



## Fiche N°8

### La flexibilité ? Un nouveau mantra ?

### Les doutes de RTE (et les inquiétudes de PNC-France) sur la flexibilité



#### La PPE3 doit-elle restée figée sur le scénario de référence de RTE ?

Aux doutes de PNC-France sur les autres objectifs de la PPE3 et de la SNBC (efficacité énergétique, décarbonation) s'ajoute donc son inquiétude pour un scénario de référence pour l'électricité, non optimisé et ne reposant pas sur des technologies garanties pour 2030. De plus, la vision 2035, avec poursuite de la croissance des EnRi, est encore plus risquée. Or la PPE3 ne prend pas en compte les configurations alternatives exposées par RTE, alors qu'elles requièrent un positionnement clair de la puissance publique. Comment ces choix stratégiques, primordiaux pour les investisseurs et les citoyens, ont-ils été validés et sur la base de quelles analyses de risque ?

PNC-France recommande d'adopter une démarche robuste tenant compte de l'évolution réelle de la consommation et des flexibilités, et reposant prioritairement sur des technologies maîtrisées industriellement. A ce titre, la mise en place de tests annuels de flexibilité, proposés par RTE, nous paraît indispensable, sous condition d'adoption de situations tendues enveloppes réalistes, été et hiver, ce que n'a pas présenté RTE. De même, il paraît hasardeux de fonder à si court terme la flexibilité sur des secteurs industriels fragiles ou sur la possibilité d'utiliser la capacité de stockage réversible des batteries des véhicules électriques.

PNC estime que **l'investissement dans des capacités thermiques de secours pour gérer les pointes et l'ultra-pointe** sera très compétitif au prix d'émissions faibles de CO2. Il réduirait les investissements considérables en EnRi, qui contribuent au déséquilibre de nos échanges commerciaux, et réduirait les coûts des réseaux de transport et des flexibilités. Il rendrait la France moins sensible aux tensions qui s'annoncent déjà sur le marché des matières premières et de leurs transformations.

**La PPE3 va lourdement peser sur les industriels et les familles et elle doit être réorientée par une analyse économique qui ne peut être confiée ni à RTE, juge et partie, ni soumises aux avis technocratiques de la CRE.** Face aux affirmations dans les médias d'une compétitivité des EnRi, il faut rappeler que le développement gigantesque des réseaux et des flexibilités, comme les contraintes qui seront imposées aux consommateurs, résultent pour l'essentiel de la croissance des EnRi. Ces sources d'énergie fatales ne contribuent aucunement au financement des flexibilités qu'elles génèrent.

#### M. Piechaczyk -Président de RTE, septembre 2024

*« Les exigences de sécurité d'alimentation du réseau ne sont tout simplement pas compatibles avec un pourcentage trop élevé d'Énergie Fatale Intermittente ».*

*« Les ENR sont devenues un acteur majeur du système électrique, il faut que demain, elles aient les mêmes droits et les mêmes devoirs que les autres moyens de production ».*



## La flexibilité vise à assurer en permanence et en temps réel l'équilibre entre production et consommation

Les moyens qui apportent de la flexibilité au réseau électrique incluent des capacités de production pilotables, des moyens de stockage-déstockage, des échanges sur les réseaux y compris via les interconnexions transfrontalières, et les effacements ou reports de certaines consommations. Jusqu'à une période récente, la flexibilité consistait essentiellement à adapter le fonctionnement et le niveau de puissance d'unités de production pilotables. Le développement rapide de productions intermittentes, modifie profondément cet équilibre.

