



Le réseau
de transport
d'électricité

La flexibilité de consommation : un levier important pour limiter les factures des consommateurs et accélérer la décarbonation de la France

RTE – Direction Transformation de l'Exploitation du Système électrique et Intégration des Flexibilités

11 juin 2025

CentraleSupélec Paris



YANNICK JACQUEMART

Directeur Transformation de l'Exploitation du Système électrique
et Intégration des Flexibilités

RTE (Réseau de Transport d'Électricité)



Le réseau
de transport
d'électricité

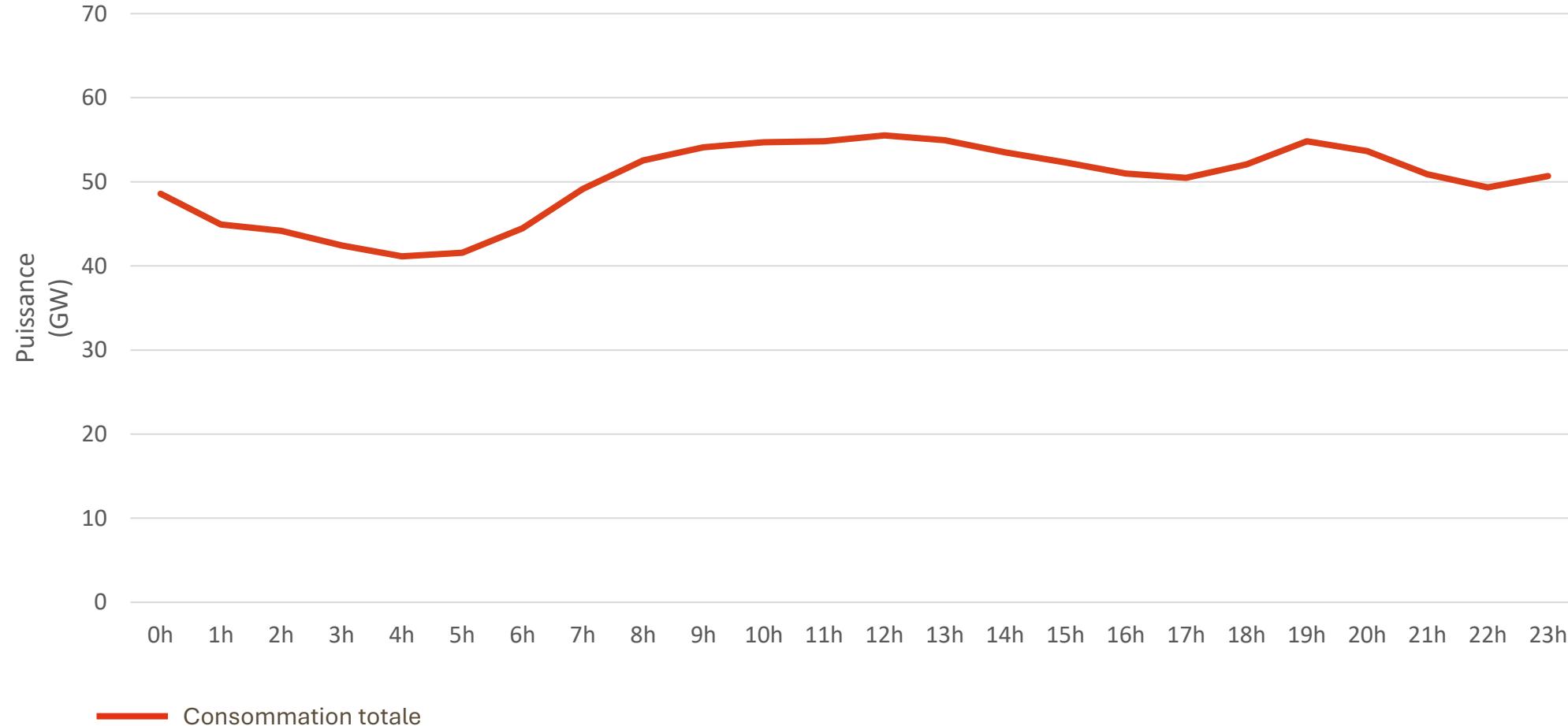
1

Les nouveaux rythmes du système électrique



Les bons moments de la journée, pour profiter d'une électricité moins chère à produire : la nuit et le milieu de journée

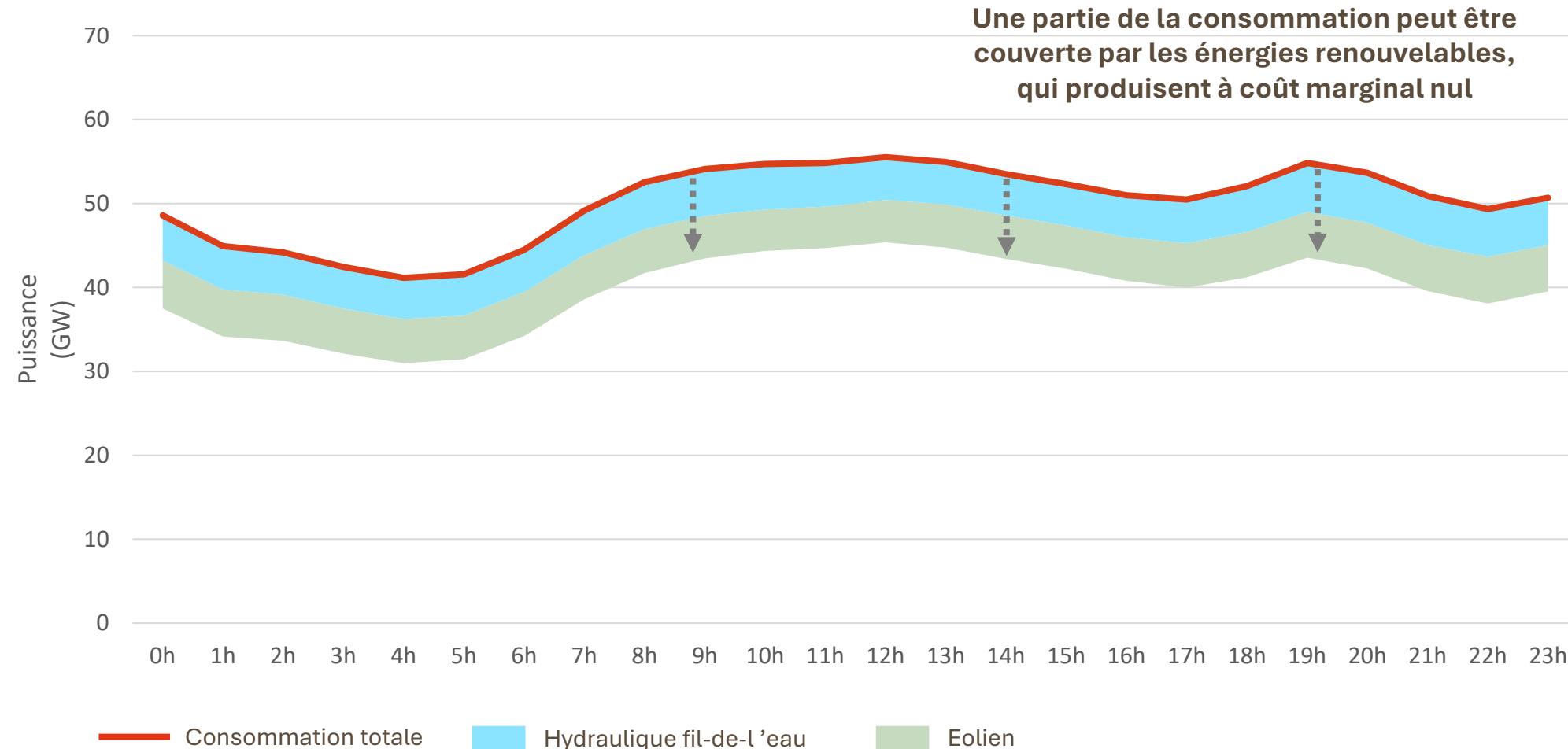
Année 2024
moyenne des jours ouvrés





Les bons moments de la journée, pour profiter d'une électricité moins chère à produire : la nuit et le milieu de journée

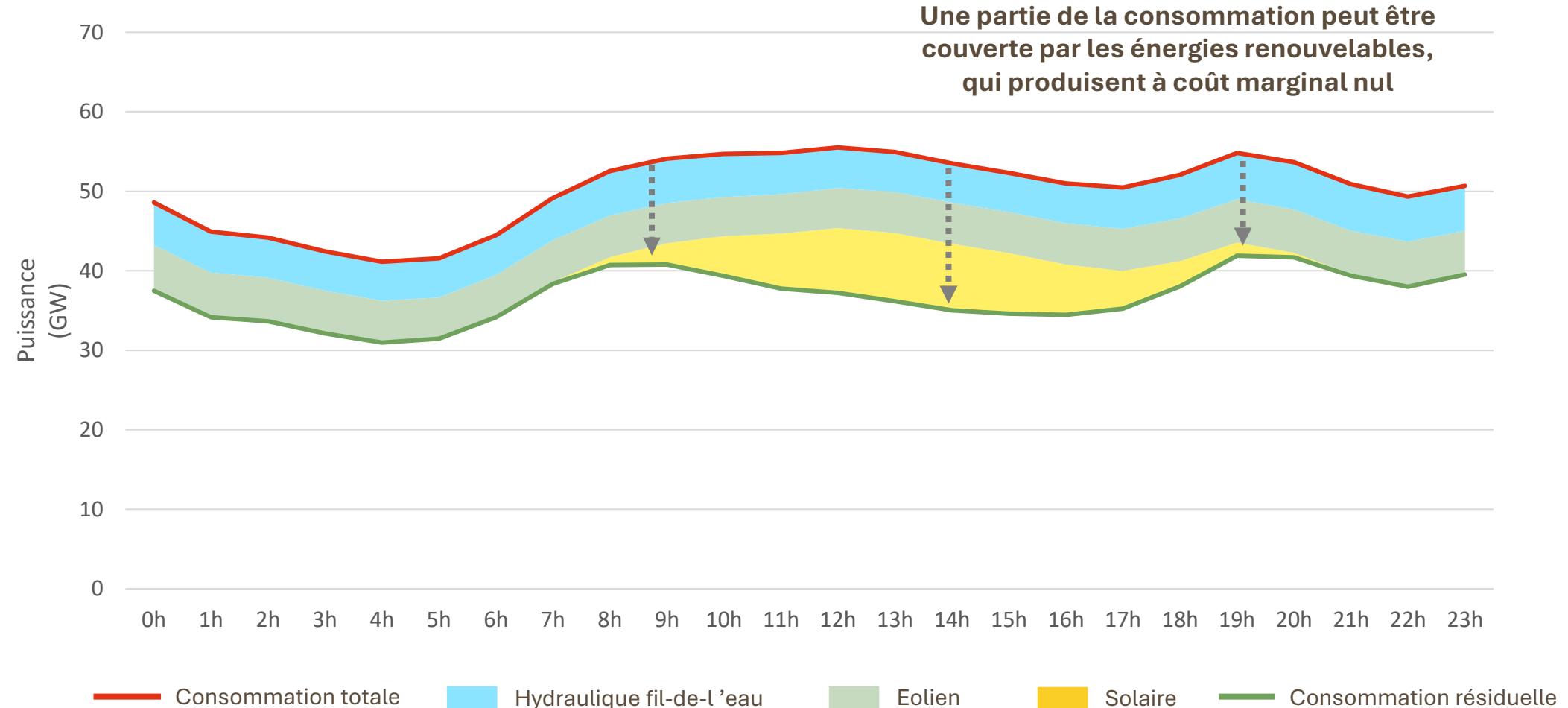
Année 2024
moyenne des jours ouvrés





Les bons moments de la journée, pour profiter d'une électricité moins chère à produire : la nuit et le milieu de journée

