



DU. Financial
Engineering



Marchés de l'électricité

Olivier Féron

1. Physique du système électrique

1.1 Le monde de l'électricité

1.2 Caractéristiques de l'électricité

2. Fonctionnement des marchés de l'électricité

2.1 Marché Spot

2.2 Marchés infra-journaliers

2.3 Marché à terme

1. Physique du système électrique

2. Fonctionnement des marchés de l'électricité

1. Physique du système électrique

1.1 Le monde de l'électricité

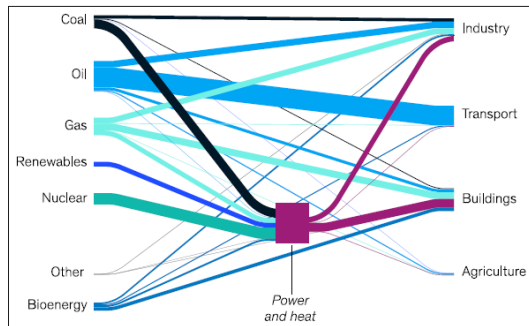
1.2 Caractéristiques de l'électricité

2. Fonctionnement des marchés de l'électricité

Transition énergétique et électrification

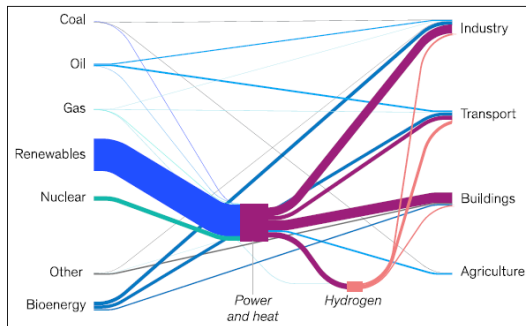
La décarbonation de l'économie mondiale repose en grande partie sur une électrification massive des usages.

Figure: 2017



Source: McKinsey (2023, Exhibit 6B, page 12).

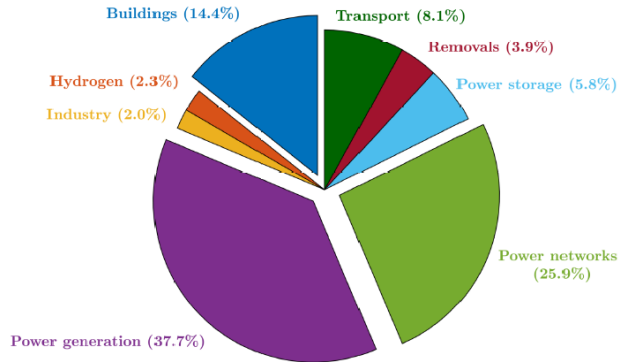
Figure: 2050



Source: McKinsey (2023, Exhibit 6B, page 12).

Besoin d'investissements dans la transition énergétique

Figure: Net zero capital investments



- La transition vers une économie neutre en carbone nécessite des investissements massifs.
- Selon le rapport McKinsey (2022), atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 nécessiterait environ 3.5 trillions de dollars par an d'investissements .
- 70% des investissement dans l'électrification, 26% dans les réseaux

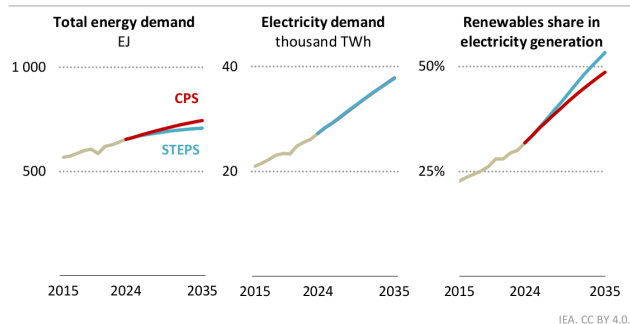
Tendances mondiales du système énergétique



Source : *World Energy Outlook 2025*, Agence Internationale de l'Énergie (AIE)

Croissance de la demande d'énergie

Figure 1.1 ► Total energy demand, electricity demand, and renewables in electricity generation by scenario, 2015-2035



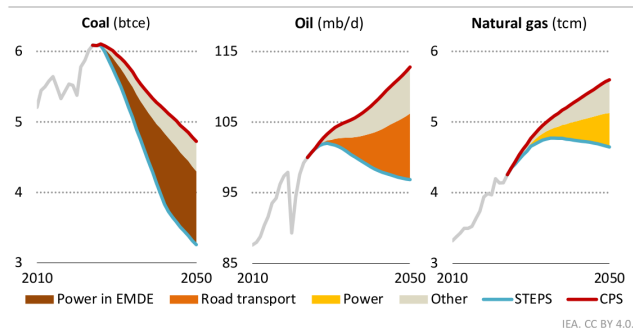
*Electricity demand outpaces total energy demand growth by a wide margin;
renewables account for an increasing share of surging electricity demand*

Note: EJ = exajoule; TWh = terawatt-hour. CPS = Current Policies Scenario; STEPS = Stated Policies Scenario.

- **Croissance de la demande énergétique mondiale**
- **Rôle principal des économies émergentes** (Inde, Asie du Sud-Est).
- **Croissance de la demande d'électricité** de 40%, portée par :
 - l'électrification des usages,
 - les besoins du numérique,
 - le développement des centres de données.
- **Développement des renouvelables**

Évolution de la demande d'énergies fossiles

Figure 1.2 ► Demand for coal, oil and gas by major driver and scenario, 2010-2050



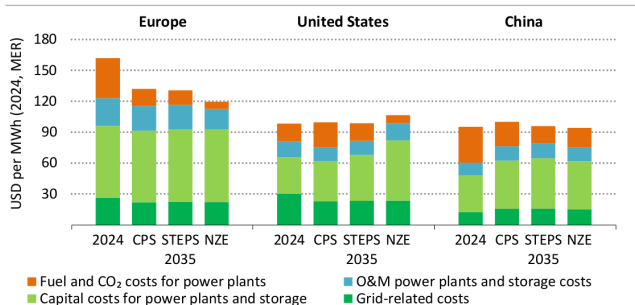
Coal and oil demand peak by 2030 in the STEPS; growth is higher in the CPS due to slower uptake of technologies such as renewables and EVs

Note: btce = billion tonnes of coal equivalent; mb/d = million barrels per day; tcm = trillion cubic metres. EMDE = emerging market and developing economies; CPS = Current Policies Scenario; STEPS = Stated Policies Scenario.

- **Charbon** La demande mondiale de charbon devrait diminuer au cours de la décennie en raison du développement des énergies renouvelables.
- **Pétrole** La trajectoire de la demande dépend fortement du secteur des transports et du développement des véhicules électriques.
- **Gaz naturel** La production d'électricité constitue un moteur important de la demande de gaz, en particulier dans les systèmes électriques en transition.

Transformation de la structure des coûts du système électrique

Figure 1.14 ► Average electricity system cost by component and scenario in Europe, the United States and China, 2024-2035



IEA. CC BY 4.0.

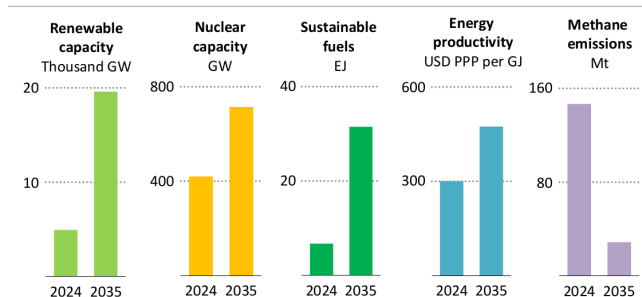
The transformation of electricity systems entails a shift in cost structure, from fuel and operational expenses towards upfront investments in clean technologies and infrastructure

Notes: MWh = megawatt-hour; MER = market exchange rate; O&M = operation and maintenance. CPS = Current Policies Scenario; STEPS = Stated Policies Scenario; NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario. Grid-related costs include capital recovery costs for electricity transmission and distribution systems and grid operation and maintenance costs.

- **Transformation des coûts** Le système électrique évolue d'un modèle dominé par les coûts de combustible vers un modèle dominé par les investissements.
- **Investissements massifs** La croissance de la demande nécessite des investissements importants dans :
 - les réseaux électriques,
 - les capacités de production renouvelables,
 - les solutions de stockage.
- **Pressions sur les prix** Les coûts du carbone, les tensions sur les chaînes d'approvisionnement et les prix des combustibles influencent les prix de l'électricité.

Objectifs climatiques et scénario Net Zero

Figure 1.7 ► Key indicators of energy transitions in the NZE Scenario, 2024-2035



IEA. CC BY 4.0.

Scaling up low-emissions electricity generation, improving energy efficiency and reducing emissions of methane are critical actions to get back on track

Notes: GW = gigawatt; EJ = exajoule; PPP = purchasing power parity; GJ = gigajoule; Mt = million tonnes. Sustainable fuels include liquid biofuels, biogases, low-emissions hydrogen and hydrogen-based fuels, including hydrogen produced and consumed onsite.

► Écart avec les objectifs climatiques

Les trajectoires actuelles restent insuffisantes pour atteindre les objectifs climatiques internationaux.

► Développement des renouvelables

Les capacités renouvelables augmentent rapidement dans le monde.

► Efficacité énergétique

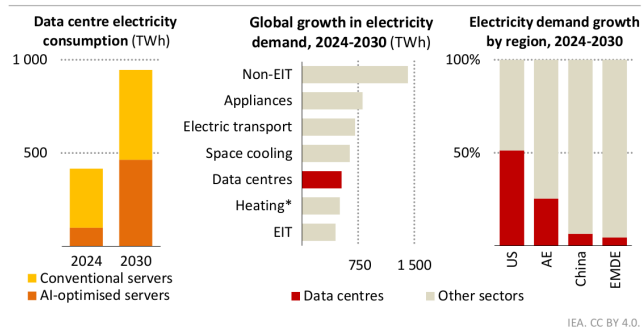
Les gains d'efficacité énergétique sont essentiels pour réduire les émissions.

► Rôle de l'électrification

L'électrification des usages (transport, chauffage) constitue un levier majeur de décarbonation.

Focus : centres de données et intelligence artificielle

Figure 1.16 ► Electricity consumption in data centres by server type, and global and regional electricity demand in the STEPS, 2024-2030



Even as electricity consumption from AI-optimised servers surges, data centres remain just one of the many sources of electricity demand growth in most economies

*Space and water heating in buildings.

Note: TWh = terawatt-hour; AI = artificial intelligence; EIT = energy-intensive industry; US = United States; AE = advanced economies; EMDE = emerging market and developing economies.

- **Investissements** Les investissements mondiaux dans les centres de données atteignent environ 580 milliards de dollars en 2025.
- **Demande d'électricité** La consommation d'électricité liée aux serveurs d'IA pourrait être multipliée par cinq d'ici 2030.
- **Concentration géographique** Les États-Unis, la Chine et l'Europe représentent plus de 80% des capacités mondiales de centres de données.

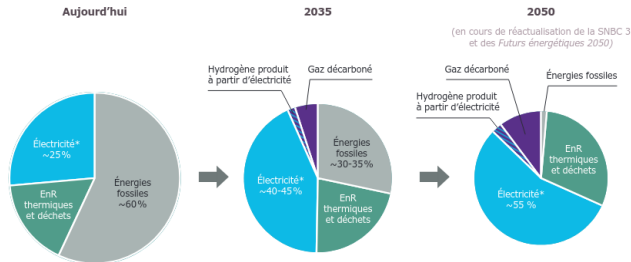
Mix énergétique et système électrique français



Source : *Bilan prévisionnel 2025*, RTE

Consommation d'énergie en France

Figure 2 Évolution de la part des différentes énergies dans la consommation finale



* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)

- La consommation d'électricité pourrait augmenter d'environ 135 TWh sur les dix prochaines années.
- Cette hausse s'explique notamment par :
 - l'électrification des usages,
 - la réindustrialisation,
 - le développement des centres de données.
- Les gains d'efficacité énergétique devraient réduire les importations de combustibles fossiles.

