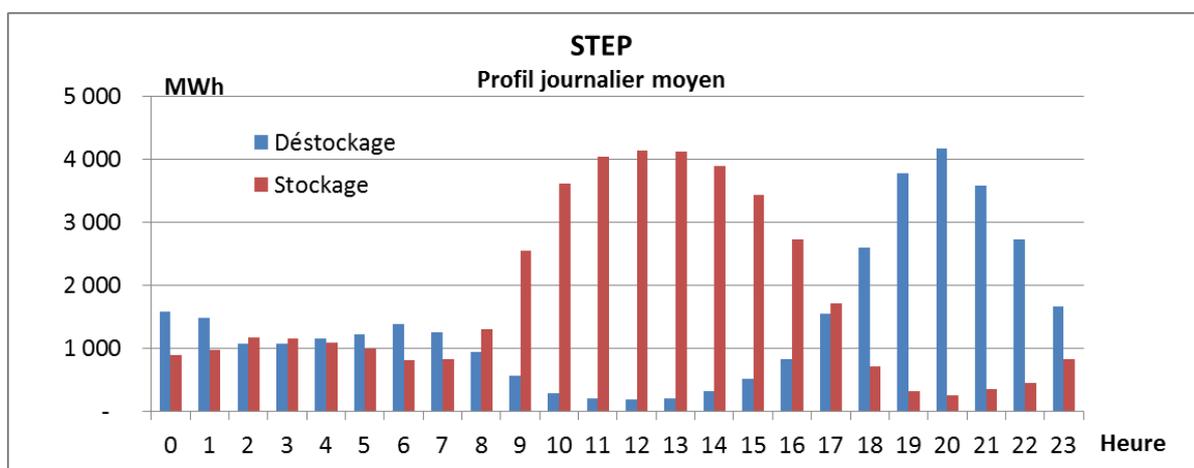


Figure 35 – Profils journaliers moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) des STEP (valeurs nationales)

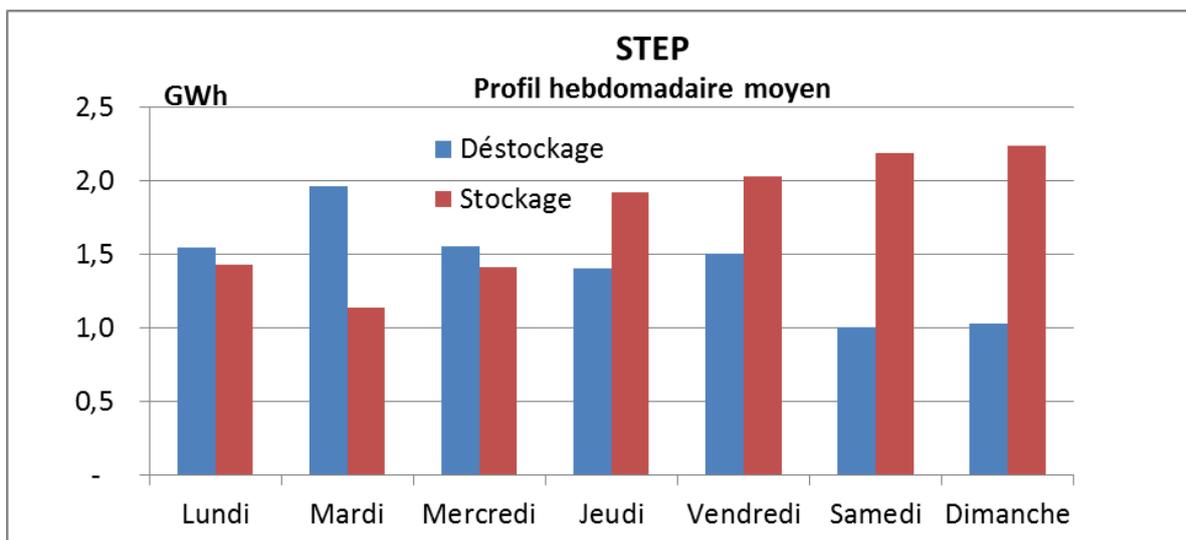


Figure 36 - Profils hebdomadaires moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) des STEP (valeurs nationales)

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 38), et est utilisé pour le passage d'une vague de froid en février, comme on peut l'observer Figure 39. La Figure 40 illustre la cause du stockage notable en décembre : il s'agit du mois au cours duquel la production éolienne est la plus importante.

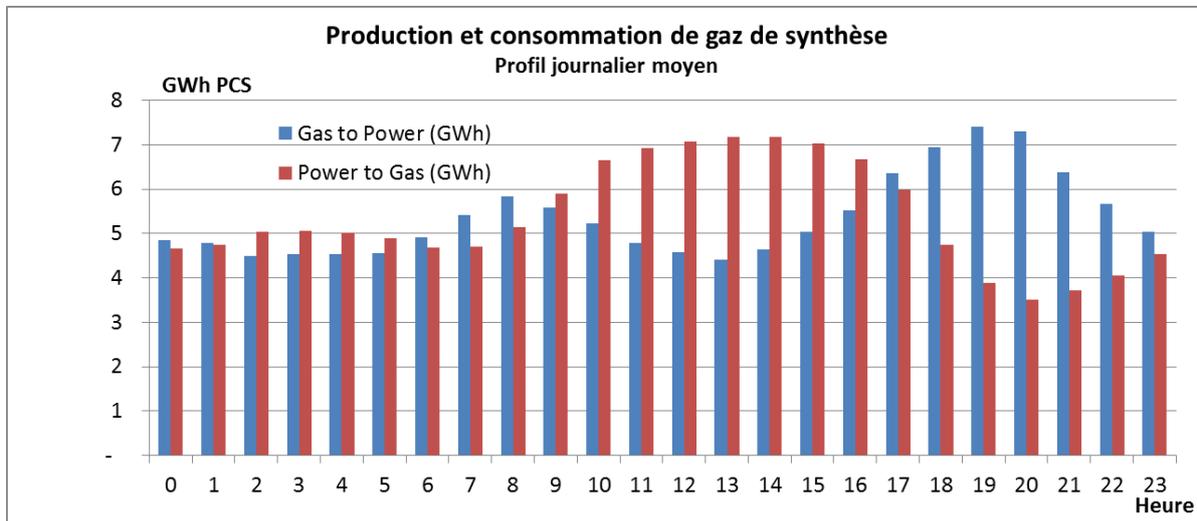


Figure 37 - Participation du stockage inter-saisonnier à la satisfaction du besoin de flexibilité infra-journalier

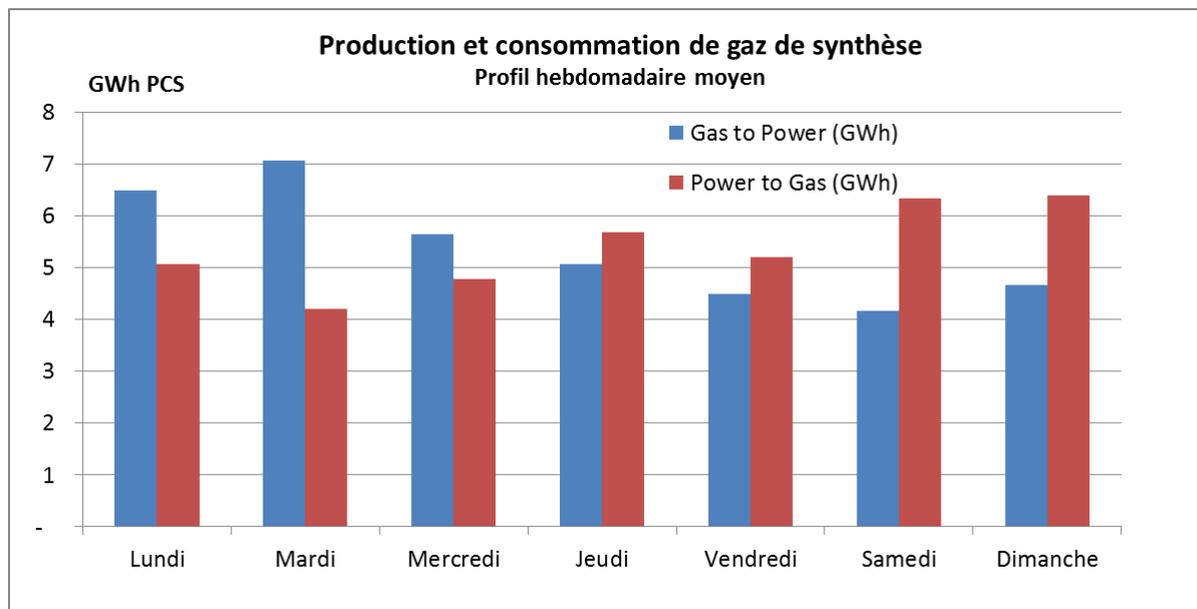


Figure 38 - Participation du Power to Gas to Power au stockage hebdomadaire

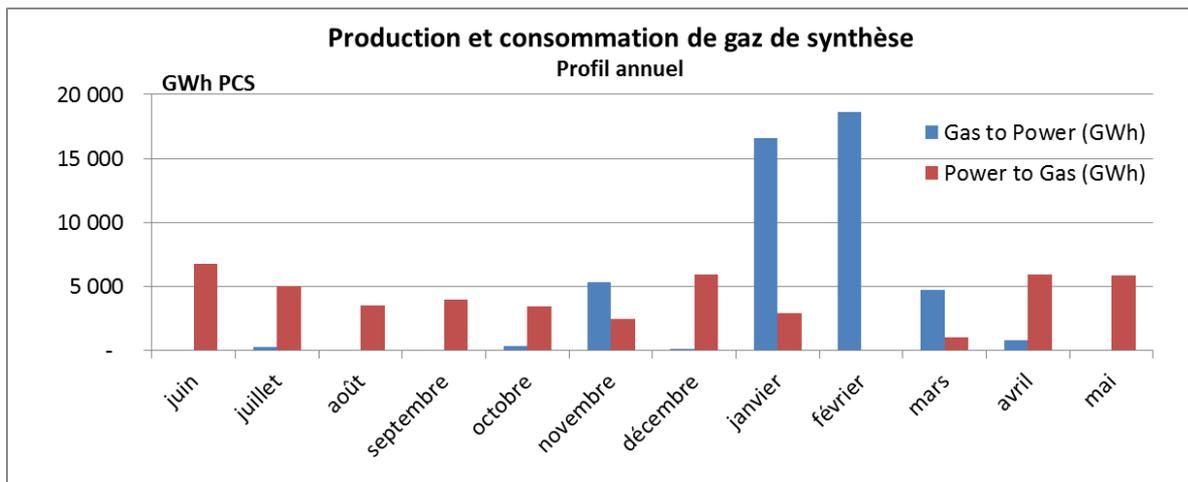


Figure 39 - Stockage et déstockage inter-saisonnier

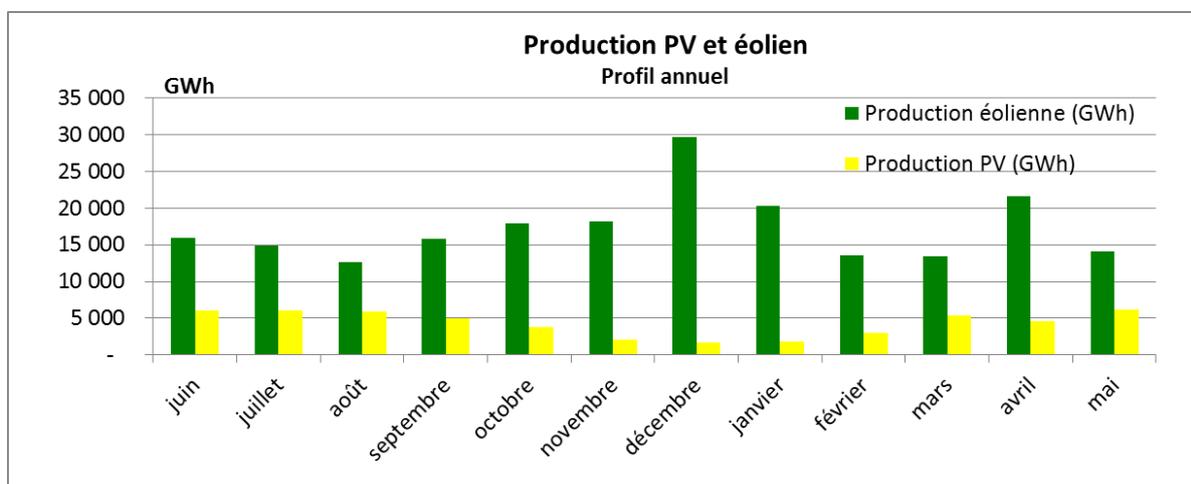


Figure 40 - Répartition mensuelle des productions nationales photovoltaïques et éoliennes

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 41). La question de la reconstitution du réseau de transport physique tel qu'il existe aujourd'hui n'a pas été traitée.

Les capacités d'échange inter-régionales 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.

Remarque : Les pertes en ligne sont déjà comprises dans les scénarios de demande ; on ne prend donc pas leur coût en compte au niveau des réseaux.

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

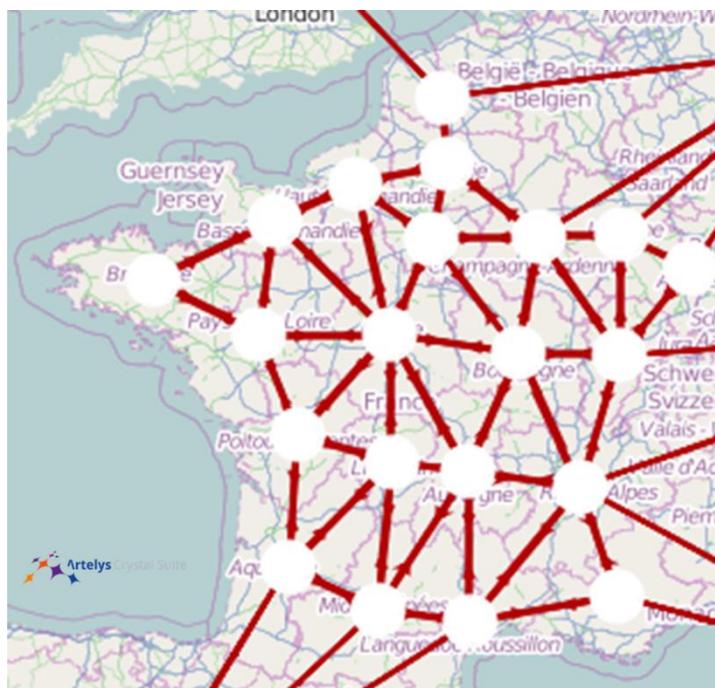


Figure 41 - Carte du réseau interrégional ; la capacité d'échange commercial de chaque segment, hormis les interconnexions avec l'étranger, fait l'objet d'une optimisation

3.3.4 Réseau de distribution

Le réseau de distribution n'est pas modélisé finement, ni pris en compte dans l'optimisation³⁵. Toutefois, ses coûts sont considérés a posteriori dans l'évaluation économique du coût total annuel de fourniture de l'électricité.

Les coûts associés au réseau de distribution sont ainsi inclus à l'évaluation de la manière suivante :

- Les pertes en ligne sont calculées par rapport au niveau de consommation (cf. document [Consommation]) ; leur coût est ainsi considéré en tant que consommation d'énergie supplémentaire.
- Les coûts de raccordement des EnR sont compris dans les coûts d'investissement des technologies (cf. document [Coûts]) : les raccordements et les renforcements induits sont facturés aux producteurs. Ces coûts sont ainsi pris en compte dans l'optimisation. Les coûts associés au raccordement des nouveaux consommateurs ne sont pas comptabilisés³⁶.
- Les coûts d'entretien et de maintenance du réseau de distribution sont supposés égaux aux coûts observés en 2013.

³⁵ En dehors des coûts de raccordement, qui sont pris en compte de façon indirecte puisqu'ils sont inclus dans les coûts des différentes filières EnR

³⁶ A défaut d'hypothèses de projection associées à de tels coûts.

Remarques :

1. Les productions éolienne et « centrales PV au sol » sont principalement raccordées sur des départs dédiés directement sur les postes sources. Ces coûts de raccordement sont pris en compte dans les coûts d'investissement des différentes filières EnR.
2. Les productions du type PV en toitures sont considérées comme correspondant majoritairement à des grandes toitures installées sur des locaux industriels ou commerciaux, proches des lieux de grande consommation³⁷. Cela implique une forte autoconsommation caractérisée par une puissance nette injectée dépassant très rarement la puissance soutirée maximale. Dans ce cas, seule la stabilité en tension est dégradée et conduit au renouvellement de certains ouvrages.
3. D'autre part, on suppose que les productions PV sur toitures résidentielles admettent un fort taux d'autoconsommation combiné à une injection de puissance limitée. En effet, la surface d'une toiture d'habitation permet de produire une puissance généralement inférieure à celle souscrite en soutirage. De plus, la stabilité de la tension n'est pas dégradée dans le cas de faibles concentrations dans la localisation des productions.

Le tableau ci-dessous rappelle la prise en compte des coûts généraux de distribution.

Tableau 4 - Prise en compte des coûts du réseau de distribution

Nature des coûts	Montant 2013 (source CRE ³⁸)	Prise en compte dans l'optimisation	Prise en compte a posteriori dans l'évaluation économique
Coûts de raccordement et de renforcement	1.6 Mds€	Raccordement des producteurs EnR inclus dans les coûts d'investissement dans les technologies EnR	A défaut de précision, la part du raccordement aux consommateurs n'est pas comptabilisée.
Coûts des pertes en ligne	1.4 Mds€,	Oui, car comptabilisées indirectement à travers un poste de consommation dédié (28 TWh)	
Coûts d'investissement, hors raccordement (grosse maintenance, renouvellement, enfouissement)	1.8 Mds€	Non	Oui, à hauteur de 1.8 Mds€
Coûts d'exploitation, « petite » maintenance et entretien	7.6 Mds€	Non	Oui, à hauteur de 7.6 Mds€

Remarque : L'année 2013, retenue en tant que référence pour la présente étude, correspond à une année où le niveau d'investissement dans le réseau de distribution a été relativement élevé ; il équivaut au pic d'investissement de la décennie des années 80-90.

³⁷ Les coûts retenus pour la filière « PV sur toitures » sont représentatifs d'un mix constitué en majorité par des toitures de grande taille et en minorité par des petites toitures résidentielles. On peut vérifier a posteriori que la puissance installée en PV sur toitures est toujours largement inférieure au gisement identifié (120 GW).

³⁸ <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/quatriemes-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>

Certaines évolutions dans les usages de l'électricité (flexibilité de la demande, stockage, recharge des véhicules électriques) impliquent des modifications de flux (augmentations ou diminutions) au niveau du réseau de distribution. Cela peut nécessiter des renforcements et des coûts de gestion supplémentaires par rapport aux considérations actuelles. Ce point n'a pas été étudié dans cette étude et pourrait faire l'objet d'un approfondissement ultérieur.

3.3.5 Modélisation des pays frontaliers

On modélise les pays frontaliers en se basant sur le scénario prospectif européen 80% renouvelable construit par l'ECF³⁹ dans le cadre du projet Roadmap 2050 (Figure 42).

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 42). 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.

³⁹ European Climate Foundation : <http://europeanclimate.org/>

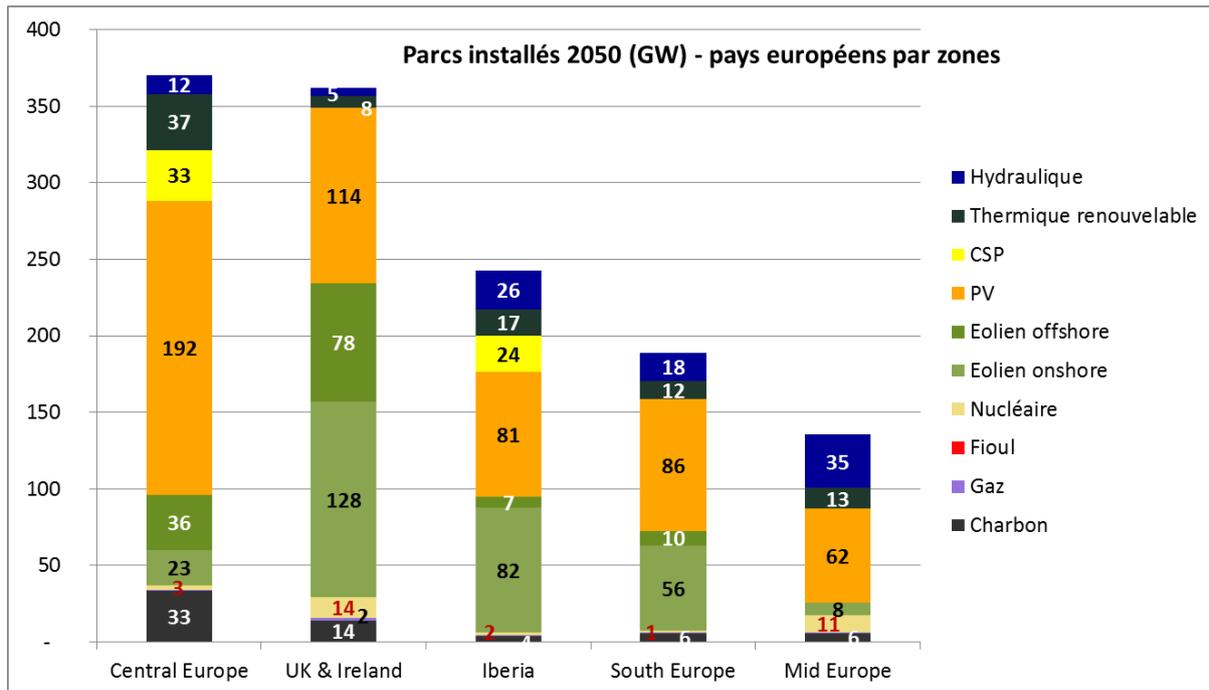


Figure 42 - Parcs installés des pays frontaliers de la France, scénario Roadmap 2050 80% ENR

3.3.6 Dynamique infra-horaire non finement représentée

La modélisation retenue fait intervenir un pas de temps horaire. Elle s'attache en effet en premier lieu à démontrer la capacité d'un système électrique à fort taux EnR à couvrir la demande à chaque instant. Pour établir cette adéquation du système (hors aléa), un raisonnement au pas de temps horaire est suffisant.

La stabilité d'un système électrique dépend également de sa capacité à être résilient aux aléas, c'est-à-dire à revenir dans un état stable après l'occurrence d'événements fortuits ou des fluctuations imprévues. C'est sur l'échelle de temps infra-horaire que se règlent les déséquilibres entre l'offre et la demande liés aux aléas. Cette dynamique infra-horaire n'est pas représentée dans l'étude

Une erreur de prévision du niveau de demande ou de production EnR, un incident technique sur un ouvrage de production ou de réseau, ou encore une congestion réseau peuvent conduire à des déséquilibres rapides. Le gestionnaire de réseau de transport mobilise alors des réserves de puissance pour rétablir l'équilibre. Selon la situation, ces réserves peuvent être nécessaires à la hausse (produire davantage avec des moyens de production ou réduire des consommations en cas de sous production) ou à la baisse (diminuer la production sur certains moyens de production ou accroître certaines consommations en cas de baisse non prévue de la demande). Au niveau du réseau national, la fréquence est le principal indicateur permettant au gestionnaire de réseau de piloter cette dynamique infra-horaire.

Il existe trois niveaux de réserve, classés en fonction de l'horizon temporel nécessaire à leur mobilisation :

- Pour faire face aux déséquilibres instantanés de grande ampleur (déclenchement d'un gros groupe de production ou, en sens inverse – plus rare – incident réseau qui coupe l'alimentation d'une zone fortement consommatrice ou la perte d'une liaison HVDC en export entre deux réseaux synchrones), il est nécessaire de disposer de réserves mobilisables très

rapidement - la réserve primaire⁴⁰ ; cette réserve est nécessairement, compte tenu du délai de réaction requis, activée automatiquement, proportionnellement à l'écart entre fréquence mesurée et fréquence de consigne.

- Après incident, pour rétablir la réserve primaire à son niveau normal (de manière à pouvoir faire face à un éventuel nouvel incident) est activée la réserve secondaire⁴¹, à délai de mobilisation de quelques minutes ; cette réserve est pour partie activée automatiquement, et pour partie, sur décision de l'exploitant système, en moins de 15mn.
- Au-delà, pour prendre le relai des moyens participant à la réserve secondaire susceptible de s'épuiser à échéance de quelques heures (moyens hydrauliques, effacements qui ne peuvent être maintenus dans la durée), et pour faire face à d'importants écarts durables entre prévision et réalisation sur la demande ou sur les productions EnR, doit être prévue une réserve tertiaire « RT »⁴², activable, sur décision de l'exploitant système, dans des délais supérieurs à 15 minutes.

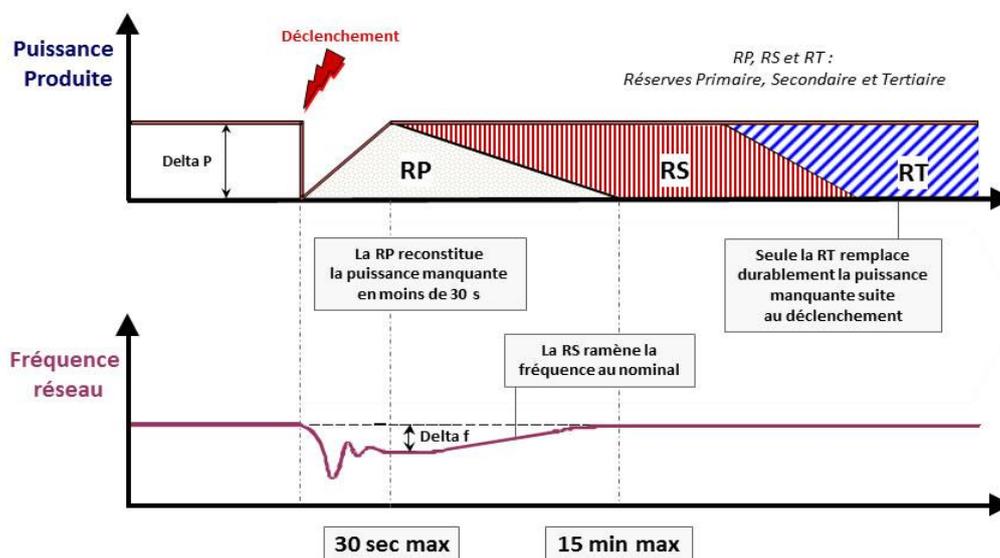


Figure 43 - Sollicitation des réserves - source CRE

Le passage à un mix très renouvelable peut poser question sur plusieurs aspects :

- L'aléa d'erreur de prévision sur les renouvelables devient d'un ordre de grandeur non négligeable, et à certaines heures il est supérieur à l'aléa de prévision de la demande. Cet aléa est bien pris en compte dans l'étude. Il a été dimensionné et l'on vérifie que le parc contient suffisamment de réserve pour y faire face. Plus de détails sont disponibles dans le paragraphe 5.11.
- La réduction de l'inertie du système : les moyens de production EnR sont connectés au réseau via des interfaces électroniques, qui réduisent de fait l'inertie du système aujourd'hui constituée par l'énergie cinétique des groupes synchrones tournants. Ce point n'est pas étudié dans l'étude et constitue à ce jour un sujet important pour les gestionnaires de réseau européens. Toutefois, on peut avancer quelques hypothèses dans le cas 100% EnR : en premier lieu,

⁴⁰ Dans les nouveaux codes réseau, la terminologie utilisée sera la « Frequency Containment Reserve » ou FCR.

⁴¹ « Frequency Restoration Reserve » dans les nouveaux codes réseau

⁴² « Replacement Reserve » ou RR dans nouveaux codes réseau

les parcs optimisés possèdent des TACs au gaz de synthèse et une puissance installée d'hydraulique - identique à aujourd'hui - qui constituent de fait une inertie pour ralentir les chutes de fréquence, mais qui est peut-être sous dimensionnée par rapport à la taille du parc. En second lieu, à l'horizon prospectif considéré, on peut également imaginer que les interfaces électroniques des groupes renouvelables pourront simuler de l'inertie pour compléter les centrales thermiques conventionnelles et ralentir les chutes de fréquence : des projets de recherche sont en cours à ce propos.⁴³

- La question du « blackstart », à savoir le plan de redémarrage du système électrique en cas de coupure généralisée, qui est un événement exceptionnel. Cette question n'est pas abordée dans l'étude et constitue un sujet en soi. Elle relève principalement des procédures d'exploitation du système électrique et de sa structure⁴⁴. Elle repose à ce jour en grande partie sur une reprise progressive de poches de consommation autour des centrales nucléaires, mais dépend également étroitement des capacités hydrauliques. Une évolution vers un système très renouvelable nécessiterait donc une forte adaptation de ces procédures. Elle dépendrait notamment de la capacité à commander la reconnexion progressive au réseau d'un grand nombre de moyens EnR répartis sur le territoire. Dans le cas français, le recours aux 25 GW l'hydraulique ou aux TAC au gaz de synthèse pour redémarrer le système resterait néanmoins possible.

Si l'étude ne prétend pas traiter dans le détail ce sujet de la dynamique infra-horaire d'un système très renouvelable, le mix optimal 100% EnR obtenu pourrait – au moins partiellement – répondre à certaines des problématiques qui y sont relatives.

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 €/MWh (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 ;

⁴³ Exemple : projet allemand kombikraftwerk2

⁴⁴ http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet_.pdf

- 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 interconnexions 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 premier cas, dit « cas de référence », neuf variantes adaptées à des contextes différents (d'un point de vue technique,

politique ou sociétal) ont été optimisées. Des mix optimaux 100% renouvelables ont été calculés pour chaque variante, et également, dans certains cas (Figure 44), pour des taux de pénétration EnR différents (à 40%, 80% et 95% EnR). 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 44) correspondent aux contextes suivants :

- 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.
- Consommation plus élevée : 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.
- Acceptabilité modérée : les gisements de grandes centrales au sol et d'éolien terrestre sont réduits ; il s'agit également d'apprécier l'impact d'une faible acceptabilité, relative ici à l'occupation terrestre par les EnR.
- Acceptabilité très contrainte : en plus de réduire (plus fortement que dans le cas modéré) les gisements des grandes centrales au sol et de l'éolien terrestre, ceux du PV sur toitures et de l'éolien en mer sont eux aussi diminués.
- Coûts technologiques élevés : on suppose une baisse des coûts des technologies de production 50% moins importante entre aujourd'hui et 2050 que dans le cas de référence. Les coûts des technologies de stockage sont supposés plus élevés d'environ un tiers.
- 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.
- 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.
- Cas dit « défavorable » : on se place dans un contexte d'acceptabilité très contrainte et de coûts plus élevés des technologies.
- 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 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 de l'éolien NG : un mix optimal a été calculé en l'absence d'éolien de Nouvelle Génération, de manière à estimer l'importance pour le système de cette filière.
- Impact de la flexibilité dynamique de la demande : un modèle sans flexibilité dynamique de la demande a été optimisé de manière à évaluer le gain relatif à cette flexibilité.

- Impact du coût du réseau de répartition : optimisation du mix électrique avec prise en compte d'un coût supplémentaire associé au renforcement du réseau de répartition (à partir d'un seuil d'installation de PV et d'éolien).

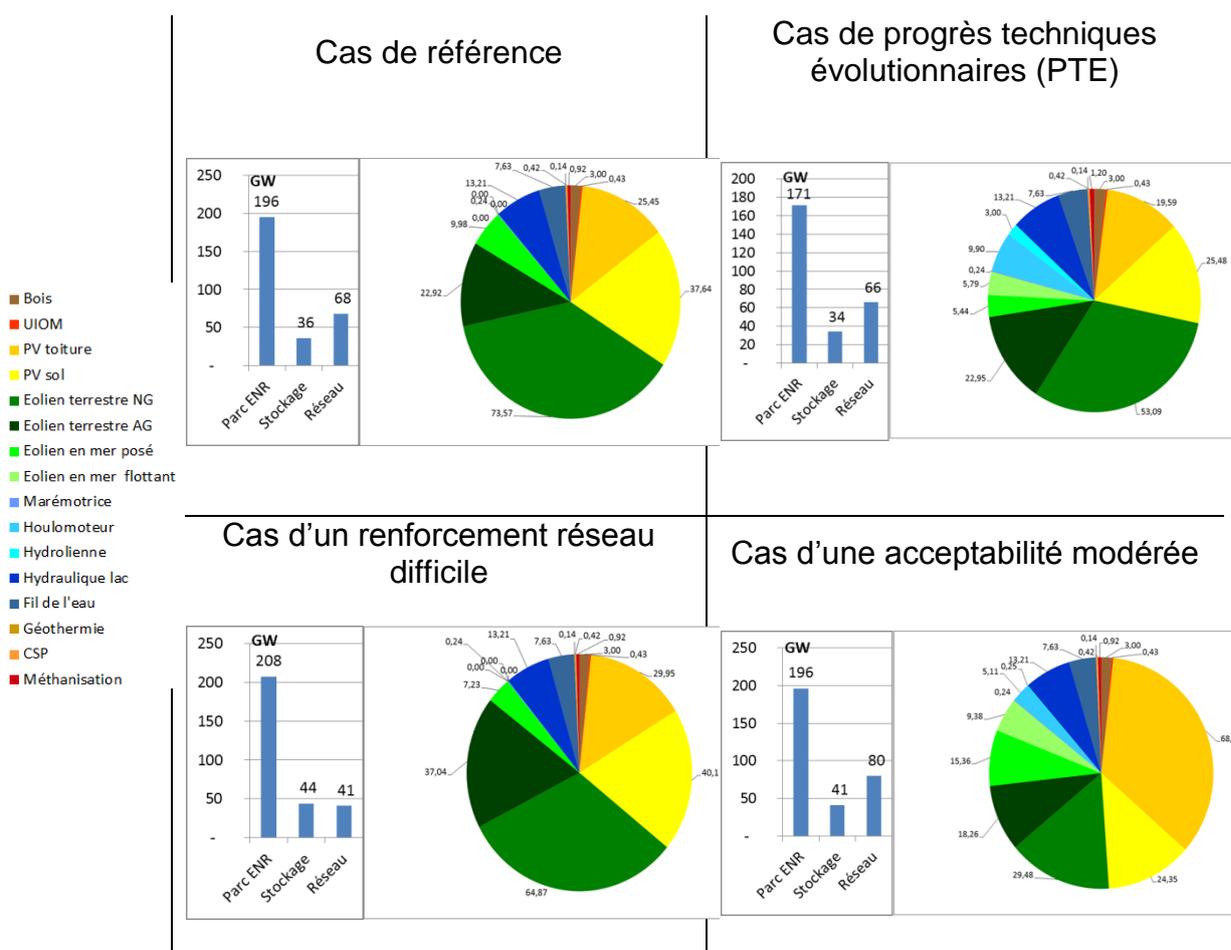
		Pénétration EnR	40%	80%	95%	100%
Cas de référence			✓	✓	✓	✓
Variante « acceptabilité / comportement »	Renforcement du réseau plus difficile					✓
	Consommation plus élevée					✓
	Acceptabilité modérée de l'éolien et PV sol			✓		✓
	Acceptabilité restreinte de l'éolien et PV sol					✓
	Coûts techno élevés et acceptabilité restreinte		✓			
Variante « économie »	Coûts technologiques plus élevés					✓
	Coûts technologiques plus faibles					✓
	Taux d'actualisation plus faible					✓
Variante « Contrastes »	Année sèche					✓
	Sans photovoltaïque					✓
	Sans éolien de Nouvelle Génération					✓
	Sans flexibilité dynamique de la demande					✓
	Prise en compte du réseau de répartition	✓				✓

Figure 44 – Synoptique des différentes variantes étudiées

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 parc de production électrique 100% renouvelable et sans défaillance⁴⁵.



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 installées EnR et de stockage, pour compenser des capacités d'échanges plus faibles.

⁴⁵ 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 fournie 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 46, avec les productions annuelles associées Figure 47 (les données détaillées sont récapitulées dans le Tableau 5).

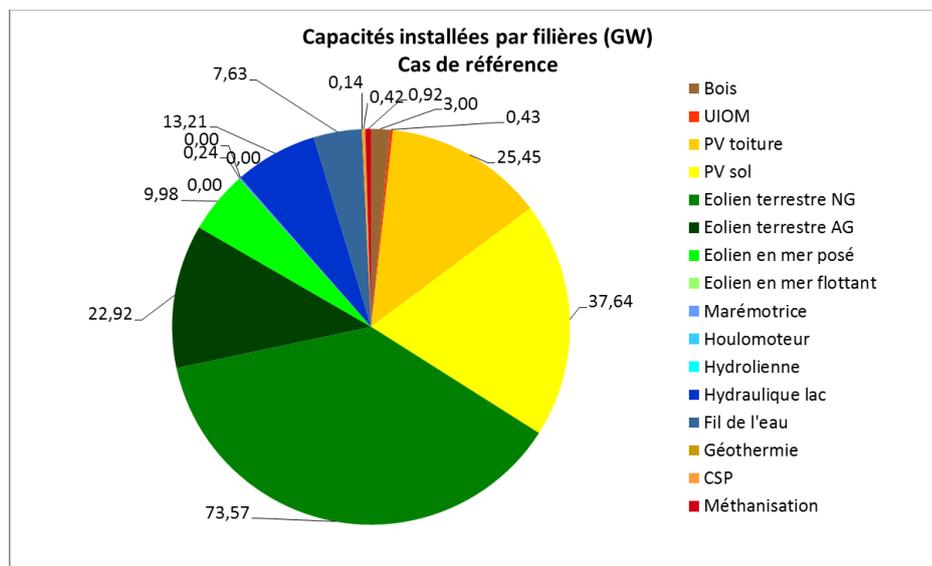


Figure 46 - Capacités installées par filière - cas de référence

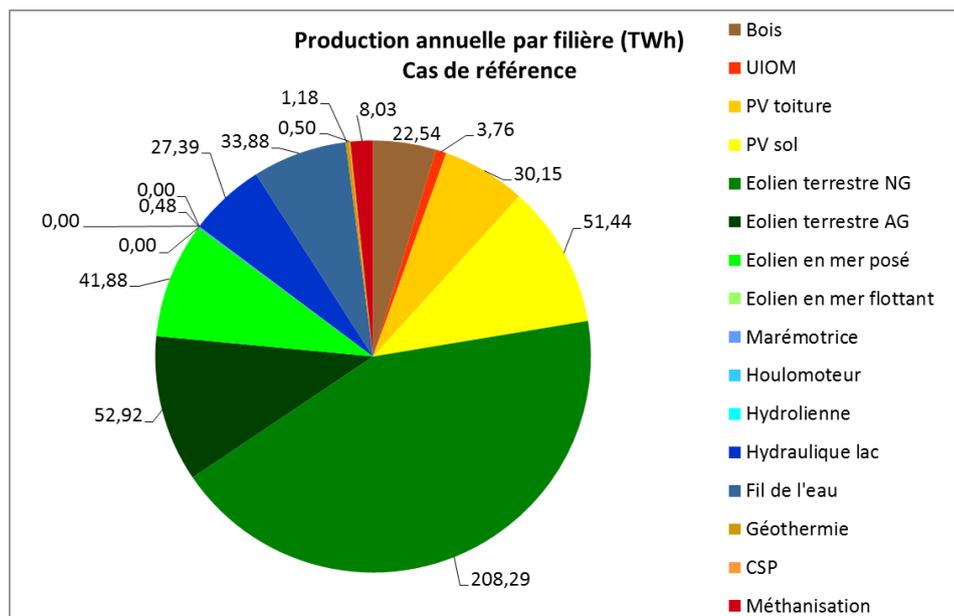


Figure 47 - Production nationale par filière - cas de référence

Tableau 5 - Récapitulatif des capacités installées et production dans le cas de référence

Filière	Puissance installée (GW)	Production annuelle (TWh)	Nombre d'heures équivalent pleine puissance (h)
Eolien terrestre NG	73,6	208,3	2 831
Eolien terrestre AG	22,9	52,9	2 309
Eolien en mer posé	10,0	41,9	4 198
PV sur toitures	25,4	30,2	1 185
PV au sol	37,6	51,4	1 366
CSP	0,4	0,5	1 194
Hydraulique à réservoirs	13,2	27,4	2 074
Fil de l'eau	7,6	33,9	4 441
Géothermie	0,1	1,2	8 760
Cogénération méthanisation	0,9	8,0	8 760
Cogénération au bois	3,0	22,5	7 514
UIOM	0,4	3,8	8 760
Marémotrice	0,2	0,5	2 016

La production se décompose en 63% d'éolien, 17% de solaire, 13% d'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 IWES⁴⁶ qui construit, pour l'Allemagne, un mix optimal 80% renouvelable avec une production PV de 152 TWh et une production éolienne de 650 TWh⁴⁷. On étudiera au paragraphe 6 l'évolution de ce ratio pour des mix différents.

Le graphique Figure 48 représente, pour chaque filière, la part du gisement sollicitée. La filière cogénération au bois, malgré un LCOE plus important que la plupart des

⁴⁶ : EnergieWirtschaftliche Bedeutung der Offshore WindEnergie für die EnergieWende, Fraunhofer IWES, 2013

⁴⁷ 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.

filières (Figure 12), 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 toitures. 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.

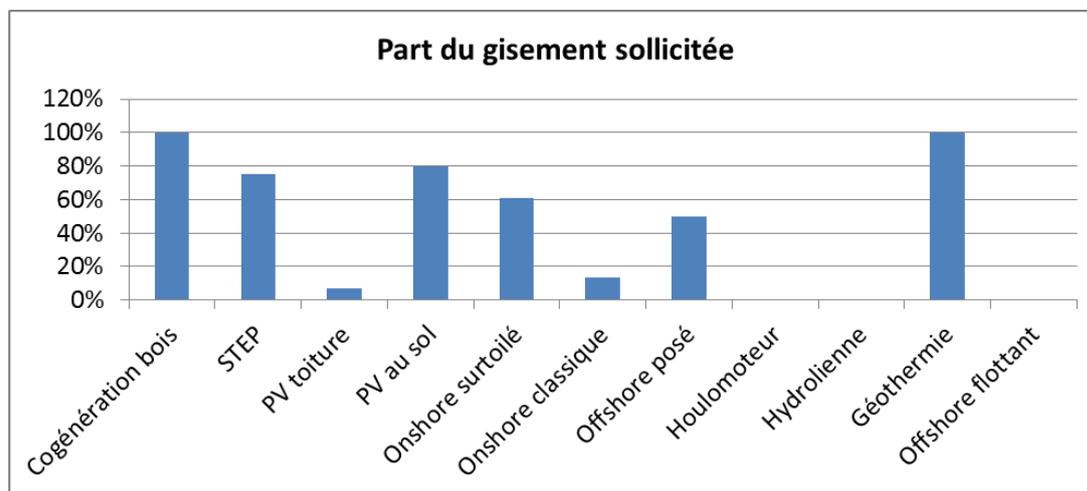


Figure 48 - Saturation des gisements par filière

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 5.10.
2. Le résultat de l'optimisation du cas de référence ne fait pas apparaître d'énergies marines du fait du coût de production élevé pour ces filières dans le scénario de référence. Une des variantes exposée au paragraphe 5.9 traite un contexte qui voit émerger ces énergies.

La Figure 49 illustre l'ensemble des transformations des flux d'électricité depuis leur origine (la production, nationale et importée), jusqu'à leur consommation (nationale, incluant les pertes, et exportée).

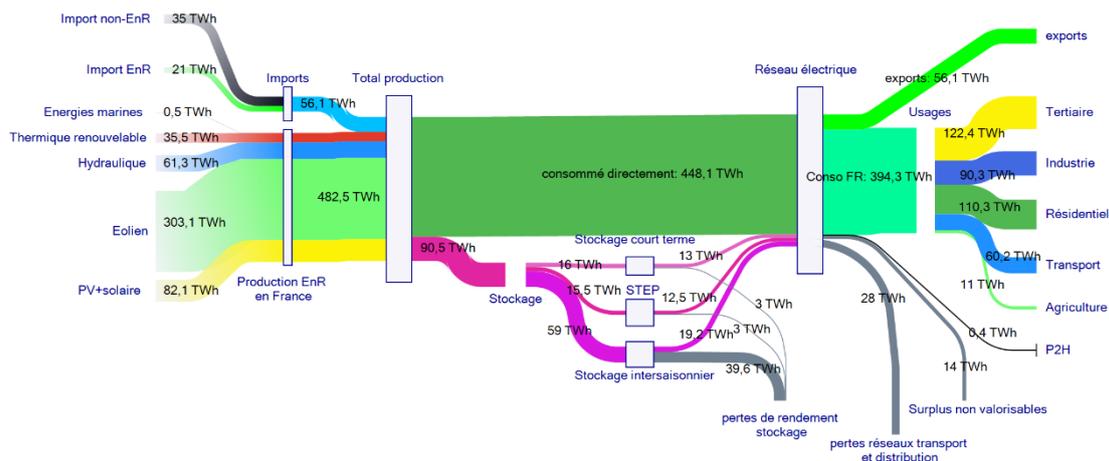


Figure 49 - Flux d'énergie du cas de référence

4.1.1.2 Résultats régionaux

Les cartes suivantes (Figure 50 et Figure 51) 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 toitures, 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.
- La région Nord Pas de Calais illustre un autre cas de figure, où les filières nouvelle et ancienne génération présentent un LCOE identique et où 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.

