



HARMONIE ÉLECTRIQUE : POUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES RESPONSABLES

L'impératif du stockage obligatoire pour la stabilité du réseau et des coûts

LIVRE BLANC PRÉSENTÉ PAR L'ASSOCIATION ENVIRONNEMENT JUSTE
«bien comprendre pour mieux décider»

SOMMAIRE

1. **Synthèse Exécutive**
2. **Introduction** : Le Grand Concert Électrique
3. **Diagnostic** : Le coût caché de l'instabilité (règle du cube, Loi APER)
4. **La Solution** : Stockage intégré et garantie de profil de puissance
5. **Paliers de Responsabilité et Mutualisation** : Du résidentiel à l'industriel
6. **Technologie Cible** : La rupture Sodium-Ion (Na-Ion)
7. **Économie** : Épargne publique, Prix négatifs et Pollueur-Payeur
8. **Souveraineté** : Emploi et réindustrialisation européenne
9. **Cadre Réglementaire** : Priorisation foncière et ZAN
10. **Conclusion et Appel à l'action**
11. **Contact et Informations**
12. **Glossaire**
13. **Sources et Références**

1. SYNTHÈSE EXÉCUTIVE

Le Problème

Le déploiement actuel des énergies renouvelables intermittentes — éolien et solaire — introduit une variabilité physique structurelle dans le réseau électrique, se traduisant par des profils de production en « dents de scie ».

Cette variabilité génère des coûts systémiques significatifs et documentés : activation de moyens pilotables de substitution, renforcement des infrastructures de transport, gestion des congestions locales et nationales.

La **Programmation Pluriannuelle de l'Énergie** (PPE 3, février 2025) programme 48 GW de capacité solaire et 31 GW d'éolien terrestre d'ici 2030 — sans fixer le moindre objectif de stockage par batteries, ni pour 2030, ni pour 2035. **C'est précisément cette lacune structurelle que le présent livre blanc entend combler**, afin de garantir durablement la stabilité physique du réseau et la maîtrise des coûts pour le consommateur final.

En 2025, le marché spot journalier français d'EPEX SPOT a enregistré près de 500 heures de prix négatifs, révélant une inadéquation récurrente — et non plus ponctuelle — entre production et demande (Source : données marché EPEX SPOT / RTE, 2025).

Ces déséquilibres ne sont pas de nature uniquement financière : ils reflètent une contrainte physique fondamentale du réseau électrique, qui doit rester équilibré en temps réel, à chaque seconde.

La stabilité du réseau électrique constitue un bien public d'infrastructure critique nationale ; à ce titre, chaque producteur injectant de l'électricité dans le système doit contribuer activement à la préservation de cette stabilité, afin que le coût de l'équilibrage ne soit pas transféré à la collectivité.

La Solution

Nous proposons qu'à compter d'une date d'entrée en vigueur à définir par décret, toute nouvelle installation éolienne ou solaire dépassant un seuil de puissance défini réglementairement soit tenue d'intégrer une capacité minimale de stockage proportionnelle à sa puissance installée.

Ce dimensionnement aurait vocation à être établi conjointement par la CRE et RTE, selon des critères régionaux objectifs et publics — profil de production local, niveau de tension, capacité résiduelle du réseau de raccordement.

La maturité industrielle atteinte par les technologies Sodium-Ion — avec des coûts cellule annoncés inférieurs à 20 €/kWh (hors intégration système) et des durées de vie atteignant 15 000 cycles selon les fiches techniques fabricants — rend cette exigence techniquement crédible et économiquement soutenable.

Par ailleurs, la disponibilité abondante des matières premières nécessaires sur le sol européen confère à cette filière une souveraineté technologique structurelle et un avantage environnemental décisif sur les chimies lithium-cobalt.

Le principe est simple et non négociable : responsabilité physique du producteur = stabilité du système et maîtrise des coûts.

2. INTRODUCTION : LE GRAND CONCERT ÉLECTRIQUE

Ce livre blanc s'adresse à la fois aux citoyens et aux décideurs. Les développements techniques peuvent être approfondis via les sources et références citées en fin de document.

Imaginez notre réseau électrique comme un immense orchestre symphonique.

L'éolienne et le panneau solaire sont des musiciens talentueux, mais dont le jeu est entièrement conditionné par des facteurs extérieurs : le vent et l'ensoleillement. Leur production, par nature, ne répond pas directement à la demande des consommateurs.

Aujourd'hui, l'équilibre du système est assuré grâce à un ensemble de mécanismes complémentaires :

- Des centrales pilotables (nucléaire modulé, hydraulique, thermique),
- des importations/exportations européennes,
- des capacités d'effacement de la demande,
- des installations de stockage existantes, au premier rang desquelles les STEP.

