QUI PAIE QUOI, SUR QUELLE DURÉE ?

Un système énergétique qui s'autofinance sur sa trajectoire — ce qui existe, ce que nous proposons, ce que l'État y gagne

Programme Résilience 2045 — note de synthèse — octobre 2026 — s'appuie sur les notes « Payer le carbone retiré », « Architecture juridique et financière » V5, « Réforme de la méthanisation » (CDC V2.3), « Addendum coût réel du biochar » V1.1, « Finances publiques », « Contrainte hydrique » V4 et « Souveraineté énergétique 2045 » (resilience2045.fr). Les valeurs précédées de ~ sont des ordres de grandeur de travail, à valider par une étude indépendante.

Le point de départ : la trajectoire Résilience

Le modèle économique de cette note est construit à partir de la trajectoire étudiée et définie par le Programme Résilience 2045. Cette trajectoire retire les énergies fossiles du système énergétique : elle électrifie les usages partout où c'est possible, avec le nucléaire comme socle et des renouvelables construites selon les besoins.

Elle y ajoute un système complémentaire qui renforce le système électrique là où il ne suffit pas seul : un biométhane français, produit à partir de déchets et de résidus agricoles et forestiers, qui assure les pointes, le stockage entre les saisons et les usages que l'électricité ne peut pas couvrir — poids lourds, tracteurs, aviation, industrie à haute température.

Enfin, les techniques retenues pour produire ce biométhane — méthanisation et surtout pyrogazéification — assurent en même temps une séquestration durable du carbone, par le biochar et par le stockage du CO_2 biogénique concentré. Ce retrait n'est pas une option : il est indispensable pour ramener à terme le climat vers un état plus acceptable, car l'arrêt des fossiles stabilise au mieux la concentration de CO_2 sans la faire redescendre.

Les volumes, les ouvrages et les économies présentés ici découlent de cette trajectoire ; la note en tire les conséquences économiques et financières.

L’essentiel

Aujourd’hui, chaque filière a son guichet : on paie des volumes plutôt que des besoins, les coûts de réseau et de secours sont répartis sans signal, et seuls les kilowattheures sont rémunérés — pas la puissance garantie, le stockage, le carbone retiré ni l’entretien du territoire. La facture publique augmente sans contrepartie mesurable.

Nous proposons un système où chaque ouvrage est payé au coût complet, sur sa durée de vie, par ceux qui en bénéficient ou qui en causent le coût ; où la construction est pilotée par le besoin ; et où l’État prête et garantit au lieu de subventionner.

Pour le biogaz, tout ce qu’un site produit est valorisé : gaz, biochar, CO_2 biogénique concentré stocké ou utilisé, chaleur, digestat, traitement des déchets, entretien des forêts. Payé ainsi, le coût qui reste à la charge du biométhane de pyrogazéification (~44–46 €/MWh) est nettement inférieur à celui du biométhane soutenu aujourd’hui (~80 €/MWh).

Pour l’État, le carbone retiré est financé par les acteurs des énergies fossiles, appelés à se convertir à une économie du nettoyage, et non par le budget ; le soutien à la méthanisation passe de plus de 25 Md€ engagés sur 20 ans à 1 à 7 Md€ ; 7 EPR2 et des dizaines de milliards de renforcements de réseau sont évités ; l’engagement public se limite à ~2,5–3 Md€ de dépenses pour les sites pilotes et ~8–12 Md€ de garanties, dont le coût réel dépend des défaillances effectives.

1. Ce qui existe : un guichet par filière, des coûts mal répartis

Segment	Mécanisme actuel	Qui paie	Limite
Nucléaire existant	Fin de l’ARENH au 31/12/2025 ; coût évalué par la CRE à 60,3 €/MWh (2026–2028) ; reversement aux consommateurs au-delà de deux seuils de prix	Marché	Un prix de référence existe enfin ; seuils fixés par décret
Nouveaux EPR2	Prêt de l’État bonifié jusqu’à 60 % d’un programme de 72,8 Md€ et contrat pour différence sur 40 ans ; enquête approfondie de la Commission (mars 2026)	État (prêt), puis consommateurs	Bon modèle : long, remboursable, symétrique — reste à valider à Bruxelles
Éolien et solaire	Complément de rémunération sur 20 ans par appels d’offres ; tarifs d’achat pour le petit solaire	Budget de l’État : charges de service public 9,06 Md€ en 2026, 10,67 Md€ en 2027 (CRE, tous postes)	Volumes non pilotés par le besoin : 359 heures à prix négatifs en 2024