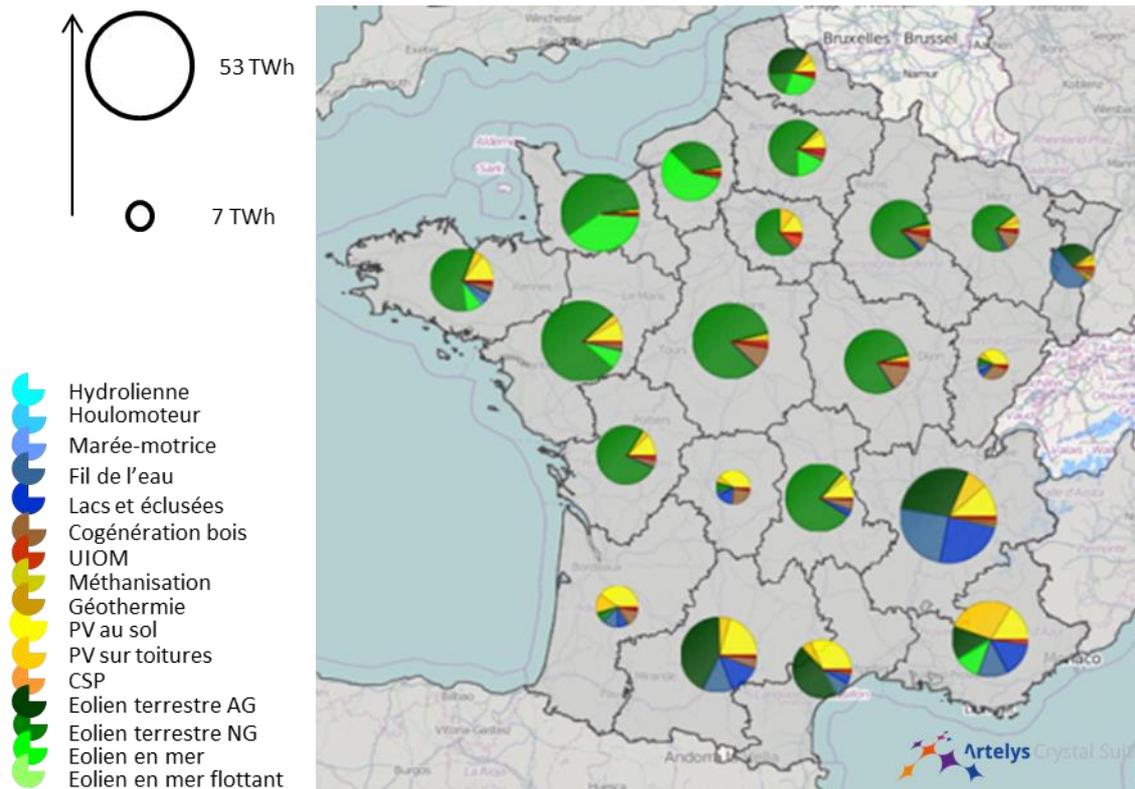


Figure 50 - Productions par filière et par région (total national : 482 TWh)

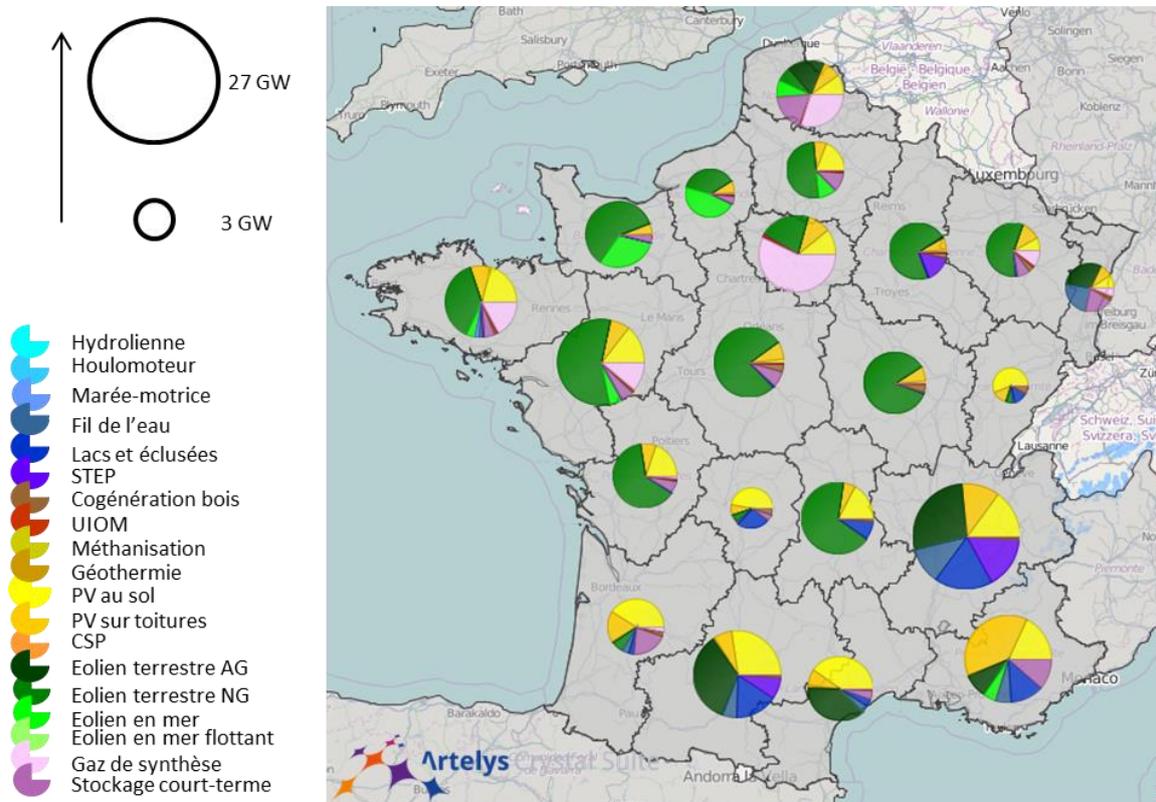


Figure 51 - Capacités par filière et par région (total national : 232 GW, incluant le stockage)

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 méthanisation) sont considérés comme écrêtés ou non valorisés dans le cadre de cette étude.

La Figure 52 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).

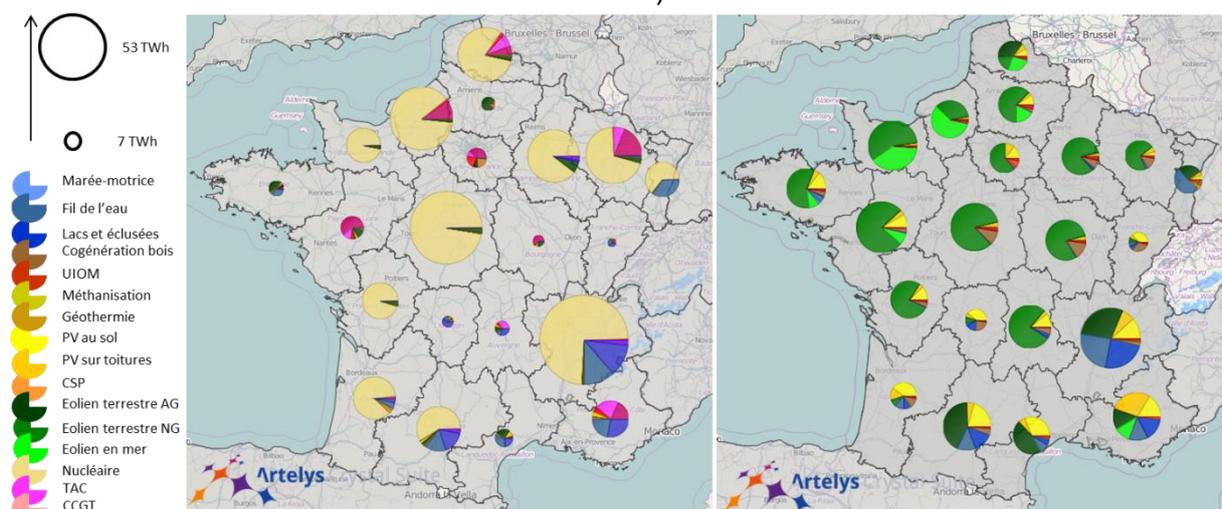


Figure 52 - Comparaison de la répartition régionale des productions d'énergie entre aujourd'hui (à gauche) et 2050 (à droite)

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 coûts permet d'observer l'émergence des énergies marines, comme cela apparaît Figure 53.

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.

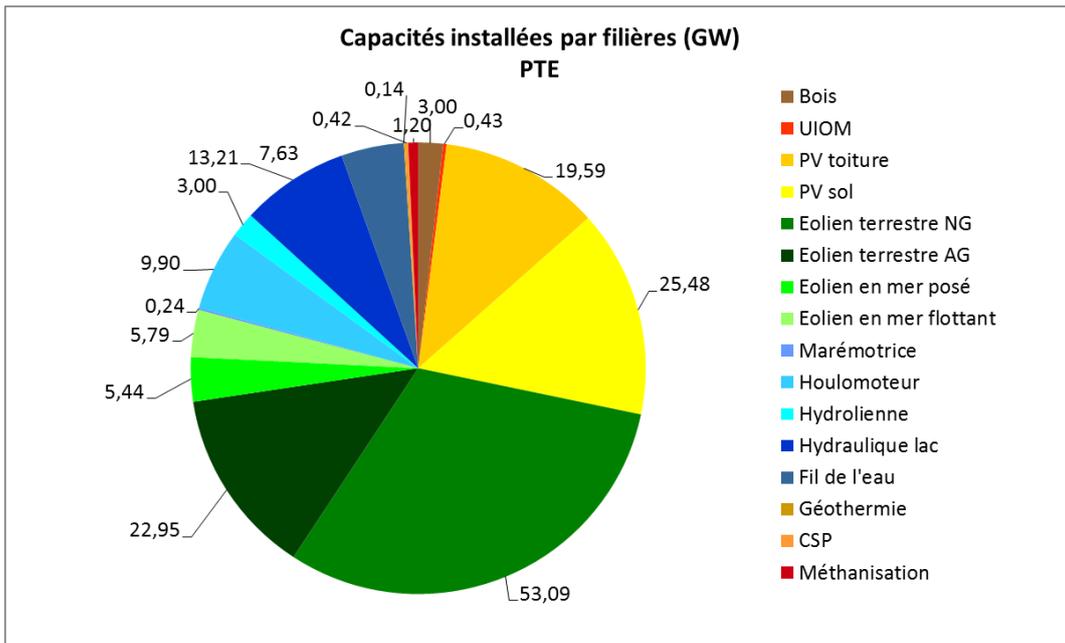


Figure 53 - Capacités installées par filière - cas PTE

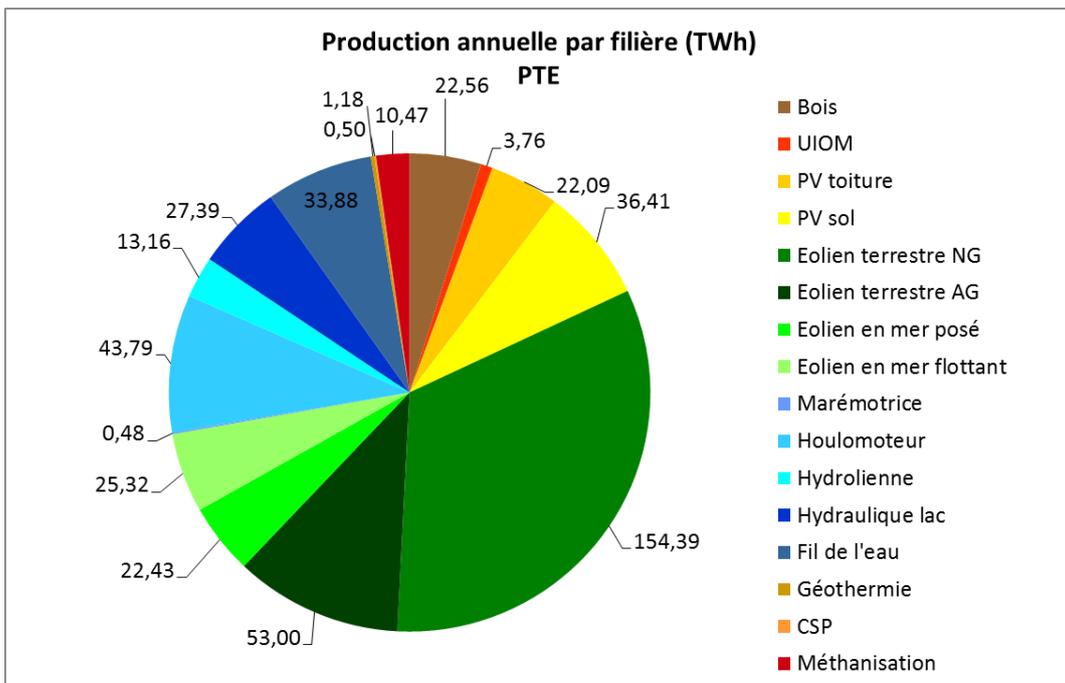


Figure 54 - Productions annuelles par filière - cas PTE

Cette variante est approfondie dans la section 5.9.

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 55) 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 importants⁴⁸). 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 5.7.

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.

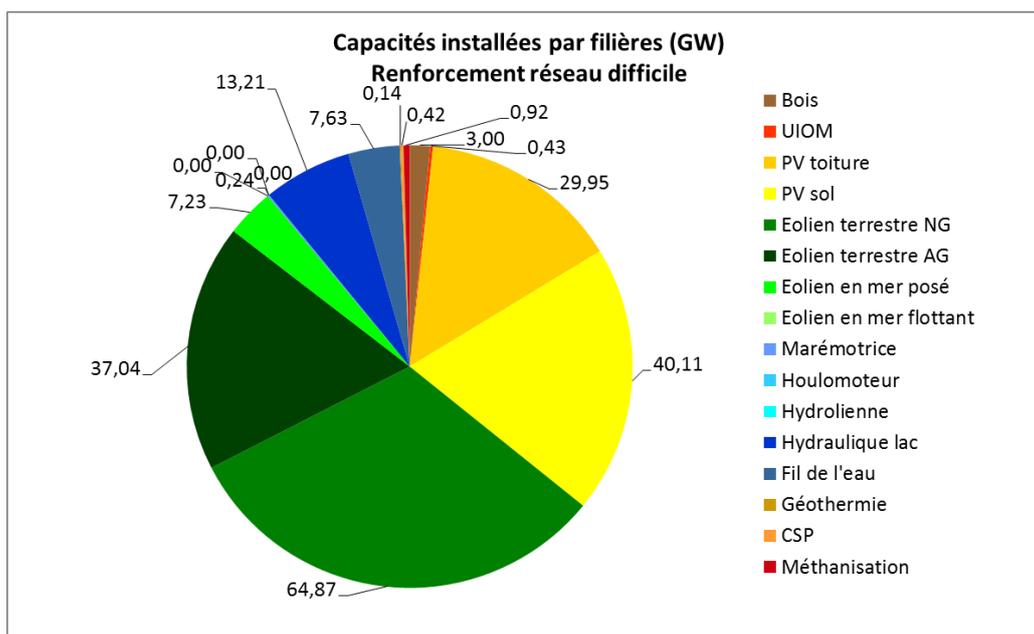


Figure 55 - Capacités installées par filière – cas du renforcement réseau difficile

⁴⁸ 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.

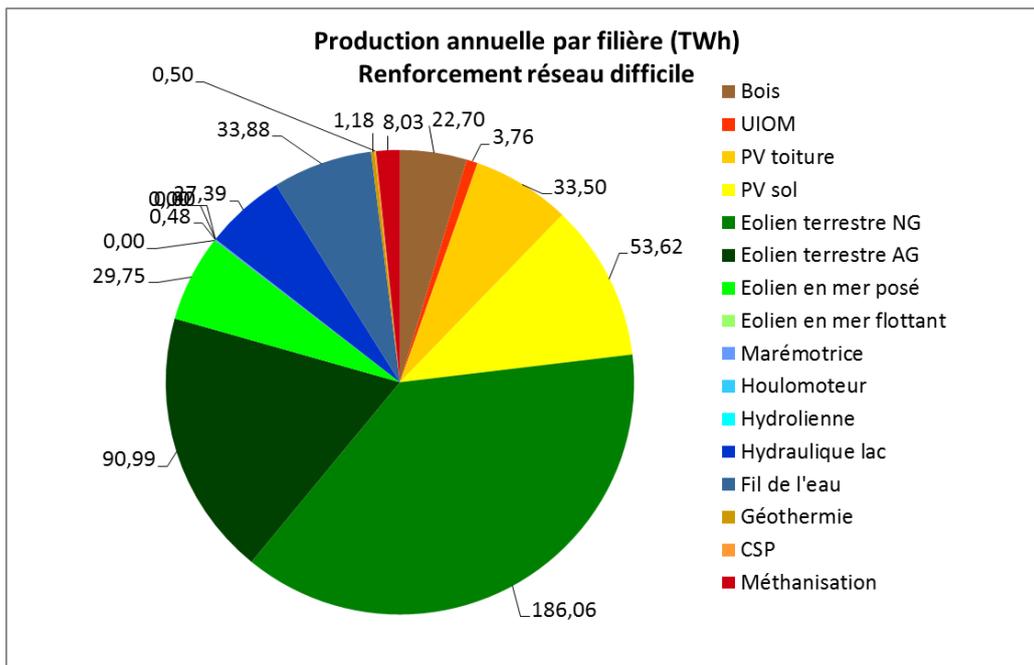


Figure 56 - Productions annuelles par filière – cas du renforcement réseau difficile

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 de l'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 d'échanges 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 sont fournis à ce sujet au paragraphe 5.4, en particulier sur la faible sollicitation de la filière hydrolienne. En outre, une seconde variante, sous des hypothèses d'acceptabilité plus contraintes, est étudiée dans ce paragraphe.

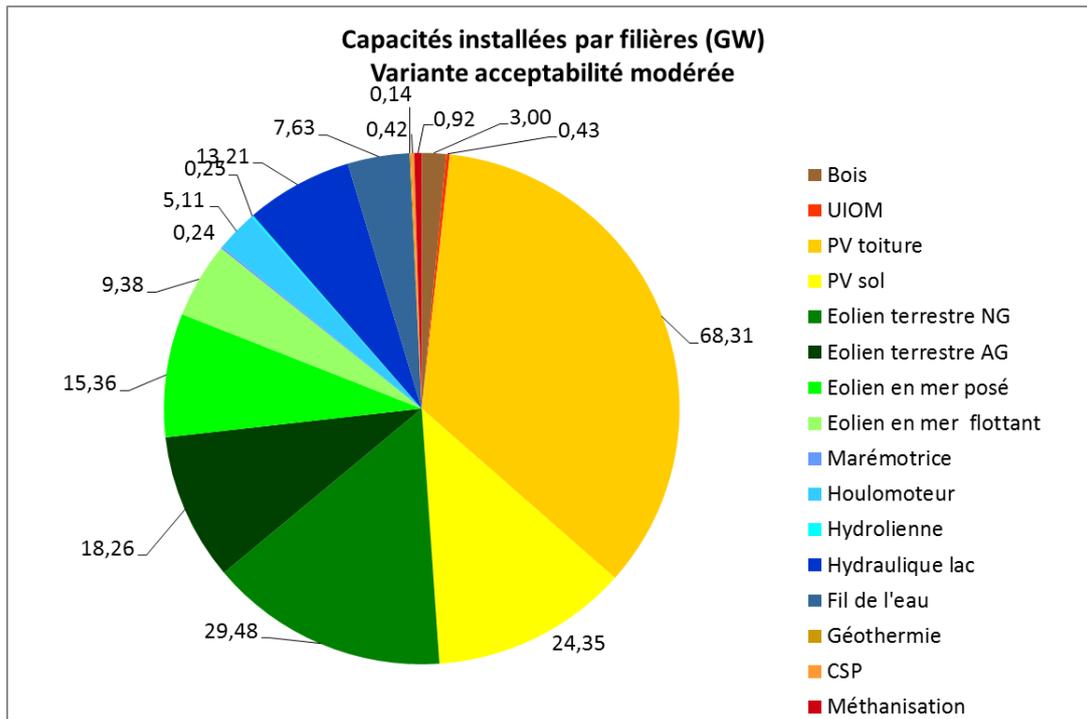


Figure 57 - Capacités installées par filières - cas d'une acceptabilité modérée

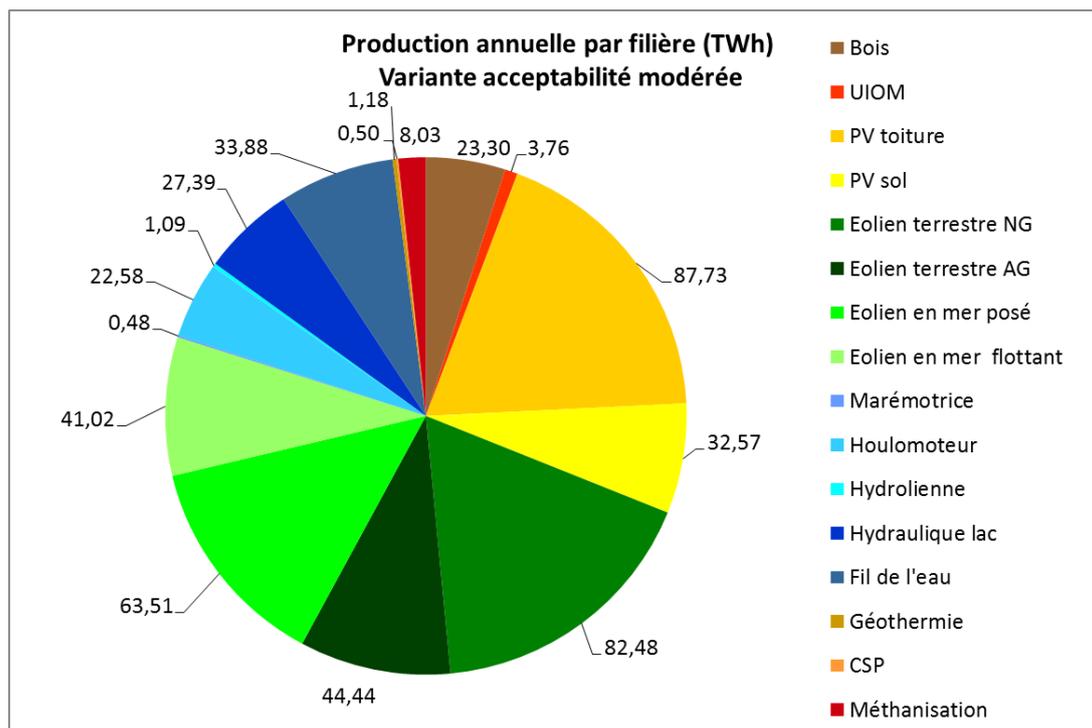


Figure 58 - Productions annuelles par filière - cas d'une acceptabilité modérée

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. La présente étude évalue notamment 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 59), 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).

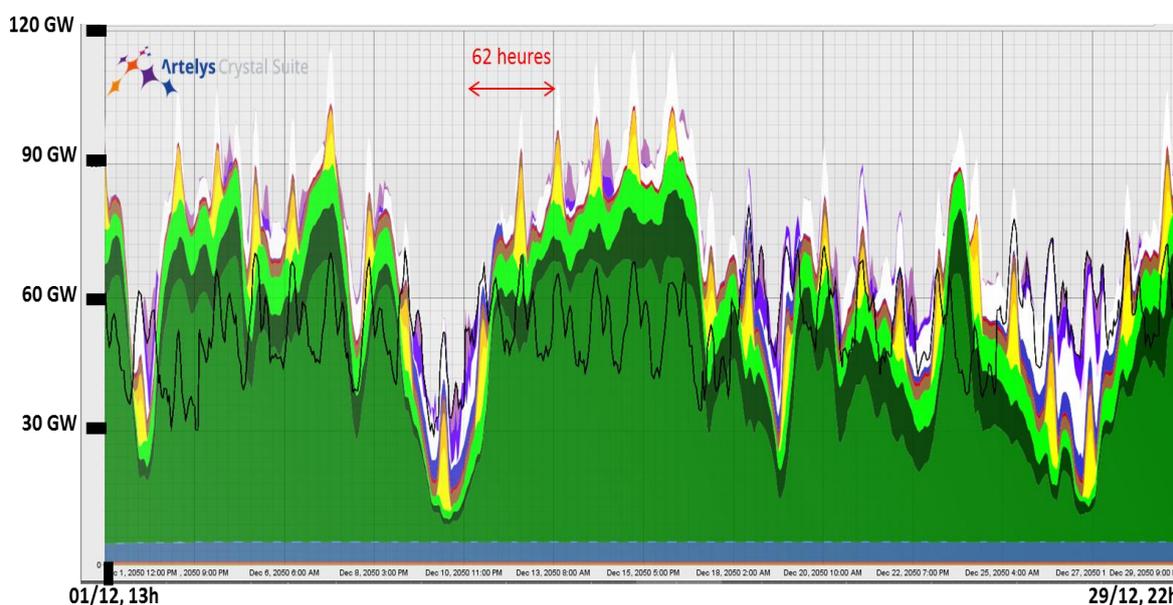


Figure 59 - Production cumulée en décembre essentiellement éolienne

On constate sur la Figure 61 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 60)⁴⁹.

Remarque : le présent rapport produit plusieurs représentations de « consommations cumulées », telles que celle Figure 60. Celles-ci comportent toujours une structure similaire, à savoir les différents types de consommations (piloteables et non piloteables) 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.

⁴⁹ Ce constat serait bien sûr différent si des capacités de stockage supplémentaires étaient développées à l'étranger.

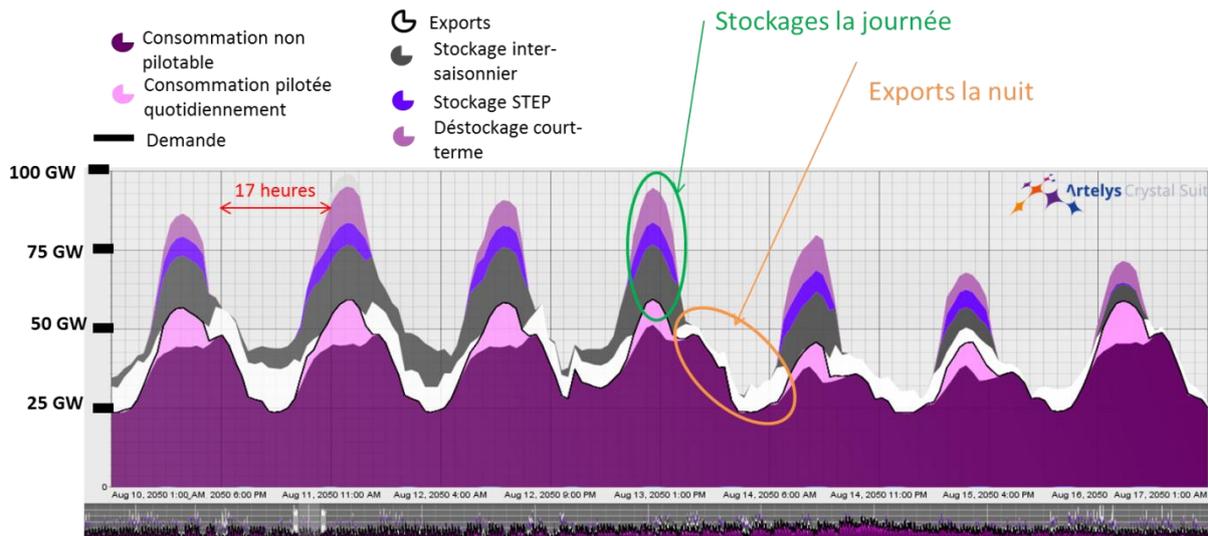


Figure 60 - Courbe de demande pilotée, deuxième semaine d'août

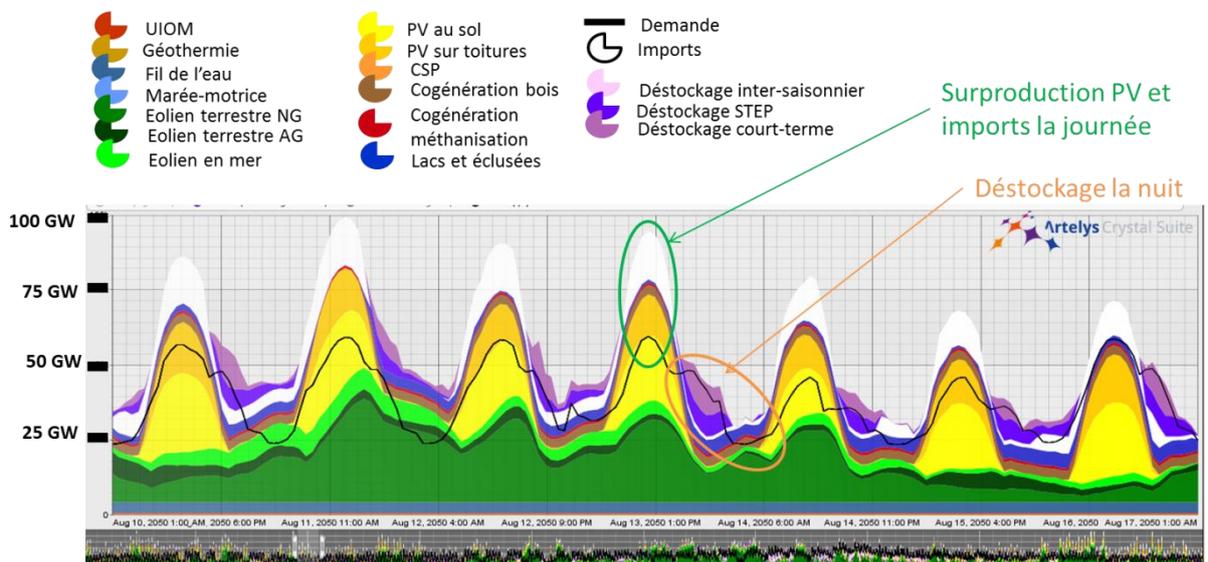


Figure 61 - Courbe de production, deuxième semaine d'août

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 62). 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% (passant de 32 à 33 Mds€ 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 63 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.

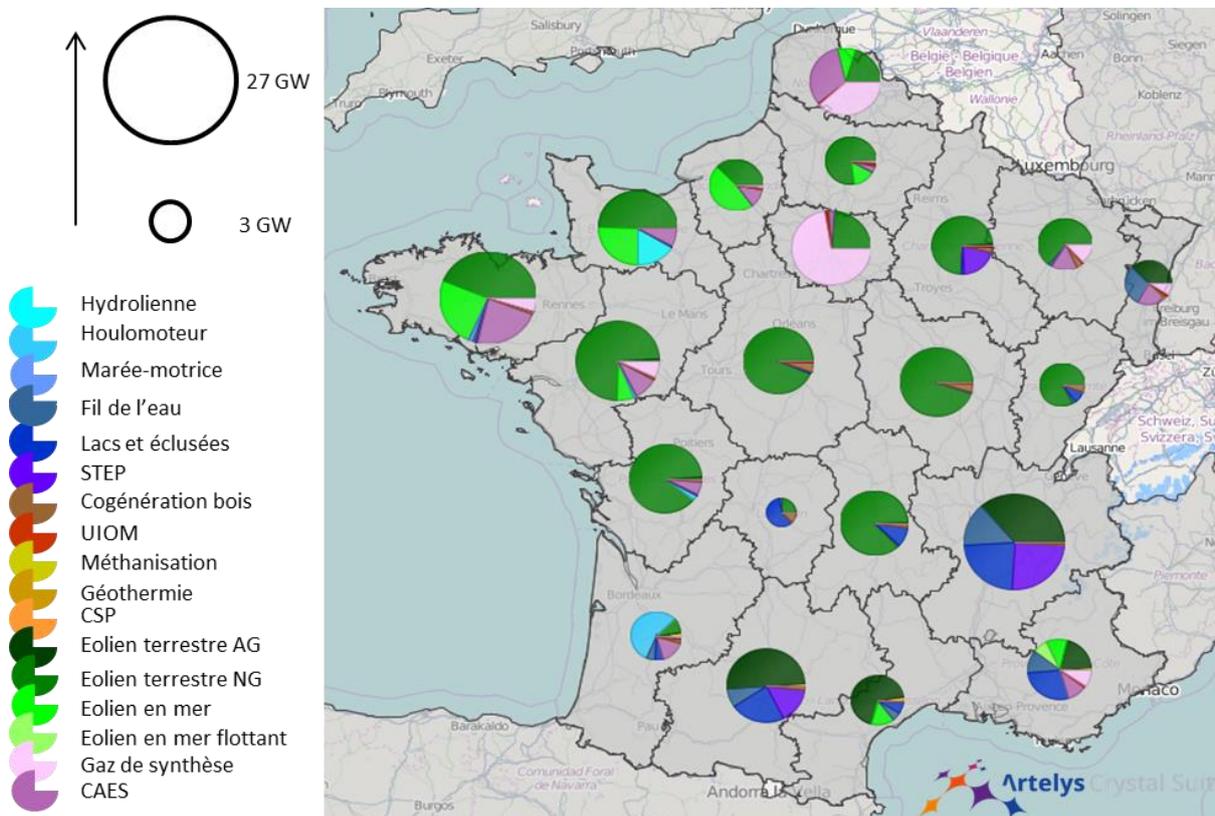


Figure 62 - Carte des capacités obtenues suite à une optimisation sans les filières PV

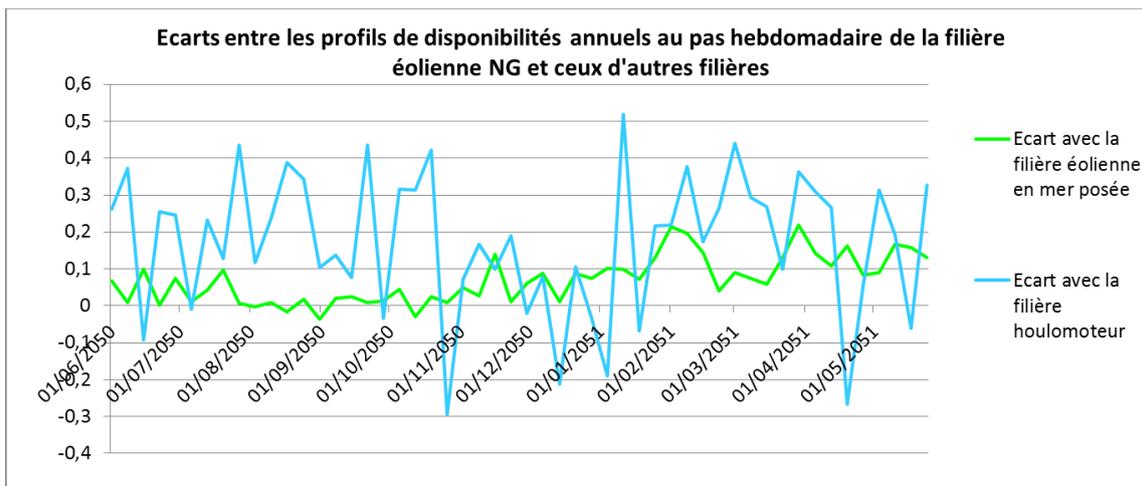


Figure 63 - Ecart entre profil hebdomadaires moyens en Pays de Loire

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 LCOE⁵⁰. 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 64. 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].

⁵⁰ 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.

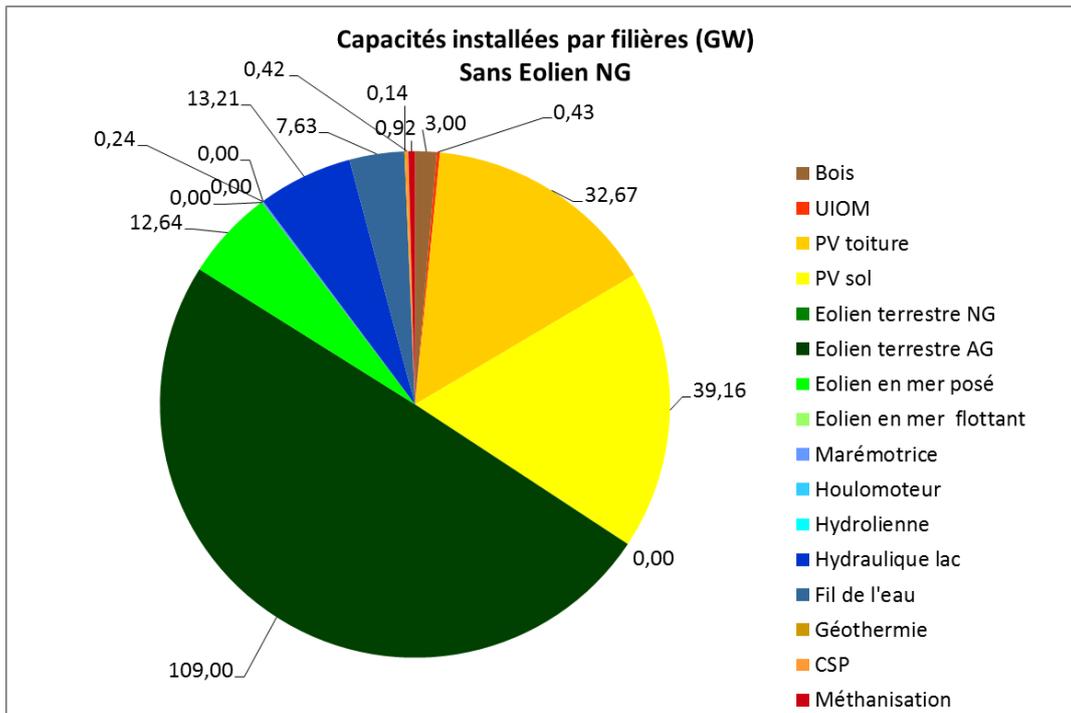


Figure 64 - Capacités installées par filières - Cas sans éolien NG (219 GW installés)

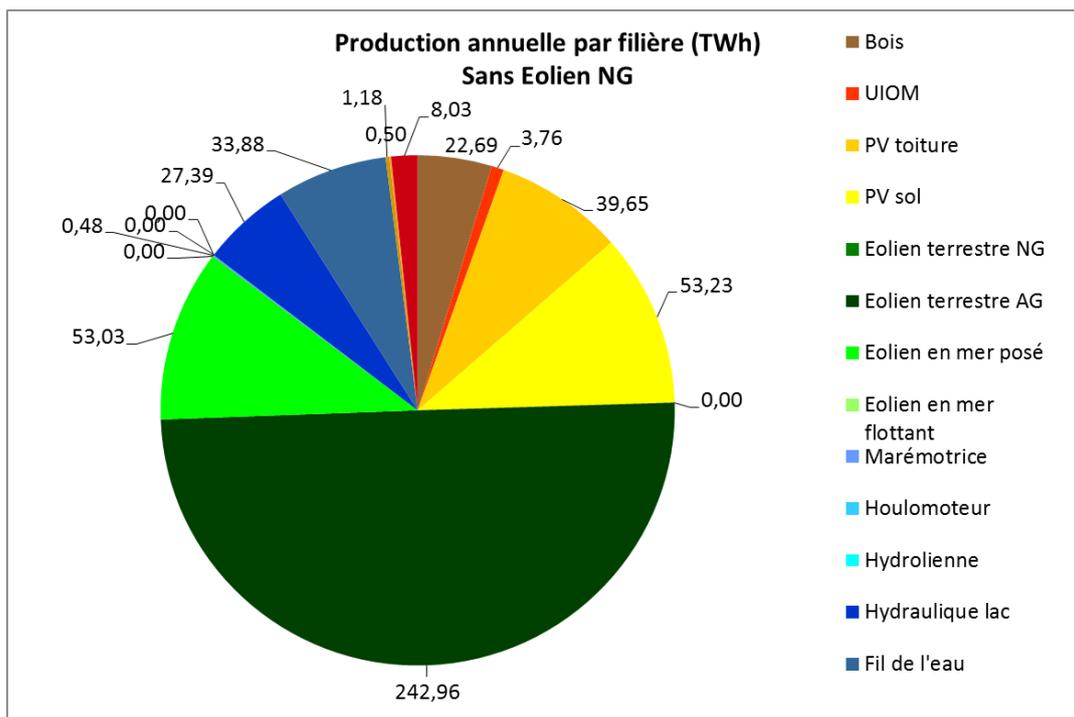


Figure 65 - Production annuelle par filières - Cas sans Eolien NG

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.

Remarque : les LCOE régionaux sont calculés sur la base des vitesses de vent pour les sites identifiés dans le gisement régional. Le LCOE régional représente donc un équivalent à la moyenne des LCOE pouvant être atteint au niveau d'une région. Pour les régions ayant un LCOE élevé, l'optimisation aboutit dans certains cas à une puissance installée nulle (comme c'est le cas par exemple en Aquitaine). Ceci est à considérer comme un artefact de la modélisation par région et ne préjuge pas de la possibilité que certains sites de la région puissent en réalité bénéficier de conditions de vent plus favorables, avec des LCOE nettement inférieurs à la moyenne locale qui permettraient de développer des parcs économiquement viables.

Les filières PV émergent plutôt au sud où l'ensoleillement est meilleur et éoliennes là où les facteurs de charge sont les plus intéressants (Figure 66, Figure 67, Figure 68, Figure 69).

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]).

