

STOCKAGE DE L'ÉNERGIE DANS UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE DÉCARBONÉ

Analyse comparative : stockages électriques · H₂ · Bio-CH₄ · Bio-carburants

Reconversion centralisée vs décentralisée ÉREV — Architecture optimale pour la France

Document de synthèse — Mai 2026 — Complément au Programme Résilience V11

CORRECTIONS V11 — Ce document a été mis à jour de V10 à V11 sur trois points ciblés : (1) Production bio-CH₄ : le scénario central V11 est ~262 TWh/an (254–282 TWh sources documentées) — les 313–363 TWh de V10 incluait les terres marginales désormais hors scénario central. (2) Références 'Programme Résilience V10' mises à jour en V11. (3) Ajout des qualifications ✓ / Δ sur FC nucléaire et quantifications non encore validées par modélisation indépendante. L'architecture analytique, les tableaux comparatifs et les conclusions restent inchangés.

PROBLÈME CENTRAL

Dans un système tout-électrique décarboné, l'énergie doit être stockée pour faire face à trois horizons simultanés : les appels de puissance intense (secondes à heures), les déficits de production prolongés pouvant durer plusieurs jours, et le déséquilibre saisonnier entre surplus estival ENR et déficit hivernal. Aucun stockage électrique seul ne couvre ces trois horizons. Le stockage chimique est donc incontournable.

Partie 1 — Le problème fondamental : 3 horizons de stockage simultanés

Un système décarboné doit gérer simultanément trois horizons de déséquilibre entre production et consommation. Les confondre conduit à des solutions inadaptées.

Horizon	Court terme — sec. à heures	Moyen terme — jours à semaines	Long terme — saisonnier
Phénomène	Régulation fréquence, pics soudains de demande	Dunkelflaute, anticyclone hivernal 3–7 jours, incident climatique majeur	Surplus ENR estival → déficit hivernal profond
Besoin France	~80 GWh à 25 GW	2 400 GWh pour 20 GW x 5 jours	50–80 TWh saisonniers
Solution électrique disponible	Flywheels + STEP + batteries : OK — déjà opérationnel [✓]	Batteries 200–400 GWh = 8–17 % du besoin. STEP saturé. V2G anti-corrélé. [✓ Structurelle]	Aucune solution électrique — batteries x1 000 en coût [✓]
Solution chimique	Complémentaire non prioritaire	Bio-CH ₄ GRDF (130 TWh existants), H ₂ (infrastructure à créer) [✓ GRDF / Δ H ₂]	Bio-CH ₄ GRDF existant — résolu. H ₂ : cavernes salines quasi-inexistantes en France [✓]

Le point de bascule critique se situe entre l'horizon court terme (couvert par les technologies électriques existantes) et le moyen terme (non couvert). C'est précisément là que les 5 configurations critiques du

Programme Résilience se produisent, et que le stockage chimique devient incontournable. [✓Analyse structurelle]

1.1 Le cas particulier du dunkelflaute [✓]

Le terme désigne les périodes de 3 à 7 jours sans vent ET sans soleil en hiver, qui surviennent à une fréquence d'une à deux fois par an en Europe. Ce n'est pas un événement exceptionnel mais une configuration météorologique récurrente. Elle coïncide avec le maximum de demande.

La géologie française aggrave le problème pour l'hydrogène : les cavernes salines nécessaires au stockage massif souterrain d' H_2 sont abondantes en Allemagne (Basse-Saxe, Schleswig-Holstein), aux Pays-Bas et en Angleterre, mais quasiment absentes en France dont la géologie est principalement calcaire, granitique et cristalline. Cette contrainte est permanente — elle ne peut pas être résolue par l'investissement.

Partie 2 — Les stockages électriques : capacités et limites réelles

Les stockages électriques sont indispensables pour l'horizon court terme. Ils sont structurellement insuffisants pour les horizons moyen et long terme, quel que soit le niveau d'investissement.

Technologie	Capacité France 2045	Durée pleine puissance	Disponibilité aux pics	Verdict
STEP (hydraulique pompé)	25 GW / 80 GWh	3–4 heures	Bonne mais sites saturés	Court terme uniquement — non extensible [✓]
Batteries stationnaires Li-ion	200–400 GWh estimés	4–8 heures	Bonne si chargées	8–17 % du besoin moyen terme · CAPEX 60–120 Md€ pour 400 GWh [✓]
V2G décentralisé	Théo. : 2 000 GWh · Réel : 400–600 GWh (20–30 % dispo.)	4–8 heures	Mauvaise — voitures en déplacement aux pics	Anti-corrélation structurelle · smart-grid complexe · adhésion <40 % [✓Démontré]
Flywheels / supercapacitors	Quelques GWh	Sec. à 30 min.	Excellente — réponse < 1 s	Régulation fréquence uniquement [✓]
TOTAL stockage électrique 2045	~600–1 080 GWh réels	4–8 h max	Partielle — V2G anti-corrélé	Couvre 25–45 % du besoin moyen terme · zéro saisonnier · 480 Md€ pour batteries seules

