



Mars
2019

TRAJECTOIRES D'EVOLUTION DU MIX ELECTRIQUE 2020-2060

Rapport sur les données

RAPPORT

ADEME



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

En partenariat avec :

 **Artelys**

OPTIMIZATION SOLUTIONS

CITATION DE CE RAPPORT

ADEME, Artelys, 2019, Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 – Rapport sur les données

Auteurs (Artelys) : Ghita Kassara, Maxime Chammas, Laurent Fournié

Cet ouvrage est disponible en ligne www.ademe.fr/mediatheque

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

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

Numéro de contrat : 1305E006

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : Artelys

Coordination technique - ADEME :

Arnaud Mainsant, ingénieur au service Réseaux et Énergies Renouvelables,
David Marchal, directeur adjoint Productions et Énergies Durables,
Jean-Michel Parrouffe, chef de service Réseaux et Énergies Renouvelables

Direction/Service : Service Réseaux et Energies Renouvelables



TABLE DES MATIERES

Résumé	4
1. Principe général de l'analyse	5
2. Consommation	5
2.1. Hypothèses de consommation annuelle.....	5
2.2. Profils de consommation	6
2.3. Flexibilité de la demande	6
2.4. Power-to-X.....	8
3. EnR.....	10
3.1. Solaire PV et éoliennes	10
3.1.1. Déploiement imposé	10
3.1.2. Gisements	11
3.1.3. Coûts.....	11
3.1.4. Taux de charge	12
3.1.5. Rythme de déploiement maximal.....	13
3.2. Hydro à réservoir	13
3.3. Autres EnR.....	13
4. Nucléaire	13
4.1. Prolongement des réacteurs historiques	13
4.2. EPR.....	14
5. Conventionnel thermique	14
5.1. CCGT et OCGT	14
5.2. Charbon	15
5.3. Coûts des combustibles et du CO ₂	15
6. Stockages.....	16
6.1. Batteries.....	16
6.2. STEPs.....	16
7. Europe	17
8. Interconnexions	20
8.1. Coûts et Gisements	20
8.2. Pertes.....	21
9. Trajectoires considérées	22
Index des tableaux et figures	25
Sigles et acronymes	25



Résumé

Ce rapport vise à présenter les données utilisées dans les calculs réalisés dans le cadre de l'étude « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 ». Cette étude vise à analyser l'évolution du système électrique français à titre prospectif, en se basant notamment sur des travaux de référence de l'ADEME, sur la période 2020-2060.

Ce document est une mise à jour du document publié en décembre 2018.

1. Principe général de l'analyse

L'étude « Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 » vise à étudier l'évolution du mix électrique sur la période 2020 – 2060 dans différents contextes impactant par exemple l'évolution de la demande, le coût et le potentiel de déploiement des EnRs, les coûts de combustibles et du CO₂, ou la possibilité de prolongation des groupes nucléaires en France.

Cette analyse est réalisée en modélisant le système électrique français et européen sur la période considérée, et en optimisant économiquement le développement de celui-ci sous différentes hypothèses. En particulier, le modèle optimise :

- le développement des différentes technologies de production électrique (prolongement du nucléaire, déploiement du PV et des éoliennes, investissements en centrales au gaz, batteries ou interconnexions) et leurs profils de production,
- le profil de consommation des demandes flexibles (charge intelligente des véhicules électriques, consommation intelligente de l'eau-chaude sanitaire, opération des effacements, consommation du power-to-gaz ou power-to-gas),
- l'utilisation des stockages d'énergies (STEPs, batteries...),
- les échanges d'électricité entre pays par les interconnexions,
- dans un objectif de minimisation des coûts d'investissement et d'opération du système global considéré,
- tout en respectant l'équilibre offre-demande horaire sur la période.

L'étude étant centrée sur le système électrique français, les investissements dans les infrastructures électriques ne sont optimisés qu'en France, les mix européens étant déterminés par des scénarios exogènes. Les profils de production des centrales hors de la France, ainsi que les profils de demande flexible hors France (par exemple, charge intelligente des véhicules électriques) sont toutefois optimisés dans l'analyse pour simuler le réel comportement d'un marché couplé européen.

L'analyse portant sur une période de 40 ans, l'optimisation réalisée prend en compte un taux d'actualisation de 2,5% pour représenter l'importance relative des années. Des coûts en 2020 seront ainsi considérés comme 2,5% fois plus importants que des coûts en 2021.

Par ailleurs, pour prendre en compte le coût de financement des investissements, les coûts à payer pour investir dans une technologie intègrent, en plus du coût matériel de la technologie, une « prime d'investissement » calculée en considérant un taux de financement de

- 5,25% pour les investissements considérés comme faiblement risqués (EnR et interconnexions)
- 7,5% pour les autres investissements (nucléaire, CCGT et OCGT, batteries, STEP, power-to-gaz et power-to-heat)

2. Consommation

2.1. Hypothèses de consommation annuelle

L'étude réalisée s'articule autour de deux scénarios de consommation :

- Le scénario « Demande basse » est basé sur les hypothèses des Visions 2035-2050 de l'ADEME. Dans ce scénario, la consommation annuelle suit une trajectoire décroissante marquée jusqu'en 2030, malgré l'ajout de nouveaux usages (véhicules électriques notamment)
- Le scénario « Demande Haute » est basé sur la trajectoire haute du Bilan prévisionnel 2017 de RTE jusqu'en 2040 puis sur une prolongation des tendances identifiées dans ce scénario jusqu'à 2060. Ainsi la consommation électrique pour la chaleur dans le résidentiel continue de diminuer, cette diminution étant compensée par une augmentation de la consommation des véhicules électriques principalement.

Les courbes ci-dessous présentent de manière synthétique les hypothèses de consommation pour la France métropolitaine, pertes sur les réseaux de transport et distribution incluses.

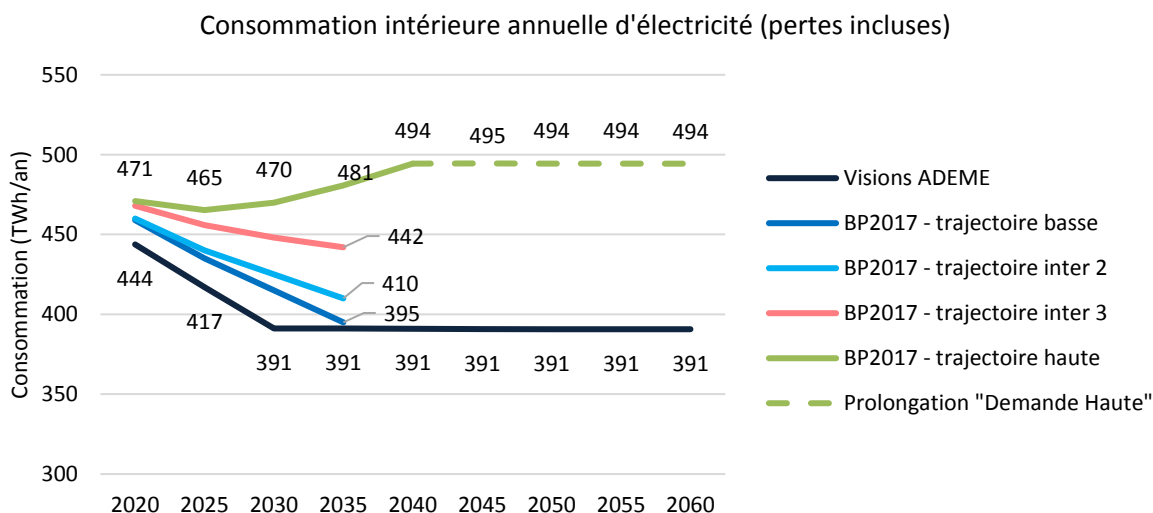


Figure 1. Hypothèses de consommation considérées dans l'étude

2.2. Profils de consommation

A partir de ces consommations annuelles, des profils horaires de consommation ont été construits par Energie Demain en prenant en compte les spécificités de chaque usage. La demande est pour cela découpée en 6 usages : Industrie, Eau-chaude sanitaire, Chauffage, Climatisation, Produits blancs et Autres.

