



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



Trajectoires d'évolution du mix électrique français 2020-2060

Etude ADEME parue en décembre 2018

Séminaire sur les besoins de flexibilité du système électrique français et la contribution de l'hydraulique.

Sommaire

- 1. Contexte et contenu de l'étude**
- 2. Principales hypothèses et paramétrages**
- 3. Résultats des optimisations de trajectoire**
- 4. Points d'attention spécifiques**

1. Contexte et contenu de l'étude

Une contribution aux travaux de prospective de l'Agence

- Un document-cadre de l'ADEME : les « scénarios Energie Climat »
 - Proposition d'une trajectoire ambitieuse mais réaliste, multi-énergie, plurisectorielle, visant le « Facteur 4 » sur le CO2 en 2050



- Des études sectorielles complémentaires de type « 100% EnR »

→ Mix électrique 100% EnR



→ Mix gazier 100% EnR



Livrables disponibles en ligne

- **Quatre documents**

<https://www.ademe.fr/trajec-toires-devolution-mix-electrique-a-horizon-2020-2060>

→ Synthèse et grands messages

→ Cahier d'hypothèses

→ Analyses complémentaires sur l'équilibre offre-demande, échanges avec l'Europe, prix de marché

→ Foire Aux Questions

- **Deux chroniques horaires des années 2035 et 2050 (météo 2012-2013)**

Objectif de l'étude

- **Objectif : identifier les trajectoires d'évolution du mix français qui coûteront le moins cher pour la collectivité**

L'outil évalue la composition du mix optimal français sur 2020-2060 pour minimiser la somme actualisée des coûts de production du système électrique français, tout en respectant l'équilibre offre-demande au pas horaire.

- **Deux principes généraux**

→ Scénarisation ciblée et limitée de certains périmètres ou filières

Avant 2030, trajectoires EnR fixées de façon exogène (conforme à la précédente PPE)

Déploiement des EnR limité de 2 GW par an pour éolien terrestre et marin, 3 GW par an pour PV (hors petites toitures).

Scénarisation imposée du PV en petites toitures (19 GW en 2050)

→ Calcul de la trajectoire économiquement optimale

Vérification de l'équilibre offre-demande sur 2020-2060 à chaque heure et sur 7 années climatiques testées (2006-2013)

