

Rapport CRE « Économie du système électrique français hexagonal » et ses annexes

Ce que coûte l'électricité, qui le paie, et ce que changent les EnR — lecture détaillée, chiffres, graphiques et critique

LECTURE PRAESTRIA — L'ESSENTIEL EN TROIS IDÉES

1. Un système surcapacitaire en énergie, juste en puissance. Plus de 160 GW installés pour une pointe 2025 de 87,6 GW, mais seulement ~90 GW de capacité certifiée à la pointe : la marge se joue sur la disponibilité du nucléaire (73,4 % attendus 2026-2028) et sur 20 GW d'interconnexions. La surabondance en énergie se lit dans les prix : 513 heures négatives et 33 TWh de modulation nucléaire en 2025, mais aussi 1 807 heures au-dessus de 100 €/MWh. Le système est simultanément trop et pas assez.

2. Le coût complet (55,9 Mds€, 125,4 €/MWh) n'est pas ce que paie le consommateur. La facture française couvre 78,5 % des coûts de production (92 % si l'on y rapproche l'accise), le reste venant des exportations (5,4 Mds€) et du budget de l'État. Les producteurs, eux, ont encaissé 42,3 Mds€ pour 40 Mds€ de coûts : le parc nucléaire et hydraulique dégage une rente, les EnR soutenues sont à l'équilibre par construction, le thermique vit du mécanisme de capacité.

3. Les EnR 2020-2025 sont un transfert plus qu'un gain collectif, sauf en crise. Hors crise, elles font baisser les prix de 20 €/MWh (8 Mds€ pour les consommateurs) mais renchérissent le système de 2,7 Mds€ par an. Le gain consommateur est financé par les producteurs non soutenus (EDF au premier chef) et par la CSPE. En crise combinée gaz + nucléaire de type 2022, le solde s'inverse : le parc EnR 2025 rend le système moins cher de 1,6 Md€ et fait baisser les prix de 27 €/MWh. La CRE en tire une thèse assurantielle, que la partie 6 nuance : au-delà de +50 % de puissance EnR à consommation stagnante, la trajectoire « ne paraîtrait pas soutenable ».

Cadrage : nature et portée du document

La note s'inscrit dans les orientations stratégiques 2025-2030 de la CRE (mission d'éclairage du débat public). Elle n'est ni un exercice prospectif à la RTE, ni une délibération : c'est une *photographie économique de l'année 2025*, assortie de « rejeux » contrefactuels. Elle agrège des travaux que la CRE mène par ailleurs — CSPE (délibération du 10 juillet 2025), coût complet du nucléaire (septembre 2025, 60,3 €/MWh), TURPE 7, analyses coûts-bénéfices des interconnexions, mécanisme de capacité. Les annexes (datées du 8 juillet 2026) documentent trois choses : la méthode de calcul des coûts complets et de la facture, le modèle d'équilibre offre-demande (Antares, pas horaire, France + voisins directs, Royaume-Uni modélisé partiellement), et un rappel pédagogique du fonctionnement des marchés de gros et du merit order.

Le périmètre est volontairement restreint : hexagone seul, infrastructures de production et de réseau uniquement (hors fourniture, hors CTA, hors TVA), coûts annualisés avec rémunération du capital et taxes intégrées. Trois conventions structurent tout le raisonnement et méritent d'être gardées à l'esprit : les pertes et services système sont rattachés à la production et non au réseau ; les coûts sont rapportés à la *consommation* (446 TWh pertes incluses) et non à la production, sans déduire exports ni rentes de congestion ; la facture est reconstituée sur un approvisionnement théorique (215 TWh ARENH à 42 €/MWh + 209 TWh sur les marchés lissés un an à 81 €/MWh, soit 63,4 €/MWh en moyenne contre 61,1 €/MWh de spot moyen).

Chiffres clés 2025 en un tableau

Indicateur	Valeur 2025	Repère
Consommation hexagonale (pertes incluses) / livrée	446 TWh / 419 TWh	Pertes 6-7 % ; stable depuis 2010, en recul depuis 2022
Puissance installée / capacité certifiée à la pointe	> 160 GW / ~ 90 GW	Pointe 87,6 GW, creux 30,3 GW
Solaire + éolien (puissance / production)	56 GW = 34 % / 15 %	Nucléaire : 68 % de la production
Disponibilité nucléaire	74,1 % (2024)	78,4 % moy. 1992-2024 ; 73,4 % prév. 2026-2028
Heures ≥ 100 €/MWh / heures négatives	1 807 h / 513 h	606 h / 179 h sur toute la décennie 2010-2020
Production non réalisée	33 TWh nucléaire, 3 TWh EnR	117 TWh de thermique évités
Coûts complets système / production / réseau	55,9 / 40,0 / 15,9 Mds€	125,4 / 89,6 / 35,7 €/MWh consommé
Revenus nets des producteurs	42,3 Mds€	dont 35,0 marché, 6,2 soutien, 1,8 capacité + équilibrage
Facture : part énergie / réseau / taxes hors TVA	27,9 / 18,5 / 9,9 Mds€	Flux totaux bouclés : 61,2 Mds€
Solde exportateur net / valorisation / rentes	92,3 TWh / 5,4 Mds€ / 1,7 Md€	2022 : -16,5 TWh importés
Effet EnR 2020→2025 sur prix / coûts	-20 €/MWh / +2,7 Mds€	-8 Mds€ pour les consommateurs

I. Ce que dit le rapport : équilibre physique, coûts, financement

1. L'équilibre offre-demande : abondance annuelle, tension en pointe

La consommation est stable depuis 2010, en recul depuis le Covid et surtout la crise de 2022, et n'a pas retrouvé son niveau antérieur. Elle oscille entre 30,3 et 87,6 GW en 2025 avec une variation journalière moyenne de 16,4 GW et un écart saisonnier de 25 à 30 GW. Face à elle, le parc se transforme : fermeture de Fessenheim (-1,8 GW) et du charbon (-1,2 GW), Flamanville 3 (+1,6 GW), Landivisiau, et surtout 56 GW de solaire et d'éolien (30,4 GW PV, 23,9 GW éolien terrestre, 1,9 GW en mer) qui pèsent 34 % de la puissance mais 15 % de la production. Le nucléaire reste le déterminant central : 68 % de la production, une disponibilité passée de 78,4 % (moyenne 1992-2024) à 74,1 % en 2024, et 73,4 % attendus sur 2026-2028 du fait des visites décennales.

