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

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

6.1 Hypothèses structurantes

Dans le cadre de ces variantes, des hypothèses de coûts d'installation et de maintenance des filières CCGT et TAC ont été réalisées à partir des données de l'ETSAP, ainsi que des hypothèses de projections 2050 de coûts du combustible gaz (scénario « politiques courantes » du World Energy Outlook de l'agence internationale de l'énergie) et du CO2 émis (impact assessment de la commission européenne)[43]. Plus de détails sont fournis dans le document [Coûts].

Les coûts d'installation du nucléaire ont été fixés de manière à atteindre un LCOE cible de 80 €/MWh pour un taux de charge de 80%.

En outre, des contraintes de gradient (de plus ou moins 5% de production d'un pas de temps à l'autre) et de régime de fonctionnement minimal (à 40% de la puissance installée) ont été imposées pour la filière nucléaire. Une courbe de disponibilité nationale a été exploitée pour cette filière.[44]

Par ailleurs, l'installation de nucléaire n'est autorisée que dans les régions où la filière est déjà implantée actuellement.

Remarque : Comme pour le reste de l'étude, chaque filière thermique est modélisée par une variable continue « puissance installée par région ». Le modèle ne tient donc pas compte des contraintes par centrale (par exemple taille minimum d'une centrale, coûts de démarrage…).

6.2 Quel dimensionnement et complémentarité des filières EnR et thermiques ?

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

[43] Pour une hypothèse de coût de 100 €/t de CO2, on obtient des coûts variables de fonctionnement respectifs de 100 €/MWh et 150 €/MWh pour les filières CCGT et TAC.