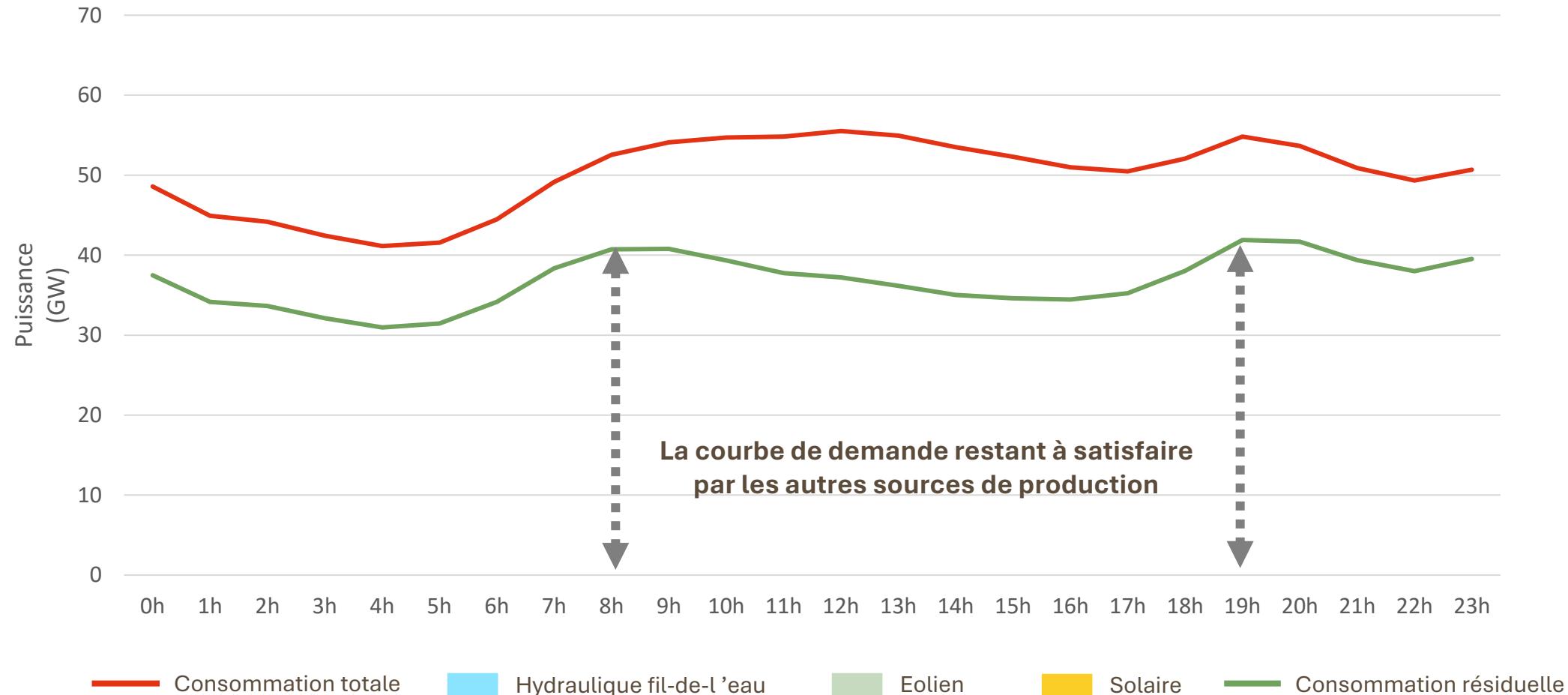
Année 2024
moyenne des jours ouvrés





Les bons moments de la journée, pour profiter d'une électricité moins chère à produire : la nuit et le milieu de journée

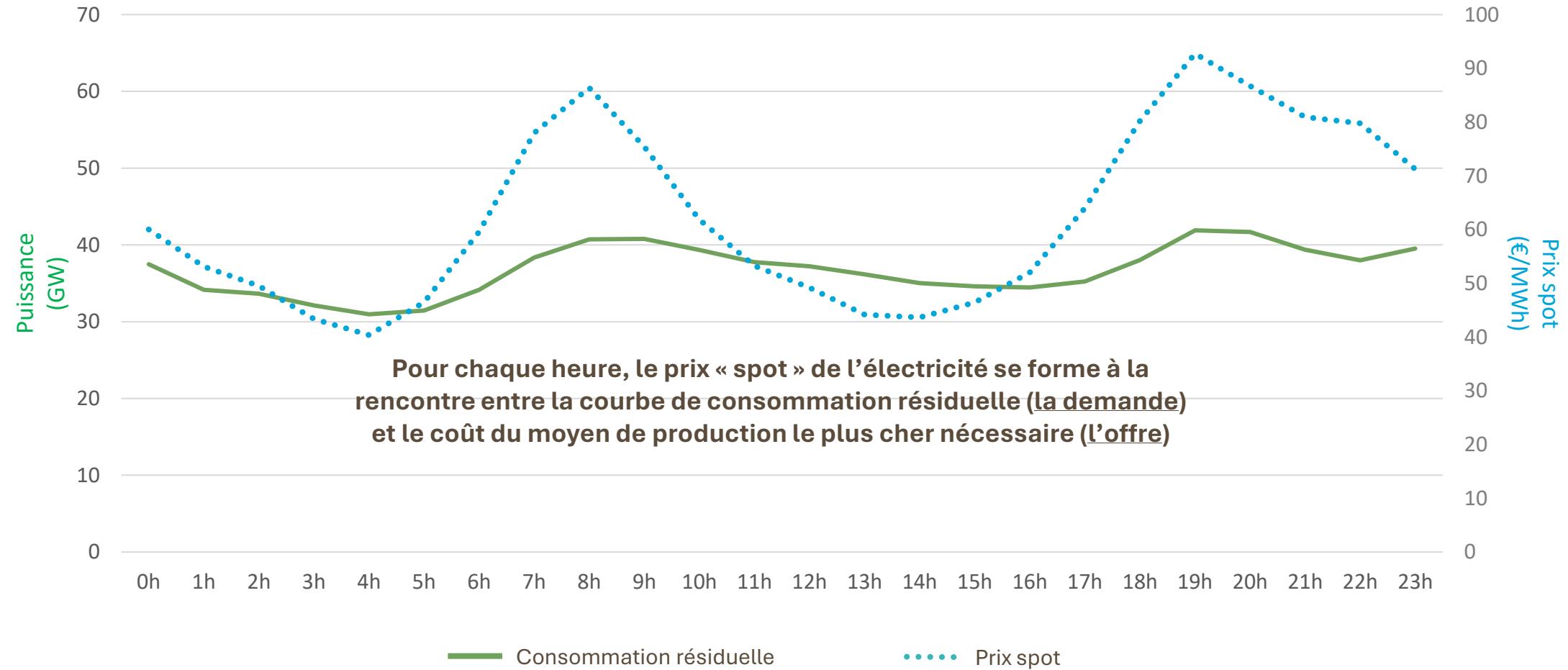
Année 2024
moyenne des jours ouvrés





Les bons moments de la journée, pour profiter d'une électricité moins chère à produire : la nuit et le milieu de journée

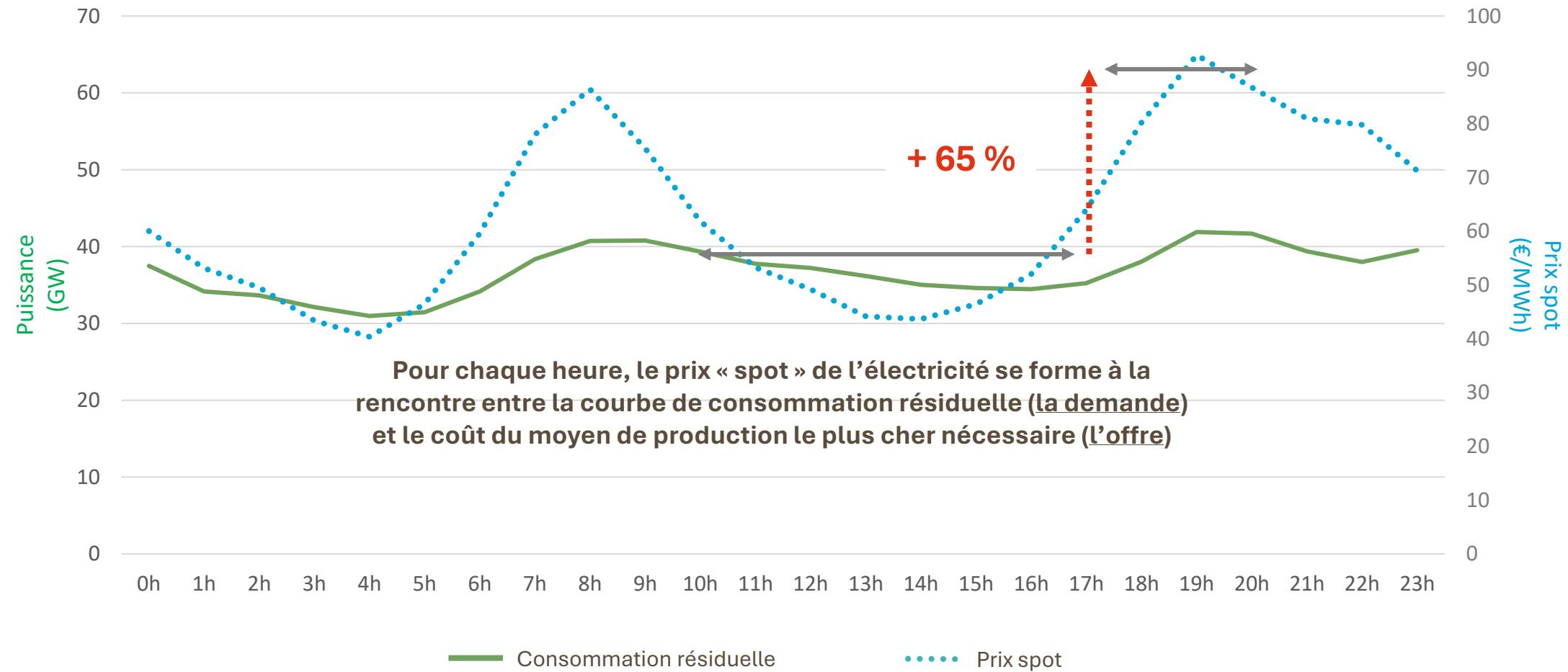
Année 2024
moyenne des jours ouvrés





Les bons moments de la journée, pour profiter d'une électricité moins chère à produire : la nuit et le milieu de journée