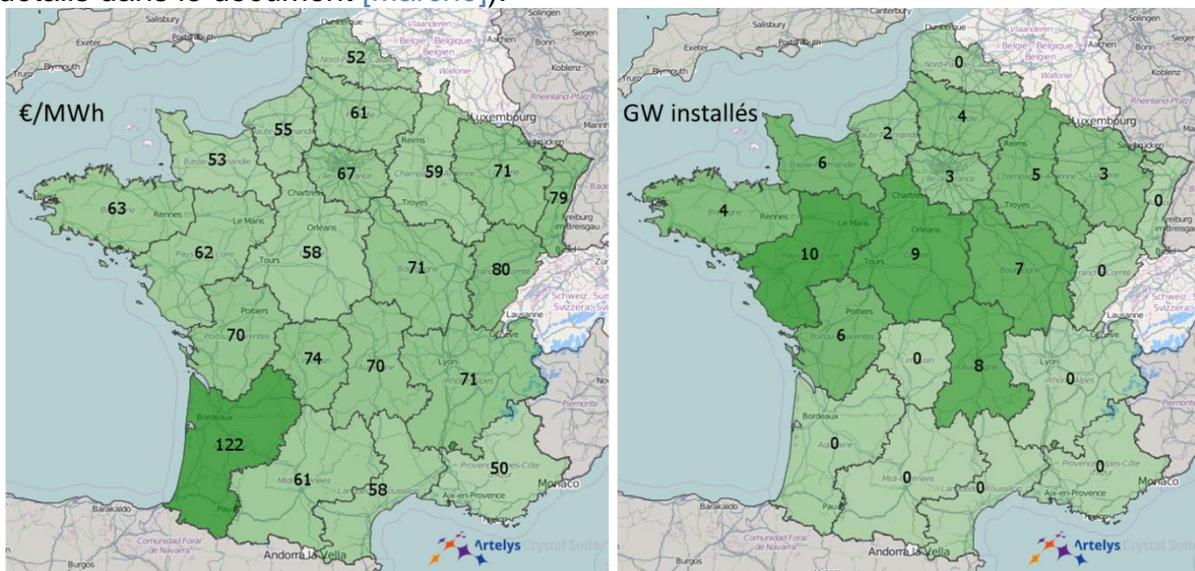


Figure 66 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière éolienne NG

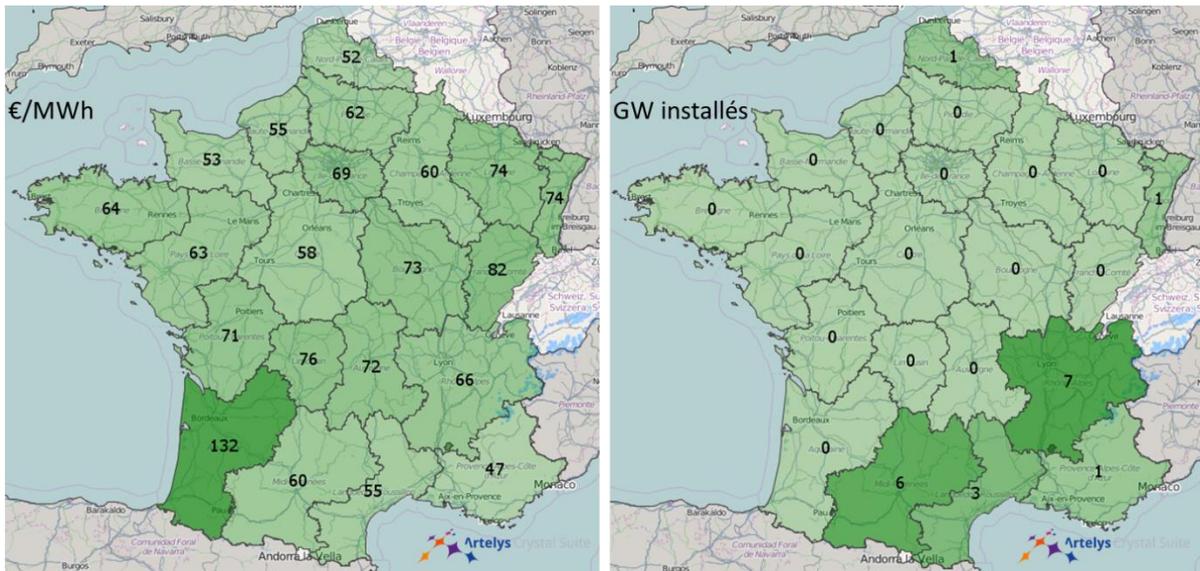


Figure 67 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière éolienne AG

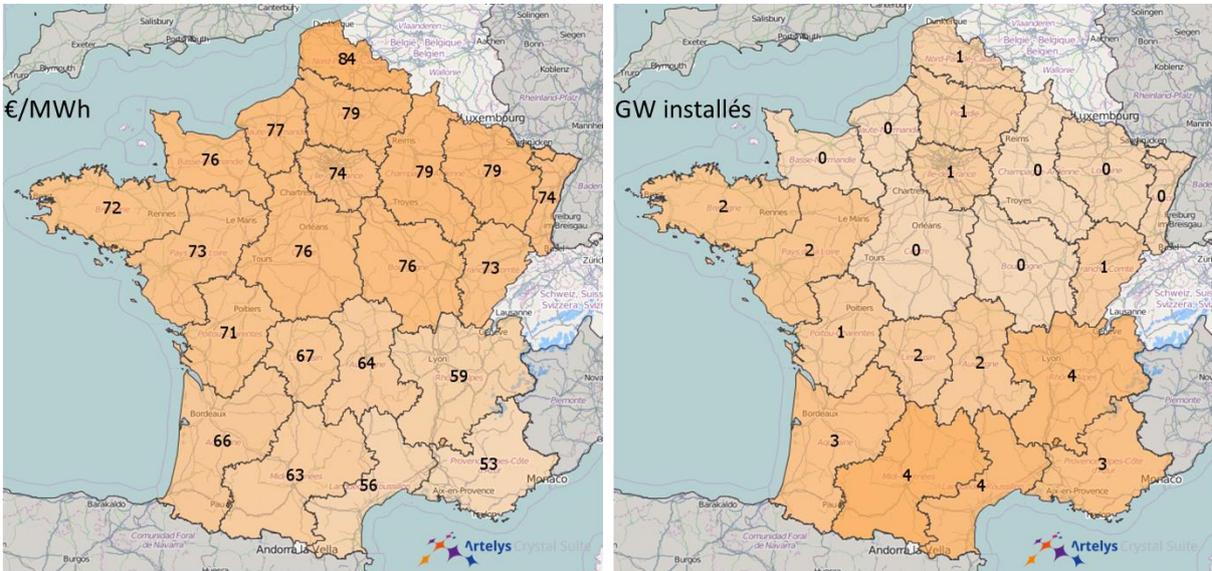


Figure 68 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière PV au sol

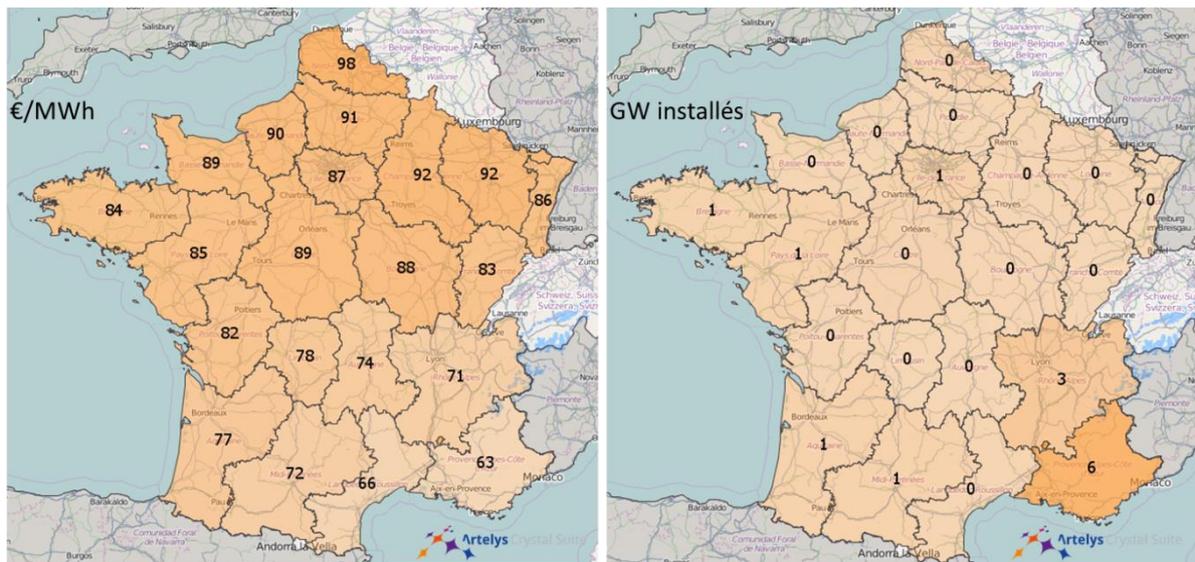


Figure 69 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière PV sur toitures

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 €/MWh 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 toitures 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 influencer 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 toitures, les surcoûts pour le système sont faibles. Les parts relatives de ces deux technologies PV ne sont donc pas dimensionnantes :

c'est avant tout la puissance installée solaire totale qui est pertinente. D'autres travaux ou méthodes seraient nécessaires pour quantifier la place du PV sur toitures, prenant justement en compte les différents critères listés ci-dessus.

La répartition du PV par filière et par région est restituée sur la Figure 70.

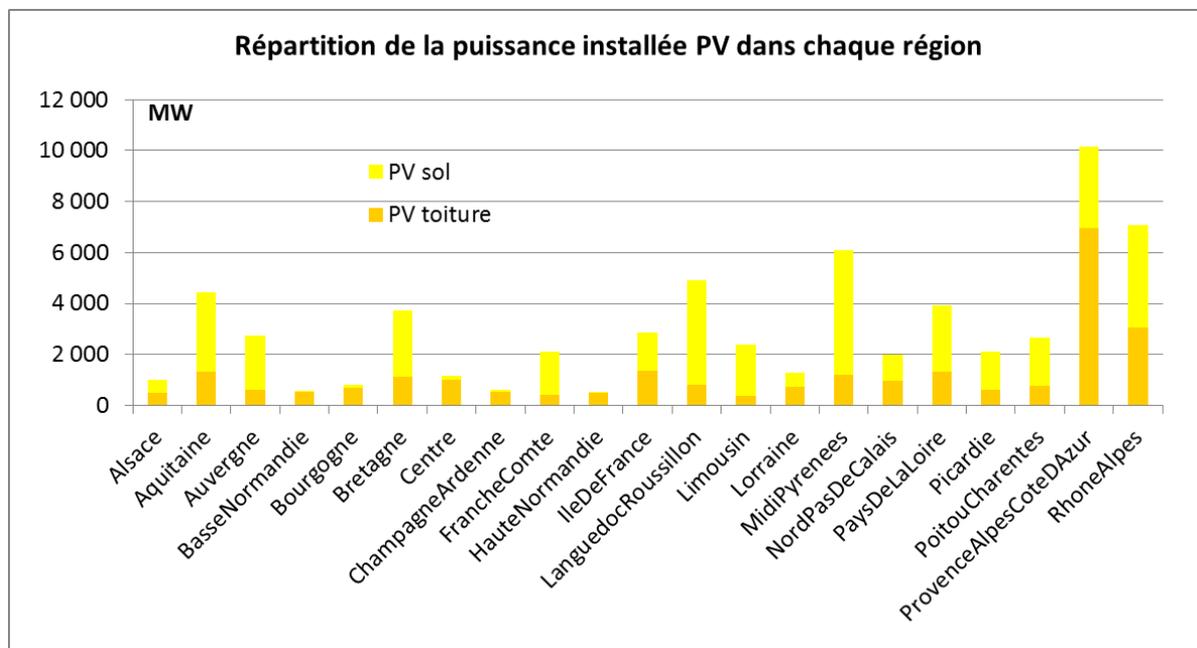


Figure 70 - Répartition de la puissance installée PV par filière et par région – cas de référence

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 toitures. On observe ainsi sur la Figure 71 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.

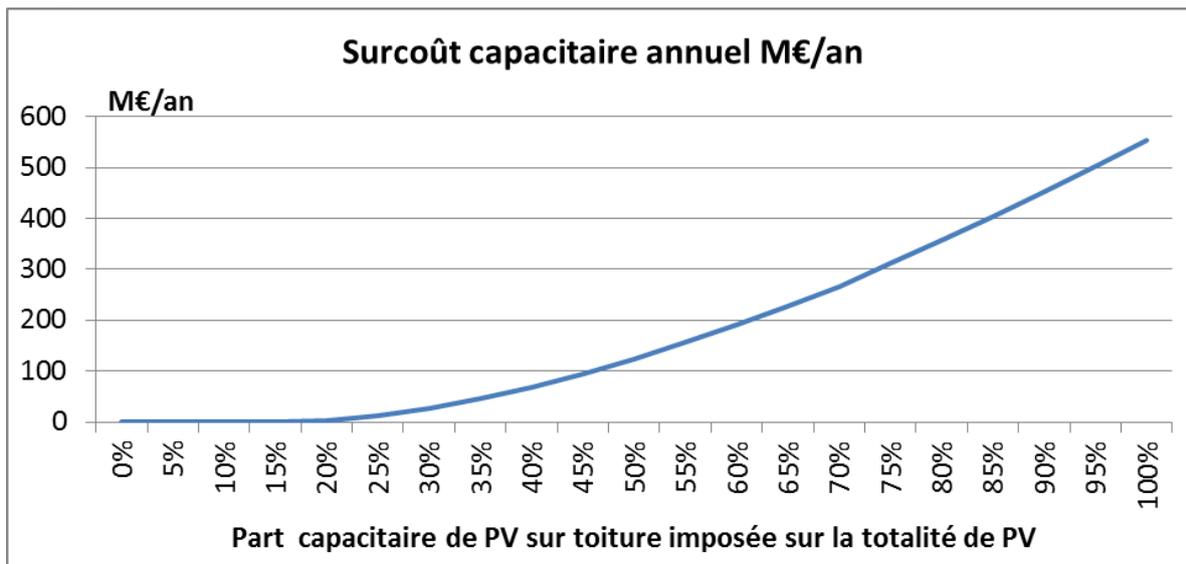


Figure 71 - Surcoût capacitaire liée à l'augmentation de la part de PV sur toitures

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 72) ; 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.

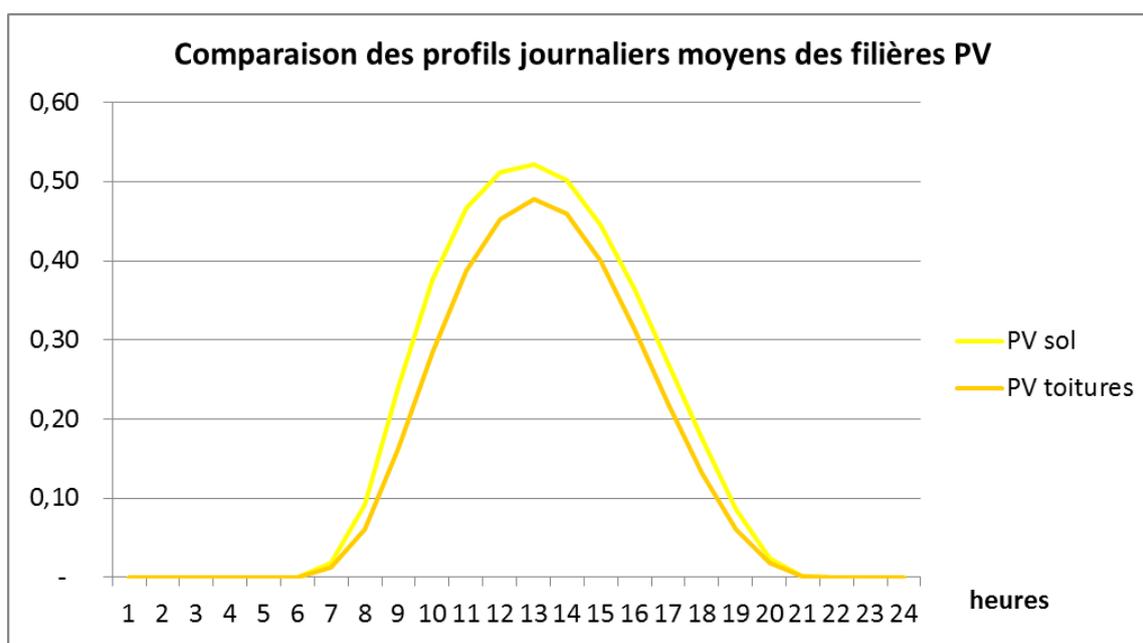


Figure 72 - Comparaison des profils PV de la région Rhône-Alpes

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 73), 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 73). 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 73).

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.

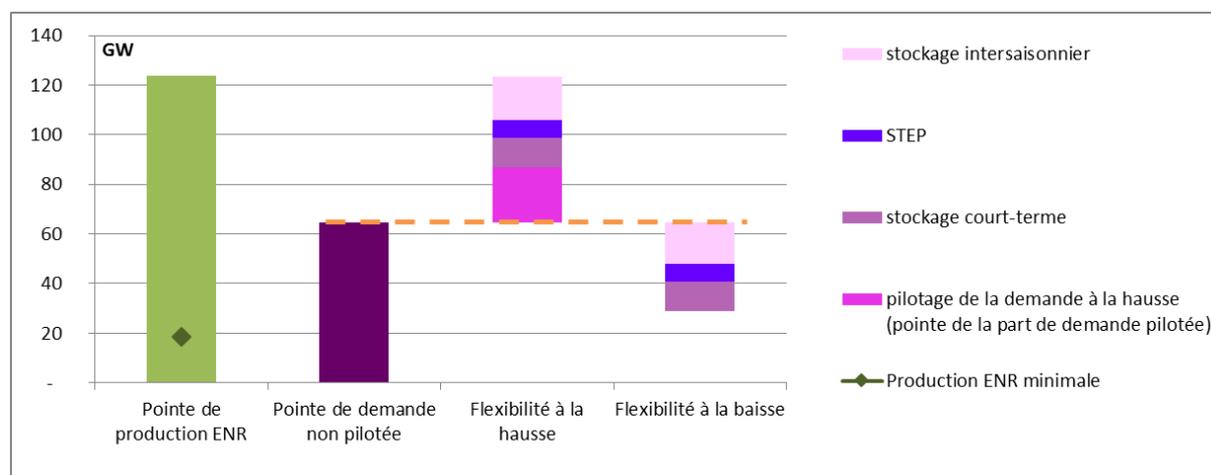


Figure 73 - Flexibilité du système électrique

Le Tableau 6 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.

Tableau 6 - Répartition des gisements de flexibilité à la hausse et à la baisse

	Flexibilité à la hausse (GW)	Flexibilité à la baisse (GW)
Pilotage de la demande	22	-
Stockage de court-terme	12	12
STEP	7	7
Stockage inter-saisonnier	17	17
TOTAL	59	36

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.

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 autres 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 complets⁵¹ 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).

⁵¹ Le nombre de cycles complets est égal à la production annuelle divisée par la capacité de décharge du stockage.

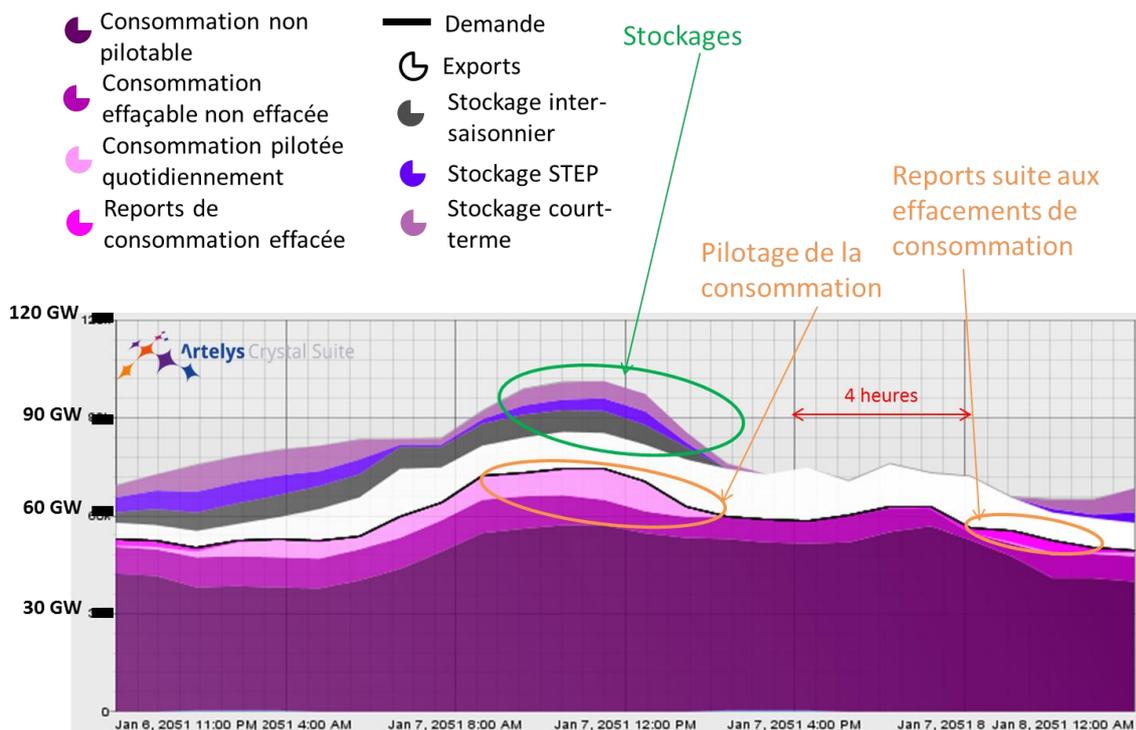


Figure 74 - Zoom sur le pilotage de la consommation le 7 janvier

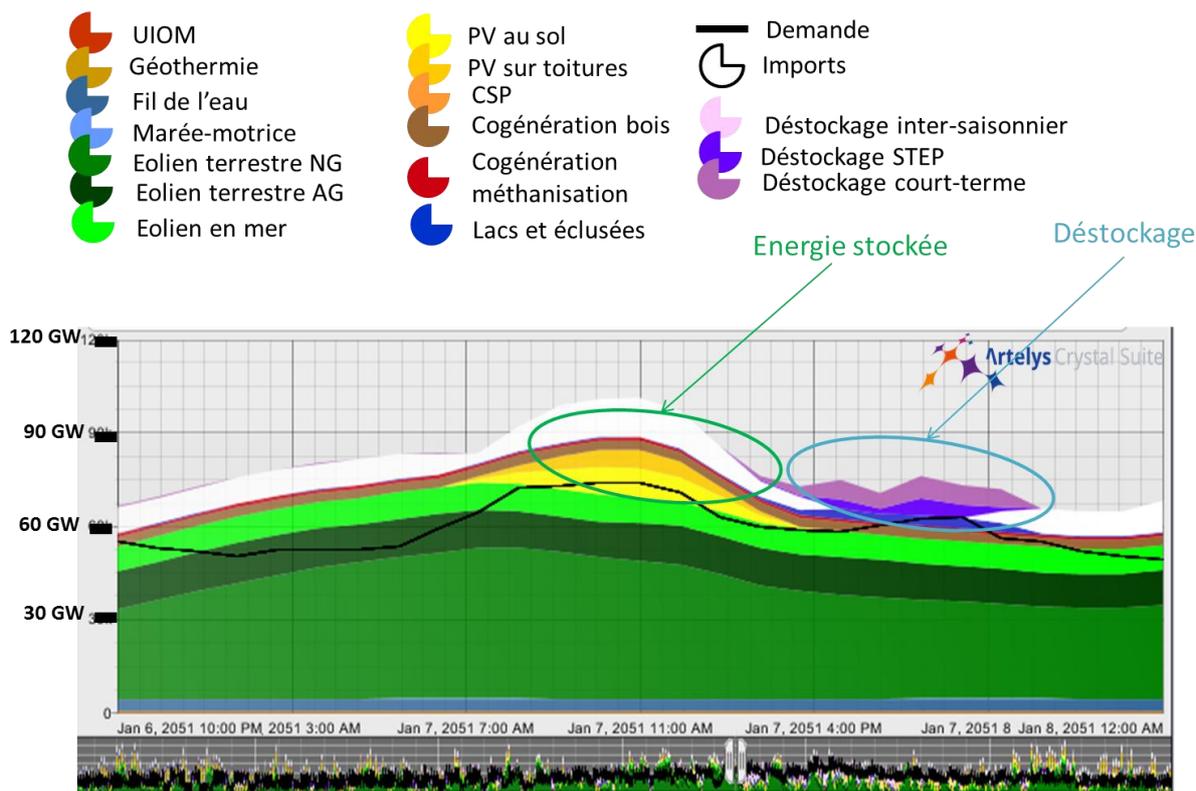


Figure 75 - Production cumulée du 7 janvier

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 76, 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 77). Les STEP et le Power to Gas sont exploités pour stocker l'énergie d'une semaine sur la suivante.

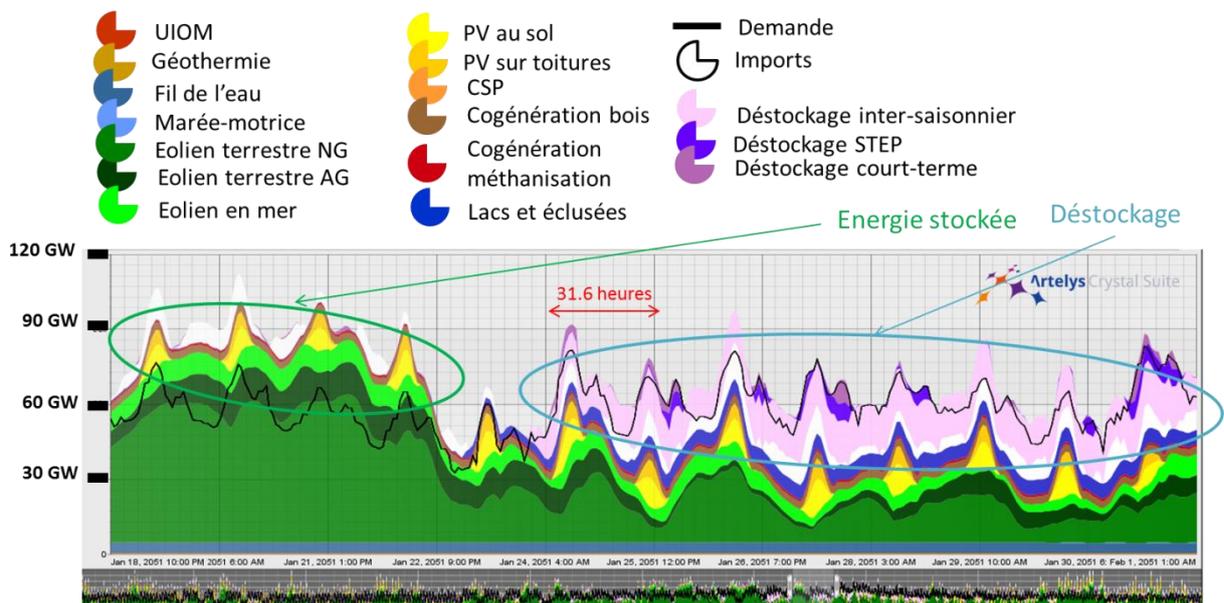


Figure 76 - Production cumulée deuxième quinzaine de janvier

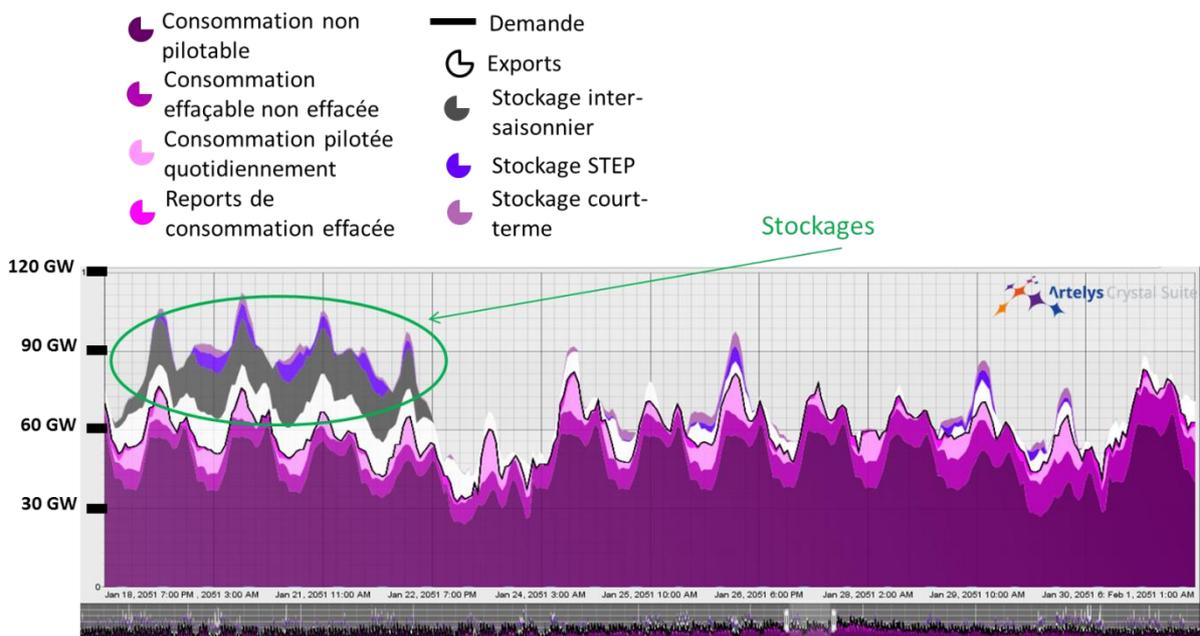


Figure 77 - Consommation cumulée - deuxième quinzaine de janvier

4.3.3 Flexibilité inter-saisonnière

Comme on l'observe sur la Figure 78, 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).

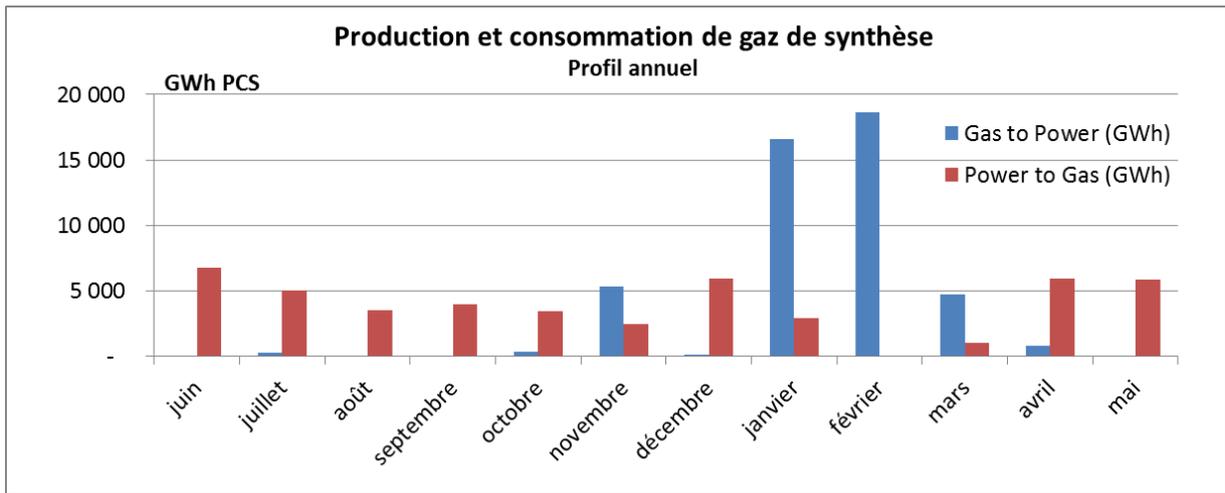


Figure 78 - Stockage et déstockage inter-saisonnier

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 79). 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).

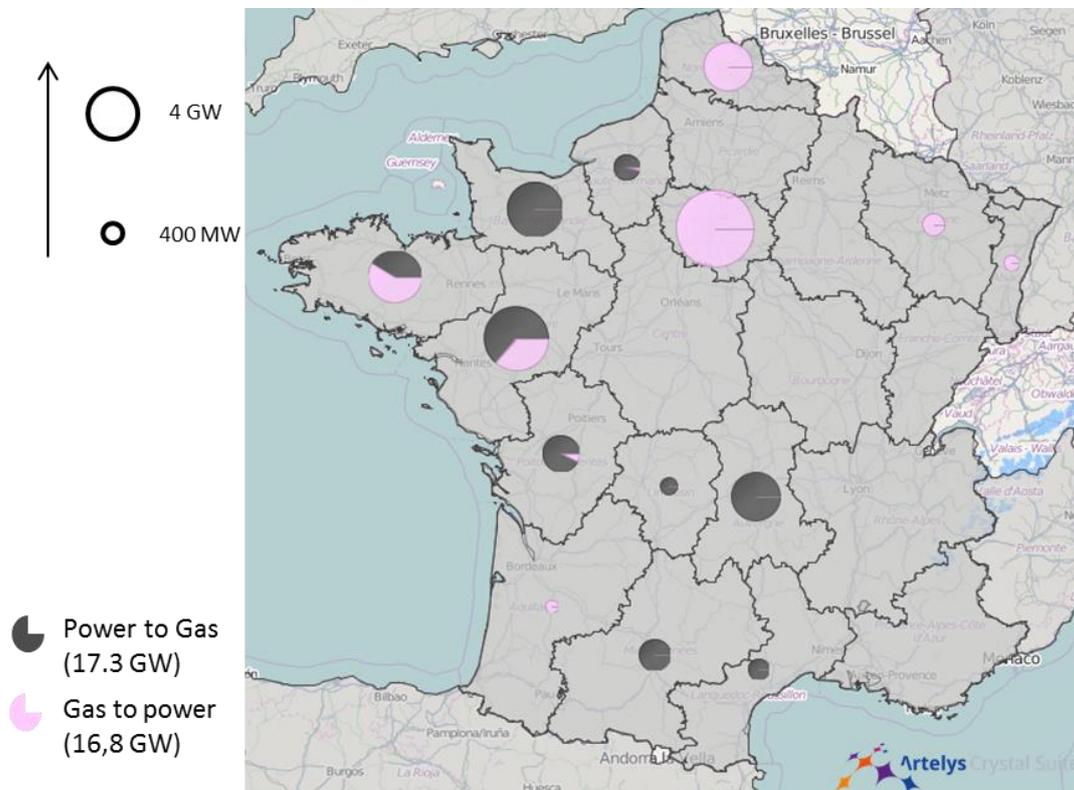


Figure 79 - Répartition régionale des capacités installées de Power to Gas et Gas to Power

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 TWh⁵² 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 80 compare les capacités d'échanges adaptées au parc actuel et celles adaptées au parc 2050.

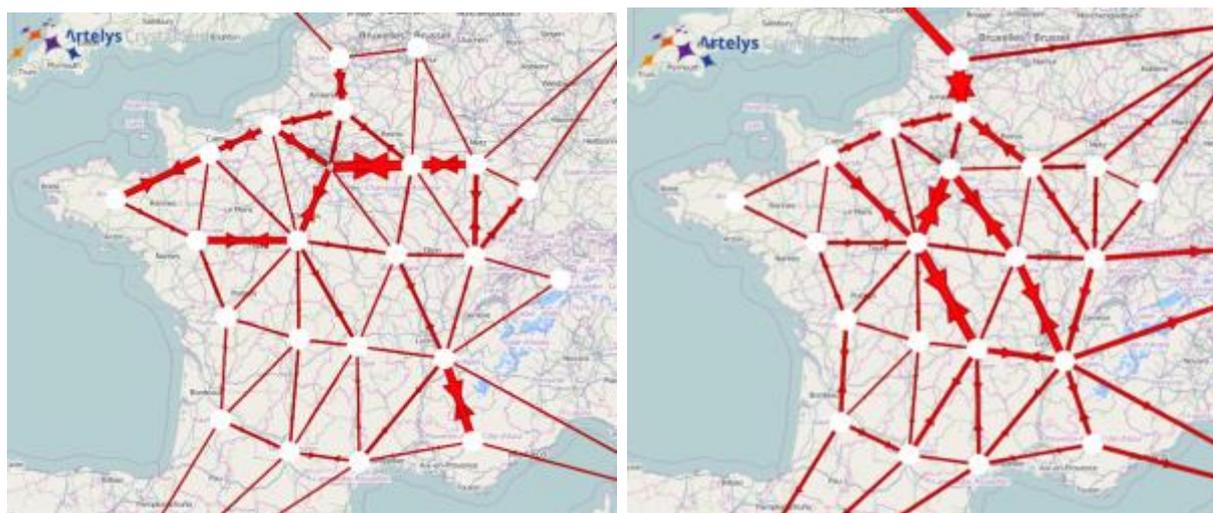


Figure 80 – Evolution de la répartition du réseau - réseau adapté actuel à gauche (50 GW de capacités d'échanges inter-régionaux) et 2050 à droite (68 GW de capacités d'échanges inter-régionaux) ; la largeur des lignes est proportionnelle à la capacité d'échange (même échelle pour les deux cartes).

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 81. 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.

⁵² 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).

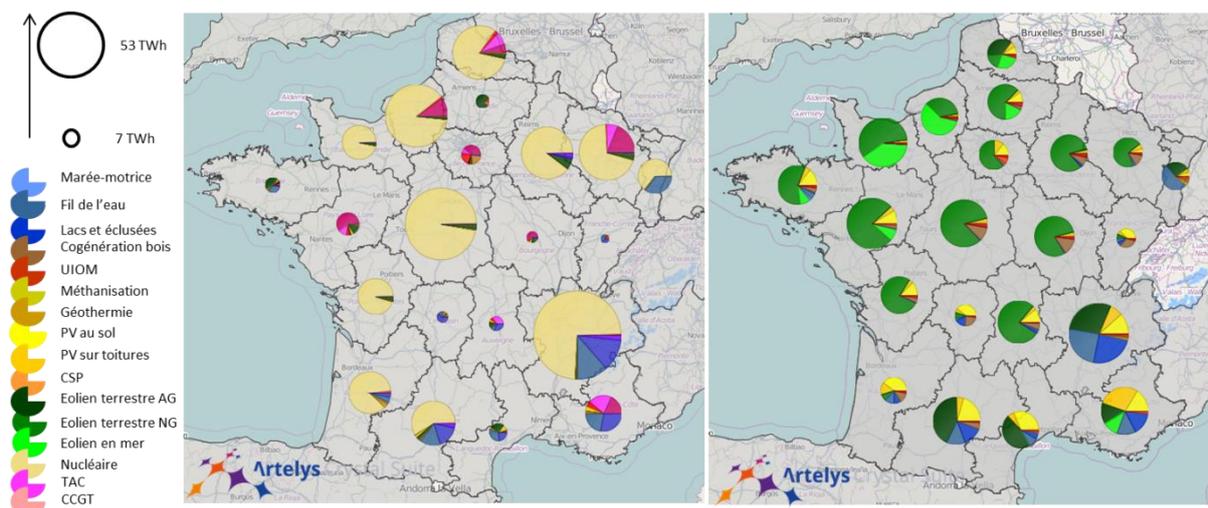


Figure 81 - Comparaison de la répartition régionale des productions d'énergie entre aujourd'hui et 2050

4.5 Un coût de renforcement modéré du réseau de répartition

Le réseau HTB1 (90-63 kV) dit « de répartition » permet de relier le réseau THT (400 kV-225 kV) aux postes sources. Pour un déploiement important d'EnR dans des zones de faible consommation (par exemple pour l'éolien terrestre en zones rurales), le réseau HTB1 doit être renforcé pour permettre d'exporter la production EnR locale vers le réseau THT. Par défaut dans l'étude, les coûts du réseau de répartition ont été considérés égaux à ceux d'aujourd'hui.

Afin d'évaluer l'impact économique du renforcement de ce réseau de répartition, des variantes prenant en compte ce coût ont été réalisées. Dans le cadre d'un cas 100% EnR et d'un cas 40% EnR, le réseau de répartition a ainsi été modélisé dans chaque région, et sa capacité a été optimisée, simultanément à l'optimisation des capacités de réseau de transport, de production et de stockage, et à la gestion du parc au pas de temps horaire. De cette manière, l'impact de la prise en compte de ce coût sur le mix électrique optimal a également pu être mesuré.

Le coût de renforcement du réseau de répartition a été estimé à 70 M€/GW non annualisé, à partir d'un seuil régional de 2.5 GW d'EnR diffus installés (la méthode de reconstitution de ce coût est décrite dans le livrable [Modèle]⁵³).

⁵³ A titre de comparaison, le coût linéaire de renforcement du réseau de grand transport retenu dans l'étude est de 33 M€ par GW supplémentaire.

4.5.1 Un faible impact de la modélisation du réseau de répartition sur le mix optimal

Suite à l'optimisation du mix 100% EnR avec prise en compte du coût du réseau de répartition, on observe que cette modification du modèle a un faible impact sur le parc de production optimisé (Figure 82).

Le mix national est ainsi quasiment inchangé, à l'exception de quelques arbitrages locaux qui favorisent les filières à meilleur taux de charge (le coût d'installation des filières étant augmenté de la valeur du coût du réseau de répartition) ; 2 GW d'éolien d'ancienne génération sont remplacés par de l'éolien nouvelle génération, et 2 GW de moins de PV sont installés, au profit de 500 MW supplémentaires d'éolien terrestre.

L'optimisation du mix 40% EnR conduit à des conclusions similaires (Figure 83) : le parc installé est quasiment inchangé, à l'exception d'une diminution de 1 GW de la capacité d'éolien AG, au profit de 500 MW supplémentaires d'éolien NG.

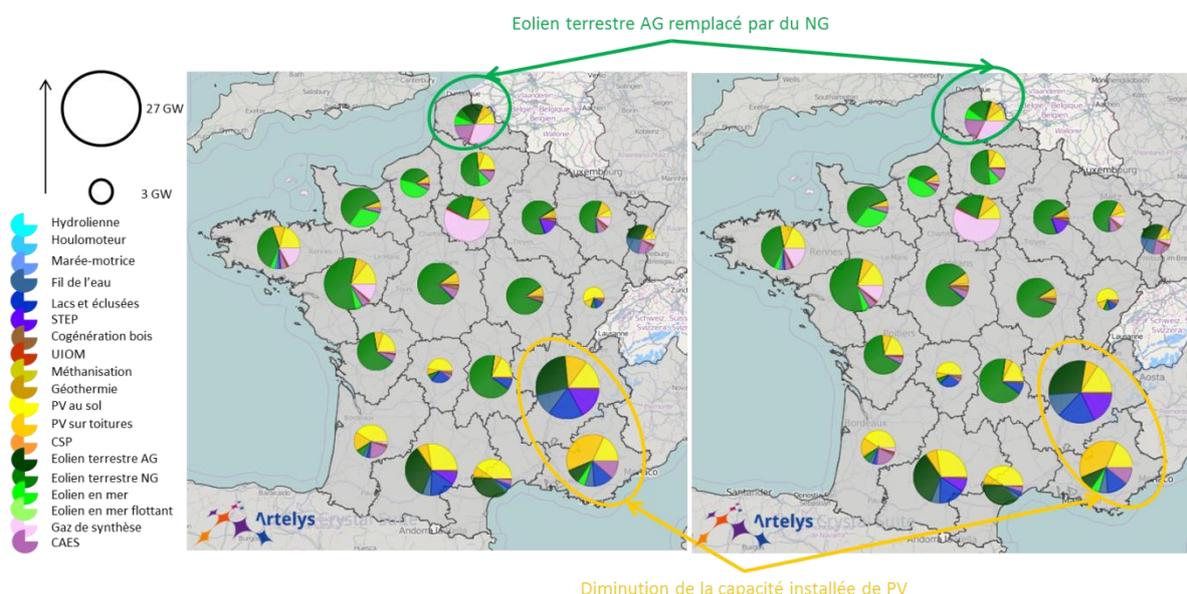


Figure 82 - Comparaison des mix optimisés 100% EnR avec (à droite) et sans (à gauche) prise en compte du réseau de répartition

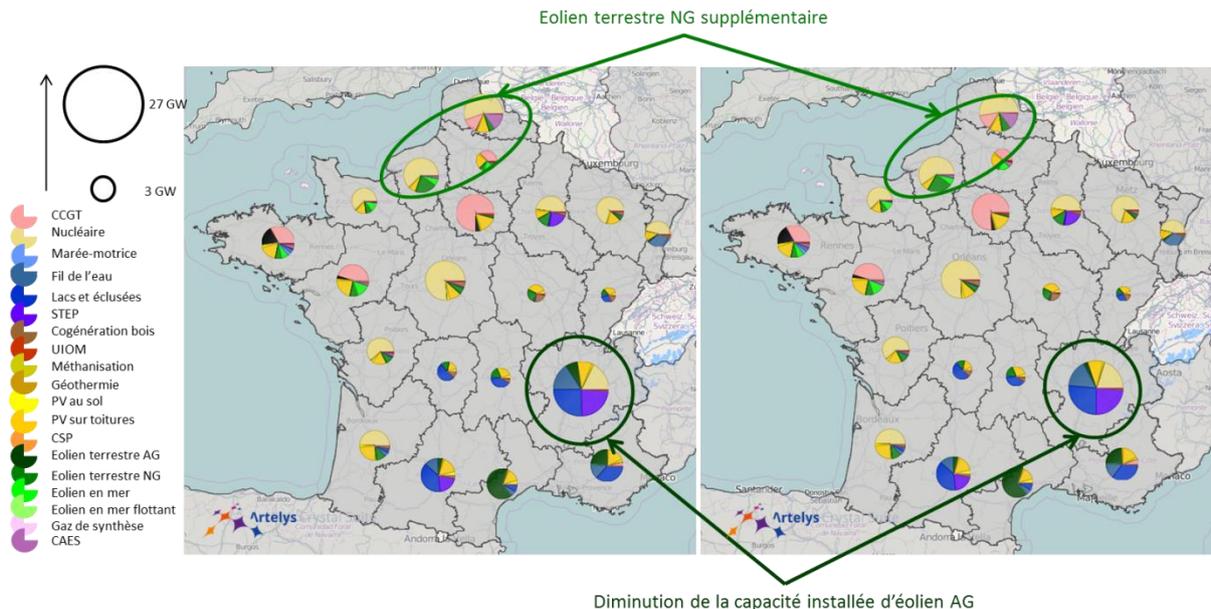
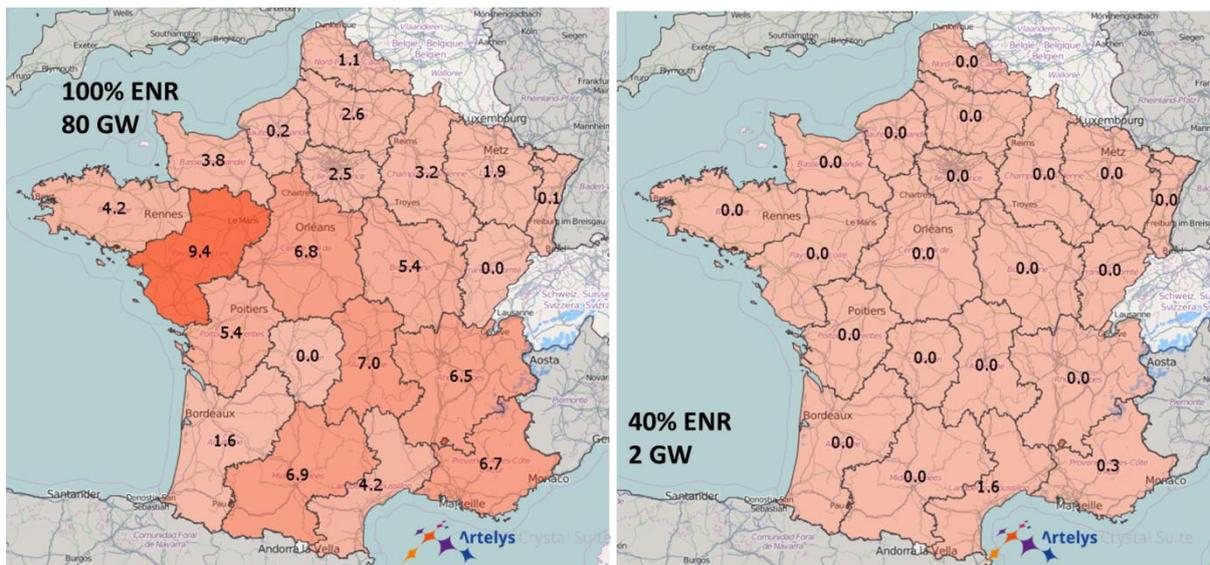


Figure 83 - Comparaison des mix optimisés 40% EnR avec (à droite) et sans (à gauche) prise en compte du réseau de répartition

4.5.2 Un coût limité du réseau de répartition

En intégrant à l'optimisation l'ensemble du réseau de transport (grand transport et réseau de répartition), l'optimisation aboutit à un chiffrage des coûts de réseau très proche de celui obtenu avec la seule optimisation du réseau de grand transport, soit un surcoût d'environ 470 M€ annualisé dans le cas de référence, représentant moins de 1% du coût annuel du système électrique.