Or, l'augmentation rapide des capacités de production intermittentes accroît mécaniquement et proportionnellement les besoins de flexibilité du système.

L'objectif de ce livre blanc n'est pas de remettre en cause les énergies renouvelables, mais d'aligner leur déploiement sur les contraintes physiques fondamentales du réseau électrique : l'électricité ne se stocke pas naturellement — elle doit être produite, transportée et consommée de manière équilibrée, en permanence et en temps réel.

Rendre chaque installation significative partiellement autonome dans la gestion de sa propre variabilité permettrait de soulager l'ensemble du système électrique sans reporter de surcoût sur la collectivité.

3. DIAGNOSTIC : LE COÛT CACHÉ DE L'INSTABILITÉ EN "DENTS DE SCIE»

Le piège de la puissance nominale : GWc vs GW réel.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 3 affiche des objectifs en « GW » : 48 GW de solaire d'ici 2030, 31 GW d'éolien terrestre. Ces chiffres, repris par les médias et les politiques, créent une illusion de puissance massive et stable. Or, le document PPE3 lui-même ne précise qu'une seule fois (page 100) qu'il s'agit de **GWc (gigawatts crête)** — c'est-à-dire la puissance théorique maximale jamais atteinte en conditions réelles, **et non pas l'électricité actuellement produite.**

Cette omission n'est pas accidentelle. Elle permet au gouvernement d'afficher une ambition spectaculaire (48 GW !), tout en masquant la réalité physique : avec un facteur de charge solaire de 13,5 %, ces 48 GWc ne produisent en moyenne que **6,5 GW stables**. Le citoyen, le parlementaire, le journaliste comprennent « 48 GW de puissance disponible ». **La réalité est 7 fois inférieure.**

C'est l'illusion statistique fondamentale que ce document entend corriger. La distinction entre puissance installée et puissance réellement disponible constitue pourtant un élément essentiel de toute analyse énergétique rigoureuse.

L'instabilité des EnR intermittentes ne constitue pas qu'un défi technique : elle représente une charge financière, structurelle et systémique pour l'ensemble de la collectivité.

Les réalités physiques de l'intermittence :

Le facteur de charge : la réalité derrière les chiffres annoncés. Derrière les grandes annonces en « gigawatts installés » se dissimule une réalité que les promoteurs de projets mentionnent rarement : le facteur de charge. Il s'agit du rapport entre la production théorique maximale d'une installation — si elle fonctionnait à pleine puissance toute l'année sans interruption — et sa production effective constatée.

En France, les chiffres du Bilan Électrique RTE 2025 révèlent l'écart entre la puissance nominale affichée et la réalité productive :

— Solaire photovoltaïque : **13,5 % de facteur de charge** — pour 48 GWc programmés, seulement 6,5 GW effectifs en moyenne

— Éolien terrestre : **23,2 % de facteur de charge** — pour 31 GWc programmés, seulement 7,2 GW effectifs en moyenne

— Éolien en mer : **38,4 % de facteur de charge** — pour 4 GWc programmés, seulement 1,5 GW effectifs en moyenne

Cette distinction entre puissance crête (GWc) et puissance effective (GW) n'apparaît nulle part dans la PPE3 — une omission qui fausse systématiquement la perception de l'ambition énergétique affichée.

Ces chiffres posent le cadre analytique de tout ce qui suit : **une installation renouvelable n'est jamais aussi puissante que sa capacité nominale installée ne le laisse supposer.** Les mécanismes physiques qui l'expliquent sont les suivants.

L'éolien et la règle du cube : pourquoi le vent est-il si capricieux ? En physique, la puissance produite par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Concrètement : si la vitesse du vent diminue d'un tiers, la production chute de plus de moitié. Cette sensibilité extrême aux variations météorologiques engendre des chocs de puissance massifs et quasi instantanés sur le réseau.

Le photovoltaïque : la chute brutale. Le passage d'un nuage dense peut provoquer un effondrement immédiat de 70 à 80 % de la production en quelques secondes. Sans stockage tampon local, le réseau doit instantanément compenser ce déficit de puissance, mobilisant en urgence des moyens pilotables parfois situés à plusieurs centaines de kilomètres.

La barrière nocturne. La production solaire s'interrompt net dès la tombée du jour, précisément au moment du pic de consommation des ménages en soirée. Pour résumer l'ampleur du phénomène : une éolienne terrestre est à l'arrêt ou en sous-régime plus des trois quarts du temps. Un panneau solaire, plus de huit heures sur dix. C'est précisément ce vide structurel que les centrales à gaz de secours — et demain, les systèmes de stockage stationnaire — doivent combler.

L'aveu implicite de la PPE3 : les flexibilités n'existent pas encore.