Un mix français déjà décarboné

Comparison between electricity generation
and generation CO2 intensity
01-01-2025 to 01-01-2026

Thomas Auriel - CC BY-SA
Source: ENTSO-E, IPCC 2014

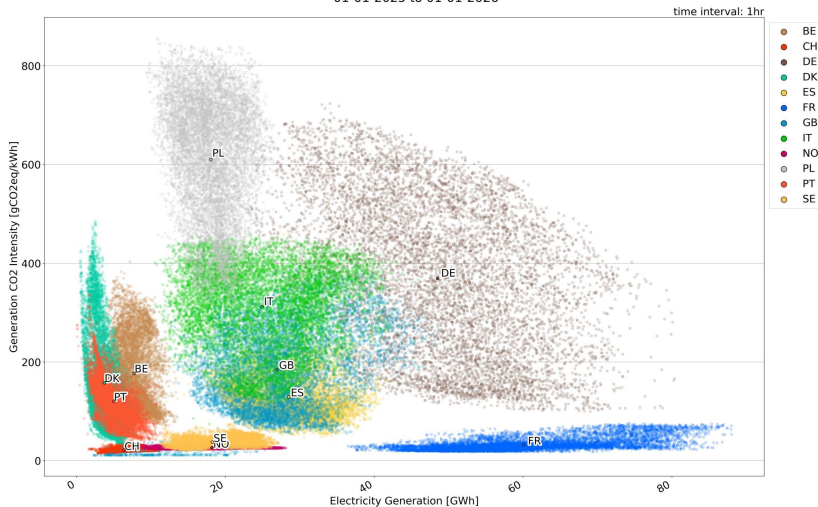
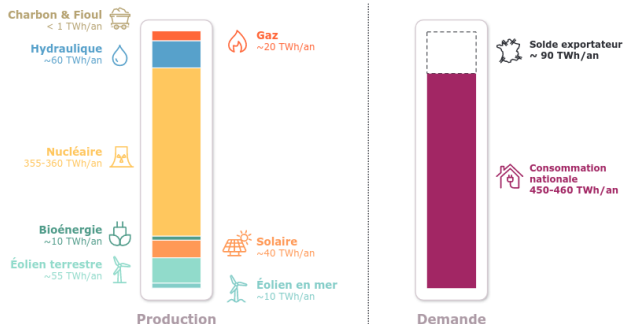


Figure 9 Bilan énergétique du système électrique français anticipé sur l'horizon 2026-2027



- La production électrique française est très majoritairement bas carbone (environ 95%).
- La production renouvelable devrait continuer de croître :
 - développement de l'éolien,
 - croissance du solaire.
- La France dispose d'une capacité d'exportation importante grâce à son parc nucléaire.

Stratégie de décarbonation reposant sur 4 leviers



Consommation d'énergie :
électrification rapide des usages
complétée d'une bascule vers
d'autres vecteurs énergétiques



Accroissement de la production
d'électricité bas-carbone



Développement des réseaux
de transport et de distribution
d'électricité



Poursuite des efforts d'efficacité
énergétique et de sobriété



Bénéfices induits par ces choix stratégiques en 2035



Part des fossiles dans la consommation
d'énergie française en 2035 : **~30-35 %**
(versus ~60 % aujourd'hui)



Part de l'électricité dans la consommation
d'énergie française en 2035 : **~40-45 %**
(versus 26 % en 2024)



Imports d'énergies fossiles en 2035 :
- 500 TWh (par rapport à 2024)

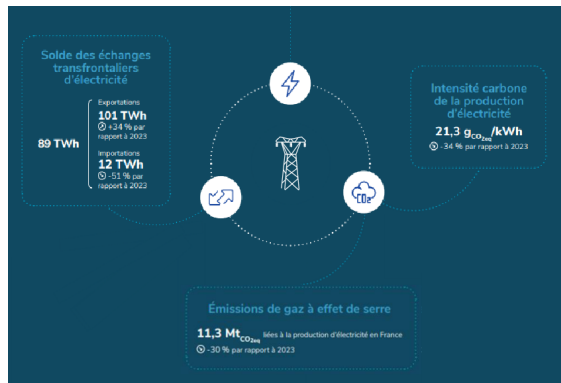
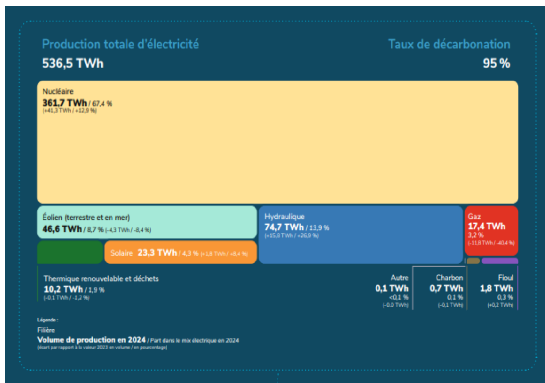


Émissions de CO₂ en 2035 : **~210 MtCO₂**
(-60 % des émissions brutes par rapport à 1990)

*Réduction des
dépendances
stratégiques
du pays*

- ▶ **Tension** : en Volt (V), mesure la différence de potentiel électrique entre deux points d'un circuit électrique. Elle représente la force ou l'énergie par unité de charge qui permet de faire circuler un courant électrique dans un conducteur. En termes plus simples, la tension est la « pression électrique » qui pousse les charges électriques à travers un circuit.
- ▶ **Intensité** : en Ampère (A), correspond au flux de charge électrique traversant un conducteur. L'intensité du courant mesure la vitesse à laquelle les charges électriques se déplacent dans le circuit.
- ▶ **Puissance** : en Watt (W), est le produit de la tension et de l'intensité (loi de Joule). Elle mesure la vitesse à laquelle l'énergie électrique est transférée ou convertie au cours du temps. En général, elle est exprimée en kW (1000 W), MW (1000 kW), GW (1000 MW).
- ▶ **Énergie** : en Watt $\times \Delta t$, est le produit de la puissance et du temps, couramment utilisé pour quantifier la quantité d'électricité consommée ou produite pendant un intervalle de temps Δt . En général, elle est exprimée en kWh (1000 Wh), MWh (1000 kWh), GWh (1000 MWh) ou TWh (1000 GWh).

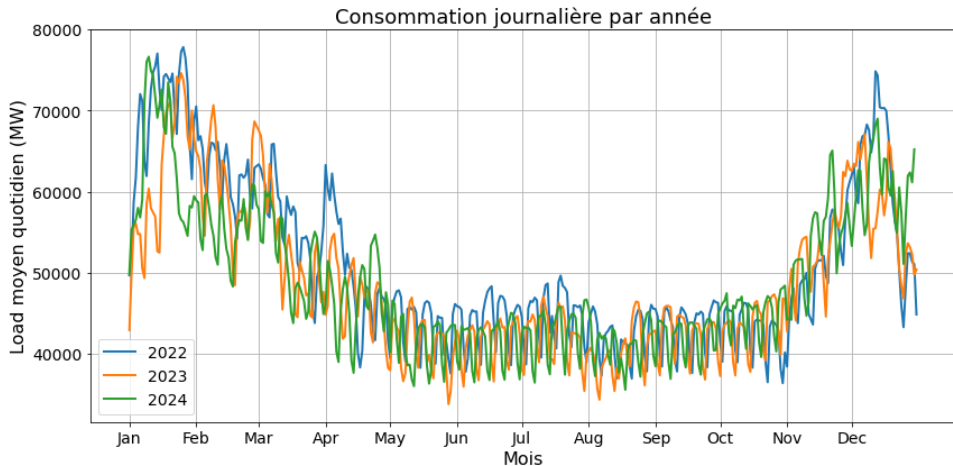
Comment ça fonctionne ? Retour sur 2024



Source : RTE, Données provisoires – janvier 2025

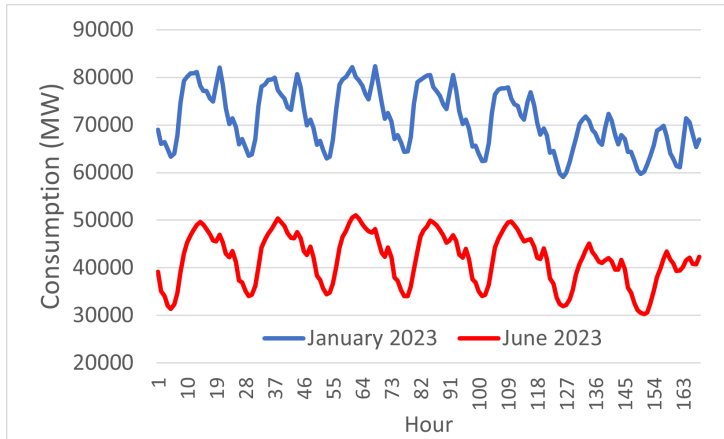
Consommation électrique

- Une saisonnalité très marquée



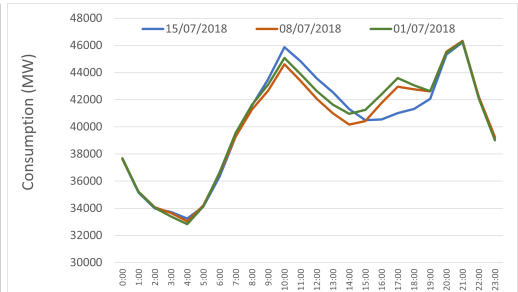
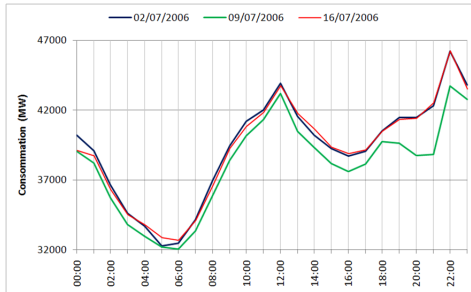
Consommation électrique

- Une saisonnalité très marquée

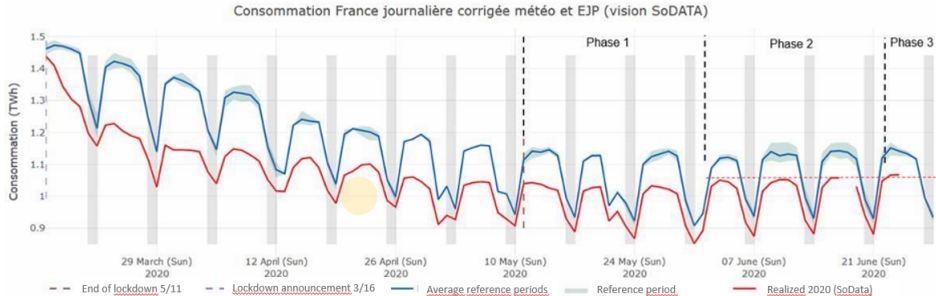


Consommation électrique

- Des événements très particuliers peuvent avoir un impact considérable sur la consommation...



- Des événements très particuliers peuvent avoir un impact considérable sur la consommation...



Caractéristiques

- ▶ Suit les tendances de l'activité économique (Production industrielle, *tea-time*, finale de coupe du monde...)
- ▶ Exhibe des formes de saisonnalité à plusieurs échelles : journalière, hebdomadaire, annuelle.
- ▶ Sensible aux variations climatiques

Facteurs influençant la consommation électrique au court terme

- ▶ *Température.* France : gradient de température pour des températures froides ≈ 1 GW par degré en-dessous d'un certain seuil.
- ▶ *Nébulosité.*
- ▶ *Calendrier.* Ruptures (Août, Noël), jours spéciaux.

Facteurs influençant la consommation électrique au long terme

- ▶ Usages. Appareils électroniques.
- ▶ Activité industrielle
- ▶ Croissance économique

1. Physique du système électrique

1.1 Le monde de l'électricité

1.2 Caractéristiques de l'électricité

2. Fonctionnement des marchés de l'électricité

Une commodité locale

- ▶ L'électricité est non stockable.
- ▶ Le transport doit satisfaire les lois de la physique.

Stockabilité

- ▶ Généralement, la capacité souscrite est supérieure à la capacité installée.
- ▶ Exemple en France : $\approx$ 250-300 GW de capacité souscrite de consommation vs 164.5 GW de capacité installée (30GW solaire, 24GW éolien, valeurs 2025).
- ▶ Actuellement le meilleur moyen de stockage en grand volume :

Stockabilité

- ▶ Généralement, la capacité souscrite est supérieure à la capacité installée.
- ▶ Exemple en France : $\approx 250\text{-}300$ GW de capacité souscrite de consommation vs 164.5 GW de capacité installée (30GW solaire, 24GW éolien, valeurs 2025).
- ▶ Actuellement le meilleur moyen de stockage en grand volume : les réservoirs hydrauliques.
- ▶ Taux de pompage limité ≈ 0.74 .



