



GOUVERNEMENT

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Projet annuel de performances

Annexe au projet de loi de finances pour 2025

PROGRAMME 345
Service public de l'énergie



PROGRAMME 345

Service public de l'énergie

MINISTRE CONCERNÉE : AGNÈS PANNIER-RUNACHER, MINISTRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE, DE
L'ÉNERGIE, DU CLIMAT ET DE LA PRÉVENTION DES RISQUES

Présentation stratégique du projet annuel de performances

Sophie MOURLON

Directrice générale de l'énergie et du climat

Responsable du programme n° 345 : Service public de l'énergie

La notion de service public de l'énergie a été progressivement introduite dans le droit français – pour l'électricité avec la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, et pour le gaz avec la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie – à la suite de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz.

Les principes du service public de l'électricité sont définis à l'article L. 121-1 du code de l'énergie, qui dispose que « le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national. Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie. Il concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique. »

L'article L.121-32 du code de l'énergie définit de même des obligations de service public assignées aux entreprises du secteur du gaz, dont la continuité de la fourniture de gaz, la sécurité d'approvisionnement, la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique, la valorisation du biogaz, le développement équilibré du territoire, ou encore le maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité.

Les obligations de service public assignées aux entreprises du secteur de l'électricité et du gaz par le code de l'énergie les conduisent à supporter des charges compensées par l'État ou à induire des recettes qui doivent alors être reversées à l'État :

- en électricité : les charges de service public, définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts résultant des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, les surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les territoires de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, les surcoûts liés à certains dispositifs sociaux bénéficiant aux ménages en situation de précarité et les surcoûts liés au soutien à la flexibilité (effacements de consommation et stockage) ;
- en gaz, les charges de service public, définies à l'article L. 121-36 du code de l'énergie, regroupent les surcoûts liés à certains dispositifs sociaux bénéficiant aux clients en situation de précarité et les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ;
- à titre exceptionnel, les charges de service public incluent en application de l'article 225 de la loi de finances initiale pour 2024, les surcoûts liés au bouclier tarifaire sur le gaz et l'électricité pour les ménages chauffés collectivement résidant en copropriété ou en logement social ainsi que les surcoûts associés à la mise en place de l'amortisseur électricité pour les collectivités, PME ou assimilées et TPE ou assimilées non éligibles aux tarifs réglementés de vente et à la « garantie 280 » pour l'ensemble des TPE. Si ces dispositifs se terminent en 2024, des paiements résiduels seront effectués en 2025 pour les boucliers collectifs gaz et électricité. Par ailleurs, des régularisations de charges seront réalisées en 2025 pour l'amortisseur électricité 2024 et la « garantie 280 ».

Le programme 345 assure ainsi le financement de sept grandes missions de service public de l'énergie :

- soutenir le développement des énergies renouvelables électriques et de l'injection de biométhane ;
- financer la péréquation tarifaire dans les territoires de Saint-Martin et Saint-Barthélemy ;

- financer le soutien de la production d'électricité à partir d'installations de cogénération au gaz naturel afin de réaliser des économies d'énergie ;
- soutenir le développement de flexibilités (incluant notamment les effacements de consommation et le stockage) ;
- mettre en œuvre une politique énergétique solidaire afin de protéger les consommateurs les plus vulnérables en situation de précarité énergétique ;
- protéger les consommateurs finaux dans le contexte de crise énergétique face aux hausses de prix intervenues depuis 2021 ;
- soutenir le développement de la production d'hydrogène décarboné à partir de 2025.

Le soutien au développement des énergies renouvelables constitue un axe majeur de la politique énergétique, renforcé par la loi relative à l'énergie et au climat de 2019 qui a notamment acté l'objectif de porter à 33 % au moins la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale en 2030. Pour l'électricité, l'objectif est de porter la part des énergies renouvelables à 40 % de la production d'électricité en 2030. Les fournisseurs historiques sont tenus de conclure à ce titre des contrats d'achat de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable par les installations éligibles à l'obligation d'achat ou lauréates d'un appel d'offres dans lequel le soutien est attribué sous forme de tarif d'achat. Depuis le 1^{er} janvier 2017, des organismes agréés peuvent également se voir céder la gestion des contrats d'achat avec les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable. Le surcoût résultant de l'application de ces contrats, qui correspond à la différence entre le coût d'achat de l'électricité produite et le coût évité par ces mêmes quantités, fait l'objet d'une compensation des fournisseurs historiques et organismes agréés prise en charge par le programme 345.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a créé un dispositif de soutien aux énergies renouvelables fondé sur la possibilité pour le producteur de vendre directement sur le marché l'électricité produite tout en bénéficiant du versement d'une prime, appelée « complément de rémunération ». Le soutien est attribué soit en guichet ouvert, soit à l'issue d'un appel d'offres. Les coûts qui résultent, pour EDF, du versement de ce « complément de rémunération » font l'objet d'une compensation prise en charge par le programme 345.

Le niveau du soutien public porté par le programme 345 à ce titre évolue donc avec les volumes de production d'électricité renouvelable qui bénéficient de ces contrats d'achat et de complément de rémunération, avec l'objectif d'atteindre les objectifs que la France s'est fixée pour leur développement, et avec les prix de marché de l'électricité – le soutien public augmente quand les prix baissent, et réciproquement. Les engagements de l'État sont suivis par le comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE), institué par la loi de 2015, qui a pour mission d'éclairer les citoyens et les parlementaires sur les engagements annuels pris au titre de ces charges et publie un rapport annuel prospectif détaillé.

Concernant le gaz naturel, l'objectif fixé dans le code de l'énergie est de porter la part des énergies renouvelables à 10 % de la consommation à l'horizon 2030. Cet objectif passe par un développement de l'injection du biométhane dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. Les surcoûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel au titre de l'achat du biométhane injecté donnent lieu également à compensation, par référence au prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel.

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des territoires de Saint-Martin et Saint-Barthélemy de bénéficier de prix de l'électricité comparables à ceux applicables en métropole continentale, alors même que les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont sensiblement supérieurs.

La cogénération au gaz naturel, qui consiste en la production simultanée d'électricité et de chaleur, a fait l'objet en France de dispositifs de soutien depuis la fin des années 1990. Les installations présentent ainsi de meilleurs rendements énergétiques que les centrales électriques classiques (environ 80-90 % contre 50-55 % pour les centrales à cycle combiné au gaz (CCG), 35-40 % pour les centrales au charbon et 30-35 % pour les centrales au fioul) et contribuent de ce fait à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la réduction de la consommation d'énergie primaire. La programmation pluriannuelle de l'énergie, adoptée en avril 2020,

prévoit la fin du soutien à cette filière, en cohérence avec l'objectif de neutralité climatique que la France s'est fixée à l'horizon 2050. Il n'est donc plus conclu de nouveaux contrats de soutien à cette technologie.

Avec le développement de la production d'électricité renouvelable intermittente en France et en Europe, la flexibilité, c'est-à-dire la capacité d'un moyen de production, de consommation ou de stockage à moduler à la hausse ou à la baisse son injection ou son soutirage sur le réseau, est un outil essentiel pour la transition énergétique. Les effacements de consommation et le stockage constituent des outils de flexibilité essentiels au système électrique.

Enfin, les dispositions sociales pour les consommateurs mettent en œuvre des protections associées à la fourniture d'électricité et de gaz à destination des ménages en situation de précarité énergétique. Il s'agit principalement de la contribution des fournisseurs au fonds de solidarité logement, et de l'application des protections associées au chèque énergie.

Parmi les mesures prises pour répondre à la crise des prix de l'énergie, les compensations prévues dans le cadre des boucliers tarifaires sur le gaz et l'électricité sont intégrées au programme 345 à compter de 2022, sous la forme d'une nouvelle action (17), « mesures exceptionnelles de protection des consommateurs ». Si la baisse des prix de l'énergie sur les marchés de gros a permis de mettre fin au blocage des tarifs réglementés de vente du gaz et de l'électricité respectivement le 1^{er} juillet 2023 et le 1^{er} février 2024, les dispositifs de boucliers tarifaires collectifs d'électricité et de gaz ainsi que l'amortisseur électricité et la « garantie 280 » ont été prolongés tout au long de l'année 2024. Cette mesure vise à continuer de protéger les consommateurs résidentiels et professionnels qui ont signé des contrats pluriannuels à des prix élevés pour l'énergie.

Enfin, pour accélérer la décarbonation de certaines industries et participer au développement de la filière, le Gouvernement soutient à partir de 2025 la production d'hydrogène décarbonée pour réduire le différentiel de coût entre celle-ci et la production d'hydrogène fossile.

RÉCAPITULATION DES OBJECTIFS ET DES INDICATEURS DE PERFORMANCE

OBJECTIF 1 : Contribuer à porter à 40% la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2030

INDICATEUR 1.1 : Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité

INDICATEUR 1.2 : Puissance installée des principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable : éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque (MW)

INDICATEUR 1.3 : Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour les principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable : éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque (€/MWh)

OBJECTIF 2 : Contribuer à porter à 10% la part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz d'ici 2030

INDICATEUR 2.1 : Part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz

INDICATEUR 2.2 : Volume de biométhane injecté

INDICATEUR 2.3 : Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'injection de gaz (€/MWh)

OBJECTIF 3 : Contribuer à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées

INDICATEUR 3.1 : Ratio du montant pris en charge par la CSPE par rapport au coût total de production par ZNI

OBJECTIF 4 : Contribuer à porter à au moins 6,5 gigawatts les capacités installées d'effacements en 2028

INDICATEUR 4.1 : Capacités d'effacements installées

INDICATEUR 4.2 : Prix de clearing de l'appel d'offres effacements (AOE) contractualisé pour l'année par le gestionnaire du réseau public de transport public d'électricité (€/MW)

OBJECTIF 5 : Développer une filière de l'hydrogène renouvelable et décarbonée

INDICATEUR 5.1 : Compensation du différentiel entre les coûts de production de l'hydrogène décarboné et les coûts de production de l'hydrogène fossile (€/kg)

Objectifs et indicateurs de performance

OBJECTIF

1 – Contribuer à porter à 40% la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2030

INDICATEUR

1.1 – Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité

(du point de vue du citoyen)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité	%	23,8	27	27.1	27,7	29	30,3

Précisions méthodologiques

L'indicateur se fonde sur l'ensemble de la production électrique renouvelable, y compris la production à partir d'énergie hydraulique qui ne fait majoritairement pas l'objet d'un soutien national. L'indicateur ne prévoit pas d'effectuer une correction climatique et est donc sensible aux variations climatiques annuelles. En particulier, la production électrique à partir d'énergie renouvelable est très variable d'une année sur l'autre en fonction des conditions météorologiques : pluviométrie (hydroélectricité), ensoleillement (PV) et régime des vents (éolien).

Par ailleurs, l'indicateur est également très sensible aux aléas rencontrés sur les autres filières, notamment la filière nucléaire dont la disponibilité a un impact significatif sur la production totale.