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

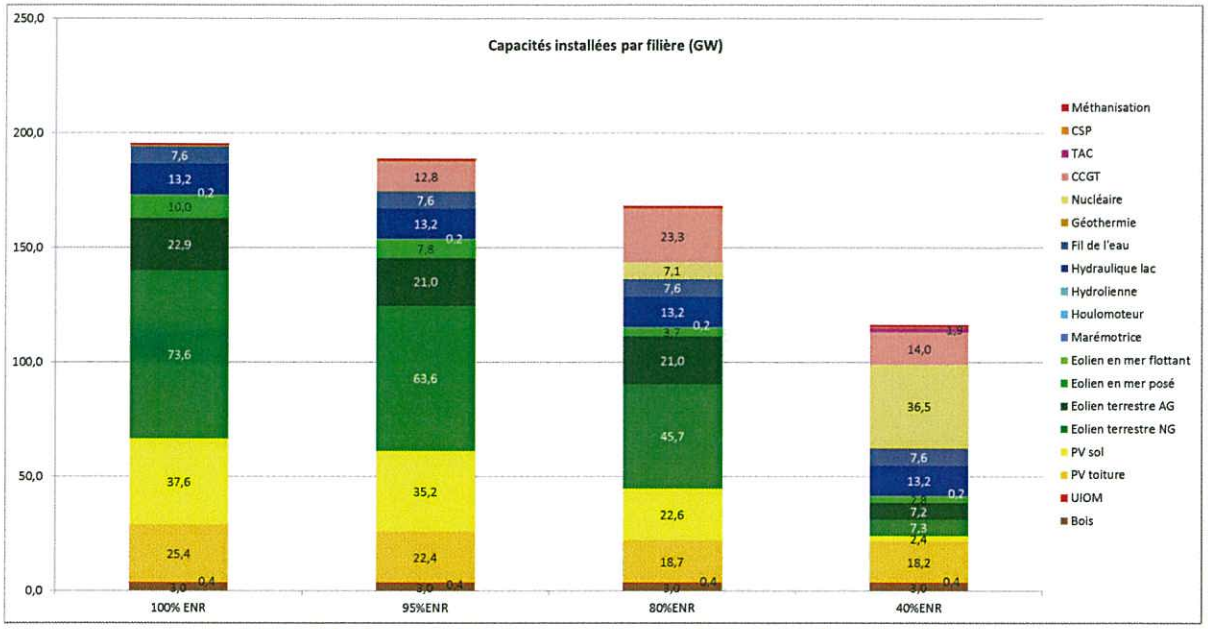

Figure 106 - Comparaison des mix optimaux 100%, 95%, 80% et 40% ENR

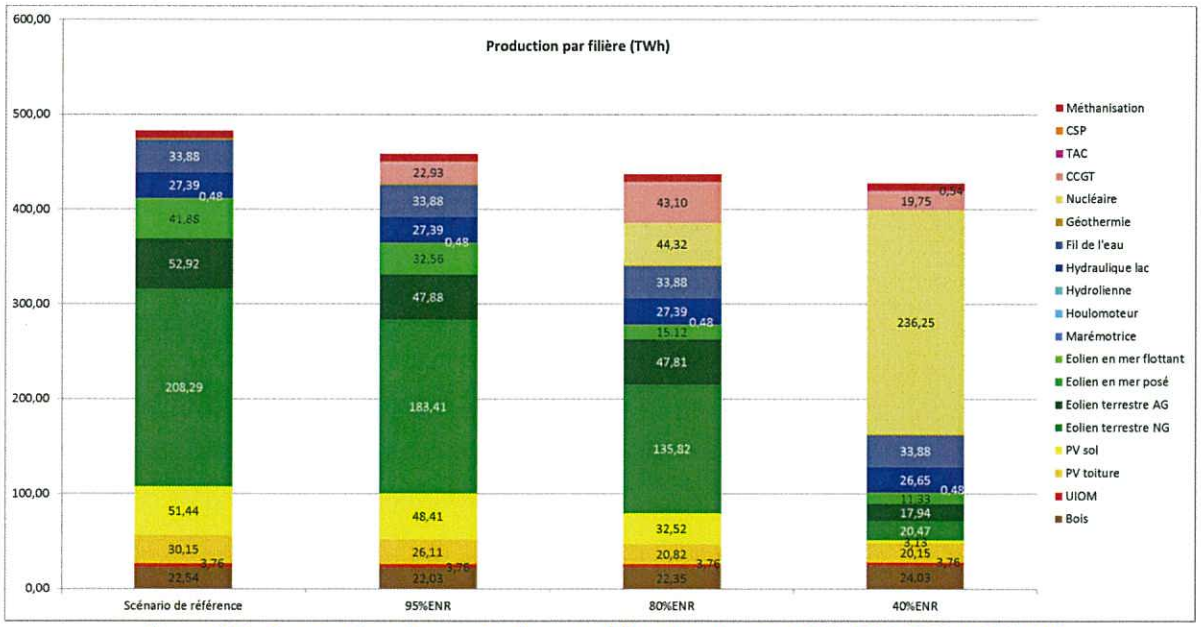

Figure 107 - Comparaison des productions par filière dans les cas 100%, 95%, 80% et 40% ENR

