



Contribution du CEA au débat public « nouveaux réacteurs nucléaires et projet Penly »

Session du 24/01/2023 : « La complémentarité du nucléaire et des énergies renouvelables pour un mix électrique décarboné ». Bertrand Charmaison, Directeur d'I-Tésé, l'Institut de recherche et d'études en économie de l'énergie du CEA.

Pour le CEA, un mix de production d'électricité combinant ENR et nucléaire fait pleinement sens, que ce soit pour des raisons techniques, économiques, stratégiques et de souveraineté.

Au cours de la dernière décennie, les coûts de production d'électricité à partir de centrales solaires et éoliennes ont très fortement baissé de par le [monde](#)^[1,2]. Grâce aux progrès technologiques permettant de meilleurs rendements et une optimisation des matériaux utilisés, aux effets d'apprentissage et de taille, et à l'industrialisation des chaînes de production et de déploiement de ces technologies, il est maintenant envisageable de pouvoir produire de l'électricité PV ou éolienne à moins de 50 €/MWh en France dans des installations de production de grande taille.

L'électricité ainsi produite est par nature intermittente. Or l'électricité est difficilement stockable, notamment sur des périodes longues. Aujourd'hui, plus de 99 % du stockage d'électricité dans le monde se fait au travers d'installations [hydro-électriques](#)^[3], dont le potentiel de croissance en France est très limité. Même si les formes de stockage alternatives devraient se développer très fortement dans les prochaines années (notamment, les batteries de voitures pouvant soutenir le réseau électrique via des bornes « intelligentes »), ce stockage sera coûteux et en quantité probablement insuffisante pour répondre à la demande finale en électricité.

Pour obtenir un mix électrique décarboné, il sera donc nécessaire de disposer d'unités de production pilotables, en complément des énergies renouvelables et des moyens de stockage. Les centrales au gaz naturel ou au charbon, fortement émettrices de gaz à effet de serre, ne pourront plus à l'avenir assurer ce rôle. Leur adjoindre de possibles dispositifs de capture et stockage du CO₂ semble difficile et onéreux, et ne résoudra pas le problème des émissions associées à l'ensemble de la chaîne de production et de transport. Convertir certaines de ces centrales afin d'utiliser de la biomasse et des produits bio-sourcés (comme le biométhane) apparaît en revanche comme une solution durable pour le mix de production, même si elle sera plus coûteuse que les centrales [actuelles](#)^[4]. A cette fin, maximiser la méthanisation des ressources utilisables (sous-produits de l'agriculture, déchets...) ferait d'autant plus sens qu'elle permettrait aussi de limiter les émissions naturelles de méthane. Toutefois, les ressources issues de la biomasse gérée durablement seront insuffisantes pour les besoins du mix électrique, d'autant qu'il existera une concurrence avec d'autres usages comme la production de chaleur décarbonée ou de biocarburants pour le transport terrestre, maritime et [aérien](#)^[5].

Le développement de chaînes dites « *power-to-gas-to-power* », produisant de l'hydrogène par électrolyse (ou d'autres molécules dérivées) lors de périodes de fortes disponibilités d'électricité à partir de sources renouvelables (« ENR ») afin de les stocker et de les utiliser ensuite, est souvent présenté comme une option permettant de boucler le mix. Aujourd'hui, de telles technologies sont très coûteuses et ne sont pas développées à l'échelle industrielle. Même si les coûts devraient fortement baisser, ils devraient rester élevés au vu du rendement faible de l'ensemble de cette chaîne « *power-to-gas-to-power* » et des infrastructures nécessaires. De surcroît, cette approche nécessite des capacités de production ENR supplémentaires afin de disposer de surplus d'électricité conséquents. En pratique, l'Allemagne qui explore cette option pour décarboner son mix de production électrique considère qu'elle ne sera pas en mesure de couvrir l'intégralité de ses besoins en hydrogène, et prévoit d'en importer la [moitié](#)^[6]. Recourir à une telle stratégie interroge donc la logique de souveraineté.

Dans ce contexte, le recours à des centrales nucléaires pour produire une partie conséquente de l'électricité en France continue à faire pleinement sens. Cette technologie mature, maîtrisée et sûre, permet de produire des quantités importantes d'électricité décarbonée, et d'en ajuster la production



en fonction de la [demande](#)^[7]. Le coût de production de l'électricité d'origine nucléaire est plus compétitif que celui des autres moyens de production pilotable décarbonés. Cette technologie permet par ailleurs de limiter les investissements à réaliser dans les réseaux.