Après 2030, tout moyen installé est nécessairement rentable sur sa durée de vie

2. Principales hypothèses et paramétrages

Hypothèses des demandes intérieure et extérieure

- Des niveaux de consommation intérieure compatibles avec la SNBC

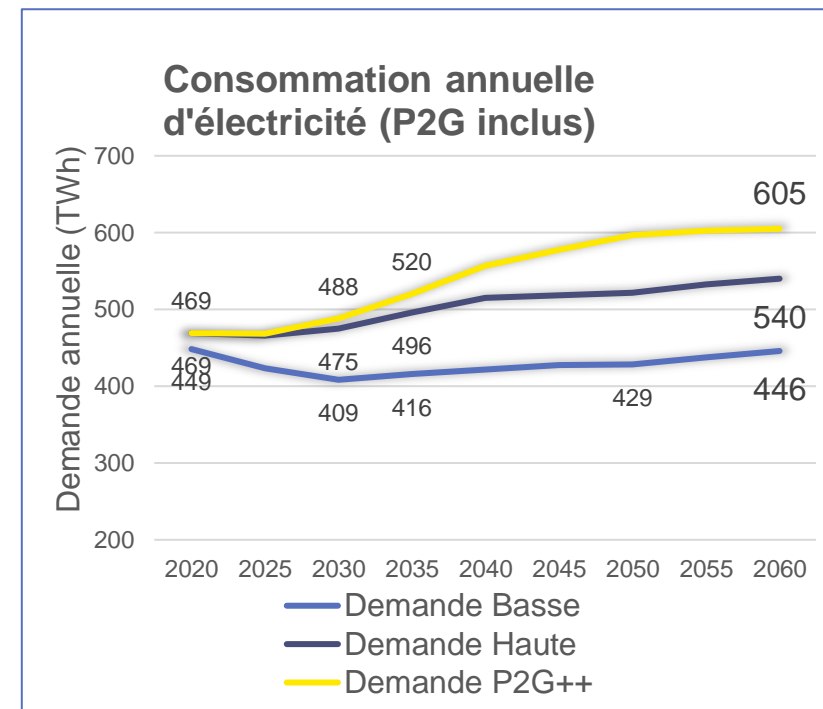
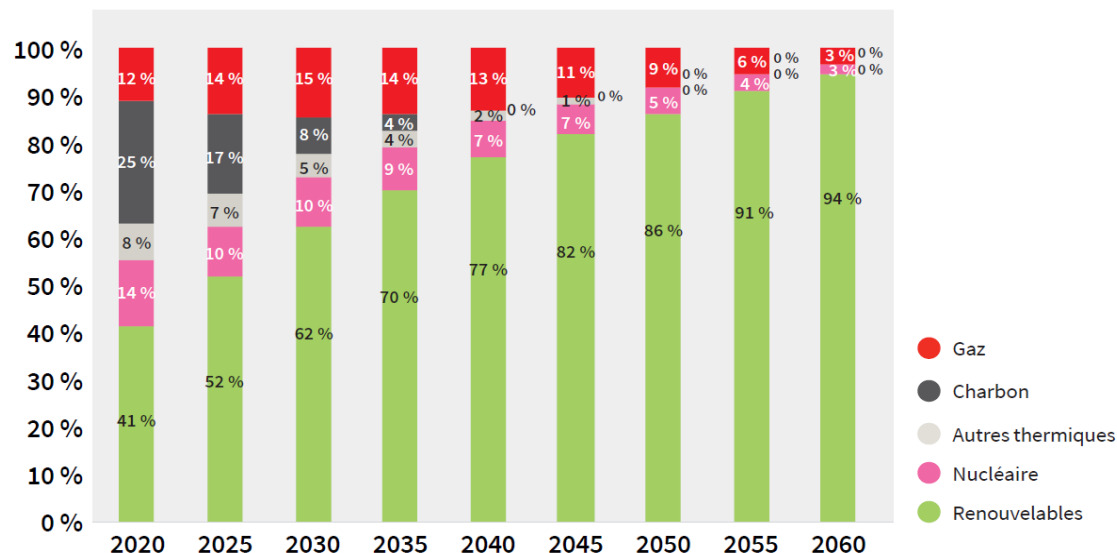
Une variante basse issue des Visions ADEME

Une variante haute basée sur Bilan Prévisionnel 2017 de RTE

Avec le Power to X, atteinte de 600TWh en 2050

- Offre et demande européenne fixées de façon exogène

FIGURE 4 : MIX DE PRODUCTION EN EUROPE (HORS FRANCE) - SCÉNARIO ECF



Paramétrage des optimisations

- Un scénario de référence

PRINCIPALES HYPOTHÈSES								
Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité EnR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas
85 €/MWh	70 % ⁽¹⁾	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard

- 8 autres scénarios dont :

Efficacité énergétique élevée (demande basse)

Transition plus lente en Europe

EPR en série : 15 EPR à 70€/MWh

Faible acceptabilité des ENR : EnR terrestre 25% plus chères + minimum de 18 GW d'éolien en mer

Prolongement nucléaire aisé : parc historique 100% prolongeable

Gaz de synthèse : compatible avec scénario « 75% de gaz EnR »

