

La maîtrise du prix de l'électricité, un intérêt public supérieur qui nécessite une évaluation socio-économique solide et raisonnée de la politique énergétique

Des fondamentaux oubliés depuis 30 ans

Table

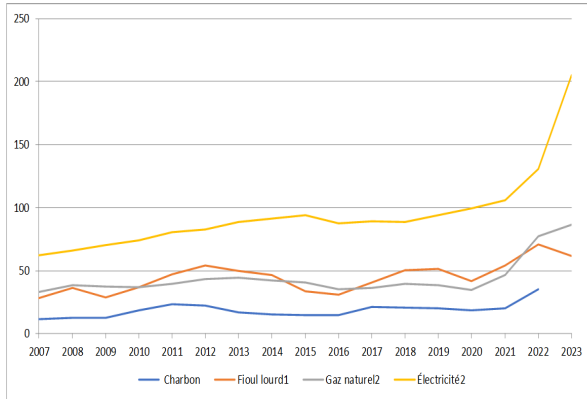
1. Données d'évolution du prix de l'électricité en France depuis 2007	2
2. Evolution et impact du développement des ENR intermittentes sur les prix consommateurs	2
3. Effet du changement de priorité d'injection au 1er avril 2025	4
4. 7 recommandations de RETM pour pallier ces dysfonctionnements et disposer d'outils d'aide à la décision pour la future programmation énergétique	7

Sommaire

Historiquement la dérive du prix de l'électricité en France débute en 2007 avec l'accélération du développement des énergies électriques intermittentes : éolien terrestre, éolien maritime et champs solaires en zone agricole. La croissance du nombre d'installations de production d'électricité intermittente a pour conséquence, notamment, l'accroissement des périodes de surproduction, les électricités intermittentes ayant la caractéristique de produire en même temps (les éoliennes quand il y a du vent, le solaire du printemps à l'automne autour de midi). De plus, pour des raisons notamment de sécurité, depuis le 1er avril les énergies électriques intermittentes s'effacent devant le pilotable (nucléaire) en cas de surproduction. Hausse des périodes de surproduction et nouvelles règles d'effacement entraînent et vont entraîner une explosion des indemnités des promoteurs éoliens et solaires et du coût de l'électricité si de nouvelles mesures que nous préconisons ne sont pas mises en œuvre.

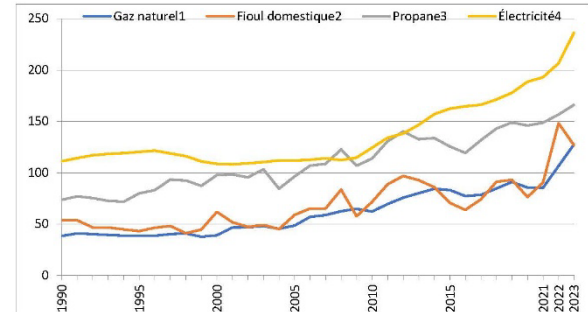
1. Données d'évolution du prix de l'électricité en France depuis 2007

PRIX HORS TVA DES ÉNERGIES POUR LES ENTREPRISES POUR 1 MWh PCI*
En euros courants



* PCI = pouvoir calorifique inférieur (voir définitions).
¹ Fioul lourd à très basse teneur en soufre (< 1 %).
² Enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité.
 Champ : France métropolitaine hors Corse. Sources : SDES, DGEC, Insee

PRIX TTC DES ÉNERGIES À USAGE DOMESTIQUE POUR 1 MWh PCI*
En euros courants



* PCI = pouvoir calorifique inférieur (voir définitions).
¹ Enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité à partir de 2007, indice du prix à la consommation du gaz naturel de 1990 à 2006.
² Fioul domestique, pour une livraison de 2 000 à 4 999 litres.
³ Propane en citerne.
⁴ Enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité à partir de 2007, indice du prix à la consommation de l'électricité de 1990 à 2006.
 Champ : France métropolitaine hors Corse. Sources : SDES, DGEC, Insee

