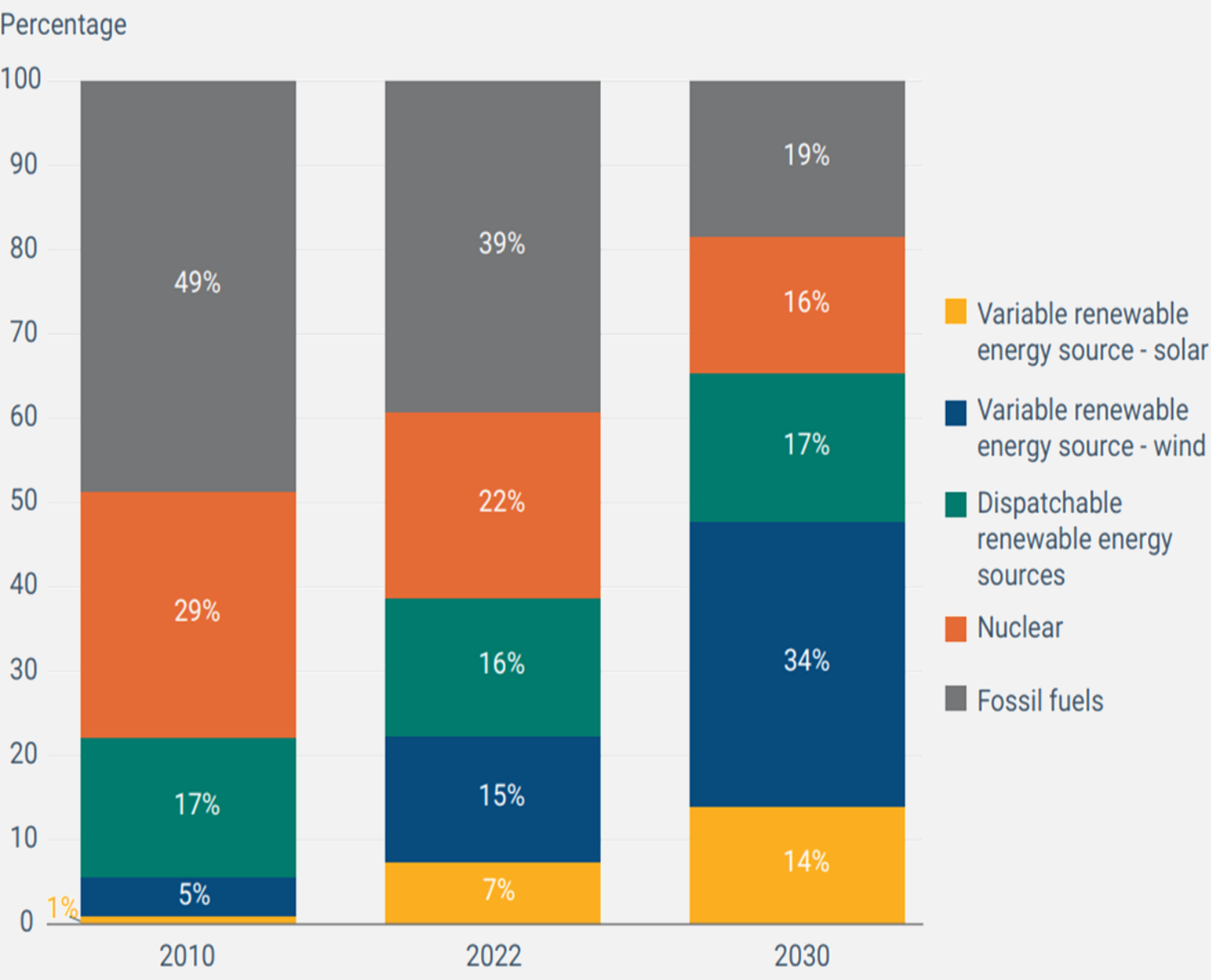


Dans un contexte d'électrification de l'industrie et des usages domestiques en Europe, et avec la forte croissance des énergies renouvelables, les enjeux d'équilibrages et de réponse à la demande du réseau électrique européen apparaissent comme primordiaux. En effet, il s'agit de répondre exactement à la demande variable à chaque instant, et s'adapter à toutes les échelles de temps. Quelles sont les technologies et les coûts associés pour répondre à ce besoin d'équilibrage et de flexibilité ?

50% d'ENR intermittentes en 2030



Variabilité des ENR

- Variabilité éolienne : liés aux aléas du vent
- Variabilité PV :
  - à court-terme, variabilité de position des nuages
  - moyen-terme, ensoleillement journalier
  - saisonnier

Dark Doldrum

- Phénomène de sécheresse énergétique, généralement dans le nord de l'Europe, entraînant une chute de la production des ENR.