4.5.3 Une répartition régionale proportionnelle à la capacité d'EnR diffus installés



La Figure 84 illustre la répartition par région du renforcement du réseau de répartition. Celle-ci est d'autant plus importante que la puissance installée locale de PV et éolien terrestre est élevée. En outre, on observe peu de renforcement du réseau de répartition dans le cas 40% EnR ; en effet, dans la plupart des régions (à l'exception de la PACA et du Languedoc-Roussillon) le seuil de 2.5 GW d'installation de PV et éolien n'est pas atteint. A l'inverse, dans le cas 100% EnR, ce seuil est dépassé dans une grande majorité de régions (à l'exception du Limousin et de la Franche-Comté), ce qui occasionne un renforcement beaucoup plus important du réseau de répartition.

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, 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 réseau⁵⁴) estimé à 32.7 Mds € ;
- du coût du réseau, décomposé en
 - une part fixe⁵⁵ : 11.1 Mds €,
 - une part variable dépendant de la quantité de capacité d'échange inter-régionale (réseau 400 kV) : 2.2 Mds € ;
- 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 chaleur⁵⁶, 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. Plus de détails sont fournis au paragraphe 3.3.4.*
3. *Comme cela est détaillé au paragraphe 4.5, il a été vérifié, par l'optimisation d'un cas spécifique, que les coûts associés à l'augmentation du réseau de répartition étaient de moins de 1% du coût total de la fourniture d'électricité.*
4. *Les pertes sont modélisées comme une consommation de 28 TWh, prise en compte dans l'optimisation-simulation⁵⁷.*

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 ;

⁵⁴ Le reste étant le coût du combustible bois.

⁵⁵ 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.

⁵⁶ Gain dont on a déduit l'installation capacitaire des PAC.

⁵⁷ La valeur de 28 TWh de pertes sur le réseau est la même pour l'ensemble des variantes, à l'exception de celle qui étudie le cas d'une moindre maîtrise de la consommation, pour laquelle les pertes s'élèvent à 37 TWh.

- 4% pour le coût du réseau 400 kV.

Remarque : On pourra constater que, selon les hypothèses retenues, le coût du système est peu impacté par le taux de pénétration renouvelable.

5.1.2 Comparaison du coût entre variantes

La Figure 85 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.

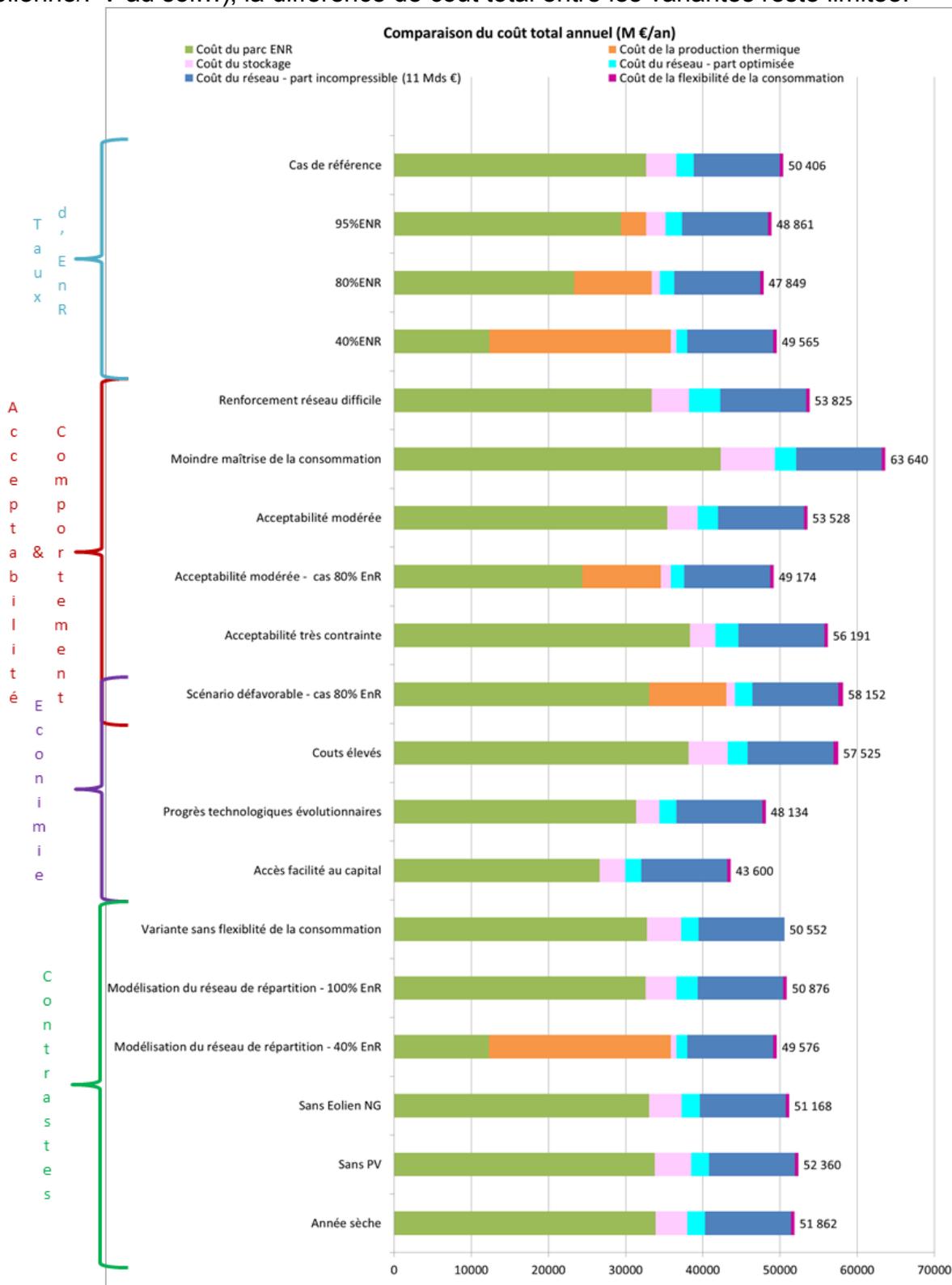


Figure 85 - Coût total annuel du cas de référence et des variantes

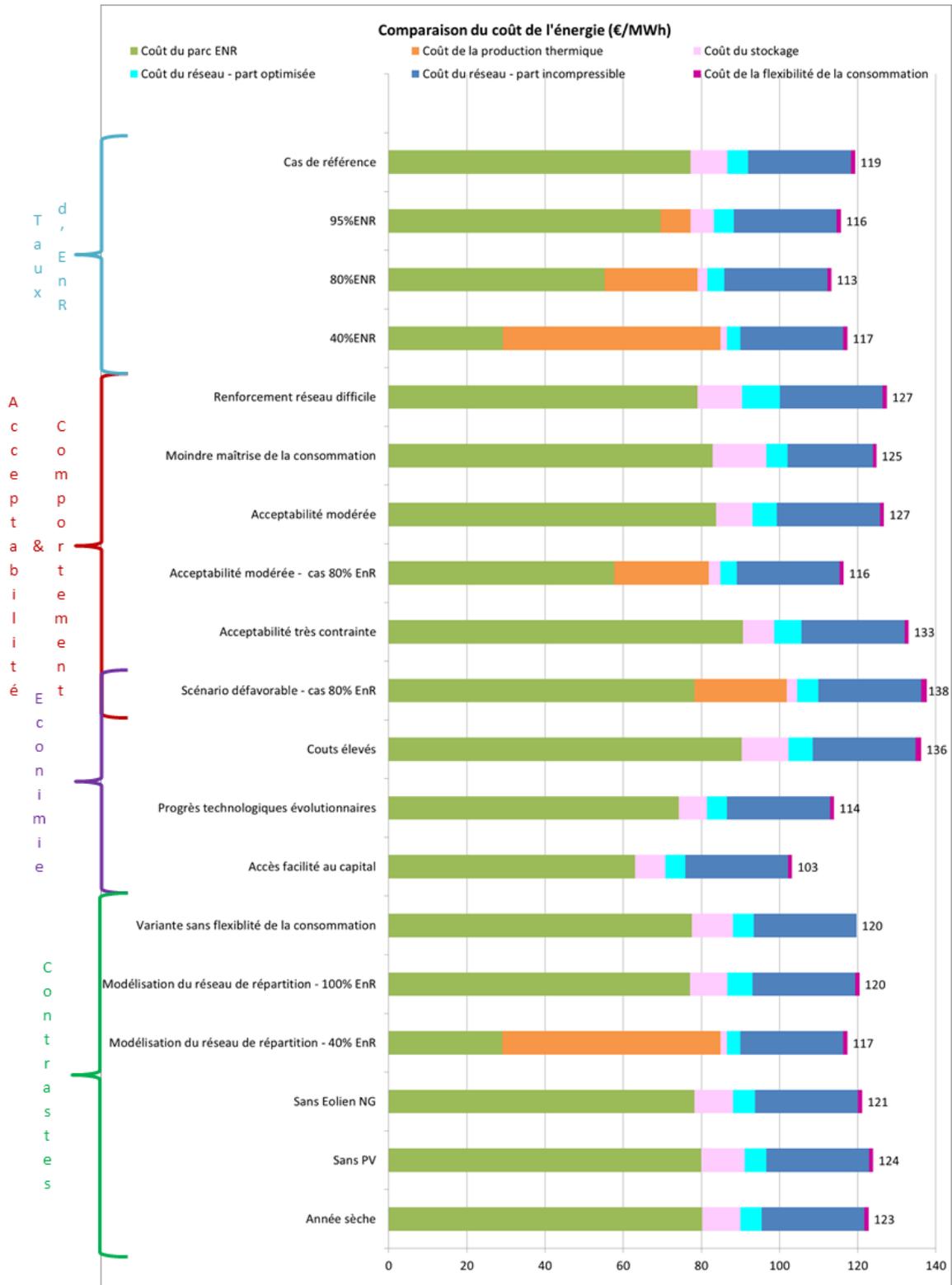


Figure 86 - Coût de l'électricité (€/MWh) du cas de référence et des variantes

A partir de l'évaluation (Figure 85) du coût total annuel de gestion d'un système électrique 100% renouvelable en 2050, et du volume annuel de consommation (incluant les pertes sur le réseau) de 422 TWh, on peut estimer le coût de l'énergie à 119 €/MWh (hors taxes). Le coût de l'électricité est présenté, pour l'ensemble des variantes, sur la Figure 86.

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, pour cette variante, 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 filières⁵⁸, comme cela apparaît sur la Figure 86. 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.

⁵⁸ 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.

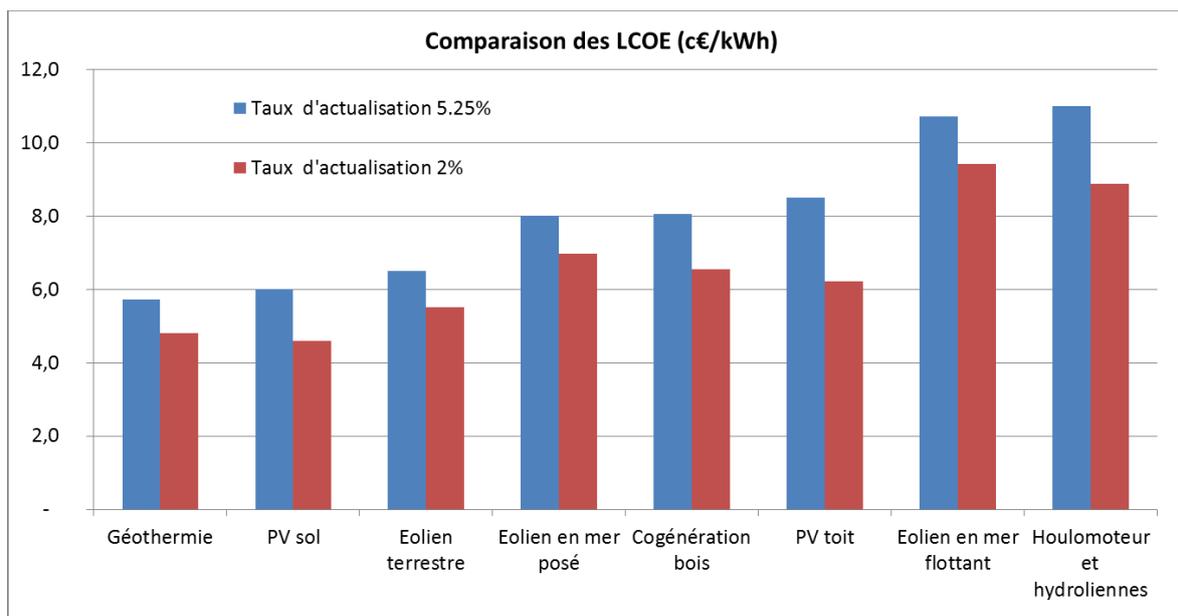


Figure 86 - Comparaison des LCOE calculés avec des taux d'actualisation de 2% et 5.25%

A l'issue de l'optimisation, on obtient le mix énergétique présenté sur la Figure 87. On observe que la capacité installée totale augmente globalement de 7%, soit de 13 GW (la puissance installée du cas de référence étant de 196 GW), correspondant à l'installation supplémentaire de PV sur toitures en PACA, Rhône Alpes et Languedoc-Roussillon (19 GW de PV sur toitures supplémentaires), qui se substitue également à une partie (5 GW) de la capacité d'éolien terrestre. L'augmentation de la production d'énergie photovoltaïque est assortie d'une augmentation de 58 % de la capacité de stockage de court-terme.

Globalement, la production locale est favorisée, les coûts étant plus faibles, et la capacité totale d'échanges baisse de 6%. Ainsi, faire baisser le taux d'actualisation de 5.25% à 2% permet de réduire le coût total du mix électrique 100% EnR de 16% (6.53 Mds€ de moins dus aux réductions des coûts annualisés des producteurs et stockages, et 124 M€ du fait de la baisse de la capacité d'échange).

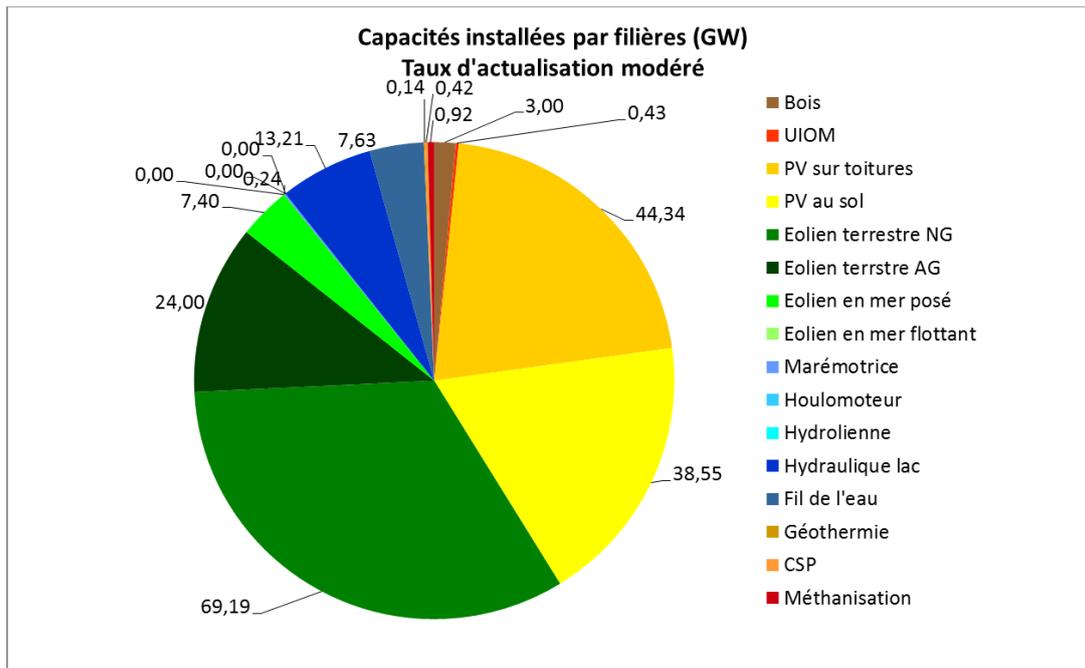


Figure 87 - Capacités installées par filières (total national 209 GW)- Variante sur le taux d'actualisation

5.1.4 Coût d'un scénario 100% renouvelable aux technologies moins mature

5.1.4.1 Changement de l'ordre de préséance économique

Une variante supplémentaire a été étudiée, dans le but de modéliser des progrès technologiques limités à l'horizon 2050. Ainsi, une baisse des coûts 50% moins élevée que dans le cas de référence a été supposée entre aujourd'hui et 2050 pour l'ensemble des moyens de production EnR. En outre, dans ce cadre, les coûts de technologies de stockage et de flexibilité de la demande sont augmentés d'environ un tiers.

Les niveaux de coûts actuels des différentes filières étant très différents, cette moindre baisse de coût a un impact sur l'ordre de préséance économique, qui est présenté (à partir de LCOE moyennés sur les régions) sur la Figure 87. On y observe que, dans un tel cadre, le PV au sol devient nettement plus cher que la filière éolienne terrestre, avec un coût proche de la filière éolienne en mer.

Remarque : au vu de la dynamique très rapide de baisse de coût de la filière photovoltaïque, l'hypothèse retenue pour la filière PV au sol dans le cas de progrès technologiques limités peut sembler élevée, car le niveau de 105 €/MWh est déjà atteint à ce jour sur certaines centrales dans le sud de la France. Néanmoins, un tel coût pourrait être induit par des externalités telles que celles associées à des risques de financement liés à un design de marché de l'électricité non adapté ou encore par des contraintes fortes d'utilisation des sols dans le sud de la France. Ainsi, le cas d'étude présenté dans ce paragraphe permet d'évaluer la robustesse d'un mix 100% EnR, même dans ces conditions particulièrement défavorables.

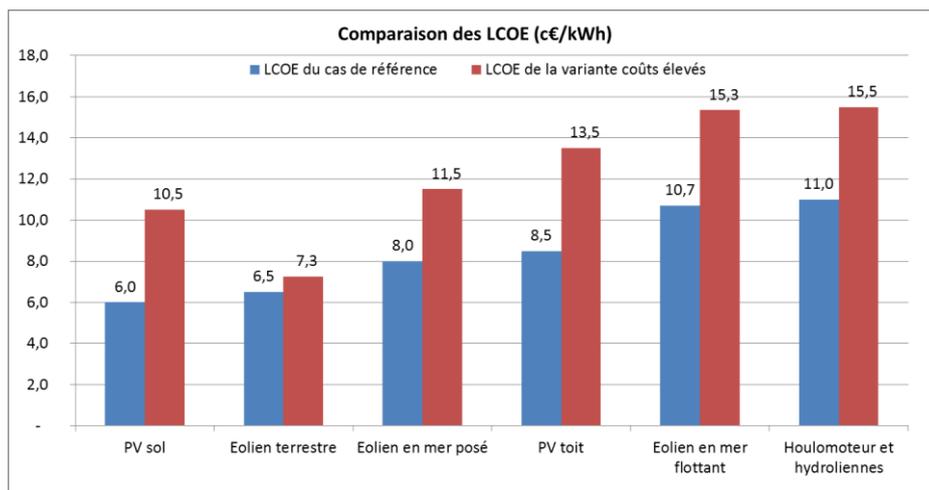


Figure 87 - Comparaison des LCOE du cas de référence et de la variante coûts élevés

5.1.4.2 Emergence limitée de la filière PV au sol et saturation de l'éolien terrestre

Dans le cas d'une maturation moindre du PV par rapport à l'éolien, la filière solaire au sol n'émerge que dans une faible proportion de régions (Figure 88), qui sont celles aux LCOE les plus avantageux – soit inférieurs à 100 €/MWh comme on peut l'observer sur la Figure 89 (à l'exception de l'Aquitaine où le PV au sol est moins cher que l'éolien terrestre).

Pour compenser cette perte de production solaire, la filière éolienne (classique et nouvelle génération) est saturée dans toutes les régions sauf en Aquitaine.

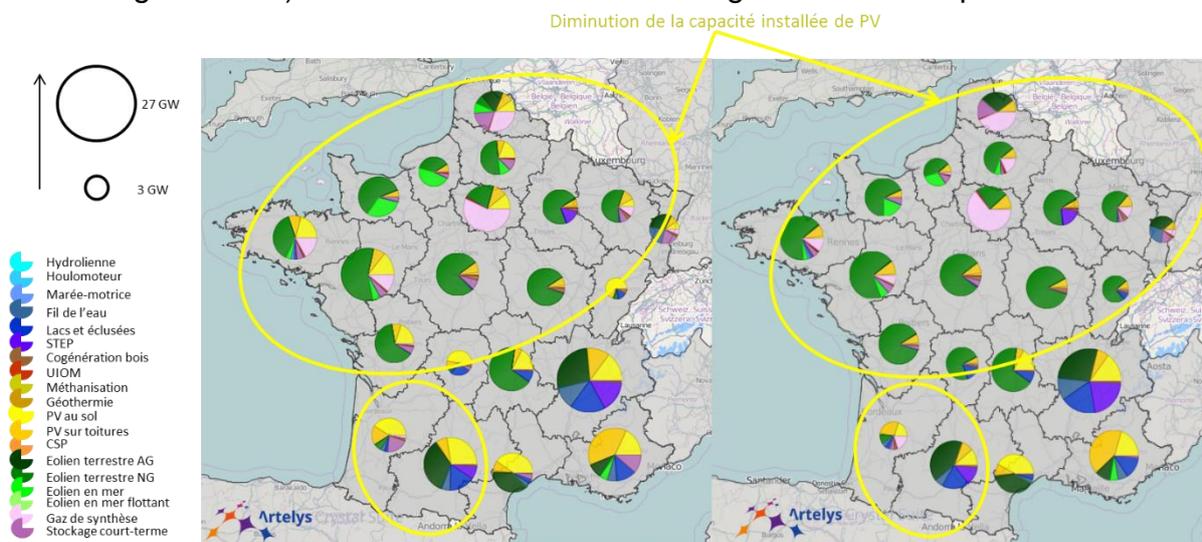


Figure 88 - Capacités installées par région du cas de référence (à gauche) et de la variante avec coûts élevés (à droite)

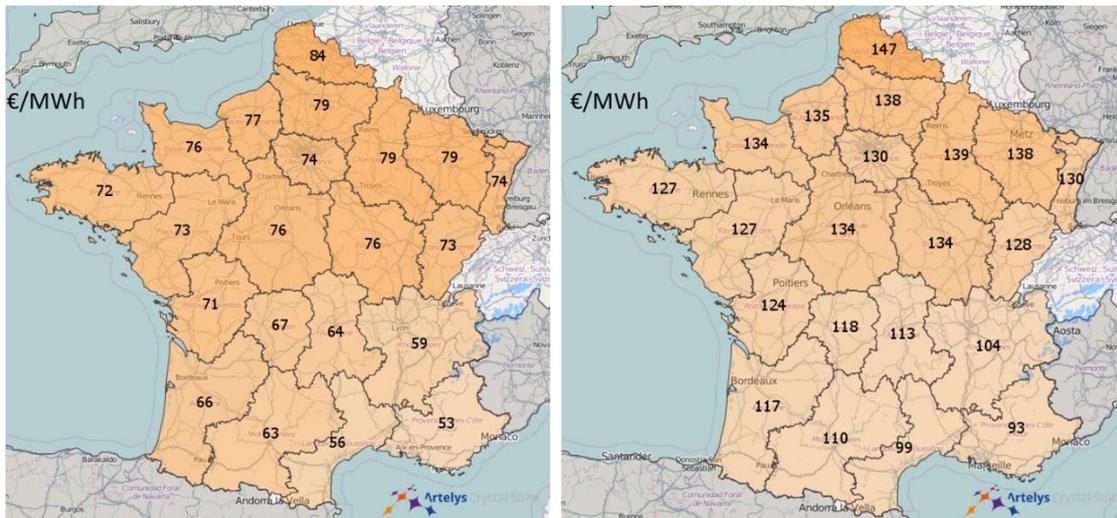


Figure 89 - LCOE du PV au sol par région du cas de référence (à gauche) et de la variante avec coûts élevés (à droite)

5.1.4.1 Renforcement réseau en substitution des filières EnR les plus chères

L'écart important entre les coûts des filières favorise le renforcement des capacités d'échange pour éviter de recourir aux filières locales plus coûteuses.

Ainsi, par exemple, comme le montre la Figure 90, la production par la filière éolienne en mer est en baisse dans les régions du Nord. Le LCOE dans ces régions est en effet entre 110 et 120 €/MWh, de sorte que cela revient moins cher d'installer de l'éolien terrestre dans les régions voisines (entre 70 et 80 €/MWh) et d'augmenter les capacités d'échanges, le coût du flux circulant entre deux régions étant estimé dans ce cadre à 9 €/MWh⁵⁹.

Les capacités d'échanges inter-régionales sont ainsi accrues de 15% (soit 10 GW supplémentaires) par rapport au cas de référence.

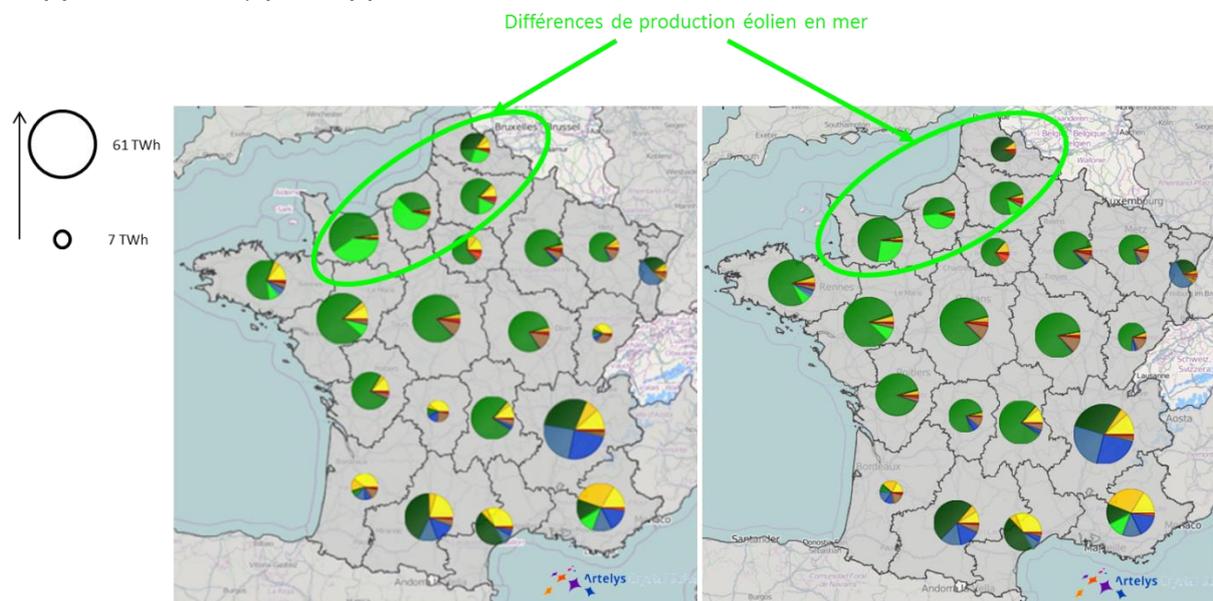


Figure 90 - Production par région du cas de référence (à gauche) et de la variante avec coûts élevés (à droite)

5.1.4.2 Sollicitation des STEP

Si les moyens de stockages « novateurs » n'arrivent pas à maturité, le gisement des STEP, quant à lui, est saturé. En effet, comme l'illustre la Figure 91, le LCOS des

⁵⁹ Le taux d'utilisation moyen des lignes est de 1900 heures par an pour cette variante.

STEP supplémentaires (celles au-delà des 7 GW imposés), à 134 €/MWh, est inférieur à celui du stockage inter-saisonnier (à 179 €/MWh). Cependant, l'investissement dans le stockage de court-terme est presque divisé par deux (Figure 92). Ceci s'explique par l'augmentation du LCOS de la filière (de 58 à 106 €/MWh), et par la diminution du nombre de cycles complets (de 178 à 141), lié à la baisse de la production photovoltaïque et à la réduction du besoin de flexibilité infra-journalier associée.

Remarque : Même si le stockage de court-terme est celui qui présente le LCOS le plus bas, c'est celui qui rend le moins de service au système, du fait de son temps de décharge plus court.

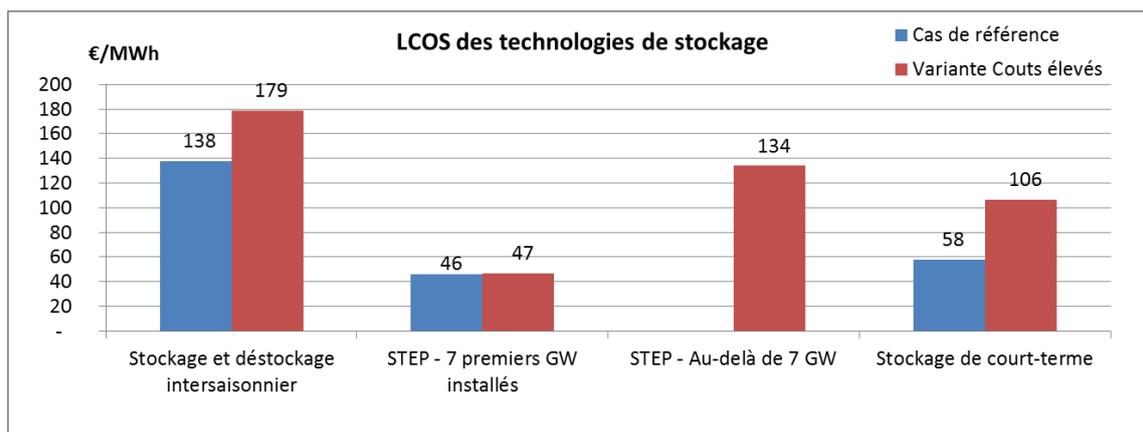


Figure 91 - Comparaison des LCOS des technologies de stockage entre le cas de référence et la variante avec coûts élevés

Globalement, la capacité totale de stockage est ainsi stable, mais le déstockage d'énergie diminue de 10% (de 44 à 40 TWh).

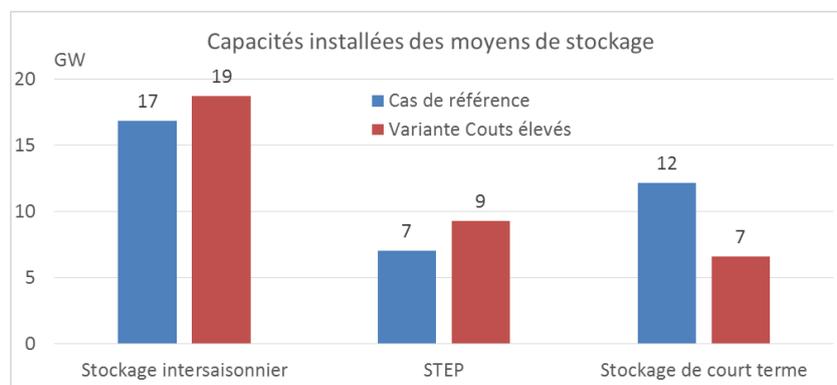


Figure 92 - Comparaison des capacités installées des technologies de stockage entre le cas de référence et la variante avec coûts élevés

5.1.4.3 Augmentation modérée du coût total annuel

Le coût total annuel augmente de 14% par rapport au cas de référence et atteint 136 €/MWh. L'augmentation modérée du coût global s'explique par le fait que le coût de l'éolien terrestre, qui est la principale filière sollicitée dans le cas de référence, n'a augmenté que de 12%, sa maturité étant déjà bien avancée aujourd'hui.

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 93 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 94.

Le stockage inter-saisonnier (surface mauve claire de la Figure 93) 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.

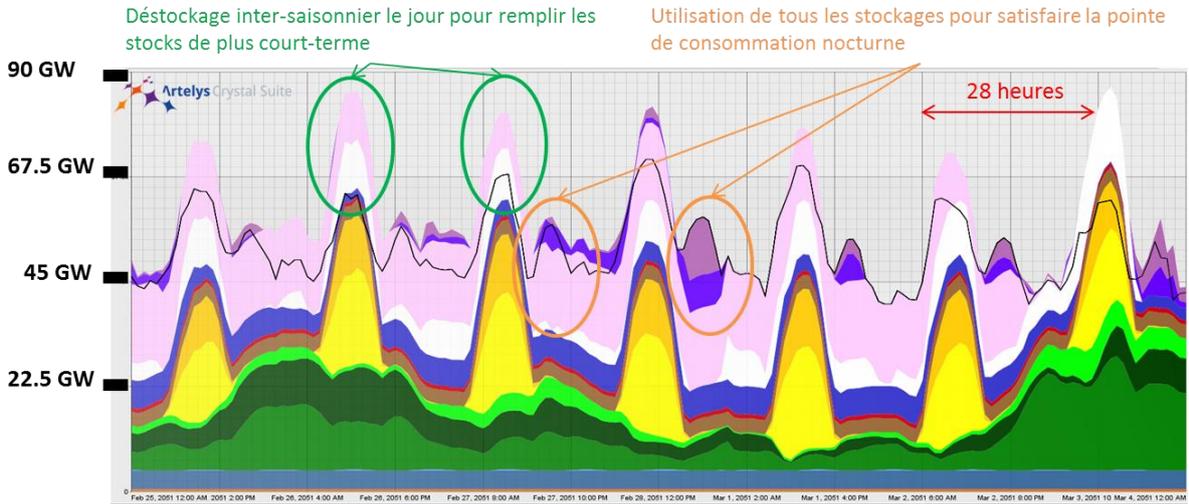


Figure 93 - Production cumulée, semaine sans vent – fin février

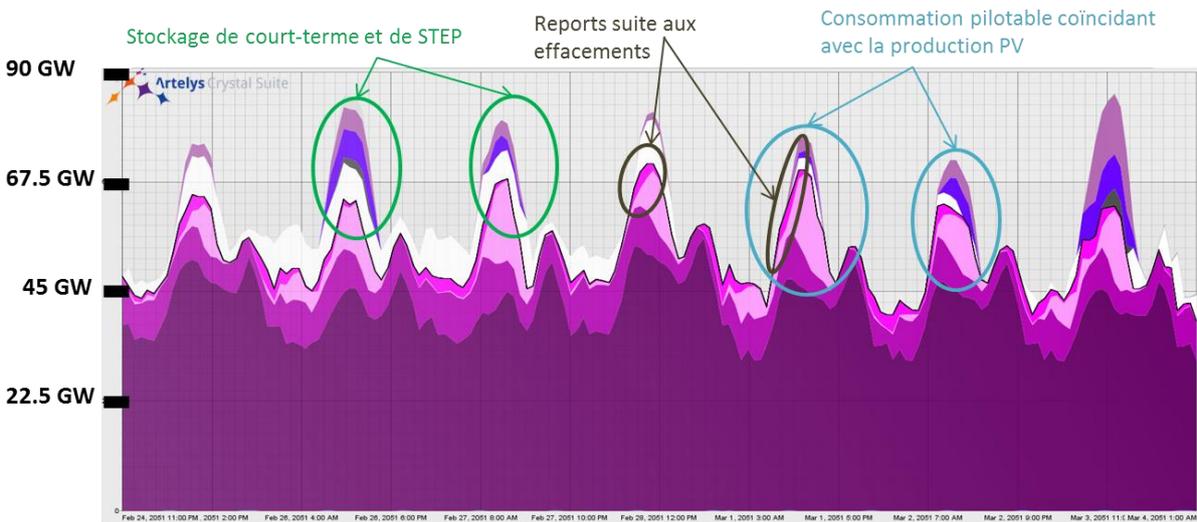
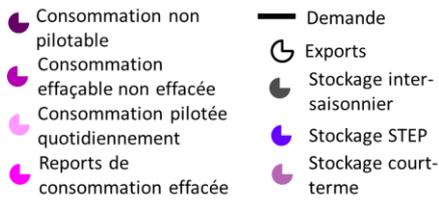


Figure 94 - Pilotage de la consommation, semaine sans vent fin février

5.2.1.2 Vague de froid

- | | | | | | |
|--|---------------------|--|-----------------------------|--|-------------------|
| | UIOM | | PV au sol | | Demande |
| | Géothermie | | PV sur toitures | | Imports |
| | Fil de l'eau | | CSP | | Cogénération bois |
| | Marée-motrice | | Cogénération méthanisation | | Lacs et éclusées |
| | Eolien terrestre NG | | Déstockage inter-saisonnier | | Déstockage STEP |
| | Eolien terrestre AG | | Déstockage court-terme | | |
| | Eolien en mer | | | | |

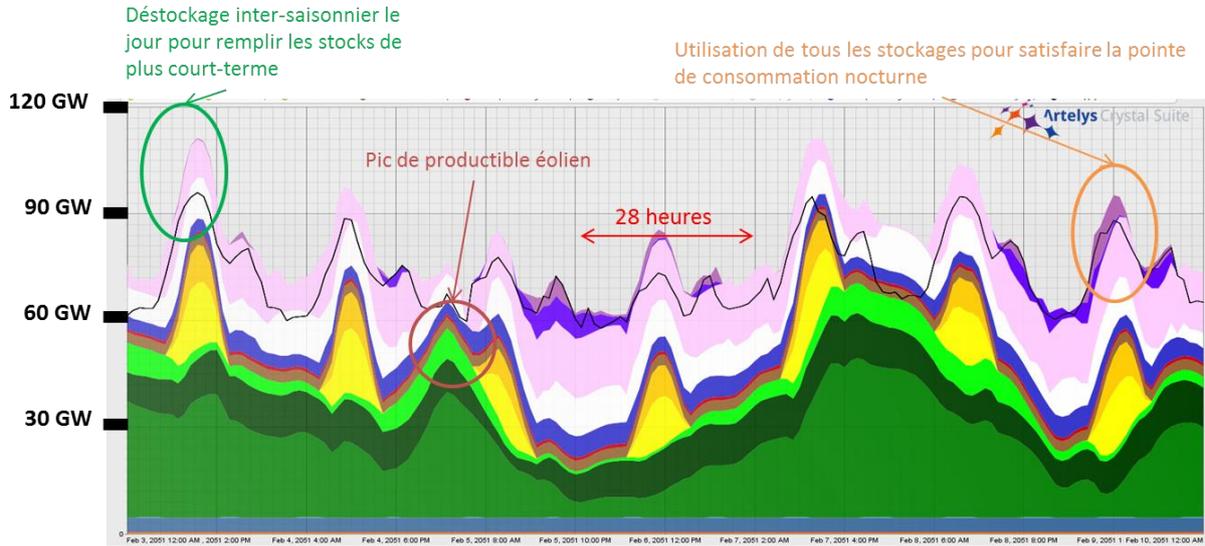


Figure 95 - Production cumulée, vague de froid

- | | | | |
|--|------------------------------------|--|---------------------------|
| | Consommation non pilotable | | Demande |
| | Consommation effaçable non effacée | | Exports |
| | Consommation optimisée chaque jour | | Stockage inter-saisonnier |
| | Reports de consommation effacée | | Stockage STEP |
| | | | Stockage court-terme |

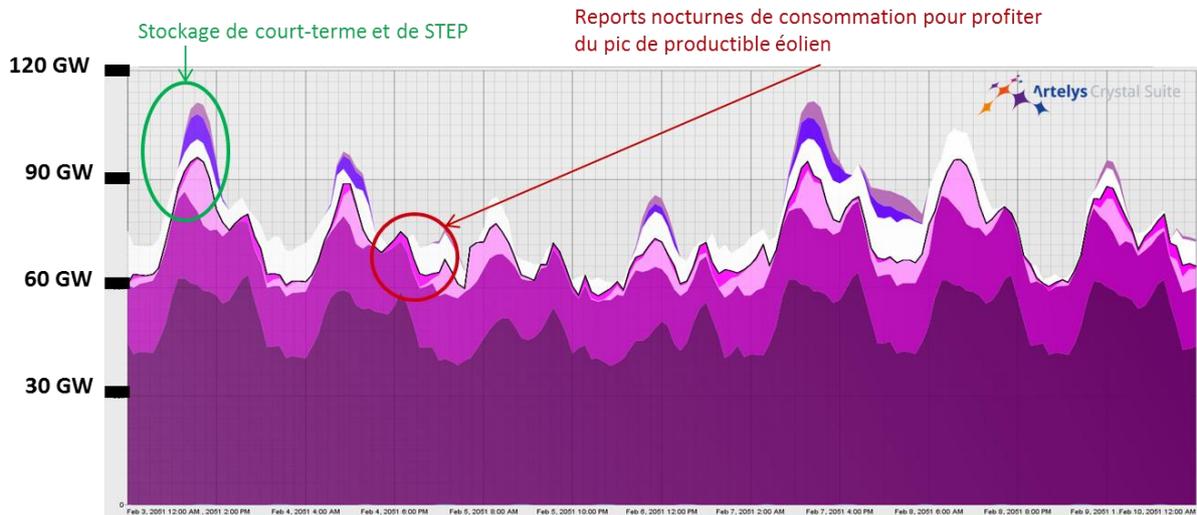


Figure 96 - Pilotage de la consommation, vague de froid

Pour satisfaire l'équilibre offre-demande pendant une vague de froid, le système fait également appel à chacun des types de stockages (Figure 95 et Figure 96), en plus des productions EnR à disposition.

En outre, on observe sur les figures que le système exploite la part pilotable de la 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

- UIOM
- Géothermie
- Fil de l'eau
- Marée-motrice
- Eolien terrestre NG
- Eolien terrestre AG
- Eolien en mer
- PV au sol
- PV sur toitures
- CSP
- Cogénération bois
- Cogénération méthanisation
- Lacs et éclusées
- Demande
- Imports
- Déstockage inter-saisonnier
- Déstockage STEP
- Déstockage court-terme

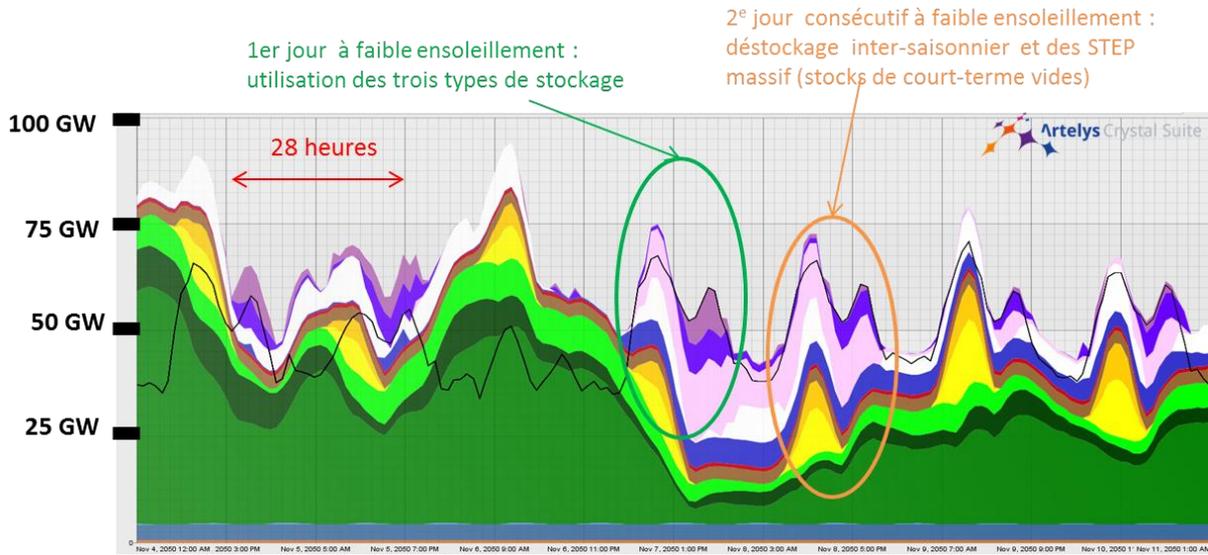


Figure 97 - Production cumulée, période sans soleil

- Consommation non pilotable
- Consommation effaçable non effacée
- Consommation optimisée chaque jour
- Reports de consommation effacée
- Demande
- Exports
- Stockage inter-saisonnier
- Stockage STEP
- Stockage court-terme

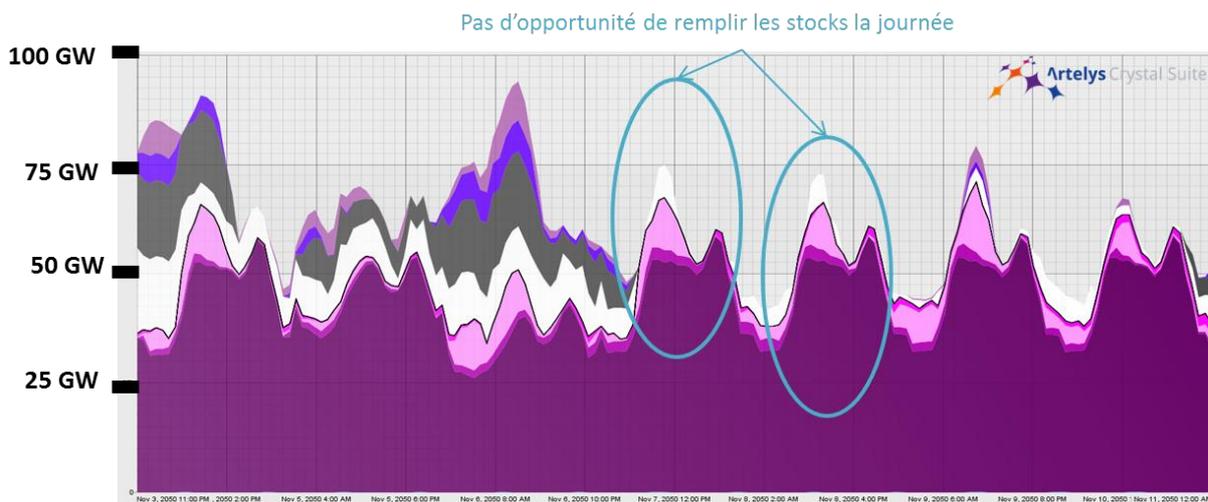


Figure 98 - Pilotage de la consommation, période sans soleil

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 97 et Figure 98.