- Les statistiques du Ministère de l'Écologie (septembre 2024) indiquent une multiplication par 3 du prix de l'électricité pour les entreprises et par 2 pour les particuliers en € courant entre 2007 et 2023
- L'évolution du tarif bleu 6 kVa EDF en euros constants a baissé entre 1990 et 2010, a augmenté de 45% entre 2010 et 2025 et augmenterait encore de 58% dans les 10 prochaines années avec les hypothèses de développement des EnR du projet de PPE3 soumis à consultation en mars 2025

1990-2010
- 25 %

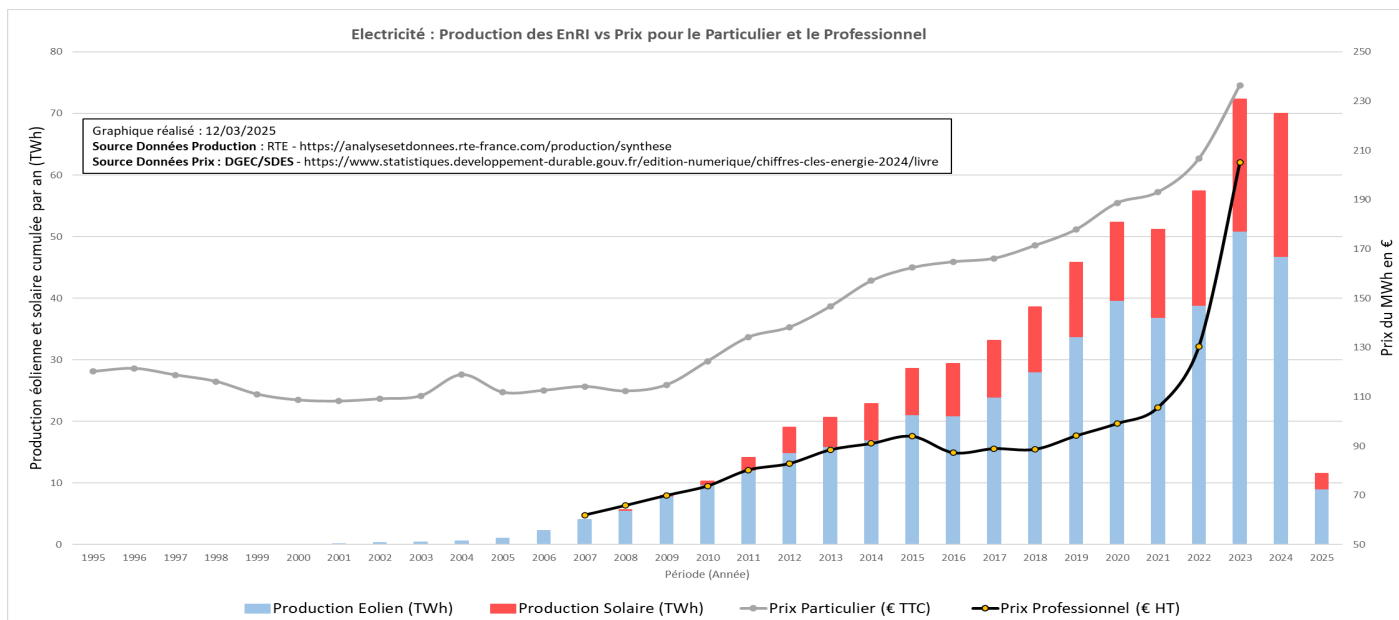
2010-2025
+ 45 %

2025- 2035 (projections)
+ 58 %

La Commission d'enquête sénatoriale de juillet 2024 sur le prix de l'électricité en 2035 indique « *plus les mix électriques comportent une part significative d'éolien et de photovoltaïque, plus le coût de production moyen du système est élevé* »

