NOTE TECHNIQUE INTERMINISTÉRIELLE

Optimisation multisectorielle du Plan Électrification 2030

Sécurité d'approvisionnement et coûts de réseau : le vecteur ÉREV / Bio-GNV

Destinataires : RTE · GRDF · ADEME · DGEC · CEREMA

Commission de suivi du Sommet de l'Élysée — 26 mai 2026

Version octobre 2026 — Diffusion restreinte — Document de travail

---

Résumé exécutif

Le Plan Électrification 2030, tel qu'il est conçu, change la nature du risque énergétique : la France passerait d'un système reposant sur plusieurs vecteurs stockés (pétrole, gaz, électricité) à un système reposant sur un seul vecteur, presque sans stock. En énergie annuelle, la recharge de 33 millions de voitures électriques (~70 TWh) est absorbable. Le risque se concentre sur quelques semaines critiques — grand froid sans vent, nuits de canicule, départs et retours de vacances en hiver — pendant lesquelles la mobilité entre en concurrence avec des usages qui ne peuvent pas s'interrompre. La présente note propose une trajectoire complémentaire s'appuyant sur l'architecture ÉREV couplée au Bio-GNV : elle conserve un second vecteur stocké, réduit les besoins de raccordements très haute puissance et rend la transition socialement plus accessible.

Risques du scénario tout-électrique	Bénéfices de la trajectoire ÉREV / Bio-GNV
Pointe des soirs d'hiver : +20 à 25 GW si la recharge de 33 M de VE n'est pas pilotée ; +5 à 8 GW même pilotée, +10 à 15 GW lors des retours de vacances par grand froid	Effacement de la pointe : recharge domestique 3,7 kW décalable, trajet du lendemain assuré par le Rex
Recharge rapide : 100 000 à 400 000 points à raccorder d'ici 2045 (60 à 155 GW installés), +20 à 40 GW en journée les jours de départs d'hiver	Besoin en recharge très haute puissance sur autoroute réduit d'environ moitié
Batteries 50–80 kWh (jusqu'à 100 kWh) : ~2,6 TWh de batteries pour 33 M de véhicules, coût et métaux critiques	Batterie 20–25 kWh : économie nette de 1 000 à 5 000 € par véhicule (batterie, déduction faite du Rex et du réservoir)
Renforcements réseau répercutés sur le TURPE, payé par TOUS les Français, y compris les non-motorisés (RTE ~100 Md€ et Enedis ~96 Md€ d'investissements d'ici 2040, tous usages)	**Limitation des renforcements liés à la recharge très haute puissance et à la pointe : bénéfice pour 100 % des foyers, indépendamment de leur motorisation**
Réseau GRDF en déshérence après 2030 (interdiction gaz bâtiment)	Reconversion GRDF en réseau de carburant décarboné de résilience
Un seul vecteur, un seul réseau, presque sans stock : point de défaillance unique (panne ibérique du 28 avril 2025)	Deux vecteurs indépendants et stockés : électricité + gaz renouvelable (~130 TWh de stockages souterrains)

Note sur le bénéfice TURPE : les renforcements de réseau évités se traduisent par une stabilisation de la composante réseau (TURPE) sur la facture d'électricité de l'ensemble des ménages — y compris ceux qui ne changent pas de véhicule. C'est l'argument de justice sociale de la trajectoire ÉREV/Bio-GNV : elle bénéficie à 100 % de la population, pas seulement aux ménages motorisés. Le montant doit être établi par l'étude demandée (Mesure 3).

1. Le constat : sécurité d'approvisionnement et puissance appelée

Le Sommet de l'Élysée du 26 mai 2026 a consacré le déploiement de 400 000 bornes de recharge et de millions de pompes à chaleur d'ici 2030. Sur l'année, cette électrification est absorbable en énergie (TWh). La question décisive est ailleurs : la sécurité d'approvisionnement pendant les quelques semaines critiques où plusieurs contraintes se cumulent, et la puissance appelée à ces moments-là.

1.1 Un système robuste parce qu'il repose sur plusieurs vecteurs stockés

Le système énergétique français repose aujourd'hui sur au moins trois vecteurs indépendants, chacun doté de ses propres stocks : les produits pétroliers, le gaz et l'électricité, auxquels s'ajoute le bois stocké chez l'utilisateur. Même avec cette diversité, le système connaît des tensions — hiver 2022-2023, tempêtes, canicules. Une électrification totale ferait reposer l'essentiel des usages sur un seul vecteur, un seul réseau, presque sans stock : un point de défaillance unique. Passer de trois vecteurs à un seul dégrade considérablement la sécurité énergétique du pays.