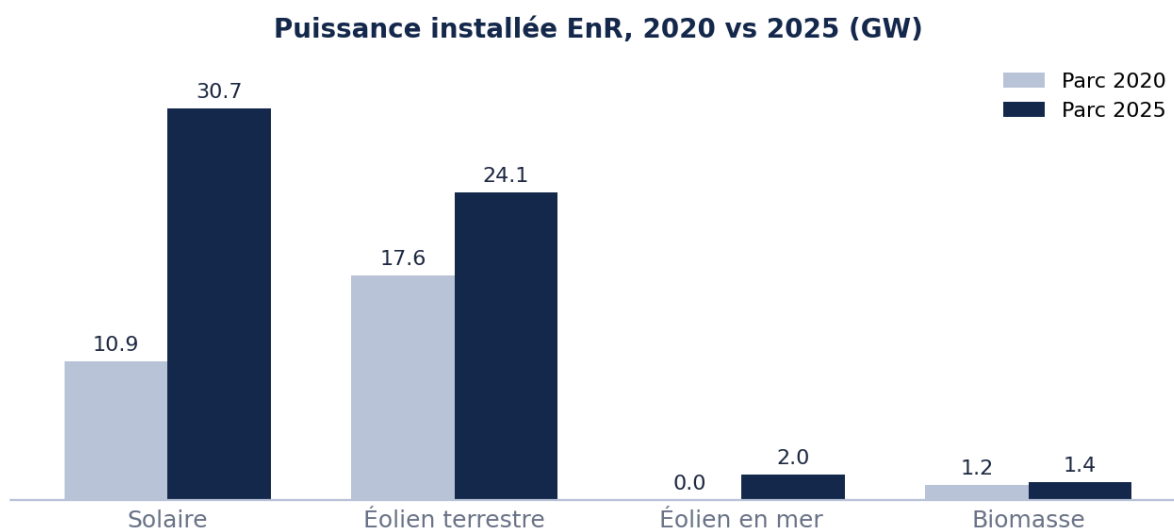


Figure 1 — Puissance installée EnR 2020 vs 2025 (source : CRE, tableau 2, données SDES)

La CRE distingue soigneusement puissance installée et puissance garantie. Le mécanisme de capacité certifiée ~90 GW à la pointe (hors interconnexions), un niveau stable malgré 160 GW installés, parce que les coefficients de contribution sont de 0,05 pour le solaire, 0,15 pour l'éolien terrestre, 0,3 pour l'éolien en mer contre 0,9 pour le nucléaire. Les EnR déployées entre 2017 et 2025 n'apportent que +3,7 GW garantis. La surcapacité est donc double au sens du rapport (en énergie et en pointe), mais fragile en pointe.

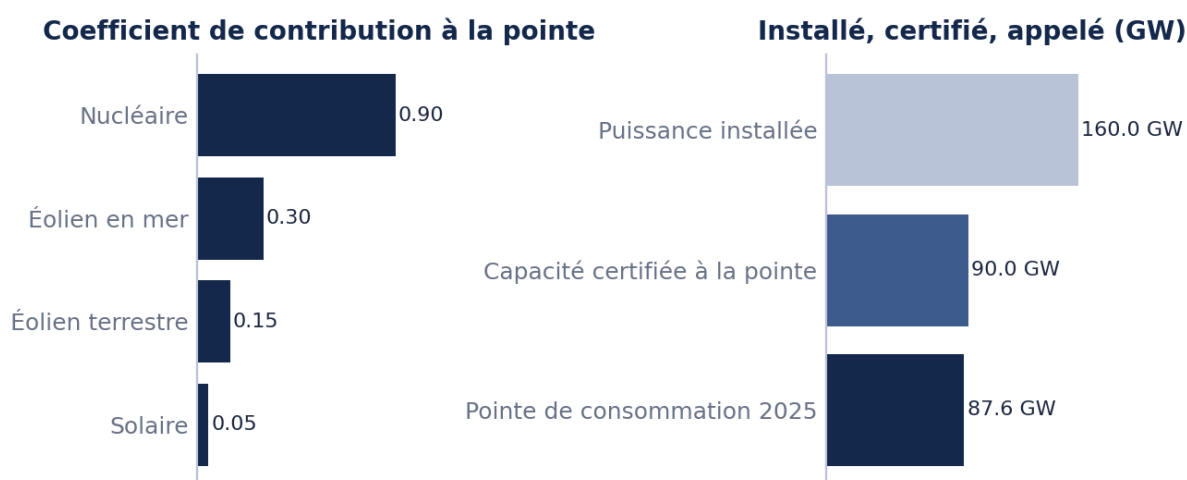


Figure 2 — Coefficients de contribution à la pointe et puissance installée, certifiée, appelée (source : CRE, figures 1-2, données RTE)

Le signal de prix traduit cette dualité. En 2025, 1 807 heures dépassent 100 €/MWh et 513 sont négatives, contre respectivement 606 et 179 heures sur l'ensemble de la décennie 2010-2020. L'optimisation économique a conduit à ne pas produire 33 TWh de nucléaire (8 % du productible, contre 22 TWh en moyenne 2020-2024) et 3 TWh d'EnR écrêtées (3,5 %, en croissance rapide : 0,7 TWh en 2023, 1,7 en 2024), tout en évitant 117 TWh de production thermique.

Écrêtement EnR (TWh) Modulation nucléaire (TWh) Dispo. nucléaire (%)

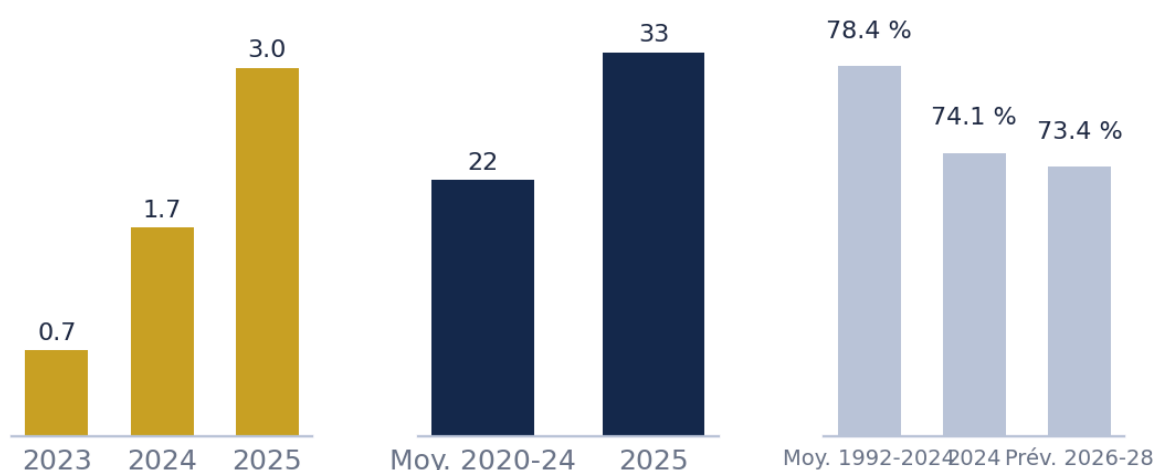


Figure 3 — Écrêtement EnR, modulation nucléaire et disponibilité du parc nucléaire (source : CRE, figures 4, 6 et 8 ; EDF)