-80%

de la production des ENR

150h

de sécheresse par an en Europe

Coût de la non-flexibilité

Curtailment :

L'écurement de production (réduction volontaire ou forcée de la production d'électricité pour des raisons techniques ou économiques) total des énergies renouvelables pour 2024 est estimé par RTE à 1,7TWh, entraînant une perte financière supérieure à 100M€.

Backup fossile :

Les capacités fossiles coûtent cher simplement pour être disponibles (70-110 k€/MW installé/an si nouveaux moyens thermiques). Si on maintient en fonctionnement des centrales existantes, ce coût descend à 10-30k€/MW installé/an.

Enjeux d'équilibrage du réseau

- Assurer l'équilibre entre production et demande à chaque instant
- Prévoir les variations à plusieurs échelles de temps et activer les moyens d'équilibrage

Un enjeu économique

- La pénétration des renouvelables sur le réseau européen, et la disparition des sources fossiles, plus coûteuses, va entraîner une diminution du coût marginal de l'électricité.
- L'équilibrage est rentabilisé par l'achat d'électricité peu chère en période de basse consommation, et la revente en cas de besoin à un tarif plus élevé (compensant les pertes et avec profit).

Un enjeu technique

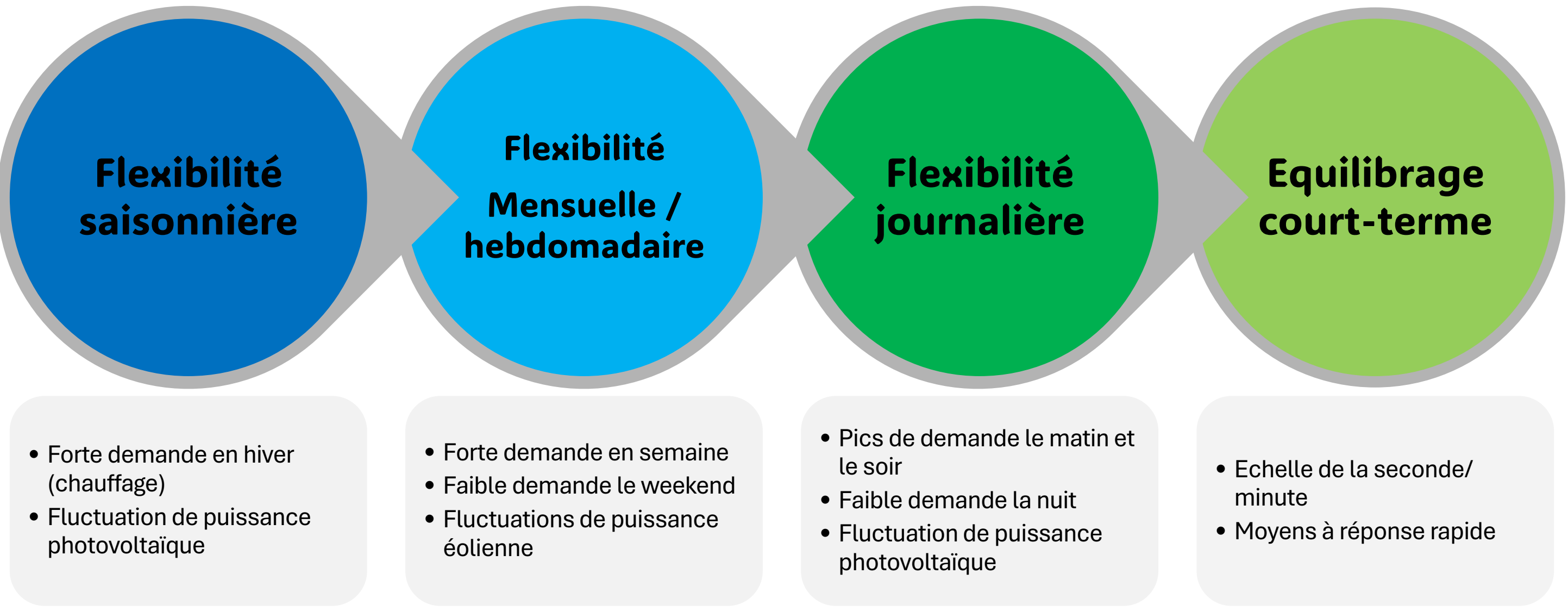
- Mauvais équilibrage → effondrement de la fréquence et du réseau électrique (Espagne, Italie)
- Concilier plages optimales de production de chaque technologie et équilibre du réseau
- Stocker l'énergie à différentes échelles de temps