Equilibre constant



- ▶ Dans une zone donnée, à tout instant, il faut un équilibre parfait entre production et consommation...
- ▶ ... en considérant aussi les échanges avec les zones voisines connectées

Conséquences

- ▶ L'équilibre doit être préparé à l'avance
- ▶ Des prévisions de l'équilibre sont nécessaires, ainsi qu'une bonne estimation des incertitudes

Sur le court terme (prochaines heures)

- ▶ Un excès de demande par rapport à la production est, dans un premier temps, résolu par une baisse de fréquence...
- ▶ ... si cela ne suffit pas, peut causer des **blackouts**.
 - ▶ Janvier 2023 : Pakistan, 230 millions de personnes
 - ▶ Février 2021 : Texas, 4.5 millions de foyers et entreprises (**80–130 Md\$**)
 - ▶ Janvier 2021 : Espagne / Portugal, plusieurs millions (**100 M€**)
 - ▶ Juillet 2012 : Inde, 620 millions de personnes
 - ▶ Septembre 2003 : Italie, 56 millions de personnes
- ▶ ⇒ Minute par minute, l'équilibre temps réel doit se faire entre production et consommation
- ▶ Le transporteur (TSO) est responsable de la sécurité du système
- ▶ Il gère les incertitudes via des **réserves système**

Réserves opérationnelles

- ▶ Une réserve opérationnelle est une génération qui peut être mobilisée avec un préavis à court terme.
- ▶ Les réserves opérationnelles varient en fonction du temps de réponse. Trois types de réserves :
 - ▶ réserve primaire (FCR) : temps de réponse $\leq 30s$. Dispositifs automatiques. Environ 600 MW en France.
 - ▶ réserve secondaire (aFRR) : temps de réponse $\leq 15mn$. Automatique. Environ 500 à 1000 MW en France.
 - ▶ réserve tertiaire (mFRR et RR) : temps de réponse $\leq 15mn$ à 2h. Manuelle. Environ 3000 MW en France.
- ▶ Le volume de chaque réserve peut varier en fonction de la nature des incertitudes sur un système électrique particulier.
- ▶ Elles ont tendance à croître en $\sqrt{T}$, où T est le temps de mobilisation.

Gestion de l'équilibre production/consommation (3/4)

Synthèse des réserves

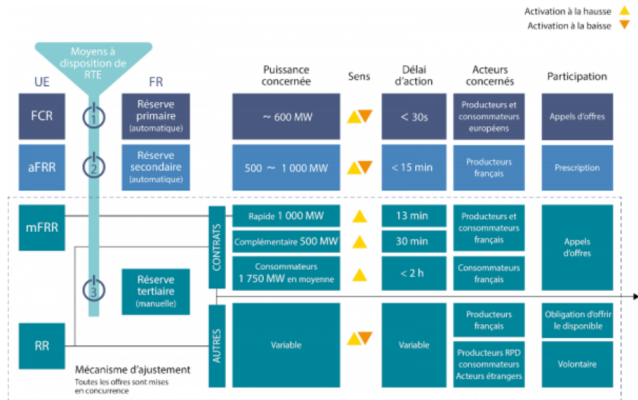


FIGURE – Source CRE :

<https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>

Sur le moyen terme

- ▶ Analyse de fiabilité : y a-t-il assez de capacité pour répondre à la demande dans les prochains mois avec une probabilité faible de défaut ?
- ▶ Moyens : changement des planning de maintenance des centrales de production, achat sur les marchés, gestion automatique de la consommation (incitations)

Sur le long terme

- ▶ Construire de nouveaux moyens de production pour pallier une demande croissante.
- ▶ Gestion de la consommation.
- ▶ Tarifications adaptées.

Remarque

- ▶ Le transport d'électricité satisfait les lois de Kirchhoff.
- ▶ L'intensité à chaque nœud du réseau est égale à zéro.

Conséquences

- ▶ Dans un réseau maillé d'électricité, l'énergie va d'un point à un autre en utilisant tous les chemins disponibles
- ▶ $\Rightarrow$ Interférence de flux d'électricité.

Interférence entre flux commerciaux et flux physiques

Situation

Un producteur d'électricité G1 a un client au nœud C dont la consommation est de 180 MW, alors que le producteur G2 a aussi un client au nœud C dont la consommation est de 90 MW. Chaque producteur a assez de capacité de production.

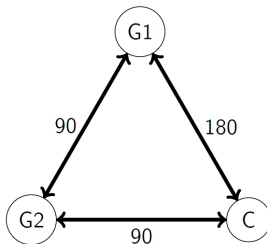
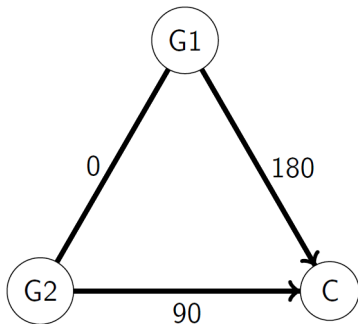
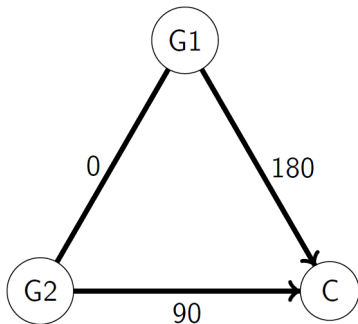


FIGURE – Network physical capacity limits.

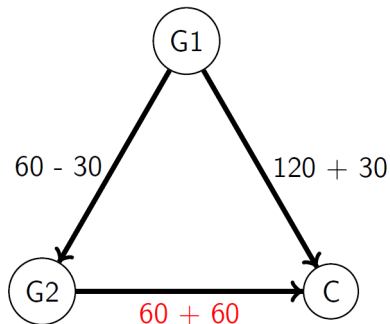
Interférence entre flux commerciaux et flux physiques



Interférence entre flux commerciaux et flux physiques



Desired commercial flows



Physical flows. Congestion

Conséquences

- ▶ $\Rightarrow$ Opportunité de trading entre de deux zones interconnectées.
- ▶ En Europe, les capacités disponibles aux interconnexions sont calculées par des techniques de "flow-based" pour prendre en compte l'ensemble des pays interconnectés.
- ▶ Publications transparentes disponibles sur leur plateforme (entso-e transparency platform)

Principales technologies de production

- ▶ Gaz : Cycle combiné, turbines
- ▶ Charbon : Conventionnel, avancé, gazéification
- ▶ Nucléaire : eau pressurisée, eau bouillante, 3ème gén. (EPR)
- ▶ Hydroélectricité : fil de l'eau, barrage
- ▶ Diesel
- ▶ Eolien : onshore ou offshore
- ▶ Photovoltaïque
- ▶ Biomasse

International Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity – 2005 Edition.

	Investment	O&M	TTB	Lifetime	Load Factor	Efficiency
Gas	400-800	20-40	1-2	20-30	-	0.5
Coal	1000-1500	30-60	4-6	40	-	0.3
Nuclear	1000-2500	45-100	5-9	40	85	0.3
Wind onshore	1000-2000	15-30	1	20-40	15-35	0.3
Wind offshore	1500-2500	40-60	1-2	20-40	35-45	-
Solar PV	2700-10000	10-50	1-3	20-40	9-25	-

Investment cost in USD05/KWe; O&M, operation and maintenance cost in USD05/KWe/year; Construction time in years; Load factor in percentage.

Du prix du combustible au coût de production : Heat rate

Heat rate

- ▶ prix du combustible p_f en €/unité; contenu énergétique e_f du combustible en MWh/unité; efficacité de la centrale de production ρ (sans dimension)
- ▶ coût de production de la centrale = $p_f \times \underbrace{\frac{1}{e_f \times \rho}}_{\text{heat-rate}}$

Du prix du combustible au coût de production : Exemple d'une centrale charbon

- ▶ prix du charbon : $P_c = 40$ en \$/tonne
- ▶ Contenu énergétique pour 1 tonne de charbon : 29.3 GJ.
- ▶ Efficacité de la centrale : 0.32
- ▶ Quel est le coût de production de la centrale, en €/MWh?
- ▶ Données additionnelles : 1GJ = 0.28 MWh; taux de change €/ \$ 1,2 (1 € = 1,2 \$)

Exemple : une centrale charbon

- ▶ Contenu énergétique en MWh : $0.28 \times 29.3 = 8,204$
- ▶ Heat-rate : $1/(0.28 \times 29.3 \times 0.32) = 0.381$
- ▶ Coût de production : $40 \times 0.381 = 15.23$ USD/MWh
- ▶ Coût de production : $15.23 \text{ div } 1.2 = 12.7$ EUR/MWh

Contraintes techniques

Ordres de grandeur des contraintes dynamiques des centrales thermiques
- source : author

	Startup cost kUSD	Pmin MWe	MST hour	MRT hour	RC MWe/h	MNS
Gas	0		38		∞	-
Coal	50	500	4-8	8	200	-
Oil	50	300	2-6	6-8	200	-
Nuclear	-	300	24	72	∞	30-40

- ▶ Pmin : puissance minimale technique pour 1000 MW de capacité installée
- ▶ MST : minimum stoping time
- ▶ MRT : minimum running time
- ▶ RC : ramping capacity
- ▶ MNS : maximum number of start-up and shut-down per year.

Exemple

- ▶ Pour la prochaine heure, la demande est égale à 290 MW.
- ▶ Pas de contrainte de réserve. Pas d'incertitude sur la production. Pas de contrainte dynamique.
- ▶ Centrales disponibles et leur structure de coût

	coût d'investissement	coût O&M	coût de production	Capacité
Centrale A	1000	50	50	100
Centrale B	1500	30	20	100
Centrale C	2500	100	0	100
Centrale D	500	5	80	100
Centrale E	2500	60	10	100

- ▶ Vous devez satisfaire la demande. Quelles centrales choisissez-vous ?
- ▶ Quel est le coût marginal du système ?

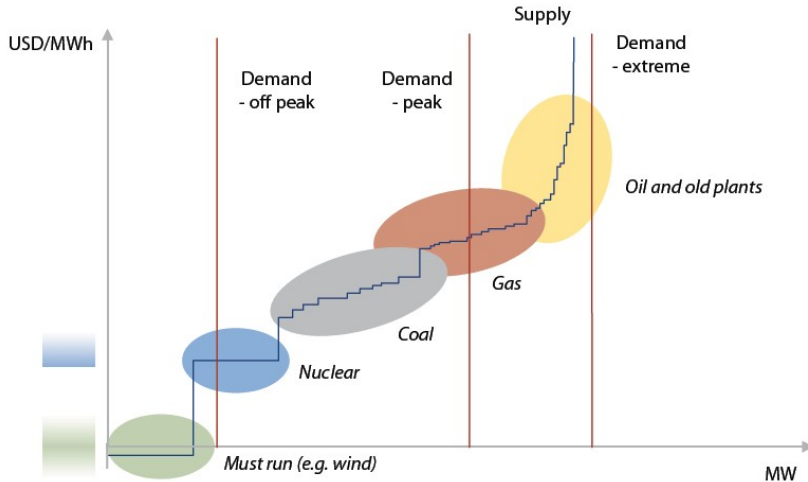
Exemple

► Résultat

	coût d'investissement	coût O&M	coût de production	Production
Centrale A	1000	50	50	0
Centrale B	1500	30	20	90
Centrale C	2500	100	0	100
Centrale D	500	5	80	0
Centrale E	2500	60	10	100

- Les centrales sont appelées selon leur coûts de production, pas selon leur coût d'investissement ni coûts opérationnels.
- Coût marginal : 20

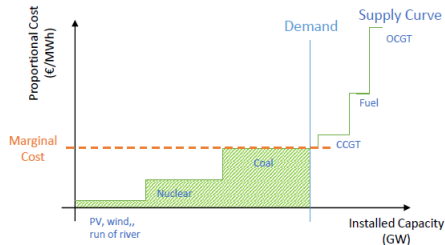
Principe du *merit order*



Notion clé : le coût marginal

Définition simple

- Le coût marginal du système est le coût proportionnel de production du moyen le plus cher appelé pour satisfaire la demande
- C'est, en fait, le coût proportionnel de production pour produire 1MWh supplémentaire par rapport à la demande à satisfaire



Balance between supply and demand

Exemple

- ▶ Pour la prochaine heure, la demande est égale à 290 MW.
- ▶ Pas d'incertitude de production, pas de contrainte dynamique. Mais contraintes de réserve de 30MW et contraintes de production minimum.
- ▶ Centrales disponibles et leur structure de coût

	Cout de production	Capacité	Production minimum
Centrale A	50	100	20
Centrale B	20	100	20
Centrale C	0	100	20
Centrale D	80	100	20
Centrale E	10	100	20

- ▶ Vous devez satisfaire la demande. Quelles centrales choisissez-vous ?
- ▶ Quel est le coût marginal du système ?

Effet d'une contrainte de réserve et de production minimum

Exemple

► Résultat

	Coût de production	Production	Coût de production
Centrale C	0	100	0
Centrale E	10	100	1 000
Centrale B	20	70	1 400
Centrale A	50	20	1 000
Centrale D	80	0	0
Coût total			3 400

- Contraint d'utiliser la centrale A à son niveau minimum de production
- Le coût marginal du système est 50 €/MWh.