**PNC considère que le développement des flexibilités destiné à compenser l'intermittence aux horizons 2030 et 2035 est totalement irréaliste**

### Pourquoi le besoin de flexibilité s'envole-t-il ?

Le système antérieur, bien rodé, est aujourd'hui confronté au développement rapide d'unités de production faisant appel aux Énergies renouvelables électriques intermittentes (les EnRi) qui délivrent une énergie fatale, non pilotable, l'éolien terrestre ou marin et le solaire photovoltaïque. Elles sont dans le cas général appelées en priorité sur le réseau du fait de leur coût marginal de production nul, coût qui n'inclut pas celui des externalités négatives qu'elles imposent. Leurs productions dépendent des conditions météorologiques et de la saisonnalité. Elles sont souvent excédentaires ou très insuffisantes, et ne sont pas en phase avec la consommation. Leurs variations de puissances sont, dès à présent, très importantes (fréquemment de l'ordre de 8 à 12 GW en 4 heures en 2023 et le seront 4 fois plus en 2035 dans les conditions de la PPE3. Les règles actuelles d'appel sur le réseau de leurs productions en font, ce qui est injustifié, des productions de base, qui bénéficient d'une priorité d'accès, alors qu'elles ne participent pas à l'équilibre du réseau. L'équilibre de ce dernier est ainsi mis en danger. Ces dysfonctionnements, révélés par l'envolée des épisodes de prix négatifs ou de prix considérables, sont de plus en plus évidents au fur et à mesure que la proportion des capacités installées non pilotables devient importante par rapport aux moyens de production pilotables, tant en France qu'en Europe.

### De quelles flexibilités s'agit-il ?

Les moyens susceptibles de contribuer au respect de l'égalité entre puissance disponible et puissance consommée sont multiples, mais d'efficacités ou de maturités très diverses :

- Les moyens d'adaptation de la puissance, par **demande de baisse de charge des unités pilotables** ou par la **mise en service d'unités de pointe**, (généralement des centrales gaz). Ces moyens disposent de réserves disponibles en permanence et sont matures.
- Des ordres **d'écritages des surproductions d'EnRi** adressés par RTE aux producteurs. La question des compensations financières, actuellement accordées aux producteurs d'EnRi sous contrat de prix garantis, présente l'inconvénient d'encourager des surinvestissements, sans lien avec les besoins réels.
- Des **dispositifs de stockage d'énergie pilotables**, principalement hydrauliques (réservoirs d'altitude, marnage de barrages au fil de l'eau, Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)), ou batteries. Les moyens hydrauliques sont matures et efficaces mais très capitalistiques. Ils sont surtout dévolus à la gestion des pointes de consommation. Par contre, rien n'est accessible au bon niveau pour gérer les pointes de productions, liées en particulier au solaire (stockage journalier) ou à l'éolien (stockage au niveau de la semaine) . Le stockage par batterie se développe, mais reste très cher,

n'est pas sans danger (risque d'incendie entraînant une pollution définitive de l'environnement par les métaux lourds) et ne couvre que quelques heures (généralement 2 et exceptionnellement 4h).

- Des **dispositifs contractuels et commerciaux** faisant varier les prix en fonction de la disponibilité des capacités (contrats Tempo et EJP, abonnement HP/HC), dont l'objectif est de faire moduler la consommation par les consommateurs eux-mêmes. L'irrégularité (en niveau de puissance et dans le temps) des productions intermittentes devrait orienter vers des plages tarifaires variables et décidées à très court terme, dont la mise en œuvre sera complexe, voire très contraignante pour les consommateurs. La CRE vient bien tardivement de prendre en compte cette évolution en visant une application en 2026 de plages horaires multiples et variables.

Si les moyens de gestion listés ci-dessus sont insuffisants, des contraintes graduées sont mises en œuvre pour éviter les coupures généralisées (black-out).