La méthodologie et le modèle utilisé sont identiques à ceux utilisés dans le cadre de l'étude « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »¹, ci-après appelée « étude 100%EnR ».

2.3. Flexibilité de la demande

Chaque type de consommation considéré le modèle est divisé en deux parties :

- Une partie « fatale » dont le profil est imposé dans la simulation,
- Une partie « flexible » dont le profil est optimisé sous certaines contraintes de manière à minimiser le coût d'approvisionnement global du système. Par exemple le profil de consommation de la partie flexible de l'ECS a comme contrainte une puissance maximale et un volume journalier de consommation électrique à satisfaire.

Pour chacun des usages considérés, la part flexible des usages est précisée ci-dessous :

¹ <https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>

Part flexible par usage (en %)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
ECS	0%	25%	50%	63%	75%	88%	100%	100%	100%
Véhicules électriques (charge à la maison)	0%	13%	25%	40%	53%	66%	80%	80%	80%
Véhicules électriques (charge au travail)	0%	13%	25%	40%	53%	66%	80%	80%	80%
Chauffage	0%	13%	25%	38%	50%	63%	75%	75%	75%
Produits blancs	0%	0%	0%	9%	19%	28%	38%	47%	56%
Industrie	20%	30%	40%	43%	45%	48%	50%	53%	55%

Tableau 1. Détail par usage de la part flexible de la consommation.

Ces hypothèses reposent sur une simplification et extrapolation des hypothèses utilisées par RTE dans son étude « Réseaux électriques intelligents »².

Les modèles utilisés notamment pour l'ECS, les produits blancs, le chauffage, la charge intelligente des véhicules électriques sont similaires à ceux utilisés dans l'étude 100%EnR (annexe « modèle »³). Un résumé des principales caractéristiques de ces usages pilotés est donné pour 2050 dans le tableau suivant.

Usage	Part flexible en 2050	Consommation flexible journalière moyenne en 2050	Contraintes sur la flexibilité en 2050
Eau-chaude sanitaire	100%	48GWh de consommation journalière déplaçable	Demande journalière à satisfaire dans la journée (48GWh) Puissance maximum instantanée de 12 GW
Véhicules électriques (charge à la maison)	80%	Environ 90 GWh de consommation journalière à satisfaire sous contrainte	Charge uniquement quand les véhicules sont connectés, selon des profils statistiques d'arrivée et de départ ; les véhicules doivent être entièrement chargés au départ
Véhicules électriques (charge au travail)	80%	Environ 65 GWh de consommation journalière à satisfaire sous contrainte	Pas de vehicle-to-grid Puissance maximum : 3 kW par véhicule pour les charges à la maison, 7 kW par véhicule au travail.
Chauffage	75%	14 GWh déplaçables par jour en moyenne sur l'hiver (2 effacements non consécutifs d'une heure)	Report de l'énergie effacée sur les heures suivantes Puissance maximum effacée de 7GW en moyenne sur l'hiver
Produits blancs	38%	Volume journalier entre 8 GWh et 14 GWh	Demande journalière à satisfaire Puissance maximum instantanée de 4 à 7 GW
Industriels	50%	Capacité d'effacement de 7 GW en moyenne	Coût d'effacement : 300 €/MWh En pratique, cet effacement n'est appelé que très rarement (de l'ordre de 10h par an en 2050)
Pompes à chaleur industrielles	100%	Résultat de l'optimisation	Capacité de pompe à chaleur ou électrolyseur optimisée avec un gisement maximum de chaleur et d'hydrogène en TWh annuels, et un prix de vente exogène pour l'hydrogène ou la chaleur produite
Electrolyse de l'eau pour usage industriel	100%	Résultat de l'optimisation	
Electrolyse de l'eau pour usage mobilité	100%	Résultat de l'optimisation	

Tableau 2. Hypothèses de flexibilité de la demande par usage en 2050.

² https://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_abrege_2017.pdf

³ https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/annexe_modele.pdf



On présente ci-dessous la décomposition de la demande annuelle en non-pilotable / pilotable.

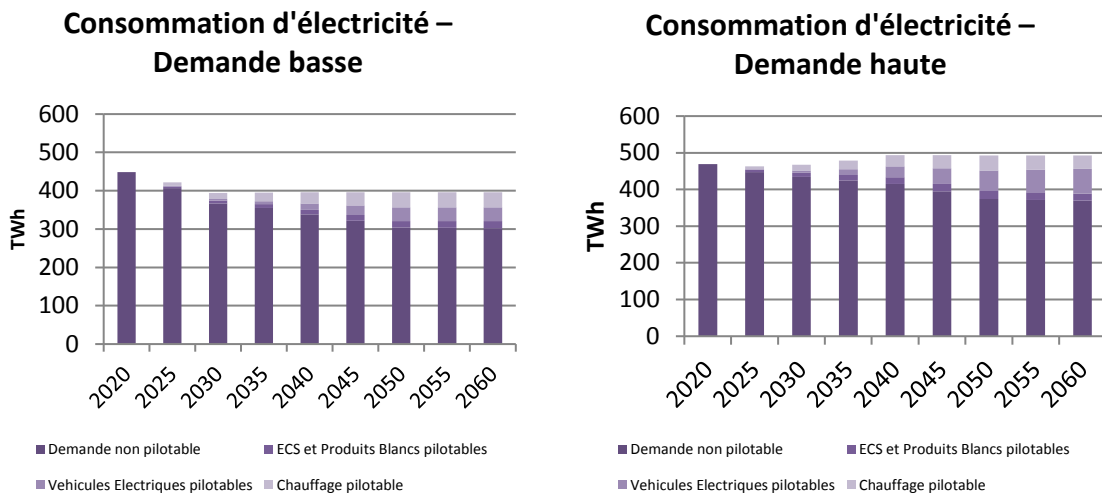


Figure 2. Consommation annuelle d'électricité dans les deux scénarios considérés

Cette flexibilité de la demande est prise en compte dans le calcul des coûts complets du système, en linéarisant entre un coût nul en 2020 et un coût de 660 M€/an en 2050 reposant sur les calculs réalisés dans l'étude 100%EnR. Le coût total sur 2020-2060 est de l'ordre de 9,5 milliards en €2020.