Heures de prix extrêmes sur le spot français

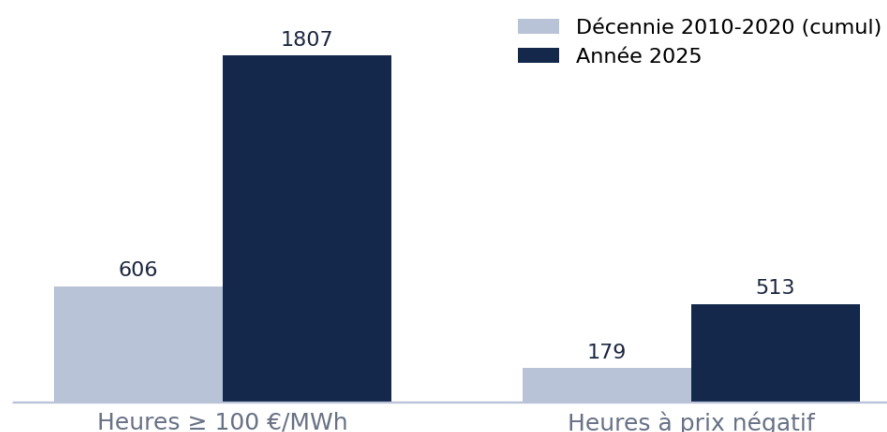


Figure 4 — Heures de prix extrêmes : cumul 2010-2020 vs année 2025 (source : CRE, figure 7, données EPEX)

Deux précisions du rapport méritent d'être retenues. D'abord, la notion de surcapacité est ambiguë — en énergie ou en pointe — et la CRE indique qu'en 2025 le système répond aux deux définitions. Ensuite, les 33 TWh de modulation nucléaire sont le chiffre publié par EDF et incluent les modulations pour économie de combustible, qui relèvent aussi de contraintes industrielles ; le rapport le retient tel quel sans isoler la seule part liée aux prix.

2. Les coûts complets : 55,9 Mds€, majoritairement fixes

Brique de coût 2025	Mds€/an	€/MWh consommé	Source méthodologique (annexe)
Nucléaire	21,5	48,2	Rapport coût complet du nucléaire, 60,3 €/MWh par MWh produit, aval du cycle et taxes inclus
Énergies renouvelables	12,6	28,3	Bases CSPE 2025 : volumes × tarifs OA/CR, frais d'équilibrage et de commercialisation ajoutés
Hydraulique et thermique	5,9	13,2	Rapport hydraulique 2020 retraité ; coûts déclarés aux guichets de dérogation du mécanisme de capacité
Réseaux (transport + distribution)	15,9	35,7	Charges d'exploitation et de capital 2025, hors pertes et services système, non nettes des raccordements et rentes

Brique de coût 2025	Mds€/an	€/MWh consommé	Source méthodologique (annexe)
Total	55,9	125,4	446 TWh de consommation pertes incluses

Coûts complets 2025 (Mds€)

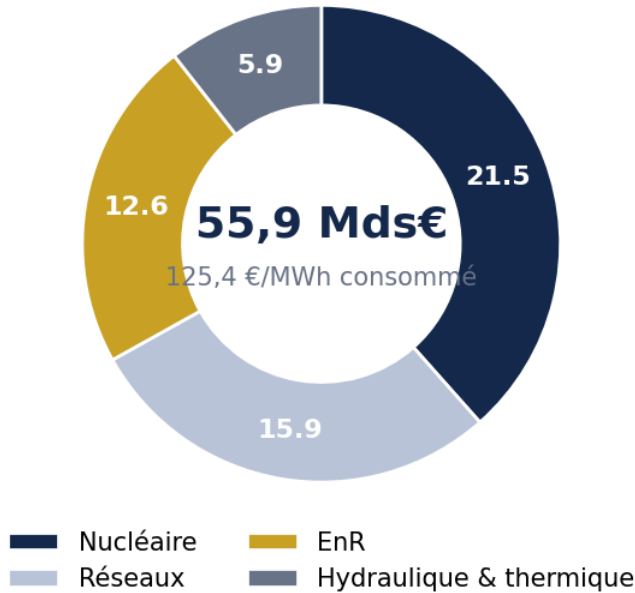


Figure 5 — Répartition des coûts complets 2025 (source : CRE, figure 9)

Le choix de rapporter les coûts à la consommation plutôt qu'à la production est assumé comme un indicateur de robustesse : les coûts fixes doivent être couverts quel que soit le niveau des exports, dont l'avenir dépend du mix des voisins. La CRE reconnaît que cela surestime légèrement le coût unitaire attribuable aux Français, puisque les recettes d'export (5,4 Mds€) et les rentes de congestion (1,7 Md€) ne viennent pas réduire le ratio. Elle précise aussi que ces 125,4 €/MWh ne sont pas comparables aux TRVE hors taxes : tarification réseau différenciée par profil, prix de marché décorrélés des coûts, et absence des coûts de fourniture.

3. Qui paie : un bouclage à 61,2 Mds€

Le diagramme de flux (figure 13) est la pièce maîtresse de la note. Il montre que le consommateur français n'est pas le seul payeur et que le prix de marché n'est pas le seul canal de rémunération.

Payeurs (61,2 Mds€)	Mds€	Mécanismes	Mds€	Bénéficiaires	Mds€
Consommateurs FR – part énergie	27,9	Revenus au prix de marché	35,0	Producteurs	43,0
Consommateurs FR – part réseau (TURPE)	18,5	Autres coûts réseau	15,0	Gestionnaires de réseaux	18,2
Consommateurs FR – accise (budget État)	5,4	Soutien public EnR	6,2		
Consommateurs européens (marché)	5,4	Interconnexions (rentes)	1,7		
Consommateurs européens (rentes)	1,7	Contributions de raccordement	1,5		
Contribuable FR	0,8	Équilibrage	1,0		

Payeurs (61,2 Mds€)	Mds€	Mécanismes	Mds€	Bénéficiaires	Mds€
Conso. FR hors facture (raccordement)	0,8	Mécanisme de capacité	0,8		
Producteurs FR (raccordement)	0,7				

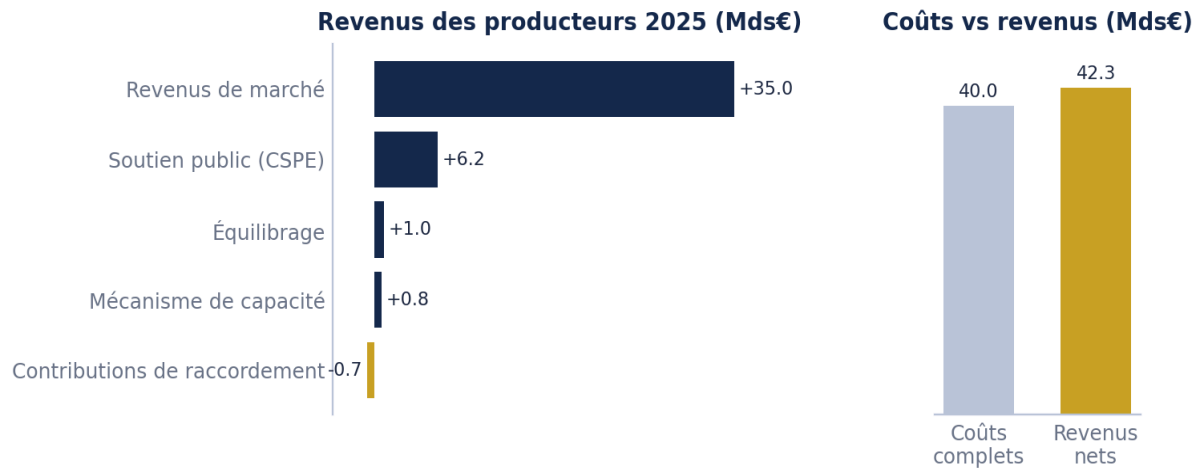


Figure 6 — Sources de revenus des producteurs et comparaison coûts/revenus 2025 (source : CRE, figures 12-13)