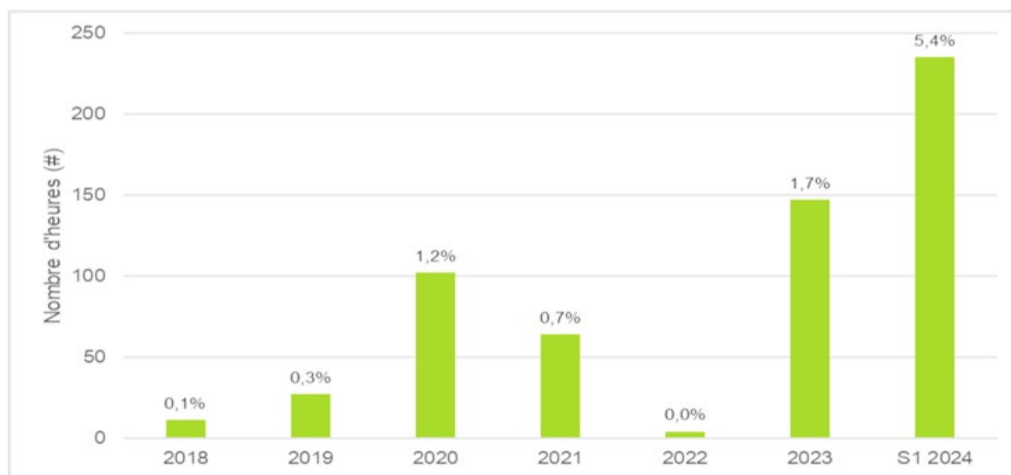
2. Evolution et impact du développement des ENR intermittentes sur les prix consommateurs

Tout d'abord, la corrélation entre l'évolution du prix de l'électricité depuis 2007 et la croissance de l'éolien et du solaire en France est avérée et les raisons sont analysées ci-dessous



Les coûts complets de l'éolien et du solaire incluent outre le coût de production, les investissements de réseaux (raccordement, stabilité, flexibilité,...) liés à l'intermittence de ces énergies répercutés dans le Tarif d'utilisation des réseaux de production d'électricité (TURPE) en croissance depuis plus de 10 ans, et les Contributions du service public de l'Electricité (CSPE) correspondant aux subventions et indemnités des promoteurs lors des effacements ou lorsque le prix de marché est inférieur au prix de contrat.

Celles-ci sont également en très forte croissance en raison de l'augmentation des périodes de prix négatifs liés à la surproduction de l'éolien et du solaire en France comme en Europe. (Voir graphique CRE ci-dessous) en notant que pour 2024 il ne s'agit que de la moitié de l'année



En résumé 2 raisons expliquent l'augmentation du coût de l'électricité :

1. Au fur et à mesure de leur développement, leur valeur sur le marché de l'électricité s'effondre (surcapacité) et le consommateur doit compenser la perte de valeur
2. Le développement des énergies intermittentes entraîne une envolée des coûts de réseaux et plus largement des coûts des services système

Texte PPE3 : « Les prix de vente moyens de l'électricité ENR sont plus faibles que les prix sur les marchés, en raison de la corrélation de la production électrique des installations au sein d'une même filière. Une décote doit donc être prise en compte par rapport au prix de marché moyen, pour calculer le soutien public aux installations de production. »

Cela signifie que le consommateur doit compenser l'écart entre le coût de production et la valeur sur le marché avec 2 cas de figures :

1. Il y a beaucoup de vent ou de soleil -> Surproduction -> Les prix sur le marché s'effondrent (Prix négatifs) -> le consommateur compense la différence entre le coût de production et le prix de marché
2. Il n'y a pas de vent et de soleil -> Sous-production -> les prix sur le marché flambent -> Le consommateur paye au prix fort (recours aux centrales à gaz)

L'évolution du tarif de soutien aux promoteurs entre 2020 et 2024 illustre cette perte de valeur :

2020	2024	Evolution
59 €/MWh	90 €/MWh	+ 52 %

Le prix garanti aux producteurs ENR s'accroît au fur et à mesure de leur développement car il y a de plus en plus de surproductions et de prix négatifs, alors qu'en règle générale les coûts de production d'un produit baisse avec l'accroissement de sa diffusion ...