Fermeture des centrales nucléaires à 50 ans

Une flexibilité priorisée sur la consommation

- Les hypothèses de flexibilité des usages sont importantes

Usage	Part pilotable en 2050	Consommation flexible journalière	Contraintes sur la flexibilité
Eau-chaude sanitaire	100%	48 GWh	A déplacer dans la journée
VE(charge maison)	80%	90 GWh	- Véhicules entièrement chargés ; - Pas de vehicle-to-grid ;
VE(charge travail)	80%	65 GWh	- 3 kW pour les charges domicile, 7 kW au travail.
Chauffage	75%	14 GWh (seules 2 heures par jour sont flexibles, limitées à 7GW de report)	Report de l'énergie effacée sur les heures suivantes
Produits blancs	38%	Entre 8 GWh et 14 GWh	A déplacer dans la journée
Industriels	50%	Capacité d'effacement 7 GW	Coût : 300 €/MWh (10h en 2050)

3. Résultats des optimisations de trajectoire

Résultats du scénario dit « de référence »

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité EnR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen ⁽³⁾	Capacités STEP à l'étranger ⁽⁴⁾
85 €/MWh	70 % ⁽¹⁾	Libre	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

PRINCIPAUX INDICATEURS DE RÉSULTATS

96 €/MWh
coût complet en moyenne sur la trajectoire

87 % EnR
en 2050

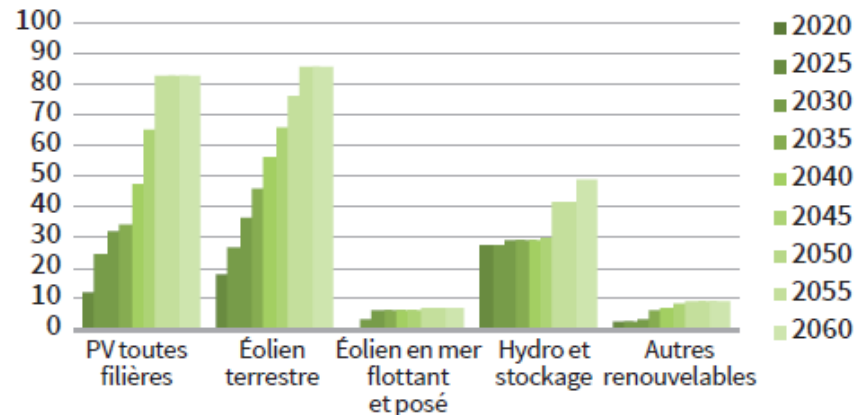
78 TWh
d'exports nets en 2035

Coût de la trajectoire:
1 277 Mds€

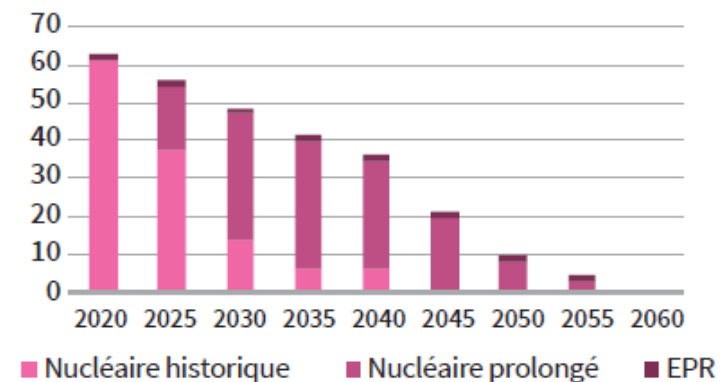
-3,3 MtCO₂
en 2050:
bilan net des émissions

CAPACITÉS INSTALLÉES

Capacités installées EnR et stockage (GW)



Capacités installées Nucléaire (GW)



Résultats du scénario dit « EPR en série, »

PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Coût EPR	Part nuke prolongeable à 42 €/MWh	Taux Nucléaire et/ ou EPR	Déploiement des ENR ⁽²⁾	Acceptabilité EnR	Augmentation capacité fossile	Interconnexions, niveau max	Demande en France (hors P2G)	Power-to-gas	Scénario Européen ⁽⁴⁾	Capacités STEP à l'étranger ⁽⁵⁾
85 €/MWh les 3 premiers EPR puis 70 €/MWh les suivants	70 % ⁽¹⁾	15 EPR en 2055	Avec contrainte	Référence	Interdite	Rythme médian	Demande élevée	Standard	Scénario ECF	TYNDP GCA (haut)