5.2.1.4 Passage de la pointe de demande nette⁶⁰

En l'absence de pilotage de la consommation, la pointe de demande nette annuelle serait – pour l'année climatique considérée – de 63 GW, le 11 janvier à 19h. Le pilotage de la demande permet de réduire la consommation pendant les heures non favorables pour le système ; ainsi le pilotage efface 10 GW de consommation à la pointe du 11 janvier. Les différents types de stockages contribuent au passage (de 36 GW) de la pointe⁶¹, ainsi que les imports (participation à hauteur de 7 GW). Les 10 GW résiduels de demande sont couverts par la production EnR pilotable.

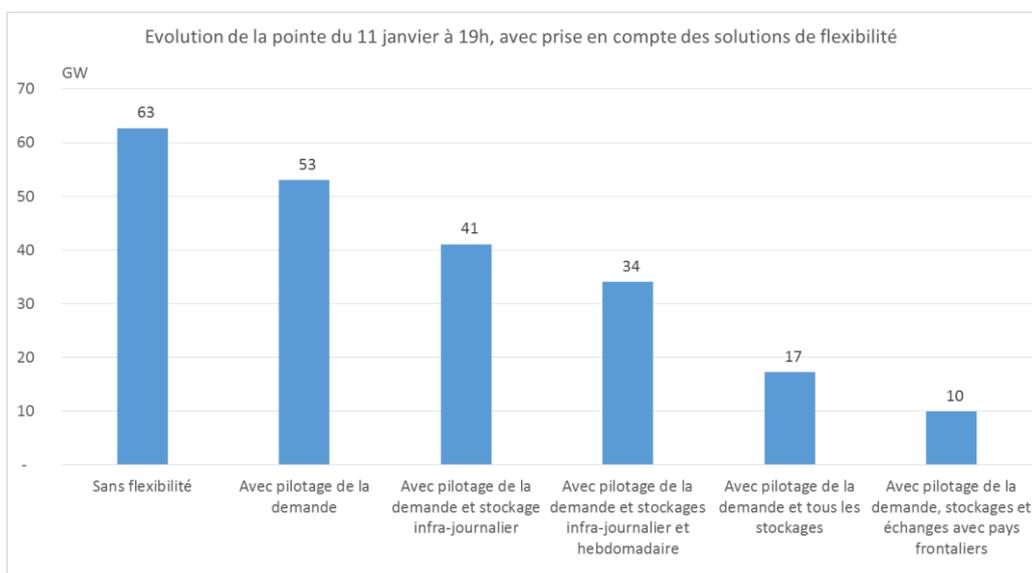


Figure 99 - Impacts du pilotage de la demande et des stockages sur la pointe de demande nette : évolution de la puissance appelée à une même heure (l'heure de pointe de demande nette), avant d'appliquer toute solution de flexibilité

Remarques :

1. Une analyse similaire peut être menée sur la pointe de demande « brute » (sans retirer la production EnR non pilotable) de 92 GW le 3 février au matin (pendant la vague de froid) ; le pilotage efface 4 GW de consommation, pour les reporter aux heures d'ensoleillement plus important et profiter de la production photovoltaïque⁶². Les stockages participent également à la réduction (14 GW) de la pointe, ainsi que les imports (6 GW) et la production EnR pilotable (8 GW). Les 60 GW résiduels de demande sont couverts par la production EnR non pilotable.
2. Ces analyses montrent que sur l'année dimensionnante le système a suffisamment de marge en puissance pour passer la pointe de demande nette. Si l'on se place dans le « pire cas », en mettant en face de la pointe de demande non pilotable de 66 GW⁶³ une situation de production EnR foisonnée minimale, à savoir 5 GW (minimum calculé sur les 7 années climatiques considérées), le système a un besoin de puissance flexible de 61 GW, recouvert par le stockage (36 GW), la puissance EnR pilotable (10 GW) et les imports (16 GW).

⁶⁰ La « demande nette » est la consommation à laquelle on retire toute la production fatale (non pilotable).

⁶¹ Les pointes avant et après pilotage de la demande nette ont lieu le même jour à la même heure.

⁶² La pointe de demande après pilotage, de 96 GW, a alors lieu le 3 février à midi.

⁶³ A distinguer des 63 GW de pointe de demande nette

3. L'ensemble des raisonnements de ce paragraphe sont basés sur des analyses en puissance et non en énergie, qui ne sont pas suffisants pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique sur une période tendue plusieurs heures ou jours successifs (les stockages devant être remplis régulièrement pour être utilisés). Les paragraphes précédents (5.2.1.1, 5.2.1.2, 5.2.1.3), quant à eux, illustrent la gestion des stocks face à ce type de phénomènes.

5.2.1.5 Le stockage inter-saisonnier au service du stockage de court-terme

Les paragraphes précédents illustrent l'importance du stockage pour satisfaire l'équilibre offre-demande à chaque heure de l'année. En cas de faible production EnR pendant une longue durée (tel qu'une semaine sans vent à l'échelle nationale) le système fait appel à l'ensemble de sa puissance de déstockage pour répondre aux pics journaliers de demande. Pour pouvoir exploiter, le jour, la totalité de la puissance de déstockage (36GW), les stocks de court-terme (qui ont une capacité en énergie limitée, avec des temps de décharge respectivement de 6 et 32 heures pour le stockage infra-journalier et les STEP) peuvent être rechargés la nuit par le déstockage inter-saisonnier. Malgré une perte de rendement important dans ce cas (on cumule les pertes de rendement du « Power to Gas to Power » à ceux du stockage de court terme), cette recharge permet de solliciter simultanément les 3 types de stockage le lendemain.

Remarque : Le système pourrait faire face à des phénomènes climatiques critiques de plus longue durée à condition d'introduire plus de gaz de synthèse sur le réseau.

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. Onze GW de capacité d'effacements ou de déstockage supplémentaire seraient alors nécessaires⁶⁴ 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.

⁶⁴ 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.

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.⁶⁵

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). 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 100 montre l'évolution du productible hydraulique total dans les principaux massifs montagneux.

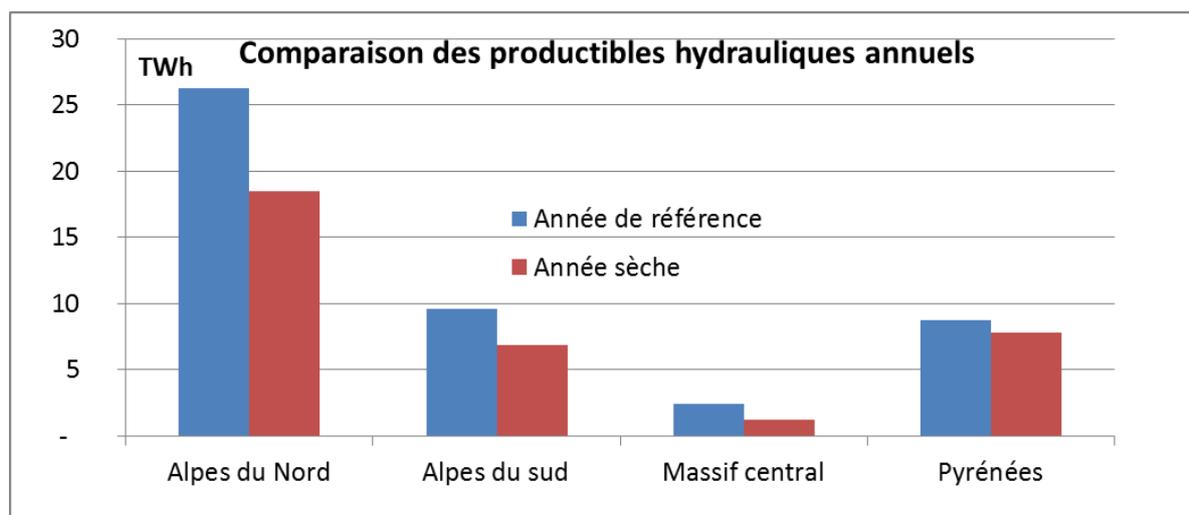


Figure 100 - Evolution du productible hydraulique au cours d'une année sèche

On observe sur la Figure 101 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.

⁶⁵ 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.

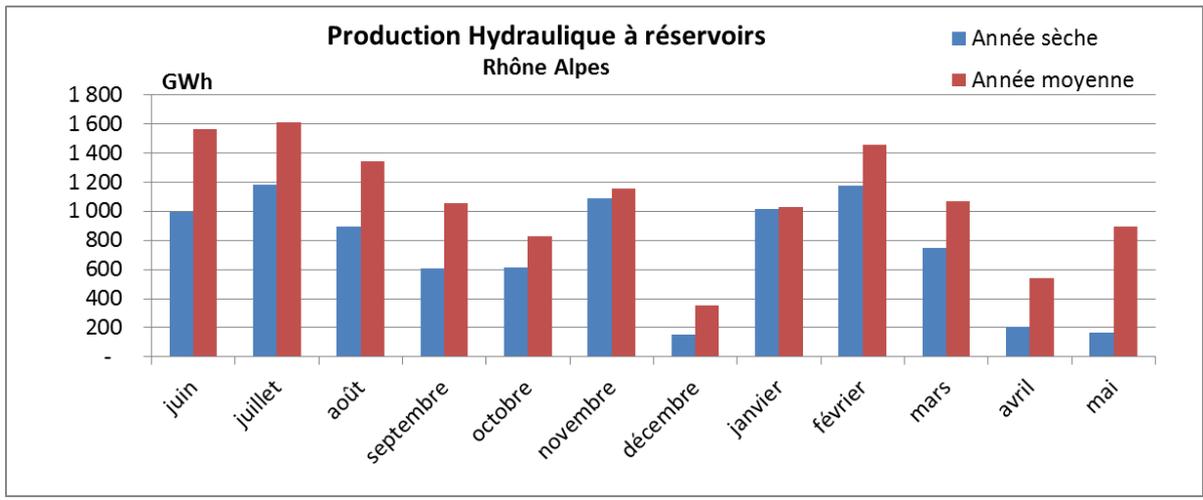


Figure 101 - Exemple d'évolution des réservoirs hydrauliques

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). Les autres 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 102 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).

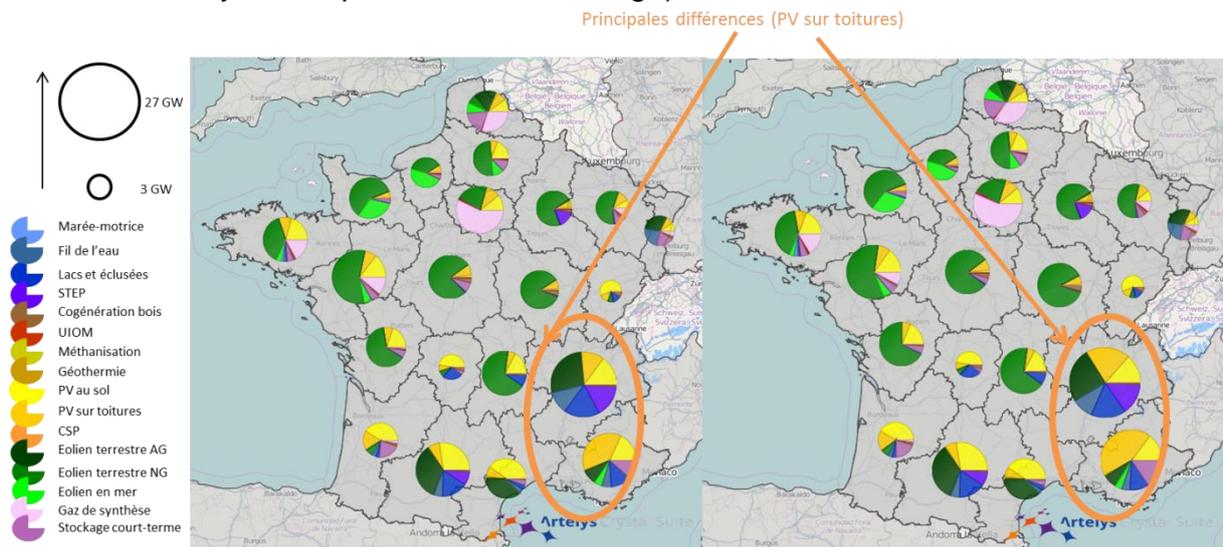


Figure 102 - Comparaison entre les capacités installées dans le cas de référence (à gauche) et pour une année sèche (à droite)

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 échanges⁶⁶ 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 3.3.5, 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 21 TWh 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 relativement 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 103, 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.

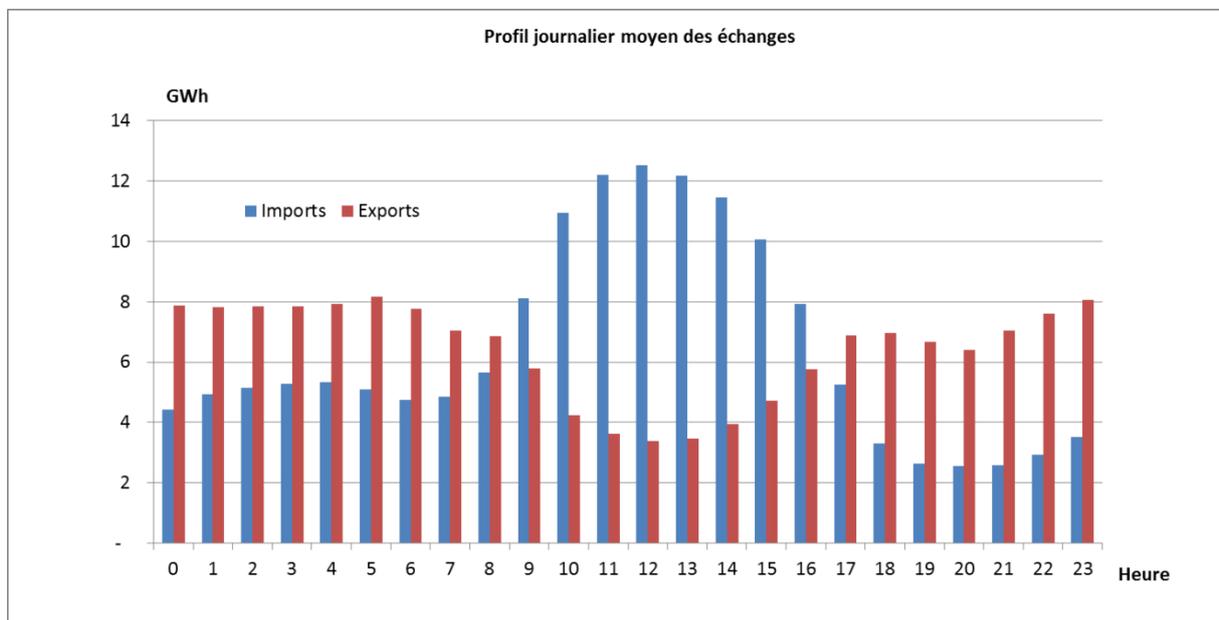


Figure 103 - Profil journalier moyen des échanges

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

⁶⁶ Les flux aux interconnexions ainsi que les productions pilotables des pays étrangers sont également optimisés.

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, des mix alternatifs ont été optimisés, sous des hypothèses de contraintes particulières visant à refléter une moindre acceptabilité sociale de l'implantation des EnR, modérée dans un premier temps, et très contrainte dans un second temps.

5.4.1 Hypothèses

Les contraintes d'acceptabilités se traduisent par une diminution des gisements maximum de chaque filière utilisables par l'algorithme d'optimisation.

5.4.1.1 Acceptabilité modérée

Plus précisément, les hypothèses suivantes ont permis de modéliser des contraintes d'acceptabilité sociale modérée :

- 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 maintenues ; 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 au 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.

5.4.1.2 Acceptabilité très contrainte

L'acceptabilité très contrainte a été modélisée en réduisant les gisements PV au sol et éolien terrestre suivant une proportion identique par région. L'hypothèse de réduction des gisements a été établie de manière à rendre les gisements nationaux nettement inférieurs aux capacités installées dans le cadre de la variante « acceptabilité modérée ». Ainsi, les gisements PV au sol et éolien terrestre sont respectivement réduits de 57% et 77% par rapport au cas de référence.

En outre, le gisement PV sur toitures a également été réduit de 51%, ce qui correspond à un ratio d'acceptabilité de 80% pour les grandes toitures et de 33% pour les petites toitures.

Enfin, le gisement de la filière éolienne en mer posée a été divisé par deux dans les régions Bretagne et Basse-Normandie afin de retirer les zones à fort courant, excluant ainsi le cumul entre l'exploitation hydrolienne et éolienne des mêmes zones.

5.4.1.3 Tableau récapitulatif des hypothèses

Tableau 7 - Récapitulatif des gisements maximum exploitables en fonction de l'acceptabilité

	Gisements (GW)		
	Cas de référence	Variante acceptabilité modérée	Variante acceptabilité très contrainte
PV au sol	47	25	20
PV sur toitures	364	364	179
Eolien terrestre	174	61	40
Eolien en mer posé	20	20	16

5.4.2 Impact de contraintes d'acceptabilité

5.4.2.1 Emergence des filières marines et du PV sur toitures pour compenser la réduction des gisements PV au sol et éolien terrestre (saturés)

On observe l'impact de la diminution des gisements sur la Figure 105 : l'optimisation fait émerger dans ce cadre les filières marines. Ainsi, dans le cas modéré on installe 5 GW de houlomoteur, 9 GW d'éolien en mer flottant, et 5 GW supplémentaire d'éolien en mer posé, auxquels s'ajoutent, dans le cas très contraint, 11 GW d'éolien flottant, 3 GW de houlomoteur, et 3 GW d'hydroliennes⁶⁷. La filière hydrolienne émerge notamment du fait de la réduction du gisement éolien off-shore posé, avec qui elle entre en compétition au niveau régional.

Remarques :

1. 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.
2. L'évaluation des gisements marins dans les régions avec potentiel hydrolien (Bretagne et Basse Normandie) n'a pas permis de retirer les zones de forts courants des zones propices au développement de l'éolien en mer. Il y a donc un biais général sur le développement des hydroliennes : dans les deux régions concernées, le gisement éolien offshore est légèrement surestimé et diminue potentiellement l'intérêt du développement des hydroliennes.

On observe également l'augmentation du PV sur toitures, dont la capacité installée passe de 25 GW à 68 GW et 57 GW respectivement pour les cas modéré et très contraint.

L'émergence des filières marines et du PV sur toitures est liée à la quasi saturation des gisements du PV au sol et de l'éolien terrestre, comme le montre la Figure 104 :

⁶⁷ La raison pour laquelle les hydroliennes n'émergent pas le cas d'une acceptabilité modérée 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). Ce point est explicité dans la remarque 2.

les puissances maximales installables sont atteintes dans toutes les régions, à l'exception de la Basse et Haute Normandie pour le PV dans le cas modéré (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).

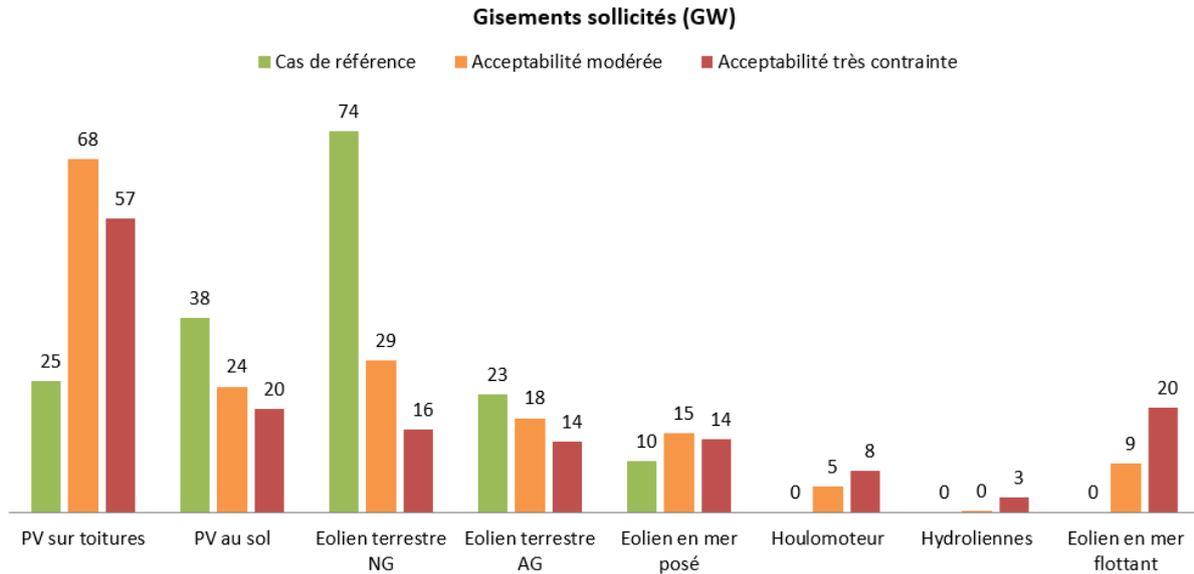


Figure 104 - Gisements sollicités - cas de référence et cas des acceptabilités modérée et très contrainte

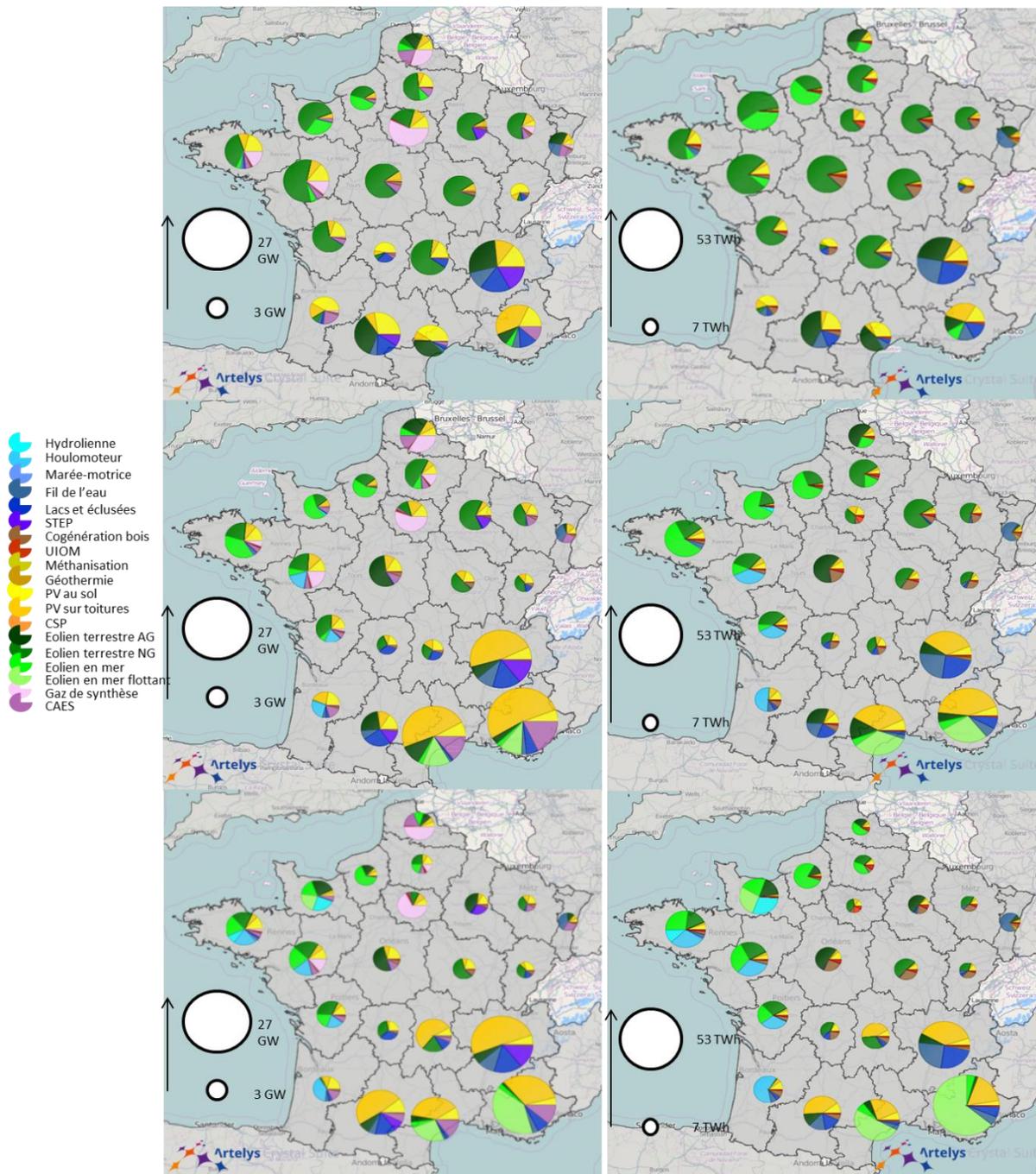


Figure 105 - Répartition régionale des capacités installées (figures de gauche) et de production annuelle (figures de droites) comparées entre le cas de référence (en haut) et les cas d'acceptabilités moindre (au milieu) et très contrainte (en bas)

5.4.2.2 Complémentarité entre filières renforcée

En outre, les contraintes d'acceptabilité font baisser la part d'éolien de nouvelle génération sur la capacité totale installée d'éolien terrestre (de 76% dans le cas de référence à respectivement 62% et 54% dans les cas modéré et très contraint). Cela est attribuable à des besoins capacitaires dans les régions où il y avait beaucoup de production éolienne terrestre dans le cas de référence, et qui ne peuvent pas compenser la baisse du gisement en faisant appel à des énergies marines ou à du PV sur toitures à un LCOE rentable localement.

Globalement, les filières exploitées pour ces variantes ayant un profil de production plus en adéquation avec celui de la consommation, la production totale annuelle

d'énergie est réduite de 2% et 3% respectivement pour les cas modéré et très contraint (de 482 TWh à respectivement 474 TWh et 466 TWh), et le surplus non valorisé baisse respectivement de 29% et 43% (de 14 TWh à 10 TWh et 8 TWh respectivement).⁶⁸ La baisse du surplus non valorisé est notamment liée à la sollicitation d'un plus grand nombre de filières, dont les profils sont ainsi plus complémentaires.

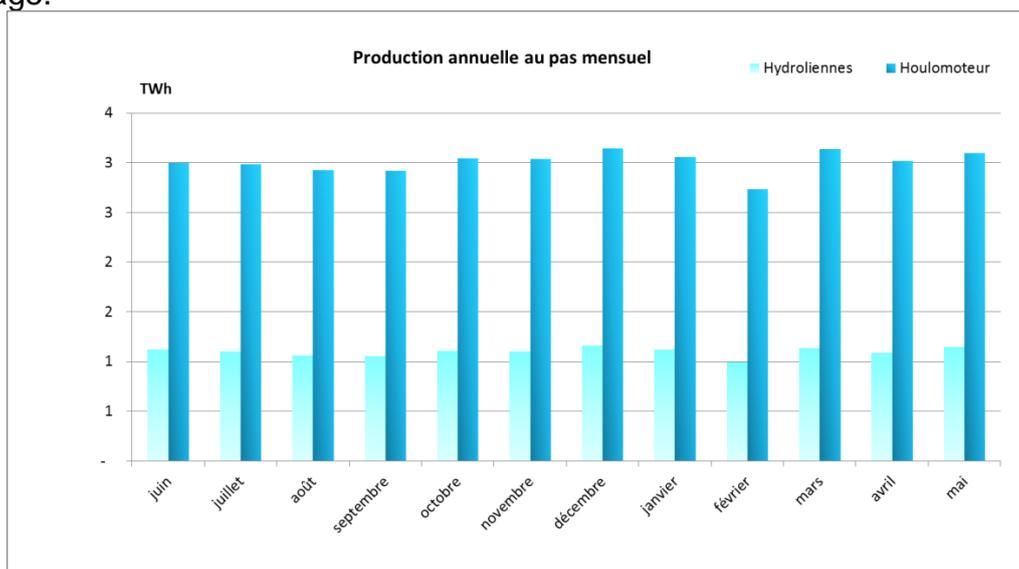
5.4.2.3 Evolution des besoins de flexibilité et du stockage

Dans le cadre de la variante « acceptabilité modérée », 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 68% (de 12 à 20 GW installés). Dans le cas très contraint, la production par les filières PV augmente un peu moins que dans le cas modéré (de 20% au lieu de 47%) ; ainsi l'augmentation du stockage infra-journalier, est moins marquée (de 25%, soit 3 GW).

Tableau 8 - Comparaison entre les variantes sur l'acceptabilité et le cas de référence (PV et stockage infra-journalier)

	Production supplémentaire de la filière PV	Augmentation capacitaire du stockage infra-journalier
Evolution du cas acceptabilité modérée par rapport au cas de référence	+47% (+39 TWh)	+68% (+8 GW)
Evolution du cas acceptabilité très contrainte par rapport au cas de référence	+20% (+17 TWh)	+25% (+3 GW)

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 106). Ainsi, le stockage inter-saisonnier est réduit de 24% et 35% respectivement pour les cas modéré et très contraint (de 17 GW à 13 GW et 11 GW installés respectivement), ce qui diminue également les pertes inhérentes à ce stockage.



⁶⁸ On constate une différence respectivement de 4 TWh et 12 TWh de production « utile » ; cette différence provient des pertes liées aux rendements des différents moyens de stockage (de 46 TWh dans le cas de référence contre respectivement 42 TWh et 35 TWh pour les deux variantes).

Figure 106 - Comparaison des productions par filière au pas mensuel - cas d'une acceptabilité très contrainte

Le prix global de l'ensemble des solutions de stockage est alors stable dans le cas modéré, à 4 Mds€/an, et baisse dans le cas plus contraint (à 3 Mds€/an).

5.4.2.4 Renforcement des écarts de production annuelle inter-régionaux

On observe également sur la Figure 107 que l'écart de production annuelle entre les régions est renforcé (l'écart-type augmente de 55% dans le cas modéré, et 75% dans le cas très contraint). En outre, les capacités d'échange augmentent significativement⁶⁹, ce qui accroît le coût annuel de 400 M€/an et 700 M€/an respectivement.

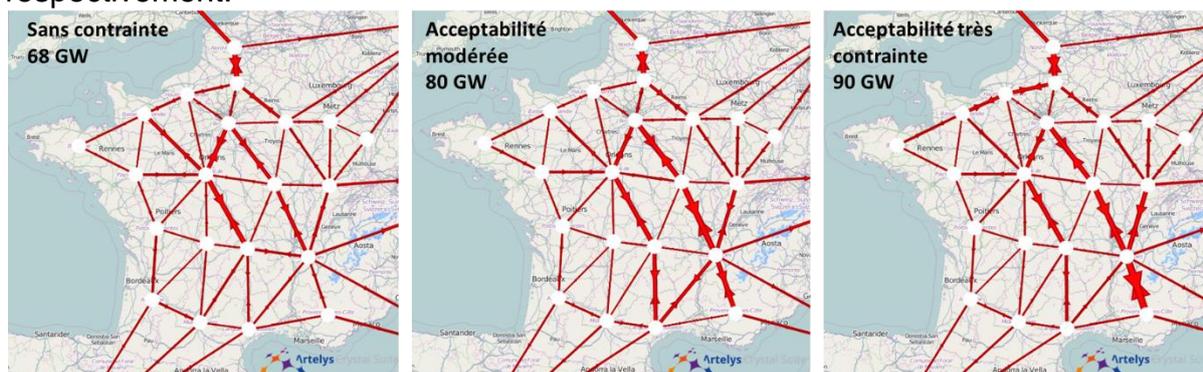


Figure 107 - Comparaison des capacités d'échange entre cas de référence et variantes avec moins d'acceptabilité

5.4.2.5 Coût d'une moindre acceptabilité

Globalement, le coût d'une moindre acceptabilité sociale est de 6% supérieur à celui du cas de référence dans le cas modéré et de 11% dans le cas très contraint (53.5 Mds€/an et 56.2 Mds€/an respectivement, avec un coût de l'énergie qui passe de 119 à 127 et 133 €/MWh respectivement). 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 dans le cas modéré et 170 TWh dans le cas très contraint), on en déduit un surcoût du remplacement de l'énergie non acceptée de 33 €/MWh et 41 €/MWh respectivement. Ainsi, de façon assez intuitive, le surcoût de l'électricité est d'autant plus élevé que l'acceptabilité est réduite.
2. La part importante de PV sur toitures dans les mix de ces variantes pourrait induire des surcoûts d'exploitation du réseau de distribution non pris en compte à ce stade dans l'étude.

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

⁶⁹ Pour ces variantes, l'acceptabilité réduite est relative à l'installation de production ENR terrestre, et non au réseau.

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 108 l'augmentation de la capacité installée de l'ensemble des filières, avec également émergence de l'éolien en mer flottant.

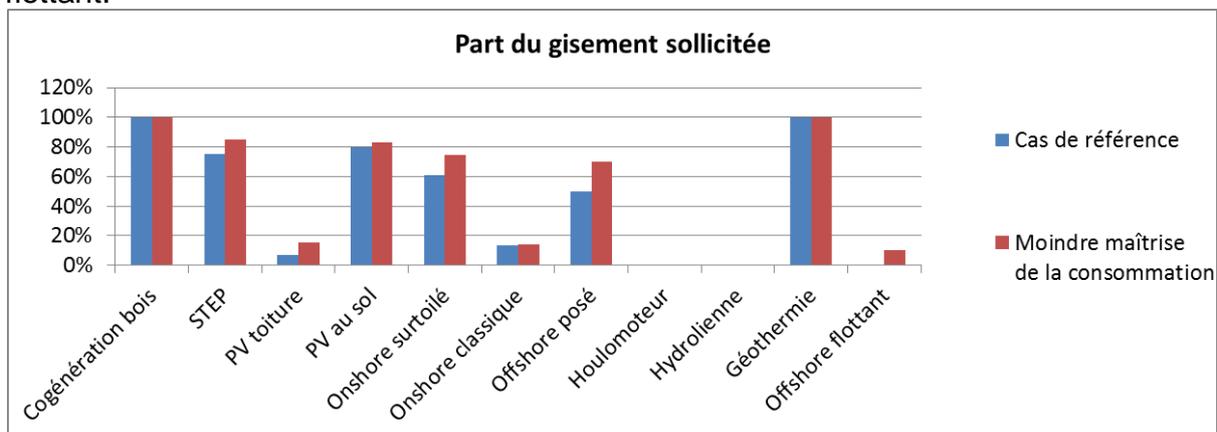


Figure 108 - Part du gisement sollicité - cas de référence et cas d'une moindre maîtrise de la demande

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.⁷⁰

Remarque : Si l'on ramène ce surcoût à 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 suscite 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

⁷⁰ La consommation totale annuelle étant augmentée de 21%.

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.

5.6 Le stockage de court terme : une alternative possible à la flexibilité dynamique de la demande

5.6.1 Hypothèses de la variante

Une variante spécifique a été étudiée afin d'évaluer le gain procuré par la flexibilité de la demande et d'analyser son impact sur le parc optimisé.

Dans le cas de référence, on distingue la consommation non-flexible, qu'il faut satisfaire à chaque pas de temps, de la consommation flexible, pour laquelle on possède une certaine capacité de pilotage dite « dynamique », au sens où la répartition horaire de la consommation est optimisée par le système, parallèlement à la production contrôlable.

Dans la variante présentée dans ce chapitre, la consommation n'a plus de part flexible. Cependant, il ne serait pas réaliste de ne considérer aucun pilotage pour certains usages à l'horizon 2050, étant donné qu'aujourd'hui déjà, il existe une programmation statique de la consommation d'eau chaude sanitaire, sous la forme d'un système d'heures creuses et pleines. Ainsi aujourd'hui, la recharge des ballons d'ECS peut s'effectuer uniquement sur certaines heures de la journée, spécifiées comme « creuses » par ErDF. Le placement des heures creuses d'une journée diffère en fonction du poste-source auquel le système est raccordé, ce qui permet au gestionnaire de réseau de prendre en compte à la fois les contraintes locales (en plaçant les heures creuses d'une localité sur les périodes locales de moindre consommation) et les contraintes nationales (de manière à observer un foisonnement sur l'ensemble du territoire et à lisser au maximum la consommation). En outre, même s'il n'existe pas aujourd'hui en France de système expérimenté à grande échelle pour piloter la recharge des véhicules électriques, il semble cohérent de supposer que le développement massif de véhicules électriques ne pourra être réalisé sans un processus de gestion intelligent de la consommation des bornes de recharge.

Ainsi, dans la variante, le modèle considère une programmation dite « statique » des usages ECS et d'une partie de la recharge des véhicules électriques, au sens où l'on impose à ces usages un profil journalier décidé en amont pour qu'il soit favorable au système⁷¹. Ce profil journalier est appliqué de façon identique tous les jours de l'année.

Remarques :

- 1. On opte pour un profil de programmation statique continu de façon à représenter le foisonnement entre les différents postes-sources.*
- 2. Le nombre de postes-sources en France est déjà suffisamment élevé pour obtenir un tel foisonnement ; aucun coût supplémentaire de renforcement n'est donc à prendre en compte relativement à ce modèle de programmation.*

La totalité de la consommation de l'ECS (7 TWh) ainsi que 49% de la consommation des véhicules électriques (i.e. 15 TWh contre 16 TWh non flexibles⁷²) sont

⁷¹ Ces profils ont ainsi été constitués à partir du comportement infra-journalier moyen des usages correspondants dans le cas de référence.

concernées par cette programmation statique. Le profil optimal de programmation de ces usages revient à placer la consommation en milieu de journée afin de profiter de la production générée par le parc photovoltaïque (Figure 109).

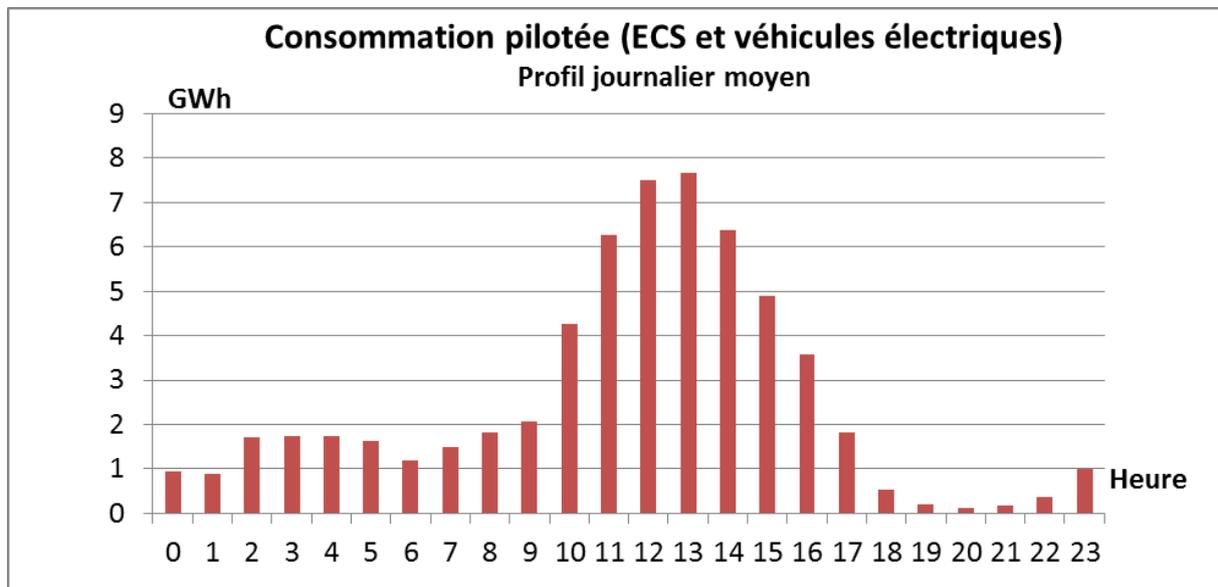


Figure 109 - Profil journalier moyen de la consommation pilotée de manière statique (ECS et véhicules électriques)

La totalité du chauffage et des usages blancs deviennent non flexibles (soit 42.5 TWh d'usages qui étaient flexibles dans le cas de référence et ne le sont plus dans la variante), remplaçant ainsi une part de la consommation en début et fin de journée, sans programmation statique (Figure 110).

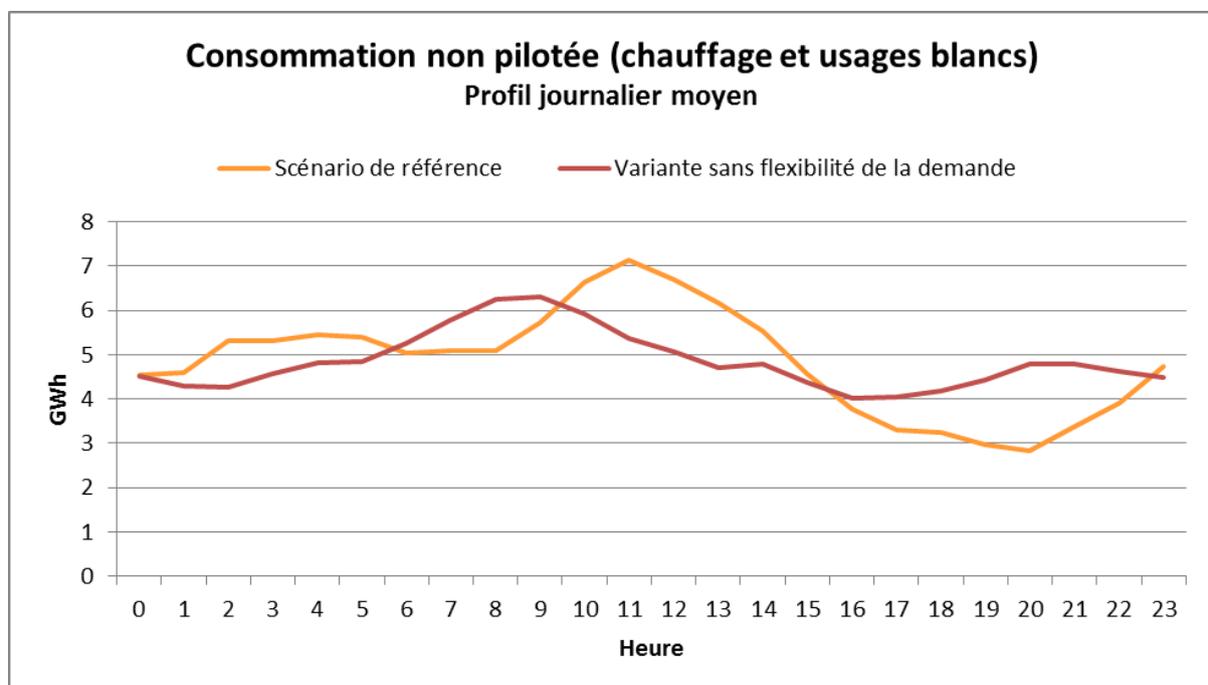


Figure 110 - Profil journalier moyen de la part de la consommation chauffage et usages blancs flexible dans le scénario de référence

⁷² Il s'agit de la même proportion dont la recharge est flexible dans le cas de référence, le reste de la consommation étant non piloté.

Le graphique de la Figure 111 résume l'évolution des hypothèses entre le cas de référence et la variante sans flexibilité dynamique de la demande.

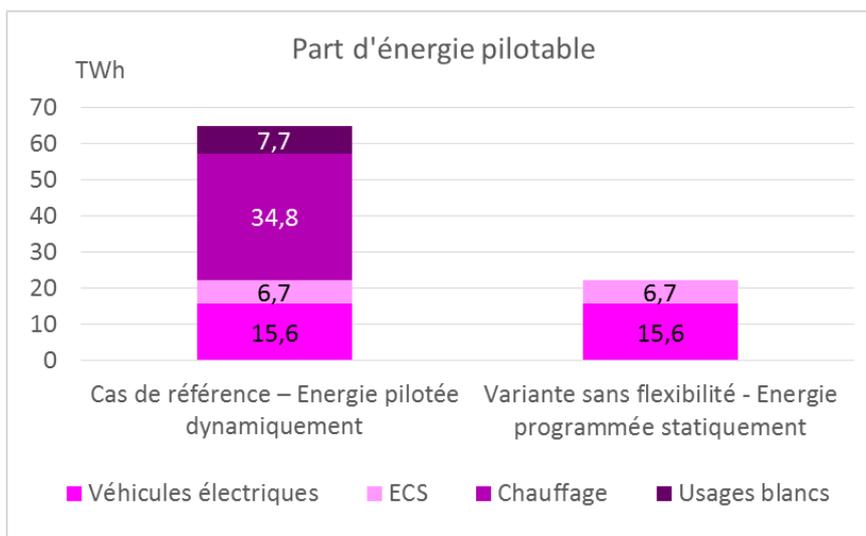


Figure 111 - Comparaison du gisement d'énergie pilotable entre le cas de référence et la variante

5.6.2 Impacts de l'absence de solution de flexibilité dynamique de la demande

5.6.2.1 Faible impact sur le parc et augmentation des moyens de stockage

La perte de la flexibilité de la demande a un impact très faible sur le parc optimal (Figure 112).

