

# MODELISATION ET OPTIMISATION DES MIX ELECTRIQUES FRANÇAIS ET EUROPEEN SUR LA PERIODE 2020-2060

---

Modélisation des trajectoires  
Transition(s) 2050

---

**CAHIER D'HYPOTHESES**

  
**EXPERTISES**

**Fév.  
2022**

Cet ouvrage est disponible en ligne <https://librairie.ademe.fr/>

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'oeuvre 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**

**ADEME**

20, avenue du Grésillé  
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 2020AC000016

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par Artelys : CHAMMAS Maxime (directeur de projet), PENA VERRIER Gaspard (chef de projet), BIDEUX Thomas, HUMBERSET Luc, RIDREMONT Thomas (modélisations et analyses)

Coordination technique - ADEME : ARNAUD Brice

Direction/Service : Service Réseaux et Energies Renouvelables

<b>RÉSUMÉ .....</b>	<b>4</b>
<b>1. PRINCIPES GENERAUX DE L'ANALYSE .....</b>	<b>5</b>
1.1. Périmètre géographique .....	5
1.2. Périmètre technologique .....	5
1.3. Taux d'actualisation et coût du capital .....	6
<b>2. CONSOMMATION .....</b>	<b>7</b>
2.1. Scénarios de demande.....	7
2.2. Usages représentés .....	7
2.3. Régionalisation des scénarios nationaux .....	8
2.4. Profils de consommation .....	9
2.5. Modélisation de la flexibilité de la demande .....	11
2.5.1. Paramétrage des parts flexibles par usage.....	11
2.5.2. Application du paramétrage aux scénarios Transition(s) 2050 .....	12
2.5.3. Coûts du déploiement de la flexibilité de la demande.....	14
<b>3. PRODUCTION RENOUVELABLE .....</b>	<b>15</b>
3.1. Solaire PV et éoliennes.....	15
3.1.1. Gisements et productibles.....	15
3.1.2. Coûts .....	16
3.1.3. Intégration de contraintes spécifiques sur les déploiements.....	17
3.1.4. Contraintes spécifiques aux scénarios Transition(s) 2050 .....	18
3.2. Production hydraulique (hors STEP).....	18
3.3. Autres E <sup>n</sup> R.....	19
<b>4. PRODUCTION NUCLEAIRE.....</b>	<b>20</b>
4.1. Prolongement des réacteurs historiques .....	20
4.2. Nouveau nucléaire.....	21
<b>5. CONVENTIONNEL THERMIQUE .....</b>	<b>22</b>
5.1. CCGT et OCGT .....	22
5.2. Charbon .....	22
5.3. Turbines hydrogène.....	22
<b>6. COÛTS DES COMBUSTIBLES ET DU CO<sub>2</sub>.....</b>	<b>23</b>
<b>7. STOCKAGE .....</b>	<b>24</b>
7.1. Batteries .....	24
7.2. STEPs	24
<b>8. EUROPE ET ECHANGES TRANSFRONTALIERS.....</b>	<b>25</b>
8.1. Scénario de référence.....	25
8.2. Représentation des échanges transfrontaliers.....	25
8.3. Méthodologie de calibration du système .....	25
<b>9. PRISE EN COMPTE DE LA VARIABILITE CLIMATIQUE .....</b>	<b>27</b>
<b>10. PRISE EN COMPTE DU RESEAU NATIONAL.....</b>	<b>28</b>
10.1. Réseaux de transport .....	28
10.2. Réseaux de distribution et répartition.....	28

## RÉSUMÉ

Ce document est le cahier d'hypothèses de l'étude Modélisations et optimisations des mix électriques français et européen sur la période 2020-2060. Il vise à décrire la méthodologie et les choix d'hypothèses et de données pour les modélisations et simulations réalisées, notamment pour les simulations de trajectoires du système électrique considérées dans le projet Transition(s) 2050.

# 1. Principes généraux de l'analyse

---

L'étude « Modélisations et optimisations des mix électriques français et européen sur la période 2020-2060 » a pour objectif de permettre la construction et l'analyse comparative de différents scénarios d'évolution du système électrique français sur la période 2020-2060.

Les trajectoires d'évolution du mix étudiées peuvent être majoritairement scénarisées ou optimisées économiquement dans un objectif de minimisation des coûts globaux d'investissement et d'opération du système sur la période de 2020 à 2060, sous contrainte de respecter l'équilibre offre-demande au pas de temps horaire.

Les trajectoires d'évolution sont décrites par un ensemble de paramètres intégrant des éléments comme :

- L'évolution de la consommation d'électricité, pour les différents secteurs et usages, et les hypothèses sur la flexibilité de la demande (mode d'opération de la flexibilité, gisement).
- Les objectifs et potentiels de développement des énergies renouvelables, du stockage, et leurs coûts respectifs,
- La possibilité de prolonger les centrales nucléaires existantes ou de construire des nouvelles centrales nucléaires ou thermiques fossiles,
- L'évolution des capacités d'interconnexions avec les pays voisins (potentiel, coûts) et l'évolution des systèmes électriques voisins,
- Les coûts des combustibles et du CO<sub>2</sub>

L'optimisation économique des investissements et la simulation du mix électrique sont réalisées avec le logiciel de modélisation et d'optimisation des systèmes énergétiques Artelys Crystal Super Grid. La période 2020-2060 est représentée par une année calendaire tous les 5 ans, c'est-à-dire neuf années calendaires (2020, 2025, 2030, ... 2055, 2060) pour lesquelles l'équilibre offre-demande est simulé au pas de temps horaire sur une année. Afin d'assurer la robustesse des résultats, entre 7 et 10 années de données météorologiques sont considérées pour chaque année calendaire de la trajectoire. Ces aléas météorologiques affectent production EnR et consommation thermosensible (chauffage principalement) et ont été construits à partir d'historiques ou de simulations climatiques intégrant une hypothèse de réchauffement climatique.

Après optimisation et simulation, chaque trajectoire obtenue se matérialise par des résultats de capacités installées et d'investissements par technologie pour chaque année calendaire, et par des résultats d'exploitation optimale des systèmes au pas de temps horaire.

Dans le cadre de la modélisation des scénarios Transition(s) 2050, les trajectoires sont majoritairement scénarisées : des cibles de déploiement des EnR, de prolongement du nucléaire historique, de potentiels programmes EPR sont paramétrées dans le modèle dont le rôle est alors d'affiner la calibration, de dimensionner les moyens de flexibilité à disposition et de quantifier les coûts d'investissement et de gestion des systèmes électriques ainsi conçus. Les dimensionnements et simulations d'équilibre offre-demande horaire sont, dans ce cas, validés sur 9 années de données météorologiques historiques (les années 2011 à 2019).

## 1.1. Périmètre géographique

Le modèle utilisé pour ces analyses intègre une représentation de la France métropolitaine à la maille régionale (c'est-à-dire 12 zones interconnectées) et les pays Européens. Dans chacune de ces zones sont représentés le parc de production d'électricité agrégé par type de production, les stockages d'électricité et la consommation d'électricité et sa flexibilité.

Le réseau de transport interrégional est représenté par des capacités d'interconnexions entre régions tandis que les réseaux de plus basses tensions (répartition, distribution) ne sont pas représentés explicitement dans l'optimisation et sont traités a posteriori.

En dehors de la France, les pays Européens sont représentés de manière agrégée en 5 zones connectées à la France :

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

## 1.2. Périmètre technologique

Les technologies de production et stockage d'électricité prises en compte dans le modèle sont listées ci-dessous. Les capacités installées peuvent être scénarisées ou optimisées selon les cas. Pour les capacités optimisées, des minima peuvent permettre d'intégrer à l'optimisation la présence de capacités résiduelles dans le temps ou des déploiements prévus, notamment la PPE.

Technologie	Capacité scénarisée dans tous les cas	Capacité optimisée ou scénarisée	Commentaire
Biogaz	X		Développement d'après PPE puis constant.
Biomasse	X		Développement d'après PPE puis constant.
UIOM (Déchets)	X		Développement d'après PPE puis constant.
Charbon	X		Sortie scénarisée en 2023.
CCGT		X	La décroissance des capacités historiques est scénarisée.
OCGT		X	La décroissance des capacités historiques est scénarisée.
Cogénérations thermiques	X		La décroissance des capacités historiques est scénarisée.
Nucléaire historique résiduel	X		La décroissance des capacités historiques est scénarisée.
EPR		X	L'EPR de Flamanville est scénarisé.
Prolongement du nucléaire historique		X	
Géothermie	X		Développement d'après PPE puis constant.
Hydraulique (fil de l'eau et lacs)	X		Capacité maintenue équivalente à l'historique.
Usine marémotrice	X		Capacité maintenue équivalente à l'historique.
Eolien en mer flottant		X	
Eolien en mer posé		X	
Eolien terrestre		X	Les capacités historiques sont supposées renouvelées.
Solaire Grandes Toitures		X	Les capacités historiques sont supposées renouvelées.
Solaire Petites Toitures	X		
Solaire au sol fixe		X	Les capacités « sol fixe » historiques sont supposées renouvelées par des panneaux fixes ou avec tracker.
Solaire au sol avec tracker		X	Les capacités « sol fixe » historiques sont supposées renouvelées par des panneaux fixes ou avec tracker.
Batteries		X	
STEP		X	Les capacités historiques sont supposées maintenues.
Turbines à hydrogène		X	

Table 1 - Périmètre technologique pour la production d'électricité

### 1.3. Taux d'actualisation et coût du capital

De manière à pouvoir optimiser des coûts sur une trajectoire 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 sont ainsi considérés comme 2,5% fois plus importants que des coûts en 2021.

Les coûts d'investissements payés tout au long de la période incluent le coût du capital avec un taux dit « de financement » différencié en fonction des technologies :

- 5,25% pour les investissements considérés comme faiblement risqués (EnR et interconnexions et réseau de transport interrégional)
- 7,5% pour les autres investissements (nucléaire, CCGT et OCGT, batteries, STEPs, power-to-H2)

## 2. Consommation

### 2.1. Scénarios de demande

Les trajectoires modélisées reposent sur les 4 scénarios d'évolution de la demande considérés dans le cadre du projet Transition(s) 2050. Ces 4 scénarios présentent des hypothèses contrastées d'évolution de la consommation et de la flexibilité des différents secteurs et usages pour la demande d'électricité et la production d'hydrogène par électrolyse.