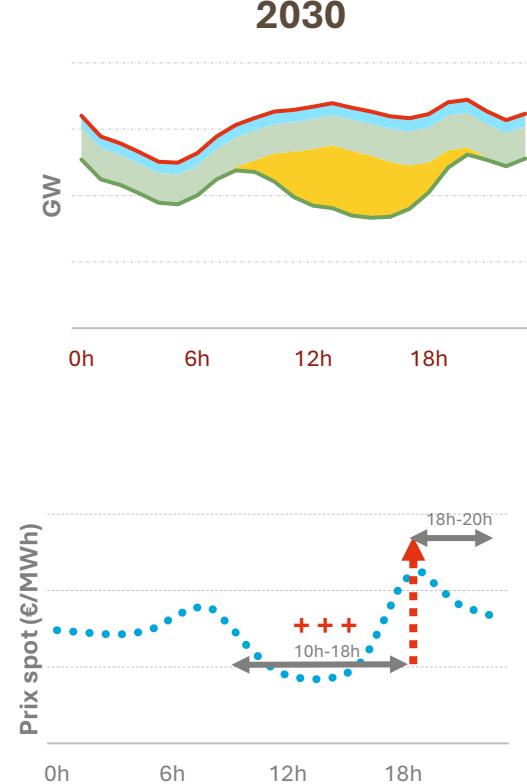
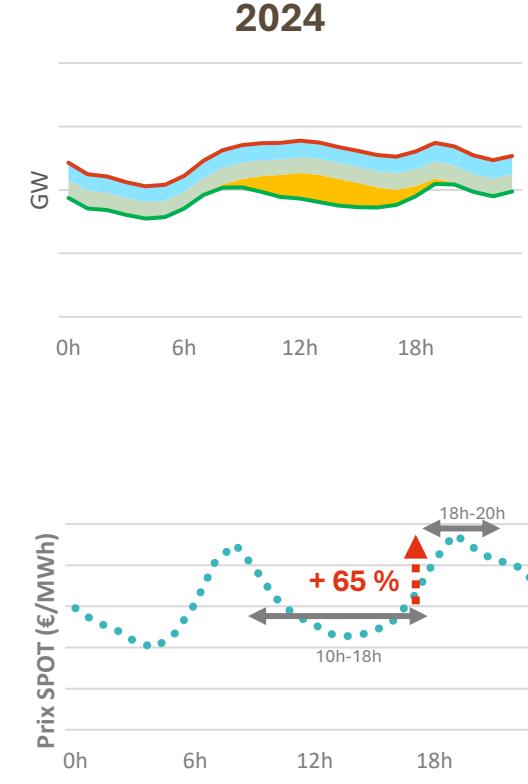
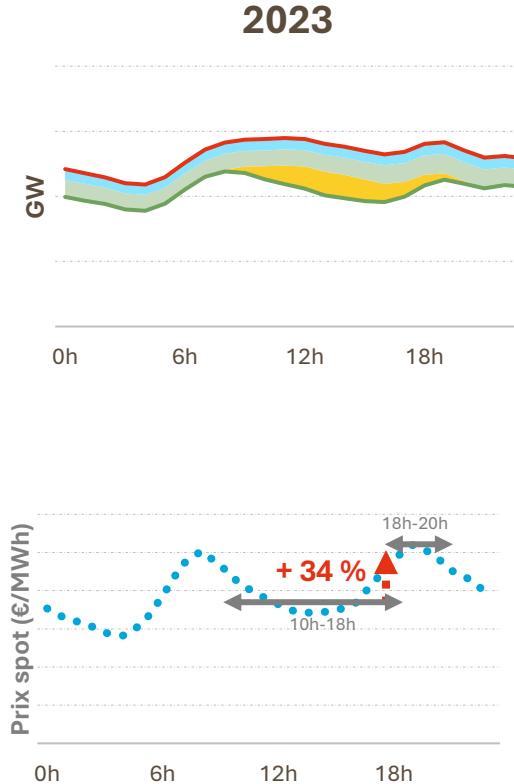
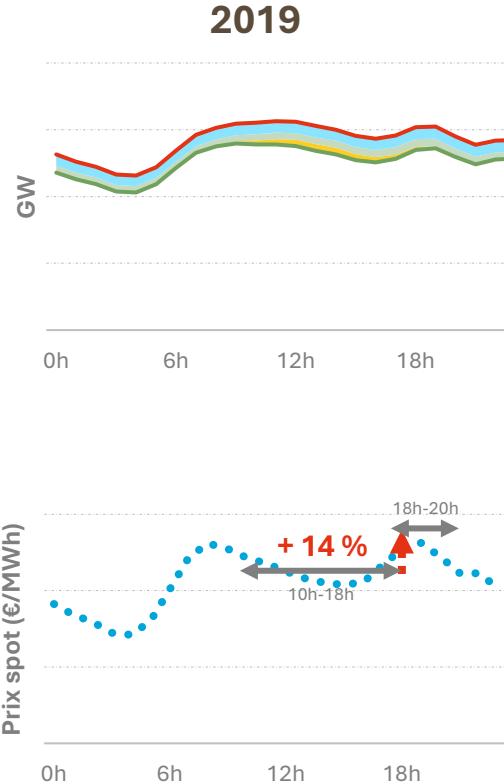
Année 2024
moyenne des jours ouvrés

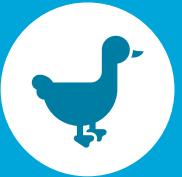




Opportunité des flexibilités
de la consommation

L'opportunité de moduler sa consommation est croissante et durable





Opportunité des flexibilités
de la consommation

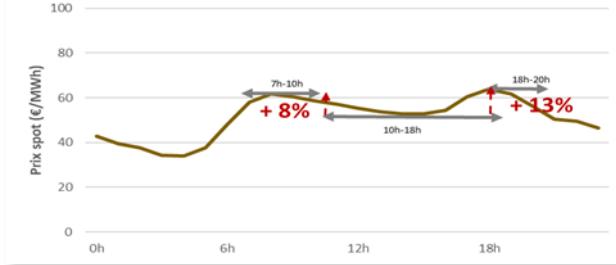


Zoom : Moyenne des prix spot par saison, les jours ouvrés en 2018-2019, 2022-2023 et 2023-2024

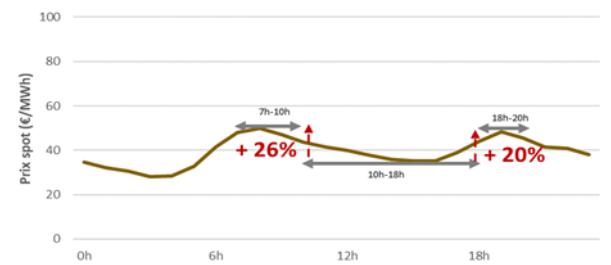


Les échelles ne sont pas les mêmes entre
2018-2019, 2022-2023 et 2023-2024 en raison de
la forte hausse des prix pendant la crise

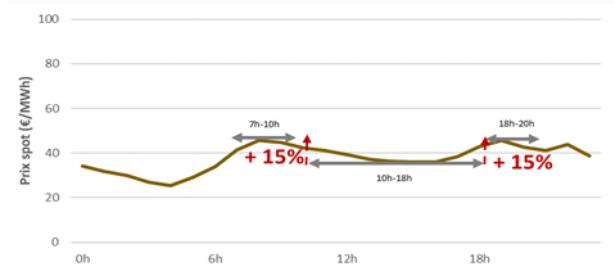
Hiver 2018-2019 (Novembre à février)



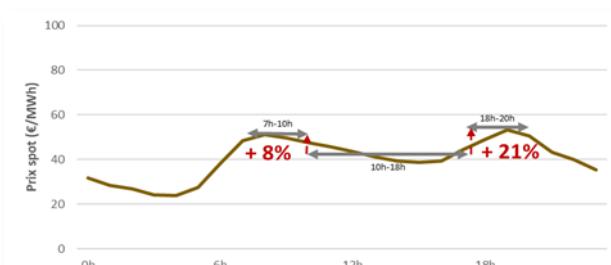
Printemps 2019 (Mars et avril)



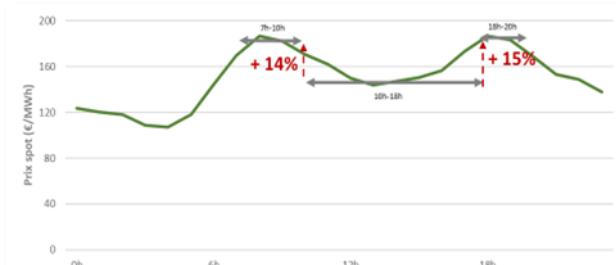
Eté 2019 (Mai à août)



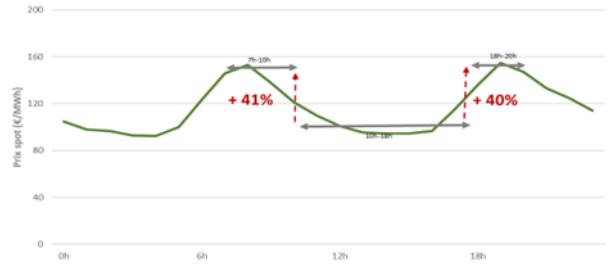
Automne 2019 (Septembre et octobre)



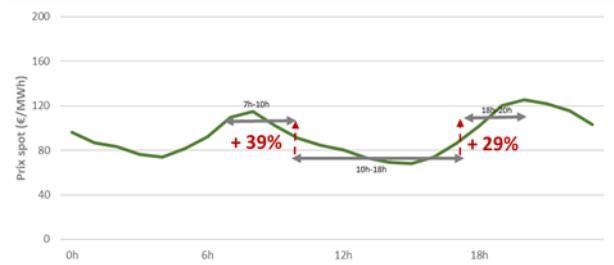
Hiver 2022-23 (Novembre à février)



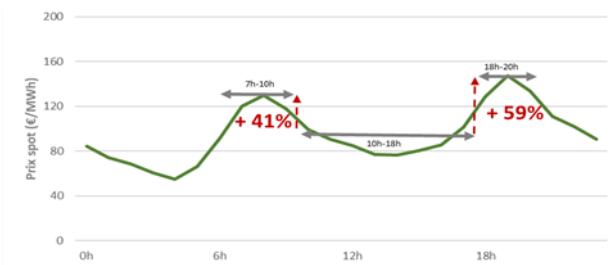
Printemps 2023 (Mars et avril)



Eté 2023 (Mai à août)



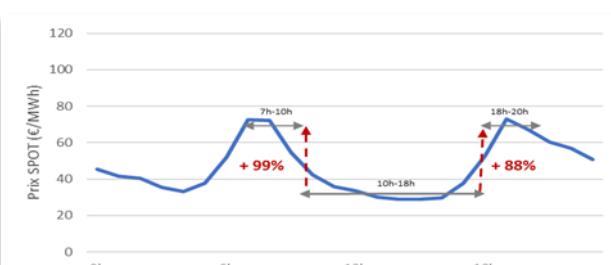
Automne 2023 (Septembre et octobre)



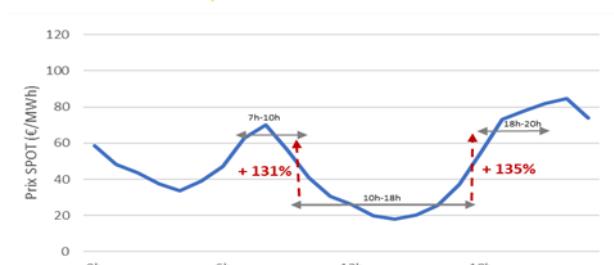
Hiver 2023-24 (Novembre à février)



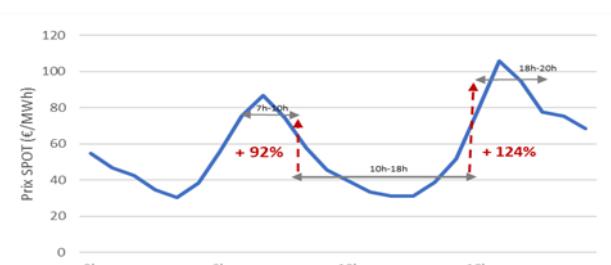
Printemps 2024 (Mars et avril)



Eté 2024 (Mai à août)



Automne 2024 (Septembre et octobre)

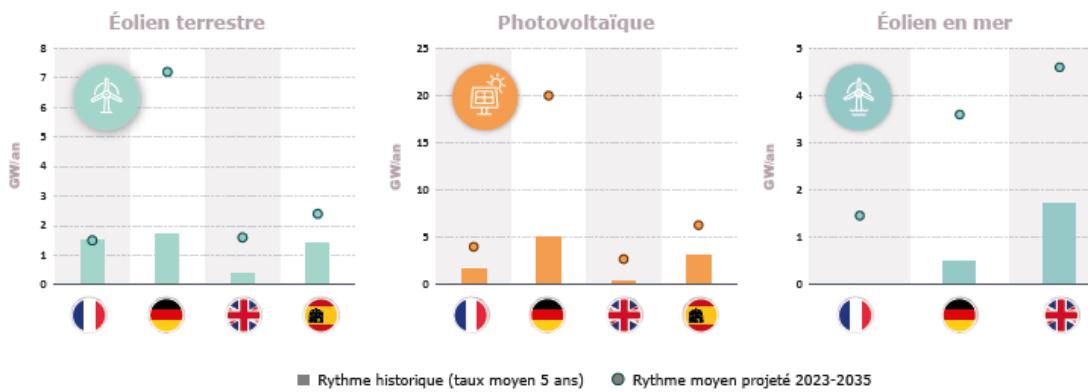




L'énergie qui se développe le plus rapidement dans les années qui viennent c'est le solaire photovoltaïque