Enfin, les données concernant les énergies renouvelables thermiques et l'hydraulique sont retraitées de façon à prendre en compte le fait qu'une fraction de l'électricité produite n'est pas renouvelable (fraction non renouvelable de la biomasse et part de l'hydroélectricité issue du pompage).

Les données de 2021 à 2023 sont issues des analyses publiées par RTE dans son rapport annuel « Panorama de l'électricité renouvelable téléchargeable » à l'adresse suivante : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-panorama-de-lelectricite-renouvelable#Lesdocuments>.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Les cibles pour 2025 et 2026 correspondent aux trajectoires anticipées par la DGEC à partir des cibles de développement des filières proposées dans le document présentant les orientations de la future Programmation pluriannuelle de l'énergie mis en consultation fin 2023. La cible pour 2024 est calculée à partir du tendanciel de la production renouvelable et des estimations de production d'EDF pour le nucléaire.

INDICATEUR

1.2 – Puissance installée des principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable : éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque (MW)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Puissance installée en photovoltaïque	MW	13 500	19 500	22 000	25900	29100	32300
Puissance installée en éolien en mer	MW	0	480	1 559	2496	2992	2992
Puissance installée en éolien terrestre	MW	18 800	22 000	26 000	24400	25600	26800

Précisions méthodologiques

L'indicateur se base sur les données statistiques du ministère pour l'existant, disponibles à l'adresse statistiques.developpement-durable.gouv.fr

JUSTIFICATION DES CIBLES

Pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque, les cibles 2024 à 2026 sont calculées en se basant sur le rythme observé en 2023 : 3,2GW installés pour le photovoltaïque et 1,2GW installé pour l'éolien terrestre.

Concernant l'éolien en mer, les prochaines mises en service attendues ces prochaines années sont :

- La ferme pilote de Provence Grand Large (25 MW) devrait être mise en service à l'automne 2024 ;
- Les parcs de Fécamp et Saint-Brieuc (498 et 496 MW) ont été mis en service intégralement en 2024 ;
- Les fermes pilotes d'Éolmed et d'Éoliennes flottantes du Golfe de Lion (30 et 30 MW) devraient être mises en service courant 2025 ;
- Les parcs de Courseulles-sur-Mer et Yeu-Noirmoutier (450 MW, 488 MW) devraient être mis en service en 2025.
- Le parc de Dieppe-Le Tréport (496 MW) devrait être mis en service en 2026.

INDICATEUR

1.3 – Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour les principales filières de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable : éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque (€/MWh)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'éolien terrestre - AO	€/MWh	60,1	84,34	87,17	90	88	86
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'éolien terrestre - AT	€/MWh	72	72	75	77	79	79
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour le photovoltaïque - AO	€/MWh	72	89	93,5	96	93,7	91,4
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour le photovoltaïque - AT	€/MWh	98	127	143	115	123	113
Éolien en mer - posé	€/MWh	Sans objet	Sans objet	55	55	55	55
Éolien en mer - flottant	€/MWh	Sans objet	Sans objet	115	115	110	109

Précisions méthodologiques

Les cibles sont tirées des valeurs des LCOE 2025 et 2035 validés avec le SGPE. Les valeurs intermédiaires sont déduites par interpolation linéaire.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Pour le photovoltaïque sous arrêté tarifaire, les tarifs utilisés sont ceux de la tranche 100-500kWc pour le photovoltaïque sur toiture.

Pour ces filières, les cibles sont les suivantes :

- Pour l'éolien terrestre : 2025 : 90 €/MWh et 2035 : 70 €/MWh ;

- Pour le photovoltaïque sous appel d’offres : 2025 : 96 €/MWh et 2035 : 73,3 €/MWh (moyenne des LCOE PV sol, PV bâtiment et PV ombrières) ;
- Pour le photovoltaïque sous arrêté tarifaire : 2025 : 115 €/MWh et 2035 : 110 €/MWh. (tarif de la tranche 100-500kWc)

En ce qui concerne l’éolien en mer posé :

- Le projet Centre-Manche 1 (1 GW), attribué en mars 2023, présente un tarif de 44,9 €/MWh ;
- Deux procédures complémentaires sont en cours, en zone Centre-Manche 2 (1,5 GW - valeur cible de 50 €/MWh) et au large d’Oléron (1 GW en éolien grande profondeur - valeur cible de 60 €/MWh), et devraient conduire à une attribution des projets en début 2025.

Enfin pour l’éolien en mer flottant :

- Un parc de 250 MW au large du sud de la Bretagne a été attribué en mai 2024 pour un tarif de 86,45 €/MWh.
- Une procédure est en cours pour l’attribution de deux projets de 250 MW en Méditerranée (valeur cible de 110 €/MWh).

OBJECTIF

2 – Contribuer à porter à 10% la part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz d'ici 2030

INDICATEUR

2.1 – Part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz

(du point de vue du citoyen)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Part des énergies renouvelables dans la consommation de gaz	%	1,6	1,8	2,1	3,9	5	6

Précisions méthodologiques

L'indicateur se base sur les données relevées par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel pour les dispositifs de comptage installés au niveau des points d'injection des installations de production de biométhane. Les prévisions sont fondées sur les contrats d'obligation d'achat signés et les prévisions de signatures (source : Commission de régulation de l'énergie). L'incorporation de biométhane au moyen du dispositif de certificats de production de biogaz (CPB) est également prise en compte dans les prévisions à compter de 2026, date d'entrée en vigueur du dispositif.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Afin d’atteindre les objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle de l’énergie à l’horizon 2028 et sortir de la dépendance aux énergies fossiles, il est prévu d’atteindre une production injectée de 14 à 22 TWh par an et de porter la part des énergies renouvelables à au moins 10 % de la consommation de gaz à l’horizon 2030, par l’effet conjugué de la hausse de la production de biométhane et de la baisse de la consommation de gaz. Au 30 juin 2024, 695 sites en injection représentent une capacité raccordée de 12,5 TWh/an. La capacité contractualisée totale, incluant les installations qui ne sont pas encore mises en service, atteint 20 TWh/an. Les cibles affichées ont été établies en prenant en considération les délais usuels de mise en service et de montée en charge de ces installations, les probabilités de réalisation des projets ainsi que les projections de consommation de gaz issues de la SNBC.

De plus, le décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz a fixé les coefficients déterminant le nombre de certificats à restituer par les fournisseurs de gaz naturel. Ces coefficients correspondent à un volume injecté de 0,8 TWh en 2026, 3,5 TWh en 2027 et 6,1 TWh en 2028, volumes pris en compte dans les prévisions ci-dessus.

INDICATEUR

2.2 – Volume de biométhane injecté

(du point de vue du citoyen)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Volume de biométhane injecté	TWh	7	8,9	9,8	12	13,2	16,3

Précisions méthodologiques

L'indicateur se base sur les données relevées par les gestionnaires de réseaux de gaz naturel pour les dispositifs de comptage installés au niveau des points d'injection des installations de production de biométhane. Les prévisions sont fondées sur les contrats d'obligation d'achat signés et les prévisions de signatures (source : Commission de régulation de l'énergie). L'incorporation de biométhane au moyen du dispositif de certificats de production de biogaz (CPB) est également prise en compte dans les prévisions à compter de 2026, date d'entrée en vigueur du dispositif.

JUSTIFICATION DES CIBLES

En 2023, 9,1 TWh de biométhane ont été injectés dans les réseaux de gaz naturel, soit une production légèrement supérieure à l'objectif pour 2023.

Les prévisions de volume de biométhane injecté pour les années 2024 à 2027 se fondent sur la capacité de production des installations en service, les contrats d'obligation d'achat signés ainsi que l'estimation de la probabilité de réalisation des projets. Ces prévisions s'inscrivent dans un contexte de fort ralentissement du développement de nouveaux projets en 2020 et 2021, du fait de la crise sanitaire puis de la forte inflation qui s'en est suivie.

Par ailleurs, la trajectoire d'incorporation de biométhane relative au nouveau dispositif de certificats de production de biogaz (CPB) a été prise en compte (0,8 TWh en 2026 ; 3,5 TWh en 2027 ; 6,1 TWh en 2028) dans les prévisions de volume total de biométhane injecté à compter de 2026.

INDICATEUR

2.3 – Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'injection de gaz (€/MWh)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Rémunération de référence moyenne des nouveaux contrats de soutien pour l'injection de gaz	€/MWh	122,2	156	99	148	145	142

Précisions méthodologiques

L'indicateur se base sur les données relatives aux nouveaux contrats d'obligations d'achats de biométhane transmises par les fournisseurs de gaz naturel.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Du fait de la forte inflation affectant les coûts d’investissement et d’exploitation des installations de méthanisation, les tarifs de soutien ont dû être revus à la hausse en 2023. Les contrats signés en 2023 traduisent d’ores et déjà cette hausse, puisque le tarif moyen des contrats signés s’élève à 153,9 €/MWh selon les données transmises par la Commission de régulation de l’énergie.

OBJECTIF

3 – Contribuer à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées

INDICATEUR

3.1 – Ratio du montant pris en charge par la CSPE par rapport au coût total de production par ZNI

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Ratio du montant pris en charge par la CSPE par rapport au coût de production par ZNI	%	70,5	64	56.3	71,5	70	70

Précisions méthodologiques

Le montant pris en charge par la CSPE correspond au surcoût de production (coût de production moins recettes de production). Le ratio est sensible à plusieurs facteurs notamment aux fluctuations des prix des intrants (combustibles notamment) ou au volume des investissements réalisés dans la cadre de la transition énergétique mais aussi, du côté des recettes, à l’évolution des tarifs fixés dans les ZNI qui eux-mêmes dépendent de ceux appliqués en métropole continentale. Cet indicateur porte sur l’ensemble des ZNI.

JUSTIFICATION DES CIBLES

En raison des nombreuses incertitudes concernant l’évolution des coûts de production et des recettes dans les ZNI, un ratio de 70 % est envisagé à partir de 2026, ce qui correspond à un taux de prise en charge proche de la moyenne observée entre 2021 et 2024. Quant au ratio de 2025, celui-ci est issu des charges prévisionnelles évaluées par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024.

OBJECTIF

4 – Contribuer à porter à au moins 6,5 gigawatts les capacités installées d'effacements en 2028

INDICATEUR

4.1 – Capacités d'effacements installées

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Capacité d'effacements installées	GW	3,91	3,91	4.9	5,3	5,7	6,1

Précisions méthodologiques

Pour les capacités d'effacement explicite certifiées et les capacités d'effacement explicite lauréates de l'AOE et l'AOFD (pour l'année 2025 et le S1 2026), il peut y avoir un écart entre la valeur de l'indicateur et la capacité d'effacement réellement déployée (après contrôle du volume de la capacité d'effacement effectivement réalisé, par ailleurs ce calcul peut évoluer jusqu'en année N+3).

Le volume des capacités d'effacement explicite lauréates de l'AOE est inclus dans le volume des capacités d'effacement explicite certifiées et permet d'analyser l'effet de levier de l'AOE et l'AOFD (pour l'année 2025 et le S1 2026) pour développer les capacités d'effacement explicite.