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

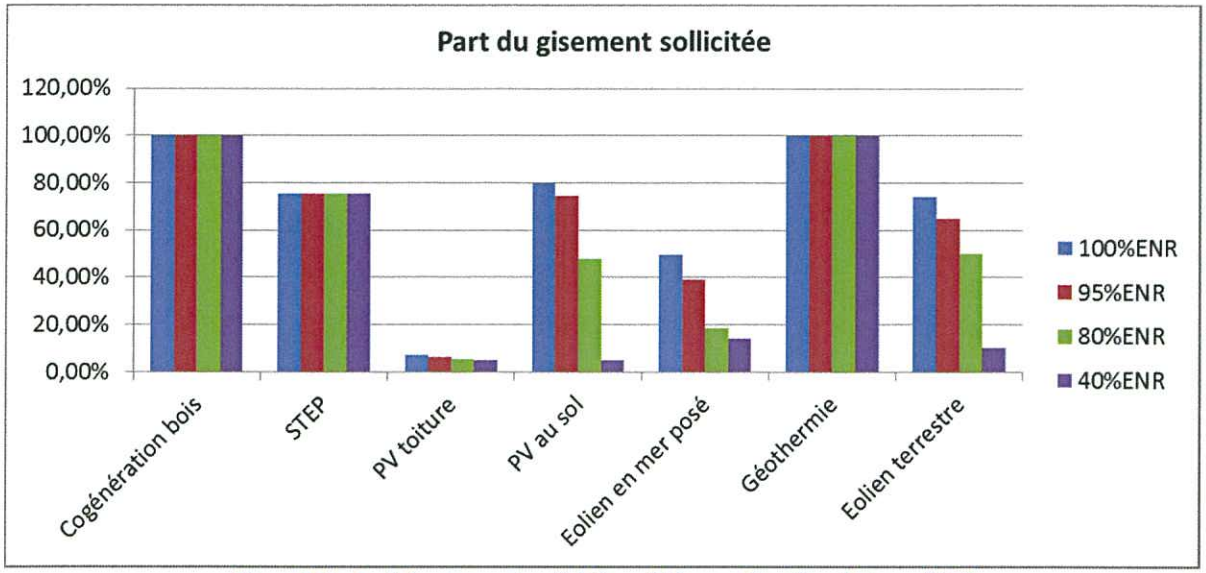

Figure 108 - Part du gisement sollicité par filière, en fonction du taux d'EnR

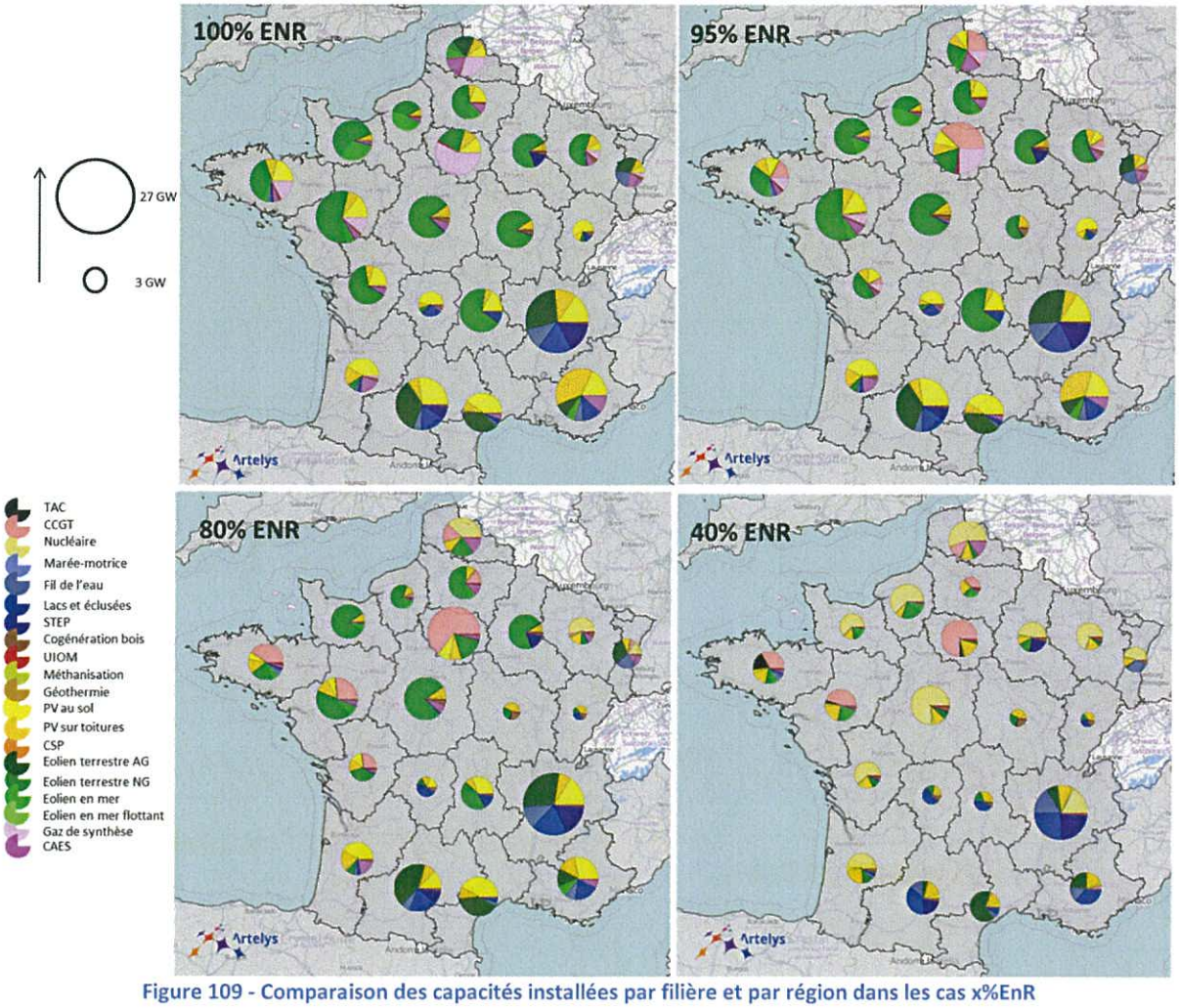

Figure 109 - Comparaison des capacités installées par filière et par région dans les cas x%EnR