Pour les ENR intermittentes, leur coût réel (subventions incluses) s'accroît avec l'accroissement de leur diffusion

L'OCDE a publié en mars 2024 une note comparant le cout complet en France des différentes sources de production électrique

Table 1. Grid-level system costs for different technologies in France (USD/MWh)

Technology	Nuclear		Onshore wind		Offshore wind		Solar	
<i>Penetration level</i>	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Total plant level costs	72.23		110.76		143.20		551.17	
Back-up, profile or adequacy costs	0.00	0.00	34.24	36.48	34.24	36.48	47.21	48.16
Balancing costs	0.28	0.27	1.90	5.01	1.90	5.01	1.90	5.01
Grid connection	1.78	1.78	6.93	6.93	18.64	18.64	19.60	19.60
Grid reinforcement and extension	0.00	0.00	3.50	3.50	2.15	2.15	5.41	5.41
Total grid level costs	2.07	2.05	46.56	51.91	56.93	62.27	74.12	78.17

Source: Adapted from NEA (2012).

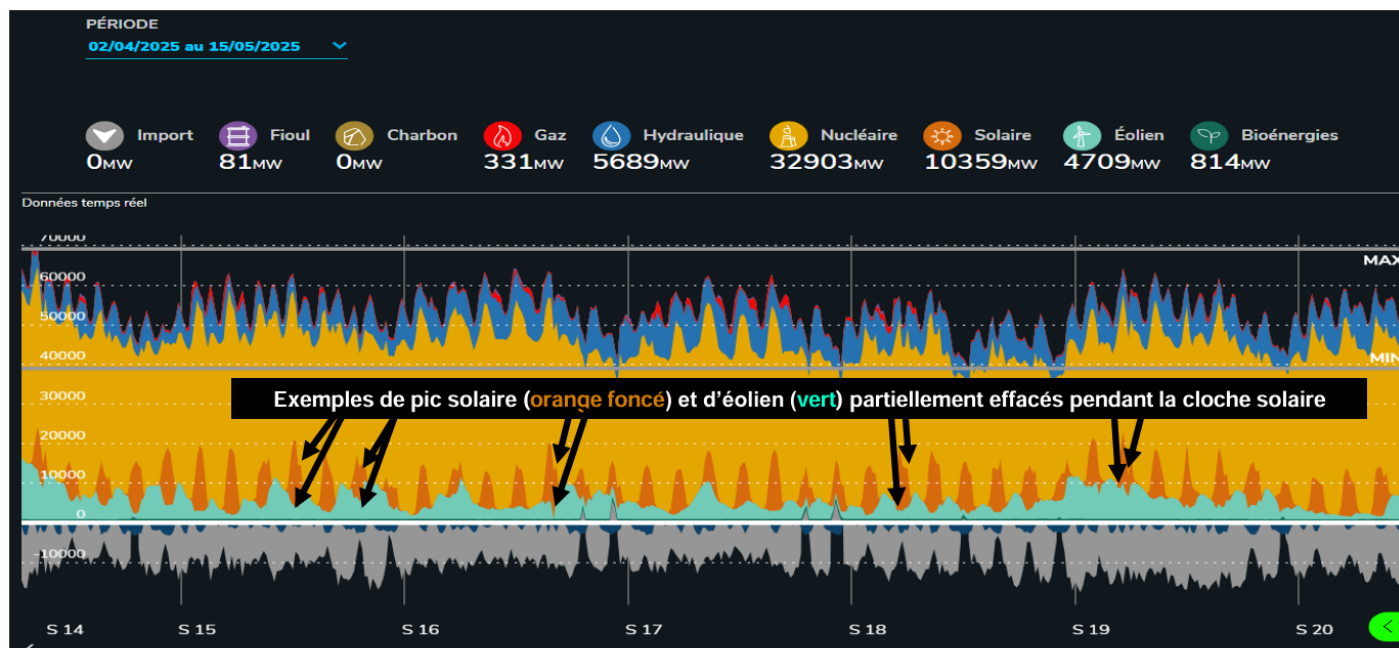
Une estimation du coût complet de ces énergies à l'horizon 2035 a été établie début 2025 par le chef économiste de la fondation CONCORDE (nota : avant le changement de règles d'injection au 1^{er} avril 2025 – voir paragraphe suivant)

Energies	Coût Prod + Décote valeur marché + Surcoûts système = Coût complet €/MWh			
Solaire PV	100	85	74	259
Eolien terre	70	40	47	157
Eolien mer	90	60	57	207
Nucléaire	60	0	2	62