PRINCIPAUX INDICATEURS DE RÉSULTATS

100 €/MWh
coût complet en moyenne sur la trajectoire

73 % EnR
en 2050

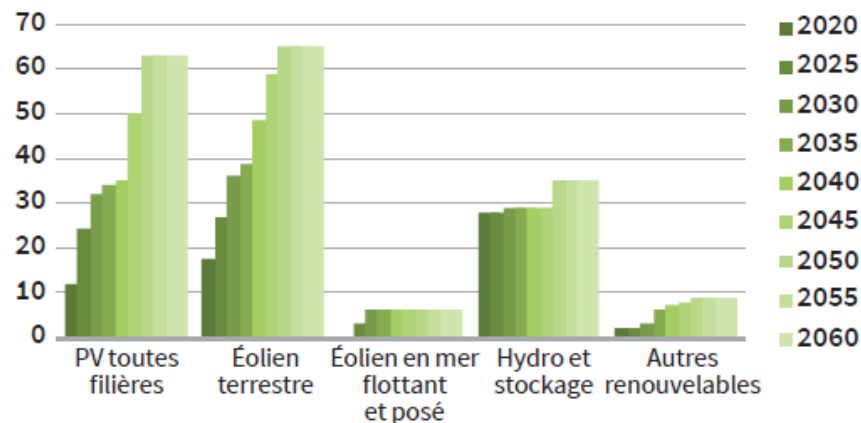
78 TWh
d'exports nets en 2035

Coût de la trajectoire :
1 315 Mds€

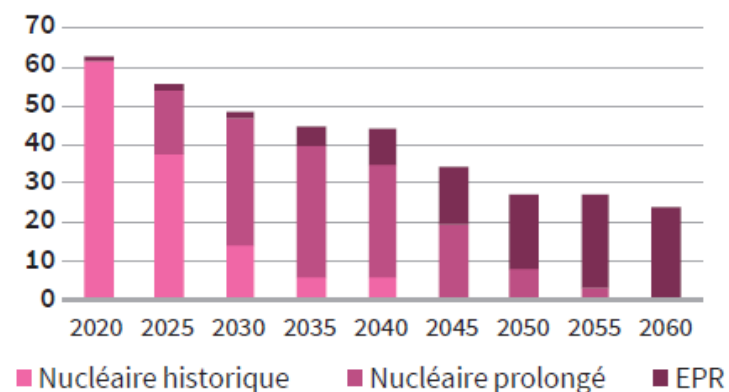
-9 MtCO₂
en 2050 :
bilan net des émissions

CAPACITÉS INSTALLÉES

Capacités installées EnR et stockage (GW)