Vecteur	Stock disponible	Ce qu'il garantit en crise
Produits pétroliers	Stocks stratégiques d'au moins 90 jours (~108 jours en 2026)	Mobilité, engins, secours, groupes électrogènes
Gaz	~130 TWh de stockages souterrains (~un tiers de la consommation annuelle)	Chauffage, industrie, centrales d'appoint
Électricité	**Très faible (STEP, batteries) : l'équilibre doit être tenu à chaque seconde**	**Tous les usages électrifiés**
Bois	Stocks chez l'utilisateur	Chauffage d'appoint et de secours

Le 28 avril 2025, une panne générale a privé d'électricité toute l'Espagne et le Portugal, jusqu'au lendemain dans certaines zones, emportant télécommunications, signalisation et transports électriques. Les véhicules thermiques ont continué à rouler. Dans un pays où la mobilité serait entièrement électrique, la même panne aurait aussi immobilisé les déplacements. À l'inverse, des millions d'ÉREV forment un parc dispersé, dont l'énergie est déjà embarquée (réservoir de 500 à 600 km) : aucun équipement unique ne peut l'arrêter, et chaque Rex peut même servir de groupe de secours domestique. Seule précaution : les stations de gaz comprimé doivent disposer d'une alimentation de secours pour leurs compresseurs.

1.2 Les semaines critiques et l'ordre de priorité

Deux types de périodes concentrent le risque. Elles touchent souvent toute l'Europe en même temps, si bien que les importations ne peuvent pas compenser :

- L'hiver froid, anticyclonique, sans vent et avec peu de soleil, pendant plusieurs jours : la consommation française augmente d'environ 2,4 GW par degré en moins (RTE), et les voisins sont dans la même situation.
- Les nuits de canicule, où il fait encore 28 à 33 °C : la climatisation tourne sans solaire et avec peu de vent, tandis que les centrales au bord des fleuves réduisent leur production. Fin juin 2026, la chaleur a réduit la production nucléaire de 8,7 %, soit environ 5,5 GW (EDF). Ces nuits se multiplient, et c'est précisément la nuit que l'on veut recharger les voitures.

Dans ces situations, le réseau protège d'abord les usages qui ne peuvent pas s'interrompre : hôpitaux, procédés industriels continus (fours, électrolyse, verre, acier, chimie), pour lesquels quelques heures d'arrêt coûtent des semaines de remise en service. La recharge des véhicules devient alors la première variable d'ajustement. Un système qui sort une grande partie de la mobilité des heures critiques n'allège pas seulement le réseau : il constitue une assurance pour tous les autres usages.

1.3 La recharge de 33 millions de voitures en 2045 : ordres de grandeur

Ordres de grandeur pour un parc de 33 millions de voitures électriques (environ 83 % du parc actuel), à partir des données de parc, de kilométrage et de comportements de recharge observés en France.

Paramètre	Valeur	Commentaire
Énergie annuelle de recharge (11 600 km/an, 16,5–20,5 kWh/100 km à la prise)	60 à 80 TWh/an	≈ +15 % de la consommation actuelle (~450 TWh) — absorbable

Points de recharge rapide nécessaires en 2045	100 000 à 400 000	60 à 155 GW installés à raccorder en HTA/HTB
Pointe d'un soir d'hiver, recharge non pilotée	**+20 à 25 GW**	**Sur une pointe nationale de 85–95 GW (record : 102 GW en 2012)**
Même soir, recharge pilotée (70–80 % des recharges décalées dans la nuit)	+5 à 8 GW	+10 à 15 GW un soir de retour de vacances par grand froid
Jour de départ en vacances d'hiver (samedi de décembre ou de février)	**+20 à 40 GW en journée**	**S'ajoutent à 75–85 GW de demande par temps froid**

Sources : SDES 2025 (39,7 M de voitures, 11 600 km/an) · RTE (thermosensibilité, pointes) · Enedis, études mobilité électrique (nov. 2025) · Avere-France, baromètre IRVE (août 2026) · Norvège : 1 point de recharge rapide pour 85 VE (2025) · calculs Programme Résilience.