2.4. Power-to-X

Le power-to-heat, le power-to-H2 et le power-to-CH4 sont pris en compte dans le modèle. En particuliers, 4 actifs fonctionnant de manière similaires ont été implémentés :

- **Power-to-heat** : Il s'agit de représenter une potentielle électrification de la production de chaleur industrielle. On considère un besoin industriel constant dans l'année, représentant annuellement 15 TWh thermiques, couvert par défaut par une chaudière à condensation au gaz de rendement 90%. Le modèle peut choisir d'installer une capacité de pompe à chaleur, qui consomme de l'électricité pour produire de la chaleur, si les économies qu'elle permet (en réduisant la consommation de gaz pour produire de la chaleur) compensent les coûts d'investissements et d'opération (CAPEX, OPEX et achat d'électricité) de la pompe à chaleur. Dans le cas où un tel investissement est fait, le modèle décide à chaque instant s'il est plus intéressant économiquement d'utiliser la PAC en consommant de l'électricité ou de simplement utiliser la chaudière à condensation.

Les caractéristiques des pompes à chaleurs considérées sont spécifiées ci-dessous⁴.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
CAPEX (€/kWe)	2376	2300	2220	2175	2128	2173	2214	2253	2288
OPEX (€/kWe/an)	9	9	9	8	7	6	4	3	2
COP	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Durée de vie	25	25	25	25	25	25	25	25	25

Tableau 3. Caractéristiques technico-économiques des pompes à chaleur

Le coût de production de la chaleur par une chaudière à condensation est précisé ci-dessous, pour les prix du gaz considérés dans l'étude (voir section 5.3):

⁴ Source : Long-term projections of technico-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU, ILF et AIT pour la commission Européenne, 2017

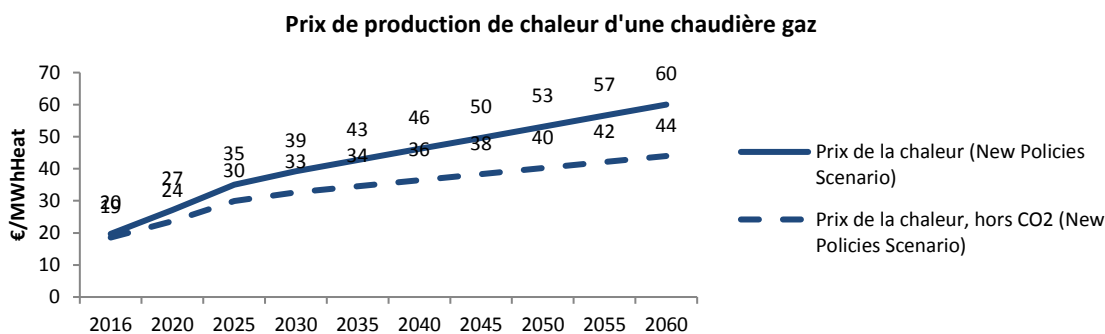


Figure 3. Prix de la chaleur produite

- **Power-to-H2 industrie** : Il s'agit de représenter un besoin d'hydrogène industriel de 900kt (soit 30 TWhH₂, correspondant au potentiel actuel estimé par l'association AFHYPAC⁵) que l'on suppose constant tout au long de la trajectoire. La situation de référence est une production par vaporéformage, consommatrice de gaz et émettrice de CO₂. Le modèle peut décider d'installer à la place une capacité d'électrolyse si les économies qu'elle permet (réduction de l'investissement en vaporéformage, de la consommation de gaz et des émissions de CO₂) compensent le coût d'investissement et d'opération (incluant achat d'électricité) de l'électrolyseur. Les caractéristiques technico-économiques des électrolyseurs, issues des travaux réalisés pour l'étude PEPS4, sont présentées ci-dessous.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
CAPEX (€/kWe)	1183	1034	884	829	774	718	663	663	663
OPEX (€/kWe/an)	36	32	27	26	24	22	20	20	20
Rendement (%)	62,5	63,3	64,0	64,8	65,5	66,3	67,0	67,0	67,0
Durée de vie	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Tableau 4. Caractéristiques technico-économiques des électrolyseurs

- **Power-to-H2 mobilité et industries décentralisées** : Il s'agit de représenter un besoin d'hydrogène correspondant à une utilisation plus locale pour la mobilité ou des petites industries, dont le volume annuel pourrait croître jusqu'à 13TWhH₂ en 2060 (50 millions de pleins, en supposant qu'un plein de véhicule H₂ correspond à 7 à 8 kg d'hydrogène). Comme pour l'industrie, la situation de référence est une production d'H₂ par vaporéformage sur un grand site puis un transport jusqu'aux sites de consommation (pour 1€/kgH₂ de transport). A la place, le modèle peut décider d'installer un électrolyseur (prix et caractéristiques ci-dessus), permettant d'éviter le coût et les émissions de CO₂ lié à la production d'H₂ par vaporéformage et les coûts de transport de l'hydrogène jusqu'aux stations/petites industries, en consommant de l'électricité.

Le prix de production de l'hydrogène par vaporéformage est présenté ci-dessous :

⁵

<http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%201.3%20-%20Production%20et%20consommation%20d%27hydrog%C3%A8ne%20rev.%20fev2016%20PM.pdf>

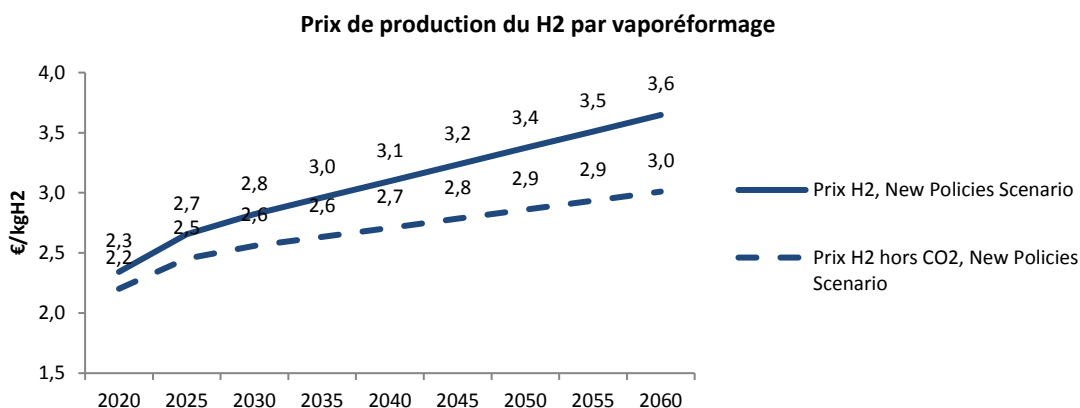


Figure 4. Prix de l'hydrogène produit

- **Power-to-CH4** : Dans la trajectoire « Gaz de Synthèse », l'hypothèse est faite qu'une partie de la consommation de gaz doit être produite par méthanation. Cette consommation correspond en 2050 à un gisement de 37,7 TWh de gaz, correspondant au volume de gaz produit par méthanation dans le scénario 75% EnR de l'étude Ademe100%EnRGaz. Le modèle optimise alors la capacité des installations de méthanation de manière à produire cette quantité de gaz au moindre coût, en prenant en compte un rendement de l'installation de 66%.

3. EnR

3.1. Solaire PV et éoliennes

Dans l'étude, sont représentées 3 types de panneaux photovoltaïques et 3 types d'éoliennes.

Les panneaux PV sont en effet séparés en 3 catégories : les installations PV au sol, les installations PV sur grande toiture industrielle, et les installations PV sur petites toitures.

Les éoliennes sont différenciées en éoliennes terrestres, éoliennes marines posées et éoliennes marines flottantes.

Les capacités de ces actifs ne sont pas fixées au préalable mais installées par le modèle sur critère économique.

