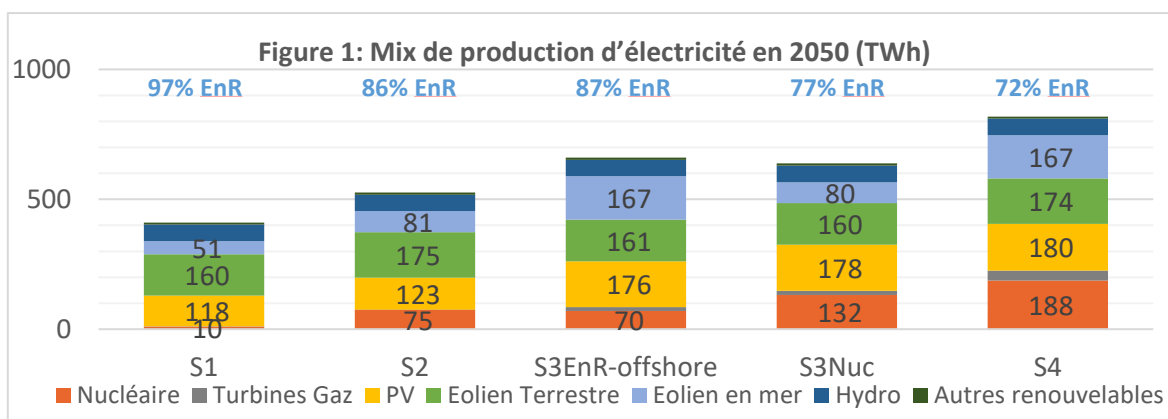


Dans le cadre des travaux prospectifs Transition(s)2050<sup>1</sup> présentant 4 scénarios de neutralité carbone pour la France en 2050, l'ADEME a réalisé une étude spécifique de différentes trajectoires d'évolution du système électrique français sur la période 2020-2060<sup>2</sup>. L'outil de modélisation/optimisation utilisé permet de valider le dimensionnement des mix électriques au pas de temps horaire (production, stockage, interconnexion) et d'en évaluer les coûts complets. Ces travaux confortent et enrichissent les analyses présentées par RTE en octobre 2021 et février 2022, bien que certaines hypothèses soient différentes.

Ces scénarios, majoritairement scénarisés pour respecter les récits de société proposés dans Transition(s)2050, permettent d'englober une vision extensive de l'évolution de la consommation d'électricité (de 400 TWh à plus de 800 TWh en 2050, contre 470 TWh en 2020) et de l'avenir du parc nucléaire (d'une sortie anticipée dans S1 jusqu'à la construction de 5 nouvelles paires d'EPR dans S4), sans bien entendu couvrir tous les scénarios possibles. Ces scénarios sont décrits dans le tableau et la figure 1.

		S1	S2	S3EnR-offshore	S3Nuc	S4
<b>Consommation domestique</b>		En forte décroissance	En légère augmentation	En croissance	En croissance	En forte croissance
<b>Flexibilité de la demande</b>		Moyenne	Moyenne	Haute	Haute	Faible
<b>Productions renouvelables</b>	Solaire	Développement modéré, décentralisé	Développement modéré, centralisé	Développement élevé, centralisé	Développement élevé, centralisé	Développement élevé, centralisé
	Éolien terrestre	Développement élevé	Développement élevé	Développement élevé	Développement élevé	Développement élevé
	Éolien en mer	Développement faible	Développement modéré	Développement élevé	Développement modéré	Développement élevé
	Autres EnR	Faible évolution	Faible évolution	Faible évolution	Faible évolution	Faible évolution
<b>Nucléaire</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Décrue rapide de l'existant, sans nouveau nucléaire (hors Flamanville)</li> <li>• Amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules</li> </ul>	Prolongements modérés, sans nouveau nucléaire (hors Flamanville)	Prolongements modérés, sans nouveau nucléaire (hors Flamanville)	Prolongements modérés, avec nouveau nucléaire	Prolongements forts, avec nouveau nucléaire