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

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

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

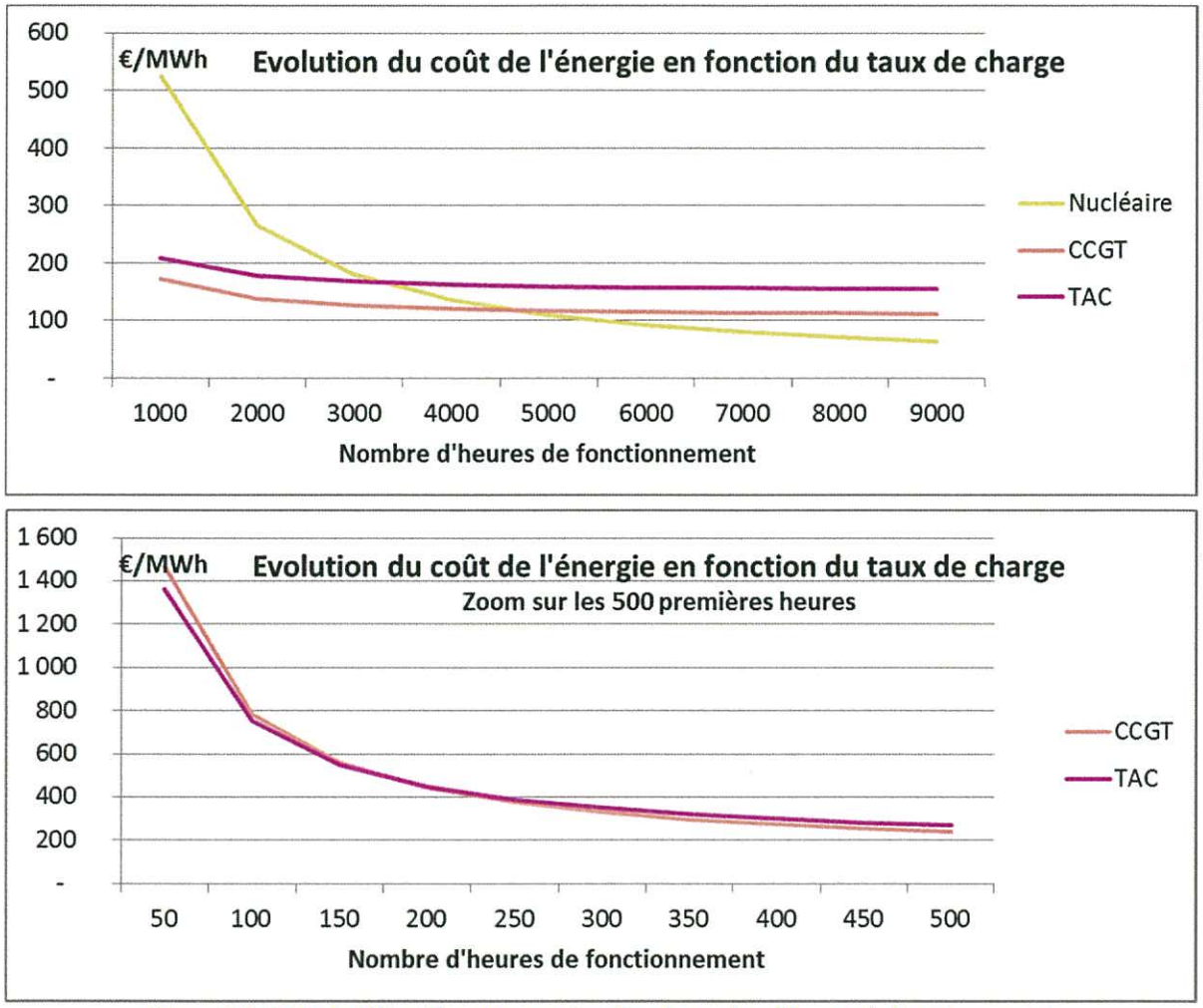

Figure 110 - LCOE de filières thermique en fonction du nombre d'heures de fonctionnement