3 périodes pour le développement de 3 types d'énergie :
d'ici 2030 du solaire photovoltaïque ; après 2030 de l'éolien offshore et à partir de 2035 du nucléaire

Rythmes de développement historiques (2017-2022) et projetés dans le scénario de référence du BP 2023, pour la France et ses voisins



Soit d'ici à 2030, en France :

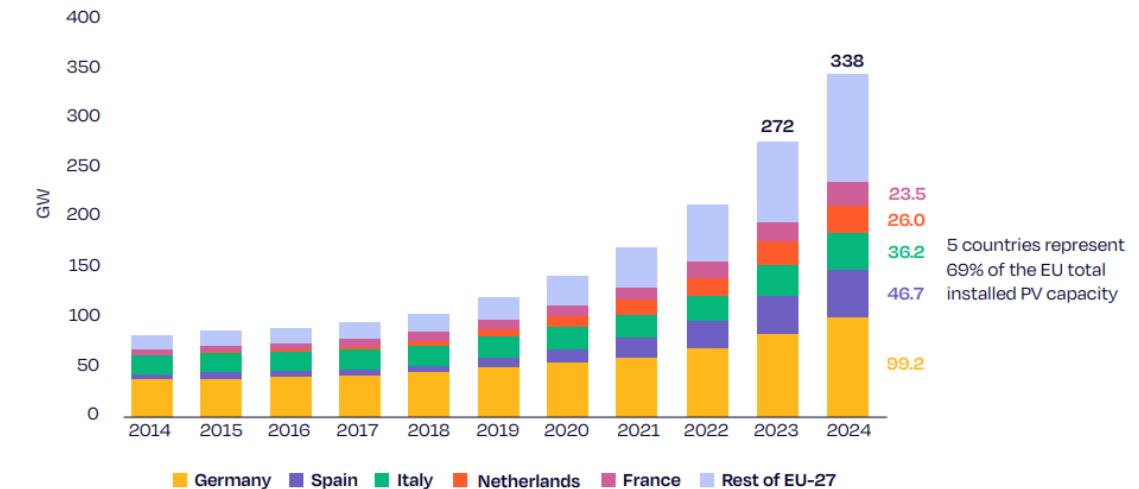


+ 20 GW



En 2024, plus de 60 GW de solaire PV ont été installés dans l'Union européenne :
Le système électrique se transforme à grande vitesse

EU-27 cumulative solar PV capacity 2014-2024



Source: SolarPower Europe

2

Quatre types de flexibilités pour l'équilibre offre-demande



Les besoins de flexibilités sont dus à des variations de production ou de consommation anticipables en majeure partie

Différents types de flexibilités pour des besoins relatifs à l'équilibre offre-demande

1

Flexibilités structurelles et régulières

Positionner les arrêts des centrales de production et structurer la consommation quand l'électricité est bas-carbone et bon marché

2

Flexibilités dynamiques

Faire face à des besoins ponctuels (vagues de froid ou lorsque la production éolienne est faible)

3

Flexibilités d'équilibrage

Pallier les aléas dans la fenêtre opérationnelle de RTE (entre 1h à l'avance et le temps réel)

4

Flexibilités de sauvegarde

Faire face aux situations exceptionnelles, post-marché

Besoins décroissants en volume

A-3 à J-7

Marchés à terme

J-7 à H-1

Marché SPOT et infra-journalier

H-1 à temps réel

Mécanisme d'ajustement et Services système fréquence



Le mécanisme de capacité assure une rémunération complémentaire

Différents types de solutions



Flexibilités de la demande



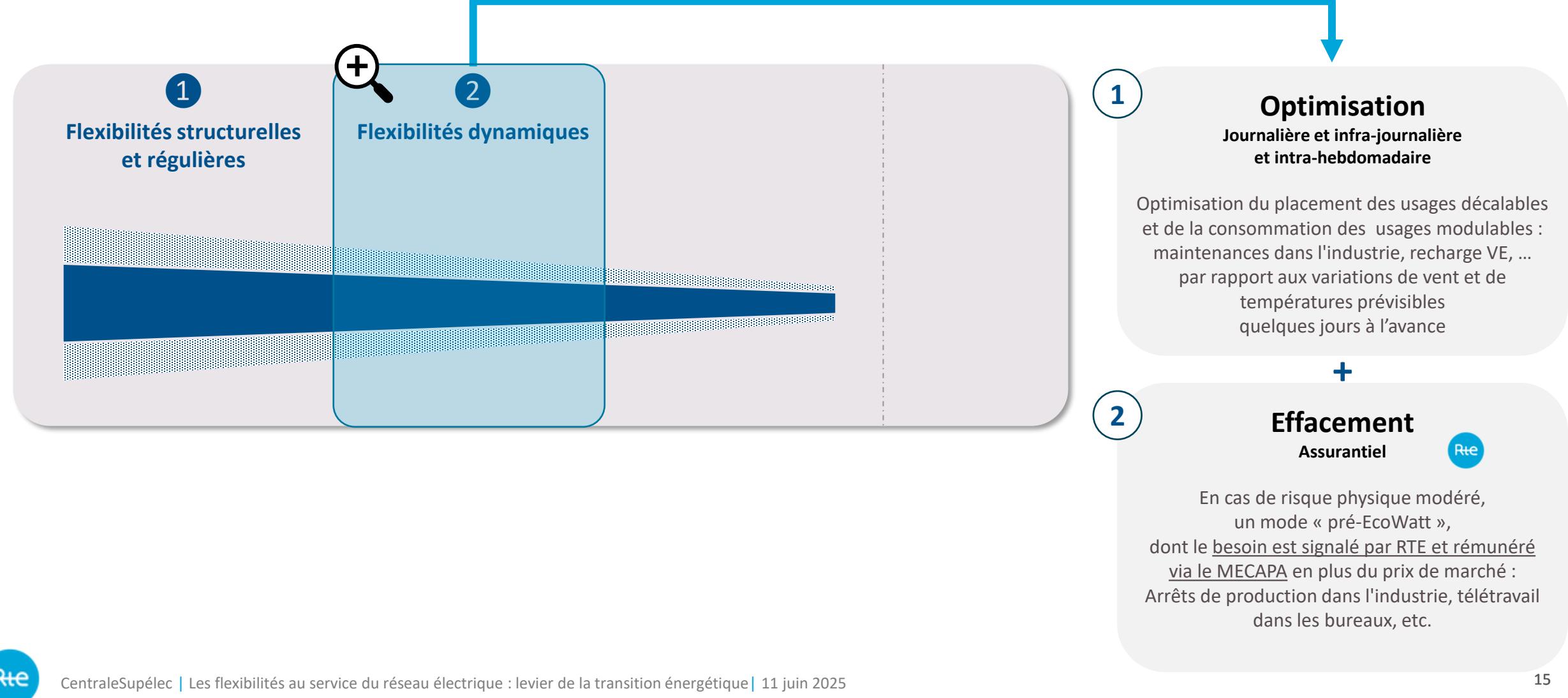
Batteries de stockage



Production pilotable dont thermique décarboné



Quels cas d'usage de flexibilité devraient être déployés ? Flexibilités structurelles et régulières en priorité



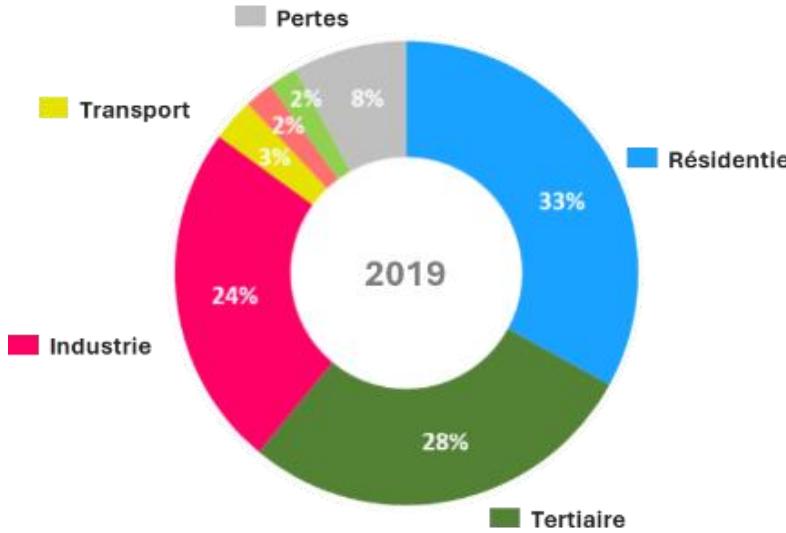
3

Un potentiel technique avéré et massif

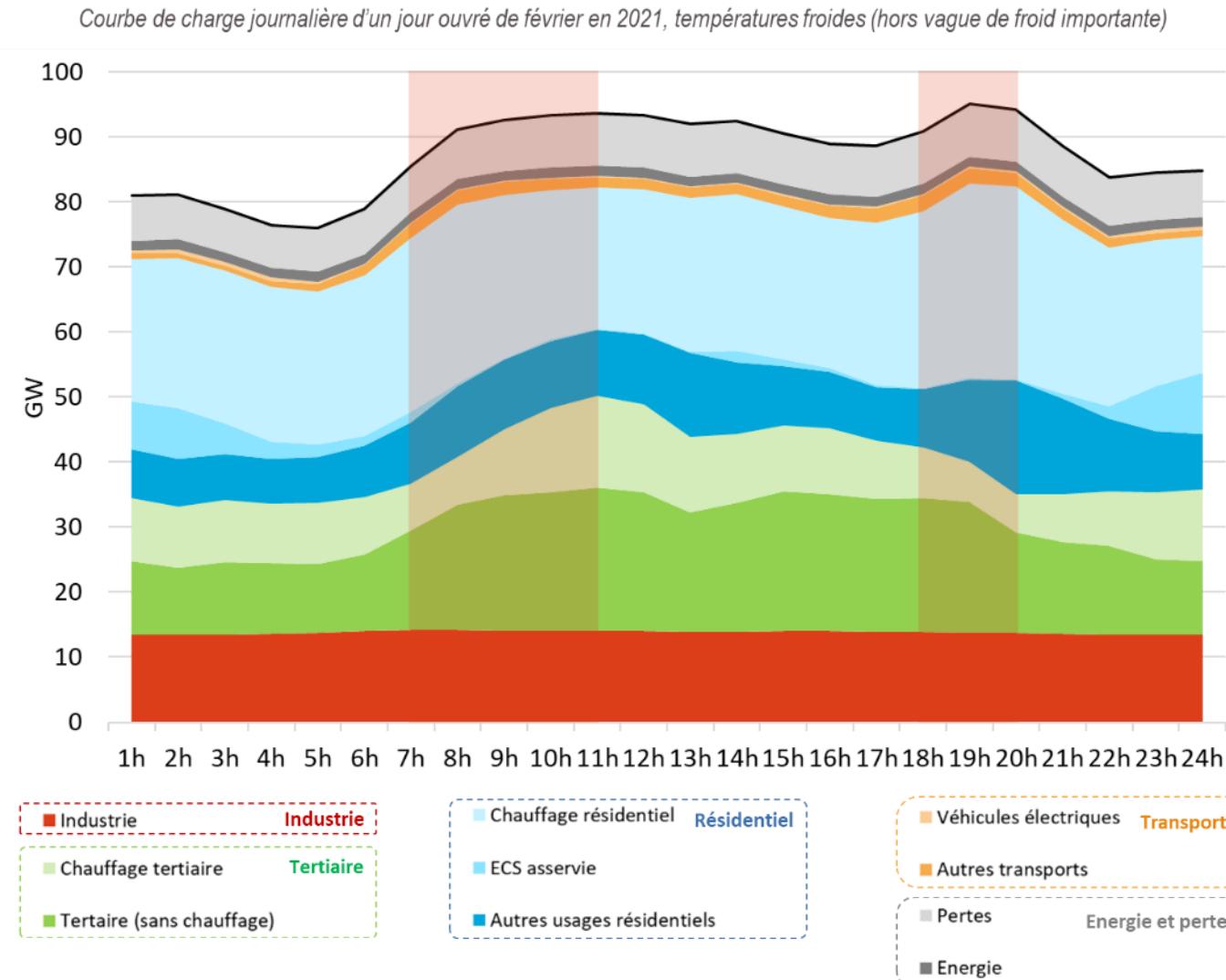


Un potentiel technique
avéré et massif

La consommation d'électricité française est en grande partie structurée par les consommations dans les bâtiments résidentiels et tertiaires