Ces scénarios de consommation étant définis à la maille nationale, un travail de régionalisation de la demande est réalisé dans le cadre de cette étude pour obtenir des consommations sectorielles à la maille régionale. Ce travail est décrit en section 2.3.

Ci-dessous sont illustrés les 4 scénarios de demande des trajectoires Transition(s) 2050 modélisés, pertes incluses, par usage.

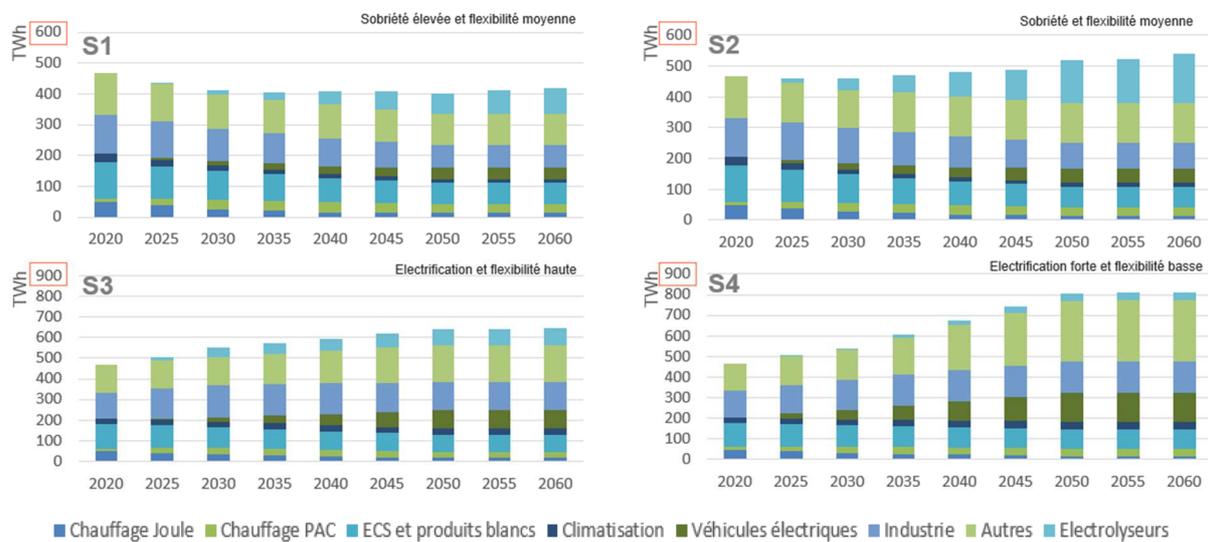


Figure 1 – Consommation annuelle d'électricité par usage pour les 4 scénarios Transition(s) 2050<sup>1</sup>

### 2.2. Usages représentés

Dans le modèle considéré, le système électrique doit répondre à une demande d'électricité directe et à une demande d'électricité pour produire de l'hydrogène par électrolyse, dans des proportions variables selon les scénarios. Les usages directs d'électricité représentés dans cette modélisation et les débouchés d'hydrogène et modes de production associés sont détaillés ci-dessous.

Secteurs	Résidentiel	Tertiaire	Industrie	Transport	Agriculture
Usages représentés	Chauffage (effet Joule, PAC, PAC hybride) Climatisation ECS Produits blancs Autres (élec spécifique incluse)	Chauffage (effet Joule, PAC, PAC hybride) Climatisation ECS Produits blancs Autres (élec spécifique incluse)	Industrie par branche	Véhicules électriques (VEs) Autres (inclus transport ferroviaire)	Tout confondu

Table 2 - Usages électriques représentés dans l'étude (demande directe)

<sup>1</sup> La catégorie « Autres » inclut notamment l'électricité spécifique du résidentiel et du tertiaire, la consommation des armées, des grands centres de recherche, des infrastructures de télécommunications.

Débouchés	Hydrogène pour la mobilité	Hydrogène pour la méthanation et l'injection dans le réseau	Hydrogène pour l'industrie et autres
Mode d'opération de l'électrolyse	Electrolyseurs optimisés en dimensionnement et exploitation	Electrolyseurs optimisés en dimensionnement et exploitation	Fonctionnement des électrolyseurs en base sauf périodes critiques <sup>2</sup>

Table 3 - Débouchés d'hydrogène vert représentés et modes de production

### 2.3. Régionalisation des scénarios nationaux

Les hypothèses d'évolution de la consommation annuelle nationale par secteur et usage issues des scénarios Transition(s) 2050 sont réparties à la maille régionale (12 régions métropolitaines, hors-Corse). Cette répartition est réalisée en utilisant des clés de désagrégation par région, spécifiques à chaque usage et secteur, construites à partir des grands déterminants de la demande (valeurs historiques et projections) comme mentionné ci-dessous :

- La répartition sur le territoire de la population, des surfaces habitables et des emplois tertiaires (sources INSEE<sup>3</sup>),
- Les besoins de chauffage ou de climatisation constatés à l'échelle régionale, quantifiés par les degrés-jours de chauffage ou de climatisation (ci-après respectivement HDD et CDD pour Heating/Cooling degree-days, définition Eurostat<sup>4</sup>),
- Des taux de pénétration régionaux des solutions de chauffage électrique et climatisation, calculés sur données Enedis<sup>5</sup> ou ADEME, dénommés ci-dessous TauxChauffageRes, TauxChauffageTer, TauxClimRes et TauxClimTer.
- La répartition historique des consommations, pour l'industrie et l'agriculture.

Les clés de régionalisation de la consommation par secteur et usages sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Secteur	Usage	Clé de régionalisation
Résidentiel	Chauffage (PAC et Joule distincts)	Surfaces habitables * HDD * TauxChauffageRes
	Climatisation	Surfaces habitables * CDD * TauxClimRes
	ECS	Population * TauxChauffageRes
	Produits blancs	Population
	Autres usages	Population
Tertiaire	Chauffage (PAC et Joule distincts)	Emplois Tertiaires * HDD * TauxChauffageTer
	Climatisation	Emplois Tertiaires * CDD * TauxClimTer
	ECS	Emplois Tertiaires * TauxChauffageTer
	Produits blancs	Emplois Tertiaires
	Autres usages	Emplois Tertiaires
Industrie	Par branche	Consommations historiques
Transports	Tous dont VEs	Population
Agriculture	Tous	Consommations historiques
Hydrogène (synthèse en quasi-base)	P2L	Population
	Industrie par branche	Consommations historiques

Table 4 - Clés de régionalisation des scénarios Transition(s) 2050 établis à la maille France

<sup>2</sup> Dans ce mode, les électrolyseurs fonctionnent en base sur la période mars-octobre inclus, et évitent d'opérer aux heures de production des centrales à gaz de novembre à février.

<sup>3</sup> <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4277596?sommaire=4318291>

<sup>4</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg\\_chdd\\_esms.htm](https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_chdd_esms.htm)

<sup>5</sup> <https://opendata.agenceore.fr/explore/dataset/conso-elec-gaz-annuelle-par-secteur-dactivite-agreee-epci/information/>

Les clés de répartition varient de 2020 à 2060 et intègrent donc une vision prospective. En particulier, l'évolution des emplois tertiaires et surfaces habitables est considérée suivre le rythme d'évolution des populations régionales, établie d'après le scénario central Omphale de l'INSEE<sup>6</sup>. Les scénarios d'entrée de l'ADEME étant établis à climat constant, les désagréments des usages thermosensibles sont établis à partir de valeurs CDD et HDD régionaux historiques.

Les volumes d'hydrogène produit par électrolyse dédiés à la mobilité et à la méthanation sont intégrés à l'échelle nationale sans tenir compte des coûts d'acheminement éventuels entre les lieux de production et consommation de l'hydrogène ou du méthane de synthèse. Les consommations des électrolyseurs en quasi-base, dédiés aux autres débouchés, sont régionalisées de la même manière que les usages d'électricité des secteurs concernés.

La vitesse de transfert des chauffages non-électriques vers le chauffage électrique est supposée uniforme sur le territoire et constante dans le temps (7,5% tous les 5 ans dans le résidentiel, 9% dans le tertiaire). Le taux de pénétration du chauffage électrique augmente donc plus vite dans les régions où il est historiquement moins représenté, et les écarts régionaux se réduisent avec le temps (voir Figure 2).

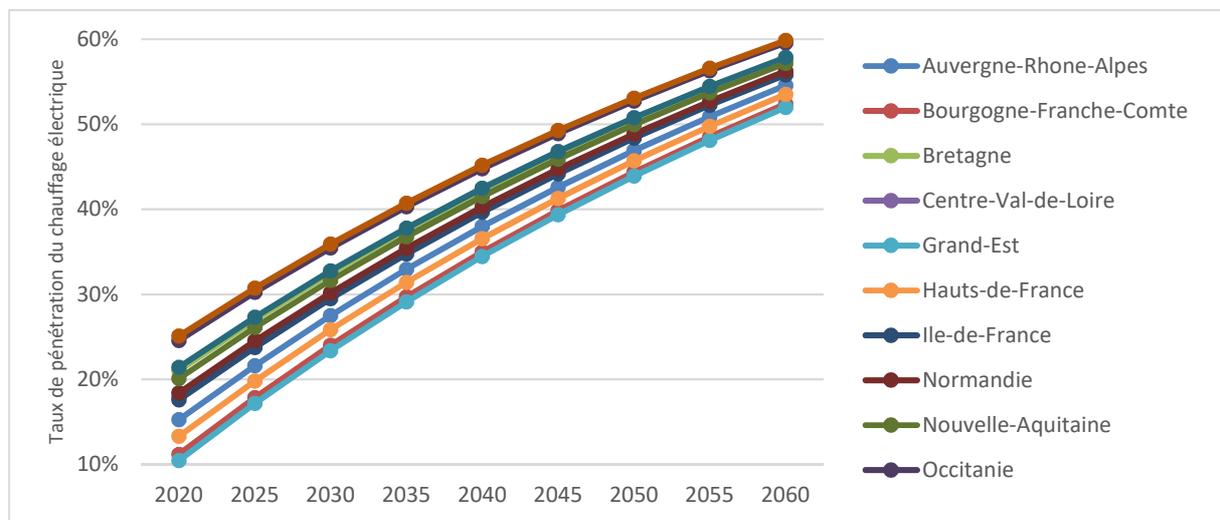


Figure 2 – Evolution des taux de pénétration régionaux du chauffage électrique dans le résidentiel (%)

Les degrés-jours régionaux mobilisés pour désagréger des demandes nationales thermosensibles (climatisation et chauffage) sont calculés à partir de données de températures historiques<sup>7</sup> (pour les années 2011-2019, en s'appuyant sur les travaux réalisés par l'Institut Pierre Simon Laplace (IPSL)).

