



Le Réseau Énergies Terre & Mer (RETM) réunit des associations et collectifs, représentant plusieurs dizaines de milliers de citoyens, soucieux d'une politique énergétique française compatible avec la sécurité énergétique et la souveraineté industrielle de notre pays et respectueuse à la fois de la saine gestion des finances publiques, de l'environnement naturel et humain et du patrimoine, du pouvoir d'achat des ménages et de la compétitivité des entreprises.

Ses membres sont mobilisés sur les enjeux du futur mix énergétique en apportant des compétences fortes sur la compréhension des enjeux locaux, régionaux et nationaux et la recherche de solutions énergétiques et environnementales territorialisées, et notamment fin 2024 lors de la consultation sur la PPE3 et en 2025 pour la révision des FE 2050.

Contact : [retm@retm.fr](mailto:retm@retm.fr)  
Site : [www.retms.fr](http://www.retms.fr)  
Chéry-Chartreuve 02220  
T +33 6 84 50 07 90

## Le point de vue du Réseau Energies Terre&Mer (RETM)

### EN BREF.

RETM participe depuis mai 2024 au débat public sur la politique énergétique de la France au niveau national et local en proposant des solutions contribuant à réduire le coût complet de l'électricité, à augmenter l'indépendance énergétique de la France, à réindustrialiser les territoires à l'échelle des 183 territoires d'industrie.

RETM a analysé dans une cinquantaine de départements le potentiel et les impacts de 16 types différents d'énergies renouvelables. RETM est arrivé à la conclusion que les solutions d'énergies thermiques renouvelables offrent le meilleur potentiel de décarbonation rapide des usages encore carbonés à ce jour de la chaleur et de la mobilité, tout en en minimisant les impacts.

Concernant le SDDR proposé au débat public, RETM fait les constats suivants :

- Les documents du débat, le DMO et ses hypothèses ne sont pas cohérents avec les orientations récentes du BP 2025-2035 publié le 16 décembre 2025 et la révision en cours des Futurs énergétiques 2050 ;
- Plus de 50% du budget (notamment éolien en mer et solaire) sont consacrés à une accélération de la production d'électricité avec des solutions dont le coût complet n'est pas étudié et qui est questionné par de très nombreux acteurs économiques et scientifiques ;
- Le SDDR ne s'appuie sur aucune étude socio-économique permettant de justifier un investissement public de plus de 100 Mds€, notamment en raison de l'absence de comparaison du bénéfice net actualisé par Euro public investi entre différents scénarios énergétiques contrastés incluant des solutions électriques ou non et des solutions d'efficacité énergétique.

RETM constate l'absence de concertation territoriale en amont du débat public, clé de l'efficacité et de l'acceptabilité locale de n'importe quel plan-programme.

RETM regrette également que le débat public n'ait pas présenté ces enjeux et qu'il ait privilégié une démarche de pédagogie auprès de groupes de citoyens centrée sur l'analyse des impacts sur la santé et l'environnement, sans éclairer le public sur les conséquences du programme en particulier sur le coût global de l'électricité.



## Une approche globale de toutes les énergies possibles en amont du SDDR

La production électrique représente moins de 30% de la consommation énergétique française et n'est pas la solution unique pour décarboner les usages de la chaleur et de la mobilité. Les cibles de plus de 50% en 2035 ne sont pas justifiées et n'ont pas d'équivalent dans l'OCDE.

Les règles fixées par l'article 17 de la Loi du 31 décembre 2012 de programmation des finances publiques et le guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics, fruit de travaux menés conjointement par France Stratégie, la Direction générale du Trésor et le Secrétariat général pour l'investissement publié le 25 septembre 2023 fixent le cadre de l'évaluation des Plans-Programme, ce qui est le cas du SDDR.

Il est donc recommandé en amont de l'établissement du SDDR d'évaluer les potentiels et le coût complet des différentes solutions énergétiques. Le réseau représente une partie très importante de ces coûts pour les solutions électriques ; l'absence de coûts de réseau pour les solutions non-électriques ou les hypothèses d'efficacité énergétique des équipements mis en œuvre pour les différents usages de la chaleur et de la mobilité est un fort avantage compétitif pour le coût public de la décarbonation.