1.4 Le coût caché pour le contribuable

Pour soutenir des pointes qui ne concernent que quelques jours par an, Enedis et RTE doivent renforcer postes sources, transformateurs et raccordements des stations de recharge très haute puissance. Une aire d'autoroute équipée de 50 bornes de 400 kW appelle 20 MW, autant qu'une ville moyenne. Ces investissements sont répercutés sur la facture d'électricité de tous les Français via la composante réseau (TURPE), selon le mécanisme de mutualisation tarifaire réglementé par la CRE.

Ordre de grandeur : RTE prévoit environ 100 milliards d'euros et Enedis environ 96 milliards d'euros d'investissements d'ici 2040, tous usages confondus (Cour des comptes, 2024). La part imputable à la recharge très haute puissance et à la pointe d'hiver n'est pas publiée : c'est l'objet de l'étude demandée (Mesure 3).

1.5 Le goulot des jours de grands départs

Les bornes de 400 kW à 1 MW ramènent la recharge à 10–15 minutes, mais les jours de grands départs saturent les aires : tout le monde part les mêmes jours. Même en Norvège, pays le mieux équipé (1 point rapide pour 85 VE), 42 % des conducteurs ont encore attendu à une borne en 2025. Sur les axes saturés (A7, A10, A13), des files d'attente importantes sont à prévoir les jours de pointe, à moins de surdimensionner les stations pour quelques jours par an — ce qui renchérit encore les raccordements.

2. Réfutation de la Solution V2G (Vehicle-to-Grid)

2.1 La contradiction fondamentale du V2G

Le principe du V2G repose sur l'hypothèse qu'un véhicule électrique branché dispose d'une réserve d'énergie restituable au réseau. Or cette hypothèse entre en contradiction directe avec les situations réelles d'utilisation du véhicule :

- Le véhicule roule : il n'est évidemment pas disponible pour le V2G.
- Le véhicule est branché : c'est précisément parce que son conducteur a besoin de le recharger. Sa batterie est basse ou insuffisante pour le déplacement prévu.
- Le véhicule est stationné sans être branché (rue, parking non équipé) : hors circuit V2G.

2.2 Le problème de la rationalité individuelle

Même pour les conducteurs techniquement éligibles, la décision de participer au V2G relève d'un arbitrage économique défavorable. Redonner au réseau de l'énergie dont on va avoir besoin impose soit une mobilité contrainte, soit de recharger à nouveau — avec le risque de le faire précisément au moment du pic que le V2G était censé absorber.

2.3 Conclusion sur le V2G

Le V2G constitue un outil de flexibilité pertinent pour les usages captifs (flottes logistiques, véhicules de service, faibles rouleurs), mais ne peut en aucun cas servir de réponse systémique aux pics de demande lors des grandes migrations. La recharge pilotée — décaler la recharge dans la nuit sans rien restituer — est en revanche efficace les soirs ordinaires : seuls 11 % des particuliers rechargent encore entre 17 h et 21 h (Enedis, 2025). Elle ne règle pas les retours de vacances, les vagues de froid prolongées, ni les ménages sans recharge à domicile.

3. La Solution : l'Arbitrage Multisectoriel de la Biomasse

La planification actuelle commet une erreur thermodynamique en orientant le biométhane vers le chauffage des bâtiments, là où les Pompes à Chaleur affichent un Coefficient de Performance (COP) trois fois supérieur. Cette allocation irrationnelle des ressources doit être corrigée au bénéfice du secteur transport, seul domaine où le Bio-GNV apporte une valeur systémique irremplaçable.

3.1 Quantification du gisement national

Base de calcul (architecture ÉREV) : un véhicule ÉREV de grand rouleur parcourt 15 000 km/an, 80 % en électrique (12 000 km) et 20 % au Rex (3 000 km, essentiellement sur autoroute). Consommation Rex : ~2,25 kg CH□/100 km. Consommation annuelle de bio-GNV : 67,5 kg, soit 938 kWh/an/véhicule.

Horizon	Production biométhane	ÉREV alimentables (80 % élec.)	Lecture stratégique
2025 (réalisé)	13,5 TWh (802 sites en injection)	**~14 millions d'ÉREV [938 kWh/véh./an]**	Déjà suffisant pour couvrir les besoins autoroutiers des grands départs si fléché mobilité
2030 (objectif PPE3)	44 TWh injectés	**~47 millions d'ÉREV — davantage que le parc entier (33 M)**	Capacité bien supérieure au besoin autoroutier. Dont 5 TWh fléchés mobilité (Mesure 2) = 5,3 M ÉREV de grands rouleurs — suffisant pour retirer ces véhicules des pointes de recharge rapide.
2050 (scénario Transition+)	150 TWh	**Parc français entier (33 M) × 4,8 — le goulot est la transition de flotte, pas le carburant**	V11 central : 262 TWh bio-CH□ national. Même 25 % fléché transport couvre l'intégralité du parc ÉREV.