<sup>1</sup> <https://transitions2050.ademe.fr/>

<sup>2</sup> <https://bibliothèque.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/5352-prospective-transitions-2050-feuilleton-mix-electrique.html>

## Principaux résultats économiques

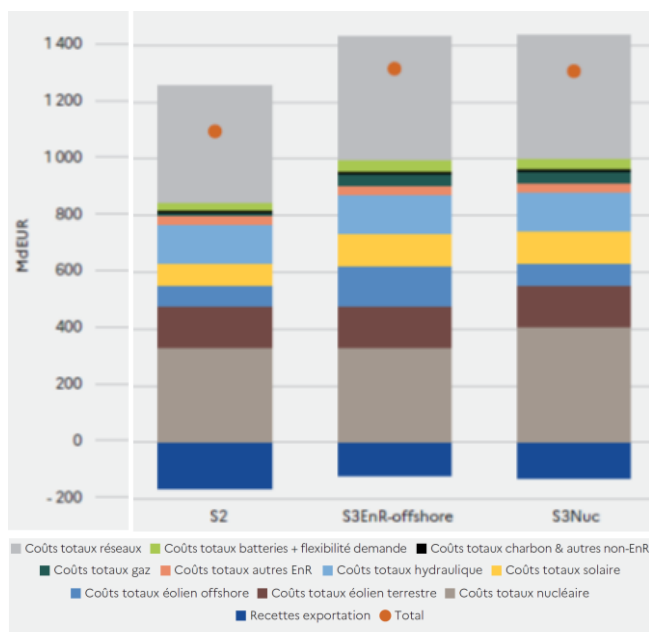
Certains résultats économiques ces travaux peuvent éclairer le débat sur le lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs EPR, mais pas précisément sur le projet de construction d'une paire d'EPR2 à Penly : ce sont ceux des scénarios S2 (sans nouveaux EPR) et S3, pour lequel 2 variantes ont été comparées : un mix électrique (S3Nuc) comprenant la construction de 3 nouvelles paires de centrales nucléaires EPR2 (~10 GW), et un autre (S3EnR-offshore) s'appuyant sur le déploiement massif de l'éolien en mer posé et flottant (48 GW) :

- **En supposant la mise en place d'une politique très ambitieuse sur la sobriété (scénario 2), l'atteinte de la neutralité carbone pourrait être possible avec une consommation d'électricité en augmentation modérée (540 TWh en 2050, soit +12% par rapport à 2020). Dans ce contexte, le mix de production pourrait être assuré très majoritairement par les EnR (86% d'EnR en 2050) sans lancement d'un nouveau programme EPR2. Par rapport aux autres scénarios modélisés, ce système électrique permet d'obtenir le coût complet du MWh électrique consommé en 2050 (incluant production, flexibilité et réseau) le plus faible, en baisse de 12 % par rapport à 2020 (figure 3). Ceci est notamment lié à l'hypothèse d'une flexibilité importante apportée par les électrolyseurs, et à l'hypothèse que la consommation d'électricité pourrait être très majoritairement couverte par les technologies les plus compétitives – éolien terrestre et photovoltaïque représentent 57 % de la production d'électricité en 2050 – alors que le niveau de consommation de S3 (650 TWh) implique de faire appel à une technologie plus coûteuse – l'éolien flottant ou le nucléaire EPR2.**
- **Pour un niveau de consommation d'électricité plus élevé (650TWh, soit + 35% par rapport à 2020), les deux options industrielles contrastées (éolien flottant ou EPR2) aboutissent à des coûts complets du système électrique très proches (environ 1 300 MdEUR sur la trajectoire 2020-2060 – figure 2). En effet, dans la modélisation réalisée, l'éolien en mer flottant induit des surcoûts de réseau, et le recours à des importations plus coûteuses dégradant la balance commerciale, mais ce surcoût est en grande partie contrebalancé par le fait qu'avec les hypothèses de coût du capital prises<sup>3</sup>, le coût de revient du MWh des éoliennes en mer est plus faible que celui du nouveau nucléaire. Le scénario S3Nuc serait moins coûteux avec des coûts du capital équivalents.**