Exemple

- Pour les 3 prochaines heures, la demande est égale à $D_1 = 50$ MW, $D_2 = 19$ MW, $D_3 = 50$ MW. Vous devez satisfaire la demande.
- Seulement 2 centrales de production.
- Centrales disponibles et leur structure de coût

	Coût de production	Capacité	Pmin	Coût de démarrage
Centrale B	10	100	20	1 000
Centrale C	20	100	0	0

Questions

- ▶ Quelles centrales choisissez-vous ?
- ▶ Quel aurait-été le coût du planning de production si la demande D_2 avait été de 20 MW.

Effet d'une contrainte dynamique

Exemple

► Résultat

	temps 1	temps 2	temps 3
Centrale B	0	0	0
Centrale C	50	19	50

► Coût total : 2380.

► Si la demande $D_2 = 20$

	temps 1	temps 2	temps 3
Centrale B	50	20	50
Centrale C	0	0	0

► Coût total : 2200.

► **Il y a un gain si la demande augmente!!**

Valeur de l'eau stockée

- ▶ Libérer de l'eau stockée dans un barrage à un coût nul.
- ▶ Néanmoins, le fait que le volume de stockage d'eau est limité donne de la valeur (valeur d'option, valeur d'usage...)
- ▶ Cette eau devrait être utilisée aux meilleurs moments possibles, i.e. quand elle produit le maximum de réduction du coût de production.

Exemple

- Pour les 5 prochaines heures, la demande sera de $D_1 = 250\text{MW}$, $D_2 = 150\text{ MW}$, $D_3 = 450\text{ MW}$, $D_4 = 50\text{ MW}$, $D_5 = 350\text{MW}$.
- Pas d'incertitude de production, pas de contrainte de production minimale, pas de contrainte de réserve, pas de coût de démarrage.
- Mais maintenant, on a une centrale hydraulique avec une capacité de stockage de 20 MWh (pleine au temps initial) et une capacité de production de 10 MW.
- Centrales disponibles et leur structure de coût

	Coût de production	Capacité
Centrale A	50	100
Centrale B	20	100
Centrale C	0	100
Centrale D	80	100
Centrale E	10	100

Questions

- ▶ Vous devez satisfaire les demandes D_1, D_2, D_3, D_4, D_5 . Quelles centrales choisissez-vous ?
- ▶ Quel est le coût marginal du système ?
- ▶ Quelle valeur donnez-vous à l'eau stockée ?

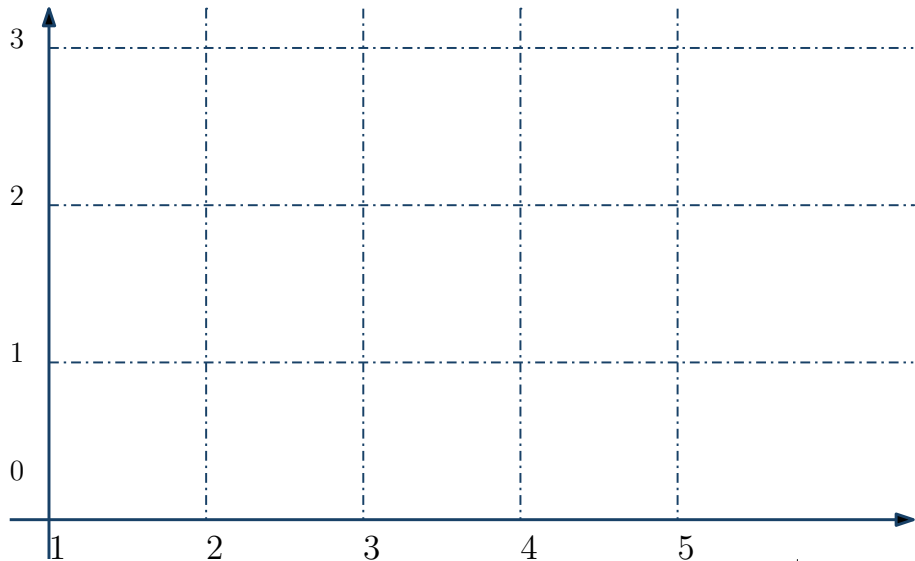
Programmation dynamique

- ▶ L'exemple ci-dessus peut se résoudre par le bon sens.
- ▶ Les méthodes de programmation dynamique permettent de résoudre des problèmes (situations) plus complexes (réalistes).
- ▶ Le cas de la demande incertaine.

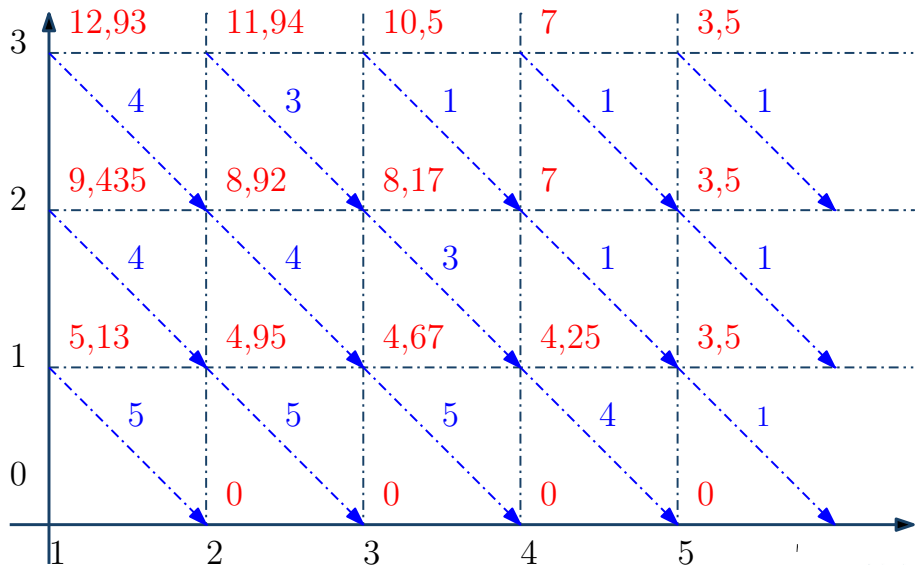
Exemple simplifié - Brown's game

- ▶ Vous pouvez jeter un dé 5 fois.
- ▶ Après chaque jet, vous pouvez décider de garder le résultat sorti et le convertir en euros, ou attendre le jet suivant.
- ▶ Vous pouvez garder 3 résultats.
- ▶ Vous cherchez à maximiser votre profit espéré. Que faites-vous ?

Solution du jeu



Solution du jeu



1. Physique du système électrique

2. Fonctionnement des marchés de l'électricité

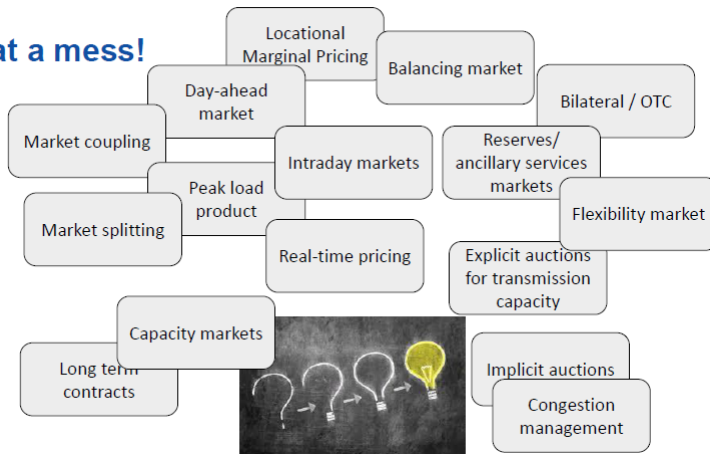
Structure commune de marché

Commentaires

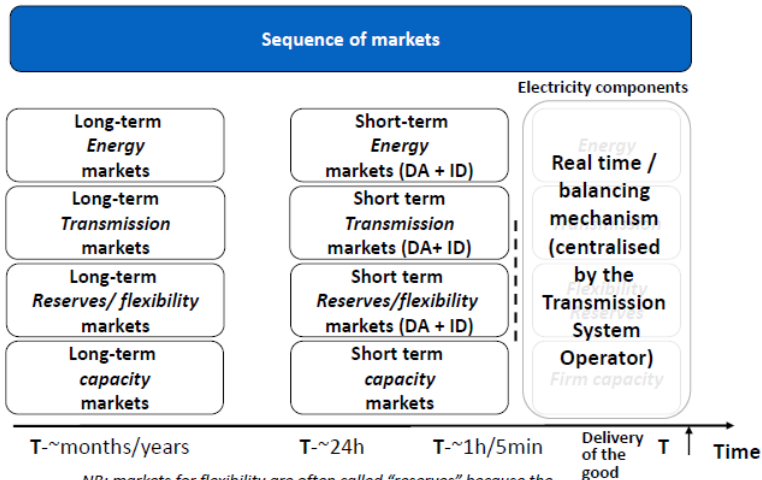
- ▶ L'électricité est une marchandise locale.
- ▶ Autant de marchés de l'électricité qu'il y a d'États :
 - ▶ États-Unis : Californie (CAISO), Nouvelle-Angleterre (ISO-NE), Centre du continent (MISO), New York (NYISO), PJM, Southeast Power Pool, Texas (ERCOT)
 - ▶ Europe : Ouest de l'Europe (EPEX SPOT, Nord Pool), Allemagne (EEX), Portugal (OMIP)...
 - ▶ Amérique du Sud : marché de l'énergie au Brésil, Chili (1981)
 - ▶ Asie : Inde (IEX), Japon (JEPX), Corée du Sud (KPX)
 - ▶ Pacifique : Philippines (WESM)
- ▶ La microstructure du marché dépend fortement de la réglementation nationale.
- ▶ Néanmoins, une structure commune émerge, entraînée par l'équilibre nécessaire entre la consommation et la production.



What a mess!

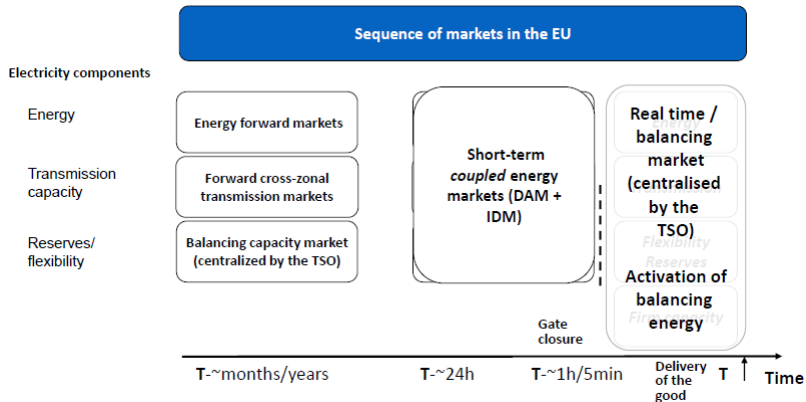


Fonctionnement des marchés de l'électricité



NB: markets for flexibility are often called "reserves" because the TSO reserves some flexible capacity (power station or demand response) to ensure enough flexibility in real time

Fonctionnement des marchés de l'électricité



Une suite de marchés « énergie » dépendant de l'horizon de temps

- ▶ Le marché à terme (forward/ future)
- ▶ Le marché spot (day-ahead)
- ▶ Le marché infra-journalier (intraday)
- ▶ Le mécanisme / marché d'ajustement

1. Physique du système électrique

2. Fonctionnement des marchés de l'électricité

2.1 Marché Spot

2.2 Marchés infra-journaliers

2.3 Marché à terme

Exemple de fonctionnement en France/Europe (marché day-ahead)

- ▶ Basé sur une enchère journalière européenne couplée (SDAC).
- ▶ Les participants soumettent leurs offres avant une heure limite fixée à 12h00 (CET).
- ▶ Les offres portent sur les 24 (ou 96) pas de temps du lendemain (résolution 15 min en France depuis 2021).
- ▶ Les acteurs soumettent des courbes quantité/prix (offres simples) ainsi que des offres complexes (offres par bloc, contraintes techniques).
- ▶ Le *clearing* est réalisé vers 12h40–12h50 :
 - ▶ détermination des prix horaires (ou quart-horaires),
 - ▶ allocation des flux transfrontaliers (couplage des marchés),
 - ▶ sélection des offres acceptées.
- ▶ Le prix résulte d'un équilibre offre/demande sous contraintes réseau (zones de prix).
- ▶ Les producteurs doivent ensuite notifier leur programme de production au TSO (en France : **RTE**).