Ce coût complet inclut le coût de production, le coût de raccordement, le coût de flexibilité et de stabilité du réseau, le coût du foncier, le coût éventuel de soutien, les coûts des externalités positives et négatives dont les valeurs tutélaires sont précisées dans le guide d'évaluation.

Comme la plus grande partie de ces externalités sont locales et liées à la mise en œuvre du réseau et des équipements qui y sont raccordés, une première approche qualitative a été réalisée en 2022 (voir ci-dessous) et évaluée fin 2022 avec le Conseil économique social et environnemental.

### Performances solutions énergétiques



USAGES

USAGES	Proportion	Solutions
<b>Chaleur</b>	47%	Pompes à chaleur
		Géothermie
		Panneaux thermiques
		Biomasse/Pellets
		Méthanisation
		Recuper.Chaleur fatale
Réseaux de chaleur		
<b>Mobilité</b>	31%	Biocarburant
		Biogaz
		Electricite/Batterie
		Hydrogène
<b>Electricité</b>	22%	Hydraulique
		STEP
		Nucléaire
		PV Toiture autoconso.collective
		PV plein champ ( actuel)
		PV Plein champ (stock)
		Eolien marin(actuel)
		Eolien marin(stock)
Eolien terrestre(actuel)		
Eolien terrestre(stock)		

Impacts

Bon	0
Moyen	1
Mauvais	2
Neutre	0

	RESEAU	TERRITOIRE	CADRE DE VIE/ENVIRONNEMENT	DECARBON	EFFICACITE ENERGIE/ECONOMIE	INDICATEUR																				
	Impact réseau électrique	Coûts de raccordement	Autoconsommation/Stockage	Consommation espace/kwh produit	Valorisation Territoire/Bâti existant	Impact Economie Agriculture/Pêche	Impact economie territoire	Effet réduction réalisation	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 GVElec	Coût complet/kwh produit	Réduct. Conso électrique	Total sans stockage EnRi	Total avec stockage EnRi	
<b>Chaleur</b>																										
<b>Mobilité</b>																										
<b>Electricité</b>																										

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

La réalisation d'une étude d'impact socio-économique en coût complet en amont d'un Plan-Programme permet de fiabiliser la solidité d'une décision publique. Cette demande a été largement exprimée durant le débat public depuis le printemps 2025, notamment au Parlement, à la suite de la publication en mars 2025 d'un projet de PPE3 qui a suscité de nombreuses réactions.

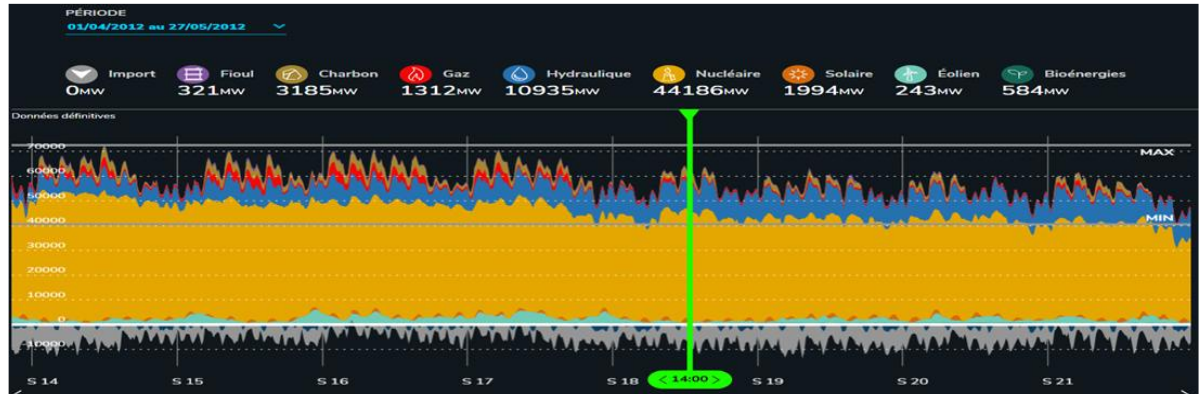
Cette demande a été prise en compte par RTE lors du lancement le 17 juillet 2025 du processus d'actualisation des Futurs énergétiques 2050, mais pas le 14 septembre 2025 lors du lancement du débat public sur le SDDR qui aurait dû être reporté pour assurer la lisibilité et la cohérence du processus.