Du point de vue système, un mix de production ENR / nucléaire fait économiquement pleinement sens, résultat confirmé par l'étude Futurs énergétiques 2050 de RTE. Même avec des hypothèses de coût de production d'électricité d'origine nucléaire supérieures aux coûts de production considérés pour le PV et l'éolien^[8], le coût global de production d'un mix intégrant de nouvelles centrales nucléaires est sensiblement inférieur à des mix 100 % ENR. Dans son scénario de référence, RTE évalue l'écart de coût par rapport au scénario 100 % ENR le plus économique à environ 10 milliards d'euros par an, soit 16 % du coût total. Les nombreuses variantes réalisées par RTE démontrent de surcroît la solidité de ce résultat, même si les gains annuels peuvent varier en fonction des hypothèses [retenues](#)^[9].

Par ailleurs, comme nous le montre la crise énergétique actuelle, les prix futurs pourront s'éloigner très fortement des coûts de production moyens de l'électricité. Sur les marchés de l'électricité, les prix sont aujourd'hui en grande partie dérivés du coût de production marginal de la dernière centrale appelée pour répondre à la demande. Sur la base des données mises à disposition par RTE, nous avons synthétisé les coûts marginaux de production et les capacités installées en 2050 et 2060 pour deux scénarios des futurs énergétiques [2050](#)^[10]. Dans des conditions météorologiques favorables permettant une production massive à partir de renouvelables, les prix de marché devraient être nuls, voire négatifs s'il est nécessaire d'écarter une partie de cette production. En dehors de ces périodes, il sera nécessaire de recourir à des centrales pilotables, à des moyens de stockage ou à des imports pour répondre à la demande. Dans le scénario ENR / nucléaire « N2 », 72 % des capacités pilotables installées en France auraient un coût marginal inférieur à 50 €/MWh ; dans le scénario 100 % ENR « M23 », ce pourcentage tomberait à 6 %, et 48 % des centrales pilotables auraient un coût marginal de production compris entre 130 et 410 €/MWh. Outre une plus forte volatilité des prix de marché, un tel scénario 100 % ENR interroge sur de possibles exercices de pouvoir de marché. S'il paraît concevable de proposer des designs de marché permettant de limiter de tels comportements de la part de producteurs ENR et nucléaire localisés en France et en Europe, en serait-il de même en cas de dépendance massive à des importations d'hydrogène ?

La complémentarité entre nucléaire et ENR prend aussi tout son sens d'un point de vue opérationnel et technique. En effet, les machines tournantes associées aux centrales nucléaires contribuent à assurer la stabilité du système électrique dans son ensemble, en renforçant son [inertie](#)^[11]. Un mix qui serait principalement constitué de moyens de production PV et éolien imposerait de se doter d'éléments comme des compensateurs synchrones ou de développer des convertisseurs de puissance dits « grid forming » pour les installations PV et éoliennes. Si de telles solutions fonctionnent à une échelle locale, leur déploiement à l'échelle du continent européen constitue à date un véritable pari technologique, dont la robustesse reste à démontrer.

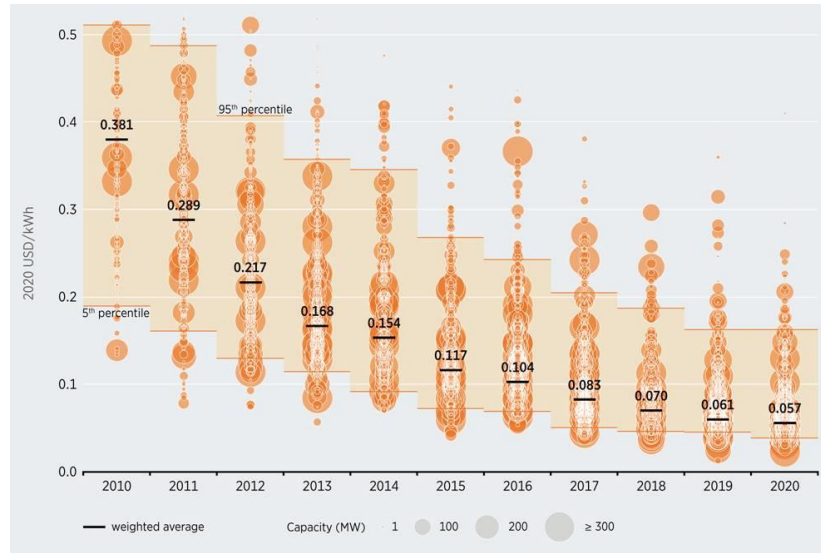
Comme l'a souligné le rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie « *net zero pathway to 2050* »^[12], l'intensification des efforts de recherche est indispensable à la réussite de la transition vers la neutralité carbone. Le CEA, organisme de recherche et de technologie leader en France, mène de nombreux travaux dans le domaine de la transition énergétique (PV, batteries, hydrogène, nucléaire, matériaux, analyse économique en environnementale...) dans le but de lever les verrous technologiques, de réduire le coût des technologies et d'ouvrir de nouvelles options durables.