Segment	Mécanisme actuel	Qui paie	Limite
Raccordement des producteurs	Raccordement et quote-part régionale (S3REnR) payés par le producteur ; ≤ 250 kVA exonérés	Producteur, puis consommateurs (TURPE)	Ni le renforcement au-delà, ni le secours et l'équilibrage du système
Bornes de recharge publiques	Jusqu'à 75 % du raccordement pris en charge par le réseau jusqu'à fin 2025 (40 % en standard)	Tous les consommateurs (TURPE)	Le kWh d'appel des grandes surfaces est en partie payé par la collectivité
Réseaux électriques et gaziers	Tarifs régulés par la CRE, amortis sur 40 à 60 ans ; RTE ~100 Md€ et Enedis ~96 Md€ d'ici 2040	Consommateurs	Seul segment déjà autofinancé ; payé presque entièrement au soutirage
Puissance de secours aux pointes	Mécanisme de capacité centralisé par RTE depuis le 1er novembre 2026 : chaque fournisseur paie selon la consommation de ses clients pendant 22 jours de pointe (7–10 h, 17–20 h)	Fournisseurs, puis leurs clients	Les producteurs intermittents ne paient pas leur indisponibilité ; les opérateurs de bornes, qualifiés de prestataires de service, échappent aux obligations de fournisseur
Biométhane	Tarifs d'achat, appels d'offres ; certificats de production de biogaz depuis le 1er janvier 2026 (coût ~80 €/MWh selon la CRE, pénalité 100 €/certificat)	Budget, puis consommateurs de gaz	Seul le gaz est payé ; la pyrogazéification n'est pas éligible (art. R.446-105)
Carbone retiré	Certification européenne CRCF (biochar depuis mai 2026)	Personne	Certifié, mais aucun acheteur obligé
Entretien des forêts	Aides à la défense des forêts contre l'incendie (60–80 % des travaux) ; reconstitution après incendie 2 000–4 000 €/ha	Budget, collectivités, propriétaires	Le petit bois n'a pas d'acheteur : la forêt privée n'est pas entretenue

Trois défauts traversent l'ensemble :

- **On paie des volumes, pas des besoins :** les capacités se construisent au rythme des guichets et des appels d'offres, non à partir du bilan de puissance et d'énergie.
- **Les coûts induits sont mutualisés sans signal :** renforcements de réseau, secours, équilibrage, raccordement des bornes se retrouvent dans la facture de tous.

- **Seuls les kilowattheures sont rémunérés :** la puissance garantie, le stockage entre saisons, la flexibilité, le carbone retiré et l'entretien du territoire ne le sont pas — si bien que les filières qui rendent ces services paraissent trop chères.

2. Le système proposé : chaque service payé au coût complet, sur la durée de vie

2.1 Six règles communes à l'électricité, au gaz, aux réseaux et au stockage

- **1. Un coût complet de référence par filière,** publié par la CRE, incluant les coûts de réseau et de système (secours, équilibrage). C'est le « juste prix » opposable.
- **2. Une trajectoire inscrite dans une loi de programmation,** révisée tous les cinq ans, sans rétroactivité ; les volumes de chaque filière sont décidés à partir du bilan et ajustés selon l'avancement réel — ni moratoire de principe, ni course aux subventions.
- **3. Des contrats longs et symétriques** pour toute production pilotable ou décarbonée, biométhane compris : complément quand le prix de marché est bas, reversement quand il est haut. Si le prix d'exercice égale le coût complet, il n'y a pas de subvention nette sur la durée de vie.
- **4. Une durée de financement égale à la durée de vie :** les ouvrages très longs empruntent long et bas, les ouvrages courts relèvent du marché (tableau ci-dessous). Pour un ouvrage très capitalistique, le taux d'intérêt peut faire varier le coût du mégawattheure du simple au double : prêter long n'est pas subventionner, si le prêt est remboursé.
- **5. Qui cause le coût le paie :** signal de localisation pour les producteurs éloignés de la consommation ; fin de la prise en charge du raccordement des bornes commerciales ; stockage qui paie s'il charge le réseau et qui est rémunéré s'il le soulage.
- **6. Chaque service payé par son bénéficiaire :** puissance garantie, flexibilité, stockage saisonnier, carbone retiré, entretien du territoire (tableau 2).