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

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

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

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

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

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

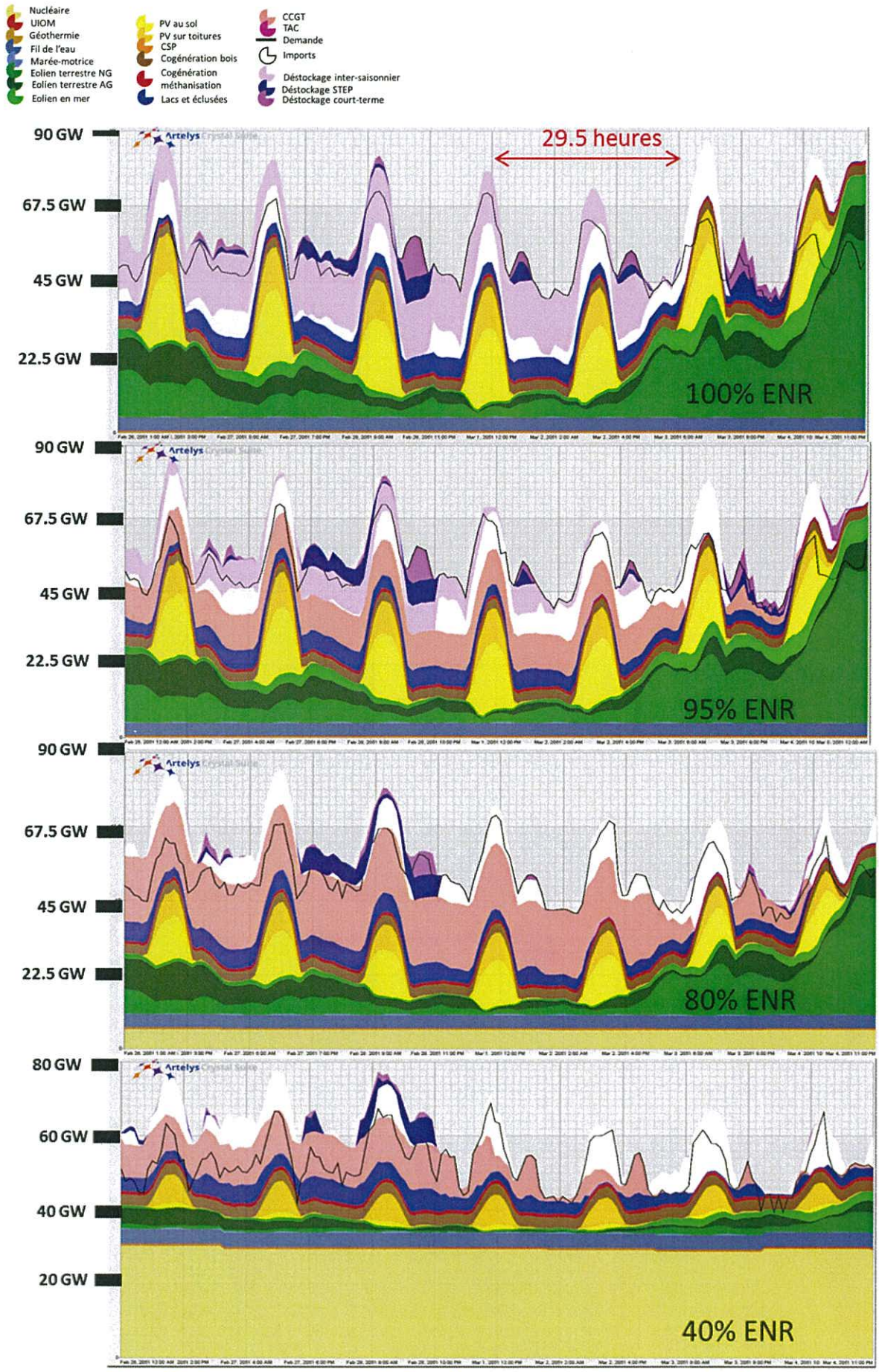

Figure 112 - Comparaison des cas x% EnR pour le passage d'une période sans vent fin février