Pour couvrir 20 GW pendant 5 jours (2 400 GWh), les batteries stationnaires seules coûteraient 480 Md€ et n'existent que si elles ont été préalablement chargées — précisément ce qui n'est pas le cas en dunkelflaute. Le stockage chimique est la seule solution viable pour les horizons dépassant 24 heures. [✓Démontré]

2.1 Le problème spécifique du V2G [✓Analyse structurelle]

Trois mécanismes rendent le V2G structurellement peu fiable pour les situations critiques :

- Anti-corrélation temporelle : les voitures sont en déplacement exactement quand le réseau est en tension (vendredi soir, Pâques, grands départs). Disponibilité V2G : ~30 % aux pires moments.
- Infrastructure requise : chaque borne V2G bidirectionnelle coûte 3 à 5 fois plus qu'une borne normale, nécessite des onduleurs spécifiques et un système de pilotage centralisé — complexité catastrophique aux moments critiques.
- Dégradation batterie : les propriétaires ont un intérêt rationnel à ne pas participer, ce que les études comportementales confirment (taux d'adhésion <40 % même avec incitation tarifaire).

Partie 3 — Les stockages chimiques : analyse comparative des 3 candidats

Les trois candidats au stockage chimique longue durée diffèrent fondamentalement sur leur mode de production, leur infrastructure de stockage-distribution et leurs voies de reconversion. La comparaison doit être systémique, pas seulement énergétique.

Critère	H ₂ — Hydrogène	Bio-CH ₄ — Méthane renouvelable	Bio-carburants (méthanol, HVO, éthanol)
PRODUCTION			
Filières de production	Électrolyse uniquement	Méthanisation (déchets humides) + pyrogazéification (biomasse sèche) + Sabatier (surplus ENR) [✓]	Fischer-Tropsch, FAME, méthanol, fermentation
Dépendance électrique	100 % — tout part de l'électricité	Faible — 2 filières sur 3 sans électricité. Sabatier valorise surplus ENR [✓]	Forte — H ₂ requis en continu pour hydrotraitement
Potentiel France	Illimité si électricité disponible	Scénario central V11 : ~262 TWh/an (254–282 TWh sources documentées) dont ~222 TWh sans électricité additionnelle. Note : V10 incluait terres marginales (+59–81 TWh) portant à 313–363 TWh — hors scénario central V11. [Plausible]	Limité — concurrence avec alimentation + dépendance H ₂
STOCKAGE			
Densité énergétique	1,4 kWh/L à 700 bar — 2,4 kWh/L liquide (-253°C)	~10 kWh/m ³ réseau BP — 6 kWh/L GNL (-162°C)	Méthanol 4,4 kWh/L · bio-diesel 9 kWh/L · éthanol 5,9 kWh/L
Infrastructure existante FR	Aucune — tout à créer [✓]	GRDF 130 TWh souterrains + 200 000 km réseau existant [✓]	Réseau gasoil/essence (HVO, éthanol) · méthanol nécessite adaptation
Stockage saisonnier	Cavernes salines quasi-inexistantes en France — contrainte géologique permanente [✓]	Résolu — stockage souterrain GRDF opérationnel depuis 50 ans [✓]	Liquide à température ambiante — stockage simple
CAPEX distribution	>100–200 Md€ pour réseau national H ₂ [✓]	0 € — réseau GRDF existant et amorti [✓]	<10 Md€ pour adaptation partielle (méthanol)
RECONVERSION EN ÉLECTRICITÉ			
Voies de reconversion	PAC uniquement (3 000 €/kW) — H ₂ turbines émergentes [✓coût]	CCGT (700 €/kW, mure) OU ÉREV Atkinson (0 € supplémentaire, mécanisme passif) [✓]	ICE/turbines (35–42 %) · PAC si bio-H ₂
Rendement reconversion → élec.	PAC 60 %	CCGT 55–60 % · ÉREV 47 % fuel→roue [✓]	ICE/turbine 35–42 %
BILAN SYSTÈME ÉLARGI			
Coproduits sols / agriculture	Aucun	Digestat (amendement sol) · Biochar certifié CDC V3 (séquestration C siècles) · chaleur HT []	Résidus variables selon filière — limités

Indépendance réseau élec.	Nulle — tout dépend électricité	Forte — biomasse produit sans réseau [✓]	Partielle — H ₂ requis
---------------------------	---------------------------------	--	-----------------------------------

Partie 4 — Reconversion en électricité : centralisée vs décentralisée

4.1 Le mécanisme ÉREV : une centrale de pointe virtuelle distribuée [✓ mécanisme / quantification]

Le mécanisme ÉREV procède autrement que les centrales de pointe classiques : plutôt que de produire de l'électricité depuis le stockage, il retire de la demande sur le réseau, ce qui est physiquement équivalent.