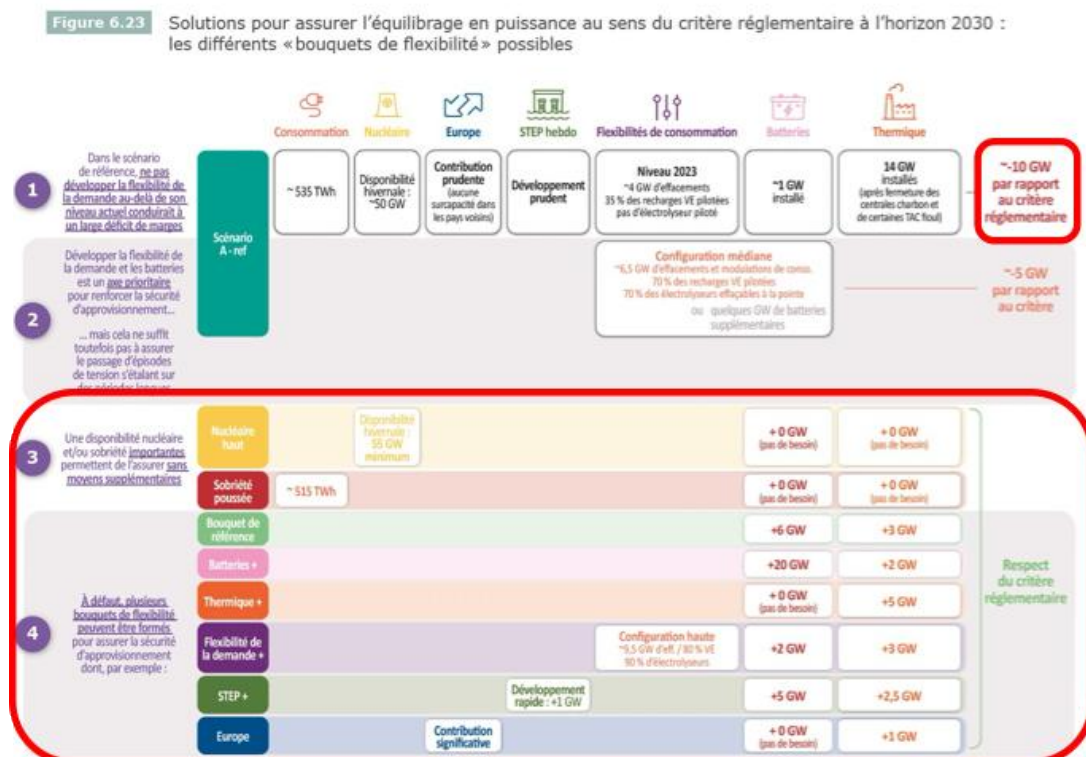
- Des dispositifs contractuels permettant des **effacements de puissance** pour certains utilisateurs électro-intensifs ou pour des particuliers.
- Des dispositifs de **sensibilisation et d'appel à la sobriété** (par exemple alertes Ecowatt, orange ou rouge selon le cas), encore très marginaux.
- Des dispositifs de **délestage de puissance par contrainte** avec préavis auprès des consommateurs concernés.

Ces contraintes sont lourdes pour leurs utilisateurs, les industriels en particulier, ou complexes à mettre en œuvre car elles s'adressent à des consommations diffuses.

A ces moyens, s'ajouteront à l'avenir le pilotage de la consommation et du stockage, encore au stade expérimental (fonctionnalités interactives des compteurs Linky, échange d'énergie stockée dans les batteries des voitures électriques).

## Comment ces flexibilités s'intègrent-elle dans la PPE3 ?

Les divers moyens décrits ci-dessus ont fait l'objet d'une analyse et de projections dans le Bilan Prévisionnel 2023-2035 de RTE publié en juillet 2024 (chapitre 6 « flexibilités »).