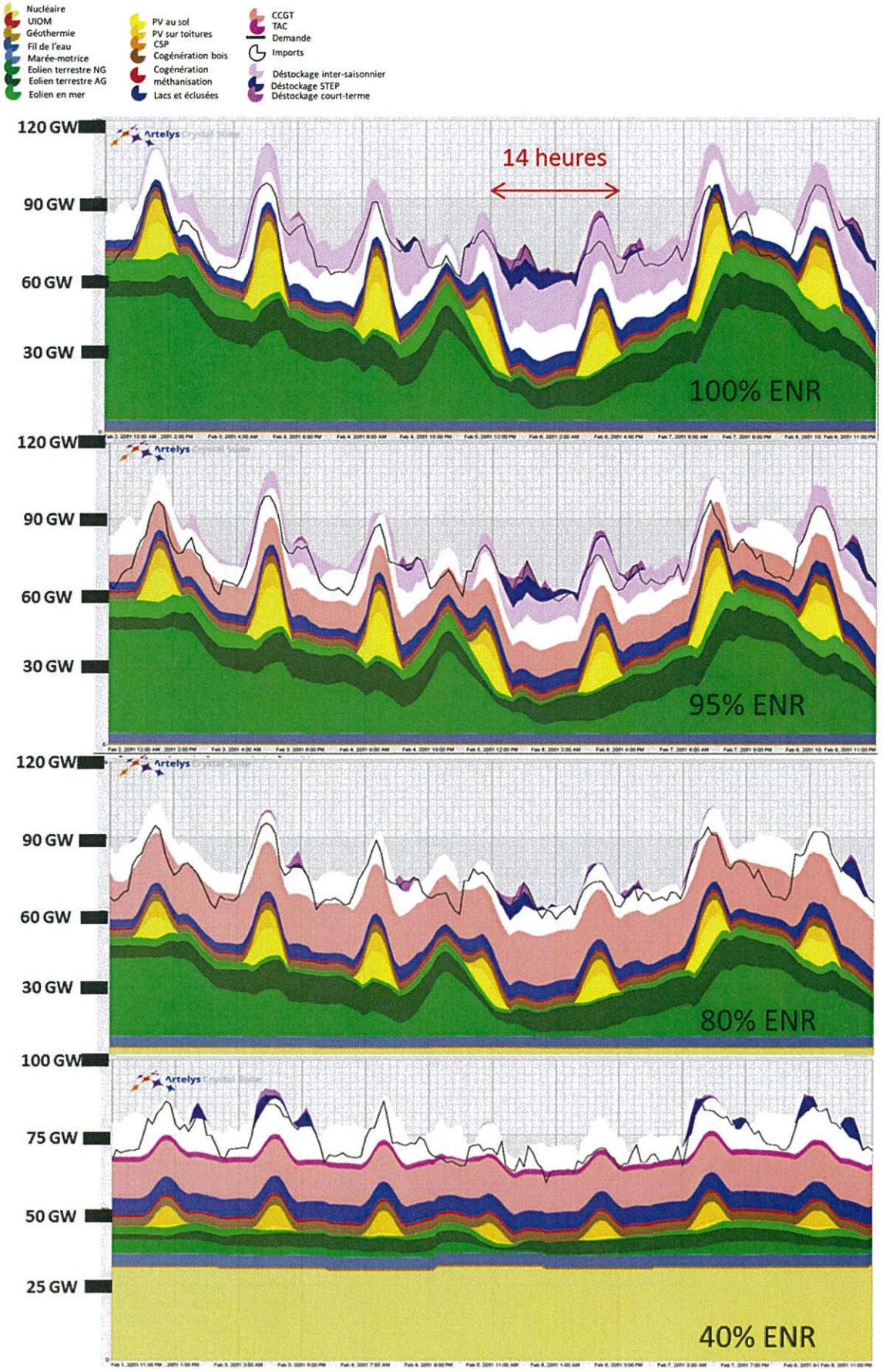

Figure 113 - Comparaison des cas x% ENR pour le passage d'une vague de froid début février

6.3 Evolution des besoins de flexibilité et moyens de stockage

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

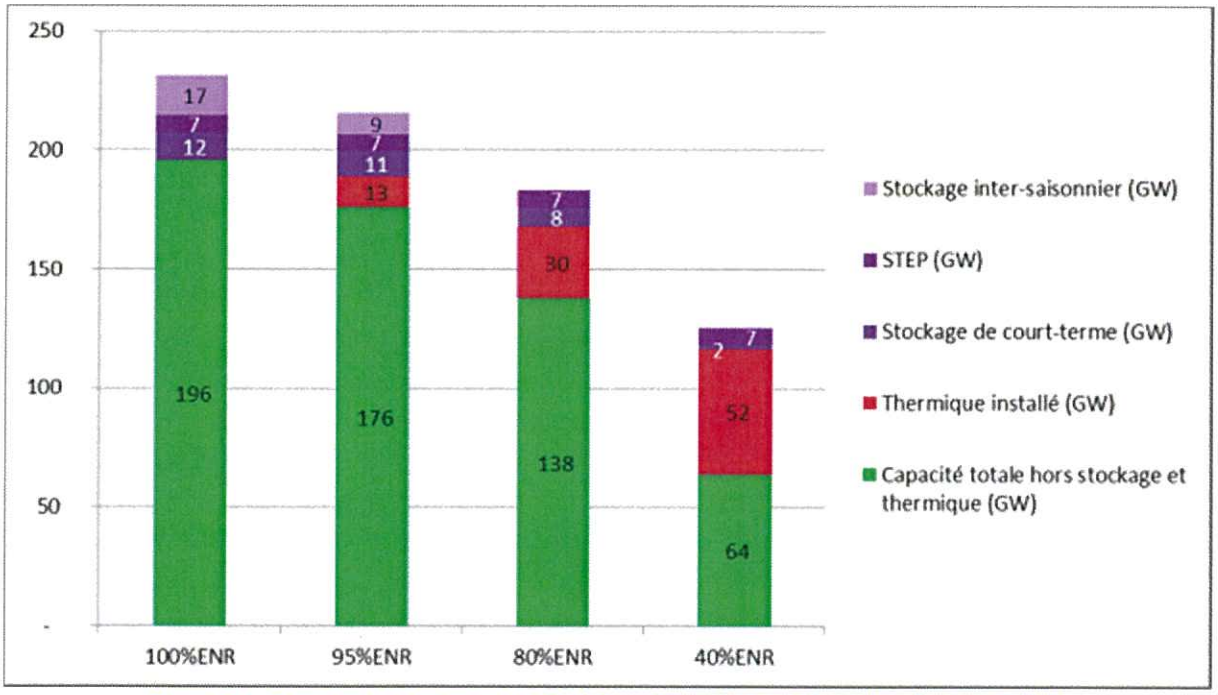

Figure 114 - Comparaison des capacités ENR, thermiques et de stockage dans les cas x% ENR