Trois conclusions en découlent. Les producteurs, pris globalement, ont encaissé 42,3 Mds€ nets de raccordement pour 40 Mds€ de coûts complets : l'écart est concentré sur le nucléaire et l'hydraulique, dont le coût complet est inférieur aux prix ; les EnR soutenues perçoivent par construction ce qu'elles coûtent ; le thermique dépend du mécanisme de capacité. Le consommateur a financé 31,4 Mds€ de coûts de production via la part énergie, les pertes (2,8 Mds€) et l'équilibrage (0,7 Md€), soit 78,5 % ; en y ajoutant la fraction non affectée de l'accise (5,4 Mds€ sur 8,2), on atteint 36,8 Mds€ soit 92 %, le solde venant des exports (5,4 Mds€) et du contribuable (0,8 Md€). Côté réseau, la part TURPE de 18,5 Mds€ excède les 15,9 Mds€ de coûts complets car elle inclut les pertes, une part des services système et 2,2 Mds€ de rattrapage du CRCP hérité de TURPE 6, minorés des rentes d'interconnexion (-1,7) et des raccordements (-1,5).

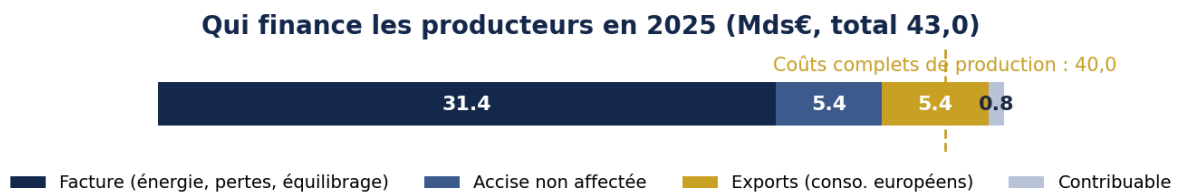


Figure 7 — Financement des coûts de production : quatre payeurs (source : CRE, synthèse partie 3)

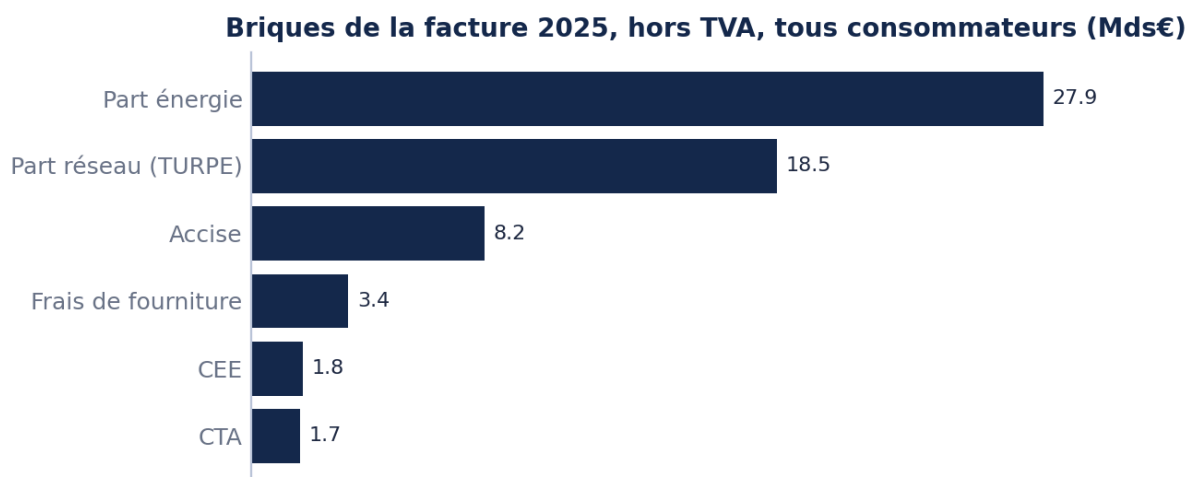


Figure 8 — Briques de la facture 2025 hors TVA, tous consommateurs (source : CRE, partie 3.3)

Le passage des coûts réseau à la part TURPE. La CRE explicite le pont entre les 15,9 Mds€ de coûts complets du réseau et les 18,5 Mds€ de part réseau facturés en 2025. Ce pont éclaire une idée reçue : la facture réseau ne reflète pas seulement les coûts de l'année, mais aussi des rattrapages temporels — le CRCP de TURPE 6, alourdi par la couverture des pertes aux prix de crise et par la baisse des consommations, est apuré pour environ un tiers en 2025.

Pont coûts réseau → part TURPE 2025	Mds€
Coûts complets du réseau (OPEX + charges de capital, hors pertes et services système)	15,9
– Rentes d'interconnexion perçues par RTE	–1,7
– Contributions de raccordement (producteurs 0,7 + consommateurs 0,8)	–1,5
+ Pertes électriques achetées sur les marchés	+2,8
+ Services système (équilibre) facturés via TURPE	+0,7
+ Rattrapages temporels, dont apurement d'un tiers du CRCP TURPE 6	+2,2
= Part réseau de la facture	18,5

La note rappelle utilement ce que la facture finance *en dehors* du système : 1,7 Md€ de CTA (retraites des IEG), 2,4 Mds€ d'accise reversés aux collectivités, 1,8 Md€ de CEE, 1,8 Md€ de coûts de commercialisation et 1,6 Md€ de marge de risque d'approvisionnement. Les CSPE totales (11,6 Mds€) comprennent aussi la péréquation ZNI (3,3 Mds€), le biométhane (1,1 Md€) et les cogénérations (0,7 Md€).

4. L'Europe : un débouché et une assurance

Avec 20 GW d'interconnexions, la France a exporté un solde record de 92,3 TWh en 2025 (103,6 TWh d'exports, 11,3 TWh d'imports), valorisés 5,4 Mds€ pour les producteurs, plus 1,7 Md€ de rentes de congestion pour RTE, pour une amélioration de la balance énergétique d'environ 7 Mds€. L'envers est documenté sans détour : les exports relèvent les prix français, et un GW fictif supplémentaire vers l'Italie ajouterait 4 TWh d'échanges mais +3 €/MWh, soit 1,3 Md€ transférés des consommateurs aux producteurs. En 2022, le sens s'est inversé : 16,5 TWh d'imports nets, jusqu'à 14,9 GW et 22 % de la consommation le 8 décembre, et 2,6 Mds€ de rentes rendues aux consommateurs. Les nouvelles interconnexions restent conditionnées à une analyse coûts-bénéfices positive pour les deux pays.

