



HAL
open science

Étude Économique des Systèmes Électriques à Long Terme

Alexis Lebeau

► **To cite this version:**

Alexis Lebeau. Étude Économique des Systèmes Électriques à Long Terme. École d'ingénieur. Economie de l'Énergie et de l'Environnement, Palaiseau, France. 2023. hal-04305844

HAL Id: hal-04305844

<https://hal.science/hal-04305844>

Submitted on 24 Nov 2023

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Étude Économique des Systèmes Électriques à Long Terme

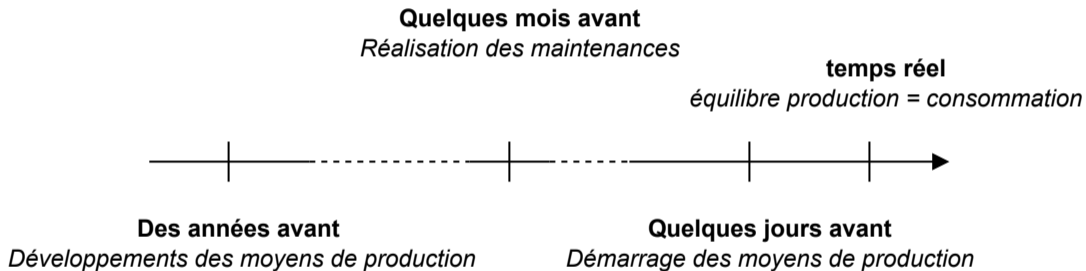
Alexis Lebeau ^{1,2}

¹EDF R&D ²CentraleSupélec

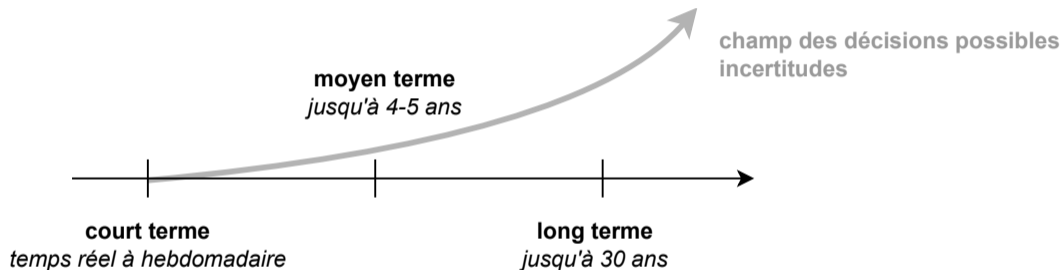
ENSTA EA314 - 2023



Dimension temporelle du secteur électrique

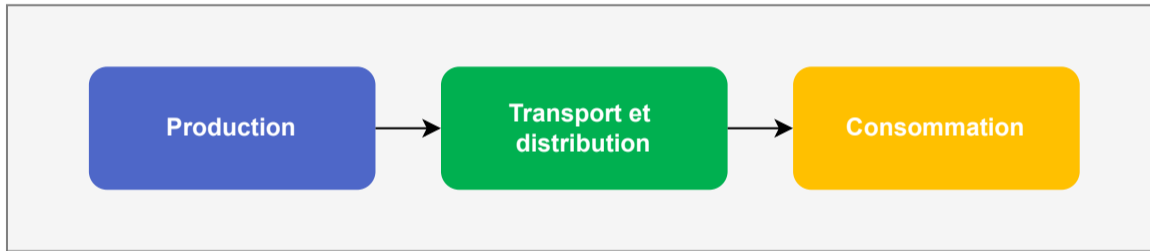


Changement de perspective : comment prendre aujourd'hui les bonnes décisions de long terme ?

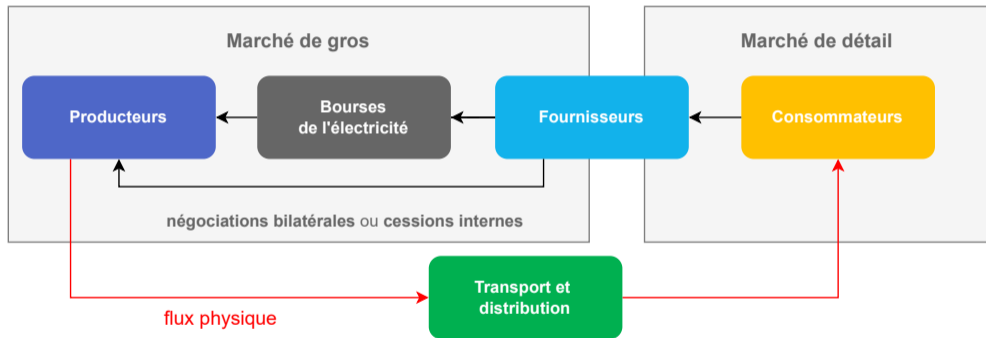


De nombreux enjeux à concilier : décarbonation, efficacité économique, sécurité d'approvisionnement, etc.

Le système électrique : 3 activités fondamentales

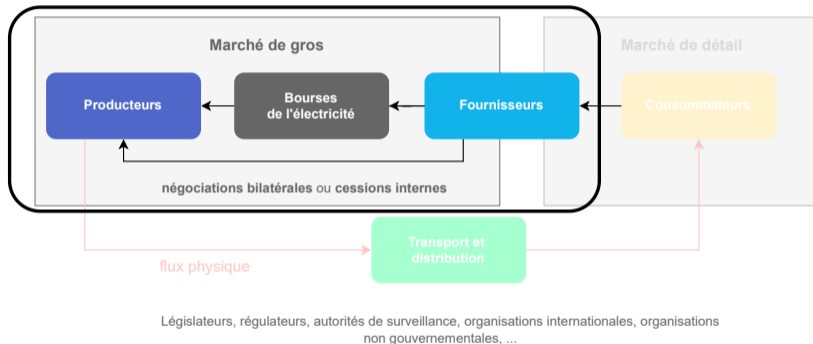


Depuis les années 1990, beaucoup de systèmes électriques ont été réorganisés autour de marchés concurrentiels (libéralisation)



Législateurs, régulateurs, autorités de surveillance, organisations internationales, organisations non gouvernementales, ...

Dans ce cours, nous allons principalement étudier le marché de gros



Par simplicité, nous raisonnerons d'abord dans le paradigme du **planificateur social bienveillant** puis nous introduirons les considérations d'organisation du secteur dans la 3.

- ① Aperçu des équilibres de court et moyen terme
- ② Fondamentaux de long terme (LT)
- ③ Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)
- ④ L'approche prospective face aux incertitudes LT
- ⑤ Annexes

① Aperçu des équilibres de court et moyen terme

Équilibre de court terme

Quelques mots sur le moyen terme

② Fondamentaux de long terme (LT)

③ Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)

④ L'approche prospective face aux incertitudes LT

⑤ Annexes



Hypothèses : (1) à court terme, le parc de production est **fixé** et
(2) cadre **déterministe**

→ cadre déterministe = pas d'incertitude sur la demande, les conditions météorologiques (consommation thermosensible, ensoleillement, vent), la disponibilité des moyens de production, etc.



On s'intéresse à l'**équilibre offre=demande (EOD)** et à la **formation des prix**.

A tout instant, la somme des puissances injectées doit être égale à celle des puissances soutirées



Lois de la physique → le système électrique doit toujours être à l'équilibre, i.e. la somme des puissances injectées est égale à la somme des puissances soutirées (incluant éventuellement des sites de stockage). L'électricité a un caractère (quasi) non-stockable.







En cas de déséquilibre, la fréquence dévie de sa valeur nominale pouvant provoquer des dégâts sur les appareils connectés au réseau et conduire au *black out*.

Équilibre offre=demande (EOD) à court terme

Supposons que l'on soit un **planificateur social bienveillant** cherchant à satisfaire une demande de \bar{D} mégawatts (MW) pendant une heure (constante et inélastique).

Nous avons à notre disposition un parc de production composé de :

-  K^{CCGT} MW de centrales à gaz à cycle combiné
-  K^{pointe} MW de moyens de pointe
-  K^{Nuc} MW de nucléaire
-  K^{EnR} MW d'énergies renouvelables

Comment utilise-t-on nos moyens ? Quel prix facturons-nous aux consommateurs ?