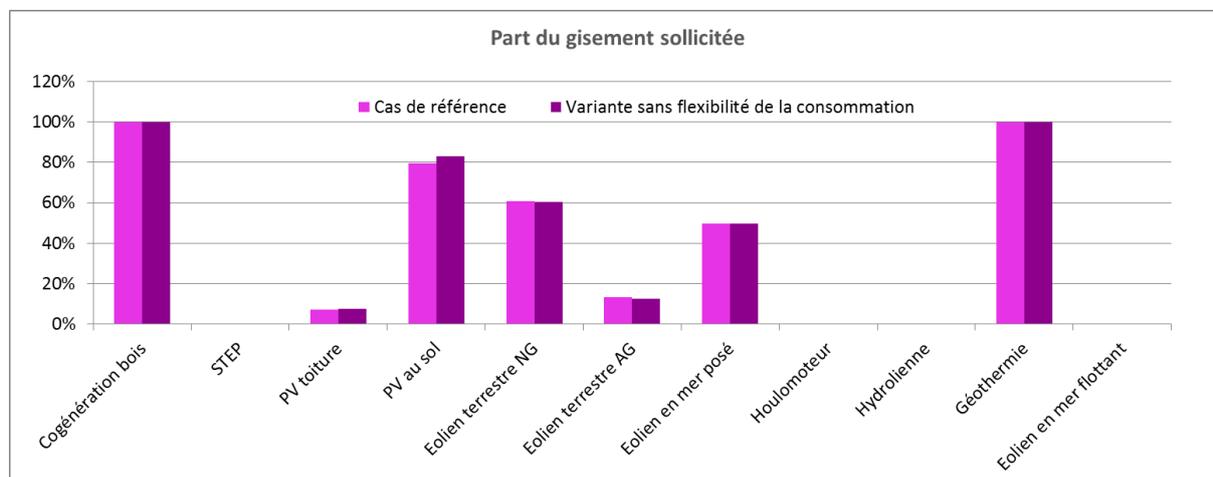


Figure 112 - Impact de la flexibilité de la demande sur la sollicitation des gisements

Seul le stockage infra-journalier est affecté par cette variation avec une augmentation de 60% (7.3 GW) de la capacité installée. Les stockages inter-saisonniers (1% d'augmentation de la capacité) et infra-hebdomadaires (aucune évolution) ne sont quasiment pas impactés (Figure 113).

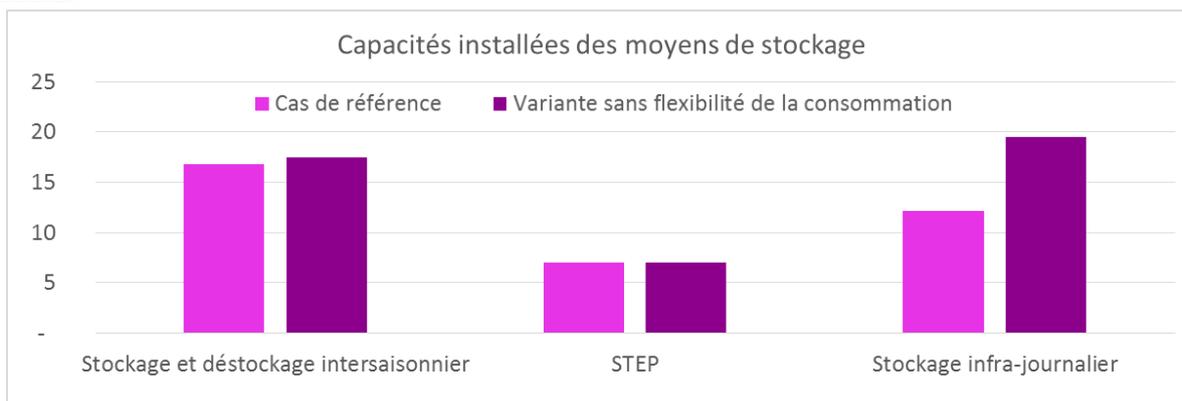


Figure 113 - Comparaison des capacités de moyens de stockage installées dans le cas de référence et la variante sans flexibilité dynamique de la consommation

5.6.2.2 Compensation de la perte de flexibilité par le stockage infra-journalier

Dans le cas de référence, le pilotage dynamique de la demande (optimisé chaque heure en fonction du système) permet de déplacer 16 TWh sur l'année. Les stockages effacent (puis reportent) quant à eux 25 TWh dont 13 TWh via le stockage infra-journalier.

Tableau 9 - Volume de la consommation effacé et reporté en fonction des moyens de pilotage dans le cas de référence

Cas de référence	Programmation statique de la consommation (profil journalier constant et indépendant de l'état du système)	Pilotage dynamique de la consommation (arbitrages face au système)	Stockage infra-journalier (consommation assimilée à un report, production assimilée à un effacement)
Volume reporté (augmentation de la consommation) (TWh)	0	16	16
Volume effacé (diminution de la consommation) (TWh)	0	16	13
Part du volume reporté (%)	0	4%	4%
Part du volume effacé (%)	0	4%	3%

Dans la variante, la programmation statique (profil constant, en amont de la gestion du système) déplace 9 TWh de consommation par an. L'installation de stockages infra-journaliers supplémentaires permet de compenser entièrement la perte de la flexibilité en effaçant 21 TWh, soit 8 TWh de plus que dans le cas de référence. L'utilisation de ces stockages est similaire dans les deux scénarios avec l'exécution d'environ 180 cycles complets.

Tableau 10 - Volume de la consommation effacé et reporté en fonction des moyens de pilotage dans la variante

Variante sans flexibilité de la consommation	Programmation statique de la consommation (profil journalier constant et indépendant de l'état du système)	Pilotage dynamique de la consommation (arbitrages face au système)	Stockage infra-journalier (consommation assimilée à un report, production assimilée à un effacement)
Volume reporté (augmentation de la consommation) (TWh)	9	0	26
Volume effacé (diminution de la consommation) (TWh)	9	0	21
Part du volume reporté (%)	2%	0	6%
Part du volume effacé (%)	2%	0	5%

La Figure 114 illustre l'utilisation des stockages infra-journalier pour compenser la flexibilité de la demande.

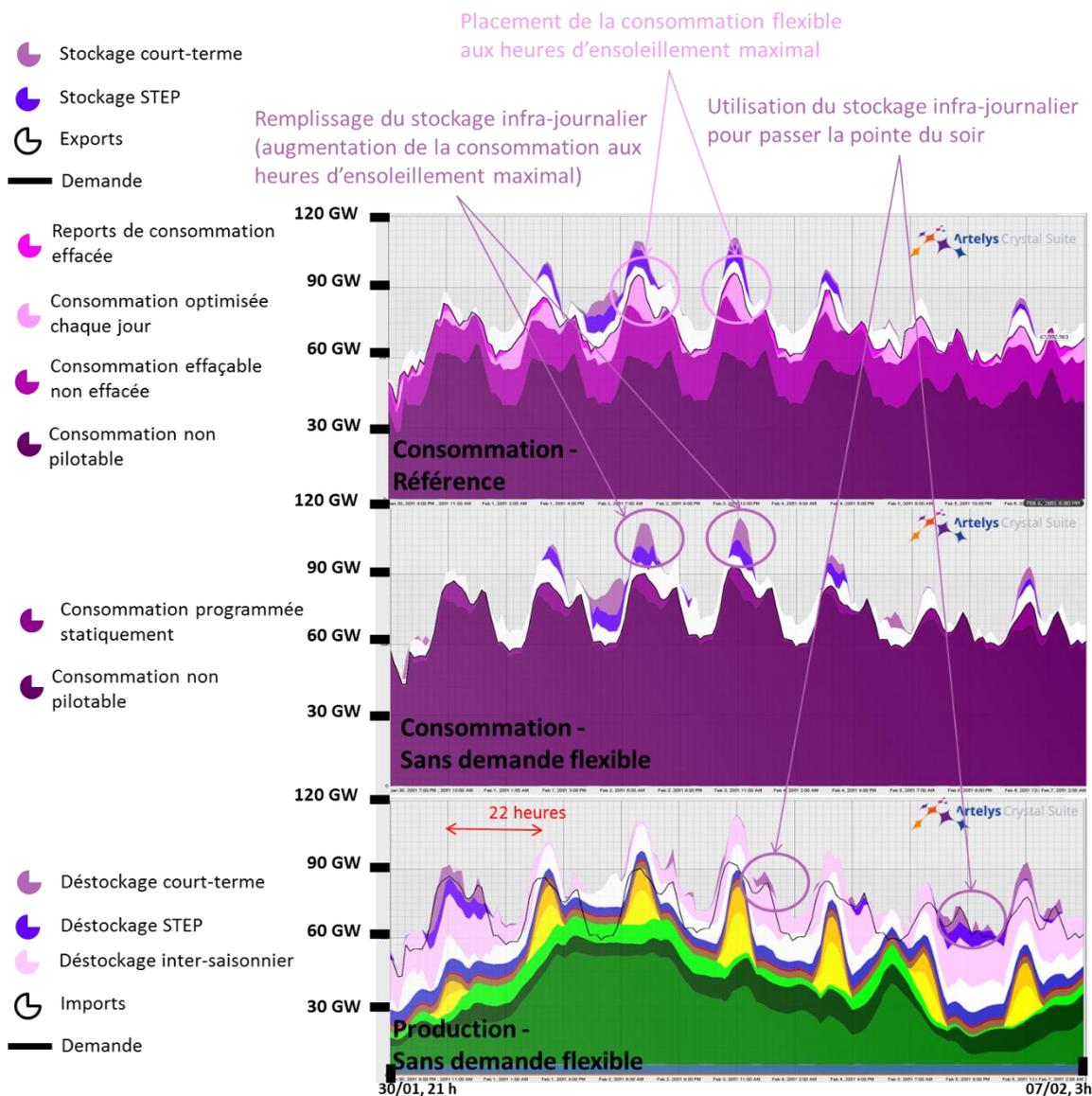


Figure 114 – Utilisation des stockages dans la variante sans demande flexible dynamiquement

5.6.2.3 Pas d'impact sur le coût total

L'annulation du coût de la flexibilité dynamique de la consommation permet l'économie de 450 M€/an (coût estimé au paragraphe 3.2.4). Parallèlement, l'installation des 7.3 GW de stockages infra-journaliers supplémentaires engendre un coût de 451 M€/an.⁷³ Ainsi, le coût total du scénario n'évolue quasiment pas.

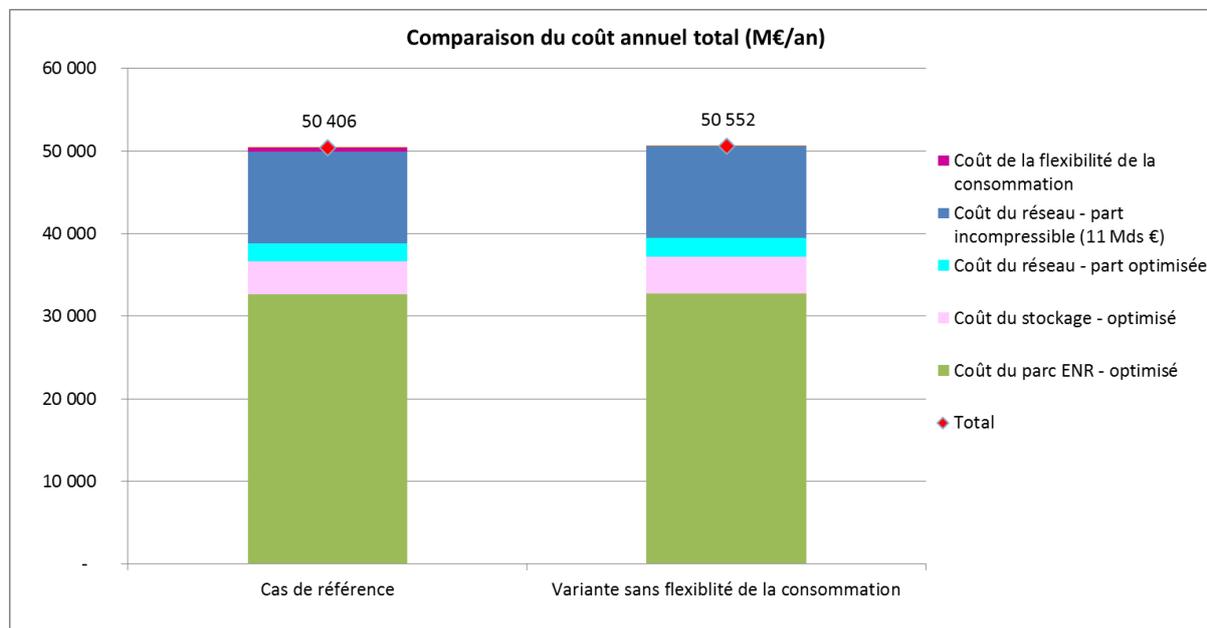


Figure 115 - Comparaison du coût total dans le cas de référence et la variante sans flexibilité de la consommation

Remarque : Ces chiffres sont à mettre en perspective : les solutions de flexibilité de la demande pourraient notamment rendre des services au système en évitant une partie des coûts de renforcement des réseaux de distribution (ces services étant non chiffrés).

5.7 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 référence⁷⁴.

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.

⁷³ La correspondance entre ces coûts relève de la coïncidence, le coût de la flexibilité de la consommation ayant été déterminé avant les calculs sur cette variante.

⁷⁴ Ce facteur trois étant l'ordre de grandeur du ratio de coûts de construction d'une ligne souterraine par rapport à une ligne aérienne.

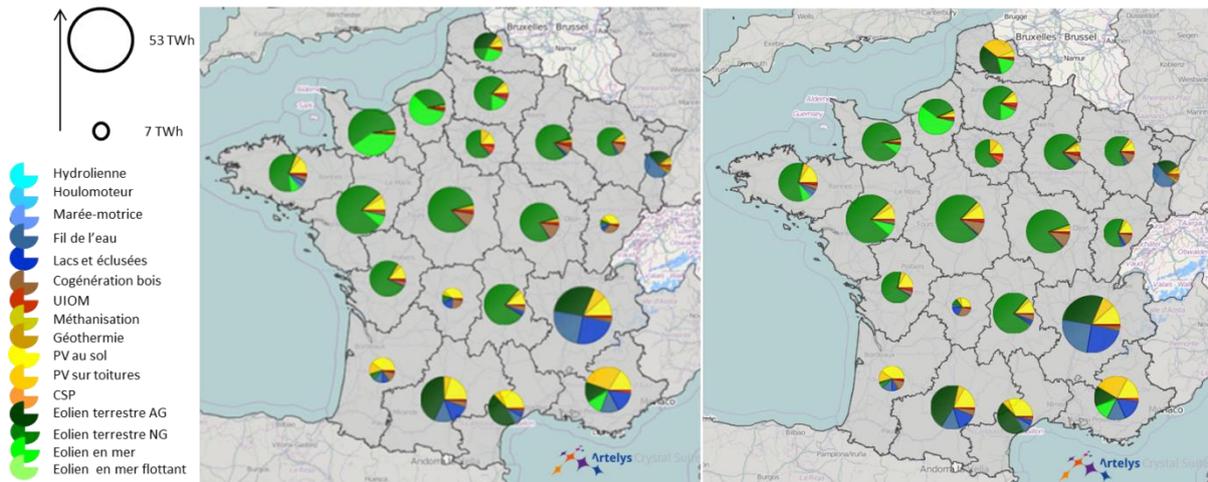


Figure 116 - Comparaison de la répartition régionale de la production entre le cas de référence (à gauche) et un cas où le réseau est plus difficile

Par exemple, on observe sur la Figure 117, 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 118.

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 voisins 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).

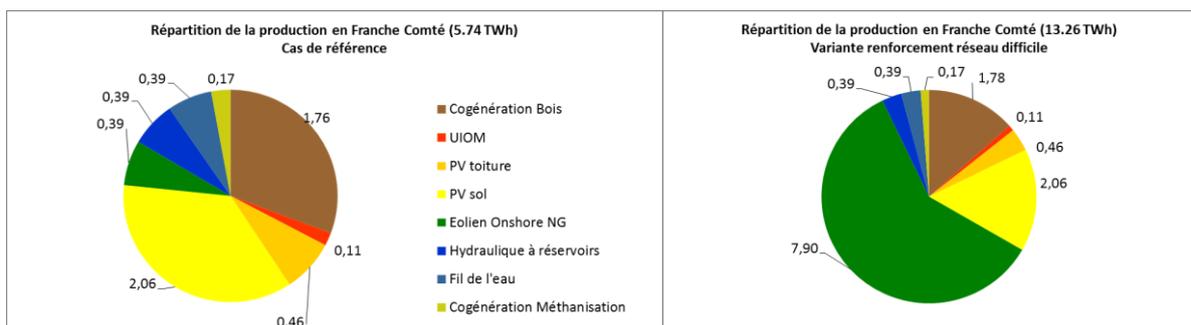


Figure 117 - Comparaison de la répartition de la production de Franche Comté entre le cas de référence et la variante renforcement réseau difficile

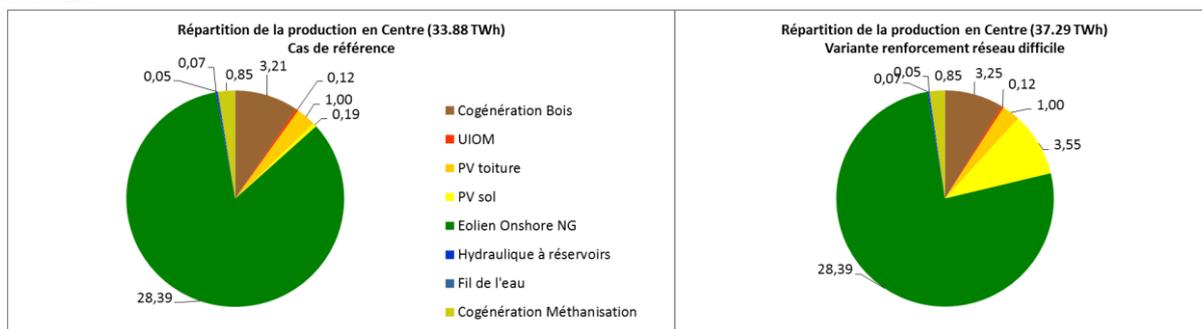


Figure 118 - Comparaison de la répartition de la production du Centre entre le cas de référence et la variante renforcement réseau difficile

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 119.

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).

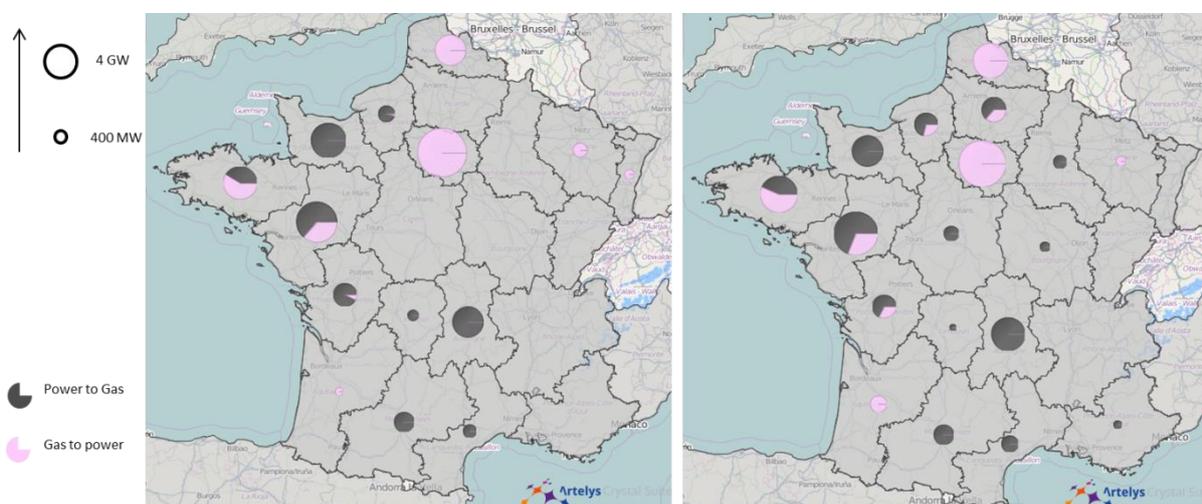


Figure 119 - Comparaison de la répartition régionale du stockage inter-saisonnier entre le cas de référence (à gauche) et un cas où le réseau est plus difficile

Globalement, dans la plupart des régions la part des imports annuels relativement à la consommation locale est diminuée. Ainsi, la Figure 120 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.

La Figure 120 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.

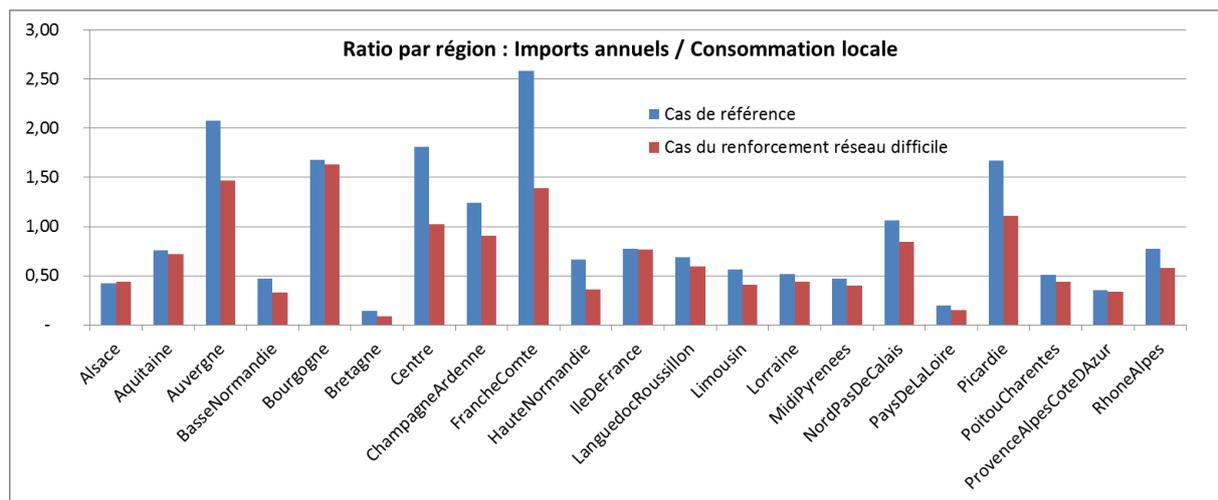


Figure 120 - Participation des imports à la satisfaction de la demande locale

5.8 Un surplus acceptable, en grande partie valorisable

5.8.1 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. Du fait de la flexibilité de la demande et des moyens de stockage installés, ce surplus reste maîtrisé, puisque la part non valorisée ne représente au final 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.

5.8.2 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 1 120 heures par an afin d'atteindre leur seuil de rentabilité. Étant donné les contraintes données par ailleurs sur les débouchés de chaleur, avec une production uniquement l'hiver (4 000 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 121, qui représente la monotone du débouché chaleur aux heures où du surplus est valorisable. On observe ainsi sur la Figure 121 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.

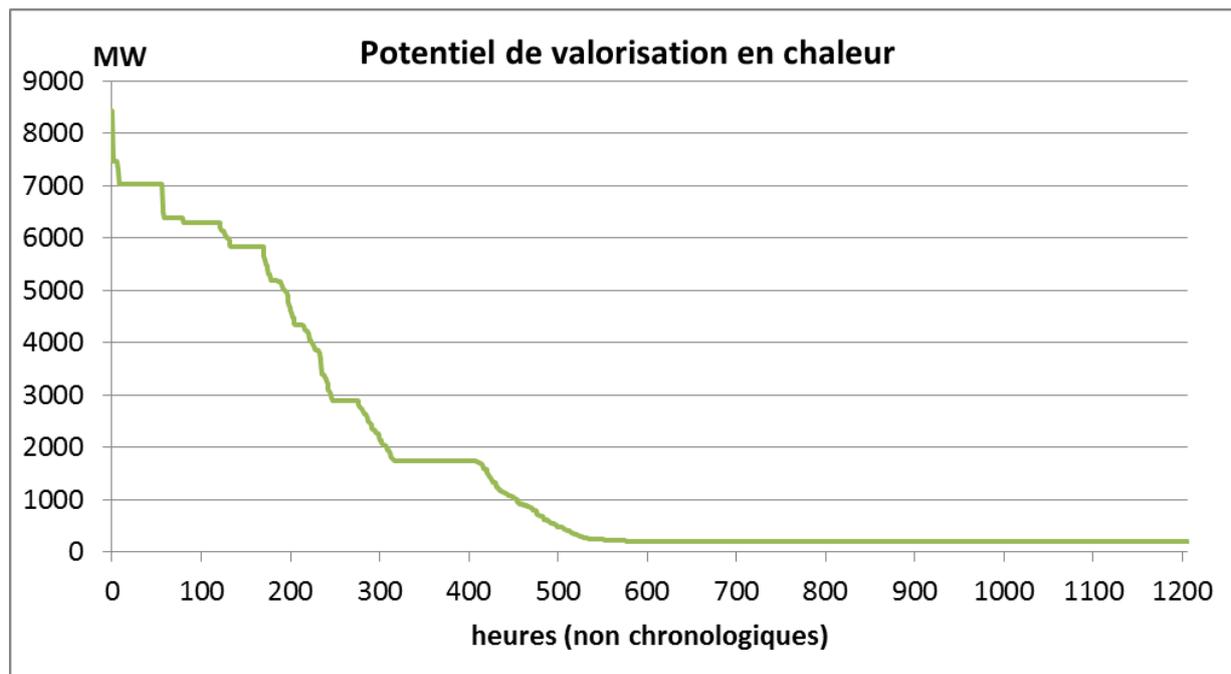


Figure 121 – Potentiel de valorisation en chaleur – monotone de puissance

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

5.8.3 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, plus efficaces énergétiquement, ne sont pas prises en compte. Ce choix a été effectué 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.

5.9 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)⁷⁵ ;
- 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-algues⁷⁶.

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 122. 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.

⁷⁵ Son LCOS passe ainsi à 44 €/MWh (au lieu des 58 €/MWh du cas de référence). La réduction de LCOS n'est pas proportionnelle à celle du coût capacitaire, puisque le taux d'utilisation par MW installé se trouve réduit dans ce cadre.

⁷⁶ 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

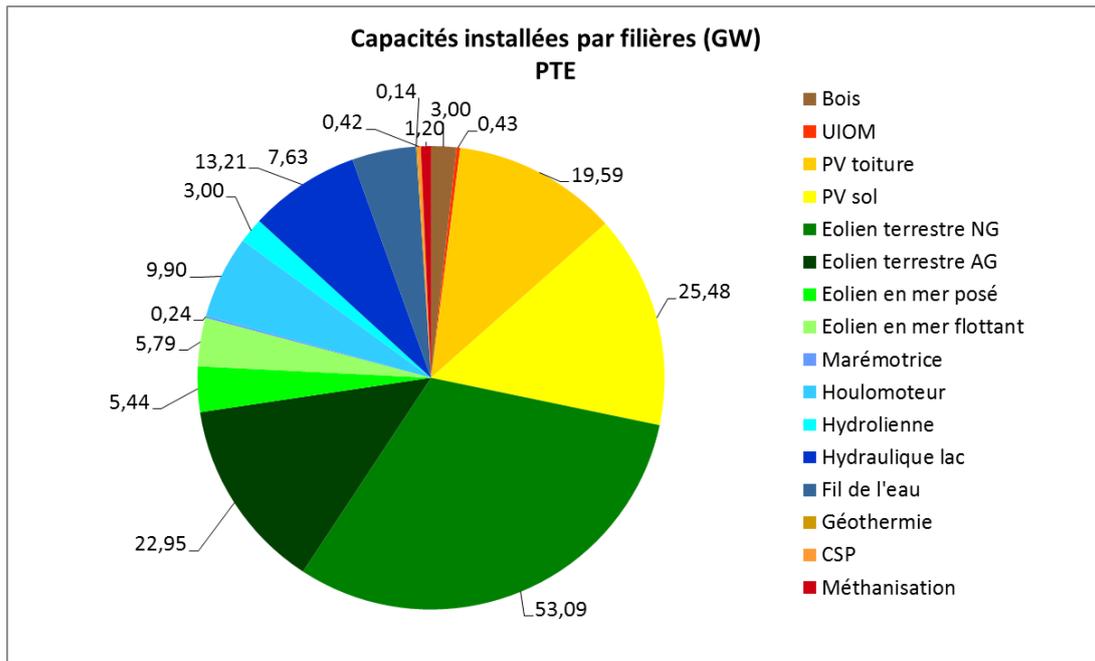


Figure 122 - Capacités installées par filière - cas de progrès technologiques évolutionnaires

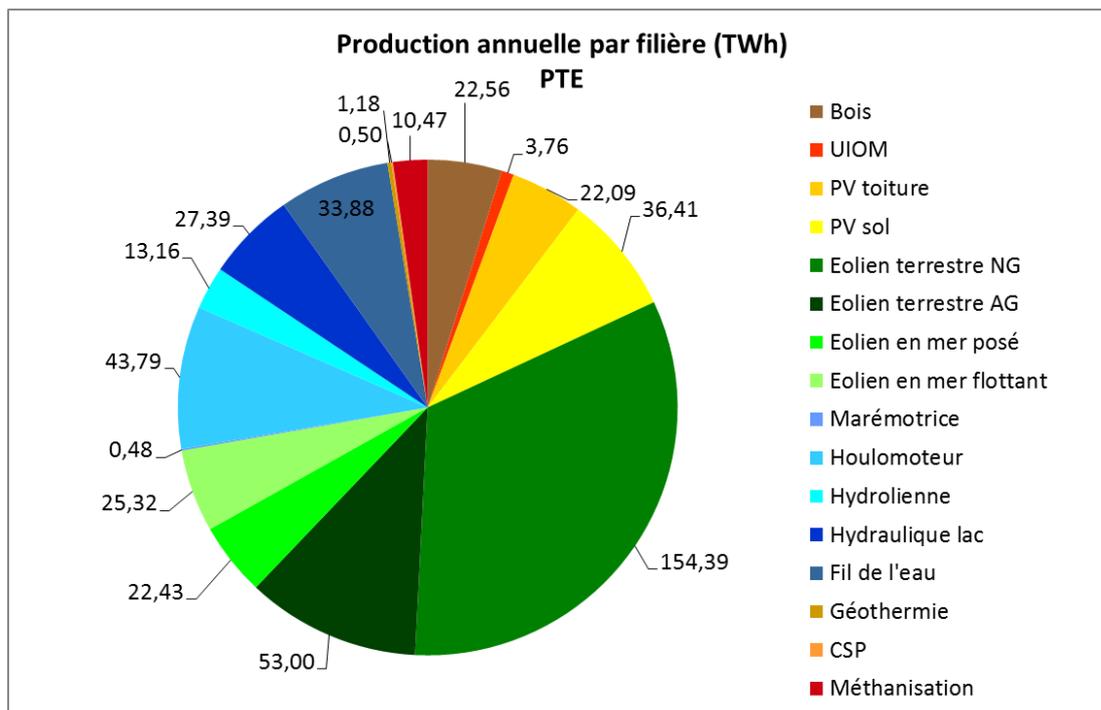


Figure 123 - Production par filière - cas de progrès technologiques évolutionnaires

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-saisonniers, à condition de voir leurs coûts d'installation suffisamment réduits.

Remarques :

1. *Comme cela est évoqué au paragraphe 5.4, les filières marines sont également sollicitées dans des cadres d'acceptabilité terrestre plus restreinte. Notamment, la filière hydrolienne émerge si l'on restreint le gisement éolien en mer (en excluant notamment les zones de fort courant), avec lequel la filière entre en compétition.*
2. *Certes, la variante PTE voit l'émergence des hydroliennes dans l'hypothèse où leur LCOE baisse très fortement. Toutefois une analyse complémentaire sur les variables duales (cf [Marché]) permet de montrer que le LCOE seuil à partir duquel l'algorithme d'optimisation commencerait à retenir la filière hydrolienne dans son mix est de 98 €/MWh. A noter qu'il s'agit d'une valeur marginale, qui ne garantit pas l'installation de plus d'un MW de la filière si son coût atteint ce seuil.*

5.10 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 :

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

Ces ratios de surfaces correspondent à des surfaces au sol non exclusives utilisées par les parcs ou les centrales. Ils sont calculés, par exemple, en ramenant la puissance totale d'un parc éolien moyen à l'ensemble de son emprise au sol, qui reste essentiellement utilisable pour un autre usage. On peut les différencier des surfaces exclusives correspondant aux surfaces réellement artificialisées telles que les fondations, les tours d'éoliennes, les transformateurs électriques...

On obtient ainsi, pour le cas de référence :

- 17 000 km² occupés par des parcs éoliens terrestres, soit environ 3% du territoire métropolitain, avec seulement 170 km² 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 km² et pour l'éolien classique de 3 000 km² (la répartition par région pour les filières AG et NG est exposée sur la Figure 126 et la Figure 127).

- 1 000 km² occupés par des parcs éoliens 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 km² 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 124), soit environ 0,1% du territoire métropolitain, avec seulement 25 km² 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 certaines cultures agricoles, ou l'élevage.

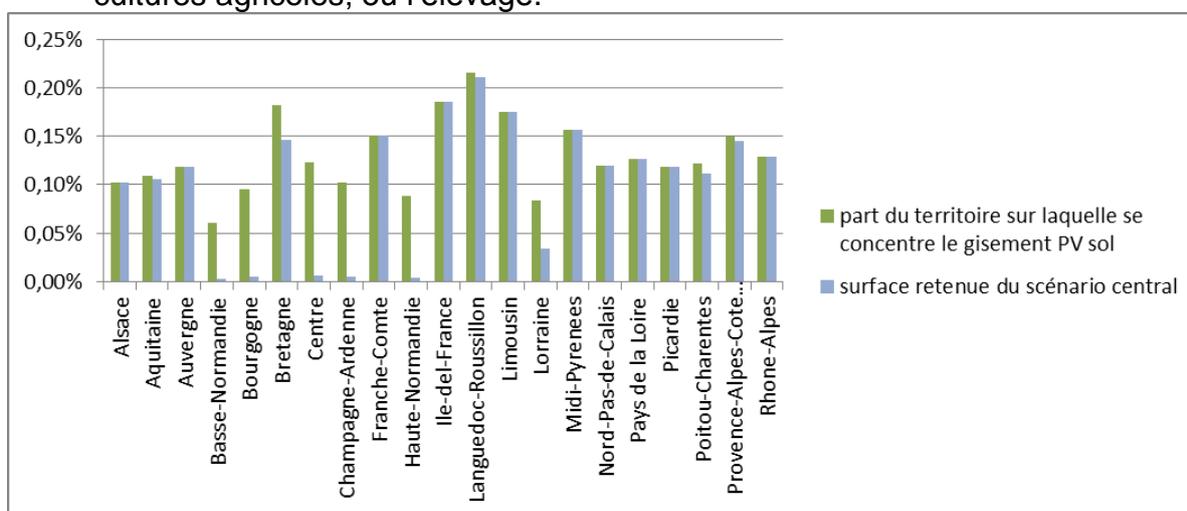


Figure 124 - Occupation terrestre des centrales PV au sol par région, ramenée à la surface de chaque région

Le tableau suivant donne les surfaces correspondantes en km² sollicitées par les centrales 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 125 - Surfaces occupées par les centrales PV au sol dans les régions du sud de la France

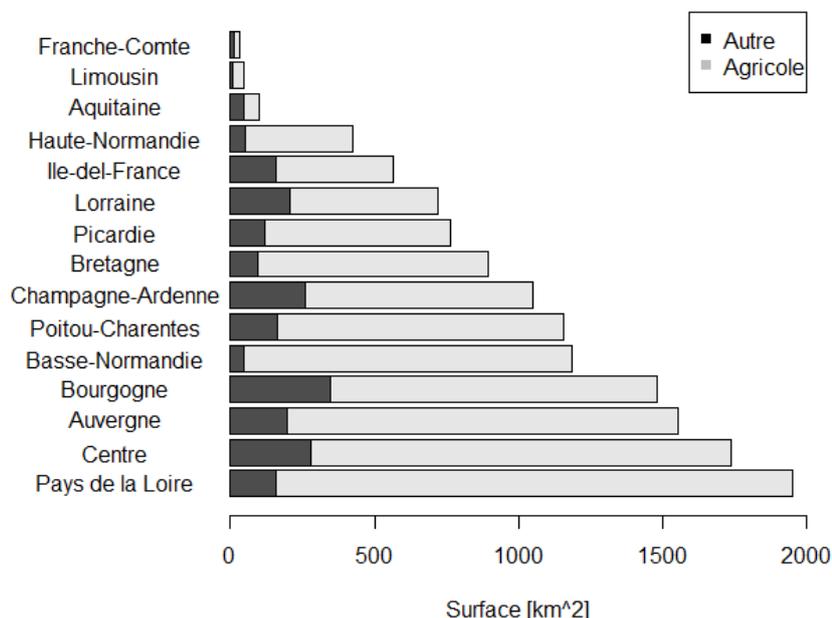


Figure 126 - Répartition des surfaces utilisées par région pour les parcs éoliens de nouvelle génération ; la grande majorité des parcs sont situés sur des terres agricoles, mais ils peuvent aussi être implantés sur des forêts (incluses dans « Autre »).

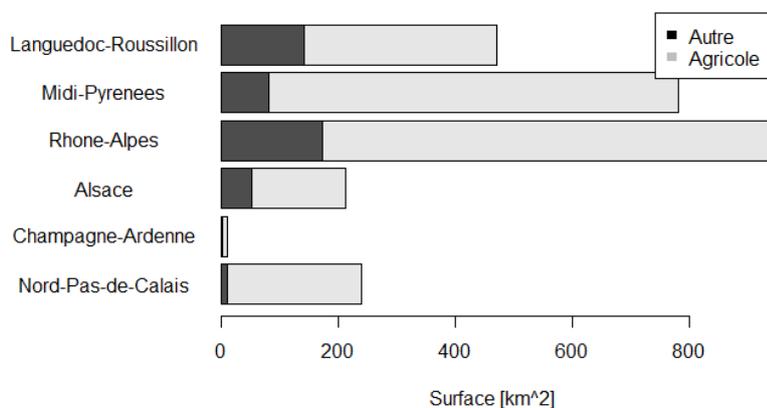


Figure 127 - Répartition des surfaces utilisées par région pour les parcs éoliens classiques : dans le scénario de référence, cette technologie n'est implantée que sur 6 régions. La légende « Autre » correspond notamment aux parcs implantés en zone forestière.

Les surfaces en jeu pour les parcs installés dans le cas de référence ne sont pas négligeables. Toutefois, on peut mettre leur ordre de grandeur en regard de celui des surfaces d'autres infrastructures, telles que celle du réseau routier. Ainsi, les 18 500 km² occupés par les parcs éoliens et photovoltaïques de façon non exclusive (correspondant à moins de 200 km² artificialisés et exclusifs) sont d'un ordre de grandeur comparable aux 10 000 km² artificialisés⁷⁷ correspondant approximativement au réseau routier en métropole (Tableau 11).

⁷⁷ 8600 km d'autoroutes correspondent environ à 860 km², et 1 000 000 km de voies diverses correspondent environ à 10 000 km² de surface mobilisée.

Tableau 11 - Occupation terrestre des réseaux routiers en France

Réseaux terrestres en km au 31/12	2010	2011
Routes et autoroutes		
Réseau routier national	21 146	21 157
<i>dont autoroutes non concédées</i>	2 844	2 834
<i>dont autoroutes concédées</i>	8 548	8 578
Réseau routier départemental	377 769	377 857
Réseau routier communal	651 202	654 201

5.11 Evolution des besoins de réserve

La présente étude vise également à évaluer les besoins nécessaires en termes de réserve opérationnelle pour faire face aux erreurs de prédiction de la production renouvelable. Les erreurs de prédiction à court terme de la production renouvelable ainsi que les situations où la production renouvelable avait ses variations les plus fortes ont été étudiées.

Les erreurs de prédiction ont été simulées à partir d'un historique de prédiction météorologique et d'un modèle statistique visant à reproduire des erreurs réalistes à l'échelle géographique d'une grande centrale. Celles-ci sont corrélées à la météorologie et donc aux autres séries exploitées dans l'étude (consommation et production). Lorsque l'on cumule toutes les erreurs simulées en France sur le parc optimisé (c'est-à-dire lorsque l'on additionne toutes les erreurs simulées pour toutes les technologies et toutes les localisations) on obtient une série d'erreurs à l'échelle de la France telle que représentée Figure 128 pour le scénario de référence (plus de précisions sont fournies dans le document [Réserve]).

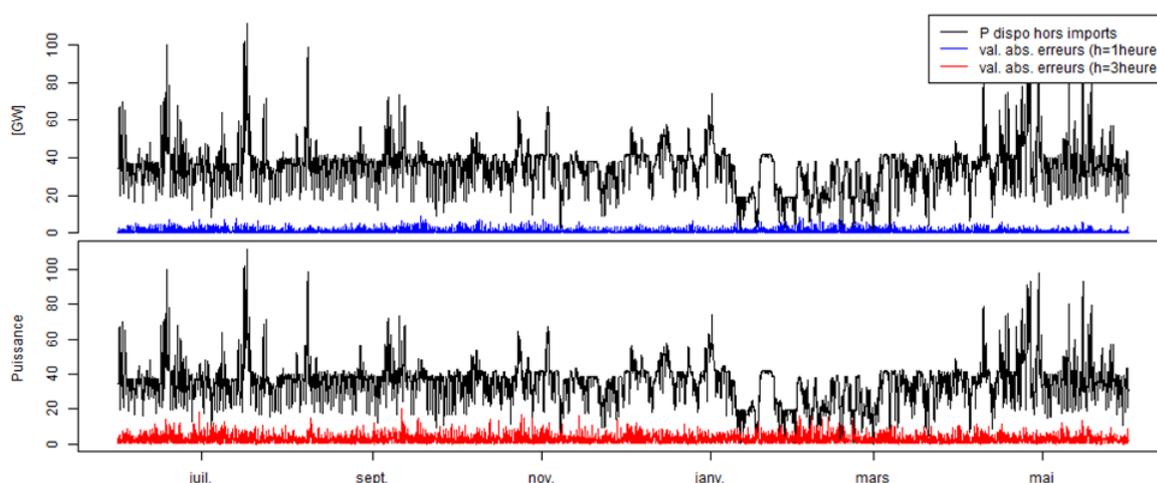


Figure 128 - Erreurs de prévision (production –prédiction) en valeur absolue de la production éolienne et PV et puissance disponible, dans le scénario de référence, au niveau national, sur l'année entière

Afin d'étudier l'impact de ces erreurs, en termes de gestion pour le système électrique, les capacités disponibles à chaque heure dans le parc de production ont été considérées, et regroupées en 4 classes : les moyens de production pilotables, le déstockage, les imports/exports et la production intermittente écrêtée. Ainsi, deux cas ont été étudiés : avec et sans utilisation des capacités d'imports pour compenser les erreurs de prévision. Si les capacités d'import sont considérées comme disponibles il n'existe en effet aucune heure pour laquelle la capacité disponible ne suffit pas, quel que soit l'horizon de l'erreur de prévision. Si l'on ne peut pas faire appel aux imports, pour l'horizon de une heure⁷⁸, six heures dans l'année ont été identifiées pour lesquelles la capacité disponible ne suffisait pas, avec un manque de capacité pouvant aller jusqu'à 2.4 GW. Ces heures correspondent aux périodes d'ultra-pointe où la capacité de déstockage est déjà saturée pour répondre à l'équilibre offre-demande.

5.12 A partir de quels coûts l'installation des filières devient-elle rentable pour le système ?

A partir des variables duales – issues de l'optimisation - associées aux contraintes de gisement, on peut déduire des coûts seuils de rentabilité de chaque filière, dans chaque région⁷⁹. Il s'agit du coût seuil en-dessous duquel il devient économiquement intéressant d'installer cette filière. Ces seuils sont cependant des coûts *marginiaux*, c'est-à-dire :

- Ils ne sont valables que pour l'installation d'une faible quantité (moins d'un GW) de cette filière, la valeur marginale d'un actif diminuant au fur et à mesure qu'on augmente sa capacité installée.
- Ils sont calculés étant donné l'état du système, c'est-à-dire à la marge du mix optimisé ; un mix différent (par exemple sans stockage, ou avec un taux de pénétration EnR différent) entraînerait des coûts seuils différents

Pour certaines filières, les projections de coût utilisées sont supérieures au coût seuil, quelle que soit la région considérée : l'optimisation économique n'installe donc pas de capacité. C'est le cas de l'éolien flottant et de l'hydrolien, dont l'installation (marginale) serait rentable si leurs coûts capacitaires annuels étaient en dessous des limites suivantes :

- entre 275 k€/MW/an (seuil de rentabilité en Aquitaine) et 400 k€/MW/an (seuil en PACA) pour l'éolien flottant, la différence entre régions provenant du facteur de charge ;
- autour de 430 k€/MW/an pour les hydroliennes.

Certaines filières présentent, en revanche, des seuils marginaux de rentabilité supérieurs à leur coût estimé : les gisements de ces filières sont donc saturés. C'est le cas notamment de la géothermie et de la cogénération au bois. Une augmentation de leur gisement permettrait donc de diminuer le coût global de fourniture d'électricité.