La capacité d'effacement totale est obtenue en faisant la somme de la capacité d'effacement explicite certifiée et de la capacité d'effacement implicite développée.

	Unité	2021	2022	2023	2024	2025	2026 (S1)
Effacement explicite certifié	GW	2,976	3,37	3,11	3,56		
Effacement implicite développé	GW	0,40	0,37	0,40	0,50		
Capacités d'effacement explicite lauréates de l'AOE	GW	1,50	2,40	2,70			
Capacités d'effacement explicite lauréates de l'AOE post retrait notamment des sites interruptibles	GW	1,37	1,98	2,37			
Capacité totale d'effacement	GW	3,37	3,74	3,51	4,1		
Capacités maximales prévues par l'AOFD	GW					2,9	2,9

Les capacités d'effacement explicites certifiées ainsi que les capacités d'effacement implicite développées peuvent être consultées sur le site internet de RTE (<https://www.services-rte-.com>).

JUSTIFICATION DES CIBLES

La cible définie pour les années 2023 à 2025 correspond aux objectifs fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 adoptée en avril 2020, de même que la cible 2028. Les cibles pour les années 2025 et 2026 ont été estimées au moyen d'une fonction linéaire entre ces jalons. L'appel d'offres flexibilités décarbonées (AOFD) portant sur l'année 2025 et le premier semestre 2026 et étant ouvert au stockage, les objectifs de « bouquet de flexibilité » (incluant les effacements et le stockage) seront réévalués dans la prochaine PPE (en cours de révision).

INDICATEUR

4.2 – Prix de clearing de l'appel d'offres effacements (AOE) contractualisé pour l'année par le gestionnaire du réseau public de transport public d'électricité (€/MW)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Prix de clearing de l'appel d'offres effacements (AOE) contractualisé pour l'année par le gestionnaire du réseau public de transport public d'électricité	€/MWh	59 620	59 900	59 900	61602	62218	62841

JUSTIFICATION DES CIBLES

Le montant du clearing correspond au niveau de rémunération prévisionnel perçu par les lauréats de l'AO effacement. La rémunération réellement perçue par les lauréats pourra en revanche varier à la hausse (le sur-effacement est rémunéré dans une certaine limite en cas de dépassement de la puissance d'engagement) ou à la baisse (des pénalités sont appliquées en cas de non-respect des engagements) en fonction des résultats du contrôle de l'énergie effacée et du respect des engagements pris par le lauréat. La rémunération perçue dépend aussi de la valorisation des garanties de capacité de l'acteur, puisqu'il est rémunéré au titre de l'AOE à la différence du prix de clearing et de la valeur du PREC. Une inflation de clearing de 1 % par an a été prise en compte pour les AOE 2025 à 2027.

En complément, une cible relative au prix de clearing de l'appel d'offres flexibilités décarbonées (AOFD) contractualisé pour l'année 2025 et le premier semestre 2026 par le gestionnaire du réseau public de transport public d'électricité est défini en 2025 et 2026 à 60 000 €/MW. Le plafond a été fixé à 65 000 €/MW par la décision de la Commission européenne (SA.107352) du 21 décembre 2023 concernant l'organisation du nouvel appel d'offre flexibilités décarbonés (AOFD). Le montant de 60 000 €/MW a été fixé en août 2024 dans le cahier des charges de l'AOFD.

OBJECTIF

5 – Développer une filière de l'hydrogène renouvelable et décarbonée

INDICATEUR

5.1 – Compensation du différentiel entre les coûts de production de l'hydrogène décarboné et les coûts de production de l'hydrogène fossile (€/kg)

(du point de vue du contribuable)

	Unité	2022	2023	2024 (Cible PAP 2024)	2025 (Cible)	2026 (Cible)	2027 (Cible)
Compensation du différentiel entre les coûts de production de l'hydrogène décarboné et les coûts de production de l'hydrogène fossile	€/kg	Sans objet	Non connu	1,5	1,5	1,5	1,5

Précisions méthodologiques

Le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné prévoit que la sélection des lauréats sera pour 70 % de la note fondée sur le critère prix du ratio €/kgH2 produit et pour 30 % sur des critères hors prix, dans le respect des lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie (CEEAG). L'ordre de grandeur de la durée du soutien public est au maximum de 15 ans pour un projet.

Le dispositif prend la forme soit d'une aide au fonctionnement, soit d'une combinaison d'une aide financière à l'investissement et d'une aide au fonctionnement, sous des conditions et selon des modalités définies par l'autorité administrative compétente.

JUSTIFICATION DES CIBLES

Les soutiens accordés devraient courir sur une durée de 10 à 15 ans. Il est prévu une contractualisation par tranches annuelles de 150 MW en 2025 puis, compte tenu des coûts actuellement anticipés des systèmes hydrogène, de 250 MW en 2026, et 600 MW en 2027, pour atteindre, en 2030, 1 GW de capacités cumulées soutenues.

Il n'est pas envisagé d'évolution sensible sur les différentiels de coût de production de l'hydrogène décarboné dans les premières années de développement, ce qui explique la stabilité de la cible, à ce stade, à 1,5 €/kg d'hydrogène.

Présentation des crédits, des taxes affectées et des dépenses fiscales

PRÉSENTATION DES CRÉDITS PAR ACTION ET TITRE POUR 2024 ET 2025

AUTORISATIONS D'ENGAGEMENT

Action / Sous-action	LFI 2024 PLF 2025	Titre 6 Dépenses d'intervention	FdC et AdP attendus
09 – Soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale		0 4 235 590 756	0 0
09.01 – Eolien terrestre		0 226 973 498	0 0
09.02 – Eolien en mer		0 592 192 487	0 0
09.03 – Solaire photovoltaïque		0 2 803 677 360	0 0
09.04 – Bio-énergies		0 569 430 325	0 0
09.05 – Autres énergies		0 43 317 086	0 0
10 – Soutien à l'injection de biométhane		875 509 601 1 181 467 408	0 0
10.01 – Soutien à l'injection de biométhane		875 509 601 1 181 467 408	0 0
11 – Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain		2 236 439 679 70 000 000	0 0
11.01 – Soutien à la transition énergétique dans les ZNI		1 054 139 679 35 000 000	0 0
11.02 – Mécanismes de solidarité avec les ZNI		1 182 300 000 35 000 000	0 0
12 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques		80 463 808 588 097 356	0 0
12.01 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques		80 463 808 588 097 356	0 0
13 – Soutien aux effacements de consommation		63 000 000 187 000 000	0 0
13.01 – Soutien aux effacements		63 000 000 187 000 000	0 0
14 – Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique		44 923 343 39 762 265	0 0
14.01 – Compensation des versements au fond de solidarité logement		26 723 343 26 453 706	0 0
14.02 – Dispositif d'affichage déporté de la consommation d'énergie		11 700 000 6 075 530	0 0
14.03 – Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique		6 500 000 7 233 029	0 0
15 – Frais divers		404 922 0	0 0
15.02 – Frais d'intermédiation		404 922 0	0 0
17 – Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs		1 558 258 647 336 582 215	0 0
17.01 – Mesures à destination des consommateurs d'électricité		1 258 258 647	0

Action / Sous-action	Titre 6 Dépenses d'intervention	FdC et AdP attendus
	LFI 2024 PLF 2025	
	222 315 739	0
17.02 – Mesures à destination des consommateurs de gaz	300 000 000	0
	114 266 476	0
18 – Soutien hydrogène	680 000 000	0
	692 500 000	0
18.01 – Soutien hydrogène	680 000 000	0
	692 500 000	0
Totaux	5 539 000 000	0
	7 331 000 000	0

CRÉDITS DE PAIEMENTS

Action / Sous-action	Titre 6 Dépenses d'intervention	FdC et AdP attendus
	LFI 2024 PLF 2025	
09 – Soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale	0	0
	4 235 590 756	0
09.01 – Eolien terrestre	0	0
	226 973 498	0
09.02 – Eolien en mer	0	0
	592 192 487	0
09.03 – Solaire photovoltaïque	0	0
	2 803 677 360	0
09.04 – Bio-énergies	0	0
	569 430 325	0
09.05 – Autres énergies	0	0
	43 317 086	0
10 – Soutien à l'injection de biométhane	875 509 601	0
	1 181 467 408	0
10.01 – Soutien à l'injection de biométhane	875 509 601	0
	1 181 467 408	0
11 – Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain	2 236 439 679	0
	70 000 000	0
11.01 – Soutien à la transition énergétique dans les ZNI	1 054 139 679	0
	35 000 000	0
11.02 – Mécanismes de solidarité avec les ZNI	1 182 300 000	0
	35 000 000	0
12 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	80 463 808	0
	588 097 356	0
12.01 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	80 463 808	0
	588 097 356	0
13 – Soutien aux effacements de consommation	63 000 000	0
	187 000 000	0
13.01 – Soutien aux effacements	63 000 000	0
	187 000 000	0
14 – Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique	44 923 343	0
	39 762 265	0
14.01 – Compensation des versements au fond de solidarité logement	26 723 343	0
	26 453 706	0
14.02 – Dispositif d'affichage déporté de la consommation d'énergie	11 700 000	0
	6 075 530	0
14.03 – Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique	6 500 000	0
	7 233 029	0
15 – Frais divers	404 922	0
	0	0
15.02 – Frais d'intermédiation	404 922	0
	0	0

Action / Sous-action	Titre 6 Dépenses d'intervention	FdC et AdP attendus
	LFI 2024 PLF 2025	
17 – Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	1 558 258 647 336 582 215	0 0
17.01 – Mesures à destination des consommateurs d'électricité	1 258 258 647 222 315 739	0 0
17.02 – Mesures à destination des consommateurs de gaz	300 000 000 114 266 476	0 0
18 – Soutien hydrogène	25 000 000 25 000 000	0 0
18.01 – Soutien hydrogène	25 000 000 25 000 000	0 0
Totaux	4 884 000 000 6 663 500 000	0 0

PRÉSENTATION DES CRÉDITS PAR TITRE POUR 2024, 2025, 2026 ET 2027

Titre	Autorisations d'engagement		Crédits de paiement	
	Ouvertures	FdC et AdP attendus	Ouvertures	FdC et AdP attendus
LFI 2024 PLF 2025 Prévision indicative 2026 Prévision indicative 2027				
6 - Dépenses d'intervention	5 539 000 000 7 331 000 000 10 009 357 702 11 334 339 042		4 884 000 000 6 663 500 000 9 584 357 702 10 934 339 042	
Totaux	5 539 000 000 7 331 000 000 10 009 357 702 11 334 339 042		4 884 000 000 6 663 500 000 9 584 357 702 10 934 339 042	