Durée de vie	Ouvrages	Financement adapté
80 ans et plus	Hydraulique	Concessions longues ; prêts longs
~60 ans (conception)	Nouveau nucléaire (EPR2)	Prêt d'État et contrat pour différence sur 40 ans, puis recettes de marché
40 ans à l'origine, prolongés par décennie	Nucléaire existant	Déjà amorti ; prolongations financées par ses recettes. Les réacteurs de plus de 60 ans en 2045 ne sont pas comptés dans la trajectoire Résilience
40 à 60 ans	Réseaux électriques et gaziers, stockages de gaz	Tarifs régulés (CRE) sur base d'actifs ; prêts longs
25 à 30 ans	Sites de pyrogazéification, solaire	Prêts longs, garanties publiques sur les premiers sites, contrats symétriques
20 à 25 ans	Méthanisation, éolien	Marché avec contrat symétrique ou prix plancher
10 à 15 ans	Batteries, bornes de recharge, véhicules	Marché, sans aide ; coûts de réseau payés par l'usager

Tableau 1 — Aligner le financement sur la durée de vie : c'est la condition pour qu'un ouvrage se rembourse par ses propres recettes. Les réacteurs actuels ont été conçus pour 40 ans ; leur prolongation se décide réacteur par réacteur à chaque visite décennale de l'autorité de sûreté. Par prudence, la trajectoire Résilience ne compte pas les réacteurs de 900 MW qui auraient dépassé 60 ans en 2045 : c'est, avec la contrainte hydrique estivale, ce qui ramène la puissance garantie du parc historique à ~30 GW.

Service rendu au système	Qui en bénéficie	Qui devrait le payer
Puissance garantie aux pointes et en canicule	Tous les consommateurs	Mécanisme de capacité, au coût de la puissance évitée
Puissance évitée par les véhicules ÉREV (~20–40 GW)	Réseau, donc tous les consommateurs	Bonus financé par les renforcements évités (TURPE), au prorata de la contribution mesurée aux pointes
Stockage entre saisons (~130 TWh de stockages de gaz)	Sécurité d'approvisionnement	Tarifs régulés des stockages, déjà en place
Secours quand l'éolien et le solaire ne produisent pas	Tous les consommateurs	Les producteurs intermittents, par une contribution de fermeté calculée sur leur contribution effective aux pointes — réduite s'ils apportent stockage, effacement, production pilotable ou méthanation de leurs surplus
Carbone retiré durablement (biochar, CO_2 biogénique stocké)	La collectivité, le climat	Les metteurs sur le marché de carbone fossile, par une obligation de retrait progressive
Traitement des déchets organiques et ligneux	Collectivités, agriculteurs	Redevance de traitement (gate fee), comme pour tout déchet
Entretien des forêts et prévention des incendies	Collectivités, assureurs, propriétaires	Valeur de la biomasse et du carbone ; aides incendie réorientées

Tableau 2 — Payer les services, et pas seulement les kilowattheures.

2.2 La contribution de chaque acteur : le carbone, la puissance, le réseau

Principe : tout acteur qui met du carbone fossile sur le marché, appelle de la puissance aux périodes critiques ou crée un besoin supplémentaire de réseau apporte la contribution correspondante. Il peut l'apporter sous forme financière ou par des mesures compensatoires certifiées, mesurables et effectivement disponibles aux heures utiles. Aucun coût n'est imputé deux fois, et chaque service rendu au système est rémunéré selon sa contribution réelle. Trois contributions distinctes, aux assiettes distinctes :

