NOTE DE CADRAGE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

France 1 600 TWh → 2045 : contraintes physiques et trajectoire de résilience

Phase 0 — Bilan actuel · Phase 1 — Contraintes de pilotage · Phase 2 — Vecteurs énergétiques · Phase 3 — Mobilité

Programme Résilience V11 — Octobre 2026 — Document de cadrage stratégique

---

SYNTHÈSE STRATÉGIQUE — LECTURE 1 MINUTE

L'électrification totale de la France à l'horizon 2045 déplace le risque systémique de la disponibilité de l'énergie (TWh) vers la gestion de la puissance pendant quelques semaines critiques (GW). Aujourd'hui, le pays repose sur au moins trois vecteurs indépendants et stockés — pétrole, gaz, électricité — et connaît pourtant des tensions ; tout électrifier ferait reposer l'essentiel des usages sur un seul vecteur, presque sans stock, ce qui dégrade considérablement la sécurité énergétique. Le scénario Tout-BEV demande ~37 GW de puissance installée de plus que la trajectoire Hybride Résilience (ÉREV + Bio-CH□), soit l'équivalent de 7 EPR2, ainsi que 100 000 à 400 000 points de recharge rapide à raccorder. La trajectoire Résilience atteint les mêmes objectifs climatiques en conservant un second vecteur stocké — ~130 TWh de stockages souterrains de gaz déjà existants. Ce document démontre ce résultat en 4 phases : bilan actuel → contraintes de pilotage → choix du vecteur → application mobilité.

AVERTISSEMENT MÉTHODOLOGIQUE — Ce document présente une analyse systémique construite à partir des données officielles disponibles (RTE Bilan prévisionnel, ADEME, GRTgaz, IEA, IRENA). Les chiffres de puissance instantanée et de besoins de production sont des ordres de grandeur de modélisation, non des prévisions officielles. Qualification V11 : les valeurs marquées [→Calcul] sont des estimations d'ingénierie cohérentes ; les valeurs [☑] s'appuient sur des données publiées.

Phase 0 — Le système énergétique français aujourd'hui

Avant de discuter de 2045, il faut rappeler une réalité physique simple : la France fonctionne aujourd'hui grâce à 900 TWh d'énergies stockées, pilotables et distribuées (pétrole, gaz, bois). Toute trajectoire 2045 doit commencer par reconnaître ce fait : l'électrification massive supprime ce coussin de flexibilité.

Avant d'analyser les contraintes de la transition, il est indispensable de partir du bilan réel. La France consomme aujourd'hui environ 1 350 à 1 500 TWh d'énergie finale selon l'année (hors pertes de conversion), soit ~1 600 TWh en ajoutant les soutes internationales et les usages non énergétiques. Seulement 25 à 30 % de cette consommation est électrique. Les 70 à 75 % restants sont couverts par des énergies stockées — pétrole, gaz, bois — dont la grande force est précisément leur pilotabilité et leur stockage distribué.

0.1 Un système sûr 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. Passer à un seul vecteur, un seul réseau, presque sans stock, crée un point de défaillance unique et 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 de gaz)	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.

Principe de sécurité : la diversité des vecteurs et leurs stocks sont la première protection du système. La transition doit remplacer les vecteurs fossiles par des vecteurs décarbonés stockables — pas les supprimer au profit d'un vecteur unique.

0.2 Décomposition par secteur et implications de l'électrification

Secteur	Total TWh	Élec. actuelle	Fossil./Gaz	Si électrification totale
Transport routier	~470	~5 (VE ; rail à part)	~465 (pétrole)	~165 (moteur élec.)
Transport aérien + maritime	~110	~0	~110	Difficilement électrifiable (→ Bio-GNL)
Bâtiments résidentiels	~420	~155	~200 (gaz+fioul ; + bois ~65)	~80 (PAC COP 3–4)
Bâtiments tertiaires	~230	~130	~85	~45 (PAC)
Industrie process	~280	~105	~140 (gaz, pétrole)	Partiel (~60) — H.T. irremplaçable
Agriculture	~50	~8	~40	~15 (élec.+biogaz)
Pertes réseau + usages propres	~60	~60	~0	Stable