Toutefois, l'urgence climatique et la nécessité de renouveler une partie du parc nucléaire français dans les vingt années à venir avec une demande électrique attendue en croissance, imposent de prendre sans tarder des décisions et d'investir dans de nouveaux moyens de production. Les temps de développement longs, pour le nucléaire comme pour les ENR et leur environnement (réseaux, stockage...), imposent de planifier une trajectoire crédible en fonction des connaissances et les technologies sur lesquelles nous pouvons nous appuyer, aujourd'hui et à court/moyen terme.

Dans ce contexte, le CEA considère comme pertinent d'accélérer le développement des énergies renouvelables en France et de relancer un nouveau programme nucléaire.

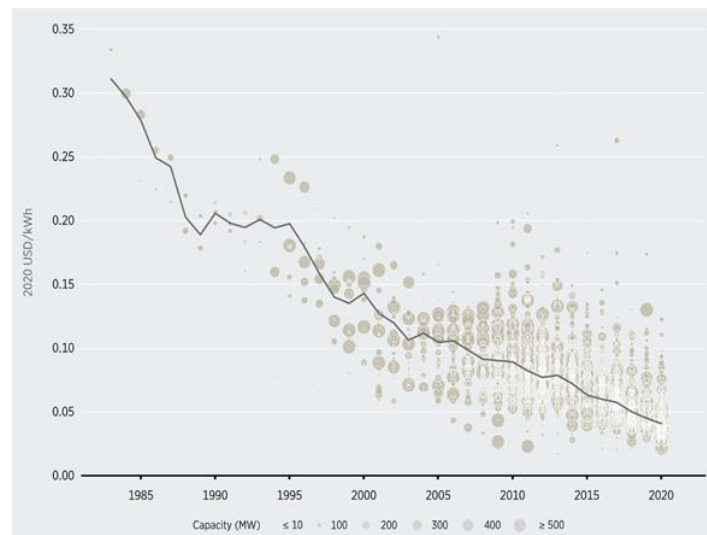
Références

[1] – Evolution du coût de production d'électricité (LCOE) – solaire photovoltaïque



IRENA (2021), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[2] Evolution du coût de production d'électricité (LCOE) – éolien terrestre



IRENA (2021), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[3] Statkraft (2022), *low emissions scenarios 2022*

<https://www.statkraft.ie/globalassets/0/.no/lavutslipp/2022/low-emissions-scenario-report-2022-digital.pdf>

[4] Synthèse des coûts de production thermique décarboné

Figure 11.19 Synthèse des coûts de production thermique décarbonée

Technologie	Hydrogène			Méthane		Combustibles fossiles + CCS	
	Électrolyse de l'eau	Vaporeformage du méthane	Pyrolyse de méthane	Biométhane	Méthane de synthèse	Gaz naturel	Charbon
CAPEX	TAC : 800 €/kW _e , CCG : 1100 €/kW _e			TAC : 600 €/kW _e , CCG : 900 €/kW _e		2000 €/kW _e	4400 €/kW _e
Coût 2050 combustible en centrale	132 €/MWh _{H₂} 3 €/kgH ₂ (2/3 EnR + 1/3 électrolyse) + stockage H ₂ (25 €/MWh, ρ=95%)	130 €/MWh _{H₂} 1,8 €/kgH ₂ + CCS (100 €/tCO ₂) + stockage H ₂ (25 €/MWh, ρ=95%)	?	80 €/MWh _{gaz} Valeur ADEME 100% gaz vert	170 €/MWh _{gaz} 3 €/kg _{CH₄} + méthanation (9 €/MWh _{CH₄}) + CO ₂ (25 €/MWh _{CH₄}) + stockage CH ₄ (5 €/MWh _{CH₄} , ρ=95%)	20 €/MWh _{gaz}	80 €/t
Coût variable de production électrique	240 à 350 €/MWh _e		?	130 à 200 €/MWh _e	290 à 410 €/MWh _e	37 €/MWh _e	20 €/MWh _e