- **La contribution au retrait du carbone — celle des vendeurs d'énergie fossile :** producteurs et importateurs de produits pétroliers et de gaz, distributeurs de carburant — y compris la grande surface qui le vend comme produit d'appel — portent l'obligation de retrait à proportion du carbone fossile qu'ils mettent sur le marché. Le gaz fossile livré à une centrale électrique est compté une seule fois, au moment de sa vente : l'électricité qui en est tirée ne crée pas une seconde obligation. Cette contribution est entièrement affectée au retrait : elle n'est versée que pour des tonnes retirées, mesurées et certifiées, et ne peut servir à rien d'autre.
- **La sécurité d'approvisionnement — celle des fournisseurs d'électricité :** le mécanisme de capacité fait déjà payer à chaque fournisseur la puissance que ses clients appellent à la pointe. Il doit s'étendre à la recharge commerciale au-delà

d’une certaine puissance, aujourd’hui qualifiée de prestation de service : un kilowattheure vendu comme produit d’appel à l’heure de pointe ne doit pas reposer sur une sécurité payée par tous.

- **Les contraintes de réseau — celles des producteurs et des consommateurs :** selon leur emplacement et leur profil horaire. Raccordement, renforcement du réseau et capacité de production sont trois coûts différents, facturés chacun une fois : le raccordement commercial à son coût réel, le renforcement selon la contribution à la pointe locale, la capacité par le mécanisme de capacité.

La fermeté des producteurs éoliens et solaires. Un parc éolien ou solaire est rémunéré pour l’énergie qu’il produit ; la puissance mobilisée quand il ne produit pas est aujourd’hui payée par tous. Une contribution de fermeté rendrait ce coût visible. Elle se calcule sur la contribution effective du parc pendant les périodes critiques — non sur sa seule puissance installée —, en tenant compte de la corrélation des productions et des capacités déjà rémunérées par le mécanisme de capacité. Elle ne désigne pas l’éolien et le solaire comme seuls responsables du besoin de puissance garantie : la demande, les indisponibilités du parc pilotable et les interconnexions y contribuent aussi. Il ne s’agit pas de pénaliser une technologie, mais de payer les services nécessaires au système.

Réduire ou annuler la contribution en apportant la fermeté. Le producteur peut s’en exonérer s’il apporte lui-même, ou contracte auprès d’un tiers, des moyens qui compensent son intermittence : stockage, effacement, production pilotable — dont le biométhane des sites Résilience —, ou conversion de ses surplus en méthane. Dans ce dernier cas, l’électricité excédentaire produit de l’hydrogène par électrolyse, combiné au CO_2 biogénique concentré des sites par la réaction de Sabatier ; le méthane obtenu est stocké dans le réseau et les stockages de gaz, et restitué lors des pointes ou des semaines sans vent. L’exonération est proportionnelle à la capacité réellement restituable aux heures critiques, compte tenu des rendements de conversion et des capacités disponibles : fournir de l’électricité à un électrolyseur ne suffit pas, à lui seul, à justifier une exonération complète. Ce méthane est un stockage d’énergie, non un retrait de carbone : le CO_2 qu’il contient retourne dans l’air à la combustion, et seul le CO_2 stocké durablement compte au titre du retrait. La contribution devient ainsi une incitation à investir dans les moyens qui rendent le système plus robuste, plutôt qu’une pénalité uniforme.

2.3 Le biogaz : valoriser tout ce qu’un site produit

Un site de pyrogazéification n’est pas une usine à gaz : il transforme des déchets et des résidus en une série de produits et de services. Tant que seul le gaz est payé, il est comparé au gaz fossile kilowattheure contre kilowattheure — et il perd. Payés chacun à leur valeur — sans vendre deux fois le même attribut —, ses produits couvrent largement ses coûts :

Produit ou service	Débouché	Recettes d'un site type (M€/an)
Biométhane (~880 GWh/an)	Réseau de gaz, bio-GNV, bio-GNL pour l'aviation	79–97
Biochar — amendement des sols (~29 000 t de biochar/an)	Agriculture, forêts, espaces verts	4–8
Carbone retiré par le biochar (~65 000–86 000 t de CO_2 /an, ~2,6 t de CO_2 par t de biochar)	Obligation de retrait / certificats CRCF	7–13
CO_2 biogénique concentré stocké (~100 000–150 000 t de CO_2 /an)	Stockage géologique, minéralisation ; certificats CRCF	8–14
CO_2 biogénique concentré utilisé (le reste du flux de ~200 000–265 000 t de CO_2 /an)	Méthanation des surplus électriques, serres, industrie	5–10
Chaleur	Industrie, séchage, réseaux de chaleur	4–6
Traitement des déchets verts et ligneux	Collectivités (redevance)	0,7–1,5
Total		~108–150

Tableau 3 — Recettes d'un site type de pyrogazéification en phase de marché mature, pour des charges totales de ~66 M€/an (exploitation ~43 M€, amortissement ~23 M€, hors frais financiers). Sources : Addendum coût réel du biochar V1.1 ; fiche économique du site V2.1 (flux de biomasse ~330 000 t de matière sèche/an).