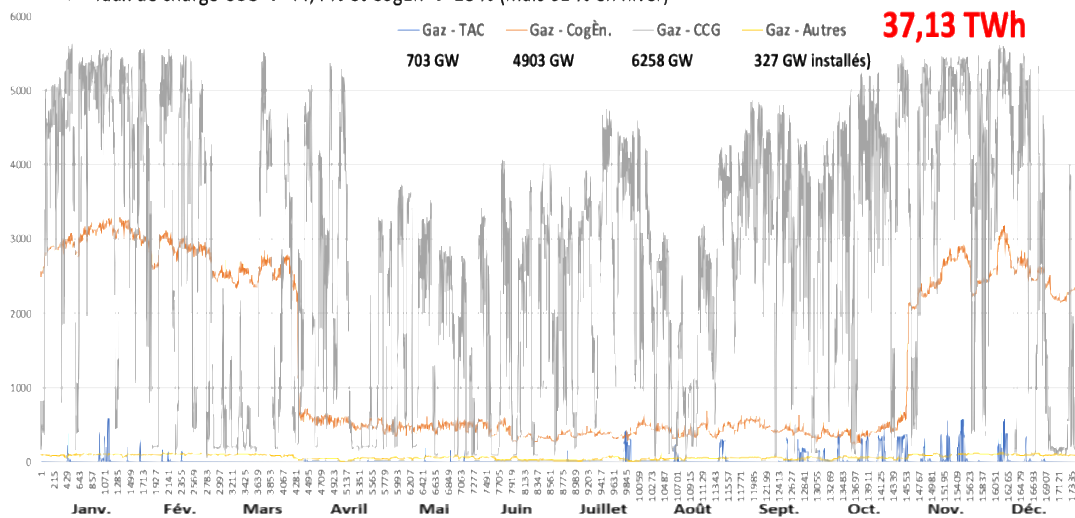


PNC-France constate que RTE présente un scénario de référence qui, au regard des prévisions de croissance de l'éolien et du solaire, offre un développement des flexibilités qui encore insignifiant (voir en haut de la figure 6-23 ci-dessus), alors qu'il y a aujourd'hui un déficit de puissance pilotable de 10 GW par rapport au critère réglementaire. De plus les puissances gaz actuelles, 14 GW, sont fréquemment en base (Cogénération) ou semi-base (CCG) en hiver, comme le montre la figure ci-dessous.

### 2019 : Centrales à gaz (Puissance installée 12191 MW)

- Peu de souplesse sur la cogénération qui est en base
- Utilisation massive des CCG à 90 % de P installée (suivi hebdomadaire et quotidien)
- Taux de charge CCG → 44,4 % et CogEn → 28 % (mais 61 % en hiver)

P max	9467
P min	350
P moy	4239



### Le gaz fonctionne en semi-base et nous devons importer les pointes











La disponibilité réelle des flexibilités ne sera donc que de quelques GW lors de périodes tendues. RTE propose en bas du tableau, pour compenser cette faiblesse, plusieurs bouquets de flexibilité envisageables en fonction des réussites ou des échecs des objectifs de la PPE3, reportant ainsi toute dérive par rapport au scénario de référence sur la puissance publique (p. 48 du document).

RTE, prudent, estime nécessaire de **réaliser des stress tests annuels** en simulant des conditions aux limites réalistes, dépendant de probabilités de défaillances temporelles et d'insuffisance de production (figures 6.27 ci-dessous). Mais RTE propose dans son texte deux profils de production très discutables, sans doute trop favorables. Par exemple, les cas étudiés ne retiennent pas les cas d'absences simultanées de vent et de soleil, ce qui est évidemment absurde car les nuits sans vent sont fréquentes. Mais surtout RTE ne présente aucune analyse des moyens envisagés pour faire face aux variations de puissance solaire considérables telles qu'anticipées en 2035, (jusqu'à 40 GW en 4h seulement, matin et soir en été).

**PNC-France considère que le scénario de référence de RTE n'est pas robuste**, met en danger notre économie et conduira à des délestages autoritaires ou à un recours à des importations coûteuses et incertaines, destructrices pour notre économie. Faire reposer la sécurité d'alimentation sur une multiplication des capacités intermittentes est totalement illusoire.