PRÉSENTATION DES CRÉDITS PAR TITRE ET CATÉGORIE POUR 2024 ET 2025

Titre / Catégorie	Autorisations d'engagement		Crédits de paiement	
	Ouvertures	FdC et AdP attendus	Ouvertures	FdC et AdP attendus
LFI 2024 PLF 2025				
6 – Dépenses d'intervention	5 539 000 000 7 331 000 000		4 884 000 000 6 663 500 000	
62 – Transferts aux entreprises	5 539 000 000 7 331 000 000		4 884 000 000 6 663 500 000	
Totaux	5 539 000 000 7 331 000 000		4 884 000 000 6 663 500 000	

Justification au premier euro

Éléments transversaux au programme

ÉLÉMENTS DE SYNTHÈSE DU PROGRAMME

Action / Sous-action	Autorisations d'engagement			Crédits de paiement		
	Titre 2 Dépenses de personnel	Autres titres	Total	Titre 2 Dépenses de personnel	Autres titres	Total
09 – Soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale	0	4 235 590 756	4 235 590 756	0	4 235 590 756	4 235 590 756
09.01 – Eolien terrestre	0	226 973 498	226 973 498	0	226 973 498	226 973 498
09.02 – Eolien en mer	0	592 192 487	592 192 487	0	592 192 487	592 192 487
09.03 – Solaire photovoltaïque	0	2 803 677 360	2 803 677 360	0	2 803 677 360	2 803 677 360
09.04 – Bio-énergies	0	569 430 325	569 430 325	0	569 430 325	569 430 325
09.05 – Autres énergies	0	43 317 086	43 317 086	0	43 317 086	43 317 086
10 – Soutien à l'injection de biométhane	0	1 181 467 408	1 181 467 408	0	1 181 467 408	1 181 467 408
10.01 – Soutien à l'injection de biométhane	0	1 181 467 408	1 181 467 408	0	1 181 467 408	1 181 467 408
11 – Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain	0	70 000 000	70 000 000	0	70 000 000	70 000 000
11.01 – Soutien à la transition énergétique dans les ZNI	0	35 000 000	35 000 000	0	35 000 000	35 000 000
11.02 – Mécanismes de solidarité avec les ZNI	0	35 000 000	35 000 000	0	35 000 000	35 000 000
12 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	0	588 097 356	588 097 356	0	588 097 356	588 097 356
12.01 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques	0	588 097 356	588 097 356	0	588 097 356	588 097 356
13 – Soutien aux effacements de consommation	0	187 000 000	187 000 000	0	187 000 000	187 000 000
13.01 – Soutien aux effacements	0	187 000 000	187 000 000	0	187 000 000	187 000 000
14 – Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique	0	39 762 265	39 762 265	0	39 762 265	39 762 265
14.01 – Compensation des versements au fond de solidarité logement	0	26 453 706	26 453 706	0	26 453 706	26 453 706
14.02 – Dispositif d'affichage déporté de la consommation d'énergie	0	6 075 530	6 075 530	0	6 075 530	6 075 530
14.03 – Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique	0	7 233 029	7 233 029	0	7 233 029	7 233 029
15 – Frais divers	0	0	0	0	0	0
15.01 – Frais financiers et de gestion des contrats	0	0	0	0	0	0
15.02 – Frais d'intermédiation	0	0	0	0	0	0
15.03 – Compléments de prix liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique	0	0	0	0	0	0
17 – Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs	0	336 582 215	336 582 215	0	336 582 215	336 582 215
17.01 – Mesures à destination des consommateurs d'électricité	0	222 315 739	222 315 739	0	222 315 739	222 315 739
17.02 – Mesures à destination des consommateurs de gaz	0	114 266 476	114 266 476	0	114 266 476	114 266 476
17.03 – Mesures à destination des consommateurs de carburants	0	0	0	0	0	0

Action / Sous-action	Autorisations d'engagement			Crédits de paiement		
	Titre 2 Dépenses de personnel	Autres titres	Total	Titre 2 Dépenses de personnel	Autres titres	Total
18 – Soutien hydrogène	0	692 500 000	692 500 000	0	25 000 000	25 000 000
18.01 – Soutien hydrogène	0	692 500 000	692 500 000	0	25 000 000	25 000 000
Total	0	7 331 000 000	7 331 000 000	0	6 663 500 000	6 663 500 000

Crédits inscrits sur le programme 345 pour l'année 2025

Les charges de service public de l'électricité et du gaz liées aux actions 09 à 17 ont été évaluées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025.

- Pour rappel, le code de l'énergie prévoit le paiement des charges prévisionnelles pour une année donnée (N) selon un calendrier en décalage par rapport à l'année budgétaire, de février de l'année (N) à janvier de l'année suivante (N+1). Ces charges prévisionnelles sont évaluées en tenant compte, outre les charges prévisionnelles au titre de l'année en question (N), des écarts de mise à jour de la prévision au titre de l'année précédente (N-1) et de constatation des charges au titre des années antérieures, ainsi que de la régularisation des frais financiers et frais de gestion du mécanisme, conformément aux évaluations de la CRE.
- Cependant, comme en 2023, la loi de finances initiale pour 2024 (LFI) a intégré une disposition dérogatoire permettant à la CRE de délibérer tout au long de l'année sur les montants à compenser en 2024 afin de tenir compte des fortes variations des prix de marché, et donc potentiellement des charges exposées par les opérateurs chargés d'une mission de service public. Lors de sa délibération du 11 juillet 2024, la CRE a usé de cette disposition pour réévaluer les charges à compenser de 2024 calculées à partir des charges constatées au titre des années 2023 et antérieures et des charges prévisionnelles au titre de l'année 2024. La LFI 2024 a ainsi conféré plus de souplesse et de réactivité au mécanisme de compensation et permis d'éviter que les compensations à payer ou à recevoir par l'État ne soient fondées sur des hypothèses de prix de marché trop éloignées de la dynamique constatée d'évolution des marchés.
- En conséquence de cette réévaluation en cours d'année des charges à compenser en 2024 et de l'ajustement des compensations versées aux opérateurs au second semestre, les montants prévus dans le projet de loi de finances 2025 correspondent aux charges à compenser en 2025, telles qu'évaluées par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024, qui elles-mêmes correspondent pour l'essentiel aux charges prévisionnelles au titre de l'année 2025.

Les charges prévisionnelles estimées par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024 sont positives pour l'action 9 « Soutien aux énergies renouvelables » à hauteur de 4 262 M€. Au niveau des sous actions, toutes les filières (éoliens terrestre et en mer, solaire, bioénergies et autres énergies) présentent également un montant de charges positives.

ÉVOLUTION DU PÉRIMÈTRE DU PROGRAMME

■ MESURES DE PÉRIMÈTRE

	<i>T2 Hors Cas pensions</i>	<i>T2 CAS pensions</i>	Total T2	AE Hors T2	CP Hors T2	Total AE	Total CP
Mesures entrantes							
Mesures sortantes							
Compensation de la péréquation tarifaire des ZNI par taxe affectée				-2 798 500 000	-2 798 500 000	-2 798 500 000	-2 798 500 000

Dépenses pluriannuelles

Les crédits inscrits sur le programme 345 pour ce qui concerne les charges de CSPE retracent, en autorisations d'engagement et crédits de paiement égaux, les versements annuels aux opérateurs de service public de l'énergie au titre de la compensation de leurs charges, telles qu'évaluées et délibérées par la CRE.

Or, une part importante de ces charges relève de contrats de long terme signés entre les opérateurs de service public de l'énergie et les producteurs d'énergie, auxquels ils garantissent une rémunération de référence de l'énergie produite pendant toute la durée de leur contrat (soit jusqu'à 15 ou 20 ans). Les engagements pluriannuels pris par l'État au titre de la compensation des charges liées à ces contrats font l'objet depuis 2018 d'une comptabilisation en engagements hors bilan (EHB) dans le compte général de l'État, selon les recommandations formulées par la Cour des comptes. Les éléments comptabilisés dans les engagements hors bilan de l'État concernent, de manière historique, la métropole continentale. Des travaux récents ont permis d'étendre le périmètre des engagements hors bilan aux charges liées à la zone non interconnectée de l'Île de la Réunion, à l'occasion de l'examen de sa nouvelle PPE. Une extrapolation des travaux réalisés sur la Réunion permet de donner une estimation à affiner des engagements hors bilan pour les autres ZNI.

Au 31 décembre 2023, ces engagements hors bilan étaient évalués à hauteur de 157,9 Md€ en euros courants (hors actualisation) dont 99,7 Md€ de soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole, 17,1 Md€ de soutien à l'injection de biométhane en métropole, 5,0 Md€ de soutien à la cogénération gaz, 36,1 Md€ de soutien au titre du soutien aux EnR et à la péréquation tarifaire en ZNI.

Le comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE), institué par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte, a pour vocation d'éclairer les citoyens et parlementaires sur ces engagements pluriannuels. Placé auprès du ministre chargé de l'énergie, il comporte trois personnes qualifiées respectivement pour leurs compétences dans les domaines des énergies renouvelables, des zones non interconnectées et de la protection des consommateurs, des représentants des institutions concernées par les charges de service public de l'énergie (Cour des comptes, CRE, ministères chargés de l'énergie, de l'économie, du budget et des outre-mer). Sa composition vise ainsi à garantir l'objectivité de ses évaluations.

Engagements passés pris au 31 décembre 2022

Dans son cinquième rapport annuel, publié au second semestre 2023, le comité évalue le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et la fin de 2022 en matière de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, et financés au titre des charges de service public de l'énergie, entre 95 et 177 Md€, en fonction des scénarios retenus pour l'évolution du prix de marché de l'électricité (à trois scénarios de prix issus de la PPE dont 2 indexés sur l'inflation, le CGCSPE a adjoint deux scénarios dits tendanciels, qui tiennent compte des prix à terme élevés observés sur les marchés de gros à fin 2022).

Sur ces montants, le soutien à la production d'électricité (énergies renouvelables et cogénération au gaz naturel) représente entre 81 et 160 Md€ d'engagements à fin 2022, soit environ 89 % du total, principalement au titre des filières suivantes :

- le photovoltaïque pré-moratoire de 2011 (entre 38 et 40 Md€) ;
- l'éolien terrestre (entre 4 et 34 Md€) ;
- l'éolien en mer (entre 10 et 26 Md€) ;
- le photovoltaïque post-moratoire (entre 8 et 258 Md€).

Le soutien à la production de biométhane représente de son côté entre 13 et 17 Md€ d'engagements à fin 2022, soit environ de 10 à 14 % du total.

Enfin, selon le comité, entre 38 et 141 Md€ d'engagements, soit entre 40 % et 88 % du total, restent à payer dans les années à venir selon une chronique qui, eu égard aux dates d'engagements et à la durée des contrats, s'étale jusqu'en 2048 (bien que marginalement après 2044). Les montants déjà payés entre le début des années 2000 et fin 2022 s'élèvent quant à eux à 46 Md€.