Répartition de la Consommation électrique
par secteur en France, en 2019



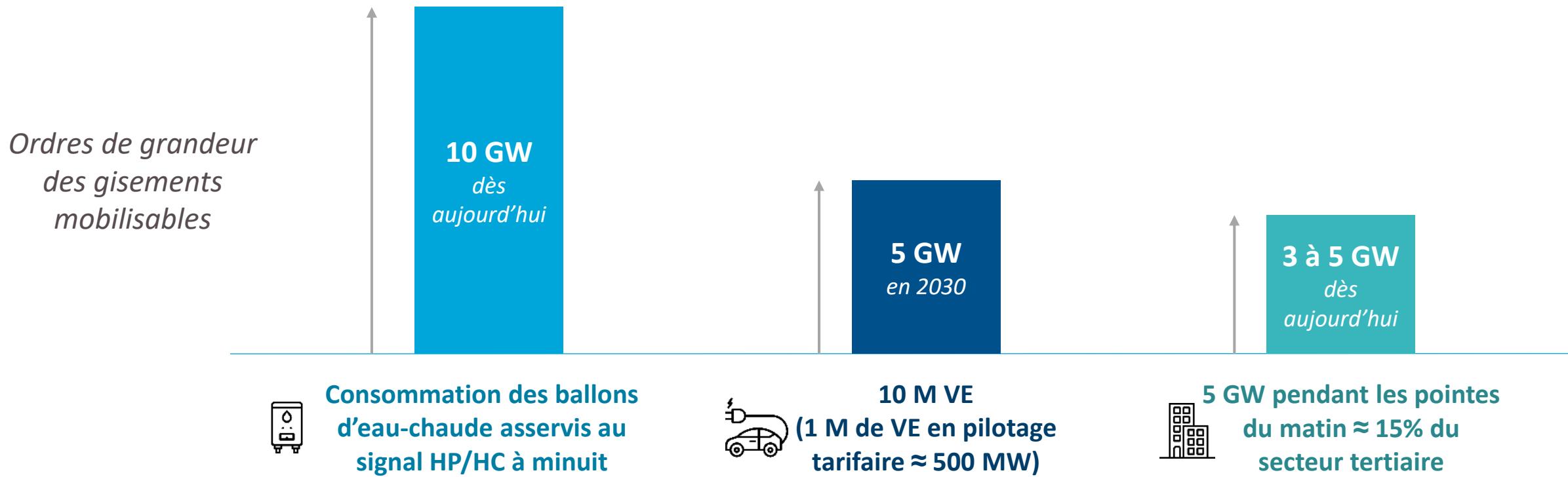


Un potentiel technique
avéré et massif

Les gisements de consommation décalable existent déjà

En 2024, la puissance EnR écrêtée en moyenne était de l'ordre de 5 GW, notamment liée aux arrêts de parcs bénéficiant du complément de rémunération.

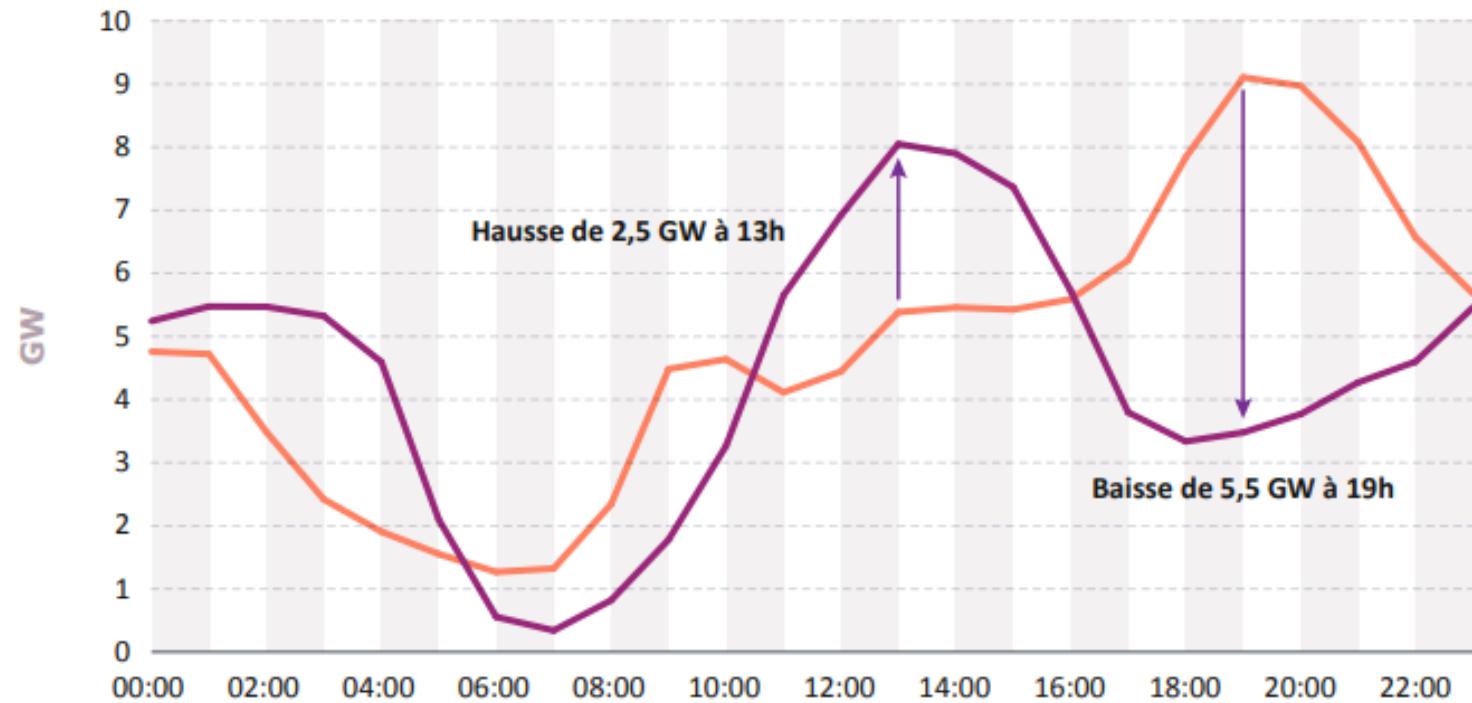
Or, il existe un gisement de plusieurs GW de consommation décalable et modulable :





Le pilotage de la consommation des véhicules électriques, un des leviers de flexibilité majeurs à l'avenir

Figure 12.56 Profils de recharge pour l'ensemble des véhicules électriques, pour un jour ouvré moyen, à horizon 2035 dans une situation sans pilotage de la recharge et dans une situation de pilotage de référence



**18 millions de VE
légers en 2035**

dans le scénario
référence du Bilan
prévisionnel

— Pilotage de référence
— Sans pilotage

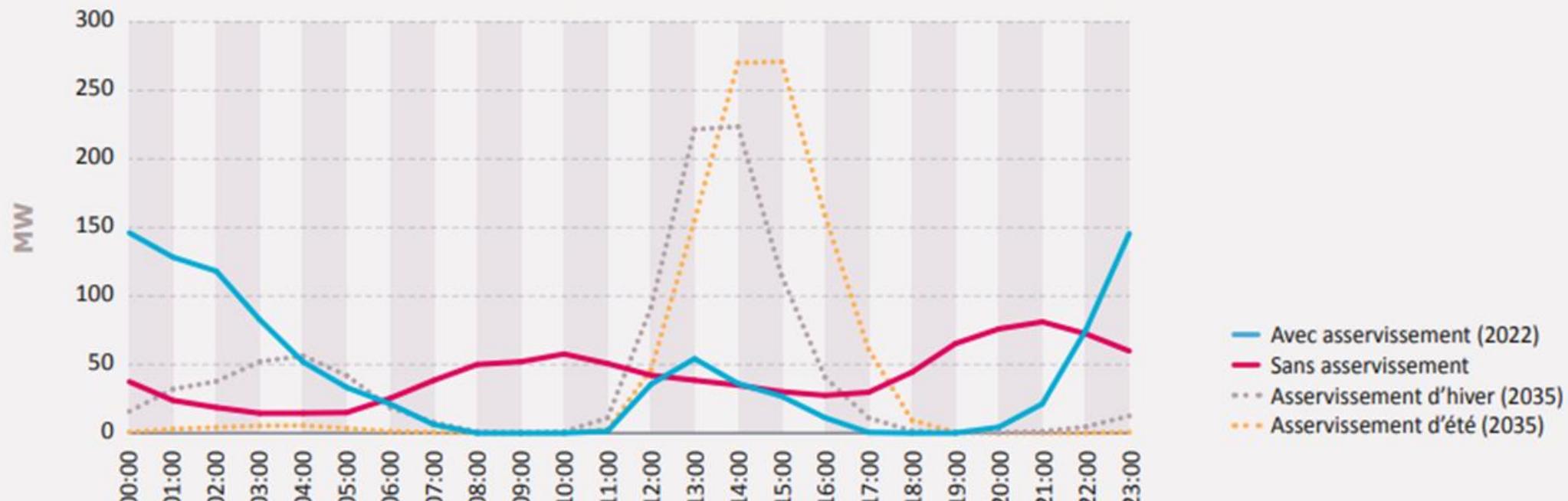
Source : RTE, Bilan prévisionnel 2023, Chapitre 12 - Mobilité



La programmation des chauffe-eaux au meilleur moment : un levier puissant et d'ores et déjà disponible

Figure 2.48

Profil normé²⁴ de consommation pour l'eau chaude sanitaire selon le mode d'asservissement (en pointillé un nouveau profil de pilotage optimisé pour le système de 2035 dans le scénario «A - référence»)





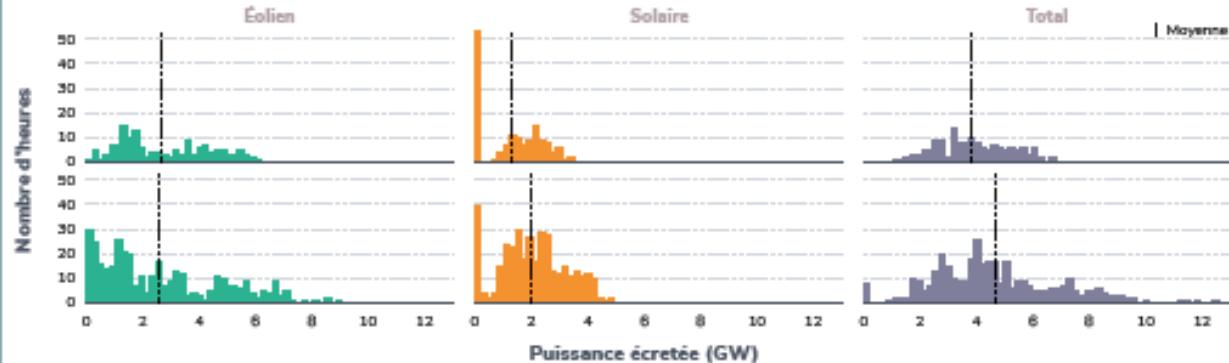
Un potentiel technique
avéré et massif

Ces puissances sont comparables aux puissances écrêtées sur les EnR lors des épisodes de prix négatifs