⁷⁸ Les moyens de rééquilibrage (stockage/déstockage, production EnR écrêtée) du scénario de référence étant très réactifs (pas de contrainte de démarrage), il est pertinent d'utiliser un horizon d'une heure pour dimensionner les besoins de réserve à partir des erreurs de prévision.

⁷⁹ Les détails méthodologiques associés sont exposés dans le document [\[Marché\]](#).

Il est également possible d'analyser des coûts seuils de rentabilité de l'énergie fournie (et non plus de la puissance installée). Ces LCOE seuils sont ramenés en énergie à partir des taux de charges obtenus ; ils représentent les coûts en-dessous desquels la production d'énergie par filière est rentable. Ces analyses permettent notamment de déterminer un coût seuil de rentabilité des énergies marines, autour de 100 €/MWh (à la marge du mix de production du scénario de référence).

Comme attendu, les filières flexibles (telles que la cogénération au bois pour les hypothèses d'étude considérées) et celles présentant les profils de disponibilité les plus plats sont celles qui ont les seuils LCOE les plus élevés, c'est-à-dire qu'étant donné le service rendu par ces filières, elles restent rentables même si leur coût est plus élevé.

5.13 Comment évoluent les prix de marchés ?

5.13.1 Prix SPOT

L'optimisation donne également accès aux variables duales associées à la contrainte d'équilibre offre-demande à chaque pas de temps⁸⁰. Il s'agit des coûts marginaux, qui correspondent au coût de production d'un MW supplémentaire. Dans un contexte de marché parfait, les coûts marginaux font le prix de l'électricité sur le marché SPOT. Ils correspondent au coût variable de production de la filière marginale (celle qui serait appelée si un MW supplémentaire de demande était requis).

Remarque : À certains pas de temps, une augmentation marginale de la demande peut nécessiter l'installation de nouvelles capacités de production. Les coûts marginaux portent alors ce surcoût capacitaire ; ils sont dits coûts marginaux de long terme.

La Figure 129 représente la répartition dans l'année des filières marginales, c'est-à-dire, pour chaque filière le pourcentage d'heures de l'année où le coût marginal correspond à son coût/gain variable de production. Dans un tel contexte, ce ne sont plus uniquement les producteurs qui font les coûts marginaux mais également les consommateurs en fonction de la valeur qu'ils accordent à un MW supplémentaire d'électricité. On constate ainsi une part importante de la méthanation⁸¹ – près de 3 800 heures - ainsi que l'apparition de prix nuls 1 200 heures sur l'année qui correspondent aux périodes de surplus non valorisés.

Remarque : Afin de représenter le plafonnement des prix de marché, les coûts-marginaux de long-terme (au-delà de 300 €/MWh) ne sont pas représentés.

⁸⁰ Plus de détails sont fournis dans le document [\[Marché\]](#).

⁸¹ Lorsque la filière méthanation est marginale, le coût marginal correspond à la valeur du gaz de synthèse ; en effet, un MW de demande supplémentaire occasionnerait un MW de moins converti en méthane, soit une perte pour le système qui ne gagnerait pas la valeur de ce MW.

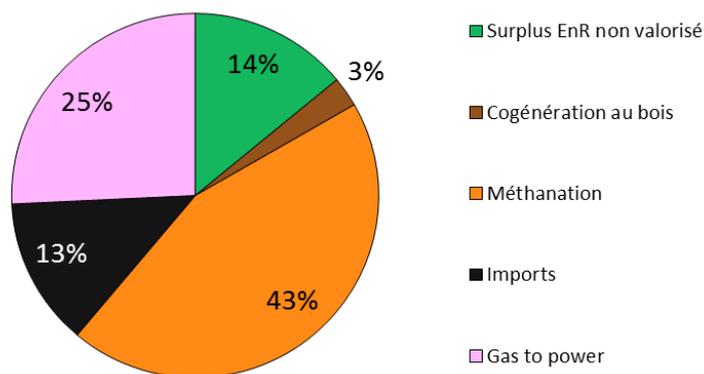


Figure 129 - Contribution des filières à la formation des coûts marginaux de production (moyenne annuelle 93 €/MWh)

5.13.2 Rentabilité des filières

À chaque instant, les productions des filières non marginales sont valorisées au prix SPOT, qui correspond au coût de production de la filière marginale. Ainsi, les filières non marginales touchent une rente infra-marginale égale à la différence entre le coût de fonctionnement de la dernière filière appelée et leurs propres coûts de fonctionnement.⁸²

A partir des coûts marginaux de production, il est ainsi possible de comparer, pour les différentes filières, leurs revenus à leurs coûts.

On constate tout d'abord que pour les filières EnR non saturées, les revenus estimés sont très proches des coûts : l'essentiel de leurs revenus proviennent de la valorisation de l'électricité par méthanation (43% du temps) et des économies de gaz de synthèse (25% du temps avec un coût variable de 147 €/MWh).

On observe d'autre part le phénomène du « missing money » : certaines filières obtiendraient via le marché SPOT une rémunération trop faible pour couvrir leurs coûts. Cela correspond aux pas de temps (de pointe hivernale notamment) au cours desquels les coûts marginaux de long-terme sont écrêtés⁸³. Ce phénomène impacte d'autant plus les filières de production et de stockage installées spécifiquement pour les besoins de pointe. Ce phénomène, qui existe déjà aujourd'hui, pourrait être compensé par une redistribution des revenus entre acteurs, via par exemple, un marché de capacité.

Ainsi, malgré certains points d'attention, la logique de marché « energy only » resterait donc valable dans un contexte 100% ENR : les coûts marginaux sont les bons signaux de prix pour le pilotage de court terme (à parc fixé), et la rente infra-marginale couvre globalement les coûts d'investissement (pour les filières en base). Néanmoins, la forte volatilité des prix en fonction des conditions météorologiques (au sein d'une journée, mais également d'une année sur l'autre) peut causer un manque de visibilité pour les investisseurs. Une analyse plus détaillée serait nécessaire pour évaluer les risques d'investissement associés.

⁸² Cette analyse a été menée sur l'année de référence. L'analyse des risques liés à l'incertitude des revenus de pointe entre les différentes années climatiques sort du périmètre de cette étude.

⁸³ Dans le cadre d'une optimisation de parc, à certains pas de temps, une augmentation marginale de la demande peut nécessiter l'installation de nouvelles capacités de production. Le surcoût capacitaire résultant est porté par le coût marginal dit « de long-terme » dans ce cas. Les valeurs des coûts marginaux de long-terme sont sensiblement plus élevées que celles de court-terme, car elles correspondent à une somme de coûts capacitaires et de coûts variables de fonctionnement.

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)⁸⁴. 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.⁸⁵

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 130. La production d'énergie par filière associée à ces parcs est fournie sur la Figure 131.

⁸⁴ 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.

⁸⁵ L'ensemble des données et contraintes relatives à la filière nucléaire sont issues de l'étude PEPS.

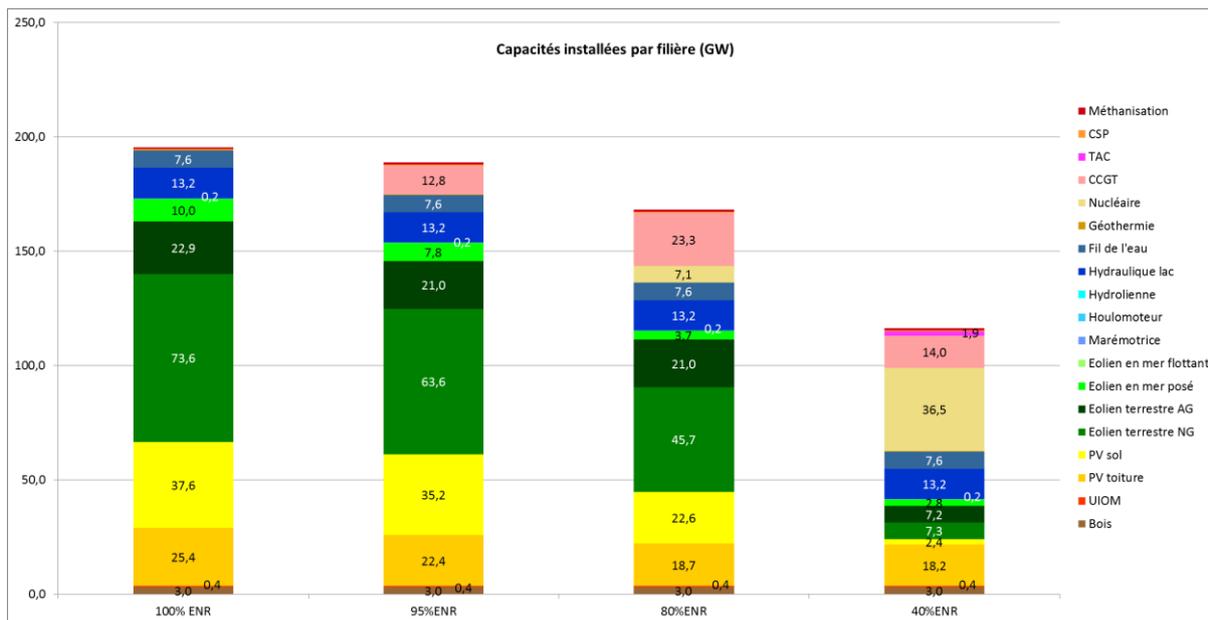


Figure 130 - Comparaison des mix optimaux 100%, 95%, 80% et 40% ENR

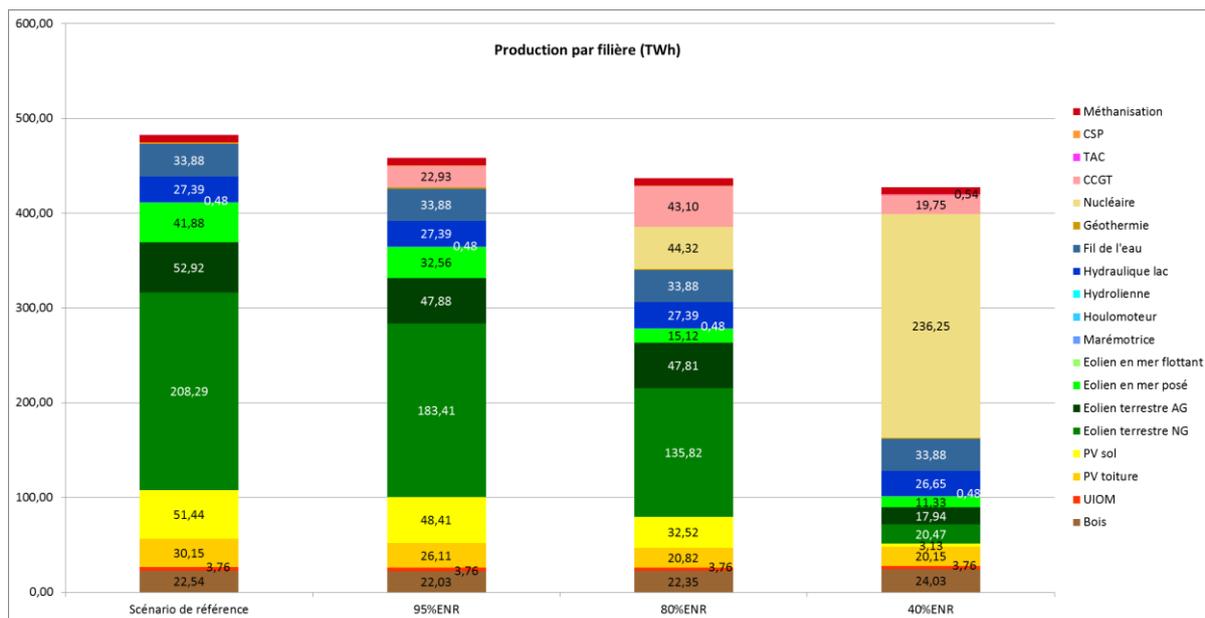


Figure 131 - Comparaison des productions par filière dans les cas 100%, 95%, 80% et 40% ENR

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 132 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.

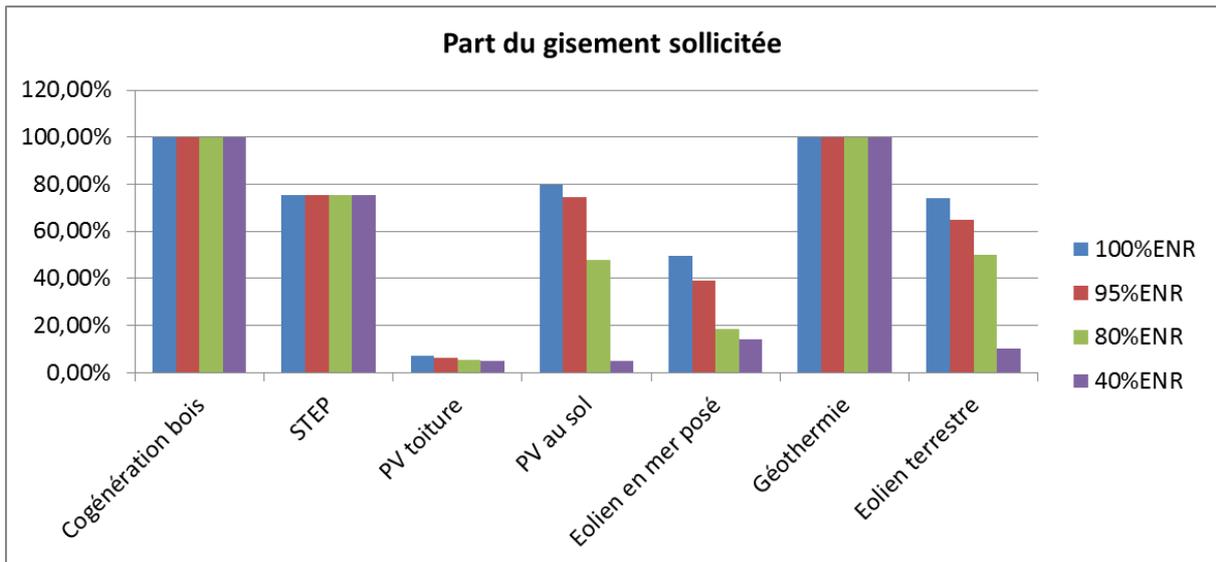


Figure 132 - Part du gisement sollicité par filière, en fonction du taux d'EnR

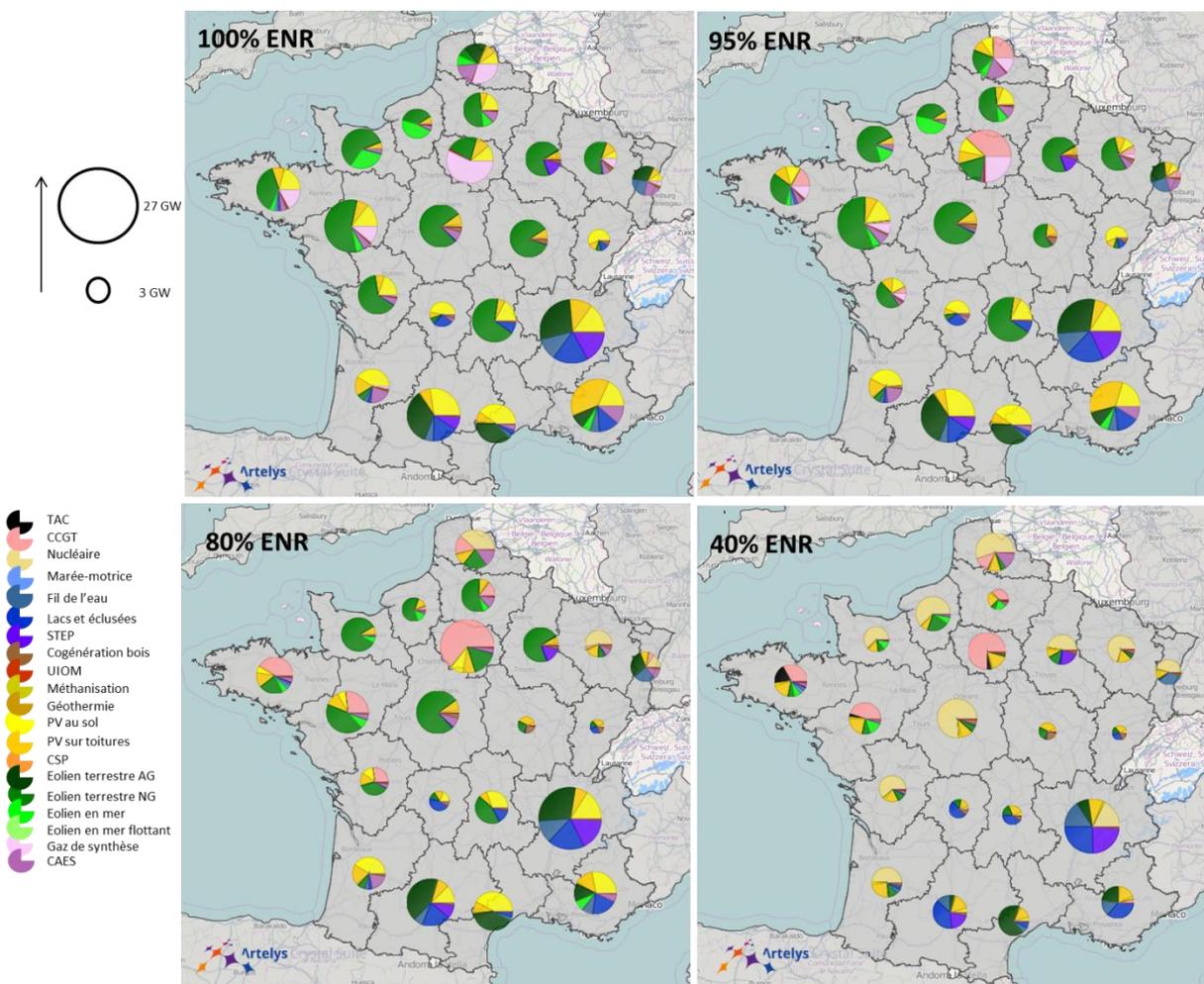


Figure 133 - Comparaison des capacités installées par filière et par région dans les cas x% EnR

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 modèle⁸⁶, selon lesquelles les TAC sont plus rentables que les CCGT pour moins de 200 heures de fonctionnement environ (Figure 134).

Dans les cas 80% et 95%, les CCGT sont en effet exploitées environ 1 800 heures à pleine puissance, de manière à couvrir les périodes de « trous de vent ». Ainsi, on observe sur la Figure 135 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 136. En effet, la pointe de demande nette est liée à la vague de froid.

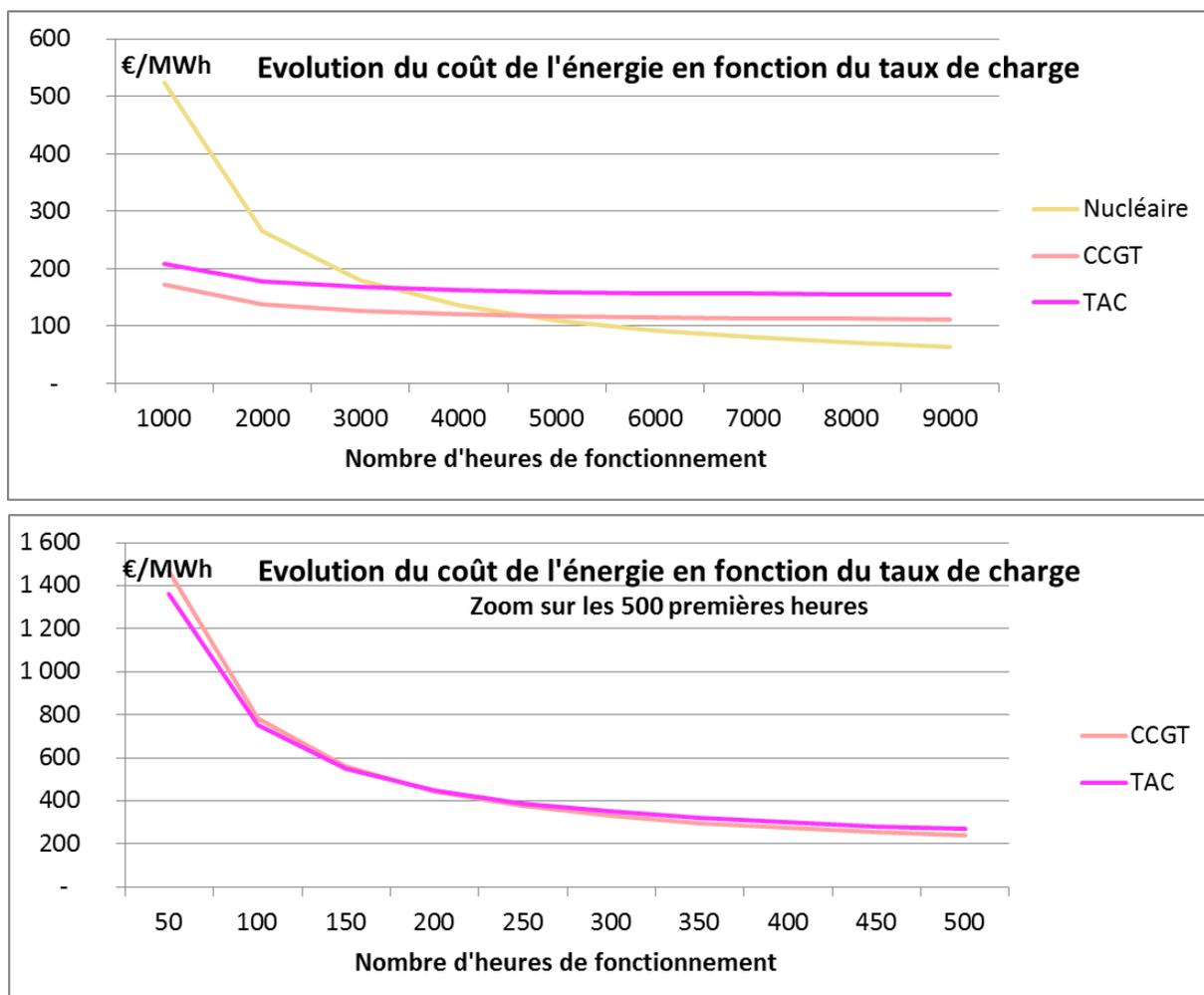


Figure 134 - LCOE des filières thermiques en fonction du nombre d'heures de fonctionnement

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

⁸⁶ Source : ETSAP 2010 qui suppose une forte baisse des coûts d'investissement des CCGT d'ici 2030.

Tableau 12 - Utilisation des filières thermique en fonction du taux d'EnR

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

- Nucléaire
- UIOM
- Géothermie
- Fil de l'eau
- Marée-motrice
- Eolien terrestre NG
- Eolien terrestre AG
- Eolien en mer
- PV au sol
- PV sur toitures
- CSP
- Cogénération bois
- Cogénération méthanisation
- Lacs et éclusées
- CCGT
- TAC
- Demande
- Imports
- Déstockage inter-saisonnier
- Déstockage STEP
- Déstockage court-terme

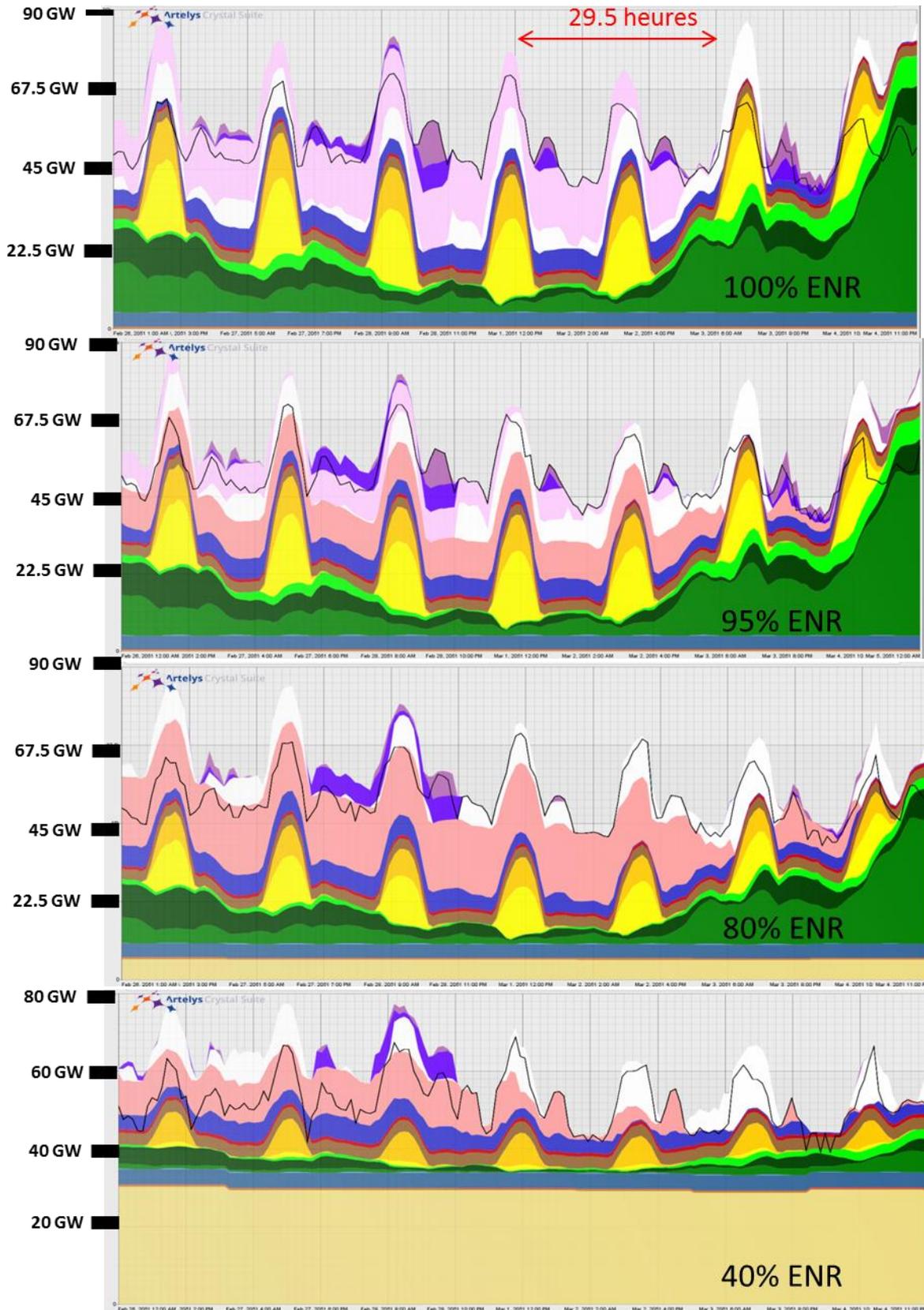


Figure 135 - Comparaison des cas x% ENR pour le passage d'une période sans vent fin février

- Nucléaire
- UIOM
- Géothermie
- Fil de l'eau
- Marée-motrice
- Eolien terrestre NG
- Eolien terrestre AG
- Eolien en mer
- PV au sol
- PV sur toitures
- CSP
- Cogénération bois
- Cogénération méthanisation
- Lacs et éclusées
- CCGT
- TAC
- Demande
- Imports
- Déstockage inter-saisonnier
- Déstockage STEP
- Déstockage court-terme

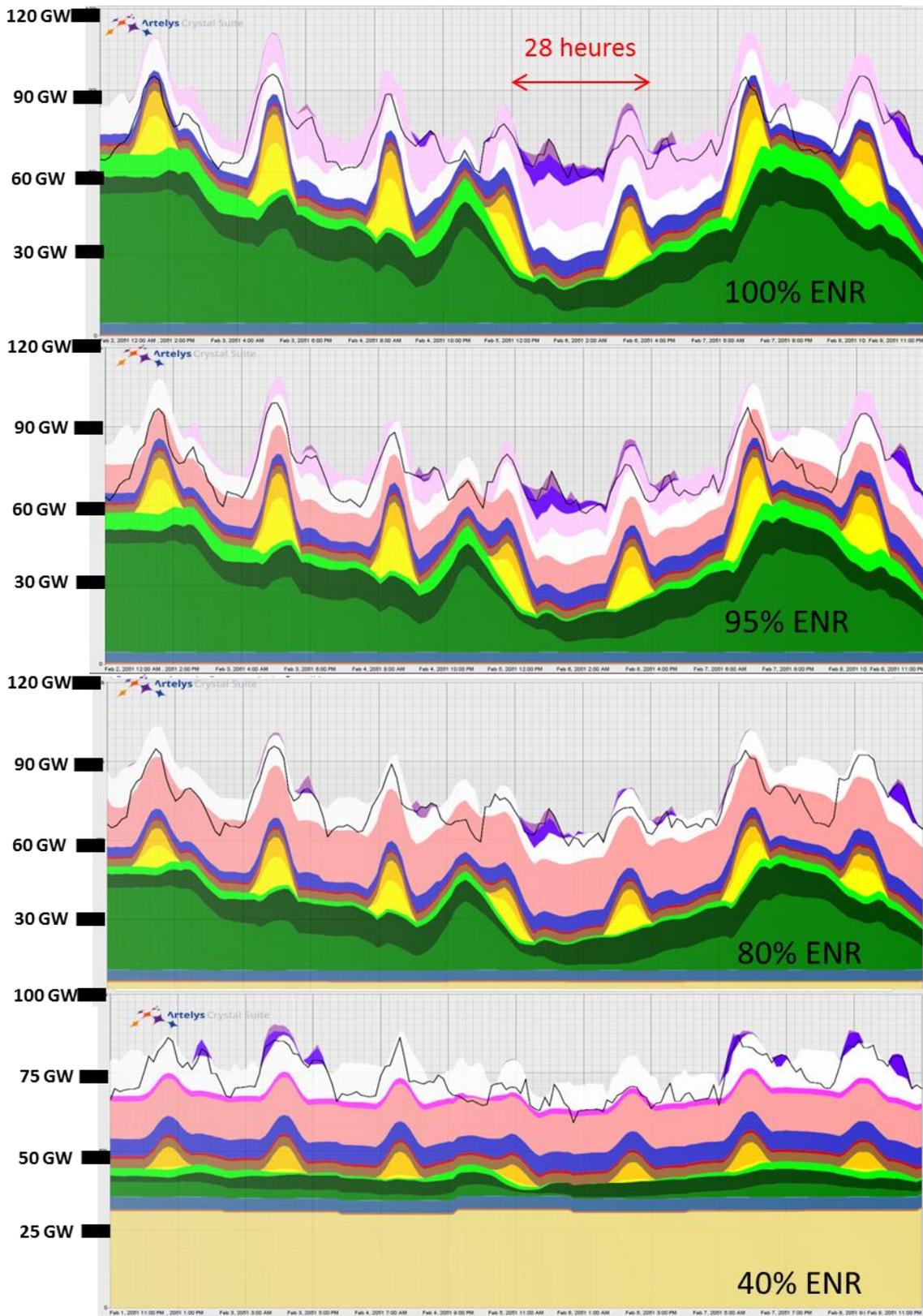


Figure 136 - Comparaison des cas x% ENR pour le passage d'une vague de froid début février

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 disparaît 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 137.

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).

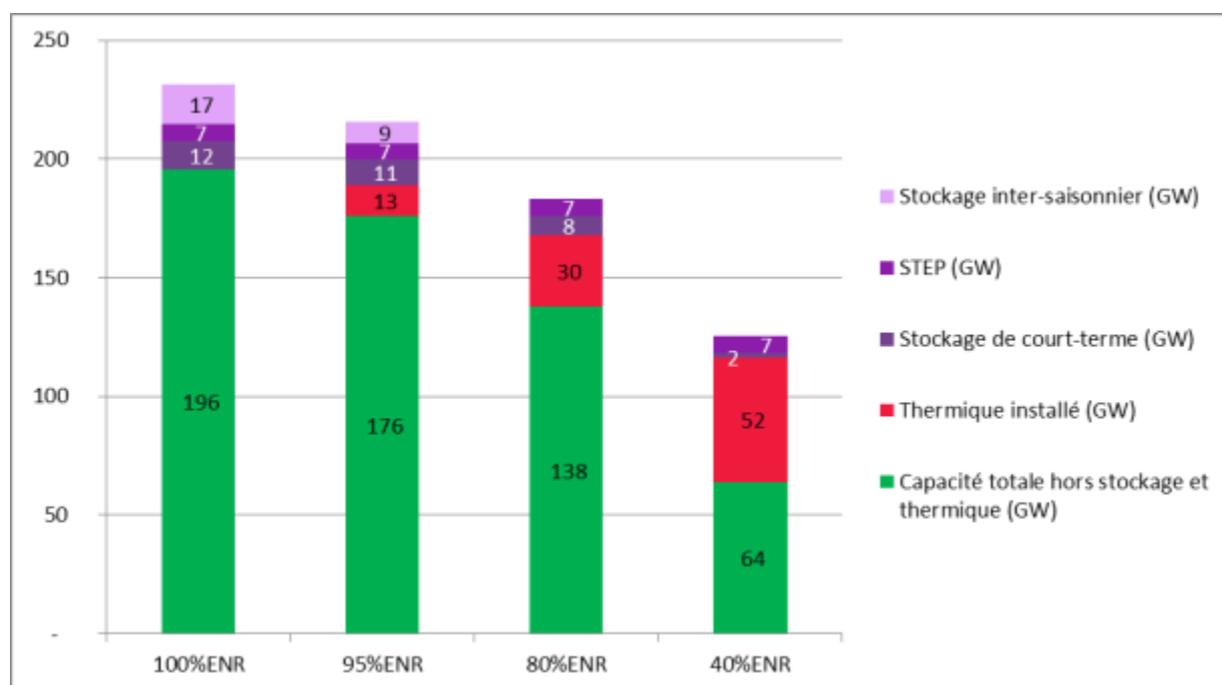


Figure 137 - Comparaison des capacités EnR, thermiques et de stockage dans les cas x% EnR

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 138.

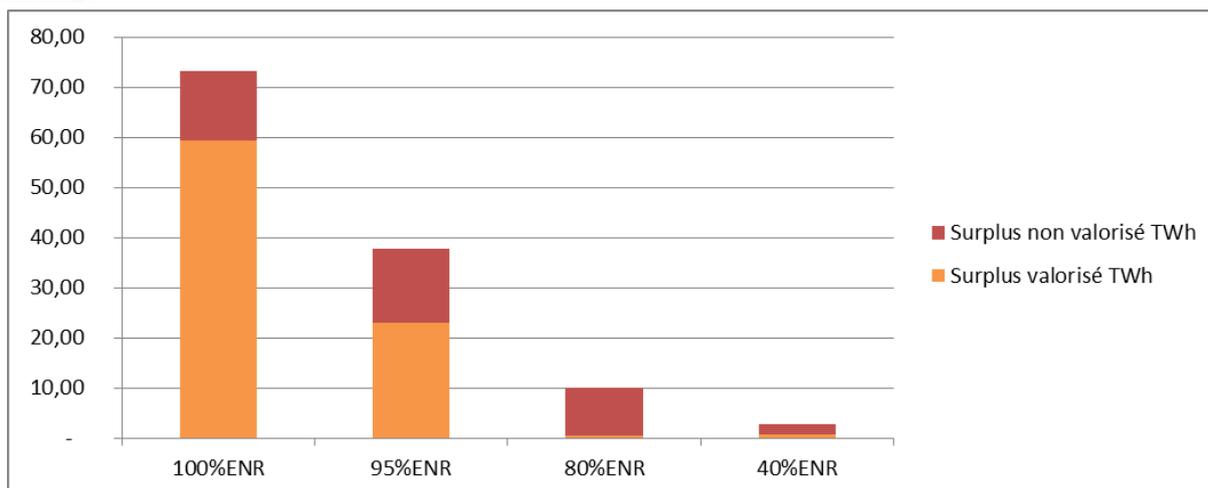


Figure 138 - Evolution du surplus pour les cas x%EnR

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 (Tableau 13). 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 Fraunhofer⁸⁷ 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.

Tableau 13 - Evolution du ratio PV/Eolien en fonction du taux d'EnR

	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

Les capacités d'échanges entre les régions sont également réduites de 68 à 43 GW (Figure 139).

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.

⁸⁷ EnergieWirtschaftliche Bedeutung der Offshore WindEnergie für die EnergieWende, Fraunhofer IWES, 2013

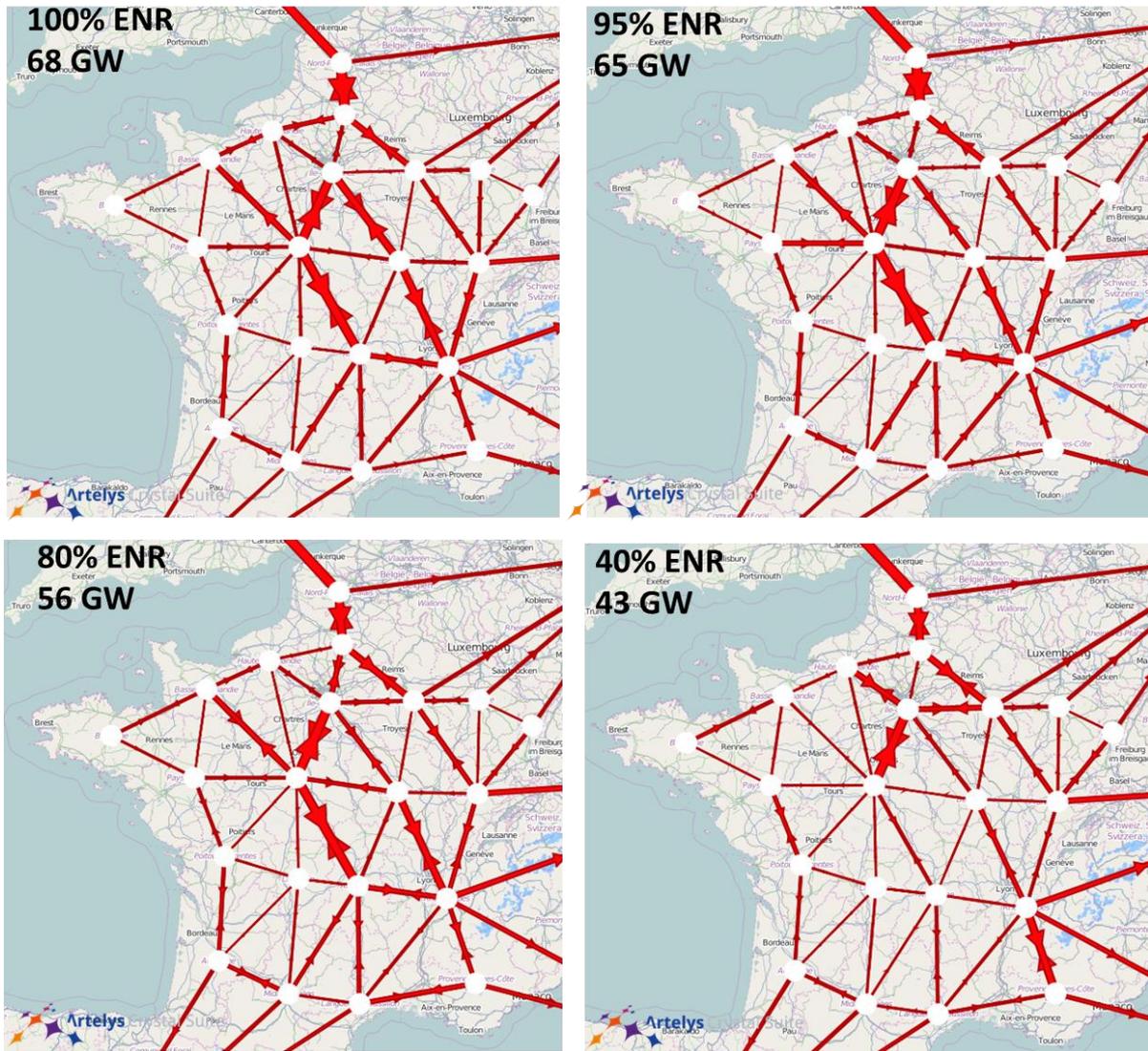


Figure 139 - Evolution des capacités d'échanges en fonction du taux d'EnR

6.5 Evolution du coût

Le graphique de la Figure 140 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 (Tableau 14) et le coût total de 3.2 Mds€/an, ce qui représente 9% de la partie variable du coût total annuel.

Tableau 14 - Evolution du coût de l'électricité en fonction du taux d'EnR

	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

Remarque : La deuxième ligne du Tableau 14 représente le surcoût de rendre renouvelable l'électricité thermique ; ainsi, dans le cas 100% EnR, les 5% d'électricité thermique transformés en énergie renouvelable présentent un surcoût de 67 €/MWh (ce chiffre est obtenu en faisant le ratio entre la différence de coût des scénarios 100% et 95% EnR et le volume de production thermique du cas 95% EnR).

On observe également sur la Figure 140 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. Étant 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 (y compris la tonne de CO₂) 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 celui d'un mix 40% EnR.

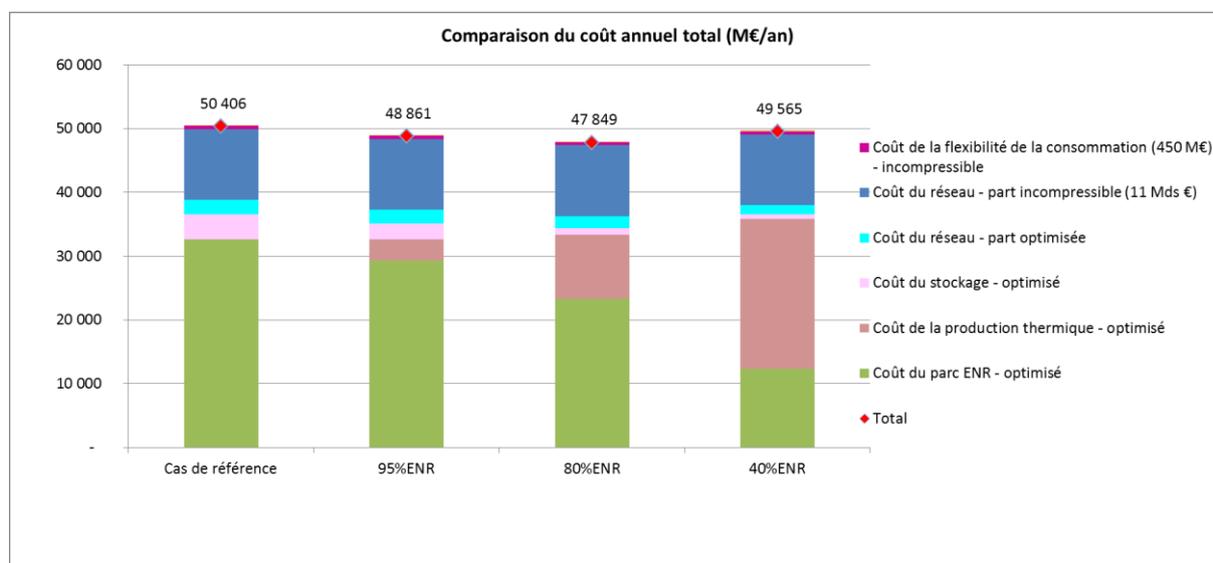


Figure 140 - Comparaison des coûts des variantes x% EnR ; les coûts dits fixes sont des données d'entrée qui n'évoluent pas entre les variantes.

6.6 Impact de contraintes d'acceptabilité pour un scénario 80% EnR

Deux mix alternatifs ont été optimisés pour le scénario 80 % EnR, sous des hypothèses de contraintes d'acceptabilité modérées d'une part et plus restreintes d'autre part. Les contraintes d'acceptabilités plus restreintes ont en outre été associées à des hypothèses de coûts élevés qui en font un cas dit « défavorable ».

Remarque : Les hypothèses de baisse de coûts moins importante entre aujourd'hui et 2050 sont les mêmes que pour la variante « Coûts élevés » et sont présentées sur la Figure 87 du paragraphe 5.1.4.1.

Comme le montre le Tableau 15, les contraintes d'acceptabilité réduisent le gisement éolien terrestre maximal mobilisable qui passe en dessous de la puissance effectivement installée suite à l'optimisation dans la variante 80% EnR sans contraintes. Le gisement PV au sol diminue également et devient inférieur, dans le

cas « défavorable », à la puissance installée de la variante 80% EnR sans contraintes. Les gisements des filières PV sur toitures et éolien en mer posé sont eux aussi réduits mais demeurent supérieurs à la puissance installée dans la variante 80% EnR sans contraintes.

Tableau 15 - Récapitulatif des gisements en fonction de l'acceptabilité

	Gisements (GW)			Puissance installée à 80%EnR
	Cas de référence	Variante acceptabilité modérée	Variante acceptabilité très contrainte	
PV au sol	47	25	20	23
PV sur toitures	364	364	179	19
Eolien terrestre	174	61	40	67
Eolien en mer posé	20	20	16	4

Les résultats sont présentés dans les paragraphes suivants.

6.6.1 A 80% EnR, les contraintes d'acceptabilité impactent essentiellement la filière éolienne terrestre

On compare dans ce chapitre les mix optimaux obtenus pour chacune des trois variantes étudiées à 80% EnR : celle sans contrainte, et les deux variantes présentées ci-dessus. Les contraintes d'acceptabilité induisent une très forte baisse de la production éolienne terrestre, que le système doit compenser par d'autres filières. La Figure 141 illustre ainsi la différence de production par filière entre le cas sans contrainte et chacune des deux variantes.