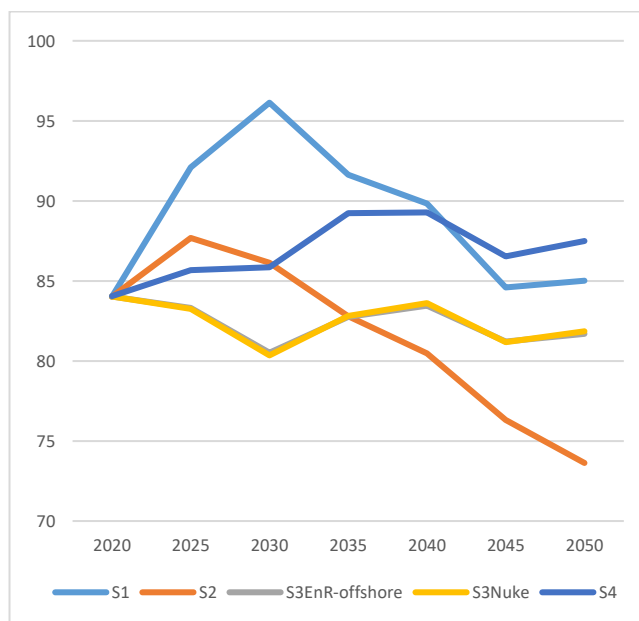
2

Le contexte de financement des actifs de production (coût d'accès aux capitaux) et le niveau de demande d'électricité sont deux paramètres majeurs très influents sur ces résultats économiques.

**Figure 2 : Coûts complets actualisés sur la période 2020-2060 du système électrique pour S2 et S3**



**Figure 3 : Evolution des coûts complets en EUR/MWh consommé**



<sup>3</sup> Les coûts d'investissement sont calculés avec un coût moyen pondéré du capital plus élevé pour les technologies perçues comme plus risquées par les investisseurs. Le coût du capital est de 5,25 % pour les investissements considérés comme faiblement risqués (EnR et interconnexions et réseau de transport interrégional) et de 7,5 % pour les autres investissements (nucléaire, CCGT et OCGT, batteries, STEP, power-to-H2).  
Débat public EPR Penly- contribution ADEME – janvier 2023

## **ANNEXES // Hypothèses économiques des modélisations**

Bien que basé sur un modèle et des scénarios différents de ceux de RTE, cette étude donne des résultats globalement cohérents avec ceux de RTE (étude futurs énergétiques, 2021). En particulier, le résultat concernant la comparaison du coût du mix électrique entre l'option nucléaire EPR2 et l'option EnR pour couvrir une demande d'environ 650 TWh est cohérent avec ceux de RTE traitant de la comparaison entre les scénarios M23 et N1, les coûts pris en compte par l'ADEME correspondant à la variante RTE de coûts de financement plus importants pour le nucléaire de nouvelle génération que pour les autres technologies. L'ADEME a en effet considéré par défaut un coût d'accès au capital plus élevé pour les EPR, même si l'investissement est porté par l'Etat, notamment en raison de la durée d'amortissement beaucoup plus longue (60 ans) empêchant l'exercice d'une valeur d'option par rapport à des actifs renouvelables dont la durée de vie est plus courte (25 ans).

### **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 avec des niveaux fixés de manière normative pour les besoins de la modélisation :

- 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, STEP, Power-to-H2)

3

### **Paramétrage économique des électrolyseurs :**

Il est obtenu en repartant des valeurs 2030 fournies par l'étude ADEME Coûts et en étalonnant la dynamique de coûts anticipée par la base européenne ASSET, 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	1039	550	495	440	385	330	330	330
	OPEX (€/kW/an)	28	22	17	15	14	12	11	11	11

### **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 permettant de contrôler les différents 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.