RTE (2021) « Futurs Energétiques 2050 »

[5] France Stratégie juillet 2021 « La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ? »

<https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-dt - biomasse agricole - quelles ressources pour quel potentiel energetique - 29-07-21.pdf>

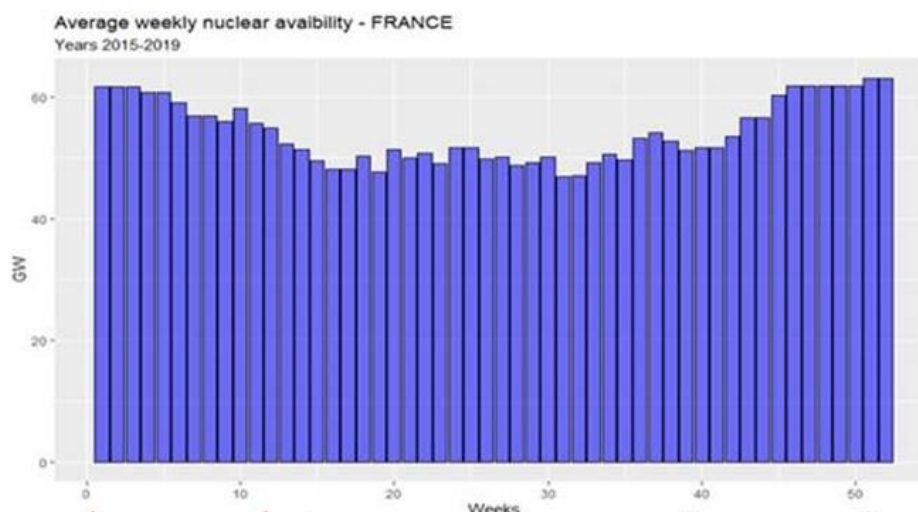
ADEME/FCBA février 2016 « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 »

https://inventaire-forestier.ign.fr/IMG/pdf/disponibilites-forestieres-pour-energie-materiaux-horizon-2035-annexes_v2.pdf

[6] Direction Général du Trésor (décembre 2020) Ambassade de France en Allemagne Service économique de Berlin : « Quelles stratégies allemandes pour l'importation d'hydrogène vert ? »

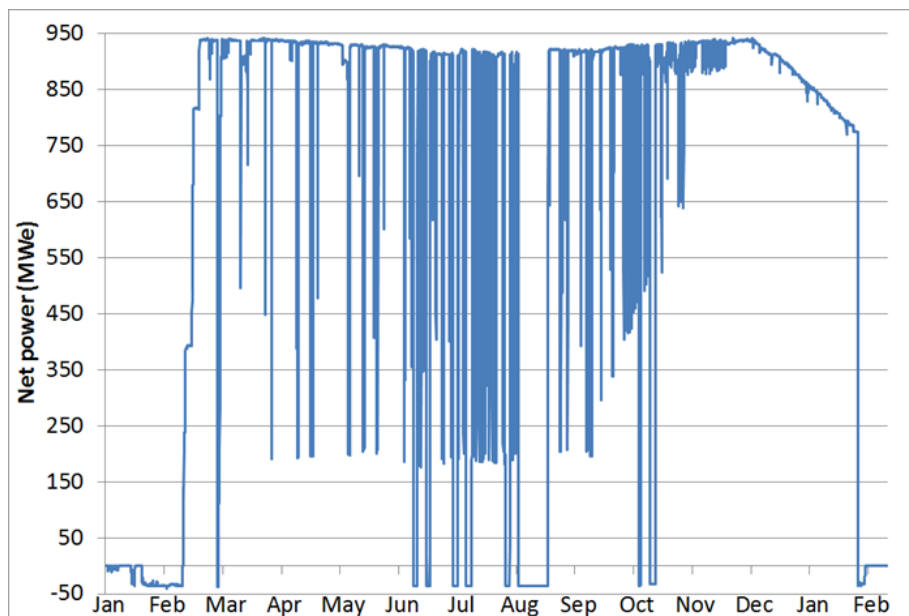
<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/c3a6d87f-5d74-4f2d-b9fc-fe8f4c250511/files/b6dc74cb-5d37-4013-ba99-8f81eaa8b792>

[7] Disponibilité moyenne du parc nucléaire français entre 2015 et 2019



A. Lynch, Y. Perez, S. Gabriel, et G. Mathonniere, « Nuclear fleet flexibility: Modeling and impacts on power systems with renewable energy », *Appl. Energy*, vol. 314, p. 118903, mai 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118903.