Courbe d'offre



Énergies renouvelables

≈ 0 €/MWh



Nucléaire

≈ 10 €/MWh

Centrales à gaz à cycle combiné

▶ Schéma



≈ 350 €/MWh (2022)

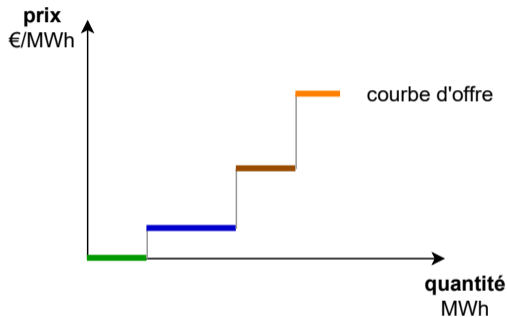
≈ 40 €/MWh (2020)

Moyens de pointe (turbines à combustion) ▶ Schéma



≈ 500 €/MWh (2022)

≈ 150 €/MWh (2020)



Pour un intervalle de temps donné (p.ex. une heure), on classe la puissance disponible des moyens de production par ordre croissant de coût de production. On construit ainsi la courbe de **préséance économique** (*merit order*).

Quelques précisions sur les coûts

Il existe deux grandes familles de coûts pour le producteur :

- Les coûts **fixes** liés à la construction et à la maintenance des moyens. Ils dépendent de la capacité installée et s'expriment en €/MW
- Les coûts **variables** de production qui dépendent de l'énergie produite par les moyens et s'expriment en €/MWh

Dans le court terme, les coûts fixes sont engagés et ne peuvent plus être économisés, peu importe ce que l'on fait (**coûts irrécupérables** ou **échoués**). Dans une logique d'optimisation, on va raisonner selon les **coûts évitables** (= ceux qui dépendent des décisions que l'on prend), c'est-à-dire des coûts variables.

Pour une technologie X donné, on fait l'hypothèse que le coût variable total C^X est proportionnel à la quantité produite $C^X(q) = CV^X q^X$

CV^X désigne ici le coût variable de X , aussi appelé **coût marginal** de la technologie $\left(\frac{dC^X}{dq}\right)$

Exemple du calcul du coût variable d'une centrale à gaz (1/4)

On définit :

- C^{gas} le prix du gaz (€/MWh_{thermique})
- ρ le rendement de la centrale (MWh_{électrique}/MWh_{thermique})
- γ le facteur d'émission de CO₂ (tCO₂/MWh_{électrique})
- C^{CO_2} le prix du permis d'émission (€/tCO₂)

$$CV = \frac{C^{gas}}{\rho} + \gamma C^{CO_2}$$

Exemple du calcul du coût variable d'une centrale à gaz (2/4)



Figure: Prix du **Dutch TTF¹ Gas Futures** (ICE) en €/MWh_{thermique}

¹Title Transfer Facility

Exemple du calcul du coût variable d'une centrale à gaz (3/4)



Figure: Prix du **EUA¹ Futures** (ICE) en €/tCO₂

¹European Union Allowance

Exemple du calcul du coût variable d'une centrale à gaz (4/4)

$$CV = \frac{C^{gas}}{\rho} + \gamma C^{CO_2}$$

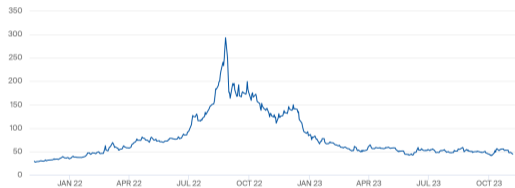


Figure: Prix du gaz (€/MWh_{thermique})

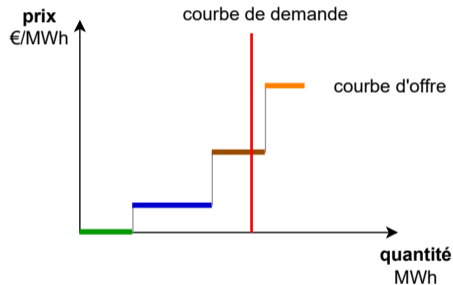


Figure: Prix du permis CO₂ (€/tCO₂)

- CCGT : $\rho \approx 55\%$ et $\gamma \approx 0.35 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \Rightarrow CV_{CCGT} \approx 300 \text{ €/MWh}$
- TAC (pointe) : $\rho \approx 35\%$ et $\gamma \approx 0.6 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \Rightarrow CV_{TAC} \approx 500 \text{ €/MWh}$

Courbe de demande inélastique

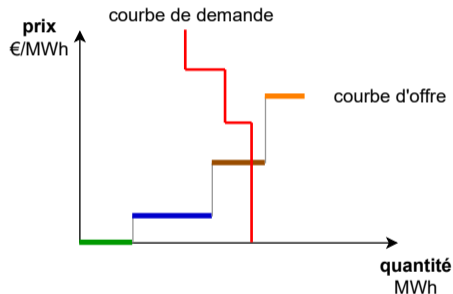
La courbe de demande correspond à la quantité d'électricité demandée. Elle est ici représentée inélastique : pente $\rightarrow \infty$ dans le plan (q,p).



Courbe de demande élastique

Certains consommateurs peuvent être sensibles au prix : ils peuvent renoncer à leur consommation pour certains niveaux de prix.

Historiquement, la demande est peu élastique mais dans la perspective des mix décarbonés, il y a une forte volonté de développer cette source de flexibilité.



Exemple de coûts d'activation des effacements 1/2

DSR Activation Price [€/MWh]	CAPEX ³ [€/kW]	Maximum Daily Activation Duration ¹² [hours]	Fixed O&M ⁴ [€/kW/year]	Hurdle Rate [%] ⁵
DSR 250	0	6	30	14
DSR 500	0	6	50	14.2
DSR 900	0	6	60	14.5
DSR 1500	0	6	95	15
DSR 3500	0	6	75	16.5
DSR 4800	0	6	100	17.6

Figure: Exemples de coûts d'activation des effacements dans l'exercice ERAA (ENTSOE 2021)

Exemple de coûts d'activation des effacements 2/2

	Chauffage (résidentiel)	Climatisation (résidentiel)	Procédés industriels	Tertiaire	Production d'hydrogène par électrolyse
Consommation annuelle de l'usage en 2019	45 TWh	4 TWh	113 TWh	131 TWh	~0 TWh
Puissance maximale naturelle appelée en 2019	42,5 GW	15,3 GW	15,0 GW	33,9 GW	0 GW
Consommation annuelle de l'usage en 2050	34 TWh	7 TWh	180 TWh	113 TWh	50 TWh (hors besoins pour le système électrique)
Puissance moyenne naturelle appelée en 2050	4 GW	1 GW	21 GW	13 GW	5,7 GW
Puissance maximale naturelle appelée en 2050	36 GW	16 GW	24 GW	36 GW	5,7 GW

Modalité de pilotage	Effacements longs (sur plusieurs heures) avec alternative de chauffe (y.c. PAC hybrides)	Effacements courts (~1h) sans alternative de chauffe, report sur les 24h suivantes (puissance de report décroissante)	Effacements courts (limite journalière en énergie : 2h par jour équivalent P _{max} , pas d'effacement sur 2h d'affilée), report sur les 24h suivantes (puissance de report décroissante)	Effacement 8h max avec report 0%, à toute heure (disponibilité modulée par la consommation industrielle), Fiabilité 100%	Effacement 1h max avec report 0%, en journée (de 7h à 19h), Fiabilité 100%	Électrolyseurs utilisés sur périodes de prix faibles	Électrolyseurs utilisés en bande et effaçables lors des tensions sur le système
Coût d'activation	Aucun	200 €/MWh	200 €/MWh	350 €/MWh	350 €/MWh	49 €/MWh	164 €/MWh

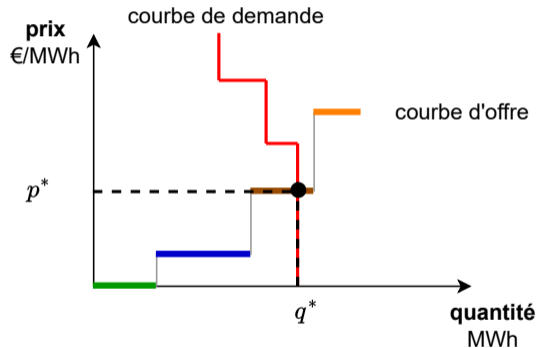
Configuration « Flexibilité médiane »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	4%	8%	8%	26%	3%	86%	14%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	1 TWh	3 TWh	1 TWh	48 TWh	3 TWh	43 TWh	7 TWh
	Puissance moyenne effaçable (GW)	0,2 GW	0,4 GW	0,1 GW	5,4 GW	0,5 GW	4,9 GW	1 GW
	Puissance maximale effaçable (GW)	2,8 GW	3,0 GW	1,3 GW	6,3 GW	1,0 GW	4,9 GW	1 GW

Figure: Exemples de gisements technico-économiques d'effacements dans l'exercice Futurs Energetiques 2050 (RTE 2022b)

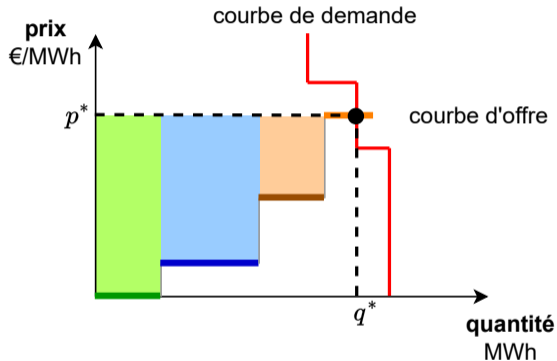
Formation du prix

Par confrontation des deux courbes, on détermine le prix de l'électricité à cette heure donnée.