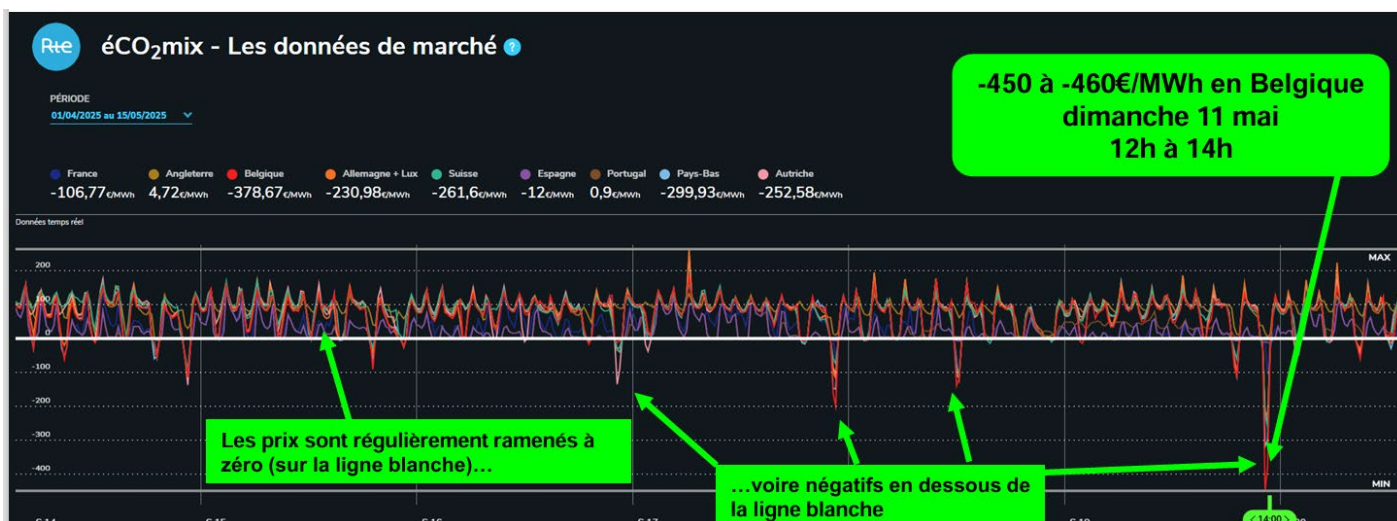
3. Effet du changement de priorité d'injection au 1er avril 2025

Depuis le 1^{er} avril 2025, les centrales éoliennes et solaires doivent s'effacer systématiquement en premier pour protéger le réseau de transport, et les centrales nucléaires (Suite à la double alerte du 15 janvier 2025 par l'Amiral Jean CASABIANCA – Inspecteur de la sûreté nucléaire d'EDF et Monsieur Vincent BERGER, Haut-Commissaire à l'Energie atomique)

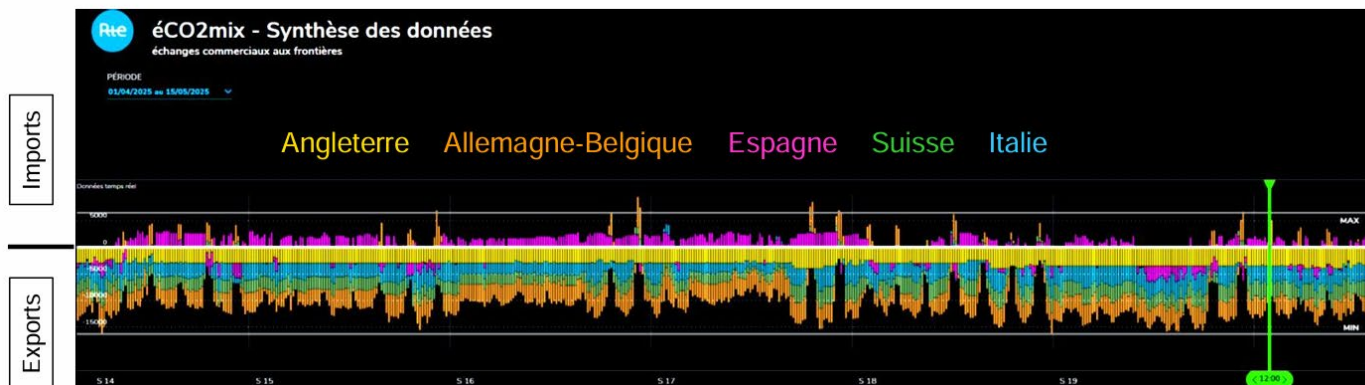
Les graphes ci-dessous (Données éCO2mix RTE) présentent du 1^{er} avril au 15 mai 2025 les **contributions heure par heure des sources d'énergie aux besoins de consommation** et l'exportation (en bas en gris), **l'évolution des prix de marché** et la **répartition des exportations françaises vers nos voisins**, très corrélée aux prix relatifs entre la France et ses voisins, et également le transit par la France depuis l'Espagne vers nos voisins en raison des prix très bas et de la surproduction en Espagne