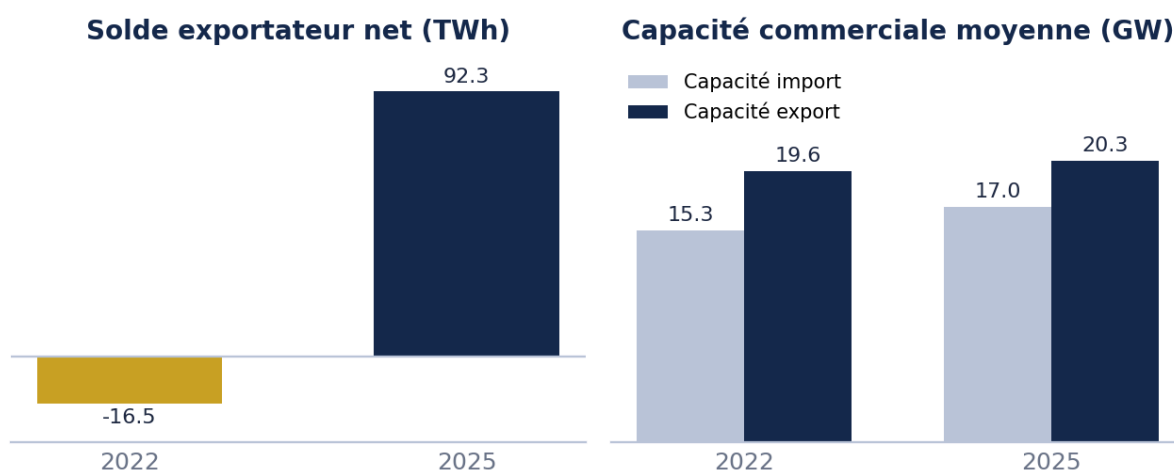


Figure 9 — Solde exportateur net et capacités commerciales d'interconnexion, 2022 vs 2025 (source : CRE, figure 14, données RTE)

Capacité commerciale moyenne 2025 par frontière	Import (GW)	Export (GW)
Allemagne – Belgique	5,4	11,5
Royaume-Uni	3,3	3,3
Espagne	2,5	2,6
Italie	1,9	3,2
Suisse	1,1	2,5
Total France	17,0	20,3

Le rapport rappelle enfin la mécanique de répartition de la valeur : lorsque la capacité d'échange est saturée et que les prix ne convergent pas, l'écart de prix résiduel revient aux gestionnaires de réseau à parts égales entre les deux pays (rente de congestion), affectée en priorité au financement des interconnexions puis en déduction des tarifs. Les interconnexions se financent ainsi par les échanges eux-mêmes et se substituent à des centrales de pointe qui ne tourneraient que quelques heures par an.

II. Ce que changent les EnR : le cœur de la démonstration et ses limites

1. Le rejeu 2025 avec le parc EnR de 2020

Entre 2020 et 2025, le solaire est passé de 10,9 à 30,7 GW (+183 %), l'éolien terrestre de 17,6 à 24,1 GW (+37 %), l'éolien en mer de 0 à 2 GW. Rejouée sans ces ajouts, l'année 2025 aurait affiché un prix base de 80,9 €/MWh au lieu de 61,3 : -20 €/MWh en moyenne, -16,1 €/MWh pondérés par le profil de consommation, soit 8 Mds€ d'économies pour les consommateurs. En regard, le coût complet net des échanges passe de 45,3 à 48,0 Mds€ (+2,7 Mds€, +5 %), décomposés ainsi :

Effet du parc EnR 2020→2025 (année 2025, hors crise)	Mds€/an
Coûts complets EnR supplémentaires	+3,1
Coûts de réseau (raccordement, renforcement)	+0,4
Baisse de valorisation des exports (effet prix > effet volume)	+0,5
Économies de combustible thermique (4,7 Mt CO ₂ évitées en France, 7 Mt chez les voisins)	-0,5
Économies de fonctionnement nucléaire	-0,1
Hausse des rentes d'interconnexion	-0,7

Effet du parc EnR 2020→2025 (année 2025, hors crise)	Mds€/an
Solde : surcoût net pour la collectivité	+2,7

Effet du parc EnR 2020→2025 sur les coûts complets nets des échanges, 2025 (Mds€/an)

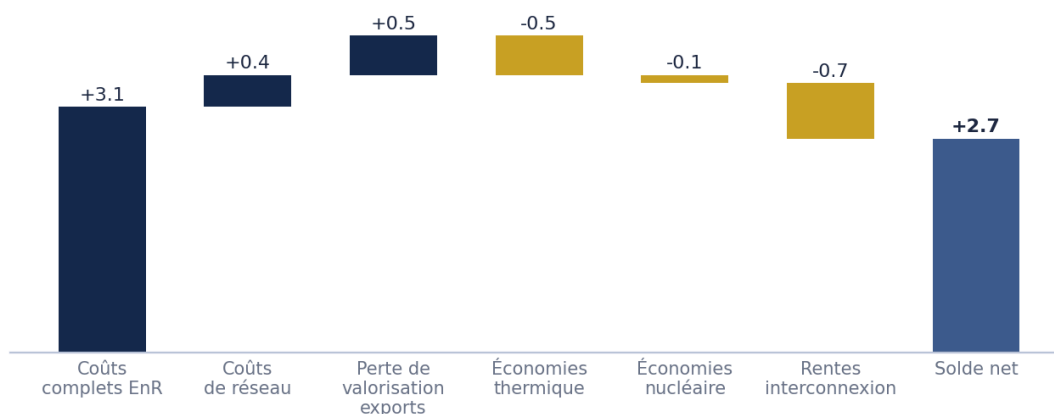


Figure 10 — Décomposition du surcoût net de 2,7 Mds€ (source : CRE, figure 19 et partie 5.2)

La CRE en tire une lecture distributive nette : gagnants, les consommateurs ; perdants, les producteurs non soutenus (érosion des revenus de marché) et l'État (charges de soutien accrues par l'effet volume et l'effet prix). Elle souligne que les 3,1 Mds€ ne se traduisent pas intégralement en CSPE (PPA et autoconsommation, revenus de marché captés par l'État en déduction) et qu'à court terme les coûts réseau ne pèsent pas sur le TURPE grâce aux contributions de raccordement.

2. Les scénarios de crise : la thèse assurantielle

Scénario (année 2025 rejouée)	Prix base parc 2025	Prix base parc 2020	Baisse de prix	Gain consommateurs	Surcoût net système
Référence	61,3	80,9	-20 €/MWh	-8 Mds€	+2,7 Mds€
Gaz ×3 (charbon +50 %, ETS +20 €)	122,4	163,7	-41,4 €/MWh	-18 Mds€	+1,6 Md€
Indisponibilité nucléaire type 2022 (<300 TWh)	92,9	100,2	-7,3 €/MWh	-2,3 Mds€	+0,9 Md€
Gaz + nucléaire combinés	187,2	214,2	-27 €/MWh	-11 Mds€	-1,6 Md€ (gain)