Figure 6.27 Résultats des stress-tests sur le scénario «A - référence» en 2030

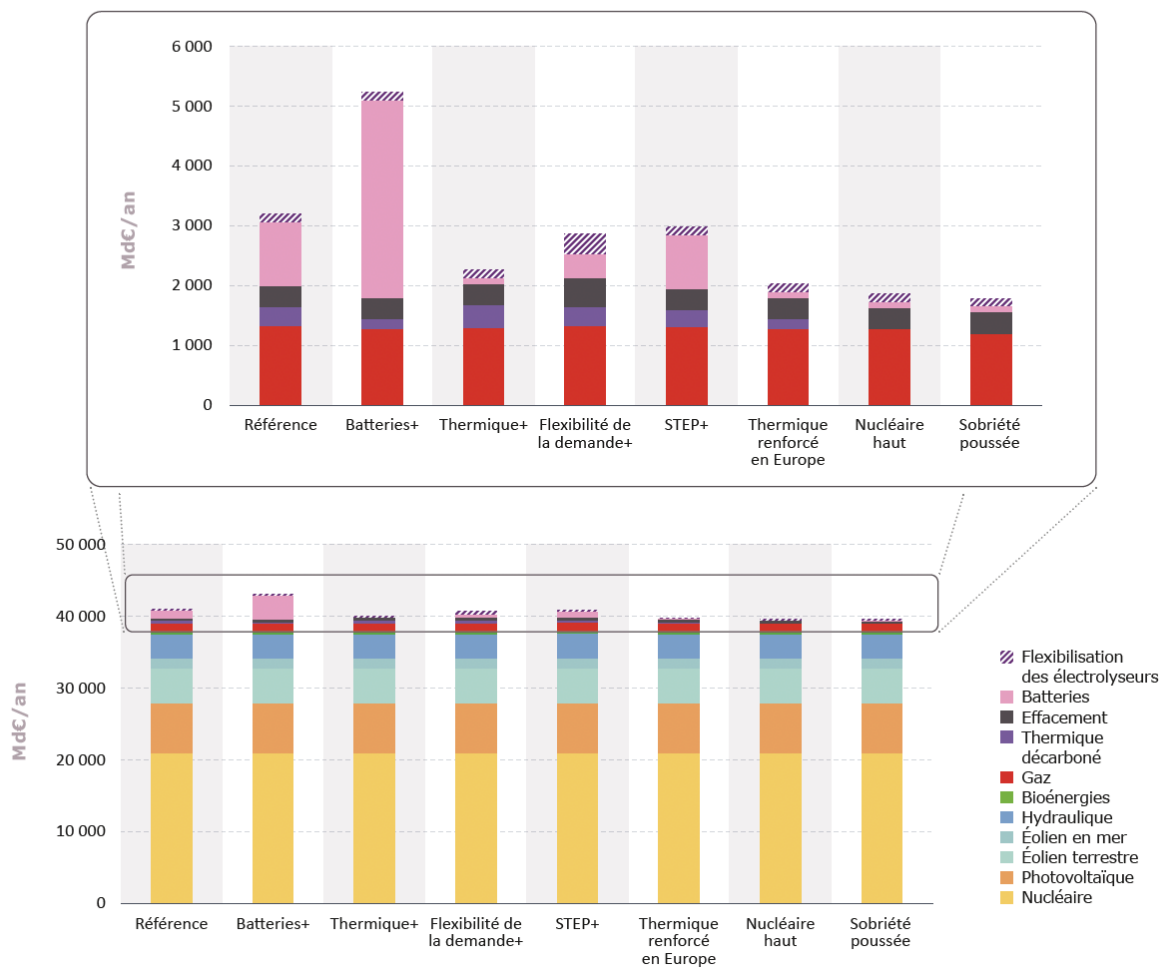
		Capacité à respecter le critère réglementaire en espérance sur l'année	Risque de défaillance		Leviers de rétablissement du risque au niveau du critère durant la semaine du stress-test			
		Assurée	Probabilité de défaillance	Espérance de défaillance				
<b>Scénario A - ref (avec bouquet de flexibilité)</b>		Assurée	4 %	< 1 h	5 GWh			
			durant la semaine de risque le plus élevé (2 <sup>e</sup> semaine de janvier)		Thermique supplémentaire par rapport au bouquet de flexibilité  ou Disponibilité hivernale nucléaire  ou Réduction de la conso. résidentielle et tertiaire sur signal Ecowatt 			
			durant la semaine du stress-test					
Stress-tests monofactoriels	1 Vague de froid intense 	Très faible	30 %	~ x 5 (≈ 3h)	~ x 3	+ 4 GW	52 GW	8 % (8 GW)
	2 Vent faible 	Assurée	Risque inférieur à la semaine de référence					
	3 Faible disponibilité nucléaire 	Faible	8 %	~ x 2 (< 3h)	~ x 2	+ 4 GW	-	8 % (6 GW)
	4 Échanges réduits 	Faible	8 %	~ x 2 (< 3h)	~ x 2	+ 5 GW	55 GW	9 % (7 GW)
Stress-tests multifactoriels	5 Vague de froid anticyclonique 	Impossible	60 %	~ x 25 (> 3h)	~ x 30	+ 11 GW	59 GW	30 % (21 GW)
	6 Vague de froid et faible disponibilité nucléaire 	Impossible	55 %	~ x 25 (> 3h)	~ x 25	+ 13 GW	-	25 % (19 GW)
	7 Épisode estival caniculaire en année sèche avec indisponibilité nucléaire 	Assurée	Risque inférieur à la semaine de référence					