On constate un **effacement quasi systématique des éoliennes durant le pic solaire** avec des éoliennes tournant la nuit (bruit et inutilité), et une coupure par 2 de la production solaire par rapport à la production installée (car on peut couper facilement les champs solaires, ce qui n'est pas le cas des installations individuelles).



Les prix tombent systématiquement à zéro quasiment chaque jour entre 10h et 16h, avec des pointes négatives lorsque des pays n'arrivent pas à effacer suffisamment leur surproduction. Une hypothèse évoquée pour le black-out espagnol est la coupure de champs solaires dans le Sud-Ouest de l'Espagne pour éviter d'avoir à payer leur mise sur le réseau, conduisant à une sous-production disponible par rapport à la demande et la mise en sécurité du réseau.



La France exporte massivement. Elle est forcée d'importer de l'électricité d'Espagne (très souvent) ou d'Allemagne (notamment en cas de prix négatifs) et de ré-exporter de l'électricité vers les pays où les prix sont « moins négatifs », principalement vers l'Allemagne, la Belgique, la Suisse et l'Italie.

Elle démontre la quasi-inutilité des projets éoliens et solaires actuellement en service (exportations massives d'environ 20% de notre production et taux de charges des réacteurs nucléaires pouvant être augmentés).

C'est une raison majeure additionnelle à toutes celles citées dans la note transmise en février 2025 au cabinet du Premier Ministre et présentée au Ministre de l'Industrie le 13 mars 2025 (cf document [les-raisons-d-un-moratoire-sur-l-eolien-terrestre-en-mer-et-le-photovoltaïque-plein-champ](#))

4. 7 recommandations de RETM pour pallier les dysfonctionnements et disposer d'outils d'aide à la décision pour la future programmation énergétique

Face à cette situation, RETM a émis début avril 7 recommandations résumées dans la note [recommandations-pour-une-evaluation-raisonnee-de-la-politique-energetique-francaise](#) pour remettre le cap énergétique de la France dans une direction raisonnée et acceptable par les territoires après 30 ans de divagation idéologique, de pression de l'Union européenne et des promoteurs.

Ces recommandations visent notamment à rappeler les principes de l'évaluation, précise la méthode et les méthodologies existantes au sein de l'Etat français et notamment l'identification des critères et des différents paramètres socio-économiques pour calculer les indicateurs économiques qui assureront la fiabilité du mix énergétique choisi et de son financement, sans risques de « stop and go » ultérieurs.

Les 7 recommandations

1. Pas d'évaluation économique sans une identification et mesure des impacts
2. Evaluer le coût global des différentes solutions pour choisir le mix le plus économique
3. Les ressources terrestres étant limitées, utiliser les ressources renouvelables
4. Utiliser et fiabiliser les infrastructures existantes plutôt qu'en créer de nouvelles
5. Prioriser la décarbonation directe des usages de la chaleur et de la mobilité
6. Redonner la main aux collectivités territoriales
7. Organiser la commande publique pour déclencher les investissements privés