3.1.1. Déploiement imposé

Dans les analyses effectuées, le déploiement minimal du PV et des éoliennes est imposé jusqu'en 2030 de manière à respecter les objectifs de la PPE 2016 (horizon 2023). En particulier, on suppose qu'on aura en 2030 un minimum de 36 GW d'éoliennes, de 32 GW de PV et de 6 GW d'éolien offshore.

A partir de 2035, les investissements sont optimisés sur critère d'optimum économique, en prenant en compte l'équilibre offre-demande.

Les investissements sur petites toitures ne sont pas optimisés par le modèle mais imposés par une hypothèse exogène étant donné que ce sont les politiques publiques qui influenceront prioritairement sur les investissements réalisés dans ce domaine.

Capacité installée du PV sur petites toitures (GW)	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Moyenne des scénarios du BP de RTE	3,75	7,5	11					
Projection dans cette étude				13,6	16,3	19	19	19

Tableau 5. Hypothèses de capacité installées du solaire PV sur petites toitures.

3.1.2. Gisements

Les gisements de capacité PV et éoliennes par région sont issus de l'étude 100%EnR. Les gisements de PV au sol ont toutefois été doublés par rapport à cette étude, l'hypothèse initiale ayant été jugée conservatrice, compte tenu des études plus récentes du CEREMA notamment.

3.1.3. Coûts

Les coûts utilisés dans l'étude ont été obtenus à partir d'un recoupement entre des sources publiques⁶ et les consultations PPE 2018.

On présente ci-dessous le LCOE des EnR pour des bons et mauvais sites (30^e et 70^e centiles).

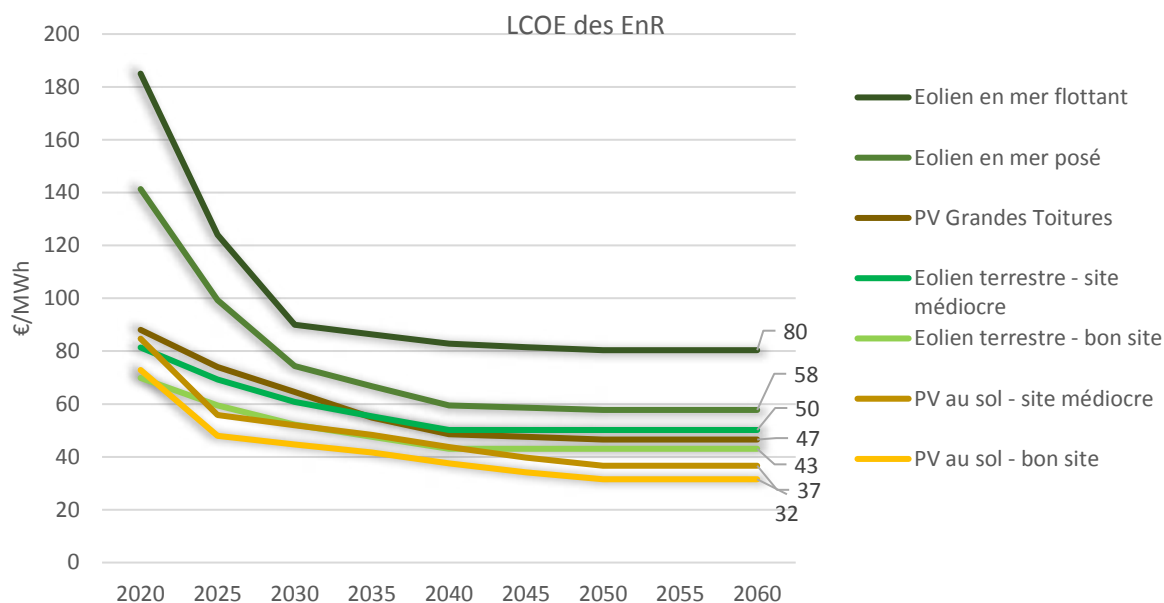


Figure 5. LCOE des énergies renouvelables

Remarque:

- Le coût du PV et de l'éolien terrestre prend en compte un coût de 70€/kW pour le réseau de répartition
- Les coûts des éoliennes marines prennent en compte des coûts supplémentaires de renforcement de réseau de transport. En effet, en première approximation, les coûts de réseau de transport interrégionaux varient peu en fonction des investissements terrestres, mais augmentent significativement en fonction de la capacité éolienne marine. Un coût de 44€/MW/an a donc été pris en compte. Ce coût est basé sur une analyse des coûts de réseau régionaux obtenus dans l'étude 100%EnR en fonction des capacités renouvelables.
- En fin de vie d'une éolienne, il est possible de renouveler l'installation pour un coût inférieur de 15% à la valeur nominale du coût d'investissement. Ce coût dit de « repowering » permet de prendre en compte que certains coûts déjà payés lors de la première installation n'ont pas à être payés à nouveau dans le cas d'une rénovation.

⁶ Technology data for energy plants, DEA, 2017. Energy Technology Reference Indicator, Joint Research Center, 2014. Snapshot of Photovoltaics, JRC, March 2017. The true competitiveness of solar PV, ETIP, 2017.

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV Grandes Toitures	CAPEX (€/kW)	1326	1106	960	800	692	675	657	657	657
	OPEX (€/kW/an)	33	28	24	20	17	17	16	16	16
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PV au sol	CAPEX (€/kW)	1214	758	708	662	593	532	483	483	483
	OPEX (€/kW/an)	28	17	16	15	14	12	11	11	11
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Eolien terrestre (surtoilé)	CAPEX (€/kW)	2215	1863	1609	1448	1277	1277	1277	1277	1277
	OPEX (€/kW/an)	66	56	48	43	38	38	38	38	38
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Eolien en mer posé	CAPEX (€/kW)	7344	4875	3379	2935	2490	2440	2390	2390	2390
	OPEX (€/kW/an)	190	141	111	102	93	92	91	91	91
	Durée de vie (ans)	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Eolien en mer flottant	CAPEX (€/kW)	10139	6389	4245	4028	3810	3735	3660	3660	3660
	OPEX (€/kW/an)	246	171	129	124	120	118	117	117	117
	Durée de vie (ans)	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Tableau 6. Caractéristiques technico-économiques des éoliennes et panneaux PV.

3.1.4. Taux de charge

Les taux de charge par région utilisés pour ces filières sont issus de l'étude 100%EnR. Dans ce contexte, ces graphiques présentent le taux de charge et le LCOE moyen du parc en fonction de la capacité installée.

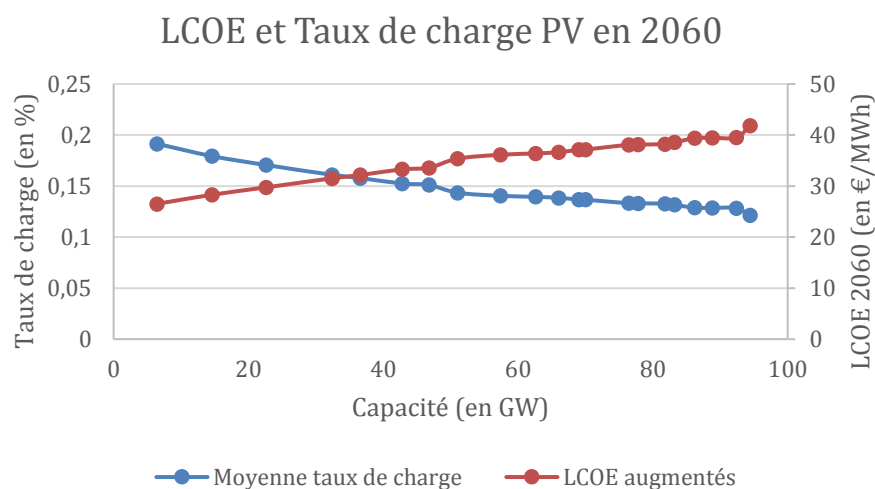


Figure 6. Taux de charge marginal et LCOE marginal du PV en 2060 en fonction de la capacité totale installée dans le mix, en supposant que les sites les moins chers sont installés en premier.