Le prix correspond donc au coût marginal du moyen le plus cher qui a été mobilisé pour répondre à la demande.



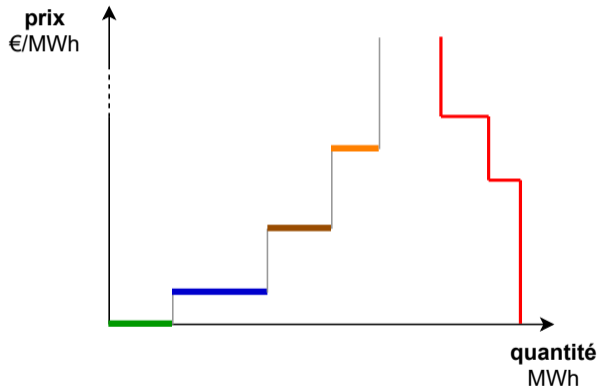
Surplus des producteurs



Les technologies **infra-marginales** captent un surplus : c'est la **rente infra-marginale**.

Gestion des périodes tendues 1/2

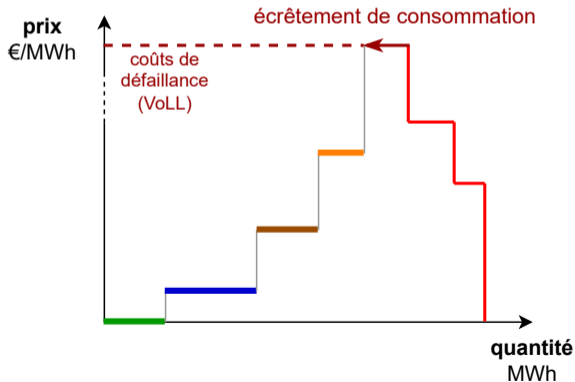
Que se passe-t-il lorsque la demande est supérieure à l'offre ?



Gestion des périodes tendues 2/2

Que se passe-t-il lorsque la demande est supérieure à l'offre ?

Le gestionnaire du réseau va procéder lui-même à l'écrêtement d'une partie de la consommation pour rétablir l'équilibre. Les prix sont alors *théoriquement* très élevés (**coût de l'énergie non distribuée**, évalué à 33 000 €/MWh en France en 2022).



Calcul de la VoLL en France

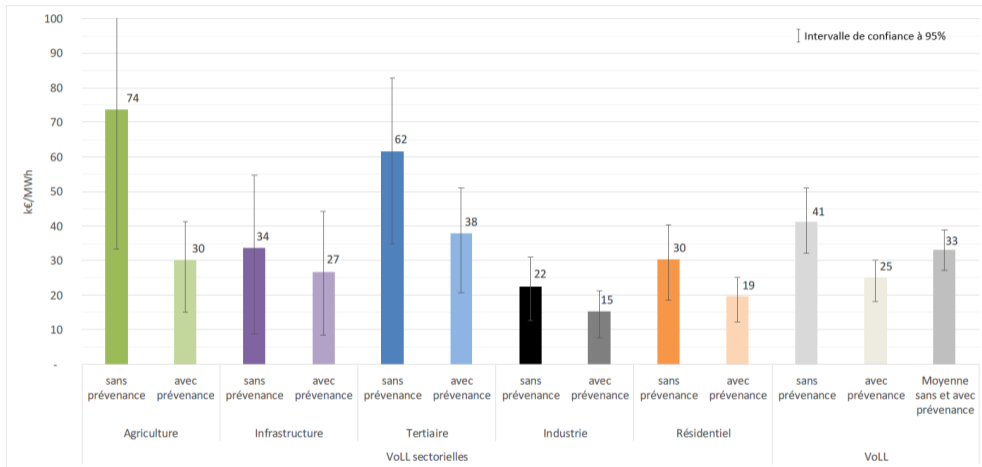


Figure: VoLL sectorielles, avec et sans prévenance (RTE 2022c)

Aperçu du fonctionnement réel des marchés CT

Incertitudes + quasi non-stockabilité \Rightarrow organisation d'instances de marché à différentes échéances temporelles en amont du temps réel ($J-1$, infra-journalier) + besoin de **services systèmes** (p.ex. réserves)

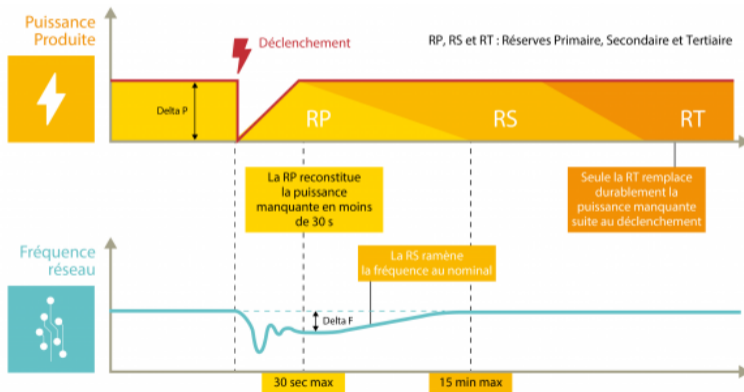


Figure: Fonctionnement des réserves primaire, secondaire et tertiaire (source : CRE 2022b)

Security of Supply, Resource Adequacy, and System Reliability

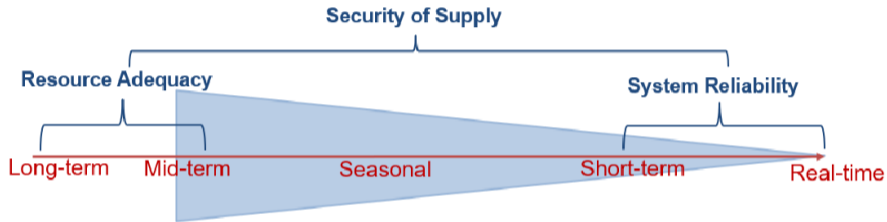


Figure: The link between Security of Supply, Resource Adequacy, and System Reliability (Schittekatte and Meeus 2021)

① Aperçu des équilibres de court et moyen terme

Équilibre de court terme

Quelques mots sur le moyen terme

② Fondamentaux de long terme (LT)

③ Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)

④ L'approche prospective face aux incertitudes LT

⑤ Annexes

Détermination des valeurs d'usage des stocks hydrauliques.

A un instant t , coût variable nul pour l'hydraulique mais existence d'un coût d'opportunité.
⇒ Arbitrage complexe mêlant volume du réservoir, anticipations de la valeur future de l'énergie et des apports hydrauliques.