Les écrêtements d'EnR atteignent 6 GW en moyenne lors des épisodes de prix négatifs, avec un maximum à 12

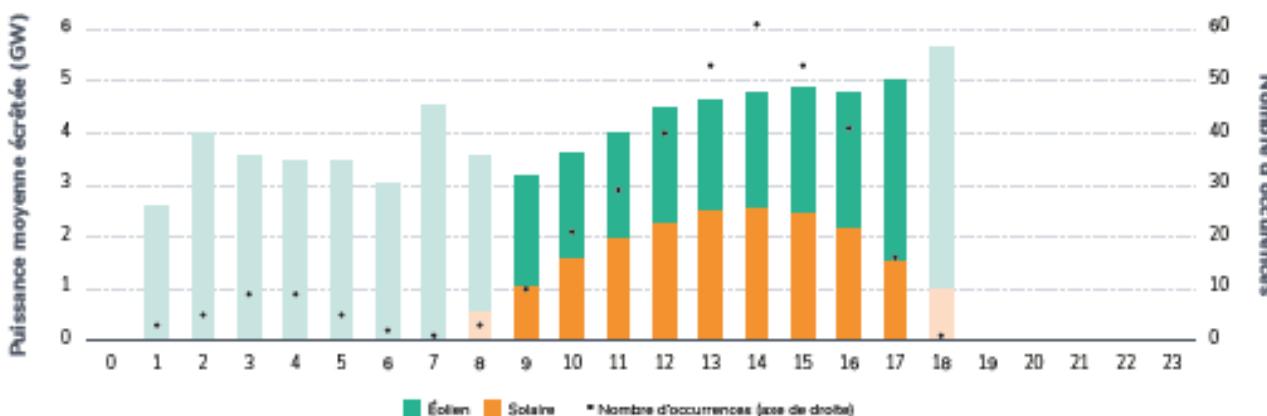
Le bon positionnement de la consommation supprimerait bon nombre de ces épisodes et limiterait le besoin de modulation du nucléaire le reste du temps

Figure 7.12 : Distribution des puissances éoliennes et solaires écrêtées lors des heures à prix spot négatifs en 2023 et 2024
Estimations réalisées par RTE



Lecture du graphique : Ce graphique montre la distribution des puissances écrêtées (en GW) lors des heures à prix spot négatif, sur les années 2023 et 2024 pour la filière éolienne, solaire et pour la somme des deux. Pour chaque niveau de puissance écrétée, par tranche de 200 MW, les barres indiquent le nombre d'heures où un tel niveau de puissance a été écrété. Pour le solaire, il existe un grand nombre d'heures où la puissance écrétée était nulle lors d'un épisode de prix négatif : elles correspondent principalement à des épisodes ayant eu lieu la nuit.

Figure 7.13 : Puissances moyennes éolienne et solaire écrêtées et nombre d'occurrences par heure à prix spot négatifs en 2024
Estimations réalisées par RTE



Lecture du graphique : En 2024, il y a eu 53 occurrences de prix négatif à 15 h (c'est-à-dire entre 15 h et 16 h). La puissance moyenne écrétée à cette heure-là était légèrement inférieure à 5 GW au total, répartie à parts égales entre éolien et solaire. Les barres plus claires présentent les résultats pour lesquels le nombre d'occurrences est trop faible pour qu'ils soient significatifs.

4. Techniquelement cela fonctionne

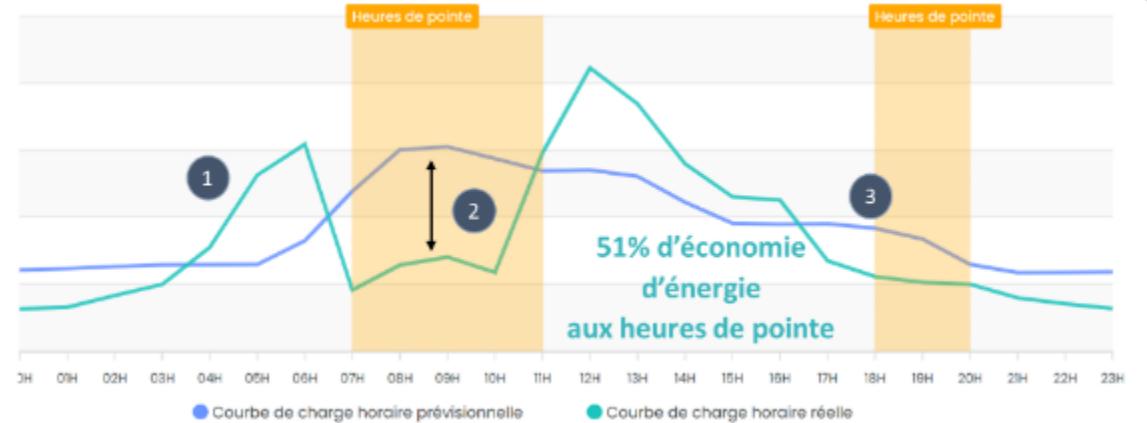


Il s'agit de rapprocher deux mondes : celui de la gestion technique et énergétique du bâtiment et celui des achats d'énergie

écowatt

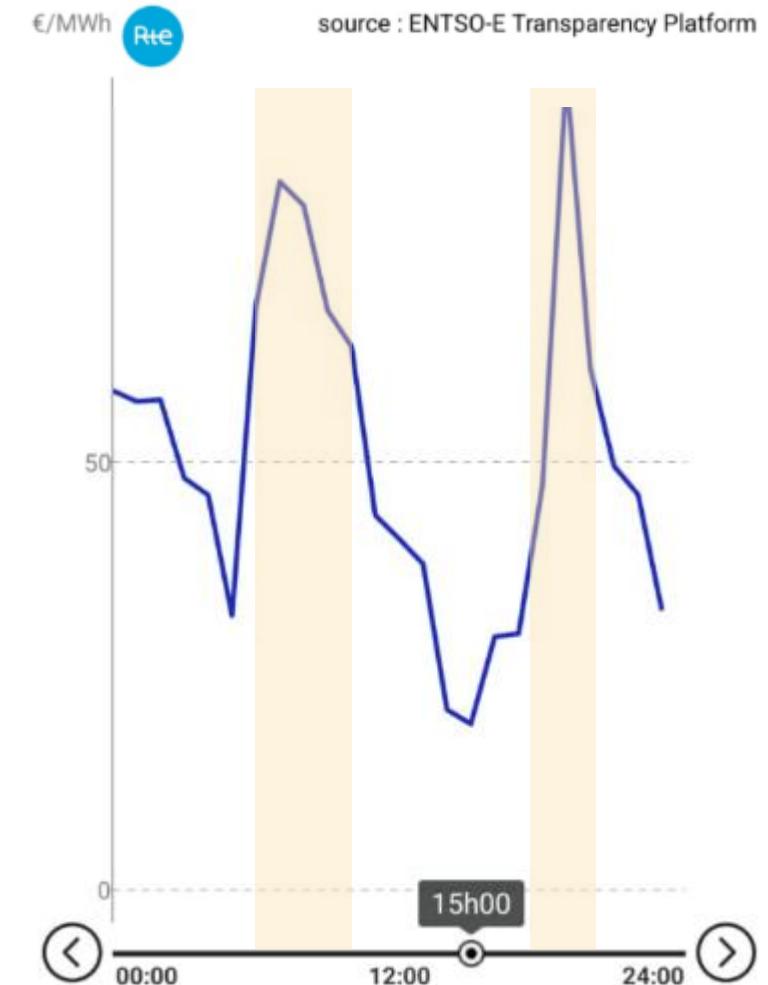
Actions réalisées :

- 1 Anticipation du chauffage
- 2 Baisse du chauffage et alternance des centrales de traitement d'air
- 3 Passage en « réduit de nuit » du chauffage et de la ventilation



Rapprocher les prix de la gestion technique des usages,
pour un système gagnant-gagnant-gagnant :

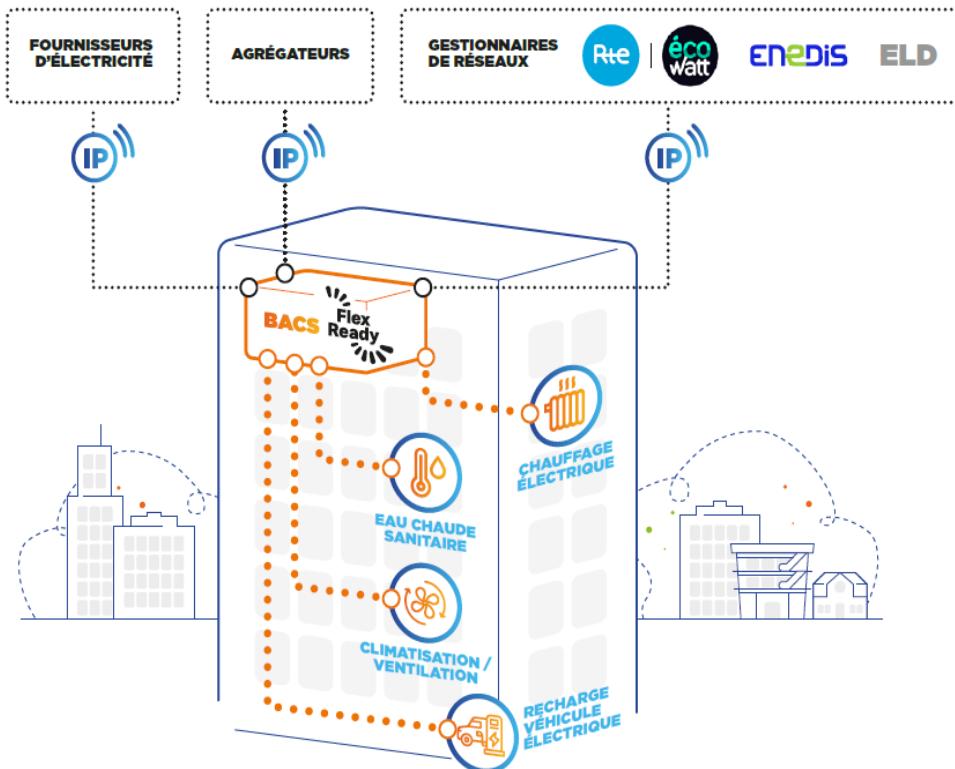
Plus décarboné, plus sûr et moins cher
à confort inchangé pour le consommateur



Flex Ready : la marque qui optimise le décalage des consommations et les factures dans le tertiaire



Les BACS Flex Ready permettent la communication entre les bâtiments et le système électrique.
Cinq informations à échanger nécessaires et suffisantes aux cas d'usage du secteur tertiaire



- 1 La puissance maximum instantanée (en kW)**
Réception-émission
- 2 Le prix de l'électricité (en €/kWh)**
Réception
- 3 La puissance souscrite (en kVA)**
Réception
- 4 L'empreinte carbone de l'électricité (en t_{éq.} CO₂/kWh)**
Réception
- 5 L'horloge : au pas de temps (15 min minimum)**
Réception-émission



Opportunité des flexibilités
de la consommation

Un baromètre pour rendre compte du développement et de l'efficacité des flexibilités de consommation



Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité

Suivi du plan de passage à l'échelle des flexibilités

16 octobre 2024



En ligne sur les sites des partenaires :



5

Des axes de travail pour aujourd'hui et demain



1. Les conditions d'approvisionnement des fournisseurs sur les marchés à terme

L'approvisionnement des fournisseurs (via les marchés à terme en produits *peakload*) ne reflète pas la différence des coûts de production entre les heures de pointe et les heures creuses où l'électricité bas-carbone est abondante

2. Les offres de fourniture et les offres des agrégateurs pour inciter à la flexibilité doivent se développer

Il s'agit à la fois de promouvoir et de massifier les offres de fourniture incitant à consommer aux meilleurs moments : de manière régulière et structurelle (heures pleines / creuses, jours ouvrés / non ouvrés) et des offres de flexibilités dynamiques de tous les types (jours de pointe, optimisation quotidienne) liées à l'offre de fourniture ou non

3. Passage à l'échelle du pilotage des bâtiments résidentiels, tertiaires et de l'industrie

Notamment, dans le tertiaire, généraliser la marque collective FlexReady pour faciliter le pilotage des usages et les échanges avec le système électrique.