Il est révélateur que la PPE3 elle-même reconnaisse, en creux, l'urgence du problème que ce document soulève. Le texte officiel stipule que les objectifs de déploiement solaire « *tiendront compte notamment des prévisions d'évolution de la consommation d'électricité et du développement des flexibilités, afin d'assurer une contribution optimale à l'équilibre offre-demande* ».

Traduction honnête : « Nous programmons 48 GWc de solaire sans savoir comment l'équilibrer. Nous comptons vaguement sur des « flexibilités » futures, que nous n'avons pas commencé à créer. »

La PPE3 ajoute : « *des consultations seront menées pour explorer les bénéfices à lier le développement des flexibilités et l'électrification avec les soutiens aux capacités photovoltaïques* ». Encore une consultation. Encore des études.

Aucun objectif chiffré de stockage. C'est précisément cette faille que l'obligation de stockage intégré est appelée à combler : transformer les consultations en obligations légales et les espoirs en capacités réelles.

Le recours contraint aux centrales à gaz de secours. Le nucléaire est puissant mais structurellement peu flexible : il ne peut pas moduler sa puissance en quelques minutes pour combler un creux de vent ou un passage nuageux — sa montée en charge obéit à des contraintes physiques et de sûreté incompressibles. Pour pallier cette variabilité, le système électrique s'appuie aujourd'hui sur les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), véritables « batteries hydrauliques » géantes. Cependant, ces infrastructures sont géographiquement contraintes par la topographie — présence d'un dénivelé suffisant, disponibilité de réservoirs naturels — et ne peuvent être étendues à l'infini.

Ce rôle de « pompier énergétique » est donc, par défaut, assuré par des centrales thermiques à gaz maintenues en « veille chaude » permanente, prêtes à monter en puissance à tout moment. Résultat : chaque kilowattheure solaire ou éolien produit sans stockage entretient dans son ombre une centrale à gaz en fonctionnement — et donc en émission de CO₂. Le stockage stationnaire par batteries rompt ce lien invisible et systémique entre EnR et énergies fossiles, en apportant la flexibilité indispensable là où l'hydraulique ne peut intervenir.

Optimisation estivale et déséquilibre saisonnier (cadre Loi APER). Dans le cadre de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (Loi APER), certains projets photovoltaïques au sol adoptent des inclinaisons réduites de panneaux (environ 15 à 20°). Cette configuration n'est pas imposée par la loi elle-même, mais résulte de choix d'optimisation technico-économique propres aux développeurs.

Ces configurations techniques visent principalement à accroître la densité d'implantation et à maximiser la production estivale, améliorant ainsi le rendement financier annuel du projet. Toutefois, cette logique de **maximisation commerciale privilégiée** les périodes déjà structurellement excédentaires en production électrique, **au détriment des mois hivernaux où la demande nationale atteint ses niveaux les plus élevés.**

Il en résulte un désalignement structurel entre la courbe de production et le profil de besoin système : la performance financière annualisée du projet ne correspond pas à l'optimum de sécurité énergétique nationale. Ce constat justifie l'introduction, dans le cadre réglementaire, soit d'un critère de contribution saisonnière contraignant, soit d'une obligation de stockage associée à toute nouvelle installation, afin que les capacités déployées participent effectivement — et pas seulement comptablement — à la stabilité du réseau.

Le dilemme paysan : artificialisation vs stabilité.

La PPE3 reconnaît explicitement l'impasse : « *Les gisements de projets sur bâtiments à coût maîtrisé étant limités, il convient également de développer le photovoltaïque au sol* ». Traduit en clair: les toitures et ombrières ne suffisent pas pour atteindre les 48 GWc. **Il faut donc raser des terres agricoles et des espaces naturels.**

Mais voilà le paradoxe : cette consommation massive de foncier agricole est **justifiée par l'absence de flexibilité**. Si chaque installation PV devait intégrer du stockage — c'est-à-dire si 48 GWc devaient se transformer en 6,5 GW stables et pilotables — on aurait besoin de déployer beaucoup moins de puissance brute. Le stockage obligatoire résout donc simultanément deux crises : la stabilité du réseau ET la préservation des terres agricoles. Moins d'installations brutes = moins de conflit d'usage = moins d'artificialisation.

C'est le cœur du lien entre la section 4 (La Solution) et la section 9 (Cadre réglementaire : ZAN) : le stockage intégré **rend la Loi ZAN compatible avec les objectifs EnR, non par miracle, mais par physique.**

4. LA SOLUTION : STOCKAGE INTÉGRÉ ET GARANTIE DE PROFIL DE PUISSANCE

Le stockage obligatoire est le chaînon manquant de la transition énergétique française.