Utilisation de méthodes comme la *programmation dynamique stochastique* ⇒ **détermination de valeurs d'usage utilisables comme coûts variables dans le court terme.**

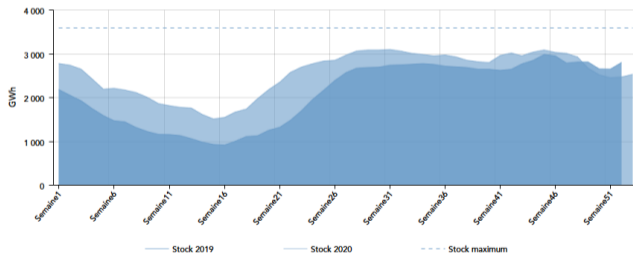


Figure: Stock hydraulique hebdomadaire 2019 et 2020 (source : RTE 2020)

- ① Détermination des valeurs d'usage des stocks hydrauliques.
- ② Planning de maintenance des unités
- ③ Approvisionnement de combustibles
- ④ Couverture des positions financières

A retenir sur les équilibres de court et moyen terme

- A court et moyen terme, on prend des décisions d'exploitation à **parc fixé**
- A une échéance temporelle donnée, on confronte la courbe d'offre (**merit order**) construite à partir des coûts variables et la courbe de demande pour déterminer les quantités produites et le prix.
- C'est le coût variable du moyen le plus cher ayant servi à satisfaire la demande qui détermine le prix. On parle de tarification au **coût marginal**.
- Lorsque les moyens produisent et ne sont pas marginaux, ils captent des **rentes infra-marginales** (différence entre le prix de marché et le coût variable).

Questions ouvertes : si l'on pouvait choisir le parc, comment ferait-on ? est-il juste que les producteurs perçoivent des rentes infra-marginales ?

- ① Aperçu des équilibres de court et moyen terme
- ② Fondamentaux de long terme (LT)
 - Calcul du parc optimal : première approche graphique
 - Calcul du parc optimal : approche par les conditions d'optimalité
- ③ Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)
- ④ L'approche prospective face aux incertitudes LT
- ⑤ Annexes



A long terme, le système électrique évolue de manière structurelle : le parc installé peut être modifié.



Dans le même temps, le cône d'incertitude s'élargit considérablement (coûts, évolution des usages, contexte macro-économique etc.)

⇒ On commencera par étudier les mécanismes économiques qui régissent les évolutions structurelles du parc (dans un cadre planificateur social bienveillant et déterministe). On intégrera dans un second temps les marchés et les incertitudes.

- ① Aperçu des équilibres de court et moyen terme
- ② Fondamentaux de long terme (LT)
 - Calcul du parc optimal : première approche graphique
 - Calcul du parc optimal : approche par les conditions d'optimalité
- ③ Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)
- ④ L'approche prospective face aux incertitudes LT
- ⑤ Annexes



On se place du point de vue d'un **planificateur social bienveillant** qui décide de la structure du parc de production pour satisfaire la demande.

Le raisonnement va se faire sur une année complète, jugée représentative de la variabilité de la demande. Il s'agit d'une **heuristique graphique** nommée "*Screening Curve Method*" (Hicks 1959).

Les options d'investissements sont les suivantes :

Technologie	Coût d'investissement €/MW	Durée de vie Années	Coût variable €/MWh
OCGT	600	30	80
CCGT	900	30	45
Nucléaire	5000	60	10



Calcul des annuités

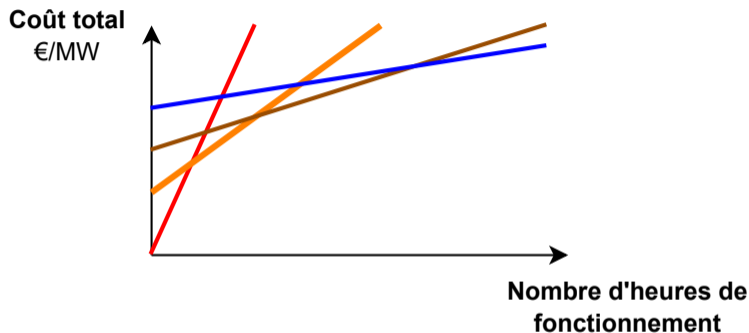
Pour pouvoir comparer différentes options ayant des durées de vie différentes sur une période de temps donnée, on va annualiser le coût d'investissement (calcul des annuités d'amortissements sur la durée de vie)

$$A = CI \frac{r}{1 - (1 + r)^{-\Delta}} \quad (\text{€/kW/an})$$

Technologie	Coût d'investissement (CI)	Coût Moyen Pondéré du Capital (r)	Annuité (A)	Durée de vie (Δ)	Coût variable (CV)
	€/kW	%	€/kW/an	Années	€/MWh
OCGT	600	7	46	30	80
CCGT	900	7	73	30	45
Nucléaire	5000	7	366	60	10

Durée d'équilibre entre les différentes technologies

- Nucléaire
- CCGT
- OCGT
- Défaillance



Le coût total unitaire (par MW) de la technologie X fonctionnant N^X heures par an est donné par : $CT^X(N) = CI^X + CV^X N^X$

On appelle **durées d'équilibre** les intersections entre les courbes de coût total unitaire

Série horaire de demande

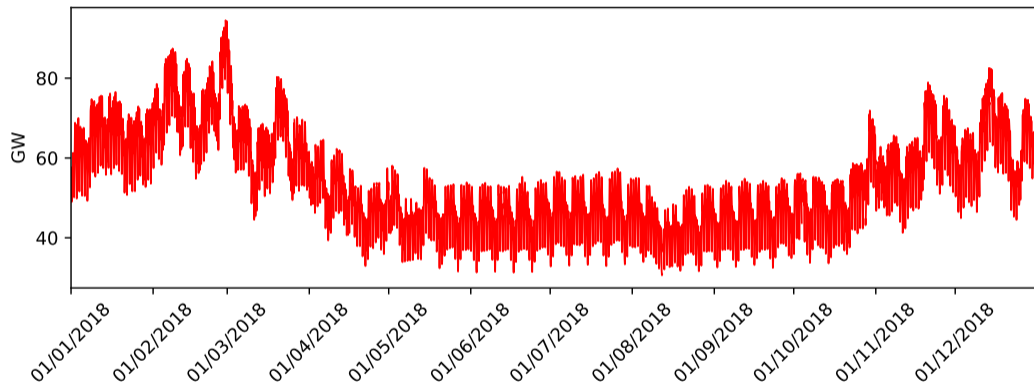


Figure: Chronique horaire de demande

Monotone de demande

Monotone de demande = courbe qui donne le niveau que la demande dépasse un certain nombre d'heures dans l'année ¹

En pratique, on l'obtient facilement en classant les valeurs de la chronique horaire par ordre décroissant.

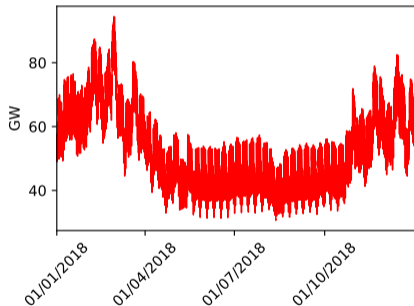


Figure: Chronique horaire de demande

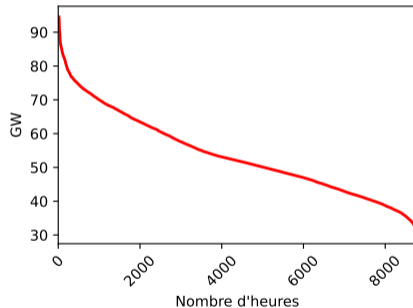
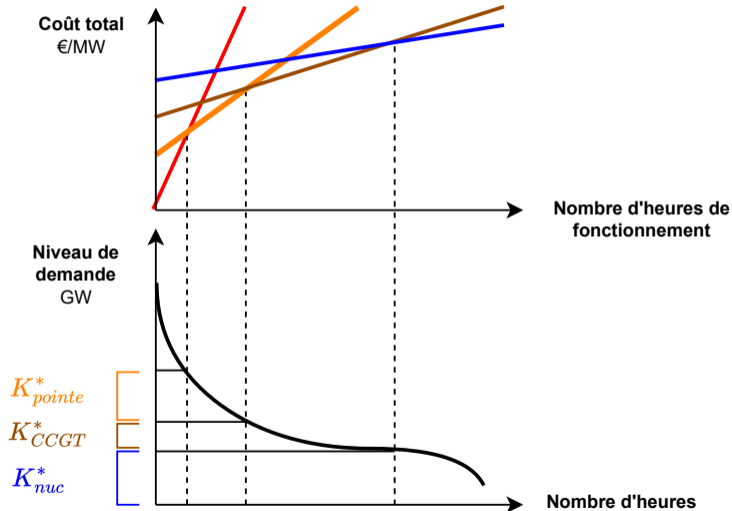