4. L'opportunité de la flexibilité doit être connue du plus grand nombre

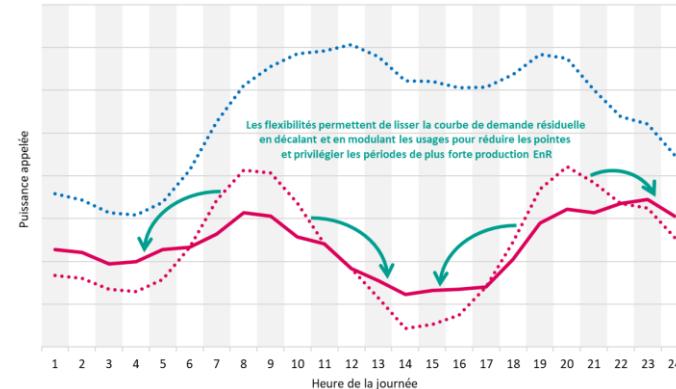
Faire connaître au grand public les opportunités liées à la flexibilité, en particulier dans le tertiaire et le résidentiel



Pour les consommateurs, deux options possibles...

1

Négocier **des prix différenciés** suivant les heures et les jours pour que les gestionnaires des bâtiments ou équipements locaux puissent optimiser les consommations en générant un gain sur les factures



Gain sur les factures

2

Négocier un prix optimisé en partageant avec les fournisseurs **2 courbes de charge** :

Une courbe de charge « **naturelle** », permettant de valoriser la courbe de charge de référence

Courbe de charge « **modulée** » permettant de quantifier les modifications de consommation et de valoriser la courbe de charge résultante



Identification du meilleur **prix moyen** pour profiter des périodes de tarifs plus avantageux



Pour construire des offres de fourniture favorables à ces besoins de flexibilités, il faut lever les freins à l'amont et à l'aval

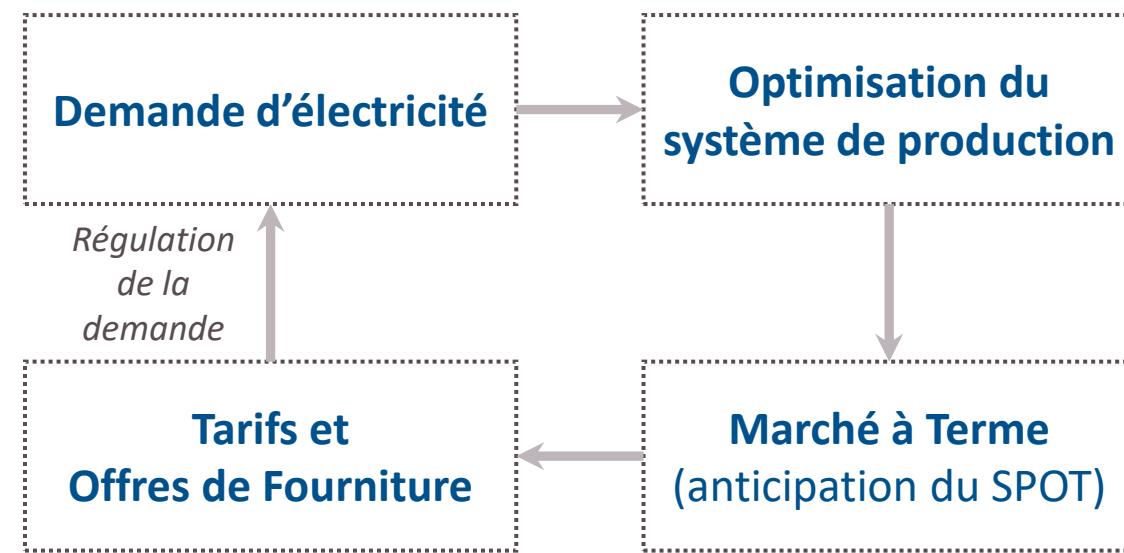
Deux types de freins semblent exister : sur les conditions d'approvisionnement des fournisseurs et sur l'incitation donnée aux consommateurs pour valoriser leur flexibilité



Les consommateurs veulent des tarifs simples et fixes...

... sans réaliser que cela les prive d'un levier de baisse de facture

Ne pas confondre prix fixes au sens prévisibles et prix unique sur l'année



L'approvisionnement des fournisseurs

(notamment via les marchés à terme en peak / off-peak et l'ARENH)
ne reflète pas la différence des coûts de production entre les heures de pointe et les heures creuses où l'électricité bas-carbone est abondante

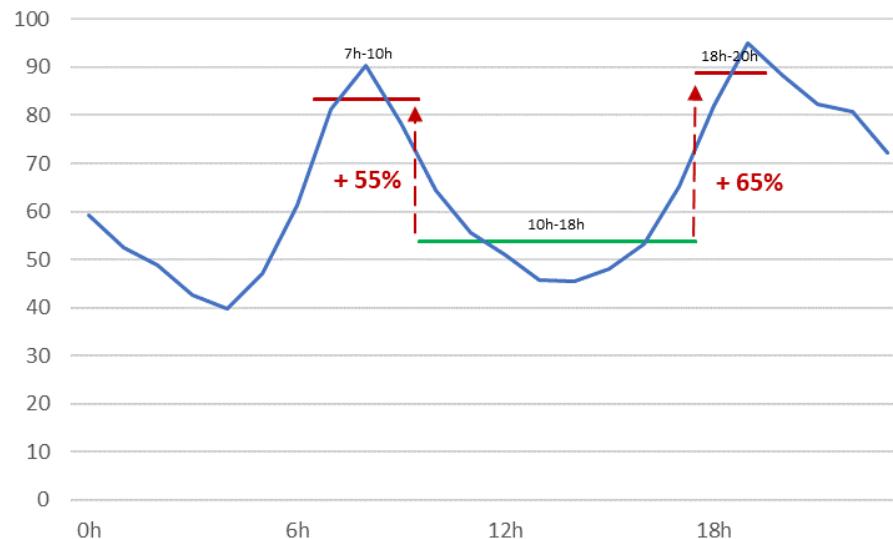
Zoom secteur tertiaire :

- Majorité de tarifs à prix unique (estimation : 2/3 des offres souscrites)
- Ceux qui contractualisent ne sont pas ceux qui gèrent les bâtiments : aucun lien entre évolution de la gestion et baisse de la facture
- Moins d'incitation au suivi de la puissance souscrite que par le passé



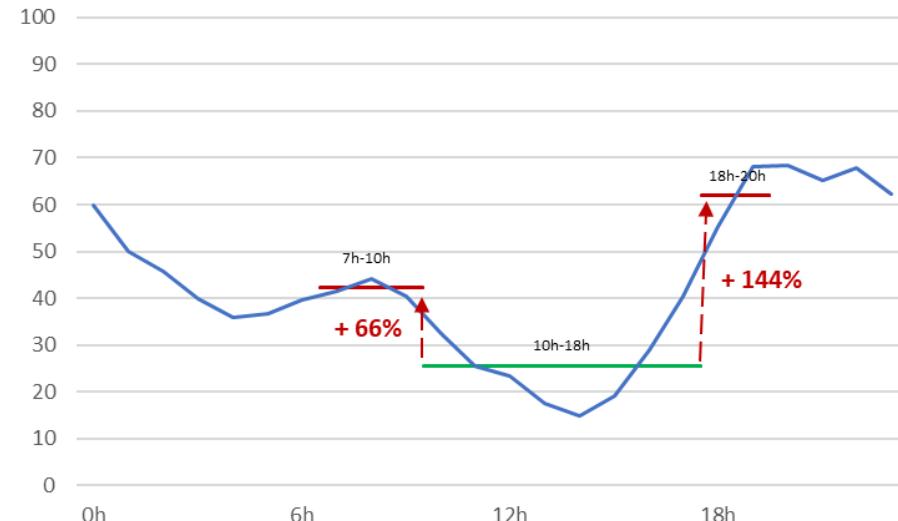
La définition des produits « pointe » sur les marchés à terme n'encourage pas les offres de flexibilité régulière

Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, les jours ouvrés



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 63,82 €/MWh
Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 64,60 €/MWh

Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, le week-end



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 42,64 €/MWh
Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 34,20 €/MWh

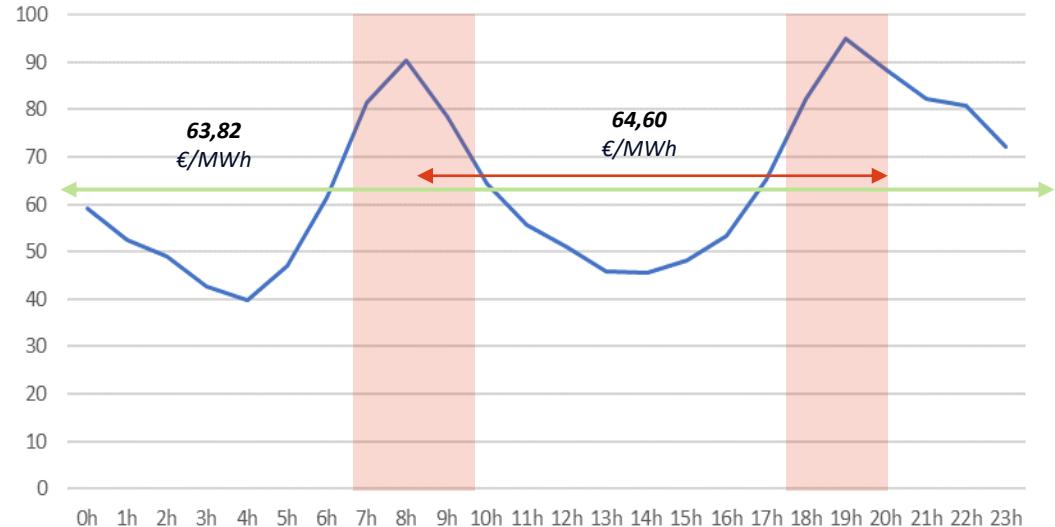
Une évolution est souhaitable avec par exemple des produits de marchés à terme « pointe matin », « pointe soir » et « creux solaire »



La définition des produits « pointe » sur les marchés à terme n'est plus pertinente

Une évolution vers quatre ou cinq plages horaires est souhaitable

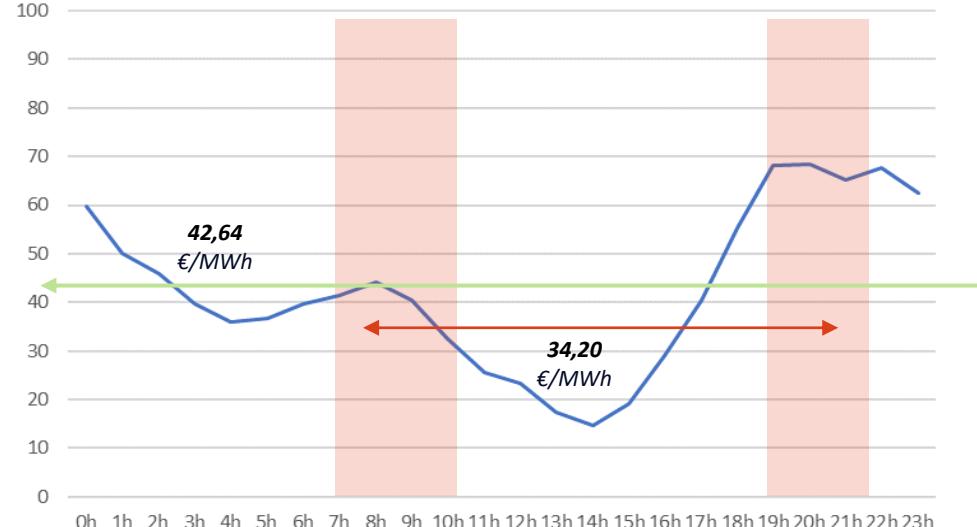
Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, les jours ouvrés