TOTAL	**~1 600 TWh**	~460 TWh (29 %)	~1 040 TWh (65 %)	**~300 TWh élec. suppl. min.**

Pourquoi 1 350, 1 500 ou 1 600 TWh ? — La consommation finale à usage énergétique est de ~1 350 à 1 500 TWh selon l'année et le périmètre (SDES : 1 496 TWh en 2023). Le chiffre de ~1 600 TWh correspond à l'énergie nécessaire à la consommation de la France : il ajoute les soutes internationales (avions et navires au départ de la France, ~75 TWh), les pertes et usages propres du réseau et les usages non énergétiques. Le Programme Résilience le retient comme objectif-système 2045, avec une marge pour : (1) marges de sécurité stratégiques ; (2) réindustrialisation partielle + data centers + production de carburants renouvelables (bio-CH□) ; (3) électrification de certains usages industriels non comptabilisés aujourd'hui. [→ Hypothèse de cadrage à discuter selon le scénario industriel retenu]

Enseignement clé : l'électrification totale de tous les usages n'impliquerait pas de multiplier la consommation électrique par 3–4, mais par 1,7 à 2 grâce aux gains d'efficacité (PAC, moteurs électriques). Mais ce n'est pas le problème principal : c'est la puissance instantanée et la gestion de la variabilité qui deviennent critiques. [✓RTE Bilan prévisionnel 2023]

0.3 Le parc de production électrique en 2045 : contraintes industrielles réelles

Le scénario tout-électrique suppose un parc de production considérablement élargi. Mais cette expansion se heurte à des contraintes industrielles, économiques et géographiques rarement quantifiées dans les scénarios officiels.

Tranche / Programme	Nb réacteurs	Puissance (GW)	Âge en 2045	Statut / Risque
Parc actuel 900 MW	32	**~28,8**	57–67 ans	Prolongation 60 ans en cours — incertaine pour les plus anciens
Parc actuel 1300 MW	20	**~26,0**	52–61 ans	Cœur de flotte — tous au-delà de 50 ans en 2045
Parc actuel 1450 MW (N4)	4	**~5,8**	43–49 ans	En service jusqu'à 2060+ plausible
Flamanville 3 (EPR)	1	**~1,6**	~21 ans	Raccordé au réseau fin 2024 — référence EPR2
6 EPR2 annoncés (3 paires : Penly, Gravelines, Bugey)	6	**~10**	0–7 ans	1re paire Penly : mise en service visée vers 2038. Les 3 paires vers 2045 au mieux. Option de 8 réacteurs supplémentaires (~13 GW)
SMR (EDF, ex-NUWARD)	TBD	**~0,3–0,4/unité**	Nouveau	Conception initiale abandonnée en 2024 au profit de technologies éprouvées — calendrier de démonstrateur non stabilisé

Contrainte critique — délai de construction : un EPR2 prend aujourd'hui 12 à 15 ans entre décision et mise en service. Flamanville 3 : début du chantier en 2007, raccordement au réseau fin 2024, soit 17 ans. Annoncer 21 EPR2 nécessaires pour le tout-électrique suppose une capacité industrielle que la France n'a plus et devra reconstituer : la perte de compétences de la filière est documentée par le rapport Folz (2019) sur Flamanville. [✓Rapport Folz 2019 · Cour des comptes]

Conclusion Phase 0 : le système actuel repose sur plusieurs vecteurs stockés — fossiles pour l'essentiel — qui forment son coussin de flexibilité. L'électrification massive supprime ce coussin et crée une dépendance directe à la puissance instantanée d'un seul réseau — c'est le point de départ de l'analyse.