Segmentation de flotte : les 6 millions d'ÉREV ci-dessus ne représentent pas la totalité du parc — ce sont les grands rouleurs et les véhicules des longs trajets, qui génèrent l'essentiel de la demande de recharge rapide (environ 20 % du parc). Les 27 millions restants sont des urbains et périurbains bien servis par des VE à batterie de 20 à 40 kWh rechargés la nuit sur 3,7 kW, avec un faible impact sur le réseau si la recharge est pilotée. Le système complet : 6 M ÉREV (longs trajets) + 27 M VE (usage quotidien). Les deux architectures sont complémentaires, pas concurrentes.

3.2 Comparaison thermodynamique des usages concurrents

Usage	Efficacité énergétique	Substituable ?	Verdict	Priorité
Chauffage bâtiment (chaudière gaz)	Rendement ~90 % (COP eq. 0,9)	Oui — PAC électrique COP 3–4	À remplacer par PAC	Faible
Transport routier ÉREV (Bio-GNV)	Mode Rex, du gaz à la roue : ~33–36 % (V2.0) à ~38–41 % (V2.2 opérationnelle)	Non — pas d'alternative décarbonée sans coût réseau massif	**Usage à sanctuariser**	**Élevée**
Industrie haute température	Irremplaçable dans certains procédés	Partiellement — hydrogène vert à terme	Priorité secondaire	Moyenne

4. Les 4 Bénéfices Majeurs de la Trajectoire ÉREV / Bio-GNV

4.1 Évitement de coûts d'infrastructure (RTE / Enedis)

Les renforcements évités portent sur les raccordements des stations de recharge très haute puissance (postes sources, lignes HTA/HTB) et sur la pointe d'hiver. Leur montant dépend du taux de pénétration de l'ÉREV et doit être établi par l'étude demandée (Mesure 3). Avec environ 20 % du parc en ÉREV, le besoin en recharge rapide est réduit d'environ moitié.

4.2 Flexibilité et désaturation du réseau électrique

Le conducteur de véhicule ÉREV de retour d'un week-end n'est pas contraint de brancher son véhicule au moment du pic de 19h–21h. Sa mobilité du lundi matin est garantie par son réservoir de Bio-GNV. Il en va de même pendant une vague de froid ou une nuit de canicule : l'ÉREV n'a pas besoin du réseau au moment où celui-ci est le plus tendu. En cas de coupure, l'ÉREV devient aussi un groupe électrogène domestique (Vehicle-to-Home) : avec un onduleur et un boîtier de couplage qui isole la maison du réseau public, il fournit 3 à 7 kW pendant 10 à 20 heures à pleine charge, et plusieurs jours en consommation moyenne hors chauffage électrique. Le Rex fonctionne alors à son point fixe pour recharger la batterie par intermittence, et la maison est alimentée par la batterie. Un VE peut aussi alimenter une maison, mais seulement avec l'énergie de sa batterie : l'ÉREV y ajoute son réservoir. Cette flexibilité est passive et naturelle — elle ne nécessite aucune installation bidirectionnelle, aucune rémunération incitative, aucune modification comportementale contraignante.

4.3 Réduction du coût d'achat et accessibilité sociale

Critère	BEV 100 % électrique	ÉREV + Bio-GNV
Capacité batterie	50–80 kWh (jusqu'à 100 kWh)	**20–25 kWh**
Coût batterie (€/kWh × 120 €)	6 000–9 600 €	**2 400–3 000 € (+ Rex et réservoir ~2 000–3 000 €)**
Économie à l'achat (hors subvention)	Référence	**– 1 000 à 5 000 € net**
Métaux critiques (lithium, cobalt, nickel)	Fort — dépendance chaînes asiatiques	**Réduit de 70 à 75 %**
Anxiété de recharge (autoroute)	Présente — files d'attente grands flux	**Éliminée**

4.4 Sauvegarde et reconversion stratégique du réseau GRDF

L'interdiction du gaz dans les bâtiments neufs (RE2020) et la trajectoire de rénovation thermique vont progressivement vider le réseau de distribution GRDF de ses clients résidentiels. Plutôt qu'amortir un réseau de 200 000 km de canalisations sur une trajectoire de dépréciation comptable inévitable, la stratégie ÉREV/Bio-GNV réoriente cette infrastructure en réseau de distribution de carburant décarboné de résilience.