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

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

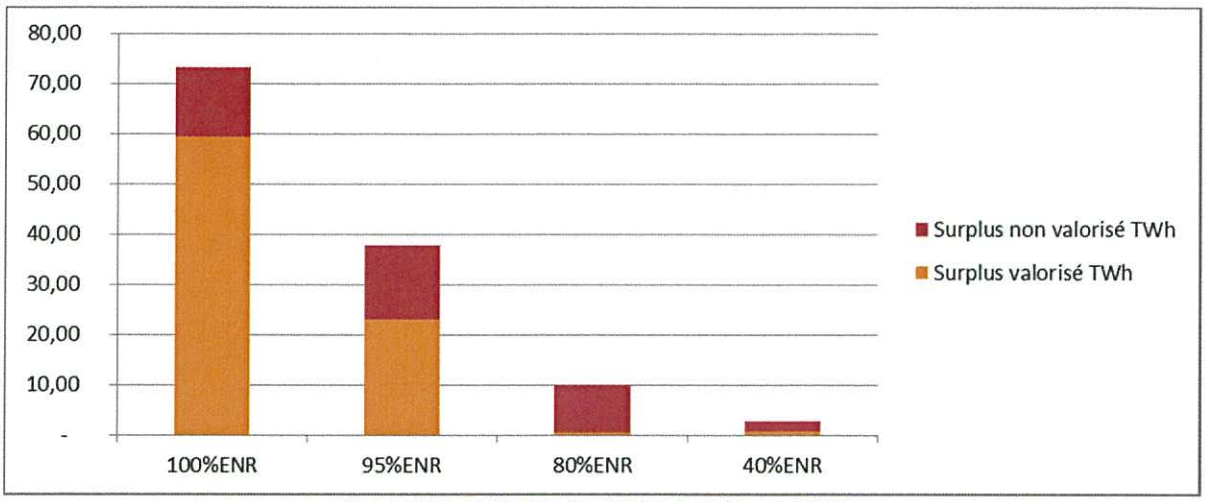

Figure 115 - Evolution du surplus pour les cas x%EnR

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

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

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

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

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

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

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

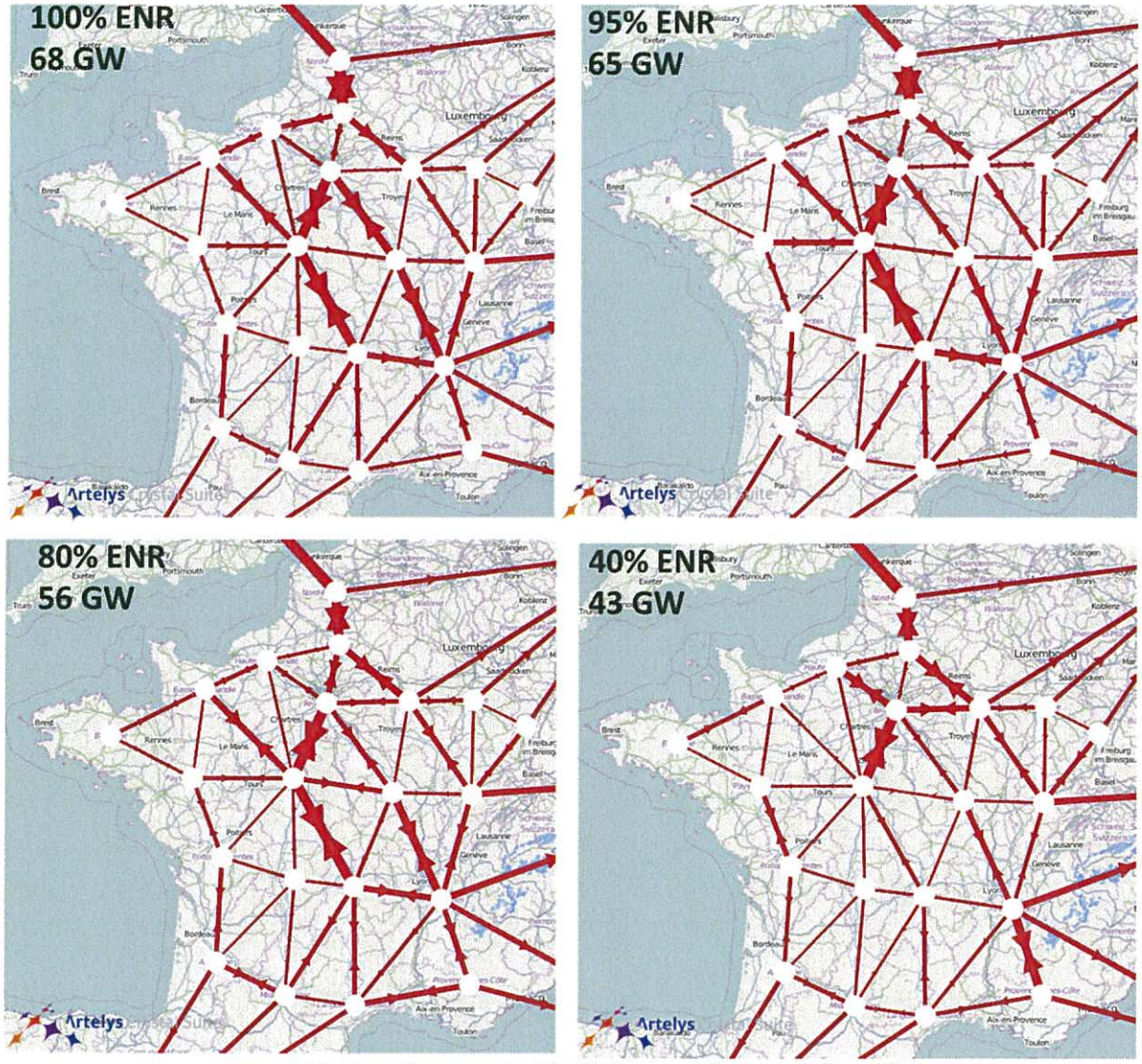

Figure 117 - Evolution des capacités d'échanges en fonction du taux d'EnR

6.5 Evolution du coût

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

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

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

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

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

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

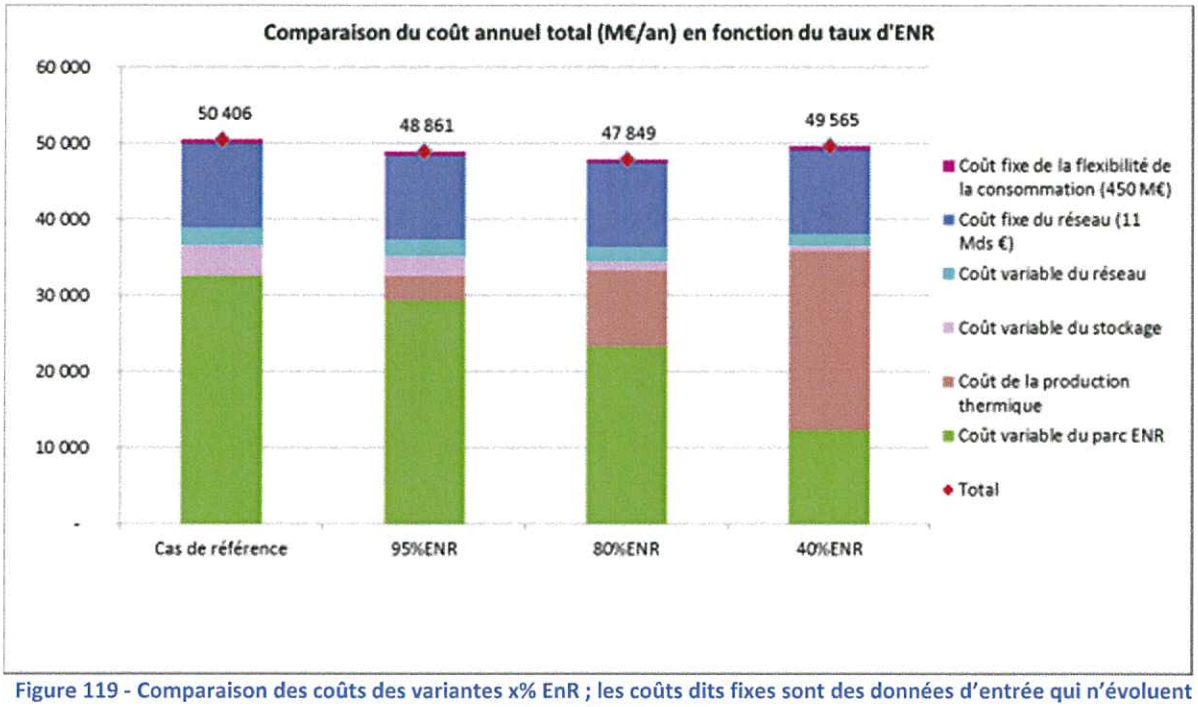

Figure 119 - Comparaison des coûts des variantes x% EnR ; les coûts dits fixes sont des données d'entrée qui n'évoluent pas entre les variantes.

7. Perspectives

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

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

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

8. Annexes

8.1 Glossaire

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

8.2 Données détaillées

8.2.1 Gisements détaillés par filière

Tableau 1 - Gisements par filière, cas de référence

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

8.2.2 Productions annuelles par filières

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

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

8.2.3 Puissances installées par filière

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

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

8.2.4 Répartition des coûts

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

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

9. Table des illustrations

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

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

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

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

ADEME

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

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

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

MINISTÈRE
DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR
ET DE LA RECHERCHE

L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.
L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et du ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche. www.ademe.fr

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

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

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

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

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE

www.ademe.fr