Phase 1 — La contrainte de pilotage : puissance instantanée vs énergie annuelle

C'est le point le plus sous-estimé dans les débats publics. Les bilans énergétiques annuels peuvent être équilibrés, voire excédentaires. Le problème réel est ailleurs : la capacité à répondre à la demande à chaque instant.

1.1 Mutation structurelle : d'un système énergie vers un système puissance

Système actuel (2025)	Système tout-électrique (2045)
Énergies stockées (pétrole, gaz) · Production pilotable centralisée · Stockage embarqué distribué (réservoirs, chaudières) → Grande flexibilité · Gestion simple des pointes · Résilience intrinsèque	Électrification massive · Production part. variable (ENR) · Réduction des stockages embarqués fossiles → Centralisation accrue · Dépendance météo · Variabilité accrue · Appels de puissance instantanée élevés

Changement de nature du risque : aujourd'hui le système est contraint par l'énergie disponible. Demain il sera contraint par la puissance instantanée, la variabilité et l'absence de stockage massif distribué.

1.2 Les semaines critiques 2045 (analyse de stress maximal)

Définition — Le stress réseau correspond à la puissance supplémentaire qu'il faudrait injecter instantanément pour éviter un déficit. Un stress de +40 GW ne signifie pas une coupure certaine, mais un risque systémique que le gestionnaire doit absorber par des imports, des effacements ou des réserves. Plus ce stress est fréquent et élevé, plus le dimensionnement du système est coûteux.

Cette analyse volontairement optimiste suppose : batteries Na-ion généralisées, recharge intelligente partielle, 817 TWh de production possible. Objectif : tester la robustesse physique du système, pas son équilibre énergétique annuel. Ces périodes touchent souvent toute l'Europe en même temps : les importations ne peuvent pas compenser. Résultat : même dans ce scénario optimisé, les semaines critiques restent structurellement tendues.

Scénario critique	Situation	Stress réseau (GW)	BEV pur	ÉREV Résilience
Grand froid (janvier, anticyclone)	Chauffage électrique + PAC (+2,4 GW par degré en moins aujourd'hui, davantage en 2045) + solaire nul + éolien faible, voisins européens dans la même situation	**+40 à +60 GW**	Critique — dont recharge des voitures : +20 à 25 GW non pilotée, +5 à 8 GW pilotée	Partiel : Rex indépendant du réseau
Anticyclone hivernal (10–15 jours)	Éolien très faible prolongé + demande élevée constante	**+30 à +50 GW structurels**	Critique prolongé — pas un pic, un plateau ; le pilotage perd son effet quand les nuits froides s'enchaînent	Stockage bio-CH saisonnier activé
Nuits de canicule (juillet–août)	28–33 °C la nuit : climatisation sans solaire, éolien faible, nucléaire réduit (fleuves chauds et bas, maintenance estivale ; −5,5 GW fin juin 2026) + recharge nocturne	**+25 à +40 GW**	Critique — la recharge nocturne coïncide avec la climatisation	Atténué — Rex déplace la demande

Grands départs (été)	100 000 à 400 000 bornes rapides en 2045 (60 à 155 GW installés), 30 à 50 % utilisées en même temps	**+20 à +70 GW en journée — absorbable nationalement l'été, forte contrainte locale (raccordements HTA/HTB)**	Critique localement — files d'attente, raccordements	Effacé : 100 km élec. puis Rex autonome
Départs et retours d'hiver (Noël, février)	Départs synchronisés par temps froid + retours le dimanche soir, batterie basse	**+20 à +40 GW en journée · +10 à +15 GW le soir**	Critique — coïncide avec la pointe d'hiver	Réduit : recharge différée naturellement

Note sur le sodium-ion (batteries Na-ion) : cette technologie améliore le coût des batteries (−20 à 40 %) et accélère la diffusion du parc BEV. Paradoxalement, elle peut AGGRAVER les pics de puissance car elle rend les VE accessibles à un plus grand nombre, augmentant la recharge simultanée. Le sodium modifie le coût du parc, pas la physique du réseau. [✓Analyse structurante]