! *le problème de clearing est un problème d'optimisation en grande dimension, non convexe (offres par bloc, contraintes d'indivisibilité).*

Acteur sur le marché -> responsable d'équilibre (1/2)

► Un responsable d'équilibre est financièrement engagé de payer ses déséquilibres (mesurés *a posteriori*)

A2A
AARHUS TRADING A/S
ACCIONA
ACCIONA ENERGIA FRANCE
ACTEUS SOLUTIONS
AGREGO SOLUTIONS
AGREGO SOLUTIONS - EMI & VILLEURBANNE
AIR LIQUIDE FRANCE INDUSTRIE
ALLEGRO ENERGY B.V.
ALPHA ENERGY AG
ALPHO
ALTERNIA ENERGIE
AMPERE COMMUNITIES AP
ARCAHIE ENERGY AP
ARCELORMITTAL ENERGY
ARCOLIA ENERGIES
Aro Inc ApS
AROS COMMUNITIES A/S
Atlas Energy Designated Activity Company
AUGMENTED ENERGY
AXPO SOLUTIONS
AXPO SOLUTIONS OA
AZIENDA ELETTRICA TICINESE
BAYWA R.E. ENERGY TRADING GMBH
BCM ENERGY
BD ENERGY
BKV Energie France OA - EMI & Courbevoie
BKV ENERGIE FRANCE SAS
BKV ENERGIE Trading Settlement
BLUE NEXT
BNP PARIBAS SA
BOHR ENERGIE
BP GAS MARKETING
BURGO ENERGIA S.R.L.
C.A. COMMUNITIES A/S
CASTLETON COMMUNITIES MERCHANT EUROPE
CENTRICA ENERGY
CENTRICA ENERGY TRADING
CET ENERGY SA
CEZ
CFF COMMUNITIES LIMITED
CITIGAS EUROPEAN POWER LTD
Clouds FluoPower GmbH
CITIGROUP GLOBAL MARKETS
COBLENSTONE ENERGY FZCO
COMAX FRANCE - EMI & LANGON
COMCOM TRADING
COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE - EMI & LYON
COMPARLEC
CONSORZIO TOSCANA ENERGIA SpA
CONSTELLATION GENERATION LIMITED SETTLEMENTS GROUP
CONVEK ENERGY
COPENHAGEN ENERGY TRADING A/S
CURRAGH COMMUNITIES

CURRENT COMMUNITIES
CVA ENERGIE S.A.L.
DANISH COMMUNITIES
DAVE POWER LTD
DAVECO ENERGIES
DAVECO ENERGY
DAY TRADING (EUROPE) P/S
DIXT COMMUNITIES
DYTRASTY POWER EUROPE
E.ON Energy Markets GmbH
E6
EQUIPE
EDELWEISS ENERGIA
EDF TRADING LIMITED
EDISON
EDF GEM PORTUGAL S.A.
EDPR FRANCE HOLDING
EIO ENERGY AP
EIVATEUR
ELAX ENERGIE
ELEC LINK LIMITED
ELECTRABEL
ELECTRADE
ELECTRICITE DE FRANCE
ELECTRICITE DE FRANCE - EMI & ST DENIS
ELECTRICITE DE FRANCE - EMI & ST DENIS
ELECTRICITE ECOLOGIQUE ECONOMIQUE RENOUVELABLE ET LOCALE
ELECTRODUTTE ENERGY TRADING
ELECTROSTATWERK DER STADT LIEFERKABELENBÜHLE
ENBW
ENDESA GENERACION
ENDECO ENERGY TRADE
ENEDIS
ENEDIS - EMI & ARRAS
ENEL GLOBAL TRADING
ENERCOOP
ENERGIEITIC
ENERGIEITIC AP
ENERGIE STEERMARK BUSINESS
ENERGY POOL DEVELOPMENT
ENERGYA VM
Enyghant CTR Powerables GmbH
ENGIE GLOBAL MARKETS
ENI
ENI PLANTUDE SPA SOCIETA BENEFIT
ENOVOS LUXEMBOURG
ENR-BLS
ENR-ENR ENERGY SERVICES COMPANY AG
ENR-ENR GMBH
ENR-ENR COMMUNITIES A/S
ENR-ENR ENERGY TRADING AP
EP COMMUNITIES
EP COMMUNITIES BV

E-PANGO
ERG POWER GENERATION
EST ENERGIES STRASBOURG
EUFORIN SE
EUROPEAN COMMUNITIES
EVE TRADING
EVIH ENERGY A/S
EXELTUM
EXEN S.A.
EXCOMMOBI GAS MARKETING EUROPE LTD
EPADIA AG
FLEXICITY
FREEPOINT COMMUNITIES EUROPE
FUTURA ENERGIES
FUTURE ENERGY TRADING GmbH
GAZ DE BORDEAUX
GAZ DE PARIS
GAZ ET ELECTRICITE DE GRENOBLE
GAZLENERGIE GENERATION
GEG SOURCE D'ENERGIES
GENH
GENEORCIE ENERGY UK LTD
GLOBAL RISK MANAGEMENT
GNERA ENERGIA Y TECNOLOGIA Edificio Abdoel - Plaza T
GREEN AI AP
Grid ConnectBis AP
GRIDIT
GRUPE E
GRUPO INTERNATIONAL
HARITREE PARTNERS POWER & GAS COMPANY
HB Trading
HELLOS POWER TRADING
HELLO WATT
Hepnet local of
HOPA TRADING
HEX
HGN POWER CZ s.r.o.
HISATZ ENERGIA SL
HSE
HYDROSPOT
IBERDROLA ENERGIA ESPAÑA S.A.U.
IBERDROLA ENERGIE FRANCE
IEK - EMI & TOULOUSE
IEK AGREGATION
ILUM-MARKETS
ILUMIA
IMC TRADING B.V.
IMPACT ENERGY TRADING A/S
IN COMMUNITIES
INDUCTIVE ENERGY A/S
INDUSTRIELLE VERKE BASEL
J. ARON & COMPANY
JANE STREET ENERGY EUROPE B.V.
JETTY ENERGY

JP MORGAN CHASE BANK NA LONDON BRANCH
JUMP TRADING EUROPE B.V.
JVM ENERGIA
KALLISTA ENERGY
KELAG INTERNATIONAL LUBLJANA D.O.O.
KELAG Energy
KYASIR TECHNOLOGIES Ltd
LA BELLENERGIE - EMI & TOULON
LITTECH
LUMVALIS
MACQUARIE BANK For the situation of Mr Le HILLMAN
MAGNON GREEN ENERGY SL
MERCURIA ENERGY TRADING
MERCURY ENERGY RESEARCH AP
MET ENERGIE FRANCE
METEL INTERNATIONAL TRADING AG
MFT ENERGY
MILLENNIUM COMMUNITIES I DAC
MIND ENERGY A/S
MINT
MIT SU BUSAN COMMUNITIES LTD
MITSUBUSAN GAS & POWER SOLUTIONS B.V.
MND
MORGAN STANLEY MORGAN STANLEY OPERATIONS
MYH CRENGE
MYH ENERGY B.V.
MYLIGHT ENERGY
NATIONAL GRID
NATIONAL GRID IFA 2 LIMITED
NATIXIS
NEM EUROPE
NEVATT S.A.L.
NEXT KRAFTWERKE
NIDRAG AP
NITOR ENERGY A/S
NLG
Nord Energy Oy
NORDIC ENERGY HOUSE
NORSYS ENERGY TRADING
NORTHPOOL
NOVAJOLIE
NOVAJOLIE AG
NW RE - EMI & PARIS
OCTOPUS ENERGY FRANCE - EMI & PARIS
ODIGO ENERGY AP
OHM ENERGIE
OMXEX
OPTIMAX ENERGY
ORSTED SAIG & SERVICE
OTC FLOW B.V.
OUTLOOK ENERGY LTD
PEAK CENTER CO LIMITED
PetroChina International (London) CO LIMITED
PETROBRAS MANUFACTURING FRANCE SAS

PETROL DD LUBLJANA
PK TRADE AP
POWERSMART
POWERTECA COMMUNITIES AG
POWERTECA COMMUNITIES UK
PRIMEO ENERGY
PRIMEO ENERGY - EMI & ST LOUIS CEDEX
PRODIGE BY Frank Hincze
QUANTUM POWER TRADING AP
QUENT AP
REPOWER
RESPECT ENERGY S.A.
RHH
RVE SUPPLY & TRADING
RVE SUPPLY & TRADING Intrody
SCH LTD
SEAGAL ENERGY TRADING sp. z o.o
SECOND FOUNDATION TRADING AG
SEPE Marketing & Trading Limited
SELFEE
SEOLIS
SERVICES INDUSTRIELS DE GENEVE
SHELL ENERGY EUROPE LTD
SHELL ENERGY EUROPE LTD
SIBUR ENERGY SA
SKY QUANT
SMART GRID ENERGY
SmartGridEnergy Limited
SNCF ENERGY - EMI & LYON CEDEX 03
SOCIETE D'APPROVISIONNEMENT ET DE VENTE D'ENERGIES
Société Energies Gestion Energie SEGE
SOCIETE VALMY DEFENSE II - SVD II
SOLARIE ENERGIES
SOLVAY ENERGY SERVICES - EMI & AUBERVILLIERS
SOREGIES
SORGENIA TRADING
SOVEN
SSE ENERGY SUPPLY LIMITED
SSV ENERGY TRADING GmbH
STATkraft MARKETS
STZ SWITZERLAND GmbH
STROMY
SUNFLOW
SUNING LIGHTHOUSE
SYMPHONICS
TESLA ENERGY VENTURES FRANCE
THE MOBILITY HOUSE ENERGY GmbH
TIN Capital AG
TWO SERVICES
TILE ENERGY TRADING
TOTALENERGIES ELECTRICITE ET GAZ FRANCE
TOTALENERGIES FLEXIBLE POWER SOLUTIONS
TotalEnergies Gas & Power Limited, London Mynite - Gassens Branch

TotalEnergies Gas and Power OA Limited
TRADERGY SL
TRAFIGURA DENMARK AP
TRAFIGURA TRADING (EUROPE) SARL
Tractebel International SA
TRANEL GmbH
TRIMET FRANCE
TVG ENERGY AP
UEM
UMPER GLOBAL COMMUNITIES SE
VATTENFALL ENERGIES
VATTENFALL ENERGIES - EMI & MAHOUDE CEDEX 2
VATTENFALL ENERGY TRADING
VERBUND ENERGY BUSINESS
VERSO ENERGY
VIRQUE ENERGY S.L.
VITOL
Vires Capital AG
VOLTA ENERGY
VOLTAUS
VOLTERRES
Vorbis B.V.
VIND ENERGY TRADING VET
VOLFRAMTRADING AP
XENON
Yusko Commodities A/S
YUSO

FIGURE – Liste des responsables d'équilibre sur le marché France (source RTE 2026)

Typologie des acteurs du marché spot*

- ▶ Producteurs (EDF, Engie, RWE) → vendent
- ▶ Fournisseurs (Octopus, Enercoop) → achètent
- ▶ Traders purs (Vitol, Jane Street) → arbitrent
- ▶ Banques (BNP, JP Morgan) → structurent
- ▶ Agrégateurs (Voltalis, Energy Pool) → optimisent leurs placements
- ▶ Industriels (ArcelorMittal, SNCF) → optimisent leur consommation

() De nombreux acteurs sont hybrides (producteurs - fournisseurs - traders, banques - traders...)*

Marché spot : exemple de prix

► Fixing du 28 décembre 2023, 12h.