Les restes à payer au titre des engagements pris avant fin 2022 évalués avec le scénario de prix dit « PPE 56 indexé » se traduisent par des charges annuelles prévisionnelles, qui :

- croîtront entre 2023 et 2026 d'environ 8,5 à 9,2 à 8,2 Md€, sous l'effet de la mise en service de projets déjà engagés et en particulier des projets éoliens en mer ;
- avant de connaître une baisse notable, d'environ 40 % entre 2029 et 2032 (de 7,9 à 4,7 Md€), en particulier sous l'effet (i) de l'arrivée à échéance relativement concentrée des contrats photovoltaïques pré-moratoire qui représentent – à plein régime, jusqu'en 2029 – des charges annuelles de l'ordre de 2,1 Mds€, et (ii) de l'arrivée à échéance progressive des contrats éoliens terrestres ;
- décroîtront moins fortement entre 2033 et 2039 (entre 2 et 4 Md€ par an entre ces deux bornes), année après laquelle les charges annuelles diminueront sous l'effet notamment de l'arrivée à échéance des contrats éoliens en mer, qui en régime permanent, auront représenté de l'ordre de 1,2 Md€ par an.

La détermination des engagements et des dépenses induites sur l'ensemble de la durée d'engagement dépendent fortement de facteurs exogènes et incertains, notamment de l'évolution des prix de marché de l'électricité. Cette sensibilité est d'autant plus forte pour les filières dont les tarifs de soutien sont relativement proches des prix de marché (à l'inverse, le reste à payer relatif à la filière solaire pré-moratoire, très subventionnée, est relativement stable indépendamment du scénario retenu). Ainsi, une variation de 10 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché sur la période 2023 à 2048 se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2022 pour le soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération en métropole d'environ 14 Md€, soit de l'ordre de 14 % des engagements restant à payer.

ÉCHÉANCIER DES CRÉDITS DE PAIEMENT (HORS TITRE 2)

ESTIMATION DES RESTES À PAYER AU 31/12/2024

Engagements sur années antérieures non couverts par des paiements au 31/12/2023 (RAP 2023)	Engagements sur années antérieures non couverts par des paiements au 31/12/2023 y.c. travaux de fin de gestion postérieurs au RAP 2023	AE (LFI + LFR + Décret d'avance + Décret d'annulation) 2024 + Reports 2023 vers 2024 + Prévision de FdC et AdP	CP (LFI + LFR + Décret d'avance + Décret d'annulation) 2024 + Reports 2023 vers 2024 + Prévision de FdC et AdP	Évaluation des engagements non couverts par des paiements au 31/12/2024
266 837	0	6 172 495 162	5 714 375 710	0

ÉCHÉANCIER DES CP À OUVRIR

AE	CP 2025	CP 2026	CP 2027	CP au-delà de 2027
Évaluation des engagements non couverts par des paiements au 31/12/2024	CP demandés sur AE antérieures à 2025 CP PLF CP FdC et AdP	Estimation des CP 2026 sur AE antérieures à 2025	Estimation des CP 2027 sur AE antérieures à 2025	Estimation des CP au-delà de 2027 sur AE antérieures à 2025
0	-2 798 500 000 0	0	0	0
AE nouvelles pour 2025 AE PLF AE FdC et AdP	CP demandés sur AE nouvelles en 2025 CP PLF CP FdC et AdP	Estimation des CP 2026 sur AE nouvelles en 2025	Estimation des CP 2027 sur AE nouvelles en 2025	Estimation des CP au-delà de 2027 sur AE nouvelles en 2025
7 331 000 000 0	9 462 000 000 0	25 000 000	25 000 000	617 500 000
Totaux	6 663 500 000	25 000 000	25 000 000	617 500 000

CLÉS D'OUVERTURE DES CRÉDITS DE PAIEMENT SUR AE 2025

CP 2025 demandés sur AE nouvelles en 2025 / AE 2025	CP 2026 sur AE nouvelles en 2025 / AE 2025	CP 2027 sur AE nouvelles en 2025 / AE 2025	CP au-delà de 2027 sur AE nouvelles en 2025 / AE 2025
129,07 %	0,34 %	0,34 %	8,42 %

Les crédits de paiements estimés pour les exercices 2026, 2027 et au-delà correspondent à l'ouverture progressive de nouvelles tranches de capacité du mécanisme de soutien à l'hydrogène décarboné. Il est prévu une montée en puissance du mécanisme jusqu'en 2030.

Justification par action

ACTION (57,8 %)

09 – Soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement	FdC et Adp attendus (AE)	FdC et Adp attendus (CP)
Hors titre 2	4 235 590 756	4 235 590 756	0	0
Dépenses d'intervention	4 235 590 756	4 235 590 756	0	0
Transferts aux entreprises	4 235 590 756	4 235 590 756	0	0
Total	4 235 590 756	4 235 590 756	0	0

La politique du Gouvernement en faveur de la transition énergétique repose sur un ensemble de mesures dont celles visant au développement des énergies renouvelables. Les fournisseurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution - ELD) sont tenus à ce titre de conclure des contrats d'achat de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable par les installations éligibles à l'obligation d'achat ou lauréates d'un appel d'offres. EDF doit également conclure des contrats avec les entreprises éligibles au complément de rémunération, soit dans le cadre de guichets ouverts, soit dans le cadre d'appels d'offres. Depuis le 1^{er} janvier 2017, des organismes agréés peuvent également se voir céder la gestion des contrats d'achat avec les producteurs d'électricité à partir d'énergie renouvelable.

Le surcoût résultant de l'application de ces contrats correspond à la différence entre le coût d'achat de l'électricité produite et le coût évité par ces mêmes quantités dans le cas de l'obligation d'achat, ou au montant de la prime dans le cas du complément de rémunération. La présente action vise à compenser les opérateurs de ce surcoût.

Dans sa délibération du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025, la CRE estime que les charges prévisionnelles de soutien à la production d'électricité renouvelable en métropole en 2025 seront positives pour l'action 9 à hauteur de 4 261,8 M€. En intégrant l'effet de réformes destinées à maîtriser l'évolution de ces charges, une marge pour couvrir le cas échéant les effets d'une baisse des prix de l'électricité ainsi que les recettes prévisionnelles de l'action 15 – Frais divers, les crédits inscrits sur l'action 09 s'élèvent à 4 235,6 M€ pour 2025.

SOUS-ACTION

09.01 – Éolien terrestre

Au 31 décembre 2023, le parc éolien terrestre français atteint une puissance de 22 GW. Au cours de l'année 2023, 1.2 GW ont été raccordés. La puissance nouvellement raccordée de l'éolien terrestre a diminué de 28 % par rapport à 2022. La puissance des projets éolien terrestre en cours d'instruction s'élève à 11.8 GW.

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif de 24,1 GW en service en 2023 et une fourchette de 33.2 à 34.7 GW en 2028.

En 2024, la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoyait l'ouverture d'appels d'offres à hauteur de 1 850 MW par an, pour un coût de soutien de l'ordre de 1 500 M€ sur 20 ans. Suite à une faible souscription sur la première période d'appel d'offres de l'année 2023 (seulement 40MW, du fait de non-conformités importantes), un appel d'offres supplémentaire a été ouvert.

Compte tenu des perspectives les plus récentes de prix de marché de l'énergie, les charges prévisionnelles au titre de 2025 estimées par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024 sont positives sur la sous- action « Éolien terrestre » en 2025 à hauteur de 228,4 M€.

SOUS-ACTION

09.02 – Eolien en mer

La PPE 2019-2028 prévoit l'attribution de projets éoliens (posés et flottants) pour une puissance cumulée entre 3,85 et 4,35 GW, dont au moins 750 MW en flottant et 2,5 à 3 GW en posé entre 2019 et 2023, puis au moins 1 GW par an ensuite, conformément à la loi « climat et résilience ». Depuis 2020, 5 procédures de mises en concurrence représentant 4,25 GW ont été lancées : un premier projet de 1 GW a été attribué en mars 2023 et un second projet de 250 GW flottants a été attribué en mai 2024.

Lauréat de l'appel d'offres attribué en 2012, le parc éolien en mer posé situé à Saint-Nazaire, d'une puissance de 480 MW est intégralement mis en service depuis fin 2022 (0,7 TWh produits de janvier 2023 à mai 2023). Les parcs éoliens en mer de Saint-Brieuc et Fécamp (496 MW chacun) ont été intégralement mis en service au premier semestre 2024. Les mises en service des parcs de Courseulles-sur-Mer et Yeu-Noirmoutier (1,4 GW au total) sont attendues en 2025 et celles des trois parcs pilotes flottants, totalisant une puissance de 85 MW, sont prévues entre 2024 et 2025. Le parc de Dieppe-le Tréport (496 MW) devrait être mis en service en 2026.

La filière éolienne en mer devrait donc produire plus de 4 TWh en 2024, en nette augmentation par rapport à la production en 2023 de 1,9 TWh.

Compte tenu des perspectives les plus récentes de prix de marché de l'énergie, les charges prévisionnelles au titre de 2025 estimées par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024 sur la sous- action « Éolien en mer » en 2025 sont positives à hauteur de 595,9 M€.

SOUS-ACTION

09.03 – Solaire photovoltaïque

La puissance du parc solaire photovoltaïque atteint 20 GW à la fin du quatrième trimestre 2023. Au cours de l'année 2023, 3,2GW supplémentaires ont été raccordés. La production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque s'élève à 22.7 TWh au cours de l'année 2023, en hausse de 19.2 % par rapport à l'année 2022. Elle représente 4,9 % de la consommation électrique française sur l'année.

La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe un objectif de 20,1 GW en 2023 et une fourchette comprise entre 35,1 et 44 GW en 2028.

En 2024, la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit l'attribution d'appels d'offres à hauteur de 1850 MW pour le photovoltaïque au sol, 900 MW pour le photovoltaïque sur bâtiment, 140 MW pour le photovoltaïque innovant et 150 MW pour les installations photovoltaïques en autoconsommation. L'arrêté tarifaire permettant de soutenir le développement du petit photovoltaïque sur bâtiment est également très dynamique, avec un rythme observé entre 3 et 4GW par an de demandes de contrats.

Compte tenu des perspectives les plus récentes de prix de marché de l'énergie, les charges prévisionnelles au titre de 2025 estimées par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024 concernant la sous-action « Solaire photovoltaïque » en 2025 sont positives à hauteur de 2 821,0 M€.

SOUS-ACTION

09.04 – Bio-énergies

Selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juillet 2024, au périmètre des charges supportées par EDF, la puissance de la filière biomasse devrait s'élever à 587 MW en 2025 (+78 MW par rapport à 2023, soit +15 %). Cette hausse est entièrement portée par les nouvelles installations soutenues en complément de rémunération. S'agissant de l'énergie produite, elle augmente de +5 % entre 2023 et 2025 pour atteindre 2,6 TWh. Il convient de noter que cette prévision ne tient pas compte d'une éventuelle application des dispositions prévues à l'article 229 de la loi de finances initiale pour 2024. La puissance de la filière biogaz pour la production d'électricité devrait s'élever à 401 MW en 2025, stagnant depuis 2023 (+1 % par rapport à 2024 et +2 % par rapport à 2023), notamment du fait de la priorité donnée à l'injection directe du biogaz dans les réseaux de gaz pour les nouvelles installations. L'énergie produite par la filière biogaz stagne également, à 2,3 TWh en 2025 soit +3 % par rapport à 2023.