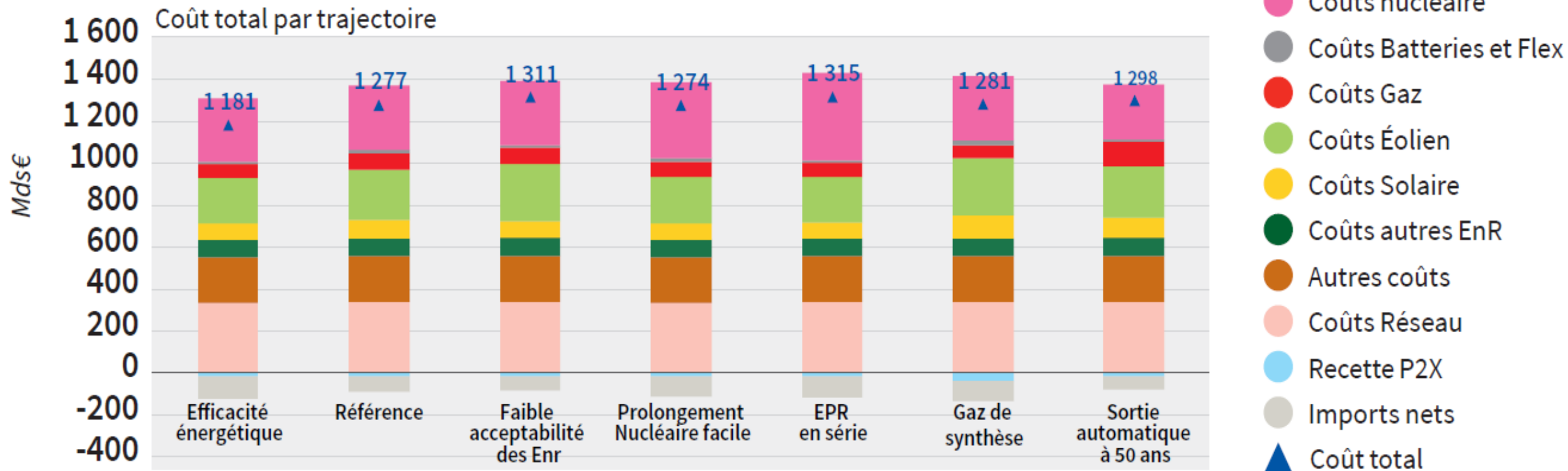


Capacités installées Nucléaire (GW)



Coûts des trajectoires

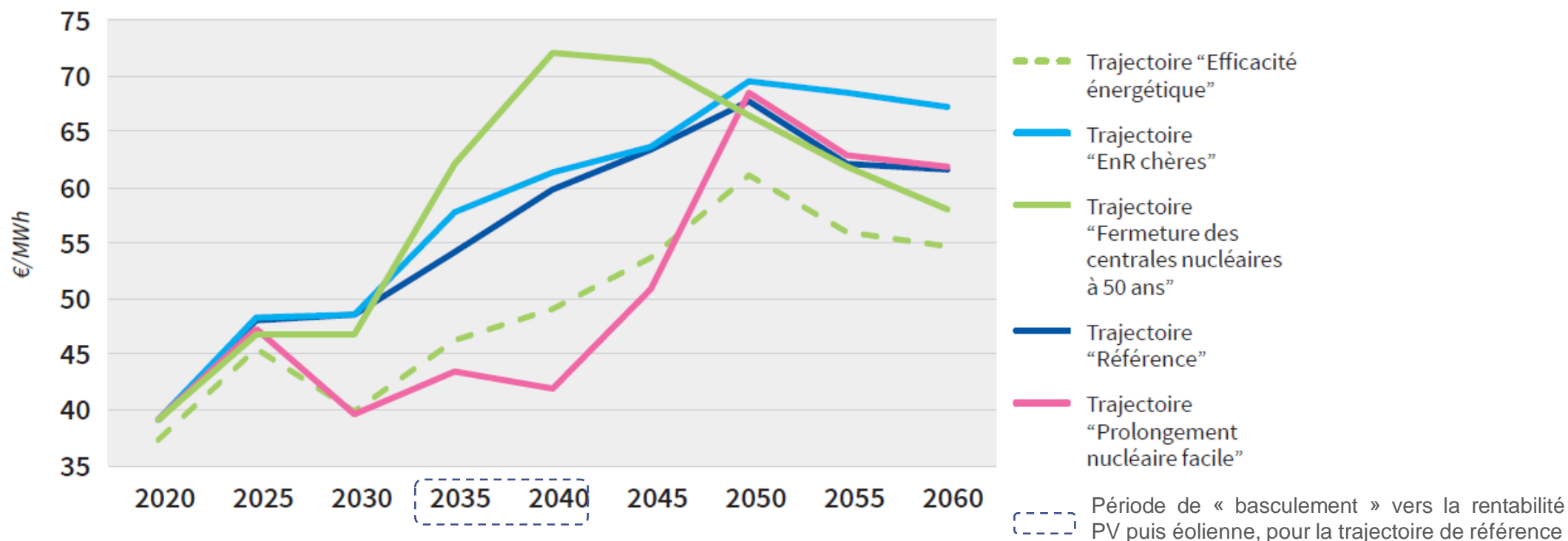
COMPARAISON DES COÛTS COMPLETS DES TRAJECTOIRES ⁽²⁸⁾