Ordre de priorité en situation de tension : 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 la première variable d'ajustement. Un système qui sort une grande partie de la mobilité des semaines critiques n'allège pas seulement le réseau : il constitue une assurance pour tous les autres usages. [✓Analyse structurante]

1.3 Comparaison quantifiée des deux scénarios

Indicateur	Tout BEV	Résilience ÉREV	Écart / Économie
Production annuelle (TWh)	817,5	**736,5**	−81 TWh (−10 %)
Puissance installée totale (GW)	~267,5	**~230,6**	−36,9 GW
Nucléaire nécessaire	30 GW + 21 EPR2	**30 GW + 14 EPR2 (~23 GW)**	Économie ~7 EPR2 (~12 GW)
Solaire (GW)	105,4 GW	**90,4 GW**	−14,9 GW
Éolien terrestre (GW)	~33,0	**~31,5**	−1,5 GW
Éolien offshore (GW)	38,1	**29,3**	−8,8 GW
Demande électrique totale (TWh)	~750	**~665**	−85 TWh
Dont véhicules légers + PL (TWh)	~233 (VE seuls)	**~148 (ÉREV élec.)**	−85 TWh → bio-CH□
Déficits de puissance récurrents	20–30 GW fréquents	**Fortement réduits**	Stabilité améliorée
Renforcements réseau (recharge rapide, pointe)	Élevés : 100 000 à 400 000 points rapides à raccorder	**Réduits : besoin en recharge rapide ~divisé par deux**	Montant à établir (étude RTE / GRDF / ADEME)
Vecteurs énergétiques disponibles en crise	1 — électricité	**2 — électricité + bio-CH□ stocké (~130 TWh)**	Sécurité d'approvisionnement

Hypothèses du modèle [→ Calcul] : ces résultats sont obtenus sous les hypothèses suivantes : (A) parc 2045 de 33 M véhicules dont 20 % ÉREV de grands rouleurs (6,6 M) ; (B) batterie ÉREV 20 kWh, recharge nocturne 3,7 kW, Rex 45 kWe Bio-GNV ; (C) kilométrage ÉREV 15 000 km/an dont 20 % sur Rex ; (D) répartition temporelle selon flux CEREMA grandes migrations. Tout changement de ces hypothèses modifie les résultats. Les fourchettes sont des ordres de grandeur de modélisation, non des prévisions certifiées. [→ Modélisation Programme Résilience V11]

Enseignement majeur : le Scénario Résilience (ÉREV + Bio-CH□) évite l'équivalent de 7 EPR2 et ~37 GW de puissance installée, réduit d'environ moitié le besoin en recharge rapide et conserve un second vecteur stocké pour les semaines critiques. Ce n'est pas un compromis sur les objectifs climatiques — c'est une trajectoire plus robuste et moins coûteuse pour les atteindre. [→ Modélisation Programme Résilience V11]

Conclusion Phase 1 : le problème n'est pas l'énergie annuelle mais la puissance instantanée lors des semaines critiques. Un système qui conserve ~130 TWh d'énergie stockée sous forme de molécules (stockages souterrains de gaz) absorbe ces pointes passivement, sans renforcement du réseau électrique.

Phase 2 — Comparaison des vecteurs énergétiques stockables

La phase 1 a établi le besoin : une énergie décarbonée stockable, mobilisable à tout moment, capable de soulager le réseau électrique lors des pointes. La question n'est pas « quel carburant est le plus propre » mais « quel vecteur permet d'apporter de la flexibilité, du stockage et de la pilotabilité dans un système réel contraint par la variabilité ?