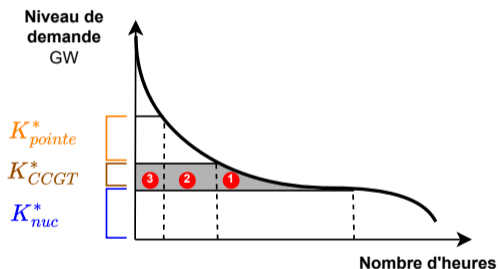
Figure: Monotone horaire de demande

¹Formellement, l'inverse de la fonction quantile

Durée d'équilibre + monotone \Rightarrow parc optimal



Couverture des coûts du parc optimal



En supposant que l'énergie produite est rémunérée au coût marginal (λ) à chaque heure, on peut montrer :

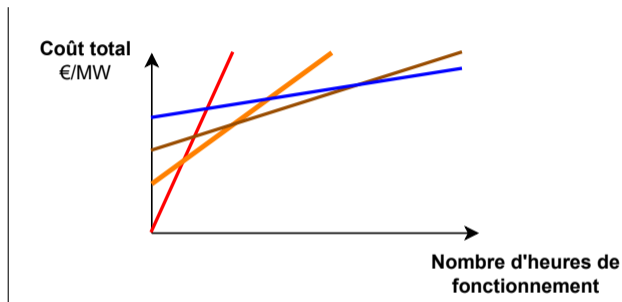
$$K_i^* CI_i = \int_{n=0}^{n=D_i} (\lambda(n) - CV_i) q_i(n) dn$$

Avec D_i le nombre d'heures de fonctionnement et q_i l'énergie produite.

⇒ **A l'optimum, la rémunération au coût marginal garantit la couverture des coûts fixes de chacune des filières**

Critère de défaillance, coût de l'énergie non distribuée et coûts du moyen de pointe

Nombre d'heures de défaillance exprimée en fonction du coût de l'énergie non distribuée (END) et des paramètres de coût de la technologie de pointe.



$$\text{Nombre d'heures de défaillance} = \frac{\text{Coût d'investissement du moyen de pointe}}{\text{Coût de l'END} - \underbrace{\text{Coût variable du moyen de pointe}}_{\text{souvent négligeable devant le coût de l'END}}}$$

Vocabulaire et traductions

- [FR] Nombre d'heures de défaillance = [EN] Loss of Load Expectation (LOLE) → nombre d'heures moyen / an
- [FR] Coût du Nouvel Entrant = [EN] Cost of New Entry (CONE) → €/MW/an (fixe) ou €/MWh (variable)
- [FR] Coût de la défaillance = [EN] Value of Lost Load (VOLL) → €/MWh
- [FR] Critère de Sécurité d'Approvisionnement = [EN] Reliability Standards (RS) → aujourd'hui exprimé comme une LOLE cible

Méthodologie du calcul du critère (RS) (Regulation (EU) 2019/943):

$$RS = \frac{CONE_{\text{fixe}}}{VOLL - CONE_{\text{variable}}}$$

Application en France:

RS en France (CRE 2022a)

RTE calcule un critère théorique de sécurité d'approvisionnement de 2 heures de délestage par an en espérance : le critère de sécurité d'approvisionnement en délestage reste identique au critère actuellement en place. Ce résultat est identique à celui qui résulterait de la stricte application de la méthodologie VoLL/CONE/RS. En conséquence, **la CRE propose un critère théorique de sécurité d'approvisionnement de 2 heures de délestage par an en espérance.**

Point d'attention : le “moyen marginal” pour satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement¹ n'est pas forcément un nouvel entrant (1/2)

Définition du CONE en France (CRE 2022a)

Le coût d'un nouvel entrant (Cost of New Entry, ci-après « CONE »), c'est-à-dire le coût annualisé de mise en service de l'unité de production **la plus compétitive susceptible d'être utilisée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.**

¹dernier moyen appelé lors des épisodes de défaillance

Point d'attention : le “moyen marginal” pour satisfaire le critère de sécurité d’approvisionnement¹ n’est pas forcément un nouvel entrant (2/2)

Dans un système en stagnation ou contraction, il peut s’agir de centrales déjà installées.

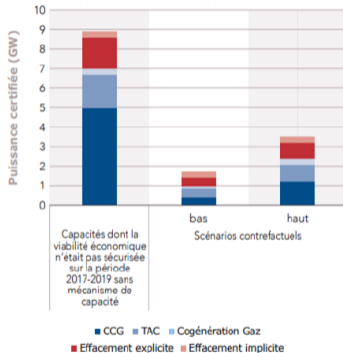


Figure: Capacités à risque en l’absence de mécanisme de capacité et scénarios contrefactuels sans mécanisme (RTE 2022a)

Limites de la méthode des monotones

- Non représentation des aspects dynamiques :
 - contraintes dynamiques des moyens de production
 - variabilité des renouvelables
 - suivi des stocks hydrauliques
- On considère un système isolé (pas d'interconnexions)
- On ne prend pas en compte le parc existant

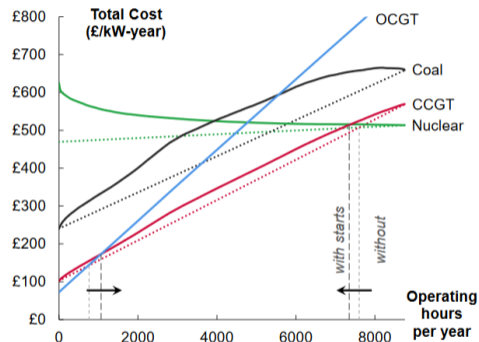


Figure: Courbes de coût total incluant les coûts de démarrages (Staffell et al. 2015)

- ① Aperçu des équilibres de court et moyen terme
- ② Fondamentaux de long terme (LT)
 - Calcul du parc optimal : première approche graphique
 - Calcul du parc optimal : approche par les conditions d'optimalité
- ③ Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)
- ④ L'approche prospective face aux incertitudes LT
- ⑤ Annexes

On va formuler le problème d'optimisation du mix électrique comme un **problème linéaire de minimisation des coûts**.

Il faut définir :

- des **variables de décisions**
- **une fonction objectif**
- des **contraintes**

Hypothèses : monopole bienveillant, optimisation sur une année représentative, résolution horaire, pas de parc existant, demande inélastique et une seule zone sans congestion interne.

indices		
$i \in \mathcal{I}$	ensemble des technologies	
$h \in \mathcal{H}$	ensemble des heures dans une année	
paramètres		
CF^i	coût fixe de la technologie i	€/MW
CV^i	coût variable de la technologie i	€/MWh
C^e	coût de l'énergie non distribuée	€/MWh
α_{ih}	disponibilité de la technologie i à l'heure h	%
D_h	demande à l'heure h	MW
Δ	durée du pas de temps (1 heure)	
variables de décision		
k_i	capacité de la technologie i	MW
q_{ih}	production de la technologie i à l'heure h	MWh
e_h	énergie non distribuée à l'heure h	MWh

Écriture du problème linéaire

$$\min_{(k_i) (q_{ih}) (e_h)} \underbrace{\sum_{i \in \mathcal{I}} CF^i k_i}_{\text{coût fixe}} + \underbrace{\sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{i \in \mathcal{I}} CV^i q_{ih}}_{\text{coût variable}} + \underbrace{\sum_{h \in \mathcal{H}} C^e e_h}_{\text{coût de l'END}}$$

sous contraintes :

$$\forall h \in \mathcal{H}, \quad \sum_{i \in \mathcal{I}} q_{ih} = \Delta \cdot D_h - e_h \quad (\text{équilibre offre=demande})$$

$$\forall h \in \mathcal{H}, \forall i \in \mathcal{I}, \quad q_{ih} \leq \Delta \cdot \alpha_{ih} \cdot k_i \quad (\text{contrainte de capacité})$$

$$\forall h \in \mathcal{H}, \forall i \in \mathcal{I}, \quad q_{ih} \geq 0 \quad (\text{positivité des productions})$$

$$\forall h \in \mathcal{H}, \quad e_h \geq 0 \quad (\text{positivité de l'END})$$

$$\forall i \in \mathcal{I}, \quad k_i \geq 0 \quad (\text{positivité des capacités})$$

Implémentation d'un problème d'optimisation

On peut à ce niveau implémenter ce type de problème d'optimisation avec un langage de programmation (Python, Julia, Matlab, GAMS) s'interfaçant avec un solveur (CPLEX, Gurobi, GLPK) pour trouver une solution numérique.

En Python, PuLP et Pyomo sont deux bibliothèques usuelles.