Besoin de flexibilité

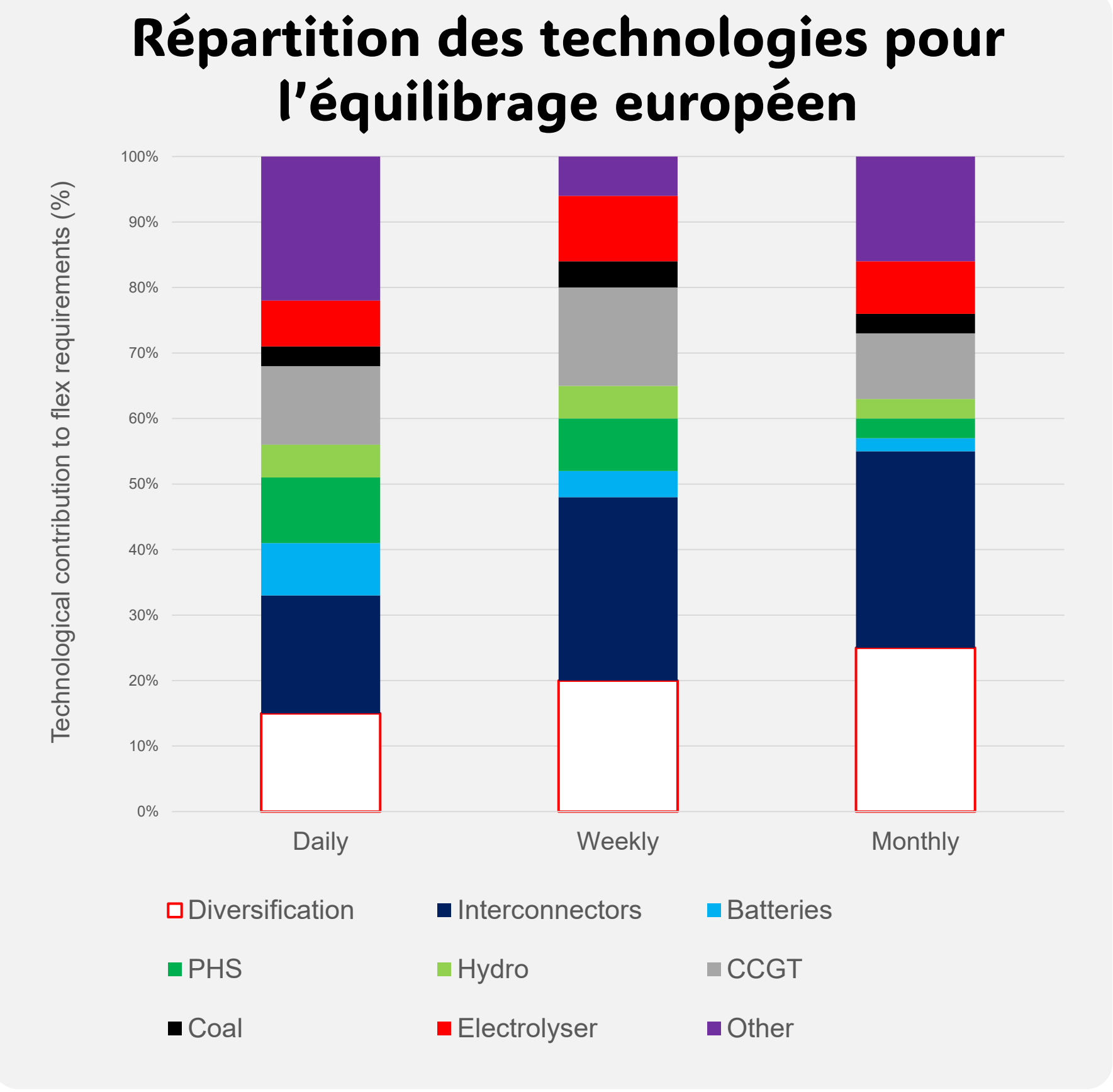


Pilotabilité des moyens de production

- Pilotabilité d'un moyen de production : capacité à moduler sa production sur demande à courte échelle de temps
- Avant les nouvelles ENR, la plupart des moyens de production étaient pilotables (nucléaire, charbon, gaz).
- Les principales ENR sont non-pilotables et intermittentes car reposant sur des sources d'énergie non-contrôlable