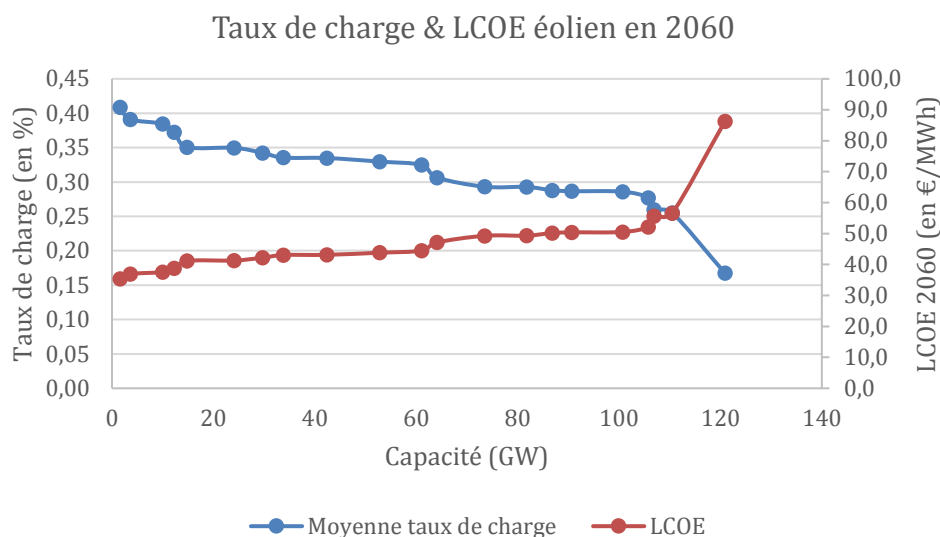


Figure 7. Taux de charge marginal et LCOE marginal de l'éolien en 2060 en fonction de la capacité totale installée dans le mix, en supposant que les sites les moins chers sont installés en premier.

3.1.5. Rythme de déploiement maximal

Pour prendre en compte des contraintes industrielles qui pourraient limiter la croissance des EnR, un rythme maximal de déploiement des EnR est pris en compte.

Ainsi, l'hypothèse est faite que les éoliennes terrestres et marines ne peuvent croître que de 2 GW/an, respectivement. Le solaire ne peut augmenter que de 3 GW/an (PV sol + PV sur grande toiture, hors capacité sur petites toitures).

3.2. Hydro à réservoir

L'hypothèse est faite que les centrales hydroélectriques à réservoir ne peuvent augmenter en capacité ou en production.

3.3. Autres EnR

Les autres EnR (hydro fil de l'eau, méthanisation, géothermie, biomasse..) sont également modélisées. Leurs gisements et coûts sont issus directement de l'étude 100%EnR.

Par ailleurs, l'hypothèse est faite que la production électrique par cogénération non-EnR (4-5 GW aujourd'hui en France) est remplacée à partir de 2030 par de la production EnR équivalente. Cette hypothèse est également faite pour les autres pays Européens.

4. Nucléaire

4.1. Prolongement des réacteurs historiques

Les groupes nucléaires historiques sont supposés prolongeables jusqu'à 60 ans. En particulier, à partir de groupes dont la durée de vie initiale est supposée être de 40 ans, l'optimisation permet de prolonger les groupes deux fois 10 ans.

Le coût de prolongation considéré dans l'analyse correspond à un LCOE de 42€/MWh, calculé à partir des coûts du grand carénage calculés par la cour des comptes.

Pour prendre en compte le fait qu'un certain nombre de groupes ne seront pas prolongeables à ce coût et que des contraintes techniques pourront limiter ce prolongement, dans la trajectoire dite « de référence » il est supposé que seulement 70% des groupes peuvent être prolongés de 10 ans pour ce coût, les 30% restants étant prolongeables au coût de 75€/MWh. De la même manière, 70% des groupes prolongeables 10 ans à faible coût (c'est-à-dire 49% de l'ensemble des groupes) peuvent être prolongés 10 ans de plus à faible coût, le reste étant prolongeable à 75€/MWh. Ainsi, le modèle ne

prolongera les groupes les plus chers que s'il y a un réel enjeu en termes de sécurité d'approvisionnement.

Pour prendre en compte l'allongement des visites décennales (jusqu'à 12 mois) pour les groupes prolongés, la disponibilité de ces groupes est supposée inférieure à celle des groupes historiques d'environ 3%.

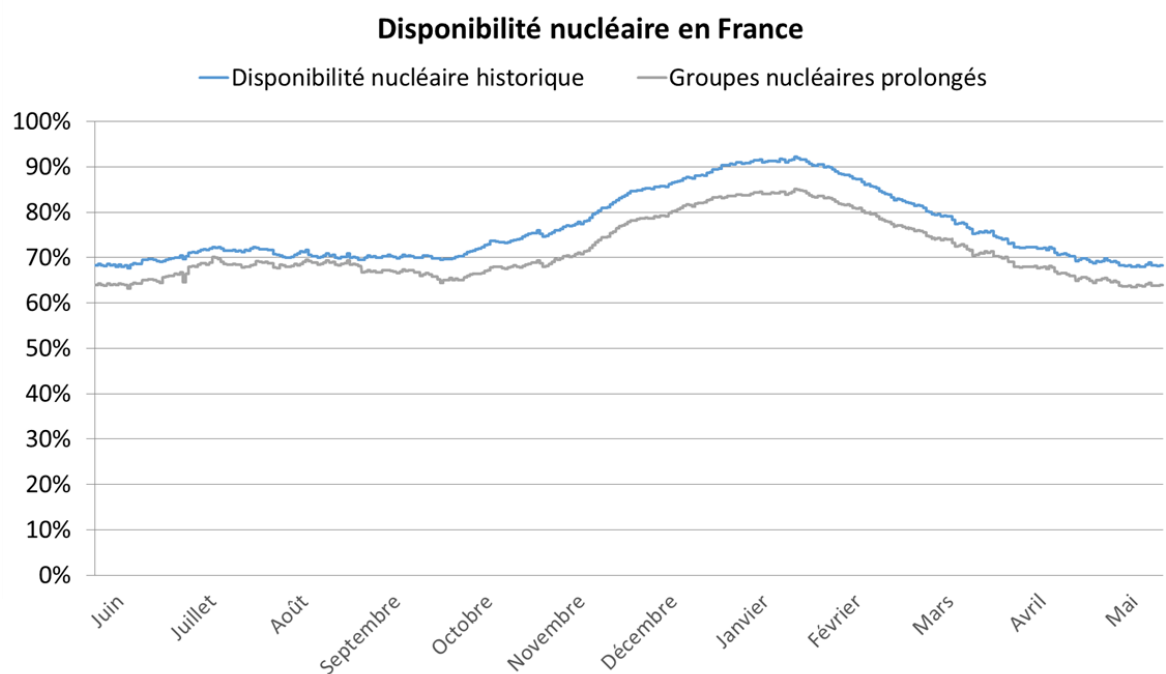


Figure 8. Disponibilité des groupes nucléaires en France considérée dans l'analyse

4.2. EPR

Le modèle permet aussi d'installer des EPRs si les conditions économiques le permettent.