On peut alors complexifier le problème en rajoutant de nouveaux objets dans le problème d'optimisation (zones et interconnexions, stockage, seuil minimum de fonctionnement, etc.)

Écrire formellement les conditions d'optimalité sur un petit problème va nous permettre de mieux interpréter les résultats et également d'éclairer certains points théoriques.

Conditions de Karush-Kuhn-Tucker (KKT)

Soit un problème d'optimisation :

$$\begin{aligned} \min_x \quad & \mathcal{C}(x) \\ \text{s.t.} \quad & F(x) = 0 \quad (\lambda) \\ & G(x) \leq 0 \quad (\mu) \end{aligned}$$

On définit le Lagrangien : $\mathcal{L}(x, \lambda, \mu) = \mathcal{C}(x) + \lambda.F(x) + \mu.G(x)$

Les conditions KKT d'une solution $(\hat{x}, \hat{\lambda}, \hat{\mu})$ sont :

$$\nabla \mathcal{L}(\hat{x}, \hat{\lambda}, \hat{\mu}) = 0 \quad (\text{condition du premier ordre})$$

$$F(\hat{x}) = 0 \quad (\text{faisabilité primale})$$

$$G(\hat{x}) \leq 0 \quad (\text{faisabilité primale})$$

$$\hat{\mu}.G(\hat{x}) = 0 \quad (\text{relation d'exclusion})$$

$$\hat{\mu} \geq 0 \quad (\text{faisabilité duale})$$

Ici, ce seront des conditions **nécessaires et suffisantes**.

Ajout des multiplicateurs de Lagrange

$$\min_{(k_i) (q_{ih}) (e_h)} \underbrace{\sum_{i \in \mathcal{I}} CF^i k_i}_{\text{coût fixe}} + \underbrace{\sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{i \in \mathcal{I}} CV^i q_{ih}}_{\text{coût variable}} + \underbrace{\sum_{h \in \mathcal{H}} C^e e_h}_{\text{coût de l'END}}$$

sous contraintes :

$$\forall h \in \mathcal{H}, \quad \sum_{i \in \mathcal{I}} q_{ih} = \Delta \cdot D_h - e_h \quad (\text{équilibre offre=demande}) \quad (\lambda_h)$$

$$\forall h \in \mathcal{H}, \forall i \in \mathcal{I}, \quad q_{ih} \leq \Delta \cdot \alpha_{ih} \cdot k_i \quad (\text{contrainte de capacité}) \quad (\mu_{ih})$$

$$\forall h \in \mathcal{H}, \forall i \in \mathcal{I}, \quad q_{ih} \geq 0 \quad (\text{positivité des productions}) \quad (v_{ih})$$

$$\forall h \in \mathcal{H}, \quad e_h \geq 0 \quad (\text{positivité de l'END}) \quad (v_h^e)$$

$$\forall i \in \mathcal{I}, \quad k_i \geq 0 \quad (\text{positivité des capacités}) \quad (\gamma_i)$$

Coût marginal

Si, pour une heure h donnée, la technologie i est marginale (elle produit mais n'atteint pas sa limite de capacité), alors le coût marginal est égal à son coût variable :

$$\hat{\lambda}_h = CV^i$$

En particulier, si l'on a recours à l'écrêtement de demande :

$$\hat{\lambda}_h = C^e$$

NB: on interprète classiquement le multiplicateur de Lagrange comme la variation de la valeur optimale de la fonction objectif (ici le coût) lorsque l'on fait varier la contrainte associée (ici la demande) d'une unité. On a donc bien ici le coût marginal tel que défini par les économistes.

► Calculs en annexe

Couverture des coûts

La somme des rentes infra-marginales perçues couvre les coûts fixes :

$$CF^i \cdot \hat{k}_i = \sum_{h \in \mathcal{H}} \hat{q}_{ih} \cdot (\hat{\lambda}_h - CV^i)$$

► Calculs en annexe

Un corollaire : à long terme, les EnR ne déprécient pas forcément les prix

Idee reçue : "dans le contexte de la décarbonation, on insère des EnR à coût variable nul, ce qui diminue les prix"

→ C'est vrai dans le court terme mais on peut montrer qu'à long terme, on a plutôt un impact sur les distributions des prix que sur leur niveau moyen. Voir Antweiler et al. 2021 pour approfondir.

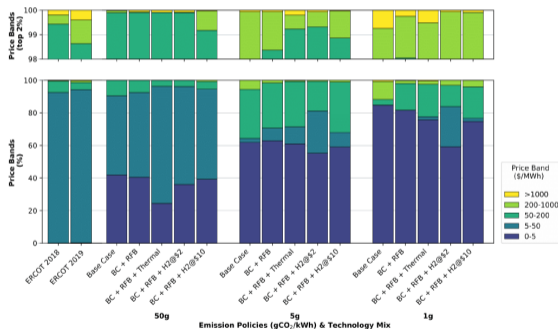


Figure: Évolution de la distribution des prix de l'électricité dans différents scénarios de décarbonation (Source : Mallapragada et al. 2021)

Équivalence entre maximisation du surplus social et minimisation des coûts

1/3

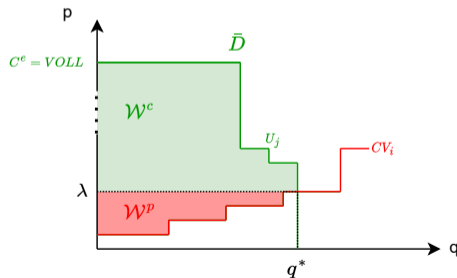
En microéconomie, on prend généralement comme référence l'équilibre qui **maximise le surplus collectif** défini comme la somme du surplus des consommateurs et des producteurs. On prend ici l'exemple de l'équilibre de court-terme.

Surplus des consommateurs :

$$\mathcal{W}^c = (\bar{D} - e)(VoLL - \lambda) + \sum_{j=0}^J q_j (U_j - \lambda)$$

Surplus des producteurs :

$$\mathcal{W}^p = \sum_{i=0}^I q_i (\lambda - CV_i)$$



Équivalence entre maximisation du surplus social et minimisation des coûts

2/3

$$\max \quad \mathcal{W}^c + \mathcal{W}^p$$

s.t.

$$\sum_{j=0}^J q_j = \sum_{i=0}^I q_i + \bar{D} - f$$

\Leftrightarrow

$$\max \quad (\bar{D} - f)(VoLL - \lambda) + \sum_{j=0}^J q_j (U_j - \lambda) + \sum_{i=0}^I q_i (\lambda - CV_i)$$

s.t.

$$\sum_{j=0}^J q_j = \sum_{i=0}^I q_i + \bar{D} - f$$

Équivalence entre maximisation du surplus social et minimisation des coûts

3/3

$$\max \quad \underbrace{\bar{D} \times VoLL}_{\text{constant}} - \lambda \underbrace{\left(\sum_{i=0}^I q_i - \sum_{j=0}^J q_j - (\bar{D} - f) \right)}_{=0} - f \times VoLL - \sum_{i=0}^I q_i CV_i - \sum_{j=0}^J q_j (-U_j)$$

s.t.

$$\sum_{j=0}^J q_j = \sum_{i=0}^I q_i + \bar{D} - f$$

\iff

$$\min \quad f \times VoLL + \sum_{i=0}^I q_i CV_i + \sum_{j=0}^J q_j (-U_j)$$

s.t.

$$\sum_{j=0}^J q_j = \sum_{i=0}^I q_i + \bar{D} - f$$

- A long terme, le parc de production peut évoluer. L'enjeu est de trouver la combinaison optimale de capacités pour répondre à la demande à moindres coûts.
- Selon le nombre d'heures d'utilisation, les technologies présentent des intérêts différents : **les moyens de base** (forts coûts fixes, faibles coûts variables) sont intéressants pour un nombre élevé d'heures d'utilisation tandis que **les moyens de pointe** (faibles coûts fixes, forts coûts variables) sont intéressants pour un faible nombre d'heures d'utilisation.
- En confrontant ces paramètres de coûts à la demande dont le niveau varie dans le temps, on peut déterminer une structure optimale de mix électrique.
- A l'optimum, les rentes infra-marginales couvrent exactement les coûts fixes des moyens investis.

Questions ouvertes : en pratique, le secteur de l'électricité est organisé autour de marchés (e.g. UE, US) : comment ces fondamentaux se matérialisent-ils dans un contexte concurrentiel ? Les marchés peuvent-ils produire un résultat socialement optimal pour l'électricité ?