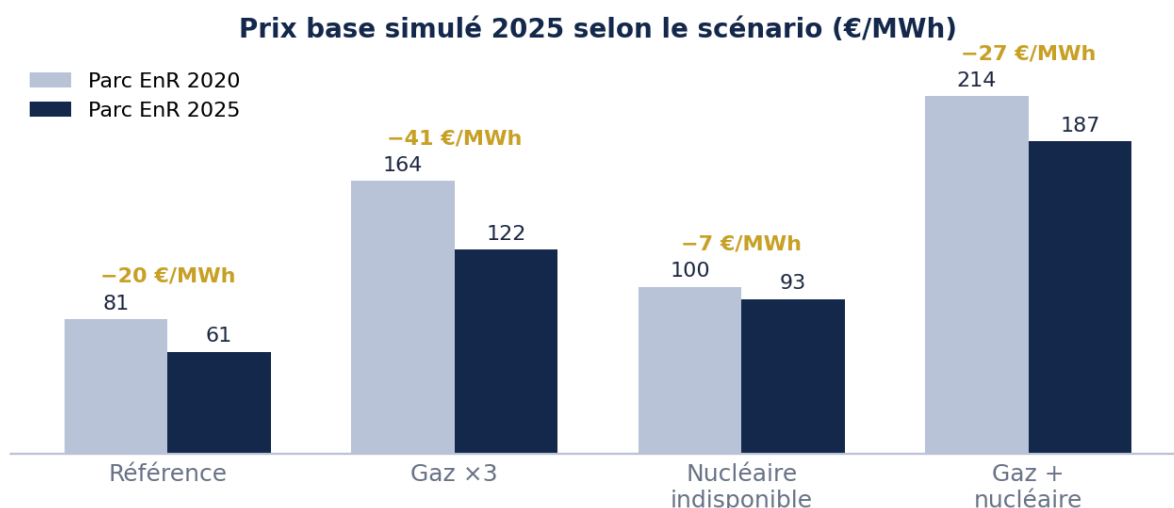


Figure 11 — Prix base simulé 2025 avec le parc EnR 2020 et 2025, par scénario (source : CRE, figure 20)

Le mécanisme est intuitif : plus les centrales gaz sont chères, plus chaque MWh d'EnR qui les évince vaut cher (1 Md€ d'économies thermiques en crise gazière contre 0,5 en régime normal, 1,3 Md€ de rentes d'interconnexion contre 0,7), et plus les EnR soutenues deviennent une recette pour l'État (CSPE négatives, comme en 2022). En indisponibilité nucléaire isolée, l'effet prix est faible parce que le gaz reste marginal sur davantage d'heures, mais les EnR économisent 1,7 Md€ d'imports et 0,8 Md€ de thermique. La CRE met ces ordres de grandeur en regard des 36 Mds€ nets (72 bruts) mobilisés par l'État en 2022 selon la Cour des comptes, et rappelle que la sous-capacité de 2022 a provoqué une baisse durable de consommation qui explique en partie la surcapacité actuelle.

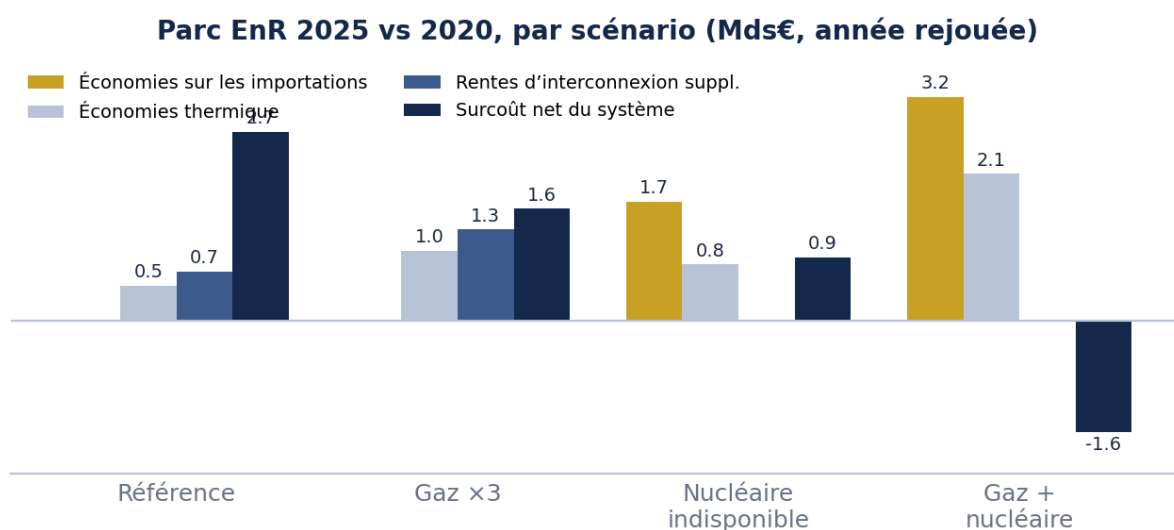


Figure 12 — Origine des gains en crise et surcoût net du système, par scénario (source : CRE, figures 21-23 ; rentes non isolées dans les scénarios nucléaires)

Ce que les scénarios disent des briques de coûts. En crise gazière, la valorisation des exports monte à 10,7 Mds€ (contre 6,1 en référence) et les rentes d'interconnexion à 3,3 Mds€ : le parc 2025 décorrèle davantage les prix français du gaz que ceux des voisins, et l'écart se monnaie aux frontières. En indisponibilité nucléaire, la brique nucléaire tombe à 21,0 Mds€ et les exports à 4,2 Mds€ : les EnR nouvelles évitent 1,7 Md€ d'imports et 0,8 Md€ de thermique, mais ne compensent pas les 3,5 Mds€ de surcoûts. En choc combiné, exports 6,7 et rentes 1,6 Mds€ : les économies (3,2 sur les imports, 2,1 sur le thermique) excèdent les surcoûts. Dans tous les cas, la brique réseau (+0,4) et la brique EnR (+3,1) sont invariantes : ce sont les briques « marché » qui font basculer le solde.

3. Au-delà de la file d'attente : jusqu'où le gain consommateur tient-il ?

La partie 6 pousse le modèle vers l'avant, avec des précautions explicites (consommation, flexibilités et parcs voisins figés ; 14 GW de stockage et 30 GW d'électro-intensifs en file d'attente ignorés ; raisonnement en différentiel seulement). Le raccordement de la file d'attente EnR après taux de chute (+1,5 GW en mer, +10 GW PV, +3 GW éolien) ferait baisser les prix de 8,7 €/MWh (3,9 Mds€ de gain) pour 2,6 Mds€ de CSPE et 3,3 Mds€ de coûts complets supplémentaires. Une hausse de 50 % de chaque filière donnerait -19,4 €/MWh (8,7 Mds€) pour 6,5 Mds€ de CSPE et 6,8 Mds€ de coûts. La conclusion est à double détente : la poursuite du développement reste « pertinente du point de vue du consommateur » à court terme sans attendre l'électrification, mais au-delà de +50 % avec une consommation stagnante et des flexibilités insuffisantes, la trajectoire « ne serait probablement pas soutenable ».