- 33 millions d'ÉREV × 1,2 kW de recharge nocturne moyenne = 40 GW de demande potentielle. [Quantification à confirmer par modélisation RTE]
- Lors d'une tension réseau, ces véhicules basculent sur leur moteur bio-CH₄ et cessent de recharger. La demande réseau baisse de 40 GW sans nouvelle centrale. [✓Mécanisme physique]
- CAPEX supplémentaire = 0 € — les véhicules sont déjà là pour la mobilité. [✓]
- Aucun point de défaillance unique — tolérance aux pannes maximale. [✓]

Démonstration quantitative : lors du vendredi avant Pâques 2045, les 33 millions d'ÉREV retirent 40 GW de demande réseau, réduisant la tension de -84/-116 GW à -8/-30 GW — sans infrastructure de pilotage, sans smart-grid, sans décision conducteur. [Voir Programme Résilience V11, Partie 5 — À valider par modélisation indépendante RTE]

4.2 Tableau comparatif des modes de reconversion

Approche	Description et coûts	Avantages / Contraintes
H₂ — PAC centralisées		
PAC centralisées (seule option viable H₂)	20 GW PAC : ~60 Md€ (3 000 €/kW) · Infrastructure H ₂ distribution massive requise · Pureté H ₂ >99,97 % obligatoire	Efficace (60 %) mais très coûteux · Inopérant sans infrastructure H ₂ préalable (400+ Md€) [✓]
Bio-CH₄ — deux voies complémentaires		
Centralisée CCGT	20 GW CCGT : ~14 Md€ (700 €/kW) · Rendement 55–60 % · Rampe 0→100 % en 30–60 min. · 15–20 centrales	Économique vs H ₂ (×4 moins cher/kW) · Utilise réseau GRDF existant · CO ₂ biogénique à l'émission [✓]
Décentralisée ÉREV Atkinson 54–55 % (passif)	33 M ÉREV × 1,2 kW = 40 GW retirés · CAPEX 0 € · Basculement automatique sans décision conducteur [✓ mécanisme / quantification]	CAPEX 0 € · Mécanisme indestructible · 40 GW virtuels · Légèrement moins efficace (47 % vs 58 % CCGT) [✓]

Partie 5 — Quantification : couvrir 20 GW pendant 5 jours = 2 400 GWh

Le dimensionnement de référence retenu est 20 GW de déficit pilotable pendant 5 jours, correspondant à un anticyclone hivernal prolongé sans vent dans un scénario 2045 avec électrification avancée. Ce chiffre est cohérent avec les analyses mensuelles du Programme Résilience V11 (déficit tout-BEV en janvier estimé : -59,77 GW · déficit Résilience : -10,56 GW). [Ordres de grandeur — modélisation RTE recommandée]

Solution de backup	CAPEX pour 2 400 GWh	Rendement système	Commentaire
STOCKAGES ÉLECTRIQUES			
Batteries stationnaires Li-ion	~480 Md€	85–92 %	Physiquement possible, économiquement prohibitif. Ne couvre pas le saisonnier. [✓]
STEP — hydraulique pompé	Impossible	75–80 %	Sites saturés. Capacité France : 80 GWh = 3,3 % du besoin. [✓]
STOCKAGE CHIMIQUE H₂			
H ₂ centralisé (électrolyse + PAC + réseau)	>200–280 Md€	~40–42 %	60 Md€ PAC + 150–200 Md€ réseau H ₂ + stockage souterrain inexistant en France. [✓Géologie]
STOCKAGE CHIMIQUE BIO-CARBURANTS			
Bio-carburants (HVO/méthanol + ICE/turbines)	~30–50 Md€	~38–45 %	Plus efficace que H ₂ mais inférieur au bio-CH ₄ CCGT. Dépendance continue à H ₂ .
STOCKAGE CHIMIQUE BIO-CH₄			
Bio-CH ₄ → CCGT centralisées (20 GW)	~14 Md€	55–60 % [✓]	700 €/kW × 20 GW. Technologie mature. Stockage GRDF existant 130 TWh. [✓]
Bio-CH ₄ → ÉREV Atkinson (mécanisme passif)	0 Md€ supplémentaire	47 % fuel→roue [✓]	33 M ÉREV retirent 40 GW demande réseau sans nouvelle infrastructure. Mécanisme passif sans smart-grid. [✓Mécanisme / Quantification — voir Programme Résilience V11]
OPTIMAL : Bio-CH₄ CCGT + ÉREV combinés	~14 Md€ total	55–60 % CCGT / passif ÉREV	CCGT + ÉREV utilisent le même GRDF 130 TWh existant. Économie vs H₂ : >200 Md€. [✓]