Analyse des prix de marché (1)

Des divergences entre trajectoires mais une conclusion quasi-similaire en 2050

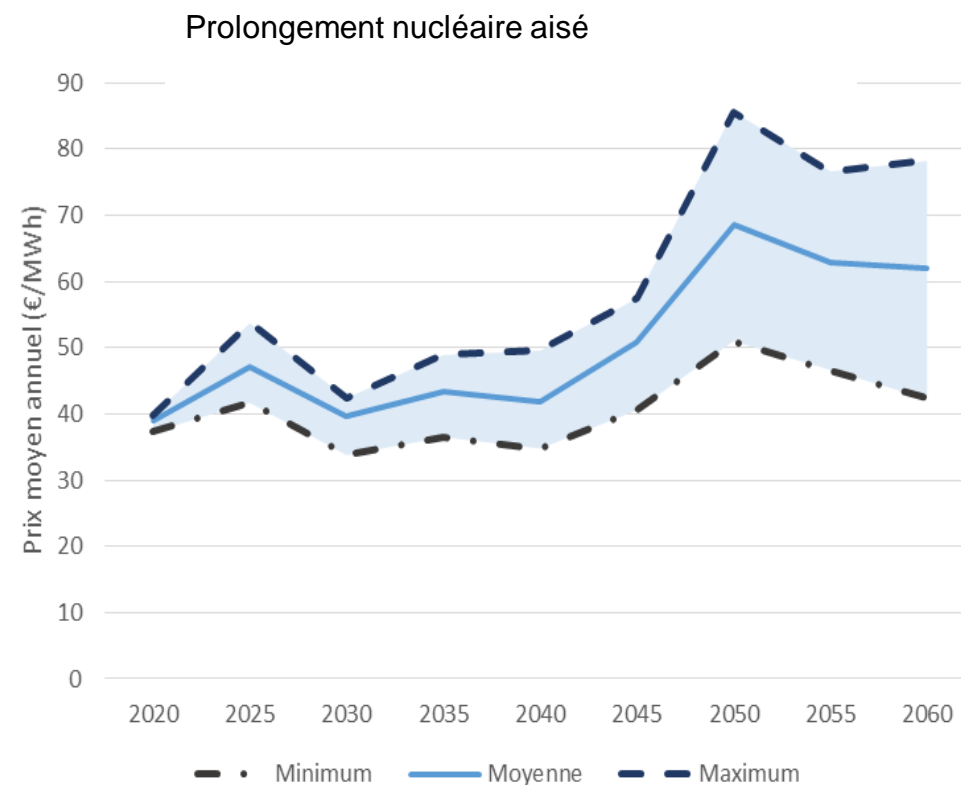
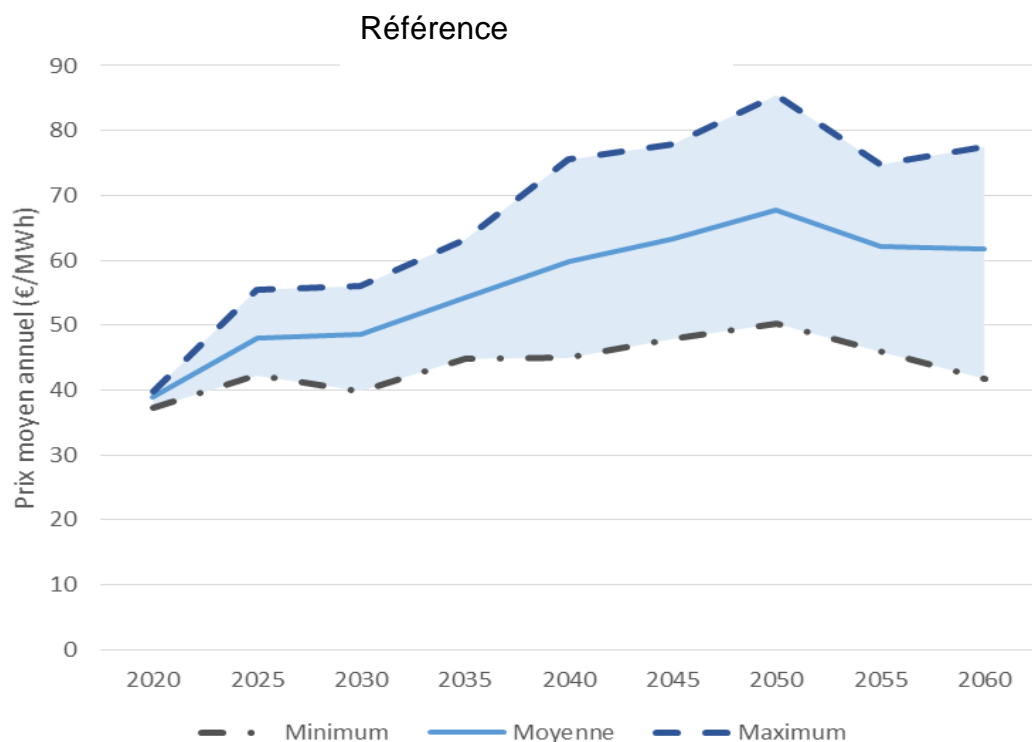
Hors trajectoires « nucléaire aisé » et « efficacité énergétique », rétablissement des prix de marché de gros, permettant un développement des EnR sans système de soutien