	Coût annuel
Boîtier résidentiel	75 €/ménage/an
Visite technicien	15 €/ménage/an

Borne flexible VE	30 €/ménage/an
Rémunération tertiaire	80 k€/MW/an

### Coûts de la production renouvelable :

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
Eolien terrestre (surtoilé)	CAPEX (€/kW)	1 510	1 458	1 405	1 366	1 328	1 289	1 250	1 250	1 250
	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	3 150	2 700	2 600	2 500	2 400	2 300	2 300	2 300
	OPEX (€/kW/an)	80	69	58	53	47	42	36	36	36
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Eolien en mer flottant (raccordement inclus)	CAPEX (€/kW)	4 100	3 650	3 200	3 125	3 050	2 975	2 900	2 900	2 900
	OPEX (€/kW/an)	110	95	80	70	60	55	50	50	50
	Durée de vie (ans)	25	25	25	25	25	25	25	25	25

4

### Coûts de la production nucléaire :

#### Prolongement des réacteurs historiques :

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.

	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

#### Nouveau nucléaire :

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 », légèrement plus conservateur que le scénario de référence de RTE,, 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.

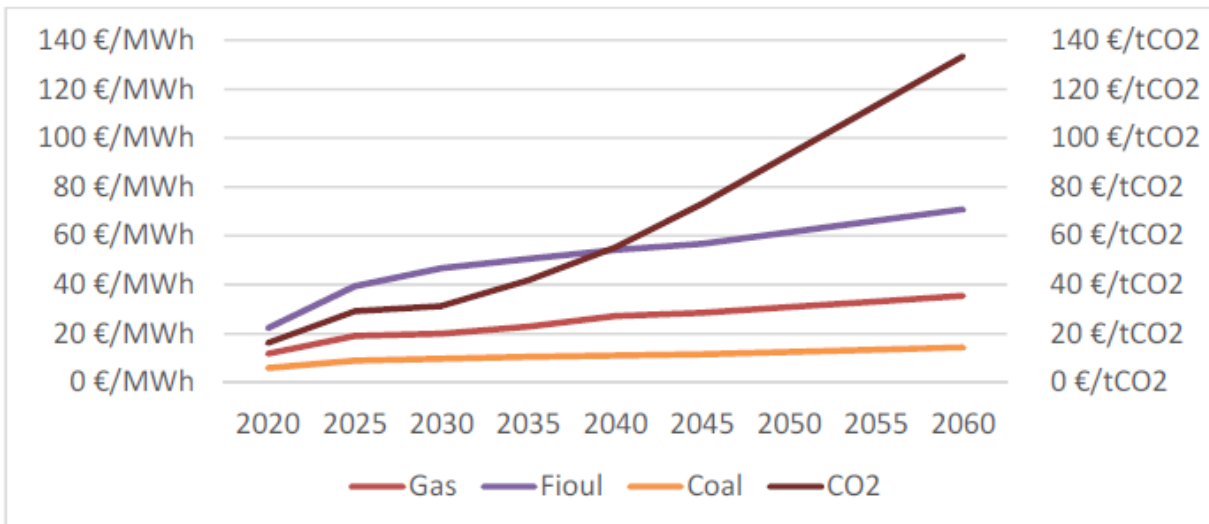
De plus, de manière à prendre en compte un temps de construction de 10 ans et donc l'anticipation des coûts d'investissements par rapport à la date de mise en service, le modèle considère que la dépense de CAPEX est faite 5 ans avant la date de mise en service (en considérant un coût du capital de 7,5% et un taux d'actualisation de 2,5%, cette anticipation revient à considérer un surcoût de CAPEX de 833 k€/MW).

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

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. Ce coût dépend beaucoup du coût moyen pondéré du capital retenu.

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

#### Coûts des combustibles et du CO2 :



**Coûts du stockage :**

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 ASSET23. 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

STEPs :

Dans le cadre des trajectoires Transition(s) 2050, le potentiel d'augmentation est estimé à 2 GW de STEP's additionnelles.

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