Le coût des EPR considéré dans l'analyse est de 85€/MWh en LCOE en supposant une production en base toute l'année. La disponibilité des EPR est supposée être similaire aux groupes historiques (cf ci-dessus).

Dans la variante « EPR en série », on suppose que la filière EPR se développe permettant de réduire le LCOE jusqu'à 70€/MWh.

5. Conventiennel thermique

5.1. CCGT et OCGT

La capacité des OCGT et CCGT est optimisée par le modèle avec les hypothèses suivantes :

- Les hypothèses de coûts des CCGT et OCGT reposent sur un croisement de sources publiques⁷.
- Le tableau ci-dessous récapitule les hypothèses choisies.

⁷ Technology data for energy plants, DEA, 2017. Energy Technology Reference Indicator, Joint Research Center, 2014 & 2017.

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CCGT	CAPEX (€/kW)	880	855	830	822	815	807	800
	OPEX (€/kW/an)	29.3	28.5	27.8	27.3	26.9	26.5	26
	Rendement	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%
	Durée de vie (ans)	30	30	30	30	30	30	30
OCGT	CAPEX (€/kW)	590	575	560	550	540	530	520
	OPEX (€/kW/an)	19.5	19.1	18.6	18.5	18.3	18.2	18
	Rendement	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
	Durée de vie (ans)	30	30	30	30	30	30	30

Tableau 7. Caractéristiques technico-économiques des CCGT et OCGT

- On fait l'hypothèse que les capacités existantes en CCGT et OCGT persistent jusqu'à leur fin de vie technique (30 ans)
- Dans la majorité des scénarios considérés, l'hypothèse est faite qu'on ne peut pas installer plus de capacité gaz (CCGT ou OCGT) qu'il n'en existe aujourd'hui

5.2. Charbon

Pour respecter les dernières décisions politiques, l'hypothèse d'une fermeture ou conversion à la biomasse de l'ensemble des groupes fonctionnant au charbon d'ici 2023 est faite.

5.3. Coûts des combustibles et du CO₂

Les hypothèses de coûts de combustible et du CO₂ utilisées dans l'analyse sont issues du scénario New Policies du World Energy Outlook 2017 jusqu'en 2040 puis projetés linéairement jusqu'en 2060.

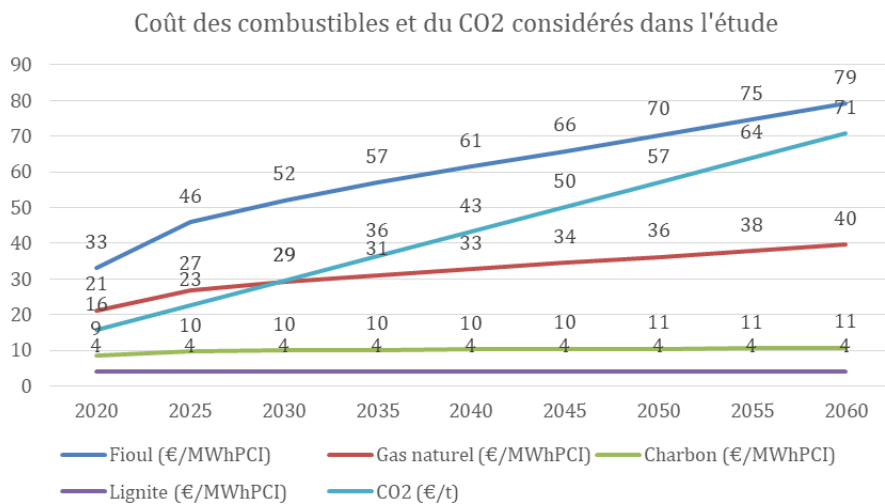


Figure 9. Coûts des combustibles et du CO₂ considérés dans l'étude

Ces hypothèses donnent les coûts de production variables suivants par filière :

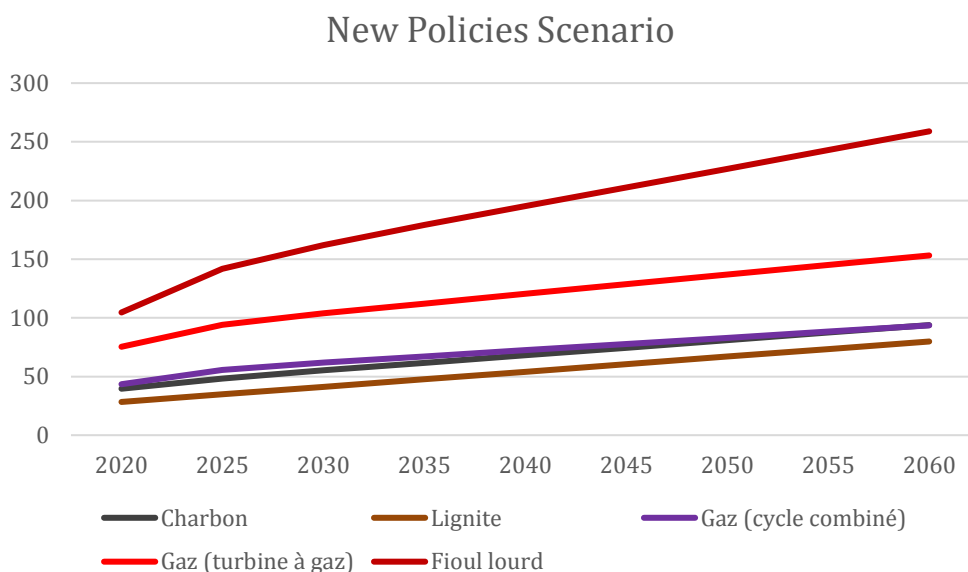


Figure 10. Coûts de production variable d'électricité des moyens de production thermique en France et Europe, pour les prix des combustibles et du CO2 considérés dans l'étude

6. Stockages

6.1. Batteries

Dans le modèle, des batteries de durée de décharge de 2h et de 90% de rendement peuvent être installées (durée de vie 10 ans)

Les hypothèses de coûts reposent sur une analyse croisée de différentes sources de données⁸.

Année	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
CAPEX (€/kW)	880	752	572	465	415	384	356	336	321
OPEX (€/kW/an)	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Tableau 8. Coûts des batteries

Avec ces hypothèses, le LCOS d'une batterie d'un mégawatt cyclant une fois par jour (730 MWh déstockés) serait de 99 €/MWh en 2030, et 78 €/MWh en 2050, en supposant que l'électricité consommée est gratuite.

6.2. STEPs

Le modèle permet l'ajout de STEPs dans le système électrique, dans la limite de 2GW de STEPs de durée de décharge 24h (soit 24MWh de capacité par MW installé). Les hypothèses

⁸ Bilan Prévisionnel de RTE, 2017. Lazard's levelized cost of storage, Lazard, December 2016. Croissance de l'éolien et du solaire – quel stockage de l'électricité, Commissariat général au développement durable, Décembre 2017. Etude PEPS4 sur le potentiel du stockage d'électricité en France, ATEE, 2018.

technicoéconomiques pour les STEPS sont précisées ci-dessous et issues du bilan prévisionnel de RTE pour les CAPEX et OPEX.