Auction > Day-Ahead > 60min > FR > 28 December 2023

Time Range

Day

Hide Baseload

Hide Peakload

Last update: 27 December 2023 (12:46:57 CET/CEST)

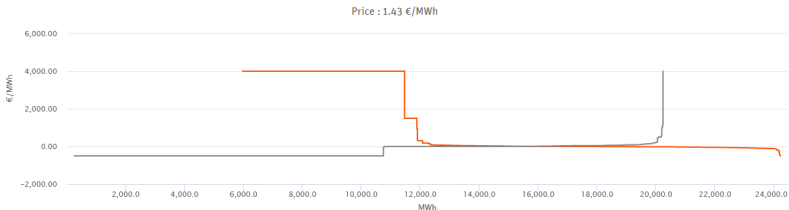
Price



Prix spot : courbes agrégées

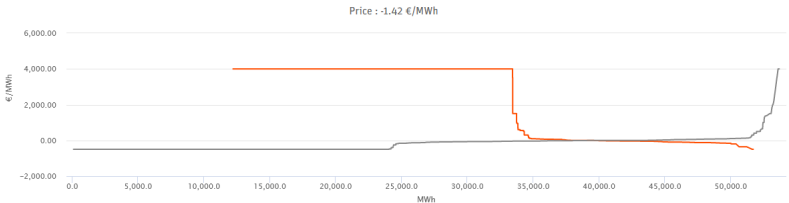
Auction > Day-Ahead > 60min > FR > 28 December 2023

Last update: 27 December 2023 (12:59:54 CET/CEST)

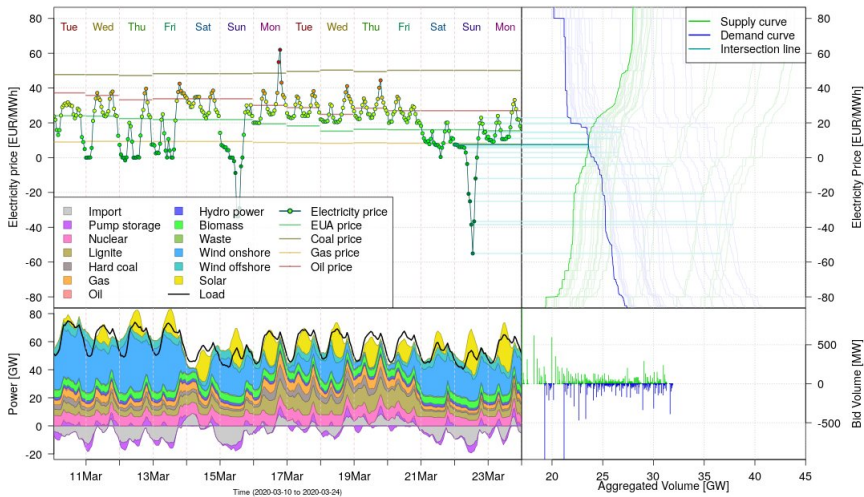


Auction > Day-Ahead > 60min > DE-LU > 28 December 2023

Last update: 27 December 2023 (12:59:54 CET/CEST)



Comportement des prix spot (Allemagne)

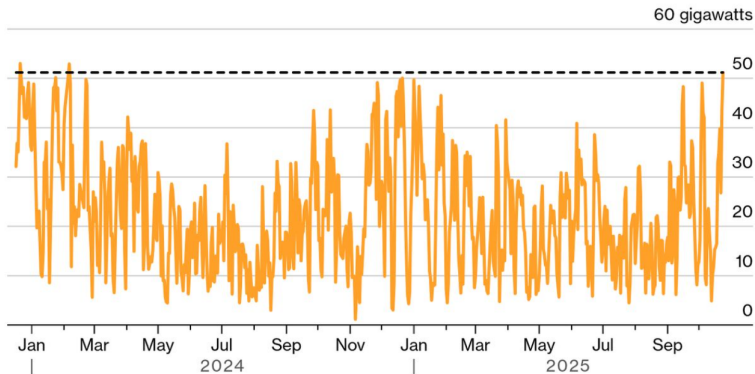


Prix spot et production renouvelable (1/3)

- Le cas de la production éolienne : forte incertitude sur le volume de production

German Wind Generation Surges on Stormy Conditions

Wind generation, daily high

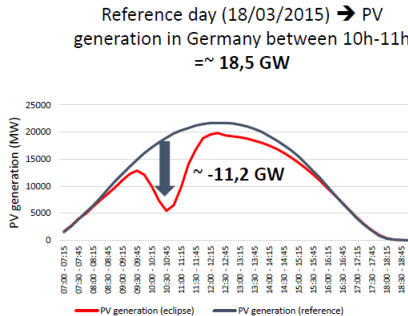


Source: EEX

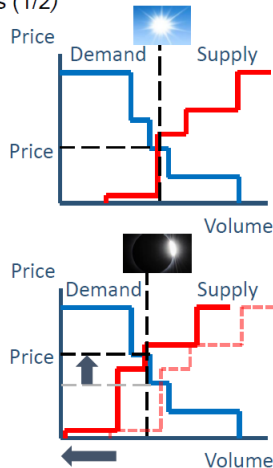
Bloomberg

Marché spot et renouvelable (2/3)

Illustration: Impact of the 2015 eclipse on DA prices (1/2)



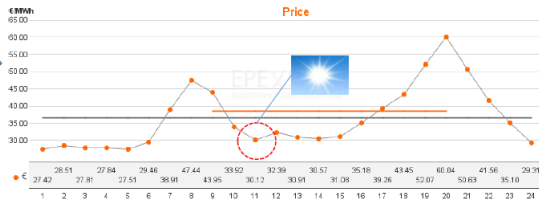
Eclipse's day (20/03/2015) → PV generation in Germany between 10h-11h
≈ 7,3 GW



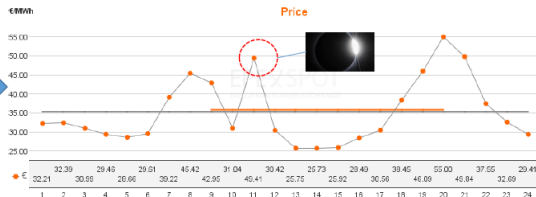
Marché spot et renouvelable (3/3)

Illustration: Impact of the 2015 eclipse on DA prices (2/2)

Reference day
(18/03/2015) → Day
ahead price in Germany
for 10h-11h product = ~
30 €/MWh



Eclipse's day
(20/03/2015) → Day
ahead price in
Germany for 10h-11h
product = ~ 50 €/MWh



Mécanisme d'enchère

- ▶ Dans chaque pays, les participants ne se soucient pas de trouver une contrepartie dans leur propre pays ou les pays voisins.
- ▶ Ils soumettent juste une offre dans leur pays (à l'achat ou à la vente).
- ▶ Les marchés effectuent alors un processus de clearing **avec les contraintes de transport**.
- ▶ S'il n'y avait pas de contrainte de transport, alors il existerait un prix unique et une unique place de marché.
- ▶ S'il y a au moins une contrainte de transport, alors deux prix peuvent apparaître.

► Saisonnalité des prix

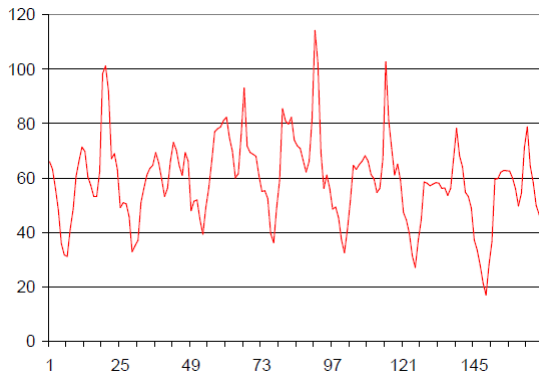
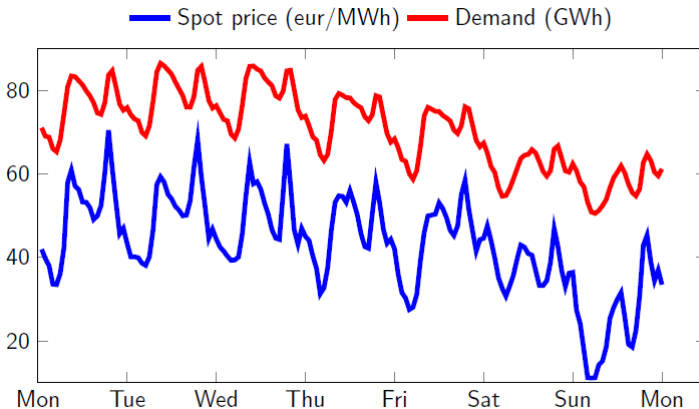


FIGURE – Saisonnalité journalière et hebdomadaire. Source Epex, prix du 4 au 10 janvier 2010.

► Aussi, saisonnalité annuelle (été/hiver)

Prix sur le marché spot (2/4)

- Forte dépendance à la consommation en général



Prix sur le marché spot (3/4)

- Le marché spot fait apparaître des pics de prix et des prix négatifs

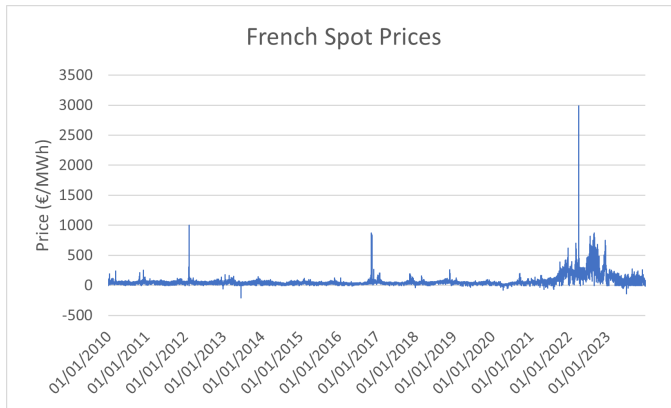


FIGURE – prix spot EEX sur le marché France

Prix sur le marché spot (4/4)

- Le marché spot fait apparaître des pics de prix et des prix négatifs

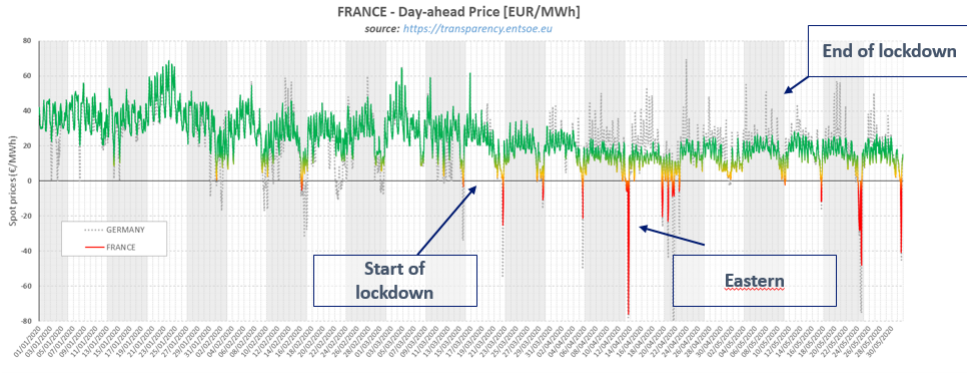
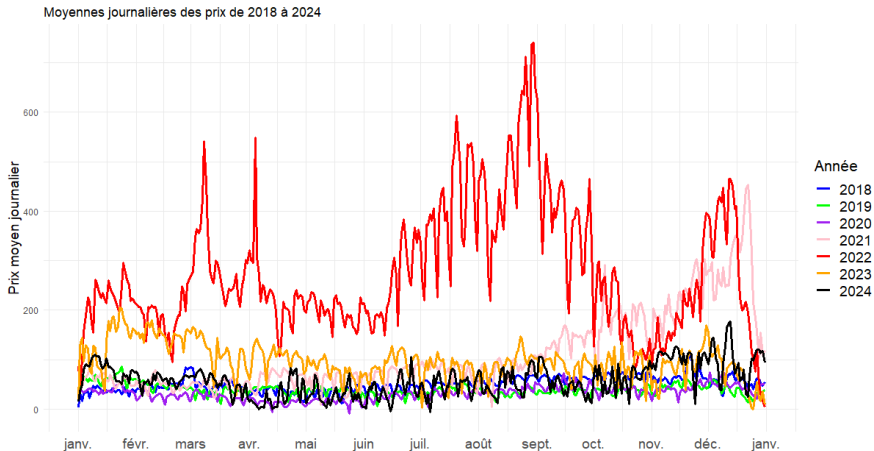


FIGURE – prix spot EEX sur le marché France

Prix spot récents comparés aux prix historiques

- La crise récente a donné des prix de marché anormalement (par rapport à l'historique connu) élevés

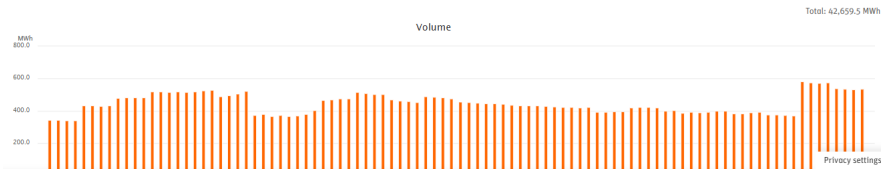


Nouveauté 2025 : prix au pas 15 minutes !

Price



MCV Volume



1. Physique du système électrique

2. Fonctionnement des marchés de l'électricité

2.1 Marché Spot

2.2 Marchés infra-journaliers

2.3 Marché à terme

Mécanismes d'ajustement intraday

Commun

- ▶ Assurer la sécurité du système : **Mécanisme d'équilibrage.**
- ▶ Prix de marché transparent pour le coût du déséquilibre : **Prix de règlement des déséquilibres.**

Remarque

- ▶ Peut coexister en même temps un marché pour les heures suivantes où les entreprises échangent de l'énergie : **Marché intraday.**

Exemple du mécanisme de marché d'ajustement en France (RTE)

- ▶ Les fournisseurs d'offres d'ajustement (FOA) – producteurs, consommateurs, agrégateurs – soumettent des offres pour augmenter ou réduire leur injection ou leur soutirage.
- ▶ RTE sélectionne et active les offres en fonction du mérite économique et des contraintes réseau afin d'assurer l'équilibre du système en temps réel.
- ▶ Les FOA sont rémunérés selon leurs offres activées.
- ▶ Les coûts d'activation sont répercutés aux Responsables d'Équilibre responsables du déséquilibre.