Compte tenu des perspectives les plus récentes de prix de marché de l'énergie, les charges prévisionnelles au titre de 2025 estimées par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024 sur la sous- action « Bio-énergies » en 2025 sont positives à hauteur de 573,0 M€.

SOUS-ACTION

09.05 – Autres énergies

Cette sous-action regroupe les filières restantes de production d'électricité dont notamment l'hydraulique, l'incinération d'ordures ménagères et les autres filières plus marginales (gaz de mines, géothermie, etc.).

Pour la « petite hydroélectricité », comme les années précédentes, un appel d'offres de 30 MW a été ouvert en février 2024. Le développement et la rénovation des installations de moins de 1 MW sont soutenus par un dispositif de guichet sous la forme d'un arrêté tarifaire (dit arrêté H16), dont les conditions ont été mises à jour le 22 mai 2024. En 2025, comme projeté en 2024, environ 15 W supplémentaires devraient être mis en service dans le cadre du H16.

Selon la délibération de la CRE du 11 juillet 2024, le parc hydraulique soutenu devrait représenter une puissance installée de 1,0 GW en 2025, en légère baisse par rapport à 2023 (-54 MW, soit -5 %), l'arrivée à échéance de contrats anciens étant compensée par la prise d'effet des nouveaux contrats. En conséquence, la production prévisionnelle s'établit à 2,8 TWh, un niveau légèrement inférieur (-5 %) à la production constatée en 2023. La filière incinération d'ordures ménagères voit sa puissance se stabiliser en 2025, après une chute entre 2023 et 2024 (de 85 à 24 MW), causée par l'arrivée à échéance des contrats en cours et de l'absence de mécanisme de soutien pour les nouvelles installations. L'énergie produite suit la même tendance et s'élève à 0,2 TWh en 2025, comme en 2024.

Les autres filières (gaz de mines, géothermie, achat des surplus aux ELD) sont plus marginales et représentent une production prévisionnelle de 192 GWh en 2025 (176 GWh en 2024).

Les charges prévisionnelles estimées par la CRE sont positives sur la sous-action « Autres énergies » en 2025 à concurrence de 43,6 M€.

ACTION (16,1 %)**10 – Soutien à l'injection de biométhane**

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement	FdC et Adp attendus (AE)	FdC et Adp attendus (CP)
Hors titre 2	1 181 467 408	1 181 467 408	0	0
Dépenses d'intervention	1 181 467 408	1 181 467 408	0	0
Transferts aux entreprises	1 181 467 408	1 181 467 408	0	0
Total	1 181 467 408	1 181 467 408	0	0

Au 30 juin 2024, 695 installations produisent du biométhane valorisé par injection dans les réseaux de gaz naturel. Les volumes d'énergie sont exprimés en pouvoir calorifique supérieur (PCS). La capacité de production cumulée s'élève à 12,5 TWh PCS/an, en progression de 5,9 % par rapport à fin 2023. La programmation pluriannuelle de l'énergie fixe une fourchette comprise entre 14 et 22 TWh PCS/an en 2028.

À la fin du deuxième trimestre 2024, la capacité des 912 projets en file d'attente est de 15,3 TWh/an, en hausse de 9,9 % par rapport à fin 2023.

SOUS-ACTION**10.01 – Soutien à l'injection de biométhane**

Dans sa délibération en date du 11 juillet 2024, la Commission de régulation de l'énergie indique, sur la base des déclarations des fournisseurs de gaz naturel, que 25 fournisseurs ont prévu d'acheter 13,5 TWh de biométhane provenant de 834 installations en 2025, pour un coût d'achat total de 1 731,8 M€. Le coût d'achat unitaire moyen prévisionnel de l'énergie produite est de 128,6 €/MWh, soit une augmentation de +1,3 €/MWh par rapport au coût d'achat unitaire constaté pour 2023 (127,3 €/MWh).

Les charges prévisionnelles au titre de 2025 correspondant au soutien à l'injection de biométhane sont évaluées par la Commission de régulation de l'énergie, sur la base des déclarations des fournisseurs de gaz naturel, à 1 182,4 M€. Ce montant est 50 % supérieur au montant constaté en 2023 (787,6 M€) et 11 % supérieur au montant mis à jour au titre de 2024 (1 061,8 M€). Cela s'explique en partie par les conséquences budgétaires de la publication de l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023, qui a revalorisé le tarif à la hausse et engendré un nombre important de contractualisations en 2023 sous ce nouveau tarif. En effet, les premières mises en service interviennent généralement 2 ans après la signature du contrat.

ACTION (1,0 %)**11 – Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain**

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement	FdC et Adp attendus (AE)	FdC et Adp attendus (CP)
Hors titre 2	70 000 000	70 000 000	0	0
Dépenses d'intervention	70 000 000	70 000 000	0	0
Transferts aux entreprises	70 000 000	70 000 000	0	0
Total	70 000 000	70 000 000	0	0

Certains territoires ne sont pas connectés au réseau d'électricité continental (ou de façon limitée dans le cas de la Corse) et voient leur approvisionnement en électricité spécifiquement contraint : on les regroupe sous le nom de zones non interconnectées (ZNI).

Ces zones regroupent notamment : la Corse ; les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, La Réunion) ; les collectivités territoriales (Martinique, Guyane, Mayotte, Saint-Martin, Saint-Barthélemy) ; certaines collectivités d'outre-mer (Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna notamment) ; les îles du Ponant (les îles de Sein, Molène, Ouessant et Chausey). La Nouvelle Calédonie et la Polynésie française ont des statuts particuliers en matière d'énergie et ne sont pas considérées comme des zones non interconnectées (ZNI).

Les crédits de l'action 11 « Soutien dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain » financent les charges résultant de deux missions de service public de l'énergie complémentaires : d'une part, la transition énergétique des territoires et, d'autre part, la péréquation tarifaire qui permet aux consommateurs de ces territoires de bénéficier de prix de l'électricité comparables à ceux applicables en métropole continentale alors même que les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont sensiblement supérieurs à ceux de la métropole.

Il en résulte pour les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF), des surcoûts qui font l'objet d'une compensation par l'État.

Plus précisément, les charges liées à la production d'électricité dans les zones non interconnectées sont constituées notamment :

- des surcoûts de production d'électricité à partir des installations appartenant aux opérateurs historiques. Les surcoûts de production supportés par EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) et Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) et donnant lieu à compensation sont calculés comme l'écart entre le coût de production « normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone » et la part production du tarif réglementé de vente. Le coût de production normal et complet est calculé annuellement à partir des coûts constatés dans la comptabilité appropriée des opérateurs ;
- des surcoûts d'achat d'électricité dans le cadre de contrats conclus entre les producteurs tiers et les fournisseurs historiques, qu'ils relèvent de l'obligation d'achat (arrêtés tarifaires et appels d'offre) ou du gré à gré, sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie. Les surcoûts d'achat sont calculés comme l'écart entre le prix auquel le fournisseur historique achète l'électricité à un producteur tiers et la part « production » du tarif réglementé de vente.

Les coûts correspondants ont été évalués de façon prévisionnelle par la Commission de régulation de l'énergie à 3019 M€ au titre de l'année 2025. La budgétisation 2025 intègre cependant les effets d'une réforme de la péréquation tarifaire en ZNI destinée à pérenniser le financement de celle-ci par une affectation directe d'une fraction d'accise sur les énergies de chauffage (combustibles et électricité) pour l'ensemble des ZNI, à l'exception de Saint-Martin et Saint-Barthélemy. Au total, les charges prévisionnelles liées au soutien

dans ces deux territoires s'établissent à 70 M€ réparties à parts égales entre les sous-actions 11.01 – Soutien à la transition énergétique dans les ZNI et 11.02 – Mécanisme de solidarité avec les ZNI.

SOUS-ACTION

11.01 – Soutien à la transition énergétique dans les ZNI

Le code de l'énergie prévoit la mise en place de programmations pluriannuelles de l'énergie propres à chaque zone non interconnectée. Ces programmations, qui couvrent une période de cinq ans, sont élaborées conjointement par le gouvernement et les autorités locales. Elles constituent l'outil de pilotage de la politique énergétique de ces territoires, en association avec les collectivités locales.

Ces programmations visent à atteindre deux objectifs ambitieux fixés par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte : couvrir avec des énergies renouvelables 50 % du mix énergétique de ces territoires en 2023 ; parvenir à l'autonomie énergétique en 2030. Territoires isolés du réseau électrique de la France continentale, les zones non interconnectées assurent en effet aujourd'hui l'essentiel de leur fourniture électrique avec des énergies fossiles importées (gaz, fioul, charbon).

L'accompagnement de la transition énergétique des zones non interconnectées prend principalement la forme de contrats d'obligation d'achat ou de contrats de gré à gré pour le développement des énergies renouvelables et d'actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Plus précisément, la sous-action « Soutien à la transition énergétique dans les ZNI » couvre :

- les surcoûts de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par le fournisseur historique : -15,5 M€ pour Électricité de France (EDF) en 2025 (coûts de production inférieurs aux recettes de production prévisionnelles cette année) ;
- les surcoûts d'achat des contrats de gré à gré ou d'obligation d'achat d'énergies renouvelables : 1 228 M€ pour EDF, 8,1 M€ pour Électricité de Mayotte (EDM) et 0,27 M€ pour Eau et Électricité de Wallis-et-Futuna (EEWF) ;
- les coûts liés à la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) : 185,5 M€ pour EDF, 8,4 M€ pour Électricité de Mayotte (EDM) et 7,5 M€ pour l'Agence d'aménagement durable, d'urbanisme et d'énergie de la Corse ;
- les coûts liés au développement du stockage : 6,3 M€ pour EDF et 2,8 M€ Électricité de Mayotte (EDM) ;
- le coût des études prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie : absence de charges en 2024 ;
- régularisation des charges au titre des années 2010 à 2022 : 7,7 M€.

En déduisant sur cette sous-action l'impact de la réforme du financement de la péréquation tarifaire, le total de cette sous-action s'élève ainsi à 35 M€.

SOUS-ACTION

11.02 – Mécanismes de solidarité avec les ZNI

La sous action « Mécanismes de solidarités avec les ZNI » représente la part dévolue à la production non renouvelable de la péréquation tarifaire : les surcoûts de production hors énergies renouvelables du fournisseur historique et les surcoûts d'achat des contrats de gré à gré hors énergies renouvelables.

Le total de cette sous-action s'élève à 1 577 M€ pour l'année 2025 et comprend :

- les contrats de gré à gré thermique pour les producteurs tiers (fioul, gaz, etc.) : 669,2 M€ pour EDF ;

- les charges induites par l'exploitation des moyens de production d'électricité à partir des installations appartenant aux fournisseurs historiques : 461,1 M€ pour EDF SEI, 171,5 M€ pour Électricité de Mayotte (EDM) et 9,9 M€ pour Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF) ;
- régularisation des charges au titre des années 2010 à 2022 : 10,2 M€.