Non pas un obstacle supplémentaire imposé aux producteurs, mais l'élément structurant sans lequel les gigawatts installés ne se traduiront jamais en énergie réellement disponible pour les Français.

Le principe est dès lors simple et non négociable : tout producteur d'énergie intermittente significative doit contribuer à la stabilité du système en garantissant un profil de puissance suffisamment régulier pour ne pas déstabiliser le réseau.

Cette obligation s'applique indifféremment aux producteurs individuels et aux collectifs mutualisés : le seuil de puissance significatif s'évalue sur la base de la puissance cumulée du ou des site(s) de production, quel que soit le nombre de propriétaires ou d'exploitants impliqués. Le stockage cesse ainsi d'être une option et devient un composant intrinsèque de l'installation de production, et non une option secondaire laissée à la discrétion de l'opérateur.

Le stockage agit comme un tampon physique au plus proche de la source de variabilité : il absorbe les pics de production, compense les chutes rapides et réduit la variabilité injectée sur le réseau. Ce faisant, il limite les appels instantanés aux moyens thermiques de substitution et protège les infrastructures de transport — lignes haute tension et postes de transformation — contre les surcharges locales.

Concrètement, cela se traduit par l'obligation légale, pour toute nouvelle installation de production intermittente dépassant le seuil de puissance fixé par décret, d'intégrer une capacité minimale de stockage proportionnelle à sa puissance installée.

Production et stabilité ne peuvent plus être dissociées : à l'instar de tout équipement industriel soumis à des normes de sécurité, la fonction productive et la fonction de stabilisation doivent être indissociablement liées.

5. PALIERS DE RESPONSABILITÉ ET MUTUALISATION

Afin de garantir la stabilité du système électrique sans faire peser l'intégralité des coûts de flexibilité sur la collectivité, nous proposons l'instauration de paliers de responsabilité de stockage obligatoires, reposant sur la technologie Sodium-Ion (Na-Ion). Avec un coût cellule annoncé par CATL à 19 €/kWh — soit environ un tiers du coût d'une cellule Li-Ion équivalente — cette technologie offre une viabilité économique inédite à l'échelle industrielle.

Le tableau ci-dessous illustre les capacités de stockage cibles selon la taille des installations. Ces paliers ont vocation à être affinés, dans un cadre de concertation formelle, avec RTE et la CRE, selon les réalités régionales du réseau et les contraintes locales de raccordement.

Tableau des capacités de stockage cibles (Technologie Na-Ion)

Palier	Puissance installée	Ratio de Stockage	Solution proposée (Na-Ion)	Finalité Physique
Micro-résidentiel	< 10 kW	Exemption ou 0,5 kWh/kW	Packs domestiques compacts	Soulagement local du réseau BT
Résidentiel / Tertiaire	10 - 250 kW	1 kWh / kW	Armoires de quartier mutualisées	Lissage de la courbe de charge
Industriel & PME	250 kW - 10 MW	1,5 - 2 kWh / kW	Conteneurs stationnaires dédiés	Effacement des pointes & résilience
Utilitaire (Fermes EnR)	> 10 MW	3 - 5 kWh / kW	Parcs massifs (BESS) sur site	Soutien de fréquence & report de charge

6. TECHNOLOGIE CIBLE : LA RUPTURE SODIUM-ION (Na-Ion)

Les données industrielles de 2025/2026 confirment que le Sodium-Ion est la clé de cette transition :

Caractéristique	Lithium Fer Phosphate (LFP)	Na-Ion (CATL Gen 2 / Naxtra)
Durée de vie (Cycles)	6 000 - 10 000 cycles	15 000 cycles (jusqu'à 40 ans de service)
Coût Cellule (kWh)	~60 €	19 € (vise 10 € en 2027)

Métaux Critiques	Lithium (critique)	Aucun (Sodium/Sel)
Collecteurs	Cuivre (critique)	Aluminium (abondant)
Températures	Sensible au froid	Stable (-40°C à +70°C)

Les Leaders Industriels de la Rupture

La souveraineté européenne et la disponibilité technologique sont désormais garanties par des acteurs industriels majeurs implantés sur notre sol :