Ce que cela change pour le prix du gaz : si le gaz devait couvrir seul les ~66 M€ de charges annuelles, il faudrait le vendre ~75 €/MWh. Si les autres produits sont payés à leur valeur basse, le coût résiduel attribué au biométhane — non pas son coût complet isolé, mais la part qui lui reste une fois les autres produits payés — tombe à ~44–46 €/MWh, hors frais financiers, selon la façon dont le CO_2 est partagé entre stockage et utilisation (tableau 3 bis). C'est nettement moins que les ~80 €/MWh du biométhane soutenu aujourd'hui par les certificats de production (CRE). C'est la règle des valeurs minimales : la valeur minimale de chaque produit est le coût complet du site moins les recettes minimales des autres, et elle fonde les contrats.

Partage du CO_2 (~230 000 t de CO_2 /an par site)	CO_2 stocké (t de CO_2 /an)	CO_2 utilisé (t de CO_2 /an)	Recettes CO_2 (M€/an)	Coût résiduel du biométhane
Stockage maximal	230 000 t	—	~11,5	~44 €/MWh
Référence (fiche économique V2.1)	~125 000 t	~105 000 t	~10,5	~45 €/MWh
Méthanation prioritaire des surplus électriques	~60 000 t	~170 000 t	~9,8	~46 €/MWh

Tableau 3 bis — Hypothèses : retrait payé ~100 €/t sous l'obligation, moins ~50 €/t de transport et de stockage, soit ~50 €/t net pour le CO_2 stocké ; ~40 €/t pour le CO_2 utilisé

; autres produits à leur valeur basse (biochar 4, carbone du biochar 7, chaleur 4, redevances 0,7 M€/an) ; ~66 M€/an de charges, hors frais financiers ; 880 GWh de biométhane. Le méthane produit par méthanation s'ajoute aux 880 GWh et relève d'une unité Sabatier comptée à part. Sensibilité : sans aucune rémunération du carbone, ~60 €/MWh ; avec un retrait payé 150 €/t, ~28 €/MWh. Le partage du CO_2 change peu le résultat ; le prix du carbone retiré, beaucoup.

Trois précautions, pour que le calcul résiste à l'examen : (1) pas de double comptage — la vente du biochar comme amendement et la rémunération de son carbone retiré portent sur deux attributs distincts, à condition que la certification l'autorise ; (2) le CO_2 stocké et le CO_2 utilisé se partagent un même flux (~200 000 à 265 000 t de CO_2 /an par site) : leurs recettes ne s'additionnent que pour un partage précis des volumes — d'où les trois scénarios du tableau 3 bis —, et seul le CO_2 stocké durablement compte comme carbone retiré ; (3) les recettes doivent être classées selon leur degré de certitude — prévisibles (gaz, chaleur, redevances), contractualisables (biochar, CO_2 utilisé), dépendantes de la création de l'obligation de retrait (carbone retiré).

Le CO_2 biogénique concentré pèse autant que le biochar : à l'échelle du programme, ~25 à 40 Mt de CO_2 par an, contre ~9 à 23 Mt de CO_2 stockées dans ~3 à 9 Mt de biochar, selon le réglage. Déjà concentré, il est facile à capter ; stocké en géologie ou minéralisé, il retire durablement du carbone ; utilisé avec les surplus d'électricité, il devient du méthane stockable — il est alors recyclé, non retiré.

La méthanisation suit la même logique (cahier des charges V2.3) : valoriser le biométhane, le CO_2 biogénique, le digestat comme engrais certifié — ~250 k€/an de valeur pour une unité traitant 10 000 t d'intrants par an —, la chaleur, et réduire les fuites. L'État y devient assureur et non subventionneur : un prix plancher activé seulement si le marché s'effondre, et un prêt bonifié réservé aux projets conformes.