2.1 Analyse comparative H□ · Méthanol · Bio-CH□

Critère	Hydrogène H□	Biométhanol MeOH	Bio-CH□ méthane
Rendement puits→usage	~25–35 % (via électrolyse)	~35–45 % (H□ + CO□)	~60–70 % (biomasse)
Compatibilité ENR intermittentes	Faible — électrolyse continue	Très faible — H□ stable requis	Excellente — méthanation flexible
Infrastructure existante	Quasi-nulle à créer	Nulle à créer	GRDF 200 000 km + stockages
Stockage saisonnier	Très difficile (700 bar)	Liquide (possible)	Naturel — cavités salines, réservoirs
Co-produits valorisables	Aucun	Aucun	Biochar (séq. CO□) + digestat (engrais) + chaleur
Complexité industrielle	Très élevée	Élevée	Maîtrisée — filières existantes
Maturité TRL	TRL 6–7 (transport)	TRL 5–6	TRL 8–9 (méthanisation) / 7–8 (pyrogaz.)
Verdict	Usage industriel spécifique uniquement	Techniquement viable mais moins flexible	Vecteur pivot de la résilience : le seul combinant infrastructure existante, stockage saisonnier passif (130 TWh) et séquestration carbone négative (biochar 23 Mt CO□/an)

2.2 La spécificité déterminante de la filière bio-CH□

Contrairement aux autres vecteurs, la filière bio-méthane produit plus qu'un carburant. Elle est la seule à combiner simultanément :

- Biométhane (262 TWh/an central V11) : carburant stockable, injectable réseau existant
- Biochar (23 Mt CO□/an séquestré) : puits de carbone stable 100–1 000 ans — unique parmi tous les vecteurs
- Digestat / chaleur fatale : fertilisant organique, substitut engrais synthétiques, chaleur pour réseaux
- Stockage saisonnier naturel : les stockages souterrains de gaz (aquifères et cavités salines, ~130 TWh, environ un tiers de la consommation annuelle de gaz), raccordés aux réseaux GRTgaz et GRDF (200 000 km), offrent un stockage massif immédiatement disponible — ce qu'aucune batterie ne peut faire

Conclusion Phase 2 : le méthane renouvelable est le candidat le plus adapté pour assurer la complémentarité avec le système électrique. Il est simultanément plus flexible, plus facile à stocker, plus riche en co-bénéfices, et s'appuie sur une infrastructure existante. Ce n'est pas un choix idéologique — c'est le résultat d'une comparaison systémique sur 8 critères. [✓Analyse Phase 2]

Phase 3 — Comparaison des trois modes de mobilité

La mobilité est le secteur le plus structurant pour le réseau car elle cumule forte consommation, forte simultanéité et sensibilité aux contraintes utilisateur. C'est aussi le secteur où l'architecture ÉREV Bio-GNV apporte le plus grand bénéfice systémique.

Critère	BEV 100 % élec.	FCEV Hydrogène	ÉREV Bio-GNV
Rendement puits → roue	70–80 % ✓	25–35 % ✗	~67–68 % usage réel ✓
Rendement en long trajet	70–75 %	25–30 %	~33–36 % (V2.0) à ~38–41 % (V2.2) — mode Rex, gaz → roue
Consommation typique	17–20 kWh/100 km	0,8–1 kg H□/100 km	~12 kWh + 0,45 kg CH□/100 km (moyenne 80/20)
Coût énergie / 100 km	3,5–4 €	8–12 €	3,1–3,5 €
Prix véhicule (segment C)	28–40 k€	60–75 k€	29–31 k€
Capacité batterie	50–80 kWh	1–2 kWh	20 kWh
Autonomie réelle	300–450 km	500–650 km	600–650 km
Autonomie électrique pure	300–450 km	~0 km	~100 km (ZEV)
Temps de recharge/plein	20–40 min (DC)	3–5 min	5 min (GNV)
Émissions urbaines	0 g CO□ □	0 g CO□ □	0 g CO□ □
Émissions globales	Dépend mix élec.	Dépend source H□	~0 si Bio-GNV ✓
Masse véhicule	1 600–1 800 kg	1 800–2 000 kg	~1 500 kg ✓
Coût entretien 150 000 km	~1 800 €	~5 000 €	~3 000 €
Dépendance métaux critiques	Li, Co, Ni — forte	Pt, terres rares — très forte	Modérée (−75 % vs BEV)
Résilience système	Faible — dépend réseau	Faible — infra inexistante	Élevée — stockage autonome
Secours en cas de coupure réseau	Alimentation de la maison possible (V2H), limitée à la batterie	Non pertinent	Groupe électrogène bio-GNV (V2H) : 3–7 kW, 10–20 h à pleine charge, plusieurs jours en consommation moyenne ✓
Stress réseau lors des pics	Maximal — recharge simultanée	Non pertinent	Effacé — Rex indépendant
Infrastructure nécessaire	Réseau renforcé + bornes rapides	Tout à créer (colossal)	GRDF existant + stations GNV
Verdict système	Solution locale performante, fragile à grande échelle	Solution pertinente usages industriels — peu adaptée mobilité de masse (rdt 2–3× inf.)	**Compromis systémique le plus robuste**