5. Analyse comparative des trajectoires

Le tableau suivant compare les trois trajectoires à l'horizon 2045 (33 millions de voitures), y compris l'impact sur la facture de l'ensemble des Français et le nombre de vecteurs énergétiques disponibles en situation de crise.

Indicateur	Scénario A Tout-électrique rapide	Scénario B Mix ÉREV (quota 20 %)	Scénario C Statu quo thermique
Pointe d'hiver ajoutée par les voitures (2045)	**+20–25 GW non pilotée · +5–8 GW pilotée · +10–15 GW retours de vacances par grand froid**	**+4–6 GW pilotée · retours de vacances largement effacés (Rex)**	—
Renforcements réseau (recharge très haute puissance, pointe)	**Élevés — 100 000 à 400 000 points rapides à raccorder**	**Réduits — besoin en recharge rapide environ divisé par deux**	Nuls
Effet sur le TURPE (tous les foyers)	**Hausse la plus forte**	**Hausse limitée**	Nul
Réduction CO□ transport vs 2019 (%)	– 70 %	– 60 %	– 5 %
Accessibilité financière (prime requise)	Prime élevée (batteries 50–80 kWh)	Prime réduite de 1 000 à 5 000 €	Nulle
Acceptabilité sociale estimée	Faible (files d'attente, coût)	Forte (mobilité garantie)	Forte (court terme seulement)
Réseau GRDF	Dépréciation totale	Reconversion mobilité	Usage résidentiel déclinant
Vecteurs énergétiques disponibles en crise	1 — électricité seule	2 — électricité + gaz renouvelable stocké	2 — électricité + pétrole importé

Le Scénario B n'est pas un compromis ni un retour en arrière : il conserve deux vecteurs énergétiques indépendants et stockés, sort la mobilité longue distance des semaines critiques et limite les renforcements de réseau, pour une réduction des émissions proche du Scénario A dès lors que le gaz est renouvelable. Ce schéma n'intègre pas encore l'utilisation de la pyrogazéification pour produire le bio-CH□ — ce procédé crée des puits de carbone grâce au biochar et transforme le système en pompe à CO□ atmosphérique (voir Programme Résilience V11).

6. Réfutation des contre-arguments anticipés

Cette section anticipe les objections formulées lors des sessions de travail interinstitutionnelles, y compris celles qui portent sur le rendement thermique, la concurrence pour le biométhane et la géopolitique industrielle.