## 2.4. Profils de consommation

Afin de construire des courbes de charge horaires, les volumes régionaux, par secteur et usage, obtenus comme décrits ci-dessus sont combinés à des profils de consommation types et des modèles de flexibilités spécifiques (voir section 2.5).

Les profils de consommation utilisés permettent par exemple de différencier, pour le résidentiel et le tertiaire respectivement : chauffage (Joule), chauffage (PAC), chauffage (PAC hybrides), climatisation/froid, eau-chaude sanitaire.

Les véhicules électriques sont différenciés en deux groupes selon qu'ils se chargent à domicile, plutôt la nuit, ou sur le lieu de travail, plutôt la journée. La charge de ces véhicules peut être fatale (mise en charge à la connexion) ou pilotée dynamiquement par le système, sous contrainte d'être chargée en fin de période.

Les profils de consommation industriels par région sont construits à partir des données historiques régionales.

Les autres usages (électricité spécifique, agriculture etc.) sont agrégés après régionalisation respective et suivent un profil non-thermosensible standard.

<sup>6</sup> <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2859843>

<sup>7</sup> Les degrés-jours régionaux permettent de quantifier les besoins de chauffage et climatisation en représentant les écarts de température ressentie avec une température de confort. A cet effet, les températures par point de grille météo sont pondérées par la distribution infrarégionale de population.

Ces profils différenciés ont été obtenus à partir d'analyses de la consommation historique à l'échelle de chaque région, à partir des données de RTE ECO2mix, des données de RTE et Enedis sur la consommation sectorielle, et de températures historiques.

En particulier, les profils industriels régionaux sont représentatifs de la répartition actuelle sur le territoire du tissu industriel national, qui est implicitement supposée maintenue dans le futur.

Les profils thermosensibles (chauffage, climatisation) ont été construits à partir de modèles statistiques de thermosensibilité calibrés sur les courbes de charge régionales historiques et des chroniques de températures régionales historiques (températures obtenues par pondération d'une grille météo par la distribution de population dans la région).

Ces modèles régionaux de thermosensibilité calibrés sur l'historique peuvent être appliqués à des données de températures à climat projeté, issues d'un travail sur les données climatiques fait par l'IPSL. Cette prise en compte du changement climatique modifie les volumes thermosensibles régionaux, à la hausse ou à la baisse par rapport aux volumes scénarisés à climat historique, ainsi que les profils eux-mêmes.

### Zoom sur les pompes à chaleur

Les profils des pompes à chaleur sont construits à partir d'une modélisation de leur fonctionnement en fonction de la température extérieure développée par Artelys dans le cadre du projet METIS pour la Commission Européenne<sup>8</sup> (cf étude METIS1-S6) et présentée ci-dessous.

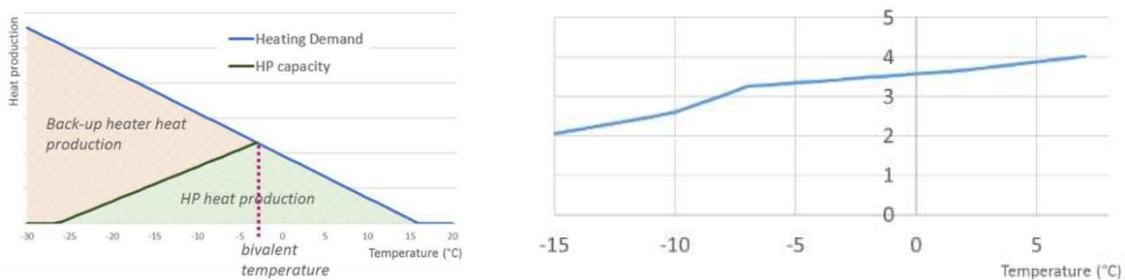


Figure 3 – Thermosensibilité de la consommation et production de chaleur (à gauche) et COP global résultant (à droite) pour une température de bivalence de -3 °C

La modélisation mise en œuvre prend en compte la thermosensibilité du rendement (ou COP : coefficient of performance) et de la capacité des PAC, et une représentation explicite de l'équipement d'appoint (chauffage électrique à effet Joule par défaut). Les PAC hybrides, pour lesquelles l'appoint est une chaudière au gaz, peuvent également être prises en compte par cette modélisation, comme c'est le cas pour les scénarios S3 et S4 des trajectoires Transition(s) 2050. Cette technologie peut contribuer à limiter les pics de charge sur le système électrique en basculant sur un fonctionnement au gaz en période de grand froid.

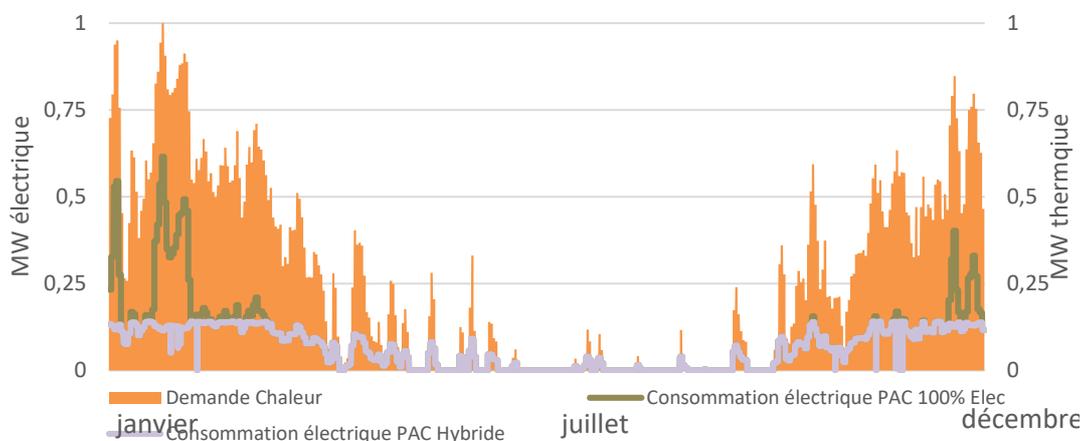


Figure 4 – Consommation électrique de PAC standard et PAC hybrides pour une demande de chaleur de pointe 1 MW

<sup>8</sup> [Decentralised heat pumps: system benefits under different technical configurations, European Commission, 2018](#)

## 2.5. Modélisation de la flexibilité de la demande

Pour la plupart des usages/secteurs, la demande est décomposée en deux parties :

- Une partie « fatale », pour laquelle la courbe de charge est imposée dans la simulation,
- Une partie « flexible », pour laquelle la courbe de charge est optimisée sous certaines contraintes spécifiques à l'usage décrites plus bas.

### 2.5.1. Paramétrage des parts flexibles par usage

Les trajectoires Transition(s) 2050 intègrent des hypothèses différenciées sur les proportions de consommation flexibles et fatales. Le détail des hypothèses est présenté ci-dessous.

	2020				2030				2050			
	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Véhicules électriques	12%	12%	12%	12%	25%	25%	35%	20%	60%	60%	70%	30%
ECS <sup>9</sup>	Pilotage heures pleines / heures creuses				85%	85%	90%	80%	90%	90%	95%	80%
Chauffage	0%	0%	0%	0%	20%	20%	25%	10%	40%	40%	45%	25%
Climatisation	0%	0%	0%	0%	20%	20%	25%	10%	40%	40%	45%	25%
Produits blancs	0%	0%	0%	0%	15%	30%	30%	10%	25%	40%	40%	20%
Industrie	20%	20%	20%	20%	40%	40%	40%	40%	50%	50%	50%	50%

Table 5 - Détail par usage de la part flexible de la consommation

Les contraintes et modalités d'opération de la flexibilité diffèrent en fonction des usages et secteurs :

- **Chauffage et Climatisation** : La flexibilité des usages thermosensibles repose sur l'inertie thermique des bâtiments. Cette inertie est représentée par un stockage thermique couplé aux équipements (Joule, PAC, climatisation...). Ce stockage est dimensionné pour permettre des effacements d'un quart d'heure maximum. Ainsi, il est possible, pour un pas de temps horaire donné, d'effacer un quart de la consommation des consommateurs flexibles dans chaque région. Cet effacement est un report qui n'affecte pas la demande totale annuelle : il doit ensuite être rattrapé sur les heures suivantes.
- **Eau-chaude sanitaire et produits blancs** : La part flexible de ces usages est modélisée par une contrainte de consommation journalière fixée et une contrainte de puissance maximale de soutirage représentant le parc d'équipements flexibles. Le modèle flexible permet ainsi de répartir la consommation quotidienne sur les heures les plus favorables d'après l'optimisation, en respectant les contraintes ci-dessus.
- **Véhicules électriques** : La flotte de véhicules électriques est répartie en deux groupes selon le lieu de recharge (à domicile ou sur le lieu de travail). Chaque VE doit recharger l'énergie consommée lors de son trajet, pendant sa période de connexion aux stations et sous contrainte d'une puissance maximale de soutirage (3 kW/VE). Le lieu de recharge influence les heures de connexion aux bornes (estimées à partir de données d'arrivée et de départ à la maison ou au travail, respectivement centrées sur 17:00-8:00 et 8:00-18:00). La répartition entre charge à domicile ou au travail est dérivée de l'étude RTE-AVERE<sup>10</sup> et des hypothèses partagées dans le groupe de travail<sup>11</sup> RTE dédié.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Part de VE chargeant au bureau	4%	12%	20%	28%	28%	28%	28%	28%	28%

Table 6 - Evolution de la part de véhicules électriques chargeant en priorité sur le lieu de travail

<sup>9</sup> Le profil de consommation ECS intègre par défaut un pilotage (dynamique heures pleines / heures creuses). Les équipements nécessaires au pilotage horaire étant déjà en place, on considère que le pilotage horaire est déjà largement développé dès 2030.