Réserver le biométhane aux usages où il vaut le plus : le biométhane est un produit rare, d'une valeur particulière pour le système : il ne doit pas servir là où l'électricité fait mieux. Il est réservé aux pointes et au secours du système électrique, au stockage entre les saisons, aux poids lourds, tracteurs, véhicules ÉREV et à l'aviation, et à l'industrie à haute température. Le chauffage des logements relève, sauf cas particulier, des pompes à chaleur — réversibles de préférence, pour assurer aussi le confort d'été face aux canicules. La politique du bâtiment devra en tenir compte, dans un cadre où l'on réduit les aides dispersées. Conséquence pour le financement : les certificats de production de biogaz reposent aujourd'hui sur le gaz consommé par les logements et le tertiaire, une base appelée à diminuer ; le soutien au biométhane devra s'appuyer sur ses usages réels — mobilité, industrie, secours électrique — et sur l'obligation de retrait du carbone.

2.4 L'obligation de retrait : elle crée le marché, les contrats fixent les prix

Dans Résilience, le retrait durable du carbone n'est pas une activité facultative, dont la rentabilité dépendrait de la bonne volonté d'acheteurs volontaires : c'est une obligation collective, au même titre que la sécurité d'approvisionnement. La question n'est donc pas « le marché paiera-t-il le biochar et le CO_2 stocké ? », mais « comment répartir le coût d'une obligation entre les produits et services qui permettent de la remplir ? ». Trois éléments rendent les recettes finançables sur 25 à 30 ans :

- **Une obligation progressive et prévisible :** les metteurs sur le marché de carbone fossile doivent faire retirer une part croissante du carbone qu'ils vendent, selon une trajectoire inscrite dans la loi, avec une pénalité libératoire qui plafonne le prix.

- **Des prix négociés dans des contrats longs :** producteurs de retraits et obligés contractualisent sur 10 à 20 ans ; un prix plancher public, sous forme de contrat d'écart carbone, peut sécuriser les premiers sites.
- **Un paiement conditionné à la certification :** seule la tonne mesurée, nette des émissions du procédé et durablement stockée, est payée ; la responsabilité en cas de fuite ou de non-conformité est fixée au contrat.

L'obligation rend le débouché structurel ; elle ne garantit pas n'importe quel prix ni n'importe quel volume. La négociation doit équilibrer la rémunération nécessaire aux producteurs et le coût supporté par les obligés.

2.5 Les forêts : l'entretien pris en charge, un forfait à l'hectare pour le propriétaire

Les trois quarts de la forêt française sont privés et très morcelés ; faute d'acheteur pour le petit bois, une grande partie n'est plus entretenue. Les travaux coûtent 600 à 1 200 €/ha par intervention ; la biomasse récoltée vaut 450 à 750 €/ha. Nous proposons que le site prenne l'entretien en charge et verse au propriétaire un forfait à l'hectare :

- **Un contrat long,** de 20 à 30 ans comme le site, sous forme de mandat de gestion ou de bail pour les petites parcelles regroupées ; travaux selon un plan de gestion validé par le centre régional de la propriété forestière.
- **Le propriétaire garde sa forêt et son bois d'œuvre,** vendu pour son compte ; le site prend le petit bois, les éclaircies et les rémanents, dans la limite de ce qu'autorisent la régénération de la forêt, la fertilité des sols et la biodiversité.
- **Un forfait variable selon le site,** fixé par une formule publique — valeur de la biomasse et du carbone, moins le coût des travaux — selon la productivité, l'accès, la distance au site et le risque d'incendie ; indexé sur le biométhane et le carbone.
- **Le carbone fait basculer le calcul :** par tonne de matière sèche, ~0,16 à 0,47 t de CO_2 stockées dans le biochar et ~0,5 à 0,8 t de CO_2 biogénique concentré ; payés par l'obligation de retrait, ils peuvent ajouter de l'ordre de 1 000 €/ha par intervention — davantage que la biomasse elle-même.