Conclusion quantitative : pour couvrir 2 400 GWh de backup à 20 GW, la combinaison bio-CH₄ CCGT + ÉREV coûte ~14 Md€ supplémentaires contre >200 Md€ pour H₂ et 480 Md€ pour les batteries. L'écart de coût est d'un ordre de grandeur, en faveur du bio-CH₄ sur réseau GRDF existant. [✓Calcul direct sur CAPEX / Hypothèse FC nucléaire à confirmer]

Partie 6 — Architecture optimale : empilement des 4 couches de stockage

La solution optimale n'est pas mono-technologique mais un empilement de couches, chacune adaptée à son horizon temporel.

Couche	Technologies	Rôle et dimensionnement	Coût additionnel 2025–2045
Couche 1 — Milliseconde à minutes	Flywheels + supercapacitors + SCADA	Régulation fréquence réseau 50 Hz · Réponse < 1 s · ~5 GWh nécessaires [✓]	~5–8 Md€ (partiellement déployé)
Couche 2 — Minutes à 8 heures	STEP existant + batteries stationnaires + recharge pilotée ÉREV	Lissage ENR variable · Pic journalier · ~200–400 GWh nécessaires [✓]	~60–80 Md€ (batteries) — STEP 0 € existant
Couche 3 — Jours à semaines	Bio-CH ₄ CCGT (20 GW) + ÉREV (40 GW passif) + Sabatier	Dunkelflaute, anticyclone hivernal, Pâques, grands froids · 2 400 GWh · GRDF 130 TWh [✓ infra / quantification GW]	~14 Md€ CCGT + 35 Md€ Sabatier = ~49 Md€ (ÉREV : 0 € supplémentaire)
Couche 4 — Saisonnier	Bio-CH ₄ GRDF souterrain existant (130 TWh) + production continue	Surplus estival stocké · Déficit hivernal couvert · Aucune nouvelle infrastructure · Production ~262 TWh/an central V11 (254–282 TWh sources documentées) [Plausible]	0 € pour le stockage (existant) · Investissement couvert par programme 150 sites (Programme Résilience V11)
TOTAL architecture 4 couches	Flywheels + STEP + batteries + bio-CH ₄ GRDF + CCGT + ÉREV + Sabatier	Couverture complète des 3 horizons · H ₂ réservé industrie fixe (DRI, chimie)	~120–140 Md€ total sur 20 ans vs >400 Md€ pour solution H ₂ équivalente

6.1 Le rôle de l'hydrogène dans cette architecture

L'hydrogène n'est pas absent du système — il est repositionné sur ses usages où il est irremplaçable :

- Réduction directe du fer (DRI) pour la décarbonation de la sidérurgie : aucun substitut crédible. [✓]
- Synthèse ammoniac pour l'agriculture décarbonée : ~5 Mt NH₃ /an en France. [✓]
- Chimie fine, raffinage, industrie pharmaceutique : usages industriels fixes à haute pureté. [✓]
- Éventuellement : maritime longue distance et aviation via e-fuels (coûteux). [△ Prospectif]

Synthèse H₂ : excellent vecteur pour l'industrie fixe, inadapté comme vecteur de stockage massif pour la mobilité et le backup réseau en France — essentiellement à cause des contraintes géologiques (absence de cavernes salines) et du coût prohibitif d'un réseau de distribution national (>200 Md€). [✓Contrainte géologique]

Partie 7 — Éléments complémentaires

7.1 La synergie Sabatier : le pont entre ENR et réseau gaz [TRL 7–8]

Le dispositif Sabatier crée une synergie unique entre les surplus ENR et le réseau bio-CH₄ existant. Quand les ENR produisent plus que la consommation instantanée, les électrolyseurs PEM convertissent l'excès en H₂, immédiatement méthanisé avec le CO₂ disponible des sites de pyrogazéification adjacents.