Exemple du mécanisme de marché d'ajustement du RPT français.

- ▶ P^d est le prix moyen des offres utilisées par le RPT sur le mécanisme d'équilibrage pour diminuer la production (ou augmenter la consommation).
- ▶ P^u est le prix moyen des offres utilisées par le RPT sur le mécanisme d'équilibrage pour augmenter la production (ou diminuer la consommation).

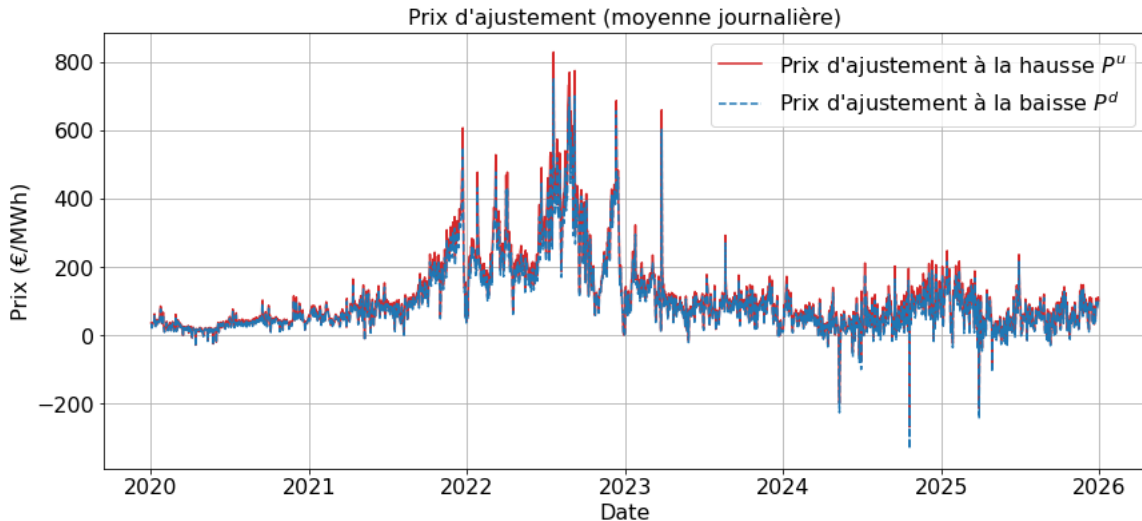
Prix de règlement des déséquilibres

	production totale $\leq$ consommation totale	production totale $\geq$ consommation totale
Acteur Déséquilibre Positif Acteur est rémunéré	$P^u(1 - k)$ $P^u(1 + k)$ si $P^u \leq 0$	$P^d(1 - k)$ $P^d(1 + k)$ si $P^d \leq 0$
Acteur Déséquilibre Négatif Acteur paie	$P^u(1 + k)$ $P^u(1 - k)$ si $P^u \leq 0$	$P^d(1 + k)$ $P^d(1 - k)$ si $P^d \leq 0$

Lecture lorsque $P^* \geq 0$

- ▶ Première colonne : le réseau a besoin d'un ajustement à la hausse qui lui a coûté P^u
 - ▶ Haut : l'acteur produit plus (ou consomme moins) que prévu $\Rightarrow$ l'acteur est rémunéré $P^u(1 - k)$
 - ▶ Bas : l'acteur produit moins (ou consomme plus) que prévu $\Rightarrow$ l'acteur doit payer $P^u(1 + k)$
- ▶ Deuxième colonne : le réseau a besoin d'un ajustement à la baisse qui lui rapporte P^d
 - ▶ Haut : l'acteur produit plus (ou consomme moins) que prévu $\Rightarrow$ l'acteur est rémunéré $P^d(1 - k)$
 - ▶ Bas : l'acteur produit moins (ou consomme plus) que prévu $\Rightarrow$ l'acteur doit payer $P^d(1 + k)$

Prix d'ajustement en France(historique)



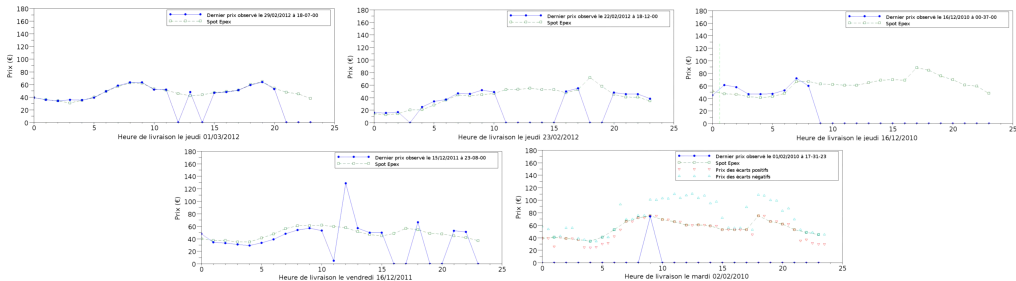
Points clés sur le marché intraday (temps réel)

- ▶ En plus de ce mécanisme d'équilibrage, il existe un marché intraday pour la livraison d'énergie pour les heures du jour ou du lendemain.
- ▶ Basé sur le carnet d'ordres, le trading continu de 15h à D jusqu'à 5 minutes avant l'heure/half-heure/quart d'heure de livraison de D+1.
- ▶ Le marché intraday est utilisé pour effectuer des ajustements de dernière minute et pour équilibrer les positions plus proches du temps réel.
- ▶ Les marchés intraday européens (24 pays) sont connectés via un Couplage Unique Intraday (SIDC) : projet XBID.
- ▶ Les volumes échangés sur le marché intraday augmentent rapidement
 - ▶ Volume total échangé en novembre 2022 : 11 898,6 GWh (12 279,3 GWh en France) (contre 11 123,2 GWh en novembre 2021).
 - ▶ Le marché intraday belge a augmenté de 95,9% sur un an.

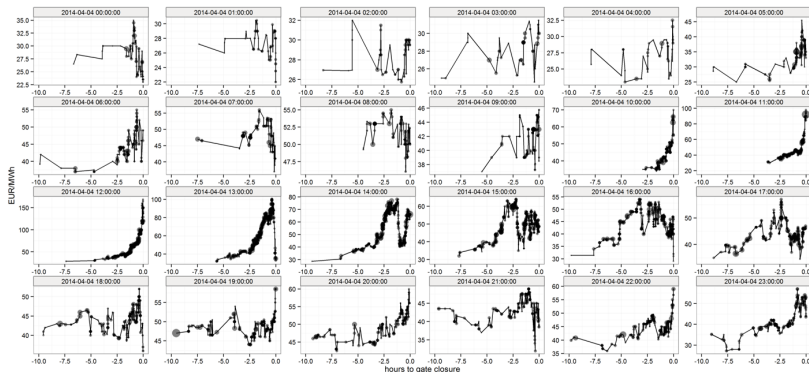
Marché intraday : évolution des prix

Remarque

- Le marché intraday permet d'acheter / vendre de l'électricité à l'intérieur de la journée.



Marché intraday : évolution des prix

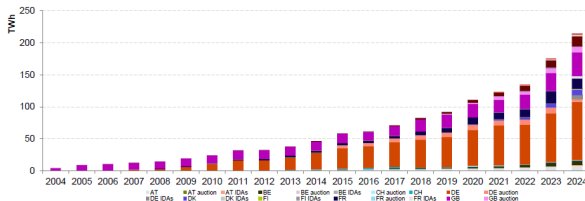


Observation

Les actions de trading s'effectuent principalement sur les dernières heures avant la livraison, jusqu'à 0 minutes avant livraison

Marché intraday : évolution des prix

Intraday liquidity : 214 TWh traded in 2024



Quelques données récentes

- ▶ Pus de **10 millions d'ordres par jour**, 650GWh/jour, en 2024 Depuis mars 2025 : prix intraday au pas 15 minutes sur toute l'Europe
- ▶ Transactions à la milliseconde
- ▶ Marché fortement automatisé : **>60% à 90% des ordres générés par algorithmes**

Marché intraday : relation avec les prix spot

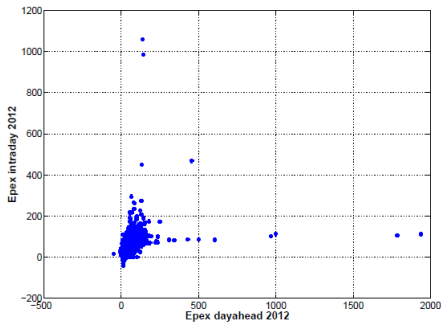


FIGURE – prix horaires spot et intraday sur l'année 2012.

Commentaires

- Prix spot élevés et prix intraday faibles : incertitude résolue.
- Prix spot faibles et prix intraday élevés : réalisation d'une incertitude très court terme.

Nouveauté Juin 2024 : enchères infrajournalières

Introduction des enchères intraday (IDAs)

- ▶ Depuis juin 2024 : introduction des **enchères intraday européennes** (SIDC).
- ▶ Le marché intraday devient **hybride** :
 - ▶ trading continu (carnet d'ordres, XBID),
 - ▶ + enchères intraday couplées (IDAs).
- ▶ Objectif : améliorer l'efficacité du marché en présence de contraintes réseau.
- ▶ Optimisation globale similaire au marché day-ahead (couplage des zones).

Caractéristiques

- ▶ **3 enchères intraday par jour** (pan-européennes) :
 - ▶ $J - 1$ à 15h
 - ▶ $J - 1$ à 22h
 - ▶ J à 10h
- ▶ Mêmes principes que l'enchère "Day-ahead"

1. Physique du système électrique

2. Fonctionnement des marchés de l'électricité

2.1 Marché Spot

2.2 Marchés infra-journaliers

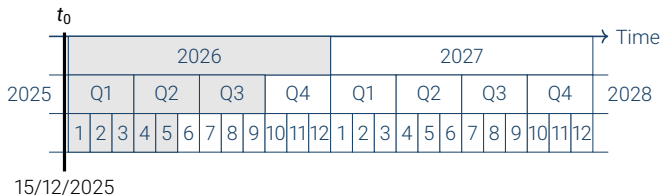
2.3 Marché à terme

- ▶ **Particularité de l'électricité : la période de livraison** due à la non-stockabilité de l'électricité.
- ▶ Différentes maturités et périodes de livraison

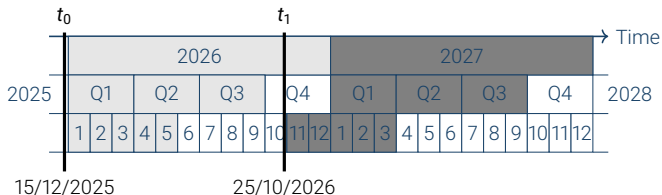
2026												2027												Time		
2025	Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			2028	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			12

Marché future

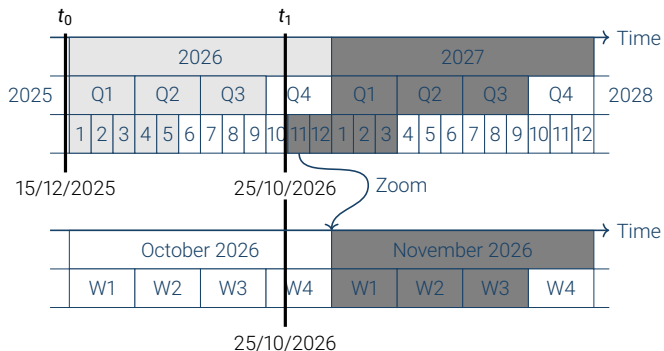
- ▶ **Particularité de l'électricité : la période de livraison** due à la non-stockabilité de l'électricité.
- ▶ Différentes maturités et périodes de livraison



- **Particularité de l'électricité : la période de livraison** due à la non-stockabilité de l'électricité.
- Différentes maturités et périodes de livraison



- **Particularité de l'électricité : la période de livraison** due à la non-stockabilité de l'électricité.
- Différentes maturités et périodes de livraison



Exemple EEX (www.eex.com)

- ▶ Sont disponibles à la même date :
 - ▶ 6 calendars
 - ▶ 11 quarters
 - ▶ 10 months
 - ▶ 5 weeks
 - ▶ 2 weekends
 - ▶ 10 days
- ▶ sous trois formes : baseload (toutes les heures), peakload (entre 07 :00 et 20 :00, du lundi au vendredi) et offpeak (complémentaire du peakload, non disponibles pour les produits week, weekends et days).
- ▶ Par conséquent, 132 contrats sont disponibles...
- ▶ ... à comparer avec les 52 584 heures pour les 6 prochaines années!