Technologie	Principe	Applications / Usages	Ordres de grandeur : stockage, puissance	Rendement	CAPEX (coût d'investissement)	OPEX (coût d'exploitation)	Durée de vie
Batteries électrochimiques	Stockage chimique de l'électricité via des réactions réversibles	Appareils portables, secours réseau, stockage ENR	40MWh / batterie	70-90%	2000 €/kW (en forte diminution)	3-10€/MWh	10 à 15 ans
Volants d'inertie	Stockage cinétique par rotation d'un rotor (moteur/générateur)	Lissage très court terme, moteurs thermiques/Diesel	30kW - 1MW	> 80%	600-1200€/kW		20 à 30 ans
Station de transfert d'Energie par Pompage (STEP)	Stockage d'électricité sous forme d'eau retenue en hauteur, turbines réversibles pour remonter ou turbiner l'eau	Absorption de la surproduction électrique du réseau	100 MW	70 – 85 %	1300-1800 €/kW	50 €/MWh (grosses STEP) 100-150€/MWh (petites STEP)	40 à 60 ans
Stockage thermique – sensible /latent(PCM)/thermochimique	Stockage sous forme de chaleur via variation de température (eau, sels, huiles, solides) /changement d'état/réaction chimique réversible	Chauffage, stockage de chaleur industrielle, unité de stockage couplée avec des centrales solaires thermiques	50-100 MW	50%	400-1200€/kW (sensible) 800-1500€/kW (latent) 1200-3000€/kW(thermochimique)		20 ans
Hydrogène (électrolyse + pile à combustible)	Électrolyse de l'eau → stockage de H <sub>2</sub> → reconversion en électricité dans une pile	Stockage d'électricité longue durée, mobilité H <sub>2</sub> , applications stationnaires	50kW – 200 MW	< 50 %	1600-2300€/kW	15€/MWh	10 à 15 ans
Air comprimé (CAES)	Compression d'air dans des cavités → détente dans une turbine pour produire de l'électricité	Stockage longue durée pour effacements et ENR	10-300 MW	≈ 50 %	2500-3000€/kW	50-70€/MWh	Jusqu'à 30 ans
Power-to-Gas (H <sub>2</sub> ou méthane synthétique)	Électrolyse → H <sub>2</sub> → méthanation possible avec CO <sub>2</sub> → injection réseau gaz	Stockage d'électricité long terme, valorisation des ENR		30 – 65 %	4000-4500€/kW	50-90€/MWh	Jusqu'à 30 ans
Vehicle-to-Grid (V2G)	Recharge réversible des batteries de véhicules électriques (VE)	Adaptation très court-terme et court-terme lors de recharges longues	30kW / véhicule	≈ 80 %			Durée de vie de la voiture
Centrales à gaz	Turbines à gaz avec ou sans récupération de chaleur	Backup pour soutenir les ENR Flexibilité court terme	100-900 MW	35-60% selon la technologie	900€/kW (CCG gaz) 600€/kW (TAC gaz)	40 k€/MW/an (CCG gaz) 20 k€/MW/an (TAC gaz)	30 à 40 ans



Le rôle des interconnexions

- Approvisionnement des pays en manque de production des VRES à partir des excédents en ENR d'autres pays sur le réseau européen. Ainsi, on peut en partie compenser les aléas climatiques.
- 15% du besoin de flexibilité journalière à horizon 2030 couverts par les interconnexions
- 33% du besoin de flexibilité mensuelle à horizon 2030 couverts par les interconnexions
- Limite : Absence de vent ou d'ensoleillement sur une grande partie du territoire européen, qui rendrait les interconnexions inutiles.

Conclusion

- La pénétration croissante des énergies renouvelables, variables à différentes échelles, transforme profondément les contraintes techniques, économiques et organisationnelles du réseau électrique européen.
- Ce projet montre que l'enjeu central de l'équilibrage ne réside pas dans une technologie unique, mais dans la coordination cohérente de solutions complémentaires (stockage, interconnexions, flexibilité, ...), adaptées aux différentes échelles temporelles de la variabilité des ENR.
- L'équilibrage du réseau n'est donc pas uniquement un problème technologique, mais un choix de conception du système énergétique, impliquant arbitrages économiques, coordination politique européenne et anticipation de long terme.

Modulation et interruptibilité

- Modification du tarif de l'électricité pour inciter ou non les consommateurs à utiliser le surplus électrique
- Par exemple, prix négatifs sur le marché spot pendant 361h en 2024 (allant de -0,01€/MWh à -1€/MWh) surtout pendant après-midi l'été.
- Interruptibilité : mécanisme d'équilibrage du réseau électrique permettant d'interrompre instantanément la consommation d'un consommateur industriel contre dédommagement financier.
- A l'horizon 2030, élargissement non seulement aux industriels mais aux agrégateurs : zones résidentielles et petits industriels permettant un équilibrage à plus petite échelle

Sources :

RTE : <https://www.rte-france.com/>, Futurs énergétiques 2050 | JRC : <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130519>  
Réseaux.pv.info : <https://reseaux.photovoltaïque.info/fr/> | Alva Systems : <https://reseaux.photovoltaïque.info/fr/> | CRE : <https://www.cre.fr/>  
IEA : <https://www.iea.org/task25-63/> | AceEnergie : <https://www.aceenergie.com/article/lequadrillage-des-reseaux-electriques>  
ecoCO2 : <https://www.ecoco2.com/blog/reseau-electrique-quels-outils-pour-le-maintenir-a-lequilibre/> | ACER : <https://www.acer.org/> Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system, 09/2023.