## La Flexibilité : à quel prix ? et qui va la payer ?

L'analyse économique des différents modes de gestion des flexibilités étudiés montre que les bouquets qui favorisent les capacités thermiques de secours (centrales gaz fossile) sont moins dispendieux que ceux intégrant des batteries ou une flexibilité de la consommation. On voit que la compétitivité de la production nucléaire est confirmée (figure 6.42 ci-dessous). Paradoxalement RTE met en avant la flexibilité de la demande alors que les systèmes et procédures à mettre en œuvre pour gérer cette flexibilité de la demande à grande échelle en sont encore au stade des études, sans garantie de succès. Pendant ce temps, les investissements massifs dans les EnRi, dont les composants sont largement importés, creusent jour après jour le déficit de la balance commerciale française (§ 6.3.2).

En revanche, en accord avec la position de PNC-France, RTE confirme qu'en 2030 les flexibilités de la demande et de la modulation fondées sur la production d'hydrogène par électrolyse (sous réserve de la démonstration de sa souplesse) seront quasi inexistantes.

**Figure 6.42** Coûts fixes annualisés de la production d'électricité en fonction de la configuration ou du bouquet de flexibilité dans le scénario «A - référence» à l'horizon 2030



Le scénario de référence mis en avant par RTE est celui qui conduit à une croissance vertigineuse de ses investissements (100 Mds € pour RTE et 96 Mds € pour ENEDIS) : y aurait-il un conflit d'intérêt ? Ces investissements colossaux sont à mettre en perspective de ceux nécessaires au renouvellement du parc nucléaire pilotable. La fig. 6.42 ci-dessus montre que des scénarios moins coûteux, avec une production thermique de pointe renforcée, présentent de larges avantages, car ils nous permettent d'être moins dépendants des pays voisins, limiteraient les importations massives d'équipements étrangers, et réduiraient les investissements dans les réseaux. De plus, ils offriraient une meilleure résistance aux fluctuations rapides et considérables des productions intermittentes.

RTE reconnaît par ailleurs que l'impact en émissions de CO2 des moyens de production de pointe à gaz sera très faible. **PNC-France insiste sur l'intérêt d'une production maîtrisée d'électricité en substitution aux usages fossiles dans les autres secteurs (industries, bâtiments et transports), qui ne peut s'envisager qu'avec un niveau de puissance pilotable adéquat, passant obligatoirement dans les deux prochaines décades par des centrale à gaz de pointe.**

Notons enfin que RTE confirme que le développement massif des EnRi obligeant le nucléaire à moduler sa production, conduira à des périodes pendant lesquelles la production nucléaire verra son modèle économique fortement dégradé et une hausse de son coût.



## Annexe – Les alertes de RTE, dispersées (ou cachées) dans les volumineux « bilan prévisionnel 2025-2035 » et « visions 2050 ».