- ① Aperçu des équilibres de court et moyen terme
- ② Fondamentaux de long terme (LT)
- ③ Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)
- ④ L'approche prospective face aux incertitudes LT
- ⑤ Annexes

Les différentes organisations des marchés de l'électricité

Pour l'instant, nous avons pris le point de vue d'un planificateur social bienveillant (i.e. cherchant à maximiser le bien-être collectif, et non son profit).

Depuis les années 90 → vague de libéralisation visant à désintégrer les monopoles, introduire de la concurrence et avoir comme pilier central un marché de gros où le prix s'établit au coût marginal. Objectifs recherchés :

- meilleure allocation entre producteurs et consommateurs
- incitations à l'efficacité et à l'innovation
- baisse des coûts pour les consommateurs

Concrètement, les marchés de l'électricité doivent remplir deux fonctions :

- ① Garantir une utilisation optimale du parc de production existant dans les court et moyen termes**
- ② Fournir des signaux d'investissements et de déclassements adéquats dans le long terme**

Optimisation du bien-être collectif

Le mix électrique est le résultat d'un programme de **minimisation du coût total** du système **sous contraintes** (p.ex. décarbonation, niveau de fiabilité, sécurité)

Marché

Le mix électrique est la résultante d'actions d'acteurs économiques qui cherchent à maximiser leur profit (ou leur utilité) et coordonnés par des **prix de marché**.

Équivalence théorique entre optimisation, monopole et marché

En théorie,

**Monopole
parfaitement
réglementé**



**Maximisation
du bien-être
collectif**



**Marché
concurrentiel
parfait**

Éléments théoriques sur la décentralisation par les marchés

Historiquement, la preuve repose sur l'interprétation des conditions d'optimalité du problème centralisé, et en particulier l'équation de couverture des coûts (Caramanis 1982). Un formalisme plus moderne le montre avec un modèle d'équilibre (Poncelet et al. 2019).

Problème d'équilibre

Surplus des producteurs

$$\begin{aligned} \max_{cap_i, gen_{i,t}} \quad & \sum_t (gen_{i,t} \Delta_t p_t^{el}) - cap_i C_i^{CAPEX} - \sum_t (gen_{i,t} C_i^{OPEX} \Delta_t) \\ \text{s.t.} \quad & cap_i - gen_{i,t} \geq 0 \quad (\gamma_{i,t}) \quad \forall t \\ & gen_{i,t} \geq 0 \quad \forall t \\ & cap_i \geq 0 \end{aligned}$$

Surplus des consommateurs

$$\begin{aligned} \max_{q_t} \quad & \sum_t \left(\int_0^{q_t} f_{d,t}^{-1}(q'_t) dq'_t \Delta_t \right) - \sum_t (q_t \Delta_t p_t^{el}) \\ \text{s.t.} \quad & q_t \geq 0 \quad \forall t \end{aligned}$$

Equilibre du marché

$$\sum_i gen_{i,t} \Delta_t = q_t \Delta_t \quad \forall t$$

Conditions KKT

$$\begin{aligned} p_t^{el} \Delta_t &\leq C_i^{OPEX} \Delta_t + \gamma_{i,t} \quad \perp \quad gen_{i,t} \geq 0 \\ \sum_t (\gamma_{i,t}) &\leq C_i^{CAPEX} \quad \perp \quad cap_i \geq 0 \\ cap_i - gen_{i,t} &\geq 0 \quad \perp \quad \gamma_{i,t} \geq 0 \\ f_{d,t}^{-1}(q_t) &\leq p_t^{el} \quad \perp \quad q_t \geq 0 \\ \sum_i gen_{i,t} \Delta_t &= q_t \Delta_t \end{aligned}$$

Problème d'optimisation

Maximisation du surplus collectif

$$\begin{aligned} \max_{q_t, cap_i, gen_{i,t}} \quad & \sum_t \left(\int_0^{q_t} f_{d,t}^{-1}(q'_t) dq'_t \Delta_t \right) - \sum_i cap_i C_i^{CAPEX} - \sum_i \sum_t (gen_{i,t} C_i^{OPEX} \Delta_t) \\ \text{s.t.} \quad & cap_i - gen_{i,t} \geq 0 \quad (\gamma_{i,t}) \quad \forall i, t \\ & gen_{i,t} \geq 0 \quad \forall i, t \\ & cap_i \geq 0 \quad \forall i \\ & q_t \geq 0 \quad \forall t \\ & \sum_i gen_{i,t} \Delta_t = q_t \Delta_t \quad (\lambda_t) \quad \forall t \end{aligned}$$

Hypothèses nécessaires pour avoir l'équivalence

Hypothèses de la théorie micro-économique classique

- ① **Atomicité des acteurs** : les acteurs sont suffisamment nombreux pour qu'aucun n'ait d'influence sur les prix (pas de **pouvoir de marché**)
- ② **Homogénéité des produits** : les acheteurs ne peuvent pas différencier les produits de vendeurs différents
- ③ **Liberté d'entrée et sortie du marché + mobilité des facteurs de productions** : quiconque peut rejoindre le marché quand il le souhaite et déplacer ses facteurs de productions à son gré.
- ④ **Information parfaite** : tous les acteurs ont une parfaite connaissance des paramètres significatifs du marché (prix, coûts)

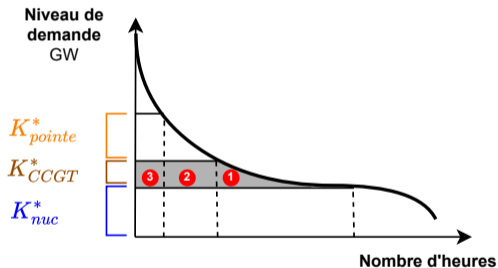
D'autres hypothèses : fonctions de coûts continues et convexes, pas d'aversion au risque, etc.

Que se passe-t-il lorsque ces hypothèses ne sont pas vérifiées ?

Il existe un relatif consensus sur le fait **les marchés fonctionnent bien à court terme**, et un relatif (et nouveau) consensus sur le fait que les marchés **ne fonctionnent pas bien sur le long terme**.

Quelques exemples :

- Les acteurs font face à des risques **très importants contre lesquels ils ne peuvent pas se protéger** (se couvrir). Cela augmente le coût du capital et empêche d'atteindre les niveaux d'investissements requis par la transition énergétique.
- Les acteurs ont des **biais de rationalité** (mimétisme, entêtement, myopie)
- Certains niveaux de prix extrêmes lors des pointes ne sont pas politiquement acceptables (bien que nécessaires en théorie)
- Il est difficile d'internaliser dans les marchés toutes les **externalités** (pollutions, CO₂) et **contraintes** du secteur électrique (sécurité et diversification d'approvisionnement, préférences technologiques, effet d'apprentissage).



Aire ③ = rémunération issue des pics de prix lors des épisodes de défaillance.

De nombreux auteurs ont conclu que ce signal ne pouvait pas être utilisé en pratique :

- Très sensible, risqué et difficile à prévoir
- Possibilité d'exercice de pouvoir de marché
- Difficilement acceptable sur le plan politique et sociale

⇒ **besoin d'un mécanisme complémentaire pour la capacité (voir Bublitz et al. 2018 pour approfondir)**

Vers une hybridation du *market design* ?