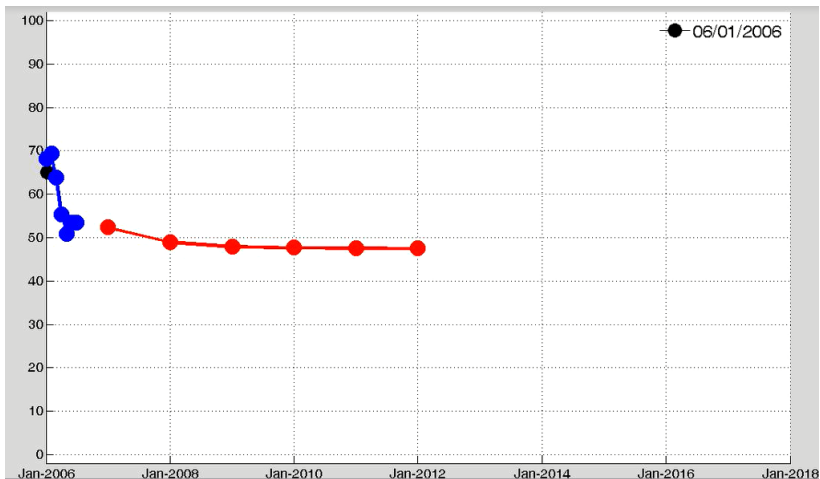
Contrats électricité

- ▶ Les contrats à terme d'électricité sont caractérisés par des périodes de livraison.
- ▶ Livraison pour toutes les heures (baseload) de la semaine (week), du mois (month), du trimestre (quarter) ou de l'année (year), ou seulement pour un ensemble d'heures du lundi au vendredi (peakload).
- ▶ Règlement possible à la maturité ou continument pendant la durée de livraison.

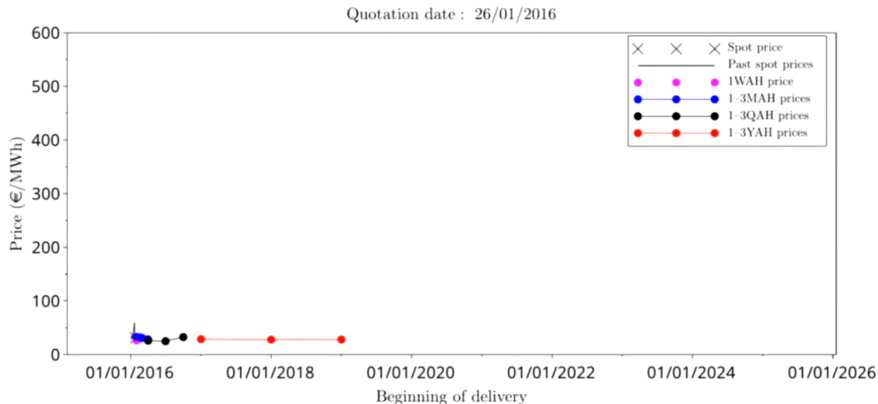
Pour les autres commodités énergétiques

- ▶ Pour les commodités stockables (pétrole, charbon...), 24 à 36 produits month sont disponibles
- ▶ La livraison se fait à une seule date dans le mois de livraison, qui doit être spécifiée environ 15 jours ou 3 semaines avant.
- ▶ Cas particulier du gaz, commodité peu stockable, on retrouve les même types de produits que pour l'électricité.

Courbe forward (baseload) dynamique sur le marché allemand



Courbe forward (baseload) dynamique sur le marché allemand (update)



Courbe forward (baseload) dynamique sur le marché allemand

Commentaires

- ▶ Comportement très différents entre les prix spot, les contrats month et les contrats year.
- ▶ Faibles mouvements pour les contrats year.
- ▶ Saisonnalité prononcée pour les contrats month

French-German spread curve

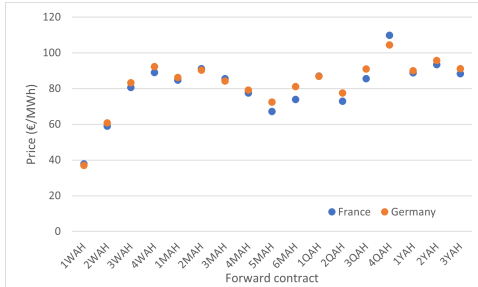


FIGURE – French and German forward contract prices at 2023-12-20

Comments

- Forte dépendance.
- Inversion possible du signe du spread avec le temps et la maturité.

Vision globale des marchés successifs et mécanisme d'ajustement



Les marchés électriques (entre acteurs du marché)

MT (1 semaine à Sans)	J-1	Infra J	T	T+
• Marchés organisés: Contrats à terme • Options (peu utilisées) • Gré à gré (intermédié + direct)	• Epeex spot (CWE, puis NWE et PCR) • Gré à gré (intermédié + direct)	• Epeex intraday (FRA, ALL/AU1, SUI) • Autres marchés organisés (ESP, UK) • Gré à gré		

Le physique : les mécanismes avec RTE

MT (1 semaine à Sans)	J-1	Infra J	T	T+
• Enchères capacités d'intercos (N+1, M+1)	• Enchères capacités d'intercos journalières • Intercos implicites pour CWE • Programme d'appel 16h30 (production, services système, offres ajustement)	• Capacités intercos IJ • Capacités intercos implicites pour Epeex intraday • Guichets : mises à jour du programme d'appel chaque heure	• Mécanisme d'ajustement pour P=C ou congestion (utilisation des offres ajustement)	• Règlement des écarts : au préalable chaque point d'injection ou de soutirage (physique ou contrat) est rattaché à un responsable équilibre

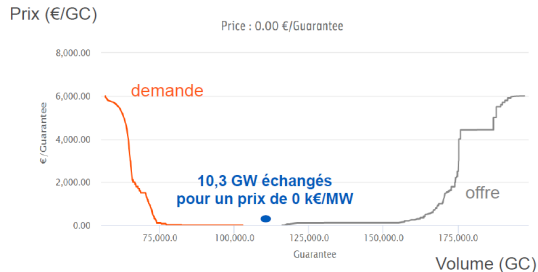
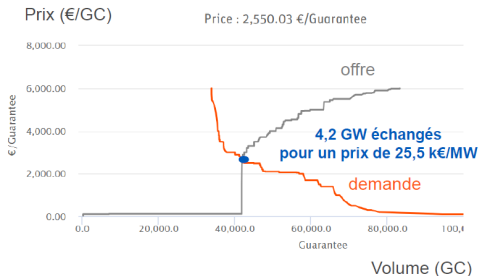
- ▶ Les marchés « energy-only » devraient suffire pour optimiser le dispatch économique et les décisions d'investissement.
- ▶ En pratique, on observe des difficultés pour obtenir des prix spot suffisamment élevés pour couvrir les coûts d'investissement des centrales de pointe (problème de *missing money*).
- ▶ Besoin des centrales de pointe d'assurer la fiabilité du système électrique.
- ▶ Comment donner les bonnes incitations aux entreprises pour investir dans ces centrales de pointe ?
- ▶ Différentes solutions selon les pays : paiement de capacité, réserves stratégiques, obligations de capacité, marché de capacité.

Principes généraux

- ▶ Organisation décentralisée.
- ▶ **Obligation portant sur les fournisseurs** d'acquérir des garanties de capacité pour couvrir la consommation de leurs clients à la pointe hivernale (Jours PP1)
- ▶ **Engagement de la part des exploitants de capacité** à rendre leurs capacités disponibles pendant les périodes de pointe (jours PP2). En échange, ils reçoivent des garanties de capacité qu'ils peuvent valoriser/vendre sur le marché
- ▶ 3 à 5 ans en avance, le TSO produit des estimations de la capacité nécessaire comme une marge requise par acteur pour satisfaire la demande en pointe dans certains cas de températures extrêmes.

Marché de capacité : ancienne formule

- Mécanisme décentralisé
 - Principe Pay-as-clear sur le marché organisé EpexSpot
 - 1 certificat = 100kW
 - Cap de prix à 60€/kW



Marché de capacité : ancienne formule

PRODUCTEURS
ET OPÉRATEURS
D'EFFACEMENT



Activation possible de la capacité
via les marchés ou un test

Signal du jour
PP2

Règlement financier
des écarts

RÉÉQUILIBRAGES ÉVENTUELS

CERTIFICATION DE LA CAPACITÉ
ET VENTE DE GARANTIES

AL*-4

AL-3

AL-2

AL-1

AL

J-1

J

AL+1

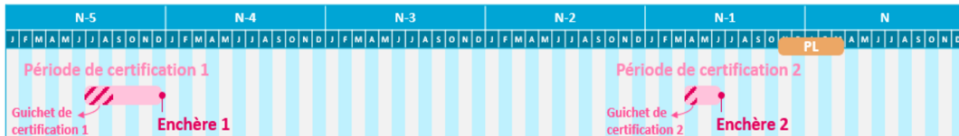
AL+3

ESTIMATION DE L'OBLIGATION
ACHAT DE GARANTIES

DÉVELOPPEMENT DE MESURES DE
MAÎTRISE DE LA CONSOMMATION

AJUSTEMENTS ÉVENTUELS

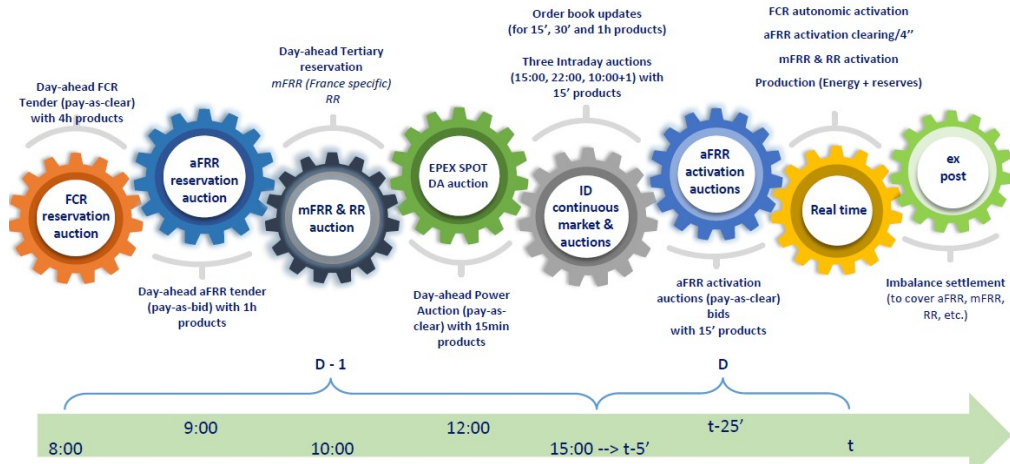
Marché de capacité : nouvelle formule 2026 !



- D'un mécanisme décentralisé à un mécanisme centralisé
 - La CRE construit la courbe de demande
 - RTE devient la contrepartie
 - Les producteurs (propriétaires de certificats) offrent leur certificats
 - Les consommateurs paient une taxe

- ▶ **FCR (Frequency Containment Reserve) – réserve primaire**
 - ▶ Marché **entièrement couplé au niveau européen** (enchères communes).
 - ▶ blocs de **1 à 25 MW** (résolution 1 MW), produits de **4 heures**, capacité **symétrique** (hausse et baisse)
 - ▶ Rémunération en **pay-as-clear** sur la capacité, au prix spot sur l'énergie si la capacité est effectivement appelée.
- ▶ **aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) – réserve secondaire**
 - ▶ Marché **couplé au niveau européen** (plateforme PICASSO).
 - ▶ Offres sous forme de (**capacité, prix de capacité, prix d'énergie**), produits horaires ou plus fins, offres à la hausse (**aFRRup**) ou à la baisse (**aFRRdown**).
 - ▶ Rémunération en **pay-as-clear** sur la capacité, **pay-as-bid** sur l'énergie activée.
- ▶ **mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) – réserve tertiaire**
 - ▶ Marché **en cours d'intégration européenne** (plateforme MARI).
 - ▶ Offres sous forme de (**volume, prix d'énergie**), produits horaires ou plus fins, offres à la hausse (**mFRRup**) ou à la baisse (**mFRRdown**).
 - ▶ Rémunération en **pay-as-bid** pour l'énergie activée, éventuelle rémunération de capacité selon les dispositifs nationaux.

Chronologie des marchés court terme



- ▶ **Marché des certificats de garantie d'origine**
- ▶ **marché des certificats d'économies d'énergie (CEE)**

To be continued...