Analyse des prix de marché (2)

■ Variabilité des prix en fonction de la météo

Prix moyens annuels des différentes années climatiques (minimum, moyenne et maximum sur les 7 ans)



4. Points spécifiques

Focus sur le stockage par batterie

Selon l'étude, le stockage par batteries, du point de vue de l'optimum économique (sans comptabiliser les CAPEX des solutions de pilotage de la demande)...

- ne commencerait à se déployer massivement qu'à partir de 2045
- aurait un potentiel d'environ 20 GW à l'horizon 2060 à l'échelle européenne

La demande et les mix national et européen influenceront fortement sur ce potentiel

- Les trajectoires « EPR en série » et « déclassement automatique des réacteurs après 50 ans » ramèneraient le potentiel à moins de 10 GW
- Le développement des interconnexions et la nature des mix européens sont susceptibles de modifier significativement les opportunités économiques du stockage par batteries

Focus sur la stabilité

L'ensemble des trajectoires étudiées respectent l'équilibre offre-demande

Sur 2020-2060, au pas horaire, pour 7 années climatiques différentes ; défaillances inférieures à 3h/an

Mais la puissance synchrone (thermique et hydraulique) est insuffisante, ce qui réduit la stabilité de la fréquence

Pour la zone modélisée : 80GW démarrée en permanence sur 2050 (versus 110GW recommandée à ce jour par l'ENTSO-E)

Analyse effectuée : estimer des solutions et un dimensionnement associé à la fourniture d'inertie supplémentaire

→ Approche 1: contraindre à chaque instant un minimum de puissance synchrone

A minima 25% de puissance synchrone (similaire aux objectifs irlandais pour 2020)

Nécessite de remplacer 1,5% de la production EnR par de la production synchrone

Coût total inférieur à 0,7 €/MWh

→ Approche 2: installer des compensateurs synchrones

10 GW de compensateurs synchrones nécessaires en France en 2050 pour respecter le critère actuel ENTSO-E (150M€/an)

Coût total: 0,3 €/MWh

→ Mais de nombreuses solutions plus efficaces sont en cours d'étude (R&D)

Contribution de l'électronique de puissance des EnR et du stockage pour mesurer et suivre la fréquence (« grid following »)

Formation de zones synchrones où la fréquence serait fixée par l'électronique de puissance (« grid forming »)



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Direction Bioéconomie et énergies renouvelables

Contacts : arnaud.mainsant@ademe.fr