<sup>10</sup> <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilit%C3%A9%20%C3%A9lectrique%20-%20principaux%20resultats.pdf>

<sup>11</sup> [https://www.concerte.fr/system/files/document\\_travail/2020-05-29%20GT%20flexibilit%C3%A9\\_vehicules%20%C3%A9lectriques\\_v1.pdf](https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-05-29%20GT%20flexibilit%C3%A9_vehicules%20%C3%A9lectriques_v1.pdf)

- **Industrie** : La consommation industrielle est supposée partiellement effaçable, au coût marginal de 300 €/MWh. En pratique, ce coût représente le coût d'opportunité d'arrêt d'un processus industriel ou de basculement vers un combustible plus cher ou une production électrique d'appoint. Ce coût est tel que les effacements industriels sont appelés en dernier recours avant de mener à de la défaillance.
- **Electrolyseurs optimisés** : Les électrolyseurs optimisés consomment de l'électricité et vendent de l'hydrogène à un prix fixé, paramétrable à l'échelle nationale, représentant par exemple le coût de production d'hydrogène avec des moyens de production alternatifs (vaporéformage). La production d'hydrogène et la consommation des électrolyseurs optimisés sont considérées parfaitement flexibles (pas de contrainte de démarrage, ni de contrainte sur le gradient de consommation entre deux heures consécutives) et résultent d'un arbitrage horaire entre coût de l'électricité et valorisation de l'hydrogène produit.
- **Electrolyseurs en quasi-base** : Les scénarios Transition(s) 2050 considèrent qu'une part de la production d'hydrogène par électrolyse doit être réalisée en continu afin d'assurer l'approvisionnement de certains usages. L'électrolyse a alors lieu en base sauf périodes difficiles hivernales (la production d'hydrogène sur des périodes de marginalité gaz est évitée). Le caractère majoritairement quasi-base ou majoritairement optimisé de l'électrolyse dépend alors de chaque scénario et des débouchés envisagés pour l'hydrogène.

Le paramétrage économique des électrolyseurs est obtenu en repartant des valeurs 2030 fournies par l'étude ADEME Coûts<sup>12</sup> et en étalonnant la dynamique de coûts anticipée par la base européenne ASSET<sup>13</sup>, dont la durée de vie et le rendement sont de même repris (respectivement 25 ans et 74%).

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Electrolyseurs	CAPEX (€/kW)	1 528	1 039	550	495	440	385	330	330	330
	OPEX (€/kW/an)	28	22	17	15	14	12	11	11	11

Table 7 - Paramètres technico-économiques des électrolyseurs

## 2.5.2. Application du paramétrage aux scénarios Transition(s) 2050

Ci-dessous sont illustrés les 4 scénarios de demande des trajectoires Transition(s) 2050 modélisés, pertes incluses, par type de flexibilité.

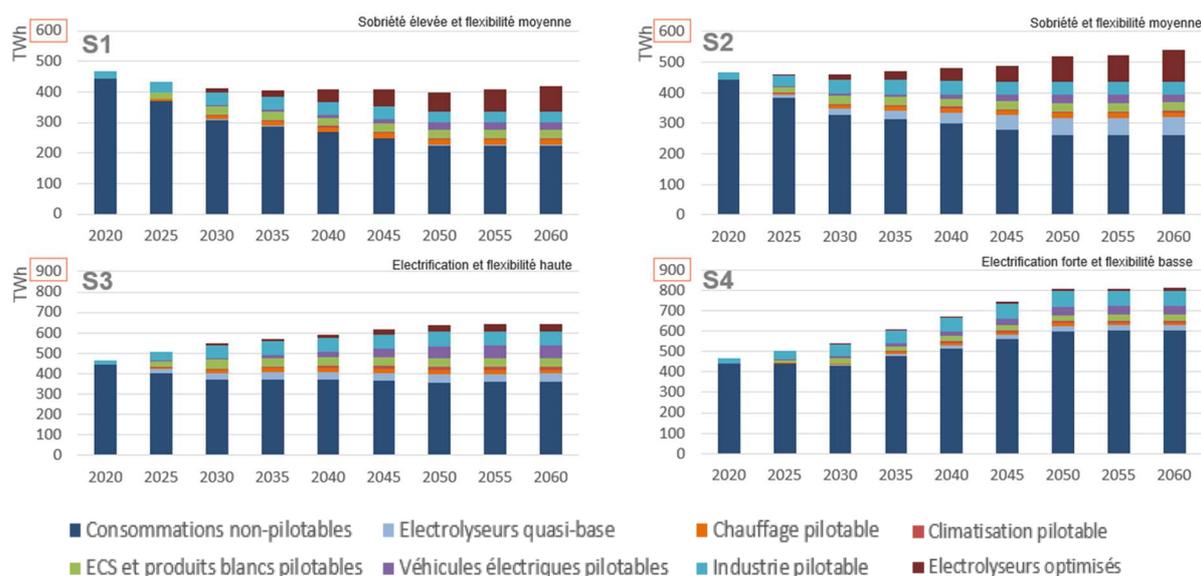


Figure 5 – Evolution de la part flexible dans la consommation pour les scénarios Transition(s) 2050

<sup>12</sup> ADEME, 2020, Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France

<sup>13</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018\\_06\\_27\\_technology\\_pathways\\_-\\_finalreportmain2.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf)

Les caractéristiques des usages flexibles en 2050 sont résumées ci-dessous.

	S1	S2	S3	S4
<b>Véhicules électriques (charge à la maison)</b>	Consommation quotidienne déplaçable, en semaine : 53 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 65 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 150 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 103 GWh/j
	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,8 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 2,2 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 5 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 3,5 GW
	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 14 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 17 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 38 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 26 GW
<b>Véhicules électriques (charge au bureau)</b>	Consommation quotidienne déplaçable, en semaine : 21 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 25 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 58 GWh/j	Consommation quotidienne déplaçable en semaine : 40 GWh/j
	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,8 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,6 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,7 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,4 GW
	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 13 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 12 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 13 GW	Production maximale absorbable par smart-charging, en semaine : 11 GW
<b>Chauffage Joule</b>	Puissance instantanée maximale effaçable : 0,8 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 1,0 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 1,2 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 0,7 GW
	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 200 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 300 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 400 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 200 MW
<b>Chauffage PAC</b>	Puissance instantanée maximale effaçable : 3,5 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 2,9 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 3,8 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 2,5 GW
	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 600 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 500 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 700 MW	Puissance moyenne effaçable sur octobre - mars : 500 MW
<b>Climatisation</b>	Puissance instantanée maximale effaçable : 0,8 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 0,8 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 2,2 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 1,4 GW
	Puissance moyenne effaçable sur avril - septembre : 200 MW	Puissance moyenne effaçable sur avril - septembre : 200 MW	Puissance moyenne effaçable sur avril - septembre : 500 MW	Puissance moyenne effaçable sur avril - septembre : 300 MW
<b>ECS</b>	Consommation flexible quotidienne moyenne : 43 GWh/j	Consommation flexible quotidienne moyenne : 38 GWh/j	Consommation flexible quotidienne moyenne : 41 GWh/j	Consommation flexible quotidienne moyenne : 35 GWh/j
	Puissance instantanée maximale effaçable : 7,3 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 6,5 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 7 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 5,8 GW
	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,8 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,6 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,7 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,4 GW
<b>Produits blancs</b>	Consommation flexible quotidienne moyenne : 34 GWh/j	Consommation flexible quotidienne moyenne : 36 GWh/j	Consommation flexible quotidienne moyenne : 73 GWh/j	Consommation flexible quotidienne moyenne : 44 GWh/j

	Puissance instantanée maximale effaçable : 2,2 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 2,2 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 4,6 GW	Puissance instantanée maximale effaçable : 2,7 GW
	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,4 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,5 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 3,1 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 1,8 GW
<b>Industrie</b>	Puissance instantanée moyenne effaçable : 4 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 5 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 8 GW	Puissance instantanée moyenne effaçable : 9 GW

Table 8 - Synthèse des caractéristiques de la flexibilité de la demande en 2050

### 2.5.3. 2.5.3 Coûts du déploiement de la flexibilité de la demande

Le coût de déploiement de la flexibilité de la demande est évalué de la façon suivante :

- Dans le résidentiel, le coût de la flexibilité correspond à l'installation d'un boîtier domotique chez les ménages rendant possible la flexibilisation de certains usages. Pour quantifier ces déploiements, on considère qu'un boîtier unique permet de contrôler les différents usages et est installé chez les ménages participant à la flexibilité la plus répandue, qui peuvent participer ensuite à la flexibilité des autres usages. En sus, pour les usages thermiques, on ajoute un coût d'entretien correspondant à une visite régulière par un technicien.
- Dans le tertiaire, le coût de la flexibilité correspond à un coût de mise à disposition d'un MW effaçable (coût d'opportunité) que l'on applique aux pointes de demande naturelle des consommateurs flexibles.

Les hypothèses de calcul des coûts s'appuient sur les données sur les coûts de flexibilités partagées en groupe de travail du projet Futurs énergétiques de RTE<sup>14</sup>.