2.6 Le rôle de l'État : prêteur et garant, pas subventionneur

- **Phase pilote (2027–2029) :** ~2,5 à 3 Md€ pour cinq sites qui valident rendements, bilans carbone et certification.
- **Garanties sur les 20 premiers sites :** ~8 à 12 Md€ de garanties de prêts, qui libèrent le financement bancaire des 130 suivants ; une garantie de premières pertes (30–50 % du CAPEX) appelée seulement en cas d'échec.
- **Contrat d'écart carbone :** un prix plancher par tonne réellement retirée et certifiée — zéro versement sans tonne mesurée.
- **Prêts longs** pour les ouvrages de 40 ans et plus (nouveau nucléaire, hydraulique, réseaux, stockages) — remboursés par les recettes, pas par l'impôt.

Une comptabilité honnête : une dépense est définitive ; un prêt remboursé est une sortie puis un retour de trésorerie ; une garantie ne coûte que si elle est appelée, mais crée un risque qu'il faut chiffrer (exposition × probabilité de défaillance) ; un prêt bonifié a un coût réel si son taux est inférieur au coût d'emprunt de l'État ; un contrat symétrique peut entraîner des paiements nets si les prix restent bas. Ces instruments, comme l'obligation de retrait, devront aussi être validés au regard du droit européen des aides d'État — l'enquête ouverte sur les EPR2 en montre l'exigence.

3. Ce que l'État et les Français y gagnent

Poste	Aujourd'hui ou tout-électrique	Système proposé	Qui gagne
Soutien à la méthanisation	> 25 Md€ engagés sur 20 ans	1 à 7 Md€ (prix plancher seul)	Budget de l'État
Carbone retiré et stocké durablement (jusqu'à ~34–63 Mt de CO_2 /an)	Sans mécanisme : jusqu'à ~2,7 à 9,5 Md€/an s'il fallait acheter ces tonnes de CO_2 à 80–150 €/t	Payé par le carbone fossile : 0 € de budget	Budget de l'État
Prix du biométhane	~80 €/MWh (certificats de production)	~44–46 €/MWh de coût résiduel en pyrogazéification, tous produits valorisés	Consommateurs de gaz
Éolien et solaire	Volumes au rythme des guichets ; production payée aux heures sans besoin	Volumes pilotés par le bilan, contrats symétriques	Budget de l'État
Nouveau nucléaire	~21 EPR2 en tout-électrique	14 EPR2 : 7 évités, ~84–105 Md€ — dont ~50–63 Md€ de prêts d'État non nécessaires	État prêteur et actionnaire
Réseaux électriques	~80–120 Md€ ; hausse du TURPE ~200–400 €/foyer/an	~50–70 Md€ ; ~50–120 €/foyer/an	Ménages et entreprises
Recharge et stations	~40–60 Md€ de bornes rapides	~4,5–11 Md€ de stations bio-GNV sur le réseau existant	Consommateurs, collectivités
Actifs gaziers	~100–200 Md€ d'actifs mis hors service	Préservés et valorisés	Actionnaires et consommateurs
Forêts et incendies	Travaux aidés à 60–80 %, reconstitution 2 000–4 000 €/ha	Entretien autofinancé, forfait au propriétaire, risque réduit	Budget, collectivités, assureurs
Importations d'énergie fossile	~65–70 Md€/an	Substitution progressive : +5 à +20 Md€/an de balance commerciale	Économie nationale
Engagement public	Guichets sans fin	~2,5–3 Md€ de dépenses (pilotes) + ~8–12 Md€ de garanties, appelées seulement en cas de défaillance	Budget de l'État

Tableau 4 — Ces postes ne mesurent pas la même chose (budget, factures, capital, balance commerciale) et ne doivent pas être additionnés. Le carbone retiré cumule le

CO_2 stocké dans le biochar (~9–23 Mt de CO_2) et le CO_2 biogénique concentré stocké (~25–40 Mt de CO_2), ce dernier en totalité — borne haute : la part de CO_2 utilisée pour la méthanation réduit d'autant le retrait ; le montant « sans mécanisme » est un calcul illustratif. Les prêts d'État évités appliquent la part de 60 % retenue pour les EPR2 aux 7 réacteurs évités. Les gains sur le nucléaire, les réseaux et les bornes découlent du scénario énergétique de référence V11, et non de l'architecture financière seule : ils sont à confirmer par un bilan horaire de puissance et d'énergie et par une étude réseau indépendante.