1. Pas d'évaluation économique sans une identification et mesure des impacts

Famille	Critère	Enjeu
Effet réseau électrique	Impact réseau électrique	Risque fréquence/flexibilité Pilotabilité/Intermittence
	Coûts de raccordement	Création ou non d'un 2ème réseau cher et peu efficace (Tx de charge)
	Autoconsommation	Réduction de l'appel de puissance sur le réseau RTE
	Consommation espace/Kwh produit	Artificialisation des sols
Economie des territoires	Valorisation Territoire/Bâti existant	Valorisation de l'existant
	Impact Economie Agriculture/Pêche	Surfaces d'exploitation réduites
	Impact économie territoire	Effets sur les activités existantes et potentielles
	Effet réindustrialisation	Implantation de nouvelles activités industrielles
	Souveraineté énergétique	Réduction des dépendances énergétiques hors France ou Europe
Environnement Cadre de vie	Impact Patrimoine	Patrimoine culturel, naturel, mémoriel et intellectuel
	Impact biodiversité	Effet trame bleue, trame verte
	Impact Avifaune	Oiseaux migrateurs et chiroptères
	Impact paysage	Industrialisation espace rural ou maritime
	Impact santé	Bruit, clignotements, Infrasons, Electromagnétique (Humain et animal)
Climat/Ressources	Décarbonation	Réduction émission CO2
	Economie circulaire/Matériaux/Déchets	Réduction consommation matières premières
	Economie énergie fossile	CO2+Réduction importation
Efficacité énergétique	Durabilité Investissement	Durée de vie
	Diminue Capex	Montant investissement/KWh produit
	Diminue Opex	Montant exploitation/KWh produit
	Réduit pointe GWelec	Pointe d'hiver disponibilité Electricité
	Coût complet/Kwh produit	Coût global de la solution y compris raccordement et externalités
	Réduct. Conso électricité	Economie/Sobriété/ Autres sources que l'électricité

Performances solutions énergétiques



USAGES

Chaleur

Pompes à chaleur
47% Géothermie
Panneaux thermiques
Biomasse/Pellets
Méthanisation
Recuper.Chaleur fatale
Réseaux de chaleur

Mobilité

Biocarburant
31% Biogaz
Electricité/Batterie
Hydrogène

Electricité

Hydraulique
22% STEP
Nucléaire
PV Toiture autoconso.collective
PV plein champ (sans stock.)
PV Plein champ (avec stockage)
Eolien marin(sans stock.)
Eolien marin(avec stockage)
Eolien terrestre(sans stock.)
Eolien terrestre(avec stockage)

Impacts

Bon
Moyen
Mauvais
Neutre

	RESEAU				TERRITOIRE				CADRE DE VIE/ENVIRONNEMENT				DECARBON		EFFICACITE ENERGIE/ECONOMIE				INDICATEURS						
	Impact réseau électrique	Coûts de raccordement	Autoconsommation/Stockage	Consommation espace/kwh produit	Valorisation Territoire/bâti existant	Impact Economie Agriculture/Pêche	Impact économie territoire	Effet réindustrialisation	Souveraineté énergétique	Impact Patrimoine	Impact biodiversité	Impact Avifaune	Impact paysage	Impact santé	Décarbonation	Economie circulaire/Matériaux/Déchets	Economie énergie fossile	Durabilité Investissement	Diminue Capex	Diminue Opex	Réduit pointe GWelec	Coût complet/kwh produit	Réduct. Conso électricité	Total sans stockage EnRi	Total avec stockage EnRi
																								2	2
																								0	0
																								2	2
																								5	5
																								5	5
																								1	1
																								0	0
																								6	6
																								6	6
																								8	8
																								8	8
																								2	2
																								2	2
																								4	4
																								4	4
																								26	26
																								36	36
																								37	37
																								29	29

0

1

2

0

Nota Evaluation des impacts à dire d'expert et de consensus après les 3 conférences de consensus des 14,21 et 28 octobre 2022

Nota Evaluation des impacts à dire d'expert et de consensus après les 3 conférences de consensus des 14,21 et 28 octobre 2022

En conclusion de l'analyse multicritères, les énergies thermiques renouvelables (géothermie de surface, pompes à chaleur, chaleur renouvelable, biomasse, biogaz, solaire thermique et solaire en grande toiture) sont des énergies permanentes et commandables (comme le fuel et le gaz car stockées ou stockables) et les plus efficaces sur tous les critères pour décarboner directement les usages de la chaleur et de la mobilité sans passer par l'électricité.