## Un objectif central de la conception du réseau et du SDDR : Rééquilibrer production et consommation, une situation de déséquilibre structurel qui s'amplifie depuis 2012

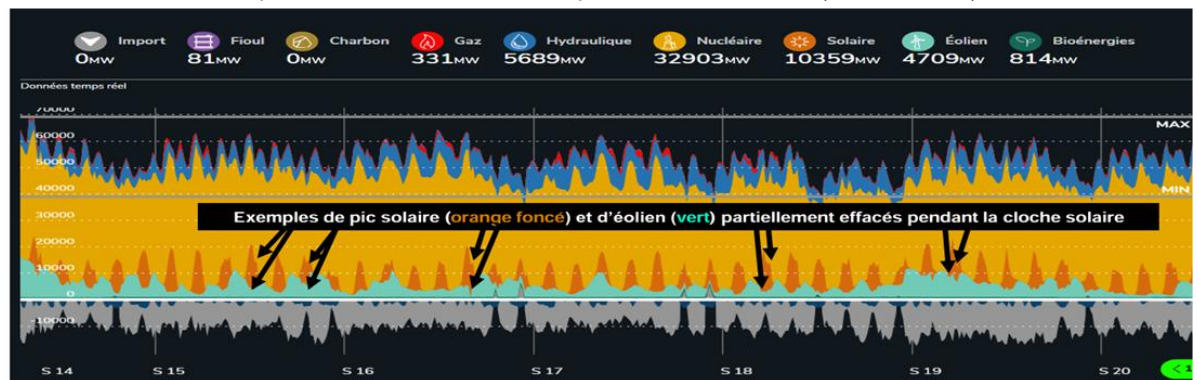
La modulation de la production électrique dans un réseau national de transport d'électricité est une fonction essentielle du système énergétique pour assurer la variabilité de la demande suivant la météo et les périodes :

- Journalière (nuit, pointe du matin, heures creuses de la journée, pointe du soir)
- Hebdomadaire (semaine, week-end)
- Inter saisonnière (novembre – mars demande forte / avril-octobre demande faible)

**En 2012** (voir ci-dessous extrait Ecomix 2012) le système électrique était équilibré, le nucléaire assurant la modulation intersaison et parfois le WE, le reste de la modulation étant assuré par des machines tournantes (centrales thermiques, hydrauliques) pouvant s'arrêter et démarrer rapidement. Nos exportations de nucléaire (en gris) étaient modestes (2 à 10 GW en pointe). Elles contribuaient aussi à la gestion de la modulation, car ajustées sur nos creux de consommation (nuit et heures creuses de la journée). Le pic solaire régulier était au maximum de 2 GW et le pic éolien variait entre 1 et 5 GW. Il n'y avait pas de surproduction significative en France et en Europe et donc pas de prix négatifs. L'électricité française était déjà décarbonée à environ 90%.



**En 2025** (voir ci-dessous) le système électrique est totalement déséquilibré, car le nucléaire doit assurer seul la quasi-totalité des 3 modulations qui sont amplifiées par rapport à 2012 avec un pic solaire variant entre 8 et 18 GW et un pic éolien variant entre 1 et 16 GW. Nos exportations de nucléaire (en gris) sont beaucoup plus importantes pour contribuer à la modulation (régulièrement au-dessus de 10 GW avec des pointes entre 12 et 16 GW). Elles sont en revanche mises volontairement à zéro (déclenchant une surmodulation du nucléaire) en période de prix négatifs systématiques le WE à cause de la surproduction massive en France et en Europe quand il y a moins de demande industrielle, et du soleil et du vent. Cela induit des effacements systématiques de plus en plus importants du solaire et de l'éolien et des montants exponentiels de subventions payées aux promoteurs (multiplication par 2 entre 2024 et 2025). L'alerte a été faite le 15 janvier 2025 par EDF et le Haut-Commissariat à l'énergie atomique conduisant à partir du 1er avril 2025 à un effacement prioritaire de l'éolien et du solaire pendant la cloche solaire (voir ci-dessous) entre 10 h et 16h.