3.1 Le rendement réel de l'ÉREV : proche du BEV en usage mixte

L'argument technique le plus important : l'ÉREV en mode électrique (80 % des trajets) a le même rendement qu'un BEV pur (70–80 %). Le mode Rex (20 % des trajets) abaisse ce rendement : du gaz à la roue, ~33–36 % en version V2.0 et ~38–41 % en version V2.2 opérationnelle (turbocompound + ORC, voir Annexe ÉREV, Partie 2bis ; compression du gaz en station incluse en bas de fourchette). La moyenne pondérée : (0,8 × 75 %) + (0,2 × ~39 %) ≈ 68 % — proche du BEV. Pour comparaison, la voie « biométhane en cycle combiné puis recharge d'un VE » donne ~38–45 % du gaz à la roue (CCG 55–60 % × réseau 92–94 % × chargeur 90–93 % × batterie et traction 83–87 %), ~41 % en valeur centrale : en

moyenne annuelle, l'écart avec le Rex V2.2 devient marginal. Pendant les semaines critiques, il s'inverse : la centrale appelée en dernier est souvent une turbine à combustion (35–40 %), et la voie « centrale + VE » tombe à ~26–31 %.

L'argument souvent évoqué contre l'ÉREV (« le thermique est moins efficace qu'un CCG ») est un argument énergétique théorique. Il ne tient pas compte du problème réel : la capacité des réseaux et la sécurité d'approvisionnement. Une centrale est un gros équipement unique, qui dépend du réseau électrique pour livrer son énergie et en subit les défaillances ; des millions d'ÉREV forment un ensemble dispersé, dont l'énergie est déjà embarquée, qu'aucune panne unique ne peut immobiliser — chaque Rex pouvant même servir de groupe de secours domestique. Transporter l'énergie sous forme de molécules dans les réseaux de gaz existants ne demande pas de nouveaux raccordements électriques ; créer des stations de recharge très haute puissance sur autoroute impose des raccordements HTA/HTB et souvent de nouveaux postes sources, avec plusieurs années de délai, dont le coût est répercuté sur le TURPE. [✓ Argument systémique]

Conclusion Phase 3 : à l'échelle du système énergétique, le BEV est une solution locale performante mais structurellement contrainte. Le FCEV est une impasse énergétique. L'ÉREV Bio-GNV est le compromis systémique le plus robuste entre efficacité, coût et résilience. [✓Phase 3]

Complément 1 — Pourquoi les scénarios officiels semblent moins contraints

Un lecteur informé des travaux de RTE, de l'ADEME ou de Negawatt se posera la question : ces organismes affirment que le tout-électrique est gérable — pourquoi le Programme Résilience arrive-t-il à une conclusion différente ?

La réponse n'est pas que ces scénarios sont faux. C'est qu'ils ne répondent pas exactement aux mêmes questions.