	Valeur
CAPEX (€/kW)	1325
OPEX (€/kW/an)	18
Rendement	80%
Disponibilité moyenne	90%

Tableau 9. Caractéristiques technico-économiques des STEPs

7. Europe

Le périmètre choisi correspond à un modèle en étoile, dans lequel les pays frontaliers à la France sont agrégés en 5 groupes détaillés ci-dessous.

- Europe Centrale-Nord : Belgique, Allemagne, Luxembourg, Pays-Bas
- Europe Centrale-Sud : Autriche, République Tchèque, Slovaquie, Slovénie, Suisse
- Europe du Sud : Italie
- UK : Grande-Bretagne, Irlande du Nord
- Péninsule Ibérique : Espagne, Portugal

Les hypothèses pour les pays européens hors France reposent sur le scénario Sustainable Transition du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E ainsi que sur une variante plus verte de ces scénarios inspirée des travaux réalisés par Artelys pour l'European Climate Foundation en 2018⁹. Dans cette variante, la sortie du charbon se fait plus rapidement en Europe, et est compensée par une augmentation des renouvelables (éoliennes et solaire).

Les tableaux ci-dessous présentent les capacités par zone et par filière pour les deux scénarios.

⁹ Rapport "Cleaner, Smarter, Cheaper", 2018, https://www.artelys.com/downloads/pdf/rapports-etudes/Cleaner_Smarter_Cheaper_2017-12-06.pdf

Filière	Zone	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Eolien terrestre (GW)	Europe Centrale-Nord	60	65	69	73	76	82	88	96	104
	Péninsule Ibérique	32	34	37	43	50	53	57	62	68
	Europe Centrale-Sud	5	6	7	8	8	9	10	11	12
	Italie	11	13	16	17	18	19	21	22	24
	UK	17	22	23	24	26	28	30	32	35
Eolien offshore (GW)	Europe Centrale-Nord	12	19	26	34	43	46	49	54	58
	Péninsule Ibérique	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Europe Centrale-Sud	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Italie	0	0	1	1	2	2	2	2	2
	UK	8	12	16	19	21	25	29	31	33
Solaire (GW)	Europe Centrale-Nord	58	70	83	90	96	104	111	121	131
	Péninsule Ibérique	10	24	44	52	59	60	64	70	76
	Europe Centrale-Sud	8	12	15	19	23	25	27	29	32
	Italie	21	23	25	42	58	63	67	73	79
	UK	17	19	25	28	32	34	36	40	43

Tableau 10. Capacités EnR par zone dans le scénario TYNDP

		2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Eolien terrestre (GW)	Europe Centrale-Nord	10	20	20	20	20	20	20	20
	Péninsule Ibérique	3	7	7	7	7	7	7	7
	Europe Centrale-Sud	4	9	9	9	9	9	9	9
	Italie	0	3	3	3	3	3	3	3
Eolien offshore (GW)	Europe Centrale-Nord	5	10	10	10	10	10	10	10
Solaire (GW)	Péninsule Ibérique	0	4	4	4	4	4	4	4
	Italie	10	25	25	25	25	25	25	25

Tableau 11. Capacités EnR supplémentaires ajoutées dans le scénario « ECF »

Filière	Zone	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Nucléaire (GW)	Europe Centrale-Nord	15	1	1	0	0	0	0	0	0
	Péninsule Ibérique	7	7	7	5	3	3	0	0	0
	Europe Centrale-Sud	10	10	9	8	7	7	5	5	5
	Italie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	UK	9	5	6	6	6	6	6	6	6
Charbon/Lignite (GW)	Europe Centrale-Nord	45	37	29	22	16	8	0	0	0
	Péninsule Ibérique	11	6	5	2	0	0	0	0	0
	Europe Centrale-Sud	10	8	6	4	2	1	0	0	0
	Italie	7	6	5	4	3	1	0	0	0
	UK	6	1	0	0	0	0	0	0	0

Tableau 12. Capacités Charbon/Lignite et nucléaire pour le scénario « TYNDP »



Filière	Zone	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Nucléaire (GW)	Europe Centrale-Nord	15	1	1	0	0	0	0	0	0
	Péninsule Ibérique	7	7	7	5	3	3	0	0	0
	Europe Centrale-Sud	10	10	9	8	7	7	5	5	5
	Italie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	UK	9	13	16	16	16	16	16	16	16
Charbon/Lignite (GW)	Europe Centrale-Nord	45	32	19	9	0	0	0	0	0
	Péninsule Ibérique	11	6	0	0	0	0	0	0	0
	Europe Centrale-Sud	10	8	6	3	0	0	0	0	0
	Italie	7	4	0	0	0	0	0	0	0
	UK	6	3	1	0	0	0	0	0	0

Tableau 13. Capacités Charbon/Lignite et Nucléaires pour le scénario « ECF »

8. Interconnexions

8.1. Coûts et Gisements

Pour les premières trajectoires, les investissements possibles et leurs coûts sont basés sur la liste de projets identifiés dans la version 2016 du TYNDP de l'ENTSO-E.

A partir de la trajectoire 4, des hypothèses plus conservatrices ont été prises pour le déploiement des interconnexions. Ces hypothèses sont basées sur le scénario Médian de déploiement des interconnexions dans le bilan prévisionnel 2017 de RTE.



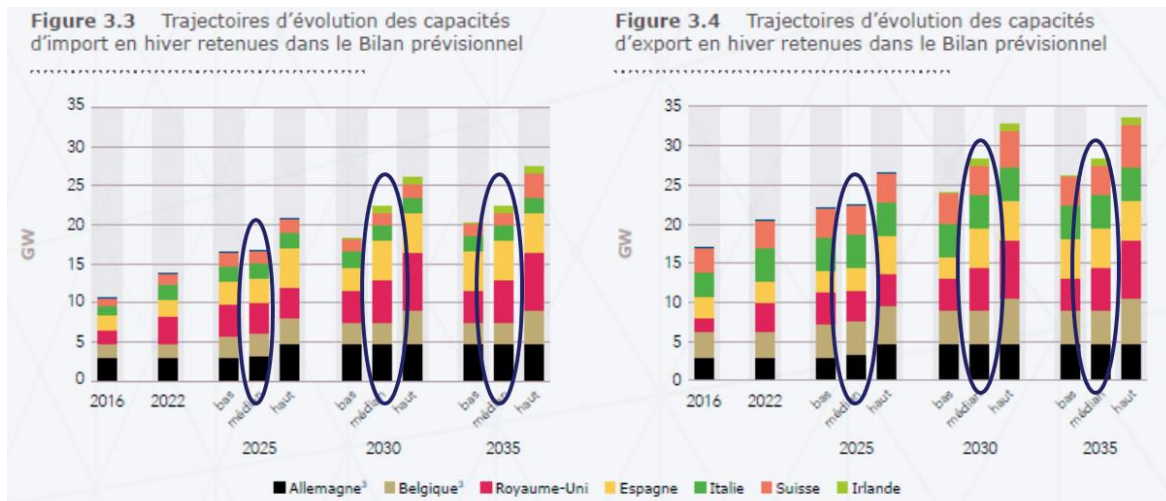


Figure 11. Capacité maximale d'interconnexion considérée dans le modèles

Pour aller au-delà du TYNDP ou du scénario médian de RTE, dont les horizons temporel restent limités, l'optimisation permet de continuer à investir aux différentes frontières, à un rythme maximal de 1GW par pays voisin tous les 10 ans, dans le sens de l'export ou de l'import indépendamment. Pour les trajectoires « Transition Lente en Europe » et « Développement interconnexions faciles », le rythme maximal est de 2GW par pays voisin tous les 10 ans.