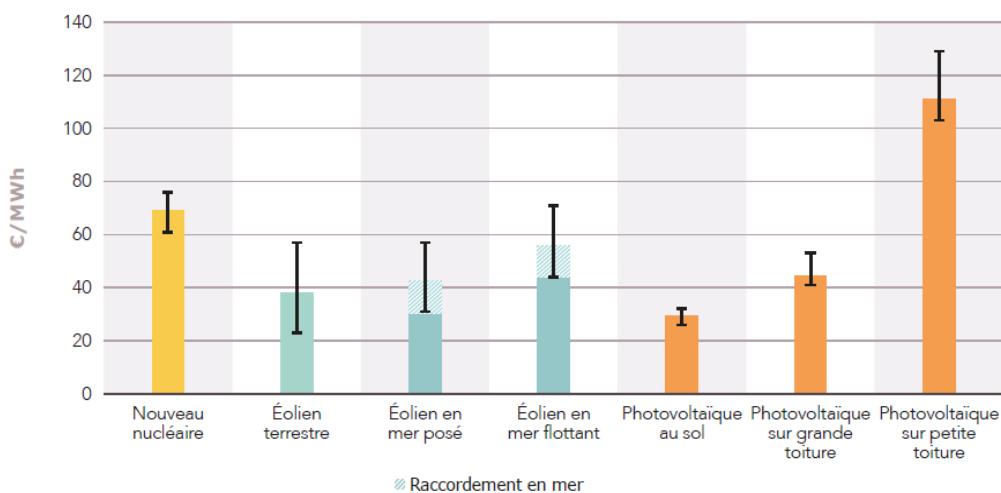
Profil de production du réacteur n°2 de la centrale du Blayais entre Janvier 2014 et Février 2015



Camille Cany, « Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité », Université Paris-Saclay, CEA I-Tésé, CentraleSupélec, 2017.

[8] Coûts de production des principales filières de production à horizon 2050 (approche « LCOE »)

Figure 11.13 Coût des principales filières de production rapporté à l'énergie produite pour des installations mises en service à l'horizon 2050

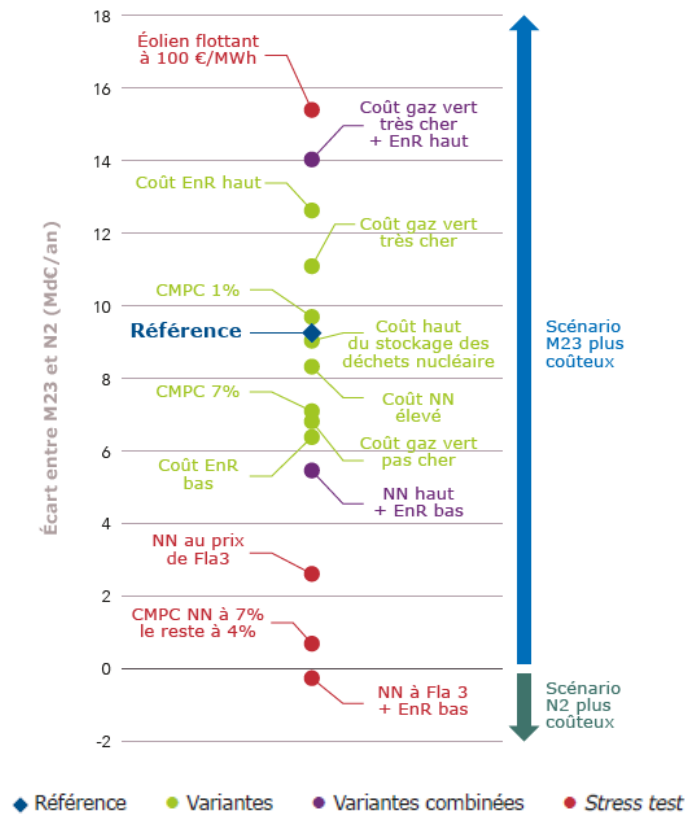


Coûts de production (dont coût de raccordement pour l'éolien en mer), variantes sur les hypothèses de coûts d'investissement et d'opération et maintenance, avec taux d'actualisation fixe à 4% pour toutes les technologies