Dimension	Scénarios officiels (RTE / ADEME)	Programme Résilience V11
Métrique principale	Énergie annuelle (TWh) — bilan 12 mois moyenné	**Puissance instantanée (GW) lors des semaines critiques, non moyennée**
Réponse au pic	Import EU + effacement + pilotage demand — validés sur quelques GW	Ces leviers sont efficaces les jours ordinaires (seuls 11 % des particuliers rechargent encore entre 17 h et 21 h — Enedis 2025). Leur échelle doit être vérifiée pour les semaines critiques (grand froid sans vent, nuits de canicule, départs d'hiver), quand les voisins européens sont dans la même situation. Le Programme questionne leur échelle, pas leur principe
Stockage saisonnier	Déploiement massif batteries réseau + STEP, à un coût modélisé	Ces solutions ont des contraintes physiques et de coût difficiles à tenir avant 2045
Contraintes industrielles	Courbes d'apprentissage optimistes sur les coûts	Délais réels, goulots de compétences et contraintes matières ne sont pas pleinement reflétés
Comportement utilisateurs	Recharge intelligente généralisée supposée	La recharge pilote lisse la demande quotidienne mais pas les chassés-croisés : conducteurs arrivent simultanément et doivent repartir à heure fixe

Position du Programme Résilience : ce document ne contredit pas RTE ou l'ADEME. Il les complète en examinant les contraintes de puissance instantanée, de stockage saisonnier et de délais industriels que les bilans annuels ne capturent pas pleinement. L'objectif n'est pas de bloquer la transition électrique mais de la sécuriser avec un vecteur complémentaire robuste.

Complément 2 — Sources de production et vecteurs énergétiques à intégrer d'ici 2045

L'analyse initiale des trois phases a été construite à partir de la base 1 600 TWh et des sources disponibles ou annoncées. Le tableau ci-dessous identifie les sources complémentaires à intégrer dans les modèles futurs, avec une qualification honnête des horizons et des contraintes.

Articulation temporelle : 2025 → 2030 → 2035 → 2045

Période	2025–2030	2030–2035	2035–2045
Électricité	Prolongation parc existant · Forts investissements ENR (solaire + éolien offshore phase 1)	1res paires EPR2 Penly + Gravelines (si délais tenus) · Accel. ENR · Renforcement réseau HTB	Bascule progressive système hybride · Fermeture 900 MW anciens · SMR NUWARD premiers sites
Bio-CH□	Montée en puissance méthanisation · Premiers sites pyrogazification · Signal réglementaire CIVE	Déploiement massif · Réseau biométhane 50–80 TWh/an · Biochar certifié EBC Premium	Système plein régime : 262 TWh/an V11 · 130 TWh stockage saisonnier (stockages souterrains) · 23 Mt CO□/an biochar
Mobilité	Signal bonus neutralité technologique · Premiers ÉREV européens (Renault/Stellantis) · BEV urbain dominant	Parc ÉREV ~3–4 M · Stations GNV autoroutes · Réduction visible des pics chassés-croisés	Parc cible 6+ M ÉREV autoroutiers + 27 M BEV urbains · Pics système électrique stabilisés
Risque	Délai réel EPR2 vs annonce · Résistances agrivoltaïsme + éolien	Capacité industrielle construction ENR + réseau simultanée · Approvisionnement Si, acier	Parc nucléaire vétéran (>60 ans) · Goulot compétences ingénieurs nucléaires