1. **CATL (Leader mondial et européen)** : Premier producteur mondial de batteries, CATL déploie sa technologie Naxtra (Gen 2) à l'échelle européenne. Avec ses usines d'Erfurt (Allemagne) et de Debrecen (Hongrie) — cette dernière dont la mise en service est prévue au printemps 2026 — CATL vise une capacité de production de 100 GWh pour sécuriser l'approvisionnement du stockage stationnaire européen à un coût cellule inférieur à 20 €/kWh. (Source : fiche technique CATL Naxtra Gen 2, 2025)
2. **TIAMAT Energy (France)** : Fleuron de l'innovation française basé à Amiens, TIAMAT Energy se spécialise dans les cellules Sodium-Ion à haute puissance, conçues pour répondre instantanément aux variations brutales de puissance — les « dents de scie » — caractéristiques des parcs éoliens et solaires.
3. **Altris (Suède)** : Spécialiste de la cathode « Blanc de Prusse », Altris fournit les matériaux actifs essentiels aux assembleurs européens, contribuant à sécuriser l'intégralité de la chaîne de valeur sans dépendance aux importations asiatiques..
4. **Batri (Royaume-Uni)** : Pionnier de l'utilisation de carbone issu de l'antracite gallois pour les anodes de batteries Sodium-Ion, Batri démontre qu'une souveraineté matière totale est techniquement accessible en valorisant des ressources minières locales — l'antracite constituant ici une alternative aux matériaux carbonés importés.

7. ÉCONOMIE : ÉPARGNE PUBLIQUE, PRIX NÉGATIFS ET POLLUEUR-PAYEUR

- **Le paradoxe des prix négatifs et du gaspillage énergétique.** Faute de stockage, l'énergie produite en surplus lors des pics de production météo-dépendants sature le réseau. En 2025, ce phénomène a atteint un seuil critique : selon RTE, environ 1,6 TWh* d'énergie solaire a dû être « écrêté » — c'est-à-dire perdu par modulation volontaire de la production — lors d'épisodes de prix négatifs. Cette énergie, physiquement disponible mais économiquement sacrifiée, représente un gaspillage direct et mesurable de ressources collectives. Le stockage obligatoire transforme cette perte sèche en réserve mobilisable, réinjectée sur le réseau à un prix stable lorsque la demande est avérée.
- **Éviter le gaspillage de l'argent public.** Le stockage intégré réduit significativement la nécessité de travaux de renforcement coûteux sur les lignes haute tension et les postes

électriques — charges aujourd'hui supportées par les contribuables via le TURPE — pour absorber les pics de puissance brutaux liés à l'intermittence.

- **Bascule Pollueur-Payeur.** Le coût de la stabilité est transféré du contribuable et du consommateur vers le producteur générateur d'instabilité. Ce mécanisme correspond à ce que les économistes et les régulateurs désignent sous le terme de Coût Système Complet — FSCOE (Source : UNECE, 2025) : le coût réel et complet de l'électricité pour la société, qui intègre non seulement la production, mais également la stabilisation du réseau, le transport de l'énergie et le maintien en disponibilité des capacités de secours.
- **Le rétablissement de la responsabilité financière.** La responsabilité signifie ici, concrètement, la fin du transfert de charges vers la collectivité.
- **Aujourd'hui,** le producteur perçoit le revenu du kilowattheure intermittent, tandis que la collectivité supporte intégralement la charge financière de l'équilibrage et de la sécurisation du réseau.
- **Nous proposons de réaligner ces deux fonctions selon un principe simple** : celui qui génère la variabilité physique doit en assumer la gestion et le coût économique.

***Note** : 1,6 TWh représente 1,6 milliard de kilowattheures. À titre de comparaison, cette énergie écrêtée en 2025 aurait permis de recharger intégralement environ 30 millions de véhicules électriques (sur la base d'une capacité de batterie moyenne de 50 kWh par véhicule). Le stockage stationnaire obligatoire transformerait ce surplus aujourd'hui perdu en une réserve stratégique mobilisable pour le réseau en période de pointe.

8. SOUVERAINETÉ, EMPLOI ET RÉINDUSTRIALISATION

La proposition portée par ce livre blanc constitue également un moteur de croissance industrielle locale. La fabrication de batteries Sodium-Ion repose essentiellement sur des composants abondants sur le sol européen — notamment le sel (carbonate de sodium) et l'aluminium — dont l'approvisionnement ne nécessite aucune dépendance aux chaînes d'extraction extra-européennes.

- **Création d'emplois** : Les premières estimations industrielles disponibles évoquent plusieurs dizaines de milliers d'emplois directs et indirects à l'échelle européenne. En France, les sites industriels de TIAMAT Energy à Amiens et les filières de recyclage associées constituent un premier ancrage territorial identifiable, appelé à se densifier avec la montée en charge du marché du stockage stationnaire.
- **Maillage européen** : La capacité de production industrielle est d'ores et déjà ancrée en Europe grâce aux sites de TIAMAT Energy (Amiens, France), et aux deux gigafactories de CATL : Erfurt (Allemagne, opérationnelle) et Debrecen (Hongrie, mise en service prévue au printemps 2026).

9. CADRE RÉGLEMENTAIRE ET PRIORISATION FONCIÈRE

Transition énergétique ≠ industrialisation des campagnes.