**Entre 2012 et 2022** la réduction du thermique a conduit le nucléaire à une première étape de surmodulation. Depuis 2023 avec une électricité décarbonée à 95%, les productions additionnelles d'éolien et de solaires sont inutiles (surproduction) et conduisent systématiquement à un 2<sup>ème</sup> niveau de surmodulation des centrales nucléaires (risques techniques et perte massive de revenus d'EDF : plus de 5 Mrd€/an avec des ventes à des prix très bas) et à des indemnisations massives des promoteurs (7 Mrd€/an) financées par les usagers et les contribuables pour effacer le solaire et l'éolien de plus en plus inutiles. **Ce constat important ne semble pas avoir été pris en compte dans l'établissement du SDDR, sauf à augmenter encore plus la modulation des réacteurs nucléaires.**

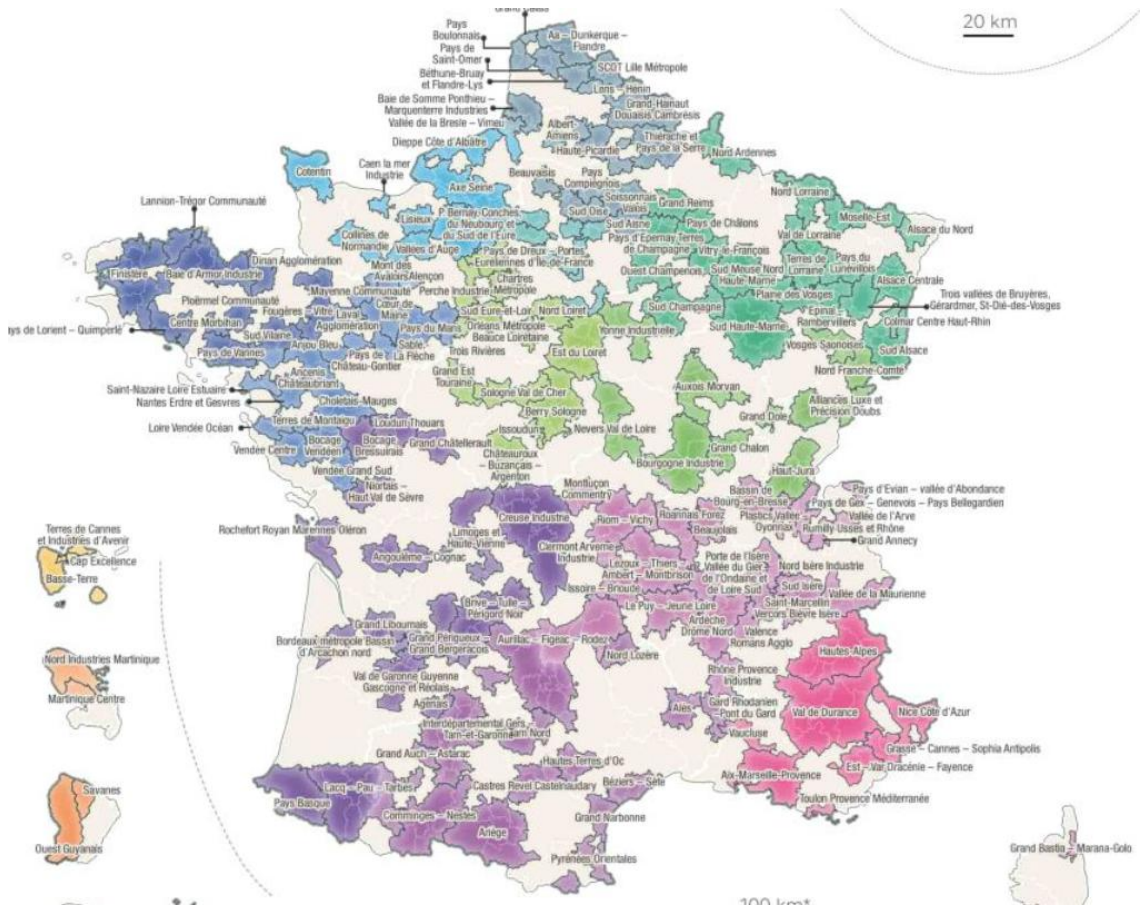
### Un SDDR à construire avec les collectivités et les territoires d'industrie