	Coût annuel
Boîtier résidentiel	75 €/ménage/an
Visite technicien	15 €/ménage/an
Borne flexible VE	30 €/ménage/an
Rémunération tertiaire	80 k€/MW/an

Table 9 - Coûts de déploiement de la flexibilité de la demande (source RTE)

Etant donné leur déploiement différent, chaque scénario Transition(s) 2050 est donc caractérisé par un coût total différent de mise en œuvre de ces technologies.

<sup>14</sup> [https://www.concerte.fr/system/files/document\\_travail/2020-10-15\\_GT7-Flex-Gisements-flexibilite-demande-electrique-vlight.pdf](https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-10-15_GT7-Flex-Gisements-flexibilite-demande-electrique-vlight.pdf)

## 3. Production renouvelable

### 3.1. Solaire PV et éoliennes

Quatre catégories de production solaire photovoltaïque et trois catégories d'éoliennes sont prises en compte dans le modèle :

- Production solaire
  1. PV sur Petites Toitures
  2. PV sur Grandes Toitures
  3. PV au sol fixe
  4. PV au sol avec tracker (investissement plus élevé mais meilleurs taux de charge)
- Production éolienne
  5. Eoliennes terrestres, différenciées entre les éoliennes existantes en 2020 et les éoliennes installées après 2020 dites « surtoilées », dont la hauteur et la structure de la turbine procurent un meilleur facteur de charge.
  6. Eoliennes marines posées
  7. Eoliennes marines flottantes

#### 3.1.1. Gisements et productibles

Les gisements régionaux de capacités installables sont tirés de l'étude Trajectoires 2018<sup>15</sup>. Les technologies PV fixe et avec tracker sont en concurrence sur les gisements « PV au sol ».

Les profils horaires de production sont établis par l'IPSL pour la période 2011 – 2019 à partir des ré-analyses ERA5.

	PV au sol (fixe + tracker)	PV Grandes Toitures	PV Petites Toitures	Eolien terrestre surtoilé	Eolien marin posé	Eolien marin flottant
Auvergne- Rhône-Alpes	12	15	31	13	0	0
Bourgogne- Franche- Comté	7	8	15	14	0	0
Bretagne	6	10	13	8	5	12
Centre-Val-de- Loire	6	7	13	9	0	0
Grand-Est	7	12	23	11	0	0
Hauts-de- France	5	12	20	6	2	0
Ile-de-France	3	9	19	3	0	0
Normandie	3	8	13	9	6	2
Nouvelle- Aquitaine	14	14	36	25	4	10
Occitanie	18	11	29	11	1	5
Pays-de-la- Loire	5	11	16	10	3	3
Provence- Alpes-Côte- d'Azur	6	8	15	2	1	13
<b>Total France</b>	<b>94</b>	<b>123</b>	<b>241</b>	<b>121</b>	<b>20</b>	<b>46</b>

Table 10 - Récapitulatif des gisements EnR modélisés (valeurs arrondies en GW)

<sup>15</sup> <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/1173-trajectoires-d-evolution-du-mix-electrique-a-horizon-2020-2060-9791029711732.html>

	PV au sol fixe	PV au sol tracker	PV Toitures	Eolien terrestre historique	Eolien terrestre surtoilé	Eolien marin posé	Eolien marin flottant
Auvergne-Rhône-Alpes	15%	17%	14%	21%	30%	-	-
Bourgogne-Franche-Comté	13%	15%	13%	23%	33%	-	-
Bretagne	13%	15%	13%	22%	30%	39%	44%
Centre-Val-de-Loire	13%	15%	13%	23%	32%	-	-
Grand-Est	13%	14%	12%	22%	31%	-	-
Hauts-de-France	12%	14%	12%	25%	34%	39%	-
Ile-de-France	13%	14%	12%	21%	30%	-	-
Normandie	13%	14%	12%	21%	29%	41%	46%
Nouvelle-Aquitaine	14%	16%	14%	21%	31%	29%	32%
Occitanie	16%	18%	15%	23%	32%	32%	42%
Pays-de-la-Loire	13%	15%	13%	22%	31%	35%	38%
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	17%	20%	17%	24%	33%	37%	37%

Table 11 - Taux de charge régionaux moyens sur les années modélisées (période 2011 - 2019)

### 3.1.2. Coûts

Les coûts des technologies, communs à toutes les trajectoires, sont issus, pour la plupart des technologies, de l'étude ADEME Coûts.

Les coûts de l'éolien en mer sont quant à eux repris de travaux de RTE sur les coûts des technologies, en repartant du scénario « central », auquel est ajouté 1 000 k€/MW correspondant aux coûts de raccordement.

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
PV Grandes Toitures	CAPEX (€/kW)	1 160	949	738	702	666	631	595	595	595
	OPEX (€/kW/an)	26	20	14	13	12	11	10	10	10
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PV Petites Toitures <sup>16</sup>	CAPEX (€/kW)	1 392	1 139	886	842	799	757	714	714	714
	OPEX (€/kW/an)	28	23	18	17	16	15	14	14	14
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PV au sol fixe	CAPEX (€/kW)	818	719	620	574	528	481	435	435	435
	OPEX (€/kW/an)	24	18	13	12	11	10	9	9	9
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PV au sol avec tracker <sup>17</sup>	CAPEX (€/kW)	1 078	948	818	757	696	635	574	574	574
	OPEX (€/kW/an)	29	23	16	15	14	13	11	11	11
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	CAPEX (€/kW)	1 510	1 458	1 405	1 366	1 328	1 289	1 250	1 250	1 250

<sup>16</sup> Coûts établis en appliquant un premium de +20% aux capex du PV Grandes Toitures et en considérant 2% d'opex annuels

<sup>17</sup> Les coûts du PV au sol avec tracker sont dérivés des coûts retenus pour le PV au sol fixe via une règle de proportionnalité apprise de la littérature : Seme, Sebastijan, Štumberger, Bojan, Hadžiselimović, Miralem and Sređenšek, Klemen, (2020), [Solar Photovoltaic Tracking Systems for Electricity Generation: A Review](#), *Energies*, 13, issue 16, p. 1-24. Joe Simon and Gail Mosey, NREL (2013), Feasibility Study of Economics and Performance of Solar Photovoltaics at the Kerr McGee Site in Columbus, Mississippi

Eolien terrestre (surtoilé)	OPEX (€/kW/an)	48	43	39	36	33	30	28	28	28
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Eolien en mer posé (raccordement inclus)	CAPEX (€/kW)	3 600	3150	2700	2600	2500	2400	2300	2300	2300
	OPEX (€/kW/an)	80	69	58	53	47	42	36	36	36
Eolien en mer flottant (raccordement inclus)	CAPEX (€/kW)	4 100	3650	3200	3125	3050	2975	2900	2900	2900
	OPEX (€/kW/an)	110	95	80	70	60	55	50	50	50
Eolien en mer flottant (raccordement inclus)	CAPEX (€/kW)	4 100	3650	3200	3125	3050	2975	2900	2900	2900
	OPEX (€/kW/an)	110	95	80	70	60	55	50	50	50
Eolien en mer flottant (raccordement inclus)	CAPEX (€/kW)	4 100	3650	3200	3125	3050	2975	2900	2900	2900
	OPEX (€/kW/an)	110	95	80	70	60	55	50	50	50
Eolien en mer flottant (raccordement inclus)	CAPEX (€/kW)	4 100	3650	3200	3125	3050	2975	2900	2900	2900
	OPEX (€/kW/an)	110	95	80	70	60	55	50	50	50

Table 12 - Caractéristiques technico-économiques des éoliennes et panneaux PV

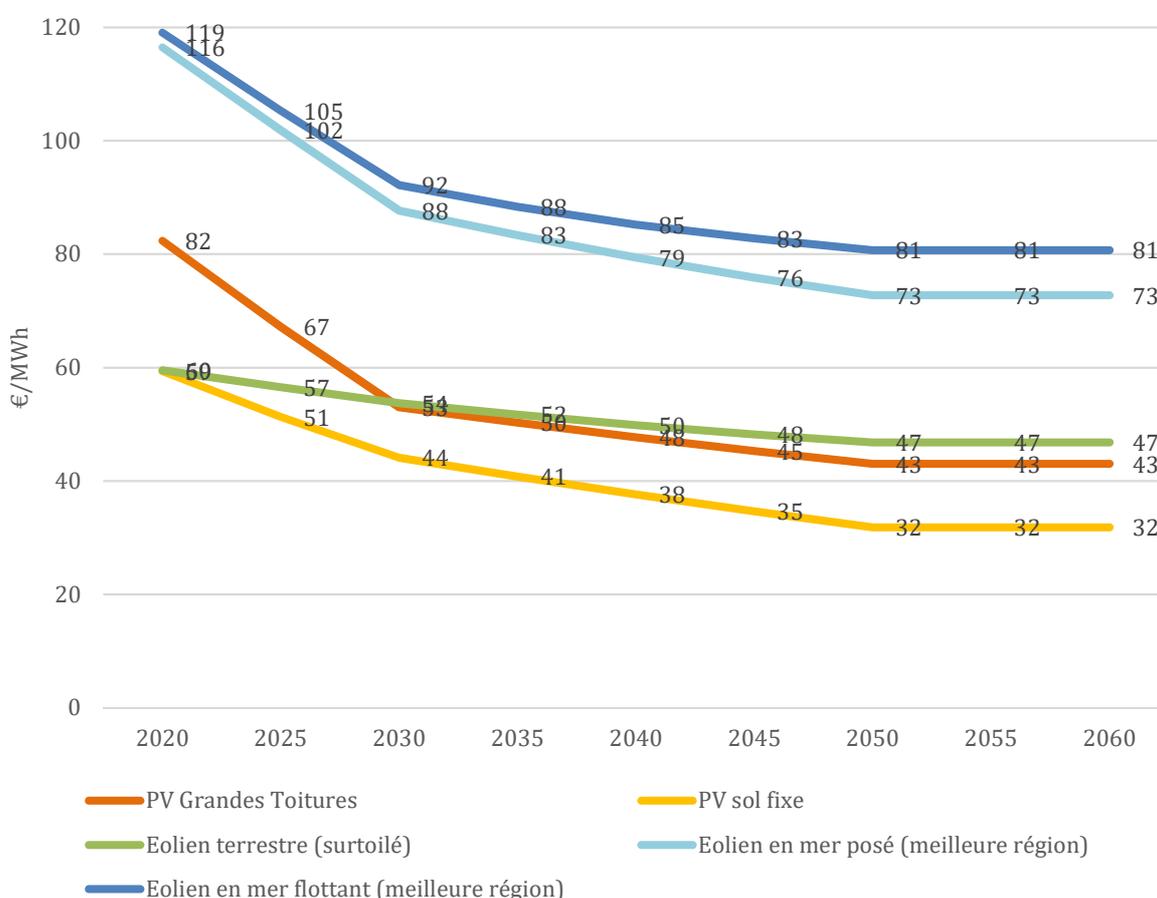


Figure 6 - LCOE calculés des technologies EnR en fonction de l'année d'installation

### 3.1.3. Intégration de contraintes spécifiques sur les déploiements

Au-delà des contraintes de gisements régionaux, plusieurs types de contraintes peuvent s'appliquer, à une ou plusieurs technologies à la fois, à la maille régionale ou nationale.