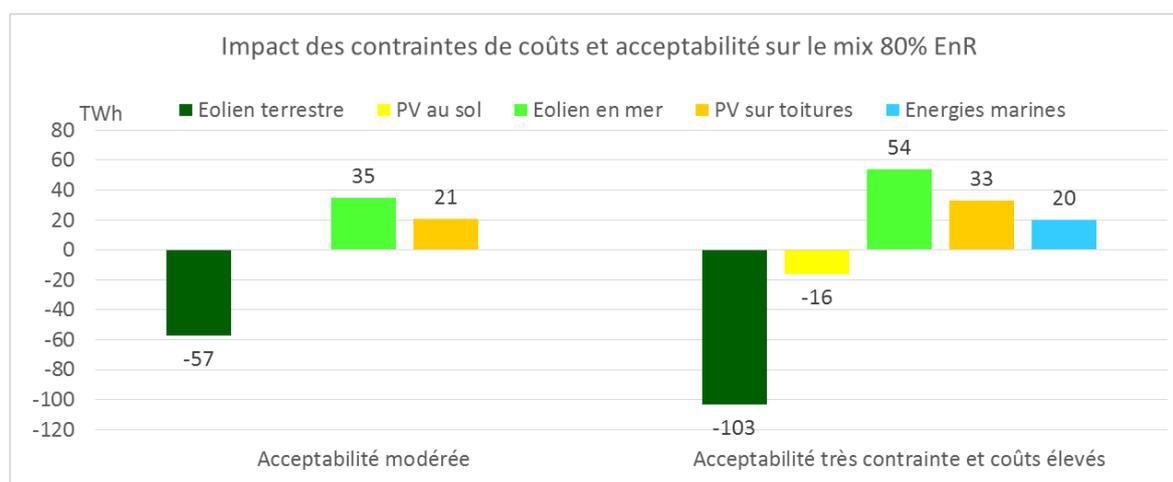


Figure 141 - Impact des contraintes d'acceptabilité et de coût sur la production par filière (TWh) dans un mix 80% EnR

Dans le cas de l'acceptabilité modérée, l'installation d'éolien en mer compense principalement la baisse d'installation de l'éolien terrestre. Le PV sur toitures, en augmentation de 15 GW, vient compléter le parc de production de cette variante. Les différents parcs sont présentés sur la Figure 142.

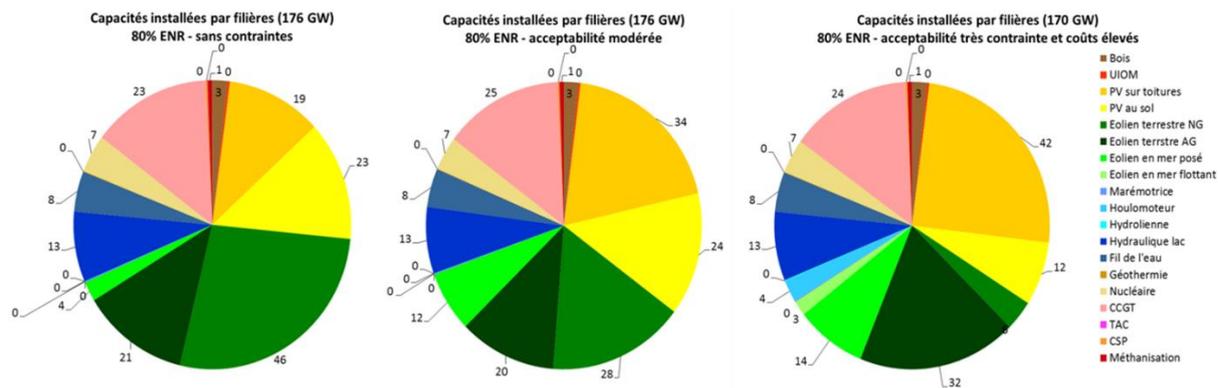


Figure 142 - Comparaison des capacités installées par filière entre les scénarios 80% EnR : sans contraintes (à gauche), acceptabilité modérée (au centre) et cas défavorable (à droite)

Pour le cas « défavorable », la réduction de la production éolienne terrestre (-103 TWh, soit -56%) est compensée par une production supplémentaire d'éolien en mer (de 54 TWh) ainsi que par des énergies marines (augmentation de 20 TWh). L'éolien en mer et les énergies marines sont installés dans presque toutes les régions possédant un gisement ; ceci s'explique par le fait que dans les régions du Nord, l'éolien en mer est économiquement plus avantageux que le PV. Les énergies marines, quant à elles, apportent l'avantage de présenter un profil inter-saisonnier plus plat que le PV au sol.

Remarque : Dans le cas « défavorable », si la capacité installée de PV au sol diminue presque de moitié (de 12 GW, soit -48%), on ne peut l'attribuer à la contrainte d'acceptabilité, puisque le gisement n'est pas saturé et que les coûts de cette filière y sont nettement augmentés.

6.6.2 A 80% EnR, les contraintes d'acceptabilité induisent une production globalement plus localisée

Dans le cas de l'acceptabilité modérée, la production est globalement plus localisée par rapport au cas 80% sans contraintes. Ainsi, comme l'illustre le Tableau 16, contrairement à l'impact des contraintes d'acceptabilité dans le cas 100% EnR (qui induisaient 18% d'augmentation des capacités d'échange), les capacités d'échange ne croissent pas (et diminuent même de 2GW, soit de 4%) car les moyens thermiques (notamment gaz⁸⁸) peuvent se positionner en meilleure corrélation avec le niveau de demande local et apporter de la flexibilité locale.

Tableau 16 – Impact des contraintes d'acceptabilité sur les capacités d'échange

Développement des capacités d'échanges inter-régionales (GW)		
	100% EnR	80% EnR
Cas sans contrainte	68	56
Acceptabilité modérée	80	54
Impact des contraintes d'acceptabilité	+18%	-4%

⁸⁸ Les moyens nucléaires ne peuvent se positionner que dans les régions dans lesquelles des centrales nucléaires existent à ce jour.

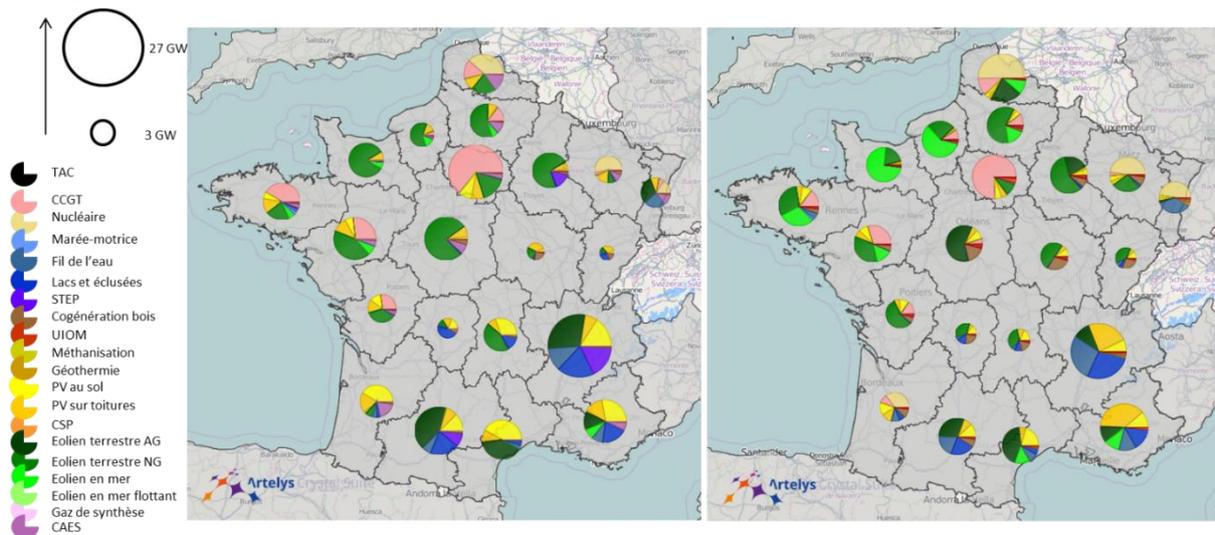


Figure 143 - Répartition régionale de la production annuelle comparée entre le scénario 80% sans contraintes (à gauche) et le cas d'acceptabilité moindre (à droite)

Remarque : Pour le cas « défavorable » il a été observé, comme dans la variante avec coûts élevés 100% EnR, que seuls les sites avec des conditions météorologiques favorables sont sélectionnés (les coûts du PV et des filières marines étant assez proches), ce qui aboutit à une nécessité de développer davantage les capacités d'échanges entre les régions.

6.6.3 Un mix 80% EnR permet de mieux maîtriser les surcoûts d'acceptabilité

Les mêmes contraintes d'acceptabilité ont moins d'impact sur le coût dans un cadre 80% EnR, que dans un cas 100% EnR, comme cela est illustré par le Tableau 17. En effet, la contrainte d'acceptabilité augmente le coût de 3 €/MWh par rapport au cas 80% sans contraintes (et de 8 €/MWh dans le cas 100% EnR). Le surcoût de substitution de l'« énergie non acceptée »⁸⁹ est également inférieur dans le cas 80% EnR.

Tableau 17 - Impact sur les coûts des contraintes d'acceptabilité modérée en fonction du taux d'EnR : Comparaison entre les cas avec et sans contrainte, pour des mix respectivement 100% (1^{ère} colonne) et 80% (2^e colonne) EnR.

Impact des contraintes d'acceptabilité modérée		
	Cas 100% EnR	Cas 80% EnR
Augmentation du coût de l'électricité consommée	8 €/MWh	3 €/MWh
Augmentation du coût total	3.1 Mds€/an	1,3 Mds€/an
Augmentation relative du coût	6%	3%
Coût de l'énergie non acceptée	33 €/MWh	23,5€/MWh

Dans le cas « défavorable », les 20% de production thermique permettent de compenser une acceptabilité très contrainte. Par rapport à la variante coûts élevés (sans contraintes d'acceptabilité et à 100% EnR), le coût total augmente en effet

⁸⁹ Dans ce calcul, l'énergie dite « non acceptée » est la différence – calculée entre les cas sans et avec contrainte d'acceptabilité - de production par les filières soumises aux contraintes d'acceptabilité. Son coût correspond à la différence de coûts des deux variantes, rapportée à la quantité d'énergie non acceptée.

relativement peu (de 500 M€, ce qui représente 2 €/MWh de surcoût global de l'électricité).

On note également que le passage de 80% à 100% EnR coûte plus cher dans un cadre de moindre acceptabilité : le surcoût des MWh verdis pour passer de 80% à 100% EnR est de 29 €/MWh sans contrainte d'acceptabilité tandis qu'il est estimé à 50 €/MWh avec la contrainte d'acceptabilité modérée.

Un mix 80% EnR offre ainsi plus de résilience face à des contraintes économiques et sociétales.

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 à un taux fortement renouvelable (de 40% à 100%) 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 l'acceptabilité afférente au réseau et à l'occupation des sols par les EnR, aux progrès technologiques, ainsi qu'à la consommation (en termes de volume annuel et de pointe), sont requis. Néanmoins, il a été constaté que le maintien d'une proportion, même faible, de production thermique conventionnelle dans le mix réduisait la sensibilité du coût à ces facteurs, et permettait ainsi une meilleure résilience face à des contraintes économiques et sociétales. 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 ?

- Quels impacts si l'on étend la valorisation du gaz de synthèse produit par le « Power to Gas » 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 18 - 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	5,3	-	-	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 Pyrénées	-	-	-	1,0	2,8	1,9	-	0,2	-	6,3	-	-	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	1,6	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	174,20	20,10	46,20	47,20	364,30	

8.2.2 Productions annuelles par filière

Tableau 19 - Productions annuelles par filière, pour chaque cas d'étude

Production (TWh)	Cas X% EnR				Variantes acceptabilité /comportement					Coûts techno élevés et acceptabilité restreinte
	100% EnR	95% EnR	80% EnR	40% EnR	Renforcement réseau plus difficile	Conso plus élevée	Acceptabilité modérée	Acceptabilité modérée à 80% EnR	Acceptabilité restreinte	
Eolien terrestre NG	208,3	183,4	135,8	20,5	214,7	248,8	82,5	78,7	42,3	12,4
Eolien terrestre AG	52,9	47,9	47,8	17,9	55,8	56,3	44,4	48,7	32,5	68,7
Eolien en mer posé	41,9	32,6	15,1	11,3	29,8	58,5	63,5	49,9	55,9	55,9
Eolien en mer flottant	-	-	-	-	-	21,0	41,0	-	89,2	12,7
PV au sol	51,4	48,4	32,5	3,1	56,9	53,3	32,6	32,6	26,5	17,4
PV sur toitures	30,2	26,1	20,8	20,2	34,4	73,4	87,7	41,6	71,6	54,1
CSP	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydraulique à réservoirs	27,4	27,4	27,4	26,6	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4
Fil de l'eau	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9
Marémotrice	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Houlomoteur	-	-	-	-	-	-	22,6	-	36,1	18,3
Hydrolienne	-	-	-	-	-	-	1,1	-	13,2	0,9
Cogénération au bois	22,5	22,0	22,3	24,0	22,9	22,7	23,3	23,0	23,5	26,3
Cogénération méthanisation	8,0	8,0	8,0	7,5	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
UIOM	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Géothermie	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	-	-	-	0,0	-	0,0
CCGT	-	22,9	43,1	19,8	-	-	-	46,6	-	45,5
Nucléaire	-	0,0	44,3	236,3	-	-	-	40,8	-	40,0
Déstockage inter-saisonnier	19,2	7,4	0,0	0,0	22,4	36,7	16,1	0,0	13,7	0,0
Déstockage STEP	12,5	12,9	11,8	8,5	12,2	11,7	12,1	11,8	12,4	11,3
Déstockage de court-terme	13,0	11,4	7,8	2,0	19,0	22,8	24,6	11,8	17,9	7,5

Production (TWh)	Référence	Variantes économiques			Variantes contrastes					
	100% EnR	Coûts technologiques plus élevés	Coûts technologiques plus faibles	Taux d'actualisation plus faible	Réseau de répartition	Réseau de répartition 40% EnR	Année sèche	Cas sans PV	Cas sans éolien NG	Cas sans flexibilité de la demande
Eolien terrestre NG	208,3	248,8	154,4	196,4	215,1	22,4	219,5	244,3	-	208,1
Eolien terrestre AG	52,9	56,4	53,0	55,8	48,3	16,0	52,1	48,3	243,0	50,1
Eolien en mer posé	41,9	24,9	22,4	30,6	41,9	11,3	41,9	61,9	53,0	41,9
Eolien en mer flottant	-	-	25,3	-	-	-	-	2,7	-	-
PV au sol	51,4	25,9	36,4	52,5	50,6	3,1	51,6	-	53,2	53,2
PV sur toitures	30,2	27,9	22,1	55,2	27,9	20,2	38,0	-	39,6	33,1
CSP	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydraulique à réservoirs	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	26,6	20,3	27,4	27,4	27,4
Fil de l'eau	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	33,9	24,4	33,9	33,9	33,9
Marémotrice	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	-	-
Hydrolienne	-	-	13,2	-	-	-	-	9,2	-	-
Cogénération au bois	22,5	22,8	22,6	22,1	22,6	24,0	22,5	22,8	22,7	22,6
Cogénération méthanisation	8,0	8,0	10,5	8,0	8,0	7,5	8,0	8,0	8,0	8,0
UIOM	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Géothermie	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
TAC	-	-	-	-	-	0,5	-	-	-	-
CCGT	-	-	-	-	-	19,7	-	-	-	-
Nucléaire	-	-	-	-	-	236,3	-	-	-	-
Déstockage inter-saisonnier	19,2	19,8	15,2	18,8	19,3	0,0	19,5	19,5	19,7	19,5
Déstockage STEP	12,5	14,9	11,2	13,4	12,4	8,4	12,3	11,5	12,8	13,1
Déstockage de court-terme	13,0	5,6	13,8	21,5	12,5	2,0	14,3	9,2	15,4	21,2

8.2.3 Puissances installées par filière

Tableau 20 - Capacités installées par filière, pour chaque cas d'étude

Capacités installées (GW)	Cas X% EnR				Variantes acceptabilité /comportement					Coûts techno élevés et acceptabilité restreinte
	100% EnR	95% EnR	80% EnR	40% EnR	Renforcement réseau plus difficile	Conso plus élevée	Acceptabilité modérée	Acceptabilité modérée à 80% EnR	Acceptabilité restreinte	
Eolien terrestre NG	73,6	63,6	45,7	7,3	76,8	90,0	29,5	28,2	16,1	5,8
Eolien terrestre AG	22,9	21,0	21,0	7,2	24,0	24,3	18,3	20,1	13,6	31,8
Eolien en mer posé	10,0	7,8	3,7	2,8	7,2	14,1	15,4	12,0	14,1	14,1
Eolien en mer flottant	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	9,4	0,0	20,3	2,9
PV au sol	37,6	35,2	22,6	2,4	42,7	39,2	24,4	24,4	20,0	12,2
PV sur toitures	25,4	22,4	18,7	18,2	30,8	57,1	68,3	34,2	56,7	42,4
CSP	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Hydraulique à réservoirs	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
Marémotrice	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	0,0	0,0	0,0	5,1	0,0	8,2	4,1
Hydrolienne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	3,0	0,2
Cogénération au bois	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Cogénération méthanisation	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
UIOM	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Géothermie	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	1,9	-	0,0	-	0,0	-	0,0
CCGT	0,0	12,8	23,3	14,0	-	0,0	-	24,6	-	24,3
Nucléaire	0,0	0,0	7,1	36,5	-	0,0	-	6,7	-	6,5
Stokage inter-saisonnier	16,8	8,8	0,0	0,0	18,9	36,0	13,4	0,0	11,5	0,0
STEP	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,9	7,0	7,0	7,0	7,0
Stockage de court-terme	12,2	10,9	8,0	2,2	18,2	22,4	20,5	11,0	15,2	6,2

Capacités installées (GW)	Référence	Variantes économiques			Variantes contrastes					
	100% EnR	Coûts technologiques plus élevés	Coûts technologiques plus faibles	Taux d'actualisation plus faible	Réseau de répartition	Réseau de répartition 40% EnR	Année sèche	Cas sans PV	Cas sans éolien NG	Cas sans flexibilité de la demande
Eolien terrestre NG	73,6	90,0	53,1	69,2	75,8	7,8	77,9	87,3	-	73,2
Eolien terrestre AG	22,9	24,3	23,0	24,0	21,2	6,2	22,6	21,3	109,0	21,8
Eolien en mer posé	10,0	6,0	5,4	7,4	10,0	2,8	10,0	14,9	12,6	10,0
Eolien en mer flottant	0,0	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	-
PV au sol	37,6	17,3	25,5	38,6	37,0	2,4	37,8	-	39,2	39,1
PV sur toitures	25,4	23,7	19,6	44,3	23,7	18,2	31,3	-	32,7	27,6
CSP	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Hydraulique à réservoirs	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
Marémotrice	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	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	-
Hydrolienne	0,0	0,0	3,0	0,0	-	0,0	0,0	2,1	0,0	-
Cogénération au bois	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Cogénération méthanisation	0,9	0,9	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
UIOM	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Géothermie	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	1,8	-	-	0,0	-
CCGT	0,0	-	0,0	-	-	14,4	-	-	-	-
Nucléaire	0,0	-	0,0	0,0	0,0	36,5	-	-	0,0	-
Stokage inter-saisonnier	16,8	18,7	12,2	16,6	16,9	0,0	17,0	17,2	16,9	17,5
STEP	7,0	9,3	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	8,6	7,0	7,0
Stockage de court-terme	12,2	6,6	14,9	18,6	12,0	2,2	13,4	15,0	14,0	19,5

8.2.4 Répartition des coûts

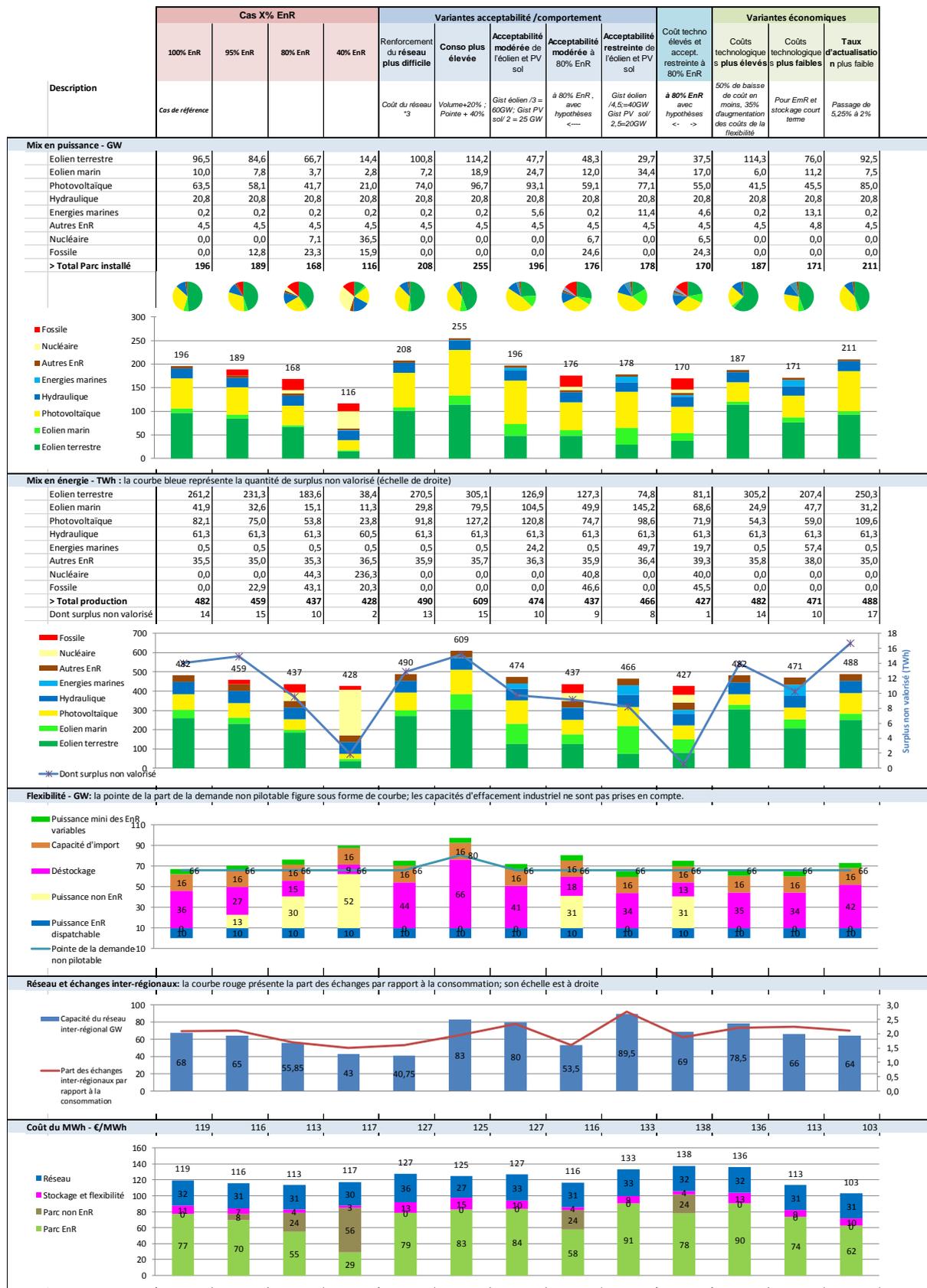
Tableau 21 - Répartition des coûts, pour chaque cas d'étude

Coûts en M€/an	Cas X% EnR				Variantes acceptabilité / comportement					Coûts techno élevés et acceptabilité restreinte
	100% EnR	95% EnR	80% EnR	40% EnR	Renforcement réseau plus difficile	Conso plus élevée	Acceptabilité modérée	Acceptabilité modérée à 80% EnR	Acceptabilité restreinte	
Coût capacitaire des ENR	32 292	29 038	22 993	12 004	33 044	41 947	35 015	24 011	37 926	32 597
Coût du combustible Bois	361	352	358	384	366	364	373	368	376	420
Coût capacitaire de la valorisation du surplus	28	16	11	27	51	8	0	0	0	0
Gain variable de la valorisation du surplus	53	27	33	97	97	16	-	0	-	-
Coût capacitaire du réseau	2 241	2 140	1 850	1 426	4 047	2 754	2 647	1 774	2 969	2 288
Coût fixe du réseau	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118
Coût du stockage inter-saisonnier	2 645	1 284	11	0	3 153	4 931	2 093	0	1 841	0
Coût des STEP	578	576	576	576	578	708	576	576	576	578
Coût du stockage infra-journalier	747	668	492	133	1 116	1 376	1 256	677	936	554
Coût capacitaire du thermique	-	871	5 297	20 000	-	-	-	5 129	-	5 045
Coût des combustibles hors enr	-	1 636	3 342	2 882	-	-	-	3 571	-	3 487
Coût du CO2	-	738	1 387	661	-	-	-	1 500	-	1 465
Coût de la flexibilité de la consommation	450	450	450	450	450	450	450	450	450	600
Coût total (Mds €/an)	50,4	48,9	47,8	49,6	53,8	63,6	53,5	49,2	56,2	58,2
Coût de l'énergie consommée €/MWh	119	116	113	117	127	125	127	116	133	138

Coûts en M€/an	Référence	Variantes économiques			Variantes contrastes					
	100% EnR	Coûts technologiques plus élevés	Coûts technologiques plus faibles	Taux d'actualisation plus faible	Réseau de répartition	Réseau de répartition 40% EnR	Année sèche	Cas sans PV	Cas sans éolien NG	Cas sans flexibilité de la demande
Coût capacitaire des ENR	32 292	37 780	31 048	26 345	32 242	11 980	33 556	33 466	32 721	32 409
Coût du combustible Bois	361	365	361	353	362	385	360	366	363	361
Coût capacitaire de la valorisation du surplus	28	0	68	106	27	27	55	74	27	27
Gain variable de la valorisation du surplus	53	0	125	204	51	95	96	130	51	52
Coût capacitaire du réseau	2 241	2 604	2 189	2 116	2 718	1 440	2 287	2 326	2 370	2 241
Coût fixe du réseau	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118	11 118
Coût du stockage inter-saisonnier	2 645	3 544	1 840	2 185	2 692	0	2 731	2 956	2 733	2 672
Coût des STEP	578	922	576	265	578	576	578	812	578	578
Coût du stockage infra-journalier	747	591	609	867	740	138	823	923	858	1 198
Coût capacitaire du thermique	-	-	-	-	-	20 025	-	-	-	-
Coût des combustibles hors enr	-	-	-	-	-	2 875	-	-	-	-
Coût du CO2	-	-	-	-	-	657	-	-	-	-
Coût de la flexibilité de la consommation	450	600	450	450	450	450	450	450	450	-
Coût total (Mds €/an)	50,4	57,5	47,9	43,6	50,9	49,6	51,9	52,4	51,2	50,6
Coût de l'énergie consommée €/MWh	119	136	113	103	120	117	123	124	121	120

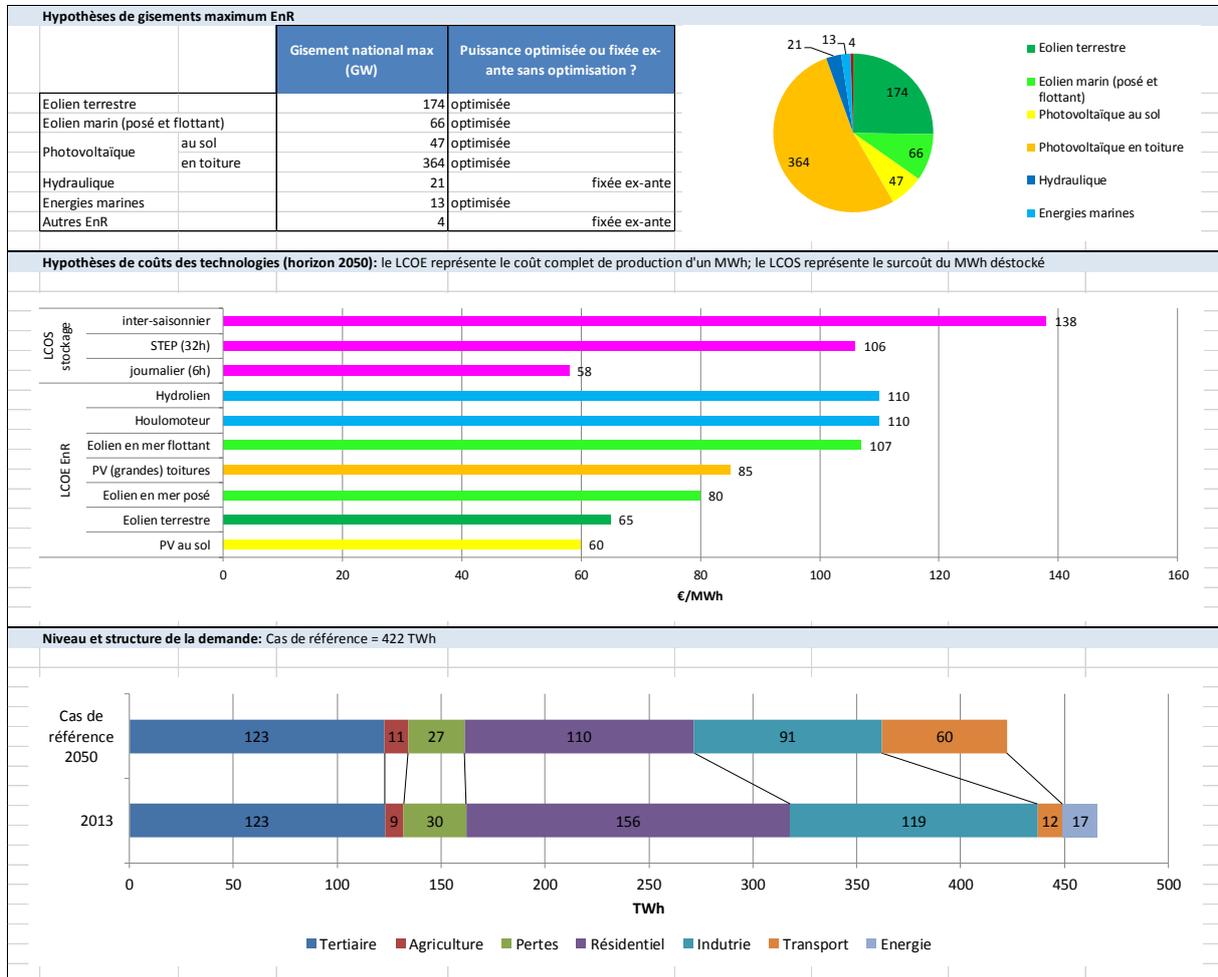
8.3 Tableau comparatif des principales variantes

Tableau 22 - Tableau de comparaison des principales variantes



8.4 Principales hypothèses utilisées pour le cas de référence

Tableau 23 - Tableau récapitulatif des principales hypothèses du cas de référence



9. Table des illustrations

Figure 1 - Exemple d'une journée de gestion de production, issue de l'optimisation. L'axe vertical présente des puissances horaires. Les productions s'ajoutent (une couleur par filière) pour satisfaire la demande (courbe noire). Les puissances négatives correspondent aux exports ou au stockage.....	10
Figure 2 - Comparaison des LCOE des principales filières dont on optimise la capacité dans le cas de référence	12
Figure 3 - Des mix électriques 100% EnR (colonne de gauche) ou 80% EnR (colonne de droite) adaptés aux différentes hypothèses retenues : histogramme des capacités installées (EnR, stockage et réseau) et diagramme circulaire de répartition de la production annuelle (TWh) par macro-filière.....	14
Figure 4 - Comparaison du coût de l'énergie en fonction des évolutions futures et du taux d'EnR. Ce coût prend en compte les coûts annualisés de production, de transport et distribution, de stockage et les coûts fixes de la flexibilité de la demande.	16
Figure 5 - Solutions de stockages développées pour différents taux de pénétration EnR	17
Figure 6 - Un mix électrique très décentralisé, qui offre des opportunités économiques pour les territoires. Les diagrammes circulaires représentent la répartition de l'énergie produite dans chaque région.....	18
Figure 7 – Carte des gisements obtenus par région (total ~700 GW).....	25
Figure 8 - Gisements par région et macro-filière	25
Figure 9 - Gisements par région et filière, hors solaires et éoliennes	26
Figure 10 - Productible maximal annuel par filière.....	26
Figure 11 - Evolution du coût de la filière éolienne terrestre (pour un facteur de charge moyen de 25%)	27
Figure 12 - Comparaison des coûts technologiques projetés à 2050	28
Figure 13 - LCOE par région (€/MWh) des filières PV (au sol à gauche, sur toitures à droite)	28
Figure 14 - LCOE par région (€/MWh) des filières éoliennes terrestres (nouvelle génération à gauche, ancienne génération à droite)	29
Figure 15 - LCOE par filière, dans l'ordre croissant du coût de l'énergie par région .	29
Figure 16 - Comparaison des LCOS des différents stockages	30
Figure 17 - Thermosensibilité de la demande.....	31
Figure 18 – Gradient thermique 2050.....	32
Figure 19 - Arrivées et départs de véhicules électriques chargés au travail (à gauche) ou au domicile (à droite)	33
Figure 20 - 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.....	34
Figure 21 - Modèle de report des effacements de chauffage, dans le cas d'un effacement de 3.5 GW de chauffage pendant 1 heure de temps à 8h du matin.....	34
Figure 22 - 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.....	35
Figure 23 - 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.....	35

Figure 24 - Consommation 2050 répartie par régions (422 TWh annuels, pointe après pilotage 96 GW).....	36
Figure 25 - Comparaison historique des facteurs de charge des productions éoliennes en France. Les années 2006-2007 à 2012-2013 ont été utilisées pour l'étude.....	37
Figure 26 - Exemple de production EnR en PACA, pendant l'été ; la courbe de demande figure en trait plein noir	38
Figure 27 - Zoom sur la vague de froid correspondant à février 2012	38
Figure 28 - Exemple de courbe de disponibilité de valorisation Power to Heat (demande de chauffage, de laquelle on retire la production de chaleur fatale)	39
Figure 29 - Evolution des caractéristiques des éoliennes – source Fraunhofer.....	40
Figure 30 - 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 en raison du foisonnement.....	42
Figure 31 - Episode de forte production d'une semaine pour la Bretagne (à gauche) et la France entière (à droite)	42
Figure 32 - Monotones calculées à partir des données du scénario de référence....	42
Figure 33 - Profil journalier moyen de production effective optimisée de la filière solaire thermodynamique à concentration - CSP	43
Figure 34 - Profils journaliers moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) optimisés (MWh) de court-terme (valeurs nationales)	45
Figure 35 – Profils journaliers moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) des STEP (valeurs nationales)	45
Figure 36 - Profils hebdomadaires moyens de stockage (en rouge) et déstockage (en bleu) des STEP (valeurs nationales)	45
Figure 37 - Participation du stockage inter-saisonnier à la satisfaction du besoin de flexibilité infra-journalier.....	46
Figure 38 - Participation du Power to Gas to Power au stockage hebdomadaire.....	46
Figure 39 - Stockage et déstockage inter-saisonnier.....	47
Figure 40 - Répartition mensuelle des productions nationales photovoltaïques et éoliennes	47
Figure 41 - Carte du réseau interrégional ; la capacité d'échange commercial de chaque segment, hormis les interconnexions avec l'étranger, fait l'objet d'une optimisation	48
Figure 42 - Parcs installés des pays frontaliers de la France, scénario Roadmap 2050 80% ENR.....	51
Figure 43 - Sollicitation des réserves - source CRE	52
Figure 44 – Synoptique des différentes variantes étudiées	56
Figure 45 - Comparaison de plusieurs mix électriques possibles	57
Figure 46 - Capacités installées par filière - cas de référence.....	58
Figure 47 - Production nationale par filière - cas de référence	59
Figure 48 - Saturation des gisements par filière	60
Figure 49 - Flux d'énergie du cas de référence	61
Figure 50 - Productions par filière et par région (total national : 482 TWh)	62
Figure 51 - Capacités par filière et par région (total national : 232 GW, incluant le stockage).....	62
Figure 52 - Comparaison de la répartition régionale des productions d'énergie entre aujourd'hui (à gauche) et 2050 (à droite).....	63
Figure 53 - Capacités installées par filière - cas PTE	64

Figure 54 - Productions annuelles par filière - cas PTE.....	64
Figure 55 - Capacités installées par filière – cas du renforcement réseau difficile ...	65
Figure 56 - Productions annuelles par filière – cas du renforcement réseau difficile	66
Figure 57 - Capacités installées par filières - cas d'une acceptabilité modérée.....	67
Figure 58 - Productions annuelles par filière - cas d'une acceptabilité modérée	67
Figure 59 - Production cumulée en décembre essentiellement éolienne	68
Figure 60 - Courbe de demande pilotée, deuxième semaine d'août	69
Figure 61 - Courbe de production, deuxième semaine d'août	69
Figure 62 - Carte des capacités obtenues suite à une optimisation sans les filières PV.....	70
Figure 63 - Ecart entre profil hebdomadaires moyens en Pays de Loire	70
Figure 64 - Capacités installées par filières - Cas sans éolien NG (219 GW installés)	72
Figure 65 - Production annuelle par filières - Cas sans Eolien NG.....	72
Figure 66 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière éolienne NG.....	73
Figure 67 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière éolienne AG.....	74
Figure 68 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière PV au sol	74
Figure 69 - Comparaison entre les répartitions par région des capacités installées (à droite) et des LCOE (à gauche) de la filière PV sur toitures	75
Figure 70 - Répartition de la puissance installée PV par filière et par région – cas de référence	76
Figure 71 - Surcoût capacitaire liée à l'augmentation de la part de PV sur toitures..	77
Figure 72 - Comparaison des profils PV de la région Rhône-Alpes.....	77
Figure 73 - Flexibilité du système électrique.....	78
Figure 74 - Zoom sur le pilotage de la consommation le 7 janvier.....	80
Figure 75 - Production cumulée du 7 janvier	80
Figure 76 - Production cumulée deuxième quinzaine de janvier	81
Figure 77 - Consommation cumulée - deuxième quinzaine de janvier	81
Figure 78 - Stockage et déstockage inter-saisonnier.....	82
Figure 79 - Répartition régionale des capacités installées de Power to Gas et Gas to Power	82
Figure 80 – 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)	83
Figure 81 - Comparaison de la répartition régionale des productions d'énergie entre aujourd'hui et 2050	84
Figure 82 - Comparaison des mix optimisés 100% EnR avec (à droite) et sans (à gauche) prise en compte du réseau de répartition	85
Figure 83 - Comparaison des mix optimisés 40% EnR avec (à droite) et sans (à gauche) prise en compte du réseau de répartition	86
Figure 84 - Répartition par région du renforcement du réseau de répartition (cas 100% et 40% EnR)	86
Figure 85 - Coût total annuel du cas de référence et des variantes	90
Figure 86 - Coût de l'électricité (€/MWh) du cas de référence et des variantes.....	91
Figure 87 - Comparaison des LCOE du cas de référence et de la variante coûts élevés.....	95

Figure 88 - Capacités installées par région du cas de référence (à gauche) et de la variante avec coûts élevés (à droite)	95
Figure 89 - LCOE du PV au sol par région du cas de référence (à gauche) et de la variante avec coûts élevés (à droite)	96
Figure 90 - Production par région du cas de référence (à gauche) et de la variante avec coûts élevés (à droite)	96
Figure 91 - Comparaison des LCOS des technologies de stockage entre le cas de référence et la variante avec coûts élevés	97
Figure 92 - Comparaison des capacités installées des technologies de stockage entre le cas de référence et la variante avec coûts élevés	97
Figure 93 - Production cumulée, semaine sans vent – fin février	99
Figure 94 - Pilotage de la consommation, semaine sans vent fin février	99
Figure 95 - Production cumulée, vague de froid	100
Figure 96 - Pilotage de la consommation, vague de froid	100
Figure 97 - Production cumulée, période sans soleil	101
Figure 98 - Pilotage de la consommation, période sans soleil	101
Figure 99 - Impacts du pilotage de la demande et des stockages sur la pointe de demande nette : évolution de la puissance appelée à une même heure (l'heure de pointe de demande nette), avant d'appliquer toute solution de flexibilité	102
Figure 100 - Evolution du productible hydraulique au cours d'une année sèche	104
Figure 101 - Exemple d'évolution des réservoirs hydrauliques	105
Figure 102 - Comparaison entre les capacités installées dans le cas de référence (à gauche) et pour une année sèche (à droite)	105
Figure 103 - Profil journalier moyen des échanges	106
Figure 104 - Gisements sollicités - cas de référence et cas des acceptabilités modérée et très contrainte	109
Figure 105 - Répartition régionale des capacités installées (figures de gauche) et de production annuelle (figures de droites) comparées entre le cas de référence (en haut) et les cas d'acceptabilités moindre (au milieu) et très contrainte (en bas)	110
Figure 106 - Comparaison des productions par filière au pas mensuel - cas d'une acceptabilité très contrainte	112
Figure 107 - Comparaison des capacités d'échange entre cas de référence et variantes avec moins d'acceptabilité	112
Figure 108 - Part du gisement sollicité - cas de référence et cas d'une moindre maîtrise de la demande	113
Figure 109 - Profil journalier moyen de la consommation pilotée de manière statique (ECS et véhicules électriques)	115
Figure 110 - Profil journalier moyen de la part de la consommation chauffage et usages blancs flexible dans le scénario de référence	115
Figure 111 - Comparaison du gisement d'énergie pilotable entre le cas de référence et la variante	116
Figure 112 - Impact de la flexibilité de la demande sur la sollicitation des gisements	116
Figure 113 - Comparaison des capacités de moyens de stockage installées dans le cas de référence et la variante sans flexibilité dynamique de la consommation	117
Figure 114 – Utilisation des stockages dans la variante sans demande flexible dynamiquement	118
Figure 115 - Comparaison du coût total dans le cas de référence et la variante sans flexibilité de la consommation	119

Figure 116 - Comparaison de la répartition régionale de la production entre le cas de référence (à gauche) et un cas où le réseau est plus difficile	120
Figure 117 - Comparaison de la répartition de la production de Franche Comté entre le cas de référence et la variante renforcement réseau difficile.....	120
Figure 118 - Comparaison de la répartition de la production du Centre entre le cas de référence et la variante renforcement réseau difficile	121
Figure 119 - 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	121
Figure 120 - Participation des imports à la satisfaction de la demande locale	122
Figure 121 – Potentiel de valorisation en chaleur – monotone de puissance.....	123
Figure 122 - Capacités installées par filière - cas de progrès technologiques évolutionnaires	125
Figure 123 - Production par filière - cas de progrès technologiques évolutionnaires	125
Figure 124 - Occupation terrestre des centrales PV au sol par région, ramenée à la surface de chaque région.....	127
Figure 125 - Surfaces occupées par les centrales PV au sol dans les régions du sud de la France.....	127
Figure 126 - Répartition des surfaces utilisées par région pour les parcs éoliens de nouvelle génération ; la grande majorité des parcs sont situés sur des terres agricoles, mais ils peuvent aussi être implantés sur des forêts (incluses dans « Autre »).....	128
Figure 127 - Répartition des surfaces utilisées par région pour les parcs éoliens classiques : dans le scénario de référence, cette technologie n'est implantée que sur 6 régions. La légende « Autre » correspond notamment aux parcs implantés en zone forestière.....	128
Figure 128 - Erreurs de prévision (production –prédiction) en valeur absolue de la production éolienne et PV et puissance disponible, dans le scénario de référence, au niveau national, sur l'année entière	129
Figure 129 - Contribution des filières à la formation des coûts marginaux de production (moyenne annuelle 93 €/MWh).....	132
Figure 130 - Comparaison des mix optimaux 100%, 95%, 80% et 40% ENR	135
Figure 131 - Comparaison des productions par filière dans les cas 100%, 95%, 80% et 40% ENR.....	135
Figure 132 - Part du gisement sollicité par filière, en fonction du taux d'EnR	136
Figure 133 - Comparaison des capacités installées par filière et par région dans les cas x% EnR.....	136
Figure 134 - LCOE des filières thermiques en fonction du nombre d'heures de fonctionnement.....	137
Figure 135 - Comparaison des cas x% EnR pour le passage d'une période sans vent fin février.....	139
Figure 136 - Comparaison des cas x% EnR pour le passage d'une vague de froid début février.....	140
Figure 137 - Comparaison des capacités EnR, thermiques et de stockage dans les cas x% EnR.....	141
Figure 138 - Evolution du surplus pour les cas x%EnR.....	142
Figure 139 - Evolution des capacités d'échanges en fonction du taux d'EnR.....	143
Figure 140 - Comparaison des coûts des variantes x% EnR ; les coûts dits fixes sont des données d'entrée qui n'évoluent pas entre les variantes.	144

Figure 141 - Impact des contraintes d'acceptabilité et de coût sur la production par filière (TWh) dans un mix 80% EnR.....	145
Figure 142 - Comparaison des capacités installées par filière entre les scénarios 80% EnR : sans contraintes (à gauche), acceptabilité modérée (au centre) et cas défavorable (à droite)	146
Figure 143 - Répartition régionale de la production annuelle comparée entre le scénario 80% sans contraintes (à gauche) et le cas d'acceptabilité moindre (à droite)	147

ADEME



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

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

www.ademe.fr