- **Priorisation foncière et ZAN** : Ce livre blanc soutient un moratoire sur l'implantation d'installations EnR sur terres agricoles, naturelles ou forestières, et prône une priorité stricte aux surfaces artificialisées existantes : toitures et ombrières, parkings et zones de stationnement, emprises d'infrastructures de transport, friches industrielles et sites dégradés, espaces urbains artificialisés et autres surfaces techniques déjà imperméabilisées.
- **Économie circulaire** : La chimie simplifiée du Sodium-Ion — exempte de lithium, de cobalt et de nickel — facilite un recyclage propre et potentiellement local, transformant les batteries en gisements de matières secondaires plutôt qu'en déchets complexes à traiter sous contrainte réglementaire.

10. CONCLUSION

La transition énergétique ne peut plus reposer sur la seule vérité comptable des « kWh produits ». Elle doit impérativement s'aligner sur les réalités physiques du réseau électrique — la règle du cube, les effets de la Loi APER sur le profil saisonnier de production, et le lien systémique aujourd'hui invisible entre EnR sans stockage et centrales à gaz de secours en veille.

Cet enjeu prend toute sa dimension à la lecture de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE 3), publiée en février 2025. Les objectifs qu'elle fixe sont volontairement présentés de manière à maximiser l'impact politique, tout en masquant la réalité physique.

Aucune mention du terme **GWc (gigawatts crête)** n'apparaît dans le document — seuls des « GW » sont affichés, laissant implicitement entendre des puissances stables. Cette omission systématique transforme les chiffres annoncés en promesses comptables plutôt qu'en garanties énergétiques. **Et leur ambition même rend le silence sur le stockage d'autant plus préoccupant :**

Énergie	Aujourd'hui	Objectif 2030	Objectif 2035
Solaire photovoltaïque	~31 GW	48 GW	55 à 80 GW
Éolien terrestre	~22 GW	31 GW	35 à 40 GW
Éolien en mer	~2 GW	4 GW	18 GW
Stockage batteries	~0,5 GW	Aucun objectif	Aucun objectif

Ces chiffres appellent une question fondamentale :

À quoi sert une puissance crête (GWc) affichée, si elle se traduit en puissance réelle (GW) sept fois inférieure, et si même cette puissance réelle ne peut toujours pas être livrée quand nous en avons besoin ?

Avec un facteur de charge solaire de 13,5 %, les 48 GWc de capacité PV prévus en 2030 ne produiront en réalité que 6,5 GW de puissance stable — **et quasi rien les soirs d'hiver, au moment précis où la demande est la plus forte.**

Mais le chiffre le plus révélateur reste le dernier : **pour le stockage, la PPE 3 ne fixe aucun objectif — ni pour 2030, ni pour 2035.** Des dizaines de gigawatts d'énergie intermittente programmés, sans la moindre obligation de les stabiliser.

Sans stockage obligatoire, ces objectifs resteront une promesse sur le papier — pas une garantie d'électricité pour les Français.

C'est pourquoi la mesure que nous proposons revêt une importance capitale : en responsabilisant chaque producteur significatif via l'obligation de stockage Sodium-Ion, nous transformons une promesse comptable en énergie réellement disponible — stable, souveraine, décarbonée, et économiquement juste pour chaque Français et chaque entreprise.

APPEL À L'ACTION

- **Nous appelons le Gouvernement et le Parlement** à transformer cette analyse en obligation légale : intégrer le stockage Sodium-Ion décentralisé dans la PPE 3 par décret avant 2027.
- **Nous appelons la CRE et RTE** à définir conjointement les critères techniques de mise en œuvre.
- **Nous appelons les producteurs** à anticiper cette obligation en transformant un coût réglementaire en avantage compétitif.
- **L'absence de stockage obligatoire n'est pas un détail technique — c'est un choix politique. Le moment d'agir est maintenant.**

© 2026 Association Environnement Juste

CONTACT ET INFORMATIONS

Association Environnement Juste

Membre agréé de France Nature Environnement Occitanie-Pyrénées

Administrateur de FNE Tarn-et-Garonne

RNA: W461002451 - Mars 2013

Tim ABADY Président / Responsable des relations institutionnelles

E-mail : tim.abady@environnement-juste.fr

Téléphone : +33 (0) 6 60 55 66 64

Site internet : <https://environnement-juste.fr>

Lien direct Livre Blanc : <https://environnement-juste.fr/harmoniev3.4.pdf>

Adresse postale : Siège social: Mairie de Montcuq en Quercy Blanc, 1 Place des Consuls, 46800.