Le modèle permet d'implémenter des rythmes de déploiement maximal par période de 5 ans afin de prendre en compte, par exemple, les contraintes industrielles et administratives liées au déploiement de nouvelles capacités de production.

De même, des capacités minimales peuvent être imposées à l'échelle régionale par technologie (ou cumulé pour le PV au sol fixe et tracker), dans le temps, afin d'éviter que l'optimiseur ne laisse artificiellement que quelques régions (les plus favorables en termes de coûts optimisés) porter les objectifs nationaux. Ces déploiements régionaux minimaux sont calculés en considérant qu'une certaine

part (dépendant du caractère plutôt décentralisé ou non du scénario) des objectifs nationaux sont répartis dans les régions au *pro rata* des gisements disponibles. Pour l'éolien en mer, la PPE fournit la localisation des prochains appels d'offres. Ces capacités minimales permettent aussi de formaliser que les capacités EnR régionales ne peuvent pas être inférieures aux capacités installées en 2020. Dans les scénarios de référence Transition(s) 2050, on applique cette dernière contrainte de croissance régionale et une régionalisation partielle des cibles nationales : 50% dans S1, 20% dans les autres scénarios.

### 3.1.4. Contraintes spécifiques aux scénarios Transition(s) 2050

Les cibles nationales 2050 de déploiement EnR établies par l'ADEME pour les scénarios Transition(s) 2050 sont implémentées via des contraintes minimales et maximales sur les capacités installées, couplant les 12 régions françaises et, pour le PV au sol, les technologies fixe et tracker. Les contraintes minimales sont prises à -5% des cibles Transition(s) 2050 ; les contraintes maximales sont prises à +5% de la cible ou +20% dans certains cas pour permettre la bonne calibration des scénarios (voir PV au sol pour S1 et S2 en 2050 dans le tableau ci-dessous). Les points 2030 font l'objet de contraintes minimales de déploiement, variables selon les scénarios, puis les développements sont lissés jusqu'en 2050.

	2030					2050				
	S1	S2	S3Nuc	S3EnR Offshore	S4	S1	S2	S3Nuc	S3EnR Offshore	S4
PV au sol (fixe + tracker)	15	20	30	30	30	30-36	55-66	80	80	90
PV Grandes Toitures	8	8	10	10	10	20	20	40	40	40
PV Petites Toitures	7	2	2	2	2	35	5	20	20	20
Eolien terrestre	30	30	35	35	35	55	60	55	55	60
Eolien marin posé	5	5	7	7	7	9	20	20	20	20
Eolien marin flottant	1	1	1	1	1	5	5	5	30	30

Table 13 - Cibles de déploiement EnR dans les scénarios Transition(s) 2050 (en GW)

### 3.2. Production hydraulique (hors STEP)

Les centrales hydro (incluant fil de l'eau, écluse et réservoir) sont représentées dans chaque région. L'hypothèse est faite que ces centrales se maintiennent dans le mix, sans augmentation ou réduction des capacités installées en 2020.

Pour les représenter à la maille régionale, un travail de recensement des installations (sur la base du registre national des installations de production d'électricité et de stockage) et de la production horaire historique régionale (sur la base de RTE éco2mix) a été réalisé. Un jeu d'hypothèse a donc été construit à partir de données de production historiques. Le modèle considéré agrège la production hydro en une filière de production disposant des contraintes suivantes :

- Minima et maxima de production calculés à la maille mensuelle, sur la base de l'historique. En pratique le minimum représente la production fatale donc principalement le fil de l'eau et écluse.
- Gradients empiriques de production horaire par saison (une valeur été, une valeur hiver) évalués à partir des productions constatées
- Niveau minimum d'eau disponible au total dans les stocks à chaque fin de semaine, en s'appuyant sur les données historiques,
- Un volume hebdomadaire de production à satisfaire, avec possibilité de conserver de l'eau en stock d'une semaine sur l'autre.

Les coûts de la filière sont estimés en considérant le paramétrage ci-dessous.

CAPEX (€/kW)	OPEX annuel/CAPEX	Taux d'actualisation	Durée de vie (ans)
3020	1,5%	5,25%	60

Table 14 - Paramétrage économique des installations hydroélectriques

Pour les énergies marines, seules sont prises en compte les capacités marémotrices, c'est à dire l'usine marémotrice de La Rance considérée comme maintenue tout le long de la trajectoire. Les filières houlomoteur et hydroliennes sont maintenues en dehors du périmètre de l'étude, la PPE ne prévoyant pas de développement de ces filières.

### 3.3. Autres EnR

Le développement de la production d'électricité à partir de biomasse, biogaz ou par valorisation des déchets est scénarisé. L'hypothèse est faite que ces productions ne se développent pas au-delà des objectifs PPE. Les nouvelles capacités sont réparties sur le territoire au *pro rata* de l'existant. Leur production est modélisée en base, comme un bandeau de production tout au long de l'année.

En ce qui concerne la géothermie, on considère une croissance jusqu'au niveau défini par la PPE puis une stagnation jusqu'en 2060. L'augmentation des capacités se fait au *pro rata* des gisements disponibles, concentrés en Grand-Est et Auvergne-Rhône Alpes d'après l'étude ADEME 100%EnR. La production est modélisée en bandeau.

	Biomasse (objectif 2023)	Biométhane (objectif 2028)	UIOM (objectif 2028)	Géothermie (objectif 2023)
Capacité (MW)	800 <sup>18</sup>	340 - 410	-	24 <sup>19</sup>
Productible (TWh)	-	3,5	2,3	-

Table 15 - Cible définies par la PPE pour les principales EnR thermiques et la géothermie

<sup>18</sup> On compte 650 MW installés en 2019 pour un taux de charge de 2 450 h annuelles (source RTE). On considère que l'augmentation de capacité se fait à taux de charge constant.

<sup>19</sup> On compte 2 MW installés en 2019 pour un taux de charge de 2 500 h annuelles (source RTE). On considère que l'augmentation de capacité se fait à taux de charge constant.

## 4. Production Nucléaire

### 4.1. Prolongement des réacteurs historiques

Les groupes nucléaires historiques sont supposés prolongeables jusqu'à soixante ans, hormis les 14 groupes dont la fermeture est prévue d'ici 2035. Les réacteurs de première génération (900 MW) non-fermés d'ici 2035 sont maintenus par défaut jusqu'à leurs cinquante ans puis sont prolongeables une fois dix ans. Les groupes dont la durée de vie initiale est supposée être de quarante ans sont prolongeables deux fois dix ans.

Les capacités historiques résiduelles régionales et les potentiels de prolongements associés sont calculés à partir du calendrier de visites décennales de l'IRSN<sup>20</sup>.

Etant donné ces hypothèses, les capacités maximales atteignables en cas de prolongement maximal de soixante ans sont présentées ci-dessous.

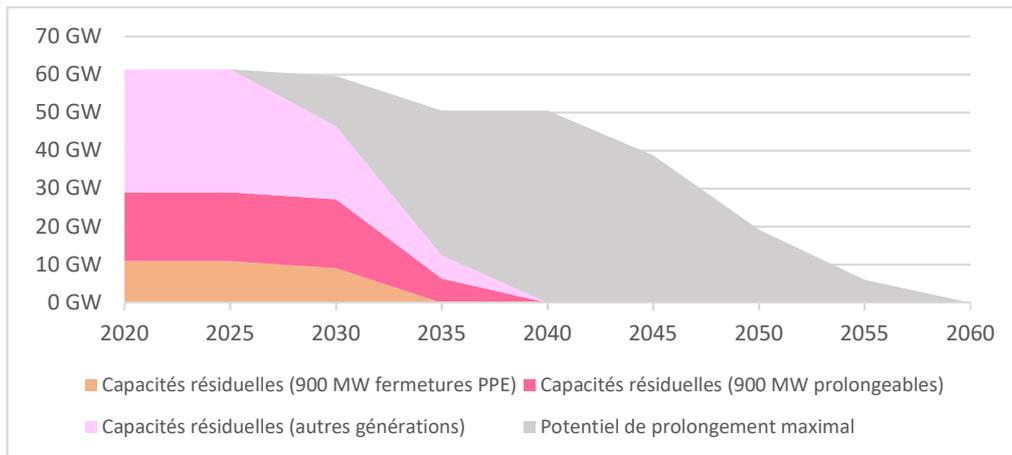


Figure 7 - Potentiel de prolongement nucléaire maximal

Les scénarios Transition(s) 2050 prévoient des scénarios de prolongement contrastés selon les narratifs qui sont décrits ci-dessous.

	2030	2050
Nucléaire historique avant prolongement	46,4	0
Nucléaire historique prolongé - S1	11,1	0
Nucléaire historique prolongé - S2, S3	11,1	10,1
Nucléaire historique prolongé - S4	11,1	13,7

Table 16 - Cibles Transition(s) 2050 d'évolution des capacités nucléaires historiques, en GW

Le coût de prolongation considéré dans l'analyse correspond à un LCoE de 42 €/MWh, calculé à partir de données de la Cour des Comptes<sup>21</sup>.