Au-delà du parc 2025 : Mds€ par an, année 2025 rejouée à consommation constante

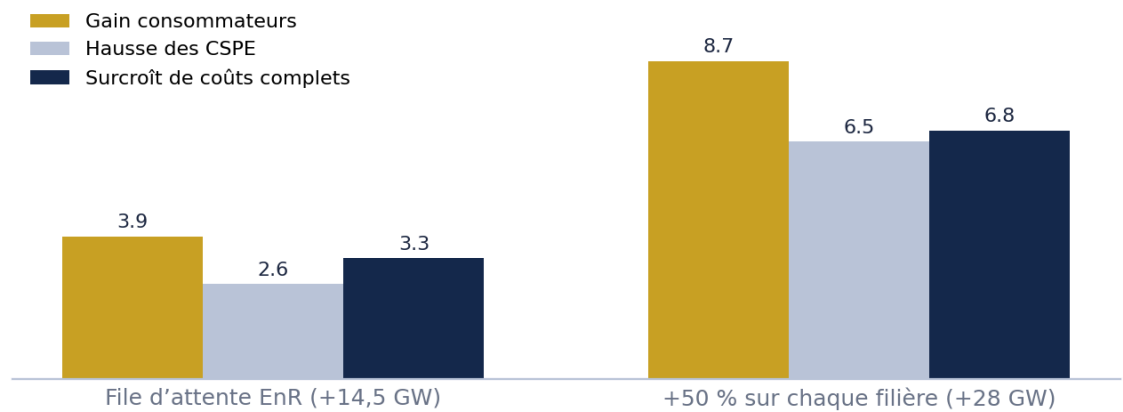


Figure 13 — File d'attente et +50 % : gains consommateurs, CSPE et coûts complets (source : CRE, partie 6.1)

Le rapport illustre le risque sur les actifs historiques par le parc nucléaire d'EDF : revenus 2026 estimés à 66,08 €/MWh, soit 6,3 €/MWh au-dessus des coûts complets, mais 60,9 €/MWh attendus en 2027 ; en l'absence de crise et d'électrification, les revenus pourraient passer « au moins sur quelques années » sous les coûts. La CRE relativise (rentabilité sur 60 ans, mécanisme de capacité comme filet) tout en alertant sur le signal d'investissement pour le nucléaire existant et futur.

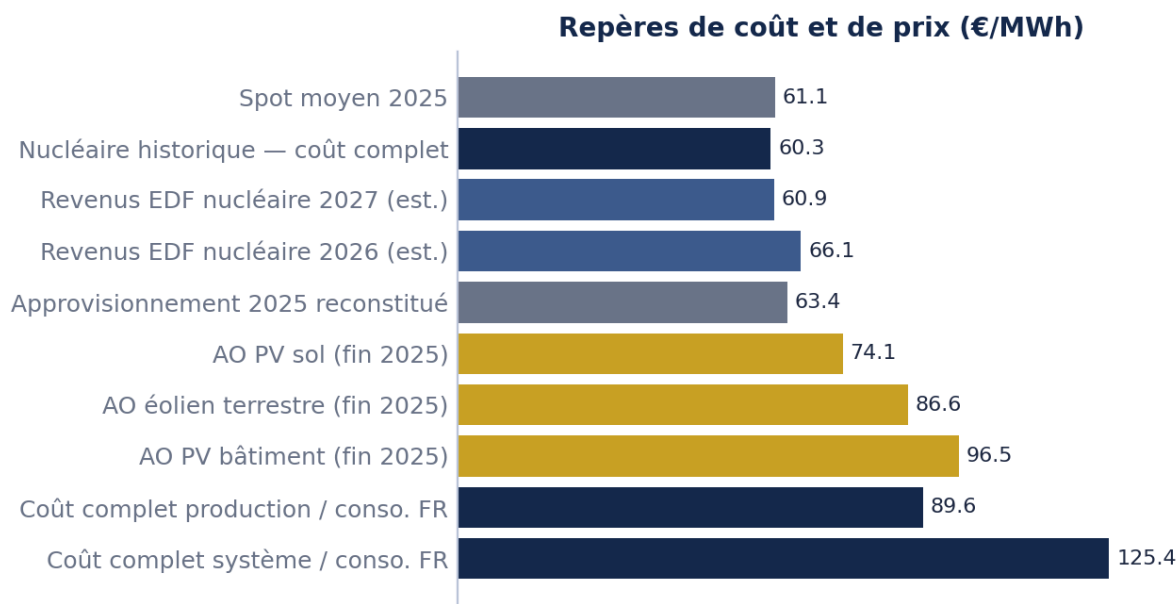


Figure 14 — Repères de coût et de prix en €/MWh (source : CRE, parties 2.2 et 6.2, annexe 1)

Tarifs moyens des dernières périodes d'appels d'offres instruites fin 2025	€/MWh
AO photovoltaïque au sol	74,13

Tarifs moyens des dernières périodes d'appels d'offres instruites fin 2025	€/MWh
AO éolien terrestre	86,62
AO photovoltaïque sur bâtiment	96,48
Pour mémoire : coût complet du nucléaire historique (2026-2028)	60,3
Pour mémoire : spot moyen 2025 / approvisionnement reconstitué 2025	61,1 / 63,4

Ces tarifs sont ceux que la CRE retient pour valoriser le parc futur dans ses simulations. Ils situent le coût marginal des EnR nouvelles entre 74 et 96 €/MWh, au-dessus du spot 2025 — d'où un besoin de soutien — mais bien en dessous du coût moyen implicite du stock de contrats historiques qui constitue la brique EnR de 12,6 Mds€.

4. Ce que les annexes disent de la méthode

Le modèle de jeu. Développé en interne par la CRE sur Antares (logiciel open source de RTE), il simule l'équilibre offre-demande au pas horaire sur la France et ses voisins directs (Belgique, Allemagne, Suisse, Italie, Espagne), le Royaume-Uni étant modélisé partiellement à partir des flux physiques réalisés faute de données ENTSO-E. La consommation et la production fatale sont les chroniques réalisées 2025, corrigées des écrètements grâce à des données internes. Le parc thermique provient de la base JRC et des disponibilités REMIT, avec un coût marginal calculé à partir du combustible et du CO₂ ; le coût marginal du nucléaire repose sur une approximation de la valeur d'usage de chaque réacteur, issue de données confidentielles. L'écrêtement est valorisé à -10 €/MWh, un niveau que la CRE juge très dépendant des règles en vigueur (arrêt des sites sous obligation d'achat en prix négatifs).

Les coûts complets. Chaque brique a sa source : le rapport nucléaire de septembre 2025 (60,3 €/MWh, aval du cycle et taxes compris) ; les bases CSPE 2025 pour les EnR, en multipliant volumes et tarifs de chaque contrat, en ajoutant les frais d'équilibrage et de commercialisation au portefeuille en obligation d'achat, et en valorisant les volumes sortis d'OA aux derniers tarifs de complément de rémunération ; le rapport hydraulique de 2020 retraité ; pour le thermique, y compris soutenu, les coûts déclarés aux guichets de dérogation du mécanisme de capacité — choix méthodologique assumé, qui minore légèrement le coût du thermique soutenu. Les coûts de réseau retiennent les charges d'exploitation réalisées et les charges de capital 2025, sans netting des raccordements ni des rentes, et hors pertes et services système, rattachés à la production.

La facture. Elle est reconstituée pour l'ensemble des consommateurs, non pour un profil type : 215 TWh à l'ARENH (100 TWh attribués aux alternatifs plus une estimation des volumes « ARENH-like » répliqués par EDF sur son portefeuille), le reste sur les marchés selon un lissage sur un an débuté au 1er janvier 2024 — un compromis entre les deux ans des TRVE et l'approvisionnement plus proche du temps réel des industriels. La part réseau correspond aux revenus autorisés ex post 2025 du TURPE 7 ; l'accise s'appuie sur l'exécution budgétaire 2025 de la Cour des comptes ; la CTA sur le PLF 2026 ; les autres briques sur les données TRVE extrapolées.