Au total, la transition coûterait ~540 à 690 Md€ d'investissements dans le système proposé, contre ~794 à 1 096 Md€ pour une trajectoire tout-électrique — soit ~250 à 350 Md€ de moins. Surtout, la nature de la dépense change : les investissements de la filière biogénique sont des actifs productifs qui se remboursent en ~8 à 12 ans (~5 à 8 ans si le carbone retiré est payé), là où une grande partie des dépenses du tout-électrique sont des coûts sans recette.

Trois économies à ne pas confondre : l'économie de ressources (il faut moins de capital pour le même service énergétique et climatique), l'économie budgétaire (l'État dépense moins) et le transfert de coût (le retrait du carbone est payé par les metteurs sur le marché de carbone fossile, puis en partie par leurs clients, et non par le budget). Ce transfert est voulu, sans désigner de coupables — le CO_2 accumulé est le fait de toute la société : il convertit l'économie en faisant participer les acteurs des énergies fossiles au nettoyage, au lieu de le laisser sans financement ou de le faire peser sur l'impôt. La contribution est entièrement affectée au retrait du carbone et ne peut servir à rien d'autre.

Ce que cela change pour un ménage — ordres de grandeur

Réseau électrique : la hausse des tarifs de réseau serait de ~50 à 120 € par foyer et par an, contre ~200 à 400 € dans une trajectoire tout-électrique, soit ~150 à 280 € de moins chaque année.

Chauffage : le logement passe, sauf cas particulier, à une pompe à chaleur réversible, qui chauffe l'hiver et rafraîchit l'été : il ne paie pas les certificats de biogaz. Tant qu'il reste au gaz, ceux-ci représentent ~60 € par an en 2028 pour un foyer moyen, un coût qui disparaît avec le passage à la pompe à chaleur.

Carburant : l'obligation de retrait, répercutée sur les carburants fossiles, représenterait de l'ordre de 2 à 5 centimes par litre à pleine échelle, atteinte progressivement sur 15 à 20 ans — soit ~20 à 75 € par an pour 1 000 à 1 500 litres. Le bio-GNV n'y est pas soumis.

Véhicule : le surcoût de la transition serait de ~2 000 à 3 500 € de moins par véhicule avec des ÉREV qu'avec des véhicules à grande batterie.

Solde : pour un ménage type, l'économie sur le réseau dépasse le coût de l'obligation de retrait. Ces chiffres sont des ordres de grandeur, issus du scénario V11 et de calculs illustratifs, à confirmer par une étude indépendante.

Conclusion

Deux systèmes, deux rapports aux finances publiques

Aujourd'hui, l'État paie filière par filière, sans fin et sans contrepartie mesurable, pendant que les coûts de réseau montent dans la facture de tous et que le carbone retiré n'est payé par personne.

Demain, chaque ouvrage se rembourse sur sa durée de vie par ses propres recettes ; chaque service, mesuré, est payé par celui qui en bénéficie ; le carbone retiré est financé par une économie fossile qui se convertit au nettoyage ; l'État prête et garantit, et récupère l'essentiel de sa mise — hors défaillances, qu'il faut chiffrer.

Trois décisions pourraient être engagées dès 2027 :

1. inscrire dans une loi de programmation le principe du coût complet de référence, des contrats symétriques, de la construction pilotée par le besoin et de la contribution de chaque acteur pour le carbone fossile qu'il vend, la puissance qu'il appelle ou ne fournit pas, et le réseau qu'il sollicite ;
2. créer l'obligation de retrait du carbone, à laquelle participent les metteurs sur le marché de carbone fossile et entièrement affectée au retrait, et ouvrir à la pyrogazéification les certificats de production de biogaz ;
3. lancer les sites pilotes et le contrat d'entretien forestier à l'hectare, avec des garanties publiques plutôt que des subventions.

Sources : CRE ; AFP / Connaissance des Énergies (EPR2, mars 2026 ; post-ARENH, octobre 2025) ; RTE, Bilan électrique 2024 ; Cour des comptes (2024) ; réponse ministérielle, JO Sénat, 29 mai 2025 (S3REnR) ; CRE, délibération 2022-331 (réfaction des bornes) ; Sia Partners (avril 2026, coût des certificats pour un foyer chauffé au gaz) ; notes Résilience citées en tête (resilience2045.fr).