GLOSSAIRE

- **EnR (Énergies Renouvelables)** : Énergies dites « de flux » (vent, ensoleillement) dont la production dépend des conditions météorologiques et non de la demande des usagers.
- **Facteur de charge** : Rapport entre l'énergie effectivement produite par une installation sur une période donnée et l'énergie maximale théorique qu'elle aurait pu produire si elle avait fonctionné à pleine puissance nominale sans interruption sur cette même période. En France, ce facteur est de 13,5 % pour le solaire photovoltaïque, 23,2 % pour l'éolien terrestre et 38,4 % pour l'éolien en mer (Source : Bilan Électrique RTE 2025). Un facteur de 13,5 % signifie qu'une installation solaire de 1 kW ne produit en moyenne que 135 watts-heure par heure sur l'année.
- **STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage)** : Installation hydroélectrique réversible agissant comme une batterie hydraulique à grande échelle. Lorsque le réseau présente un surplus de production, la STEP pompe l'eau vers un bassin supérieur pour la stocker sous forme d'énergie potentielle gravitationnelle. Lorsque la demande augmente ou que la production des EnR chute, l'eau est turbinée pour produire de l'électricité. Bien que très efficaces — avec un rendement aller-retour de l'ordre de 75 à 80 % — ces installations sont limitées par des contraintes géographiques fortes : besoin d'un dénivelé important, disponibilité de réservoirs naturels ou artificiels de grande capacité, et acceptabilité environnementale des sites.
- **Stockage Intégré** : Système de stockage d'énergie — généralement par batteries — installé directement sur le site de production, dont la fonction est de lisser le profil de puissance injecté et de garantir une courbe de production plus régulière avant injection sur le réseau. Le stockage intégré absorbe les surplus lors des pics de production et restitue l'énergie lors des creux, réduisant ainsi la variabilité vue par le réseau depuis le point de raccordement.
- **Centrale de secours (« veille chaude »)** : Centrale thermique à gaz maintenue en fonctionnement continu à faible régime, prête à monter en puissance en quelques minutes pour compenser une chute soudaine de production éolienne ou solaire. Ce fonctionnement permanent à vide consomme du gaz et émet du CO₂ de manière continue, indépendamment de toute injection effective d'électricité sur le réseau — constituant ainsi un coût carbone invisible directement induit par l'absence de stockage.
- **GWc (Gigawatt crête)** : Unité de mesure de la puissance maximale théorique qu'une installation de production d'énergie renouvelable peut générer dans des conditions optimales : ensoleillement au zénith pour le solaire, vitesse de vent nominale pour l'éolien, etc. Le « c » signifie « crête » (*peak* en anglais). Cette puissance crête n'est jamais atteinte en conditions réelles. Par exemple, une installation solaire de 1 GWc avec un facteur de charge de 13,5 % ne produit en moyenne que 135 MW — soit 0,135 GW. La distinction entre GWc (puissance nominale/crête) et GW (puissance effective) est volontairement occultée dans de nombreux documents officiels, notamment la PPE 3, afin de maximiser l'impression d'ambition énergétique. C'est précisément cette confusion que le concept de Coût Système Complet (FSCOPE) est appelé à corriger, en ramenant les évaluations à la puissance réellement disponible et stabilisée.
- **LCOE — Levelised Cost of Energy (Coût actualisé de l'énergie)** : Indicateur financier utilisé par les promoteurs de projets pour présenter le coût moyen de chaque kilowattheure

produit sur la durée de vie d'une installation, en rapportant l'ensemble des coûts d'investissement et d'exploitation à l'énergie totale produite. **Attention** : cet indicateur ne tient pas compte des coûts systémiques que la société doit ensuite supporter pour stabiliser cette production, la transporter et compenser les périodes sans vent ni ensoleillement — c'est précisément la limite que corrige le FSCOE (voir définition ci-après).