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, passant de 76,5% à 73,5%.

<sup>20</sup>[https://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations\\_nucleaires/Les-centrales-nucleaires/visites-decennales/Pages/2-Le-calendrier-des-visites-decennales.aspx#.YCJTDRZCfVJ](https://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/Les-centrales-nucleaires/visites-decennales/Pages/2-Le-calendrier-des-visites-decennales.aspx#.YCJTDRZCfVJ)

<sup>21</sup>[https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/20140527\\_rapport\\_cout\\_production\\_electricite\\_nucleaire.pdf](https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/20140527_rapport_cout_production_electricite_nucleaire.pdf)

	Prolongement nucléaire
CAPEX (k€/MW)	541
OPEX annuel (k€/MW/an)	160
Variable (€/MWh)	5,8
Disponibilité moyenne	73,5%
Durée de vie	10 ans

Table 17 - Paramétrage technico-économique du prolongement nucléaire

## 4.2. Nouveau nucléaire

Le modèle permet le développement d'une filière EPR au-delà de Flamanville (1,6 GW en service à partir du point 2025). Il est supposé que les déploiements EPR auront lieu dans les régions hébergeant déjà des réacteurs nucléaires historiques, avec, à l'échelle nationale, au plus 2 nouvelles paires en 2035 puis une nouvelle paire tous les 5 ans.

Seules les trajectoires S3Nuc et S4 envisagent un développement de l'EPR, qui est scénarisé comme présenté dans le tableau suivant.

	2035	2050
Nouveaux EPR - S3Nuc	4,0	10,0
Nouveaux EPR - S4	6,4	16,0

Table 18 - Cibles de déploiement (GW) des EPR dans les trajectoires Transition(s) 2050

Le coût des EPR considéré dans l'analyse est construit à partir des données des groupes de travaux de RTE sur les coûts des technologies. L'hypothèse de CAPEX est construite comme une moyenne des variantes « REF » et « Haute » et intègre :

- La mise en place d'un programme de développement au coût de 3 100 M€, incluant la construction de 3 paires d'EPR (soit 6\*1,6 GW), soit un poste de coûts représentant 323 k€/MW
- Une moyenne des coûts de construction anticipés sur la période 2035 – 2050 (4 633 k€/MW)
- Un coût de démantèlement de 350 M€ par EPR, soit un poste de 219 k€/MW.

De plus, de manière à prendre en compte un temps de construction de 10 ans et donc l'anticipation des coûts d'investissements par rapport à la date de mise en service, le modèle considère que la dépense de CAPEX est faite 5 ans avant la date de mise en service<sup>22</sup>.

	Nouveau nucléaire
CAPEX (k€/MW)	5175
OPEX annuel (k€/MW/an)	115
Combustible (€/MWh)	10
Disponibilité	76,5%
Durée de vie	60 ans

Table 19 - Paramétrage technico-économique du nouveau nucléaire

Ces hypothèses donnent un coût moyen pondéré de l'énergie produite par les EPR de 91 €/MWh si les groupes fonctionnent au maximum de leur disponibilité.

Les coûts de gestion des déchets après démantèlement ne sont pas pris en compte.

<sup>22</sup> En considérant un coût du capital de 7,5% et un taux d'actualisation de 2,5%, cette anticipation revient à considérer un surcoût de CAPEX de 833 k€/MW.

## 5. Conventionnel thermique

### 5.1. CCGT et OCGT

Les capacités de CCGT et d'OCGT existantes sont agrégées à la maille régionale. On fait l'hypothèse qu'elles persistent jusqu'à leur fin de vie technique.

De nouvelles capacités peuvent être installées par le modèle, sans contrainte sur le maximum de capacité, dans les conditions technico-économiques ci-dessous.

Le volume de consommation de gaz est toutefois contraint dans les trajectoires Transition(s) 2050 de manière à être cohérent avec la vision d'ensemble du scénario. Un maximum de production d'électricité au gaz est fixé à 21 TWh dans S1, 24 TWh dans les autres scénarios.

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
CCGT	CAPEX (k€/MW)	820	795	770	760	750	750	750	750	750
	OPEX (k€/MW/an)	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	Rendement	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
	Durée de vie (ans)	30	30	30	30	30	30	30	30	30
OCGT	CAPEX (k€/MW)	800	750	700	675	650	625	600	600	600
	OPEX (k€/MW/an)	15	15	15	15	15	15	15	15	15
	Rendement	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25

Table 20 - Paramétrage technico-économique pour le déploiement de centrales à gaz

### 5.2. Charbon

Conformément à la PPE, les centrales de production au charbon sont fermées d'ici 2023.

### 5.3. Turbines hydrogène

Le modèle intègre la possibilité de déployer des capacités de production d'électricité à base d'hydrogène. Le paramétrage technico-économique retenu est le même que les CCGT Gaz, hormis pour le coût du combustible (prix de l'hydrogène) et les émissions de CO2 (nulles).

Dans les trajectoires Transition(s) 2050, cette option n'est pas intégrée.

## 6. Coûts des combustibles et du CO<sub>2</sub>

Le scénario de coûts des combustibles et du CO<sub>2</sub> est repris des hypothèses des scénarios Transition(s) 2050 et illustré ci-dessous.

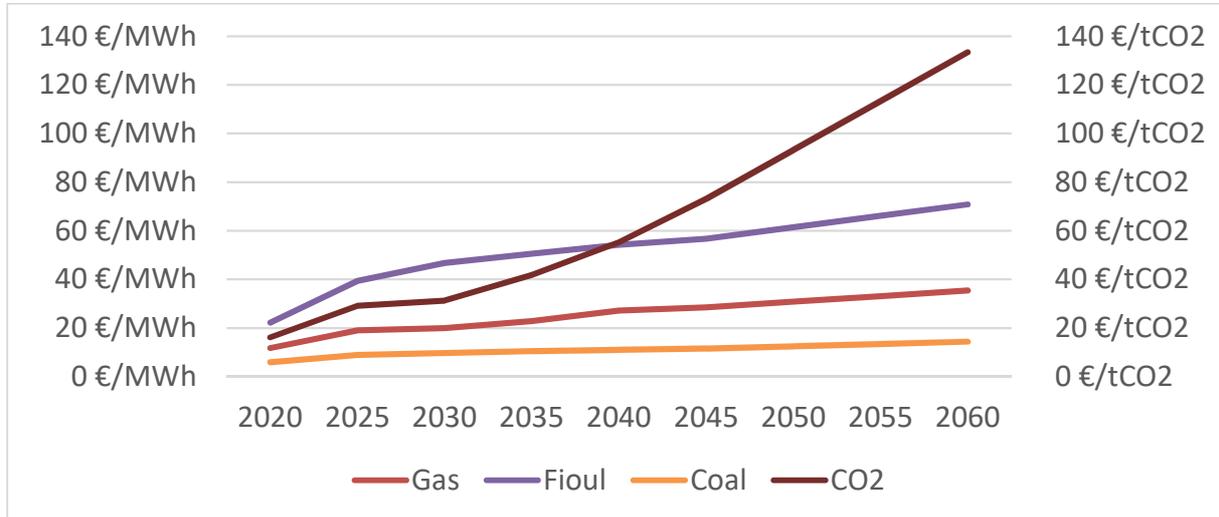


Figure 8 - Coûts des combustibles (€/MWh) et du CO<sub>2</sub> (€/tCO<sub>2</sub>)

## 7. Stockage

### 7.1. Batteries

Des batteries électrochimiques de durée de décharge 2 h (1 MW de batterie stocke 2 MWh) peuvent être installées dans chaque région. Leur paramétrage suit l'étude ADEME Coûts qui fournit des valeurs jusqu'à 2035. La trajectoire de coûts est prolongée au-delà à partir de la base européenne ASSET<sup>23</sup>. La durée de vie est de 20 ans et le rendement de sortie de 85%.

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Batteries 2 h	CAPEX (€/kW)	700	588	477	365	365	365	365	365	365
	OPEX (€/kW/an)	11	11	11	10	10	10	10	10	10

Table 21 - Paramétrage technico-économique des batteries

### 7.2. STEPs

Le modèle permet l'ajout de STEPs dans le système électrique. Dans le cadre des trajectoires Transition(s) 2050, le potentiel d'augmentation est estimé à 2 GW de STEPs additionnelles, à situer en Auvergne-Rhône-Alpes, et la durée de décharge des nouvelles STEPs est calée sur la moyenne des STEP existantes dans la région : 17 h, soit 17 MWh de stockage par MW installé.

Les données de CAPEX et OPEX sont issues de l'étude Trajectoires 2018<sup>24</sup>.

Table 22 – Paramétrage technico-économique des STEPs

	Valeur
CAPEX (€/kW)	1325
OPEX (€/kW/an)	18
Rendement	80%
Durée de vie	75 ans
Disponibilité moyenne	90%

<sup>23</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018\\_06\\_27\\_technology\\_pathways\\_-\\_finalreportmain2.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf)

<sup>24</sup> Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060, ADEME, 2018

## 8. Europe et échanges transfrontaliers

### 8.1. Scénario de référence

La modélisation des pays européens repose sur le scénario Distributed Energy du TYNDP 2020. Ce scénario fournit des données à la maille pays et met en avant de forts développements EnR, des niveaux d'électrification et d'efficacité énergétique avancés ainsi qu'un fort couplage entre les systèmes électrique, gazier et hydrogène.

Les données du TYNDP2020 ne couvrant que l'horizon 2050, une prolongation de tendance du scénario à 2060 est réalisée.

### 8.2. Représentation des échanges transfrontaliers

Les capacités d'interconnexion de la France sont scénarisées et les valeurs sont basées sur le scénario « Interco 45 » de RTE visant à atteindre 45 GW de capacité d'import en 2050 (50 GW en export). La répartition des interconnexions entre les différents pays frontaliers est illustrée dans la figure ci-dessous.