Source	Potentiel France	Horizon réaliste	TRL	Contraintes et conditions
EPR2 (3 paires annoncées + 4 en option)	~10 GW (+~13 GW en option)	2038–2050	9	Contrainte industrielle majeure : filière nucléaire à reconstituer. 1re paire Penly vers 2038. Les 3 paires vers 2045 au mieux ; les options au-delà.
SMR (EDF, ex-NUWARD)	5–10 GW (15–30 unités)	2035–2045	5	Conception initiale abandonnée en 2024 au profit de technologies éprouvées. Calendrier de démonstrateur non stabilisé. Aucune certitude de délai industriel.
Éolien offshore posé	35–45 GW (posé + flottant : objectif PPE3 45 GW en 2050)	2035–2050	8–9	Contrainte : capacité de fabrication EU (câbles, fondations, turbines). Conflits d'usage maritime. ~7,8 GW attribués et ~10 GW en appel d'offres (AO10).
Éolien flottant (Médit./Atl. profond)	20□40 GW potentiel	2035–2040	5–6	TRL encore bas. Premiers projets pilotes 2025–2028. Potentiel très élevé mais incertitude industrielle.
Agrivoltaïsme (surface agricole)	50–80 TWh/an (potentiel)	2030–2045	7–8	Double usage sol agricole / panneaux. Gain irrigation et rendements. Réglementation en cours. Acceptabilité agriculteurs variable.

STEP nouvelles	< 5 GW supplémentaires	2030–2035	9	Géographiquement très limité en France. Sites adaptés quasi-saturés. Peu d'expansion possible.
Stockage par gravité / CAES	< 2 GW	2035+	5–6	Systèmes en développement. Aucune installation commerciale à grande échelle en Europe à ce jour.
Hydrogène stockage saisonnier	Potentiel cavités salines	2035–2040	5–6	Usage systémique pertinent pour les surplus ENR. Mais production H□ elle-même contrainte. Ne remplace pas le bio-CH□ pour la mobilité.
Bio-CH□ (Programme Résilience V11)	262 TWh/an	2027–2045	8–9	Seul vecteur combinant : stockage massif existant + production locale + co-bénéfices biochar. Biomasse nationale confirmée.

Contraintes transversales à intégrer dans tout scénario

- Contrainte industrielle : la France ne peut pas construire simultanément des EPR2, du grand éolien offshore, des réseaux haute tension renforcés et des unités de méthanisation. Les ressources en ingénieurs, soudeurs qualifiés, acier spécial et béton de qualité nucléaire sont partagées.
- Contrainte économique : les scénarios RTE Futurs énergétiques 2050 coûtent 1 800 à 3 000 Md€ sur 30 ans selon les trajectoires. Ce chiffre n'intègre pas les dépassements habituels des grands projets énergétiques.
- Contrainte d'acceptabilité sociale : éolien offshore (zones de pêche), agrivoltaïsme (opposition agriculteurs), lignes THT (résistances locales), sites de méthanisation (odeurs). Chaque GW ajouté se heurte à des procédures d'instruction de 5 à 12 ans.
- Contrainte de dépendance : le solaire dépend à 80 · 90 % des chaînes chinoises (panneaux, électronique). L'éolien dépend d'aciers et composants européens en tension. Le bio-CH□ est la seule filière intégralement dépendante de ressources nationales.

Conclusion générale — Le défi de la transition énergétique n'est pas uniquement énergétique, il est systémique. Un système 100 % électrique maximise le rendement mais remplace plusieurs vecteurs stockés par un seul, presque sans stock : il augmente la contrainte de pilotage, concentre les dépendances et dégrade la sécurité d'approvisionnement pendant les semaines critiques. Un système hybride (électricité + bio-CH□ stocké) réduit légèrement le rendement global mais améliore fortement la robustesse, limite les renforcements de réseau, évite l'équivalent de 7 EPR2, et produit simultanément une séquestration nette de carbone via le biochar. C'est le fondement systémique du Programme Résilience V11.

Sources : RTE Bilan prévisionnel 2023 et Bilan électrique 2024 · ADEME · GRTgaz · CRE (stockage de gaz) · IEA WEO 2024 · Cour des comptes · Rapport Folz 2019 (EPR Flamanville) · EDF (production nucléaire en canicule, juin 2026) · Enedis, études mobilité électrique (nov. 2025) · Avere-France, baromètre IRVE (2026) · ENTSO-E (panne ibérique du 28 avril 2025) · SDES 2025 · Forest Europe 2020 · IRENA 2024 · Programme Résilience V11