En déduisant sur cette sous-action l'impact de la réforme du financement de la péréquation tarifaire, le total de cette sous-action s'élève ainsi à 35 M€.

ACTION (8,0 %)

12 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement	FdC et Adp attendus (AE)	FdC et Adp attendus (CP)
Hors titre 2	588 097 356	588 097 356	0	0
Dépenses d'intervention	588 097 356	588 097 356	0	0
Transferts aux entreprises	588 097 356	588 097 356	0	0
Total	588 097 356	588 097 356	0	0

La cogénération désigne le processus de production simultanée de chaleur et d'électricité, qui permet d'atteindre des rendements énergétiques globaux supérieurs à ceux obtenus via la production séparée de chaleur (chaudières) et d'électricité (centrales électriques). La cogénération permet ainsi de générer des économies d'énergie primaire, ce qui contribue à l'atteinte des objectifs de réduction de la consommation énergétique.

Cette action assure la compensation des coûts supportés par les acheteurs obligés (EDF, entreprises locales de distribution) dans le cadre de la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la cogénération au gaz naturel, tels que les contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération. Ce soutien concerne les installations de moins de 12 MW, le dispositif transitoire de rémunération de la disponibilité des capacités de production des installations de plus de 12 MW prévu par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 ayant pris fin au 31 décembre 2016.

Conformément à la programmation pluriannuelle de l'énergie d'avril 2020, le dispositif de soutien à la cogénération a été abrogé le 21 août 2020. Seuls les contrats en cours à cette date font donc l'objet d'une compensation jusqu'à leur terme.

Cette action assure également la compensation des coûts au titre des autres moyens thermiques, notamment le gaz de mine et certaines installations de production de pointe fonctionnant au diesel.

SOUS-ACTION

12.01 – Soutien à la cogénération au gaz naturel et autres moyens thermiques

Selon la délibération de la CRE du 11 juillet 2024, la puissance soutenue de la filière cogénération au gaz naturel devrait baisser entre 2023 et 2025 de 0,9 GW pour s'établir à 1,4 GW avec l'arrivée à échéance de contrats anciens et de l'abrogation du soutien à la filière. L'énergie produite soutenue baisse elle aussi fortement entre 2023 et 2025 (-1,4 TWh, soit -25 %). Concernant la centrale à « cycle combiné gaz » de

Landvisiau mise en service en 2021, sa puissance est de 422 MW. Une prime fixe annuelle en €/MW est versée au producteur.

Les charges évaluées par la CRE à compenser en 2025 pour la cogénération au gaz naturel et les autres moyens thermiques s'élèvent à 598,1 M€.

ACTION (2,6 %)

13 – Soutien aux effacements de consommation

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement	FdC et Adp attendus (AE)	FdC et Adp attendus (CP)
Hors titre 2	187 000 000	187 000 000	0	0
Dépenses d'intervention	187 000 000	187 000 000	0	0
Transferts aux entreprises	187 000 000	187 000 000	0	0
Total	187 000 000	187 000 000	0	0

Cette dépense correspond au financement des appels d'offres pluriannuels prévus par l'article L 271-4 du code de l'énergie organisés à partir de 2018 (reliquats des AOE pluriannuels de 2023 et 2024) visant à développer les capacités d'effacement de consommation électrique ainsi que le financement de l'appel d'offres flexibilités décarbonées (incluant également le stockage) prévu pour l'année 2025 (également S1 2026).

SOUS-ACTION

13.01 – Soutien aux effacements

Pour l'année 2025, les charges prévisionnelles pour la mise en œuvre des contrats d'effacement déclarées par Réseau de transport d'électricité (RTE) et retenues par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024 s'élèvent à 316,0 M€. Elles correspondent à une estimation prévisionnelle du budget de contractualisation des reliquats des appels d'offres effacement (AOE) pluriannuels 2023 et 2024 ainsi qu'à l'appel d'offres flexibilités décarbonées (AOFD) pour l'année 2025. Début août (post délibération de la CRE), en raison d'une réévaluation des besoins, la révision à la baisse les volumes et modalités de l'appel d'offres flexibilités décarbonées (AOFD) a pour conséquence une réévaluation à la baisse du budget global de soutien aux effacements à 187,3 M€ (chiffre estimé par la DGEC) au lieu de 316 M€ (comme indiqué dans la délibération de la CRE publiée avant cette révision).

ACTION (0,5 %)**14 – Dispositions sociales pour les consommateurs en situation de précarité énergétique**

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement	FdC et Adp attendus (AE)	FdC et Adp attendus (CP)
Hors titre 2	39 762 265	39 762 265	0	0
Dépenses d'intervention	39 762 265	39 762 265	0	0
Transferts aux entreprises	39 762 265	39 762 265	0	0
Total	39 762 265	39 762 265	0	0

Cette action assure le financement des dispositifs d'aide aux ménages en situation de précarité. Ils sont au nombre de 5 répartis en 3 sous-actions, pour des dépenses totales évaluées à 39,7 M€ en 2025.

SOUS-ACTION**14.01 – Compensation des versements au fond de solidarité logement**

Les opérateurs peuvent bénéficier de la prise en charge d'une partie de leur contribution au fonds de solidarité logement. L'arrêté du 6 avril 2018 fixant le montant et la limite de compensation des contributions des fournisseurs d'électricité au fonds de solidarité pour le logement réforme les règles de compensation des fournisseurs : celle-ci est portée à un euro par client résidentiel titulaire d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kVA au 1er janvier de l'année considérée, dans la limite de 90 % de leur contribution. Cette évolution vise à préserver le caractère incitatif du fonds de solidarité logement pour les fournisseurs, tout en participant à l'objectif de maîtrise des dépenses publiques.

Les charges prévisionnelles pour l'année 2025 évaluées par la CRE pour les contributions aux fonds de solidarité logement s'élèvent à 26,4 M€.

SOUS-ACTION**14.02 – Dispositif d'affichage déporté de la consommation d'énergie**

En application de l'article L. 124-5 du code de l'énergie, les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel doivent proposer à leurs clients bénéficiant des tarifs sociaux ou du chèque énergie, et équipés d'un compteur communicant Linky ou Gazpar, un accès à leurs données de consommation, exprimées en euros. Pour l'électricité, cet affichage doit être en temps réel. Les coûts correspondants sont compensés, dans la limite d'un montant unitaire maximal par ménage fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Les charges prévisionnelles pour l'année 2025 évaluées par la CRE pour l'accès aux données de consommation d'énergie s'élèvent à 6,1 M€.

SOUS-ACTION

14.03 – Autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique

Les charges prévisionnelles pour l'année 2025 évaluées par la CRE pour les autres dispositifs de lutte contre la précarité énergétique s'élèvent à 7,2 M€.

Ce montant compense deux dispositifs sociaux :

- La tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) pour l'électricité et la « tarification spéciale de solidarité » (TSS) pour le gaz sont entrées en vigueur le 1er janvier 2005. Elles ont été remplacées au 1er janvier 2018 par le chèque énergie. Néanmoins, les dispositions réglementaires nécessaires au déploiement du chèque énergie n'ayant pas été prises dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité y a été prolongé en 2022 en l'absence d'avancées réglementaires. Ainsi, seule EDF prévoit de supporter des charges liées au tarif de première nécessité, relatives aux îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy spécifiquement.
- Les protections associées au chèque énergie, qui a remplacé depuis le 1er janvier 2018 sur l'ensemble du territoire les anciens tarifs sociaux de l'énergie, et dont le financement a été transféré en 2020 sur le programme 174 « Énergie, climat et après-mines ». Le programme 345 continue de financer les compensations de charges, évaluées par la CRE, des fournisseurs concernant les services liés à la fourniture des bénéficiaires du chèque énergie.

ACTION

15 – Frais divers

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement	FdC et Adp attendus (AE)	FdC et Adp attendus (CP)
Total	0	0	0	0

Cette action assure le financement de frais divers associés aux missions de service public de l'énergie. Ces frais, détaillés ci-dessous, représentent des recettes totales évaluées à 538,1 M€ en 2025. Au sein de cette action, la sous-action 15.03 – Compléments de prix liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique a, en effet, des charges prévisionnelles négatives (-555,6 M€). Malgré que les deux autres sous-actions : 15.01 – Frais financiers et gestion des contrats (17,4 M€) et 15.02 – Frais d'intermédiation (+0,1 M€) présentent des charges prévisionnelles positives, les crédits inscrits pour l'action 15 sont donc nuls en 2025. Les recettes prévisionnelles de cette action (538,1 M€) sont déduites sur les crédits de l'action 9 – Soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale.

SOUS-ACTION

15.01 – Frais financiers et de gestion des contrats

Cette sous-action compense les opérateurs pour les coûts directement induits par la conclusion et la gestion des contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération pour un montant prévisionnel au titre de 2025 de 99,16 M€ selon la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juillet 2024 basée notamment sur la délibération n° 2024-20 de la CRE du 25 janvier 2024 portant décision sur les principes de calcul des frais de conclusion et de gestion des contrats d'achat d'électricité et de gaz en métropole continentale.

Elle comprend par ailleurs -77,3 M€ au titre des frais financiers (en l'occurrence il s'agit donc de produits financiers). En application des articles L. 121-19-1 et L. 121-41 du code de l'énergie, les charges de service public de l'énergie supportées par les opérateurs sont en effet majorées ou diminuées de frais financiers définis comme suit : « si le montant de la totalité des acomptes versés au titre d'une année est inférieur, respectivement supérieur, au montant constaté des charges mentionnées aux articles [L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 pour ce qui concerne l'électricité et à l'article L. 121-35 pour ce qui concerne le gaz] il en résulte respectivement, une charge ou un produit, qui porte intérêt à un taux fixé par décret. La charge ou le produit ainsi calculé est, respectivement, ajoutée ou retranché aux charges à compenser à cet opérateur pour les années suivantes. »

Le h) du I de l'article R. 121-31 du code de l'énergie précise que le montant des charges imputables aux missions de service public incombant à chaque opérateur est « augmenté ou diminué des intérêts prévus aux articles L.121 - 19-1 et L.121-41, calculés opérateur par opérateur, par application, à la moyenne du déficit ou de l'excédent de compensation constaté l'année précédente, du taux de 1,72 %, qui peut être modifié par décret. Les modalités de calcul de ces intérêts sont établies par la Commission de régulation de l'énergie. »

Enfin, la CRE prend en compte les défauts de recouvrement créés en 2023 par l'absence de remboursement, de la part de certains opérateurs, des montants dus à l'État au titre de charges négatives (annexe 5 de la délibération du 11 juillet 2024), pour un total de -4,5 M€, ceux-ci ayant été remboursés ou ayant fait l'objet de l'émission d'un titre de perception.