« Les énergies thermiques renouvelables sont le meilleur substitut aux énergies fossiles » (Antoine ARMAND 7 avril 2023 – Rapporteur de la Commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur la perte de souveraineté énergétique de la France)

2. Evaluer le coût global des différentes solutions pour choisir le mix le plus économique

RETM recommande une évaluation conduite en urgence par les organismes publics d'évaluation (France Stratégie), sous l'égide de l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques (OPECST) afin que :

- La future Loi de Programmation Energie et Climat et sa mise en œuvre en 2026 avec la PPE3 soient appuyées sur des réalités scientifiques, énergétiques et économiques ;
- Les subventions accordées par les Français à la transition énergétique soient transparentes, explicites avec une base rationnelle ;
- La France puisse, avec ses partenaires européens, apporter une réponse scientifique et économique face aux anciennes exigences non documentées du Green Deal.

3. Les ressources terrestres sont limitées, utiliser les ressources renouvelables

RETM recommande que ces évaluations soient conduites pour :

- Rationaliser la protection nécessaire de l'espace dans toutes ses dimensions ;
- Connaître la disponibilité à moyen et long terme des ressources non renouvelables de matières premières et de terres rares en s'appuyant sur les travaux du secteur privé « World Material Forum » comme des acteurs publics (BRGM, OFREMI...);
- Evaluer la production renouvelable issue de l'eau, de la terre, de l'air et du soleil.

4. Utiliser et fiabiliser les infrastructures existantes plutôt qu'en créer de nouvelles



RETM recommande un audit indépendant sur les prévisions de consommation électrique de RTE dans la continuité des interrogations, sans réponse, de la Commission d'enquête du Sénat sur le coût de l'électricité en 2035 et 2050 à la fois sur les besoins de consommation électrique et sur les scénarii alternatifs de développement du réseau de transport et de distribution, notamment en prenant en compte un scénario d'autoconsommation collective (électricité et biogaz) dans un rayon de 10 à 15 km. L'audit s'appuierait sur les réseaux existants d'ENEDIS et de GRT Gaz.

5. Prioriser la décarbonation directe des usages de la chaleur et de la mobilité

La principale proposition de mise en œuvre territoriale dans une logique de circuit court est d'établir à partir des résultats des consultations des communes un Schéma général au niveau départemental avec les syndicats départementaux de l'énergie et le support des moyens des Régions pour fournir aux communes un cadre de réflexion en coordination avec les EPCI dans **le cadre d'un guichet unique départemental**

RETM demande que ces solutions soient explicitées de façon plus systémique et plus territorialisée au sein d'une stratégie territoriale de rééquilibrage des enjeux énergétiques avec un objectif énergétique « Net Zéro » en 2050, lors des prochaines consultations d'organismes publics pour préparer la Loi de Programmation Energie et Climat en 2026.

6. Redonner la main aux collectivités territoriales

RETM demande une structuration territoriale de la démarche sur le court, moyen et long terme dans l'esprit des propositions faites pour les EnR thermiques avec une vision globale associant électricité, gaz et chaleur renouvelable. Elle nécessite une mobilisation, formation et accompagnement technique des collectivités à toutes les échelles régionales, départementales, intercommunales et communales. A cette condition, la mise en œuvre des Comités régionaux de l'énergie (CRE) pourrait effectivement remplir le rôle qui leur a été assigné par la loi, avec la visibilité et la transparence nécessaire pour tous les acteurs territoriaux élus, comme acteurs économiques et habitants.

7. Organiser la commande publique pour déclencher les investissements privés

RETM recommande l'établissement de plans territoriaux « Energie » avec des cibles à court, moyen et long terme pour contribuer au rééquilibrage territorial, par suite des importants déséquilibres induits par les EnRvnc, et accompagner les territoires pour la mise en œuvre de commandes publiques sur ce bien commun essentiel qu'est l'Energie, comme l'Eau...