5. Lecture critique : cinq points de vigilance

Le « gain consommateur » est d'abord un transfert. Les 8 Mds€ d'économies sont prélevés sur les producteurs non soutenus et sur la CSPE ; le solde collectif hors crise est un surcoût de 2,7 Mds€. La CRE le dit, mais son résumé (« la situation est avant tout favorable aux consommateurs ») peut être lu de travers. L'objection va plus loin : l'État étant actionnaire à 100 % d'EDF, la baisse des revenus du nucléaire est aussi un coût public, que la note exclut explicitement de son analyse de l'État (« en dehors de sa position d'actionnaire »). Le consommateur-contribuable-actionnaire est une seule et même personne ; le gain net pour lui est donc plus faible que 8 Mds€, voire négatif hors crise.

L'assurance n'est pas valorisée en espérance. Le scénario où les EnR sont rentables pour le système est celui du choc combiné de 2022, dont la probabilité annuelle n'est pas estimée. On paie 2,7 Mds€ par an de prime pour un gain de 1,6 Md€ en cas de sinistre : la CRE elle-même note que l'effet prix est temporaire tandis que les coûts « s'inscrivent dans la durée ». Cela n'invalide pas l'argument

assurantiel — les 36 Mds€ de 2022 montrent le coût d'une sous-capacité — mais l'honnêteté du rapport oblige à le formuler comme un choix d'aversion au risque, non comme une rentabilité démontrée.

Un contrefactuel à voisins constants. La baisse de 20 €/MWh dépend de la courbe d'offre allemande, belge, italienne et espagnole de 2025. Or ces pays ajoutent eux aussi du solaire et des batteries : la valeur de nos exports et l'effet prix de nos EnR sont appelés à s'éroder ensemble, ce que le figement des parcs voisins masque. C'est aussi la raison pour laquelle la CRE rapporte les coûts à la consommation plutôt qu'à la production.

Des coûts réseau et de pilotage sous-dimensionnés. 400 M€/an de coûts réseau pour 28 GW ajoutés, hors coûts d'équilibrage, hors localisation, hors stockage : la partie 6.3 reconnaît les défis (comportement non synchrone, coordination RTE/Enedis, STES) mais ne les chiffre pas. Les trajectoires du SDDR de RTE suggèrent que la facture réseau de l'intégration des EnR est d'un autre ordre. Symétriquement, la brique EnR de 12,6 Mds€ reflète le stock de contrats historiques (dont le PV ancien très cher) : le coût marginal des nouvelles capacités est bien plus bas (tarifs des derniers AO fin 2025 : 74 €/MWh PV sol, 87 €/MWh éolien terrestre, 96 €/MWh PV bâtiment).

Le rapprochement accise/CSPE est une convention. Faire couvrir 92 % des coûts par la facture suppose de fléchir 5,4 Mds€ d'accise vers 6,2 Mds€ de soutien EnR ; la CRE avertit que cela « ne correspond à aucun mécanisme juridique d'affectation ». Le chiffre robuste est 78,5 %. De même, la reconstitution de la facture (lissage un an, 215 TWh d'ARENH « et ARENH-like ») est une approximation raisonnable mais pas une mesure.

III. Enseignements et implications

1. Pour le débat public : trois messages qui s'imposent

D'abord, la controverse « EnR chères » contre « EnR gratuites » est mal posée : les EnR baissent les prix *et* augmentent les coûts, et la question pertinente est celle de la répartition. Ensuite, le système français est structurellement une machine à coûts fixes (nucléaire, EnR, réseaux) : chaque TWh de consommation en plus abaisse le coût unitaire de tous, ce qui fait de l'électrification un enjeu de compétitivité et non seulement de climat. Enfin, la surcapacité actuelle a une valeur (prix bas, résilience, débouché export), mais elle est bornée : la note fixe une frontière à +50 % de puissance EnR sans croissance de la demande ni flexibilités.

2. Pour les acteurs de marché

Pour les producteurs non soutenus, le message est celui de la compression du prix capté : l'écart entre coût complet du nucléaire (60,3 €/MWh) et revenus (66 puis 61 €/MWh) se referme, et chaque GW d'EnR supplémentaire l'érode. La valeur migre vers la capacité de pointe, la flexibilité et les heures de tension (1 807 heures au-dessus de 100 €/MWh), non vers le volume. Pour les fournisseurs, la fin de l'ARENH au 31 décembre 2025 bascule l'approvisionnement intégralement sur les marchés ; le coût moyen 2025 reconstitué (63,4 €/MWh) montre que l'ARENH à 42 € coexistait avec des achats à terme à 81 € hérités des anticipations de crise, si bien que le marché pur n'est pas nécessairement plus coûteux à fondamentaux stables. En revanche, la dispersion intra-journalière des prix devient le premier risque à gérer, et la valeur du profil client (heures creuses, pilotage, effacement) le premier levier. Pour les consommateurs industriels et électro-intensifs, l'équation est favorable : prix de gros bas, PPA compétitifs, et un régulateur qui documente que leur raccordement fait baisser le coût unitaire de tous.

3. Pour les pouvoirs publics : la synchronisation comme priorité

La conclusion de la CRE est claire sans être prescriptive — elle rappelle qu'il ne lui revient pas de fixer la stratégie. Deux leviers sont nommés : électrifier davantage pour absorber la production sans débouché, et agir sur la temporalité de l'offre et de la demande par toutes les flexibilités. Elle renvoie à sa contribution de mars 2026 à la mission Lévy-Tuot sur le soutien aux EnR et au stockage, et à ses travaux sur le placement des heures creuses. En creux, la note plaide pour éviter les « stop and go » industriels tout en réorientant le soutien vers ce qui apporte de la puissance garantie et de la flexibilité plutôt que de

l'énergie fatale supplémentaire. L'antithèse est assumée par le rapport lui-même : arrêter les EnR aujourd'hui serait renoncer à une assurance et à des prix bas favorables à l'électrification ; les poursuivre sans demande ni flexibilité serait accumuler des coûts fixes et des transferts jusqu'à un point de non-soutenabilité.

SO WATT ? À RETENIR

Le débat « EnR chères ou EnR gratuites » est mal posé : elles baissent les prix et augmentent les coûts, et tout se joue dans la répartition entre consommateurs, producteurs non soutenus et État.

Le système français est une machine à coûts fixes : chaque TWh consommé en plus abaisse le coût unitaire de tous. L'électrification est un enjeu de compétitivité avant d'être un enjeu climatique.

La surcapacité a une valeur assurantielle réelle, mais bornée : au-delà de +50 % d'EnR sans demande ni flexibilité nouvelles, la CRE elle-même juge la trajectoire non soutenable. La priorité est la synchronisation offre-demande, pas le volume.

Sources : CRE, « Économie du système électrique français hexagonal — ce que coûte l'électricité, qui supporte ces coûts, et ce que changent les énergies renouvelables », septembre 2026 (67 p.) ; Annexes, 8 juillet 2026 (12 p.). Tous les chiffres cités proviennent de ces deux documents ; les appréciations critiques de la partie II.4 sont celles de la présente note.