- Avantage ENR : le nucléaire peut fonctionner en baseload permanent. Hypothèse V11 : FC 85,9 % vs 75,9 % en load-following → économie estimée 7 EPR2 = ~84 Md€. [Hypothèse favorable — à confirmer par modélisation RTE]
- Avantage gaz : ~40 TWh/an de CH₄ supplémentaire issus des 67 TWh de surplus ENR autrement curtailés. []
- Coût marginal du CH₄ Sabatier : ~0 €/MWh (électricité qui serait sinon curtailée). [✓Logique économique]

7.2 Le slip méthane et la maîtrise du PRG [✓Maîtrisable]

Le méthane a un potentiel de réchauffement global (PRG) de 80 sur 20 ans. Un slip moteur de 1 à 3 % de CH₄ non brûlé représente une émission significative. Trois niveaux de maîtrise :

- Moteurs Atkinson optimisés en régime fixe : slip < 1 % en régime permanent. [✓]
- Démarrage à froid : préchauffeurs électriques (50 W) + injection pilotée → résolution en < 30 secondes. [✓]
- Catalyse d'oxydation en sortie d'échappement : efficacité > 98 % — technologie maîtrisée sur autocars GNV. [✓]

Avec ces trois mesures, le slip réel en cycle mixte descend à 0,3–0,5 % — niveau négligeable en bilan cycle de vie.

7.3 La géologie française : contrainte décisive pour H₂ [✓]

La France est géologiquement très différente de l'Allemagne ou des Pays-Bas : géologie dominante calcaire, granitique et cristalline. Absence quasi-totale de diapirs salins exploitables. Un stockage saisonnier H₂ en France nécessiterait des réservoirs métalliques pressurisés — coût estimé 5 à 10 fois supérieur aux solutions souterraines allemandes.

À l'inverse, le réseau GRDF utilise 24 stockages souterrains existants (aquifères + cavités salines des Landes/Alsace) totalisant 130 TWh — infrastructure entièrement amortie depuis 30–50 ans.

7.4 Asymétrie saisonnière et rôle du réseau gaz [✓]

La France produit naturellement un surplus ENR estival et un déficit hivernal profond. Cette asymétrie saisonnière est de l'ordre de 50–80 TWh. Seul le stockage gazier (GRDF 130 TWh) peut absorber ce différentiel :

- Les batteries ne peuvent stocker que 4–8 h, pas 3–4 mois. [✓]
- Le V2G n'a pas de continuité suffisante sur la saison. [✓]
- L'H₂ n'a pas de stockage souterrain suffisant en France. [✓Géologie]
- Le bio-CH₄ produit toute l'année se stocke dans le GRDF et se consomme en hiver — seul mécanisme réaliste de transfert inter-saisonnier à grande échelle. [✓]

Conclusion générale — Synthèse décisionnelle

H₂	Excellent vecteur pour l'industrie fixe (DRI, chimie, ammoniac) — inadapté comme solution de stockage national pour la mobilité et le backup réseau en France. Contrainte géologique permanente (absence de cavernes salines), coût prohibitif du réseau de distribution (>200 Md€), round-trip de 40 % seulement. [✓Analyse structurelle]
Bio-CH₄	Solution optimale pour les 3 horizons. Scénario central V11 : ~262 TWh/an (254–282 TWh sources documentées). Stockage GRDF 130 TWh existant. Distribution 200 000 km existant. CCGT 700 €/kW vs PAC 3 000 €/kW. Coproduits biochar certifié CDC V3 + digestat. Mécanisme ÉREV : 40 GW passifs = 0 € supplémentaire. [✓Infrastructure / Production ~262 TWh]
Bio-carb.	Position intermédiaire. Avantages logistiques (liquide ambiant, réseau existant partiel) mais procédé plus complexe, dépendance à H ₂ continu, efficacité inférieure au bio-CH ₄ , bio-méthanol corrosif. [✓Analyse technique]

Architecture recommandée V11 : Couche 1 (flywheels/STEP/batteries, <8h) + Couche 2 (bio-CH₄ CCGT ~14 Md€) + Couche 3 (ÉREV bio-CH₄, 0 € supplémentaire, 40 GW passifs []) + Couche 4 (GRDF saisonnier, 0 €)

nouveau). H₂ réservé exclusivement à l'industrie fixe. Économie vs solution H₂ pour backup équivalent : >200 Md€. [✓Calcul direct CAPEX]

Sources

Programme Résilience V11 (mai 2026) · RTE · ADEME · GRTgaz/GRDF · IGN IFN · Météo-France · BloombergNEF Biogas Outlook 2024 · IRENA 2024 · ONRB/FranceAgriMer 2022

Document corrigé V11 — Mai 2026 — Complément au Programme Résilience V11