Très récemment RTE, au colloque organisé par le Syndicat des Énergies Renouvelables et lors de la présentation de son Bilan prévisionnel, s'est exprimé sur la difficile question de la gestion de l'équilibre du réseau face aux capacités actuelles et à venir d'EnRi :

**Les ENR :** « *Les ENR sont devenues un acteur majeur du système électrique, il faut que demain, elles aient les mêmes droits et les mêmes devoirs que les autres moyens de production* »

**Les ENR devront écrêter, volontairement ou non :** « *Pour assurer la sécurité du système électrique, RTE, sous sa casquette de responsable d'équilibre, a ordonné le 16 juillet à 14 heures l'arrêt de quatre parcs renouvelables de forte puissance (les trois parcs éoliens offshore et la centrale photovoltaïque de Cestas) représentant 1050 MW... Pour éviter d'en arriver à de telles décisions... le gestionnaire de réseau plaide pour une évolution des règles s'appliquant aux énergies renouvelables* »

**Le manque de transparence des ENR :** « *Le gestionnaire de réseau a tout d'abord besoin de mieux connaître les prévisions de courbes de charge. Or, on n'a pas aujourd'hui la programmation de production des énergies renouvelables... Cette incertitude ne facilite pas la gestion de l'équilibre* ».

**Prix négatifs :** « *Le nombre d'épisodes de prix négatifs est en forte hausse. Au premier semestre 2024, il y a eu 233 heures à prix négatifs contre 53 à la même période l'année précédente... deux journées à prix moyen négatif ont été enregistrées les 6 avril et 15 juin, ce qui ne s'était produit qu'à quatre reprises depuis 2001* »

**Fin des obligations d'achats :** « *24 GW d'installations éoliennes et photovoltaïques (sur un parc total de 44 GW) sont sous obligation d'achat. Elles ne sont donc pas incitées à moduler leur production en fonction des besoins et de l'état du système électrique* » déplore RTE. Ce dernier plaide donc pour « *une généralisation du mécanisme du complément de rémunération pour les nouvelles installations et pour une incitation de modulation à la baisse pour les plus grandes installations sous obligation d'achat* »

**Les compléments de rémunération ne règlent pas le problème de la stabilité du système électrique :** « *Mais le complément de rémunération comporte lui aussi un biais... Les parcs s'arrêtent brutalement quand les prix deviennent négatifs. Quand vous perdez 5 GW de production en quelques minutes, c'est trop brutal.* »

**Le président de RTE plaide** donc : « *pour une meilleure participation des énergies renouvelables aux différents services systèmes, voire une obligation de participation pour les plus grands parcs. Ainsi, seulement 500 MW de parcs renouvelables participeraient au mécanisme d'ajustement, 300 MW aux services fréquences et quelques installations aux services sur la tension.* »

Pourquoi des interventions aussi tardives alors que les difficultés décrites étaient depuis longtemps connues des experts du domaine de l'électricité et des ingénieurs de RTE ? Que se serait-il passé si l'objectif d'arrêt de 14 réacteurs en 2025, non contesté par RTE à l'époque (ni par la CRE et la DGEC), avait été maintenu en 2025 puis 2035 ? Les décideurs devraient faire preuve de modestie intellectuelle et accepter de revoir régulièrement leurs objectifs à l'aune de la réalité au lieu de pousser le tas de sable sans réfléchir.



## LISTE DES FICHES TECHNIQUES

*Fiche 1 : L'évolution de la consommation électrique en France, entre croyance et incertitudes.*

*Fiche 2 : L'Invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique.*

*Fiche 3 : L'impact très sous-estimé de la variabilité des EnRi.*

*Fiche 4 : Quel niveau d'EnRi peut-on supporter en France ?*

*Fiche 5 : La distribution d'électricité européenne est déstabilisée par des « loop-flows » erratiques liés à la libre circulation d'une électricité intermittente non contrôlée.*

*Fiche 6 : De quelle puissance disponible aura-t-on besoin en 2026 (sur la base des chiffres 2019) ?*

*Fiche 7 : La flexibilité du nucléaire face au développement des EnRi prévu dans la PPE3.*

*Fiche 8 : La flexibilité ? Un nouveau mantra ? Les doutes de RTE (et les inquiétudes de PNC-France) sur la flexibilité.*

*Fiche 9 : Prix de l'électricité - Évolution, réalisme, impact de l'intermittence.*

*Fiche 10 : L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité.*

*Fiche 11 : Les émissions évitées de CO2 par le solaire et l'éolien.*

*Fiche 12 : Comment financer le nouveau nucléaire sous les contraintes imposées par l'Europe ?*