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 63,82 €/MWh

Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 64,60 €/MWh

Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, le week-end



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 42,64 €/MWh

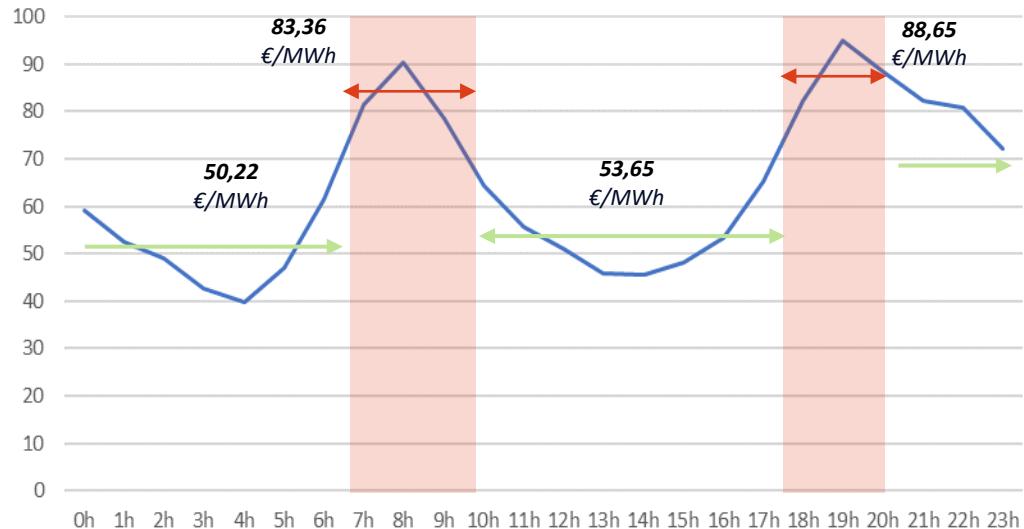
Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 34,20 €/MWh



La définition des produits « pointe » sur les marchés à terme n'est plus pertinente

Une évolution vers quatre ou cinq plages horaires est souhaitable

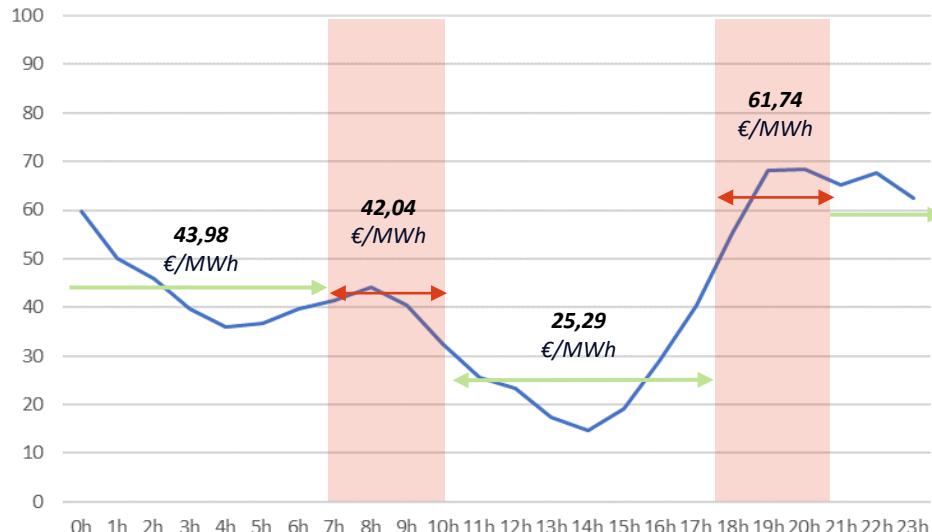
Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, les jours ouvrés



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 63,82 €/MWh

Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 64,60 €/MWh

Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, le week-end



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 42,64 €/MWh

Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 34,20 €/MWh

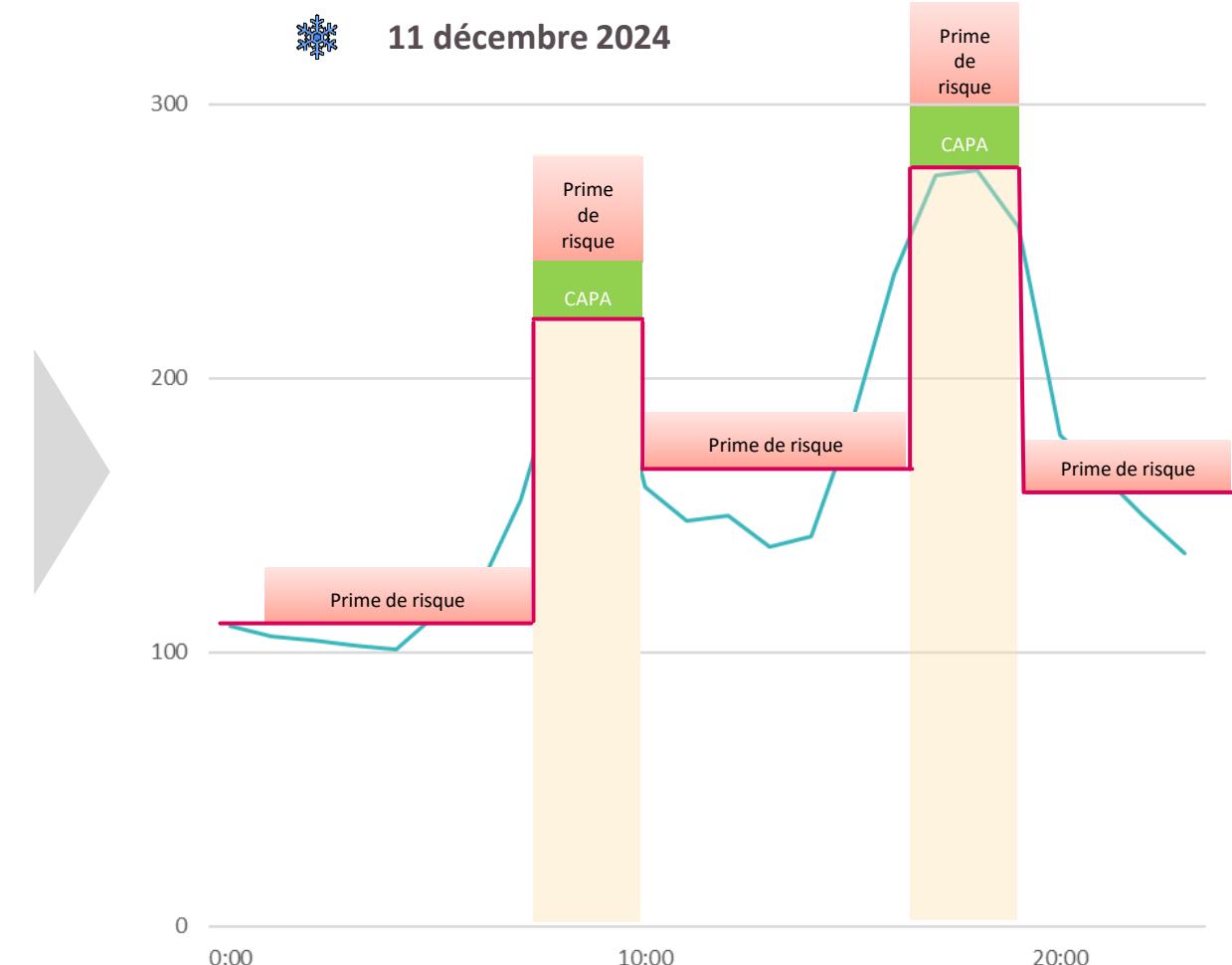


Prime de risque et Mécanisme de Capacité renforcent l'intérêt de prix à terme recentrés sur les vraies pointes

Les principaux risques de sécurité d'approvisionnement sont concentrés sur des pointes courtes :

7h-10h et 18h-20h

Et la variabilité des prix du fait des aléas de production renouvelable y est également plus importante





Le réseau
de transport
d'électricité

Merci !



Zoom : Moyenne des prix spot par mois, les jours ouvrés en 2024

Janvier 2024



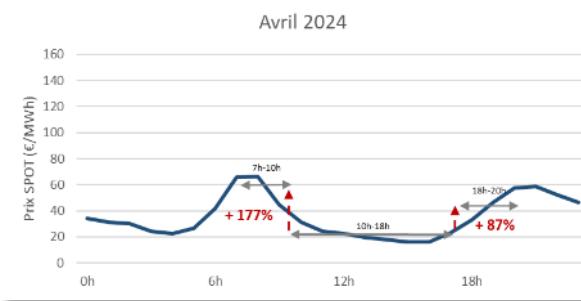
Février 2024



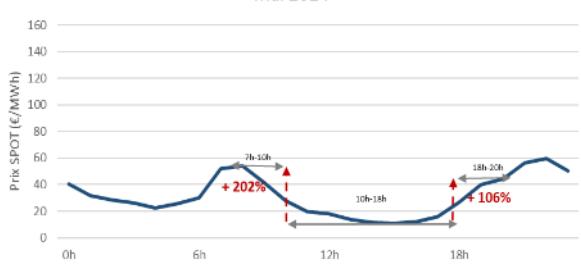
Mars 2024



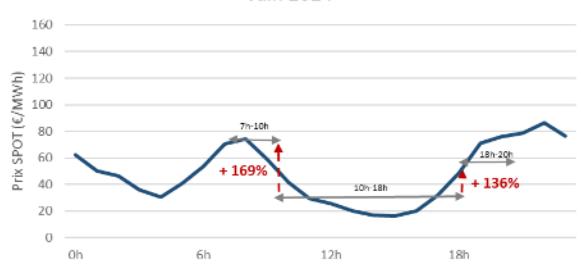
Avril 2024



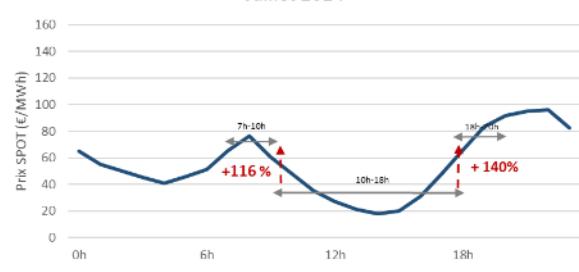
Mai 2024



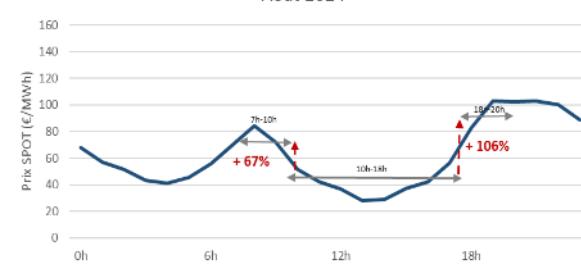
Juin 2024



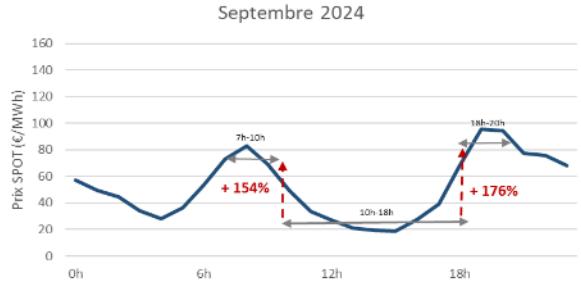
Juillet 2024



Aout 2024



Septembre 2024



Octobre 2024



Novembre 2024



Décembre 2024