Après le décalage constaté en avril 2025 entre les projections de la PPE3 et les attentes des territoires exprimées lors de leur consultation pour définir les zones d'accélération de production d'énergies renouvelables, il serait souhaitable après une évaluation socio-économique préalable de différents mix énergétiques, de présenter au préalable les différents scénarios de SDDR à l'échelle territoriale et sans doute départementale avec un pré cadrage national.

Les Cart'élec présentaient sans doute une partie de cette ambition avec plusieurs milliers de visiteurs, mais force est de constater les faibles retours territoriaux durant les différentes réunions et dans les contributions écrites alors que **des millions de français et des centaines de milliers d'entreprises sont concernés par ces enjeux**.

L'enjeu économique du renforcement et de l'évolution du réseau électrique est majeur et présente d'ailleurs un risque significatif de capacité à mobiliser les ressources pour sa mise en œuvre, un niveau jamais atteint durant les dernières décennies. Cet enjeu doit être évalué à l'échelle territoriale pour garantir que les emplois seront disponibles et pérennes sur ces territoires et éviter des stop-and-go qui ont fragilisé notre politique énergétique durant des décennies.

Il faut donc être sobre pour optimiser les investissements de réseau. Les priorisations mentionnées sont exclusivement fondées sur les demandes d'acteurs individuels et l'estimation de leur fiabilité par RTE, mais ne semblent pas prendre en compte l'efficacité économique de ces investissements, ni les contraintes budgétaires, essentielles pour maîtriser le prix de l'électricité, un défi majeur pour la France .



L'approche des territoires d'industrie (Carte ANCT ci-dessus) est un outil utile pour la démarche locale car industrie et énergie sont étroitement liées. En se renforçant et se justifiant mutuellement, ils apportent confiance et vérité sur les territoires, des préalables évidents à l'acceptabilité et aux décisions d'investissement.

### Conclusion

L'énergie constitue un enjeu stratégique pour l'avenir de nos territoires. Ressource-clé du fonctionnement de notre société, elle appelle désormais des choix structurants, en particulier pour les communes rurales et littorales et tout particulièrement pour les **volets renouvellement et adaptation du réseau aux contraintes climatiques du SDDR, conditions fondamentales de sa résilience et de la sécurité d'approvisionnement des territoires**. Son rôle industriel, reconnu par les élus, est porteur d'avenir sur les territoires et les formations doivent être accélérées pour relever ces défis.

**La priorisation renouvellement/adaptation par rapport au raccordement de nouveaux équipements de production devrait émerger d'un bilan socio-économique en coût complet**, de la consultation des territoires et de l'articulation avec les territoires d'industrie. Cela nous semble des préalables pour s'assurer de la pertinence des sites à renforcer en fonction des dynamiques territoriales et de l'acceptabilité locale, enjeux principaux de la mise en œuvre du SDDR.

**Plusieurs risques techniques et économiques sont identifiés, liés à la surproduction et la modulation, avec des conséquences directes sur le prix de l'électricité (évolution TURPE, CSPE).**

Les solutions à retenir devront contribuer à **rééquilibrer le plus rapidement possible offre et demande, à rééquilibrer et maîtriser l'empreinte territoriale**, notamment celles des énergies renouvelables comme l'éolien et le solaire, et à **redonner la main aux collectivités territoriales**, notamment en leur confiant des budgets d'études et de formation qui leur ont cruellement fait défaut lors du processus de définition des zones de production d'énergies renouvelables.