Si les charges prévisionnelles estimées par la Commission de régulation de l'énergie sont positives pour cette sous-action (+17,4 M€), compte tenu d'un montant global de charges négatives sur l'action 9, les crédits inscrits sont nuls pour cette sous-action.

SOUS-ACTION

15.02 – Frais d'intermédiation

La sous-action « Frais d'intermédiation » couvre les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations et les frais de gestion de l'organisme mentionné à l'article L. 314-14 du code de l'énergie, responsable de la mise aux enchères des garanties d'origine.

Les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations sont évalués par la Commission de régulation de l'énergie à 55 061 € pour 2025. Ce montant correspond à la somme des frais de gestion prévisionnels au titre de 2025 (56 017 €) et de l'écart entre les frais de gestion constatés en 2023 et les frais prévisionnels au titre de cette même année (-956 €). Les frais de gestion constatés en 2023 (54 386 €) ont été actés par l'arrêté du 26 juin 2024.

Les frais supportés par l'entreprise EEX au titre de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue par l'article L. 314-14 du code de l'énergie sont évalués à 50 214 € pour 2025. A noter que ce montant n'intègre que la régularisation au titre de l'année 2023, ainsi qu'un reliquat de TVA au titre de 2021 qui n'avait pas pu être pris en compte auparavant, et pas les frais prévisionnels au titre de l'année 2025. Le mandat d'EEX en tant que gestionnaire du registre national des garanties d'origine s'arrêtant en septembre 2024, un appel d'offres aura lieu d'ici octobre 2024 afin de désigner le nouveau teneur de registre. Les frais de gestion et d'inscription de registre des garanties d'origine pourraient ainsi être modifiés à partir du 1^{er} janvier 2025.

Si les charges prévisionnelles estimées par la Commission de régulation de l'énergie sont positives pour cette sous-action (+0,1 M€), compte tenu d'un montant global de charges négatives sur l'action 15, les crédits inscrits sont nuls pour cette sous-action.

SOUS-ACTION

15.03 – Compléments de prix liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

L'article 62 de la n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat a modifié les dispositions du code de l'énergie relatives au complément de prix acquitté dans certaines circonstances par les fournisseurs d'électricité au titre du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire (ARENH). Les dispositions modifiées prévoient la déduction dans certaines circonstances d'une partie des montants versés à EDF, au titre du complément de prix de l'ARENH de la compensation des charges imputables aux missions de service public assignées à EDF en application de l'article L. 121-6 du code de l'énergie.

Ces nouvelles dispositions n'engendrent en principe pas de dépenses nouvelles pour le budget de l'État. Au contraire, elles permettent potentiellement de réduire les versements devant être apportés par le budget de l'État pour la compensation des charges de service public de l'énergie d'EDF. Dans sa délibération du 11 juillet 2024, la CRE estime qu'EDF devrait ainsi recouvrer en 2024 un montant de 555,6 M€ au titre du complément de prix ARENH portant sur l'année 2023. Il sera alors déduit de la compensation des charges pour 2025, sous réserve de régularisation au regard des montants effectivement versés à EDF.

La prévision de dépenses au titre de la sous-action 15-03 est donc nulle pour l'année 2025.

ACTION (4,6 %)

17 – Mesures exceptionnelles de protection des consommateurs

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement	FdC et Adp attendus (AE)	FdC et Adp attendus (CP)
Hors titre 2	336 582 215	336 582 215	0	0
Dépenses d'intervention	336 582 215	336 582 215	0	0
Transferts aux entreprises	336 582 215	336 582 215	0	0
Total	336 582 215	336 582 215	0	0

Dans le contexte de la forte hausse des prix du gaz et de l'électricité constatée depuis mi-2021, le législateur a élargi ponctuellement (cf. art 181 de la LFI 2022) la spécialité des crédits portés par le programme 345 des charges usuelles de service public de l'énergie aux mesures de protection des consommateurs contre les hausses des prix des énergies face à la crise (boucliers tarifaires pour le gaz et pour l'électricité). Cette disposition a été maintenue dans la LFI 2024.

Si le bouclier tarifaire individuel pour le gaz a pris fin le 30 juin 2023 et le 31 janvier 2024 pour le bouclier tarifaire individuel pour l'électricité grâce à la baisse progressive des prix de l'énergie, le P345 au travers de l'action 17, continue de financer en 2024 les boucliers collectifs de l'électricité et du gaz ainsi que les dispositifs de l'amortisseur électricité et de la « garantie 280 » pour les TPE.

En 2025, les perspectives de prix de marché de l'énergie laissent entrevoir désormais la fin des mesures exceptionnelles de protection des consommateurs. Néanmoins, la gestion par l'ASP, à partir de mars 2025, du guichet S2 2024 des boucliers collectifs gaz et électricité conduit à une prévision de dépense positive sur l'action 17 de 285 M€ (180 M€ pour l'électricité et 105 M€ pour le gaz).

L'action intègre enfin pour 52,5 M€ de reliquats antérieurs à 2023, évalués par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024, au titre des boucliers tarifaires individuels gaz et électricité.

SOUS-ACTION

17.01 – Mesures à destination des consommateurs d'électricité

En complément de la baisse de taxes (accise sur l'électricité, ex-TICFE) au minimum communautaire, pour tous les consommateurs sauf ceux qui bénéficient déjà de taux très réduits ou d'une exonération (très gros consommateurs), le bouclier tarifaire pour l'électricité comportait, en 2022 comme en 2023, une limitation de la hausse des tarifs destinés aux consommateurs éligibles aux TRVe (dont les consommateurs en Corse et outre-mer), qu'ils soient clients des fournisseurs historiques ou des fournisseurs alternatifs. En 2023, « l'amortisseur électricité » est venu compléter la palette des aides aux consommateurs d'électricité, pour les collectivités, PME ou assimilées et TPE ou assimilées non éligibles aux tarifs réglementés de vente, en s'appuyant sur l'encadrement temporaire de crise et de transition (TCTF) établi par la Commission européenne.

Afin que tous les fournisseurs puissent répercuter à leurs clients les effets des aides sur l'électricité, les lois de finances successives ont prévu une compensation par l'État, au titre des charges de service public de l'énergie, des pertes que les fournisseurs subiraient.

En 2024, si le bouclier individuel pour l'électricité a pris fin le 1^{er} février avec la baisse des prix de gros de l'électricité, les dispositifs de l'amortisseur électricité et de la « Garantie 280 » ont en revanche été prolongés tout comme le bouclier collectif pour l'électricité. Les consommateurs n'ont aucune démarche à effectuer pour bénéficier de l'aide qui est demandée par les fournisseurs et répercutée sur leur facture puis, pour les ménages, automatiquement sur leurs charges. La gestion, à partir de mars 2025, du guichet de demande du S2 2024 par l'Agence de services et de paiement (ASP) impliquera une dernière dépense estimée à 180 M€ en 2025 sur la sous-action 17.01.

En intégrant par ailleurs un reliquat de charges au titre du bouclier individuel électricité 2022, évalué par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024 à 43,2 M€, la prévision de dépense sur la sous-action 17.01 s'élève à 223,2 M€.

SOUS-ACTION

17.02 – Mesures à destination des consommateurs de gaz

Le bouclier tarifaire institué par la loi de finances pour 2022 pour les consommateurs éligibles aux tarifs réglementés (particuliers et petites copropriétés) a été étendu aux logements chauffés par un chauffage collectif au gaz ou par un réseau de chaleur urbain utilisant du gaz naturel par le décret du 9 avril 2022 par le biais d'une aide financière. Cette aide est équivalente au gel des tarifs réglementés du gaz du 1^{er} novembre 2021 au 30 juin 2022, basée sur la différence entre le TRV gelé et le TRV non gelé, dans la limite de l'écart réel entre le prix du gaz facturé et le prix du TRV gelé. Pour ce bouclier « collectif », les ménages n'ont aucune démarche à effectuer pour bénéficier de l'aide qui est répercutée automatiquement sur leurs charges. Les demandes d'aide sont formulées par les fournisseurs d'énergie (fournisseur de gaz, exploitant de chaufferie collective qui facture la chaleur, gestionnaire de réseaux de chaleur) pour le compte des gestionnaires des logements sociaux et copropriétés, qui répercutent cette aide sur les charges. Le dispositif d'aide est également ouvert aux résidences à caractère social (logements-foyers, résidences universitaires et résidences service, lieux d'hébergement pour demandeurs d'asile, centres d'hébergement et de réinsertion sociale) dont les charges ne sont pas forcément récupérables mais qui se retrouvent dans une situation financière difficile, dans la mesure où les redevances des résidents sont contraintes et déterminées de manière forfaitaire. Ce second dispositif est géré par l'Agence de services et de paiement (ASP).

Compte tenu de la baisse des prix sur les marchés de gros, le dispositif pour les particuliers et copropriétés en contrat direct n'a pas été reconduit après le 1^{er} juillet 2023. Seule l'aide pour les contrats pluriannuels signés à un prix très élevé au second semestre 2022 pour les ménages chauffés collectivement au gaz a été

reconduite jusqu'à la fin de l'année 2024. La gestion du guichet du second semestre 2024 par l'ASP ne débutant qu'en mars 2025, une dépense de 105 M€ est, à ce titre, prévue en 2025 pour la sous-action 17.02.

L'intégration de 9,3 M€ de reliquats de charges liées au bouclier tarifaire individuel 2021-2022, gaz, évalué par la CRE dans sa délibération du 11 juillet 2024, conduit ainsi à une prévision totale de dépense sur la sous-action 17.02 de 114,3 M€.

ACTION (9,4 %)

18 – Soutien hydrogène

Titre et catégorie	Autorisations d'engagement	Crédits de paiement	FdC et Adp attendus (AE)	FdC et Adp attendus (CP)
Hors titre 2	692 500 000	25 000 000	0	0
Dépenses d'intervention	692 500 000	25 000 000	0	0
Transferts aux entreprises	692 500 000	25 000 000	0	0
Total	692 500 000	25 000 000	0	0

Afin d'atteindre les objectifs de la stratégie de décarbonation nationale, la France soutient le développement de la production d'hydrogène décarboné, notamment pour la décarbonation de certaines industries. Des appels d'offre sont donc prévus au cours de l'exercice 2024, qui induiront des besoins de crédits à partir de 2025 portés par le programme 345.

Le dispositif de soutien à la production d'hydrogène décarboné accompagnera le déploiement à terme d'environ 1 GW d'électrolyse pour participer au lancement du marché en prenant en charge une partie de la différence entre le coût de l'hydrogène décarboné et de l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles. Le mécanisme prévoit de monter en puissance sur trois vagues.

Il est envisagé d'apporter un soutien à la production sur une durée de 10 à 15 ans, avec l'ouverture d'une première session de 150 MW en 2025, puis, compte tenu des coûts actuellement anticipés des systèmes hydrogène, de 250 MW en 2026 et 600 MW en 2027 pour atteindre 1 GW de capacités cumulées et soutenues qui seraient progressivement mises en service.