RTE (2021) « Futurs Energétiques 2050 »

[9] Différence de coûts annualisés en 2060 entre le scénario M23 et les scénarios N2 et N1

Figure 11.39 Différence de coûts annualisés en 2060 entre le scénario M23 et les scénarios N2 et N1



RTE (2021) « Futurs Energétiques 2050 »

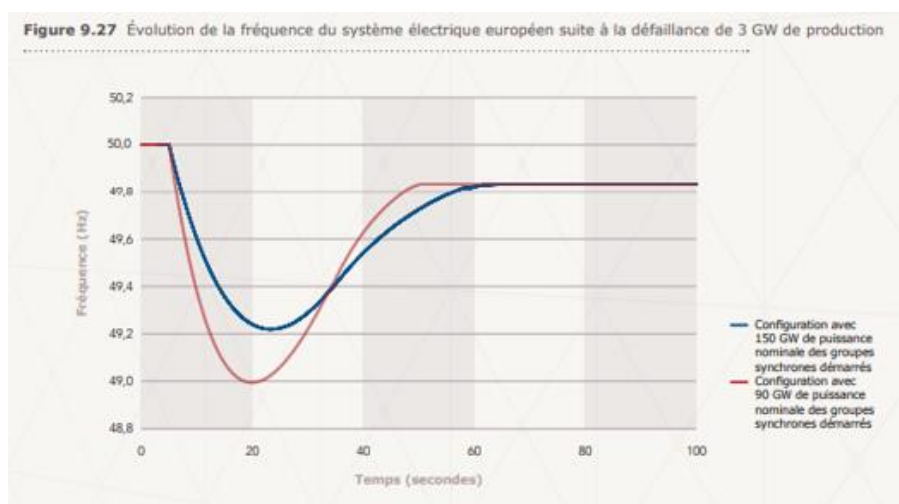
[10] Capacités de production installées et coût marginaux de production suivant les scénarios RTE futurs énergétiques 2022 M23 et N2

		Coût marginal de production (€/MWh)	Capacités installées (GW)			
			Mix de production 100 % ENR (scénario M23)		Mix de production ENR/nucléaire (scénario N2)	
			2050	2060	2050	2060
Intermittents	Solaire	0	125	150	90	93
	Eolien	0	132	160	88	90
	hydraulique, énergies marines	0	33	34	30	30
Pilotables	dont STEPs	coût d'opportunité	9	9	9	9
	Nucléaire	[6; 10]	16	2	39	38
	Bioénergie	50	2	2	2	2
	batteries stationnaires	coût d'opportunité	13	21	2	2
	biométhane / e-méthane	[130 ; 410]	20	30	5	5
	Hydrogène	[240 ; 350]				
	Imports	?	39	39	39	39
			380	438	294	299

	Coût marginal de production (€/MWh)	Centrales pilotables installées en France en 2060			
		Mix de production 100 % ENR (scénario M23)		Mix de production ENR/nucléaire (scénario N2)	
		en GW	en %	en GW	en %
nucléaire, bioénergie	[6; 50]	4	6 %	40	72 %
biométhane, e-méthane, H2	[130 ; 410]	30	48 %	5	8 %
STEPS, batteries stationnaires	coût d'opportunité	29	47 %	11	19 %
		63	100 %	55	100 %

CEA I-Tésé sur la base des données RTE (2021), Futurs énergétiques 2050

[11] Evolution de la fréquence du système électrique européen suite à la défaillance de 3 GW de production



« La figure 9.27 présente l'évolution de la fréquence du système suite à un aléa de 3 GW de production (incident de référence) résultant de l'action du réglage primaire. Cette évolution est analysée pour deux systèmes différents caractérisés par des inerties différentes. L'inertie de la simulation représentée en rouge est 40 % inférieure à celle en bleu (et correspond à une production européenne photovoltaïque et éolienne dans le système de 60 GW de plus à l'instant considéré). Dans la situation où l'inertie est moindre, la fréquence chute plus bas pendant le transitoire jusqu'à atteindre le seuil de délestage fréquence-métrique. »

RTE (2017) « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France ».

[12] Agence Internationale de l'Energie (2021), Net Zero by 2050 – A roadmap for the Global Energy Sector