Objection	Réponse argumentée
« La recharge pilotée et le V2G suffisent »	La recharge pilotée est efficace les soirs ordinaires : seuls 11 % des particuliers rechargent encore entre 17 h et 21 h (Enedis, 2025). Elle ne règle pas les retours de vacances, les vagues de froid prolongées, ni les ménages sans recharge à domicile (36 % des habitants d'immeuble dépendent des bornes publiques). Le V2G ne peut contribuer massivement, car les véhicules sont branchés précisément parce qu'ils ont besoin de se recharger.
« L'ÉREV roule encore au thermique »	Le Bio-GNV est un carburant renouvelable au sens de la directive RED III : sur son cycle de vie, il réduit les émissions de 80 % et plus par rapport au gazole selon les intrants, et davantage lorsqu'il valorise des effluents d'élevage. 80 % des kilomètres quotidiens sont parcourus en mode 100 % électrique. L'empreinte CO□ totale est comparable à celle d'un VE chargé sur le mix européen moyen, avec une batterie trois à quatre fois plus petite.
« Le Bio-GNV est insuffisant pour un parc massif »	Précisément : la ressource est limitée, ce qui justifie son allocation optimale. En la soustrayant au chauffage des bâtiments (où la PAC offre un COP 3× supérieur) pour la flécher vers la mobilité ÉREV, on maximise l'impact systémique par TWh produit.
« Les constructeurs ne proposent pas d'ÉREV »	Les ventes d'ÉREV dépassent 1 million par an en Chine depuis 2024 (Li Auto, Aito/Huawei, Leapmotor…), et la Chine a renforcé sa norme dédiée (QC/T 1086-2026). En Europe, Stellantis commercialise déjà un ÉREV via Leapmotor (C10, 2025). Un signal réglementaire français accélérerait l'offre européenne.
« Rendement thermique inférieur au cycle combiné (CCG) »	Objection de moins en moins vraie. Biométhane en CCG (55–60 %), puis réseau (92–94 %), chargeur (90–93 %), batterie et traction (83–87 %) : ~38–45 % du gaz à la roue, ~41 % en valeur centrale. Le Rex donne ~33–36 % en version V2.0 et ~38–41 % en version V2.2 opérationnelle (turbocompound + ORC, compression du gaz en station incluse en bas de fourchette) : en moyenne annuelle, l'écart devient marginal. Pendant les semaines critiques, il s'inverse : la centrale appelée en dernier est alors souvent une turbine à combustion (35–40 %), et la voie « centrale + VE » tombe à ~26–31 %. De plus, une centrale est un gros équipement unique qui dépend du réseau électrique pour livrer son énergie, alors que des millions d'ÉREV forment un ensemble dispersé qui ne dépend pas du réseau électrique pour rouler. Enfin, la question décisive n'est pas le rendement énergétique global — c'est la capacité des réseaux et la sécurité d'approvisionnement. Transporter l'énergie sous forme de molécules (gaz dans les réseaux existants) jusqu'aux stations ne demande pas de nouveaux raccordements électriques ; créer des stations de recharge très haute puissance impose des raccordements HTA/HTB et souvent de nouveaux postes sources, avec plusieurs années de délai. Et le gaz stocké reste disponible pendant les semaines critiques.
« L'industrie lourde et les camions réclament déjà tout le biométhane »	Un camion 44 t suit des itinéraires réguliers et prévisibles — son approvisionnement est optimisable logistiquement. Le parc de voitures particulières crée des pics simultanés (les mêmes jours de départ pour des millions de foyers) qui coûtent bien plus cher à servir en électricité. Allouer 5 TWh/an aux ÉREV de grands rouleurs retire de la recharge rapide les véhicules responsables de l'essentiel des pointes. Le rapport valeur économique / TWh de biomasse investi dans l'ÉREV est parmi les plus élevés de toutes les allocations.
« L'ÉREV favorise les constructeurs chinois »	C'est l'inverse. L'architecture ÉREV (petit moteur thermique à régime fixe + petite batterie) valorise exactement ce que Renault (moteur 1.2 TCe) et Stellantis (1.2 PureTech) fabriquent déjà en France. Le VE à grosse batterie dépend largement des cellules et packs à dominance asiatique (CATL, BYD). L'ÉREV préserve des dizaines de milliers d'emplois industriels de la filière moteur en France. Un signal réglementaire français crée une filière ÉREV européenne avant que les constructeurs chinois ne dominent totalement le segment.

7. Conclusion et demande d’arbitrage

Sans mesure corrective intégrée dès maintenant, le déploiement massif de la recharge rapide et l’électrification complète de la mobilité exposent la France, d’ici 2035–2045, à trois risques convergents : une sécurité d’approvisionnement dégradée pendant les semaines critiques (un seul vecteur, presque sans stock), le coût des raccordements très haute puissance répercuté sur tous les foyers, et l’inaccessibilité financière du véhicule à grosse batterie pour les classes moyennes. Leur conjonction crée un risque de rupture sociale de la transition énergétique.

MESURES DEMANDÉES

N°	Mesure demandée
1	Neutralité technologique des aides publiques : adaptation du bonus écologique afin que tout véhicule ÉREV alimenté au Bio-GNV certifié RED III bénéficie d’une aide proportionnelle à ses émissions réelles évitées, à parité avec le VE sur les mêmes critères. Incitation positive non contraignante pour les constructeurs, compatible avec la doctrine européenne de neutralité technologique. Objectif : 15 à 20 % du marché VE à l’horizon 2028.
2	Expérimentation Bio-GNV fléché mobilité : sanctuarisation réglementaire d’un volume minimum de biométhane injecté (5 TWh/an à partir de 2027) pour le carburant ÉREV, soustrait aux enveloppes actuelles « bâtiment ».
3	Mandat d’étude coût-bénéfice RTE / GRDF / ADEME sur les 3 scénarios présentés en section 5, intégrant l’impact TURPE par foyer et les semaines critiques (grand froid sans vent, nuits de canicule, départs d’hiver), résultats publiés avant le 31 décembre 2026.
4	Création d’un groupe de travail trans-sectoriel (RTE, GRDF, ADEME, DGEC, CEREMA, constructeurs automobiles) dédié à l’architecture de résilience du système énergétique transport.