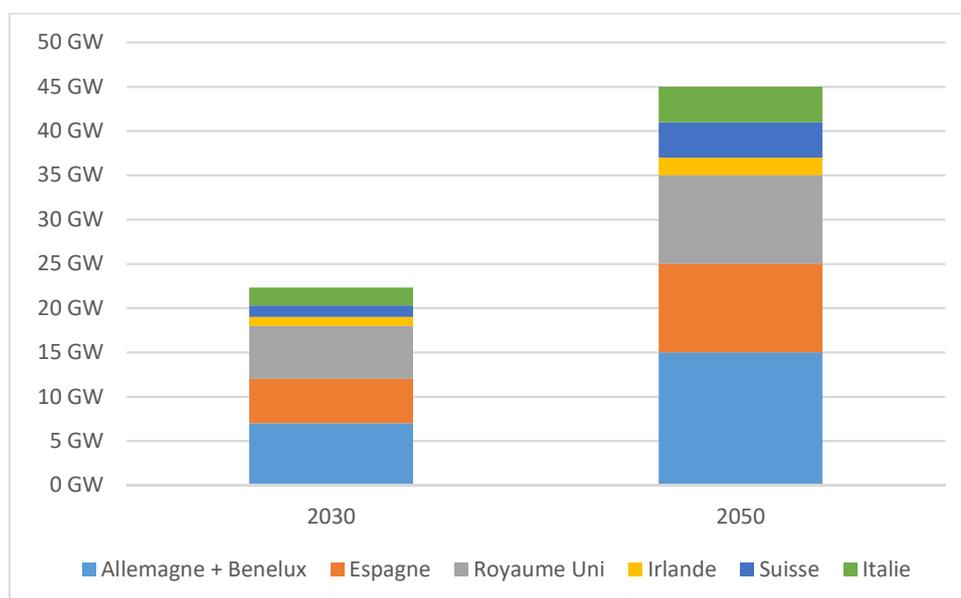


Figure 9 - Hypothèses de capacité d'import de la France

Les coûts des interconnexions dépendent du pays avec lequel la liaison est créée. Ces coûts sont issus de l'étude « System needs<sup>25</sup> » de l'ENSTO-E et sont également répartis entre les deux pays interconnectés.

### 8.3. Méthodologie de calibration du système

De manière à pouvoir optimiser le mix Français seul sans biais, le système européen est calibré préalablement à la construction des trajectoires du système électrique français : les capacités installées de certaines technologies (CCGT gaz, OCGT gaz, turbines hydrogènes, batteries, électrolyseurs) dans les pays voisins sont optimisées et figées pour le reste de l'analyse. Le système est calibré pour assurer moins de 3h annuelles de perte de charge par pays, en moyenne sur les années climatiques modélisées.

Cette approche permet de garantir que, dans la phase d'optimisation du mix français, les capacités de batteries, de pointe, d'électrolyse et d'échanges installées en France ne sont pas bâties pour des considérations externes à la France. Réciproquement cela permet de ne pas surestimer les capacités des voisins et minimiser la capacité à installer en France.

Dans cette première passe d'optimisation, la France est modélisée en un unique nœud à l'échelle pays, d'après les hypothèses du scénario européen Distributed Energy de l'ENTSO-E, et les capacités flexibles

<sup>25</sup> <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/loSN2020MainReport.pdf>

des pays voisins sont dimensionnées pour satisfaire l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne à moindre coût pour la période 2020-2060.

Les paramètres technico-économiques (rendements, CAPEX, OPEX, prix des combustibles) dans cette phase sont les mêmes que ceux utilisés dans la phase de construction des trajectoires en France. Les capacités ainsi obtenues sont ensuite figées en Europe hors France pour le calcul des trajectoires de mix français.

## 9. Prise en compte de la variabilité climatique

---

L'IPSL a produit pour l'ADEME des données horaires de températures et productibles EnR (solaire et éolien) différenciés par technologie, pour la période 2011-2019, à partir des ré-analyses ERA5. Ces données sont établies à l'échelle nationale en Europe, et à l'échelle régionale pour la France, afin de permettre une représentation fine de la variabilité géographique de la production et de la demande via la part thermosensible.

L'IPSL a également produit des données similaires pour une trajectoire de réchauffement climatique, de manière à pouvoir analyser l'impact du réchauffement climatique sur le système électrique. Ces données reposent sur le scénario SSP3-7.0 utilisé par le GIEC dans ses derniers travaux. Ces données n'ont pas été intégrées aux premières analyses des trajectoires Transition(s) 2050 et seront utilisées ultérieurement dans des analyses spécifiques sur l'impact du climat.

## 10. Prise en compte du réseau national

Comme mentionné en introduction, les réseaux de transport répartition et distribution sont intégrés à l'analyse. Le coût du réseau de transport interrégional est pris en compte de manière endogène par une optimisation des capacités d'interconnexion interrégionales conjointe aux investissements de production et à l'opération du système électrique, tandis que les coûts des réseaux de plus basses tensions (répartition, distribution) sont évalués a posteriori.

### 10.1. Réseaux de transport

L'approche proposée pour prendre en compte les coûts du réseau de transport interrégional (400 kV et 225 kV) est de le représenter explicitement dans l'optimisation économique réalisée avec Artelys Crystal Super Grid, par des interconnexions entre régions, les régions devant chacune satisfaire un équilibre offre-demande local intégrant les échanges.

Le réseau ainsi modélisé est une représentation simplifiée du réseau réel qui n'a pas dans la pratique la forme d'un réseau purement interrégional mais intègre des capacités à l'intérieur des régions. L'idée sous-jacente de cette modélisation est ainsi, comme dans l'étude ADEME 2015, d'utiliser les capacités d'échanges interrégionales telles que représentées dans le modèle comme un représentant des coûts du réseau interrégional.

Figure 2.4 Carte du réseau de transport 400 kV (en rouge) et 225 kV (en vert) au 31 décembre 2018

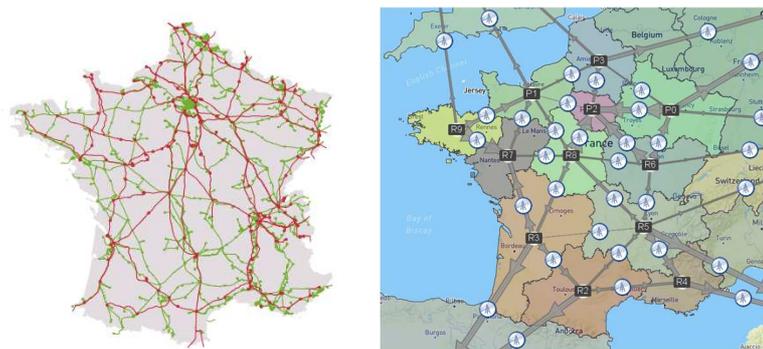


Figure 10 - Réseau régional réel à gauche et représentation schématisée d'échanges dans le réseau modélisé (à droite).

Pour évaluer les coûts unitaires du réseau interrégional (en €/MW/an) nécessaires à l'optimisation économique des investissements de réseau de transport, une première optimisation des capacités du réseau interrégional tel que représenté dans le modèle est faite pour le système actuel (2015-2019) sur la base des données d'ECO2mix.

Le coût complet de ces réseaux, estimé à 1,5 Mds €/an à partir des revenus autorisés pour RTE disponibles dans les consultations TURPE de la CRE, est alors réparti sur la capacité interrégionale obtenue (50 GW), donnant un coût de 30 k€/MW/an.

L'optimisation de trajectoire reprend ensuite cette hypothèse de coût unitaire des interconnexions interrégionales dans l'optimisation qui détermine simultanément les mix de production dans l'ensemble des régions, les capacités d'interconnexion, les flux entre régions, les plans de production et d'utilisation des flexibilités.

### 10.2. Réseaux de distribution et répartition

Les coûts des réseaux de distribution et de répartition sont évalués en post-traitement des résultats de simulation du modèle régional et sont décomposés en deux parties :

- Un coût de développement des réseaux proportionnel à l'augmentation de la pointe régionale de consommation à l'échelle des réseaux de répartition et distribution (et nette de production renouvelable décentralisée) est calculé pour chacune des régions. Ce coût correspond au coût complet annuel du réseau de distribution incluant les dépenses d'investissement, de renouvellement et d'exploitation, qui augmente lorsque la pointe de

demande nette augmente. Le coût unitaire de réseau est spécifique<sup>26</sup> à chaque région, prenant en compte la structure de la région et son caractère rural, semi-urbain ou urbain. La moyenne nationale est de 85 k€/an/MW de pointe nette supplémentaire.

- Un coût de renforcement proportionnel aux capacités renouvelables raccordées au réseau est évalué. Ce coût correspond aux coûts de renforcement des infrastructures existantes et des raccordements de nouveaux ouvrages liés à l'installation de projets de production renouvelable de grande taille (type champs PV ou éoliennes) qui nécessitent fréquemment l'installation de câbles dédiés. Ce coût est de même spécifique à chaque région, avec une moyenne nationale de 5 k€/an/MW raccordé.

Ces coûts sont évalués en 2050 pour chacun des scénarios Transition(s) 2050 et linéarisés entre 2020 et 2050. Au-delà de 2050, la demande étant considérée constante dans les scénarios, la composante liée à la demande est maintenue stable, la composante liée au développement des EnR continuant d'évoluer.

---

<sup>26</sup> Les coûts unitaires employés dans l'analyse s'appuient sur des travaux réalisés dans le cadre du PIA NEXT dans lesquels ont été évalués de manière détaillée les coûts de réseaux de distribution et répartition en France pour un scénario similaire à S3 en 2050.

## L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, économie circulaire, alimentation, mobilité, qualité de l'air, adaptation au changement climatique, sols... - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

## LES COLLECTIONS DE L'ADEME



### 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.



### 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.



### 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.



EXPERTISES

# MODELISATION ET OPTIMISATION DES MIX ELECTRIQUE FRANÇAIS ET EUROPEEN SUR LA PERIODE 2020-2060