- **FSCOE — Full System Cost of Electricity / Coût Système Complet (Source : UNECE, 2025)** : Indicateur économique mesurant le coût réel et complet de l'électricité pour la société dans son ensemble. Contrairement au LCOE, le FSCOE intègre non seulement les coûts de production, mais également l'ensemble des coûts systémiques induits : stockage et flexibilité, renforcement des infrastructures de transport et de distribution, maintien en disponibilité des capacités de secours et gestion des déséquilibres de réseau. C'est l'indicateur pertinent pour toute décision de politique énergétique publique.
- **Prix Négatifs** : Situation paradoxale sur les marchés de gros de l'électricité où la surproduction momentanée sature le réseau au point que le prix spot descend en dessous de zéro. Les producteurs doivent alors payer les acheteurs pour qu'ils absorbent leur surplus — ou réduire leur production par écrêtage — afin de préserver l'équilibre physique instantané du réseau et d'éviter tout incident de stabilité. En 2025, le marché français a enregistré près de 500 heures de prix négatifs.
- **Sodium-Ion (Na-Ion)** : Technologie de stockage électrochimique de nouvelle génération utilisant des ions sodium comme porteurs de charge, en lieu et place du lithium dans les batteries conventionnelles. Le sodium est un élément chimique abondant et largement disponible sur le sol européen — sous forme de carbonate de sodium notamment — contrairement au lithium ou au cobalt, métaux critiques rares dont l'Europe dépend à plus de 90 % d'importations en provenance d'Asie ou d'Afrique. Durée de vie annoncée : jusqu'à 15 000 cycles de charge complète, soit environ 40 ans d'utilisation quotidienne (Source : fiche technique CATL Naxtra Gen 2, 2025). Coût cellule industriel annoncé : inférieur à 20 €/kWh (hors intégration système).
- **Règle du cube** : Loi physique fondamentale selon laquelle la puissance extractible du vent par une éolienne varie proportionnellement au cube de la vitesse du vent ($P \propto v^3$). Exemple concret : si la vitesse du vent double, la puissance produite est multipliée par huit ; si la vitesse du vent diminue d'un tiers, la puissance chute de plus de 70 %. À l'inverse, une variation même modérée de la vitesse du vent entraîne une variation disproportionnée de la production — générant les profils en « dents de scie » observés sur le réseau et justifiant l'impératif de stockage tampon.
- **ZAN (Zéro Artificialisation Net)**: Objectif fixé par la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 (loi Climat et Résilience), visant à atteindre zéro artificialisation nette des sols en France d'ici 2050, avec un objectif intermédiaire de réduction de moitié du rythme d'artificialisation d'ici 2031. Ce principe implique que toute nouvelle artificialisation d'un espace naturel, agricole ou forestier doit être compensée par la renaturation d'une surface équivalente. Dans le cadre de ce livre blanc, le ZAN fonde la priorité donnée aux surfaces déjà artificialisées pour l'implantation des installations EnR, protégeant ainsi les terres agricoles et les espaces naturels.

SOURCES ET RÉFÉRENCES

- **Économie systémique** : UNECE (2025) — *Understanding Full System Cost of Electricity (FSCOE). Rapport GECES-21/2025/INF.2. (Démontre la nécessité de substituer au LCOE partiel une approche par le coût système complet pour toute évaluation de politique énergétique.)*.
- **Données Réseau France** : RTE — Réseau de Transport d'Électricité :
 - *Bilan Électrique 2025* : facteurs de charge solaire (13,5%), éolien terrestre (23,2%), éolien en mer (38,4%)
 - Rapports sur l'équilibre offre-demande et historique des 500 heures de prix négatifs en 2025.
- **Marchés Européens** : EPEX SPOT - Données sur la volatilité des prix spot et la destruction de valeur économique lors des épisodes de surproduction (prix négatifs, 2025).
- **Technologie Sodium-Ion** :
 - *CATL (2025/26)* : Fiche technique cellule *Naxtra Gen 2* — durée de vie annoncée : 15 000 cycles ; coût cellule : < 19 €/kWh (hors intégration système).
 - *CNRS / TIAMAT Energy (Amiens)* : Données sur les performances de puissance de décharge et statut de l'implantation industrielle.
 - *Altris (Suède)* : *Données sur les cathodes Blanc de Prusse et certifications relatives aux batteries sans métaux critiques (lithium/cobalt)*.
 - **Législation** : Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (Loi APER) — dispositions relatives à l'agrivoltaïsme et effets induits sur les choix d'inclinaison des panneaux photovoltaïques au sol.
- **Potentiel foncier** : ADEME (2024) — Étude sur le gisement photovoltaïque prioritaire en zones artificialisées (toitures, ombrières de parkings, friches industrielles). (*Évalue le potentiel de puissance installable sur surfaces déjà artificialisées, sans consommation de foncier naturel ou agricole supplémentaire.*).
- **Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE 3)** : Ministère de la Transition Énergétique (2025) — Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2025-2035, section 3.4.1.1 (Photovoltaïque). (Note critique : le document fixe des objectifs en « GW » sans jamais préciser qu'il s'agit de GWc (puissance crête). Il reconnaît implicitement que les flexibilités n'existent pas encore en stipulant que le développement du PV « tiendra compte du développement des flexibilités », sans pour autant fixer d'objectif chiffré de stockage.)
Absence notable : aucun objectif de stockage par batteries fixé, ni pour 2030, ni pour 2035.
-  <https://www.ecologie.gouv.fr/programmation-pluriannuelle-energie>
- Version 3.4.1 mise à jour. Pour faute d'impression en 3. Diagnostic: Paragraphe 3 tronqué!