8.2. Pertes

Les pertes dans les interconnexions sont prises en compte de manière simplifiée en supposant un taux de pertes proportionnel au flux de :

- 2% sur les interconnexions en courant continu, c'est-à-dire avec l'Espagne, l'Italie, le Royaume Uni et l'Irlande
- 1% sur les interconnexions en courant alternatif (Allemagne, Belgique, Suisse)

9. Trajectoires considérées

On présente ci-dessous une vision synthétique des trajectoires considérées dans l'analyse.

Hypothèses	Trajectoire « Référence »	Transition lente en Europe	Développement interconnexions faciles
Coût EPR	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh
Trajectoire EPR	Libre	Libre	Libre
Part du nucléaire prolongeable au prix standard	70%	100%	100%
Taux EnR	PPE haut puis libre	PPE haut puis libre	PPE haut puis libre
Déploiement des ENR	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme
Acceptabilité EnR	Référence	Référence	Référence
Augmentation capacité fossile	Interdite	Autorisée	Autorisée
Prix du CO2/Combustibles	AIE NPS	AIE NPS	AIE NPS
Interconnexions	Rythme médian	Rythme haut	Rythme haut
Demande en France (hors P2G)	Demande haute	Demande faible	Demande faible
Power-to-gas	Standard	Standard	Standard
Scénario Européen	Scénario ECF	Scénario ST	Scénario ECF
Capacités STEP à l'étranger	TYNDP GCA (haut)	TYNDP ST (bas)	TYNDP ST (bas)

Tableau 14. Hypothèses principales des trajectoires simulées (1/3)



Hypothèses	Trajectoire « Référence »	Efficacité énergétique élevée	Faible acceptabilité des EnR terrestres	Prolongements nucléaires faciles
Coût EPR	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh
Trajectoire EPR	Libre	Libre	Libre	Libre
Part du nucléaire prolongeable au prix standard	70%	70%	70%	100%
Taux EnR	PPE haut puis libre	PPE haut puis libre	PPE haut puis libre	PPE haut puis libre
Déploiement des ENR	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme	Éolien offshore: 15GW posé, 3 GW flottant	Avec contrainte de rythme
Acceptabilité EnR	Référence	Référence	Surcoût de 25% pour les EnR terrestres	Référence
Augmentation capacité fossile	Interdite	Interdite	Interdite	Interdite
Prix du CO2/Combustibles	AIE NPS	AIE NPS	AIE NPS	AIE NPS
Interconnexions, niveau max	Rythme médian	Rythme médian	Rythme médian	Rythme médian
Demande en France (hors P2G)	Demande élevée	Demande faible	Demande élevée	Demande élevée
Power-to-gas	Standard	Standard	Standard	Standard
Scenario Européen	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF
Capacités STEP à l'étranger	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)	TYNDP GCA (haut)

Tableau 15. Hypothèses principales des trajectoires simulées (2/3)



Hypothèses	Trajectoire « Référence »	Gaz de synthèse	Sortie à 50 ans automatique
Coût EPR	85 €/MWh	85 €/MWh	85 €/MWh
Trajectoire EPR	Libre	Libre	Libre
Part du nucléaire prolongeable au prix standard	70%	70%	70% pour 10 ans 0% prolongeables 20 ans
Taux EnR	PPE haut puis libre	PPE haut puis libre	PPE haut puis libre
Déploiement des ENR	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme	Avec contrainte de rythme
Acceptabilité EnR	Référence	Référence	Référence
Augmentation capacité fossile	Interdite	Interdite	Autorisée
Prix du CO2/Combustibles	AIE NPS	AIE NPS	AIE NPS
Interconnexions, niveau max	Rythme médian	Rythme médian	Rythme médian
Demande en France (hors P2G)	Demande élevée	Demande élevée	Demande élevée
Power-to-gas	Standard	Scénario 75% EnR&R gaz en 2050	Standard
Scenario Européen	Scénario ECF	Scénario ECF	Scénario ECF
Capacités STEP à l'étranger	TYNDP GCA (haut)	TYNDP ST (bas)	TYNDP GCA (haut)

Tableau 16. Hypothèses principales des trajectoires simulées (3/3)



Index des tableaux et figures

Tableaux ⁽ⁱ⁾

Tableau 1. Détail par usage de la part flexible de la consommation.	7
Tableau 2. Hypothèses de flexibilité de la demande par usage en 2050.	7
Tableau 3. Caractéristiques technico-économiques des pompes à chaleur.....	8
Tableau 4. Caractéristiques technico-économiques des électrolyseurs	9
Tableau 5. Hypothèses de capacité installées du solaire PV sur petites toitures.....	10
Tableau 6. Caractéristiques technico-économiques des éoliennes et panneaux PV.....	12
Tableau 7. Caractéristiques technico-économiques des CCGT et OCGT.....	15
Tableau 8. Coûts des batteries.....	16
Tableau 9. Caractéristiques technico-économiques des STEPs	17
Tableau 10. Capacités EnR par zone dans le scénario TYNDP.....	18
Tableau 11. Capacités EnR supplémentaires ajoutées dans le scénario « ECF ».....	19
Tableau 12. Capacités Charbon/Lignite et nucléaire pour le scénario « TYNDP »	19
Tableau 13. Capacités Charbon/Lignite et Nucléaires pour le scénario « ECF »	20
Tableau 14. Hypothèses principales des trajectoires simulées (1/3).....	22
Tableau 15. Hypothèses principales des trajectoires simulées (2/3).....	23
Tableau 16. Hypothèses principales des trajectoires simulées (3/3).....	24

Figures⁽ⁱ⁾

Figure 1. Hypothèses de consommation considérées dans l'étude.....	6
Figure 2. Consommation annuelle d'électricité dans les deux scénarios considérés	8
Figure 3. Prix de la chaleur produite	9
Figure 4. Prix de l'hydrogène produit	10
Figure 5. LCOE des énergies renouvelables	11
Figure 6. Taux de charge marginal et LCOE marginal du PV en 2060 en fonction de la capacité totale installée dans le mix, en supposant que les sites les moins chers sont installés en premier.	12
Figure 7. Taux de charge marginal et LCOE marginal de l'éolien en 2060 en fonction de la capacité totale installée dans le mix, en supposant que les sites les moins chers sont installés en premier.	13
Figure 8. Disponibilité des groupes nucléaires en France considérée dans l'analyse.....	14
Figure 9. Coûts des combustibles et du CO2 considérés dans l'étude.....	15
Figure 10. Coûts de production variable d'électricité des moyens de production thermique en France et Europe, pour les prix des combustibles et du CO2 considérés dans l'étude.....	16
Figure 11. Capacité maximale d'interconnexion considérée dans le modèles	21

Sigles et acronymes

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
ENTSOE	European Network of Transport System Operator - Electricity
TYNDP	Ten Year Network Development Plan de l'ENTSOE



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. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale.

L'Agence 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 conjointe du ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer et du ministère de l'Education nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.