Face aux enjeux environnementaux et aux *défaillances de marché*, d'autres instruments peuvent venir compléter les marchés (Roques et al. 2017; P. L. Joskow 2021) :

- Quota d'émissions de carbone (et système d'échange)
- Contractualisation de long terme
- Planification et appels d'offres
- Garanties d'origines
- *Renewable Portfolio Standards*

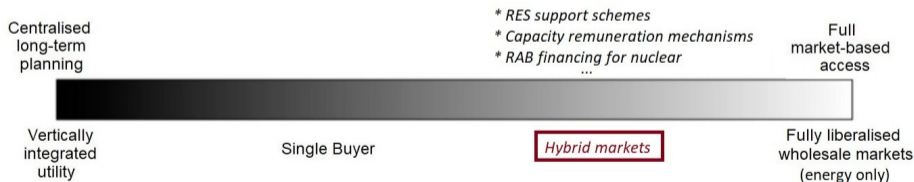
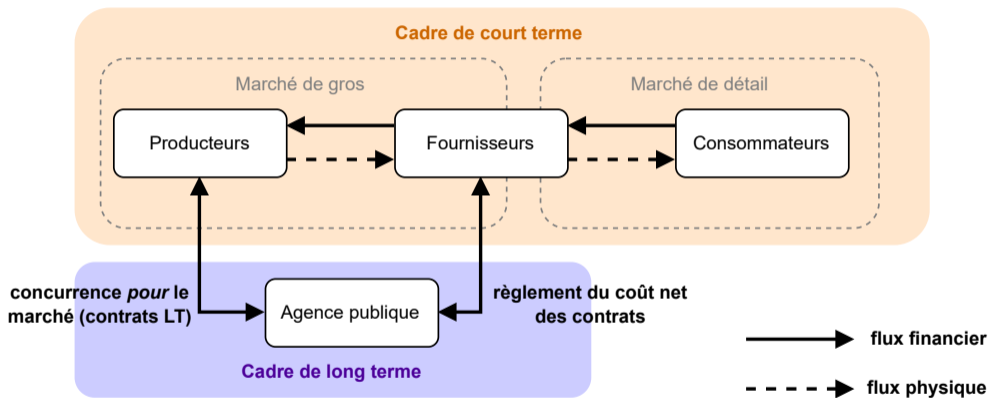


Figure: source : Schittekatte 2021

Marché hybride avec une agence publique de coordination LT

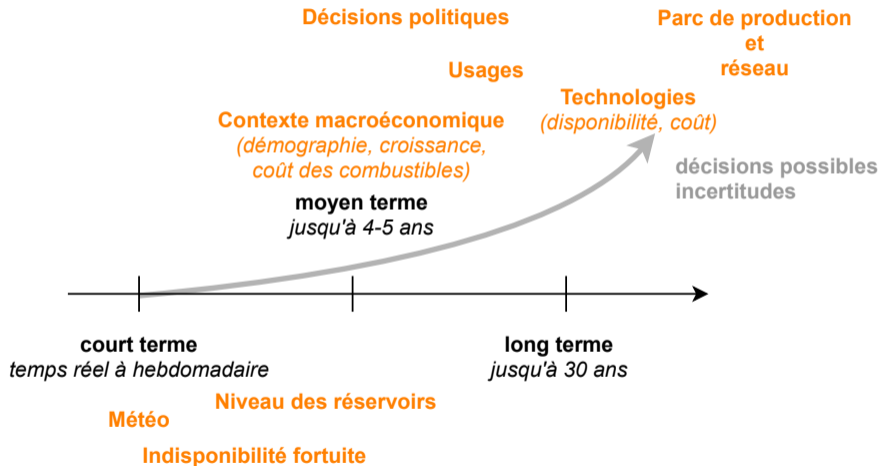


Voir Keppler et al. 2022 pour approfondir.

- En théorie et sous certaines hypothèses, un marché concurrentiel peut converger vers l'optimum social de long terme. Il en va de même pour un monopole sous hypothèse de réglementation parfaite.
- En pratique, les marchés parfaits et la régulation parfaite n'existent pas. Il faut donc faire des choix d'institutions qui prennent en compte ces imperfections, le contexte de la zone et les enjeux du système (décarbonation, sécurité d'approvisionnement, etc.).

- ① Aperçu des équilibres de court et moyen terme
- ② Fondamentaux de long terme (LT)
- ③ Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)
- ④ L'approche prospective face aux incertitudes LT
- ⑤ Annexes

Les incertitudes au long terme



- Les incertitudes LT sont difficilement probabilisables. L'approche prospective repose sur l'exploration de **futurs possibles** (des scénarios prospectifs).

Agence Internationale de l'Énergie

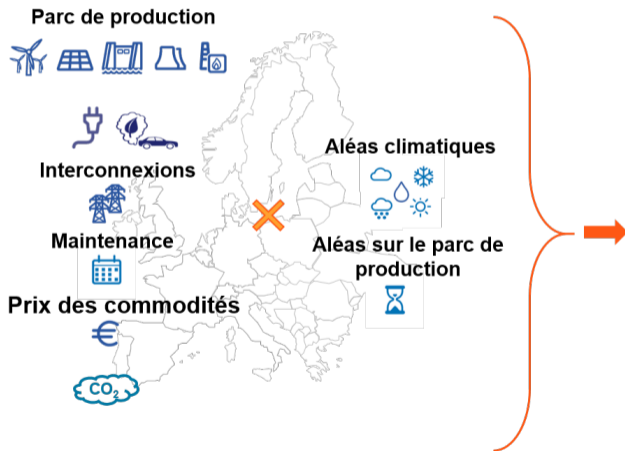
Les scénarios ne doivent pas être considérés comme des prédictions, mais comme des analyses des impacts et des compromis entre différents choix technologiques et objectifs politiques, fournissant ainsi une approche quantitative pour soutenir la prise de décision dans le secteur de l'énergie

- Bonnes propriétés des scénarios : vraisemblables, cohérents (\Rightarrow modèles), contrastés, peu nombreux.
- Prospective \neq Prise de décision, Planification, ...

Prise en compte d'aléas

Un scénario de
« macrohypothèses »

Ensemble d'aléas



Représentation statistique d'un contexte
(années froides, canicules...)

- A long terme, les incertitudes sont considérables et ne sont pas forcément probabilisables.
- Il faut malgré tout prendre des décisions. Elles peuvent être éclairées par des **scénarios prospectifs**.
- Ces derniers **ne doivent pas être pris comme des prédictions** mais permettent de comprendre les enjeux et les impacts des choix qui peuvent être faits.

Conclusion générale

- 1 Aperçu des équilibres de court et moyen terme
 - Équilibre de court terme
 - Quelques mots sur le moyen terme
- 2 Fondamentaux de long terme (LT)
 - Calcul du parc optimal : première approche graphique
 - Calcul du parc optimal : approche par les conditions d'optimalité
- 3 Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)
- 4 L'approche prospective face aux incertitudes LT
- 5 Annexes

Pour approfondir :

- Manuels d'économie de l'électricité : Glachant et al. 2021, Cretì et al. 2019, Léautier 2017
- Les classiques : P. Joskow et al. 1983, Schweppe et al. 1988

- ① Aperçu des équilibres de court et moyen terme
- ② Fondamentaux de long terme (LT)
- ③ Enjeux LT des architectures de marché (*Market Design*)
- ④ L'approche prospective face aux incertitudes LT
- ⑤ Annexes

- ⑥ Fonctionnement d'un cycle combiné à gaz
- ⑦ Fonctionnement d'une turbine à combustion (TAC)
- ⑧ Calcul du parc optimal par les conditions d'optimalités : détails des calculs
- ⑨ Bibliographie

Thermique à flamme

CENTRALE À CYCLE COMBINÉ GAZ

Comment fonctionne la centrale ?

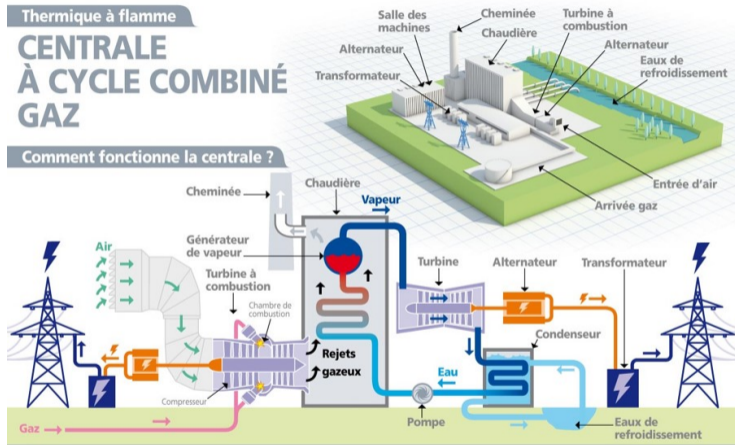
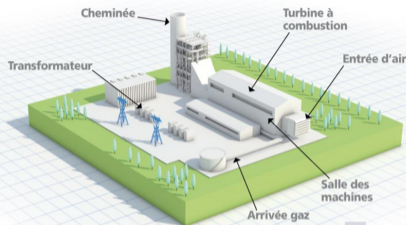


Figure: source : EDF

- ⑥ Fonctionnement d'un cycle combiné à gaz
- ⑦ Fonctionnement d'une turbine à combustion (TAC)**
- ⑧ Calcul du parc optimal par les conditions d'optimalités : détails des calculs
- ⑨ Bibliographie

Thermique à flamme

CENTRALE AVEC TURBINE À COMBUSTION (TAC)



Comment fonctionne la centrale ?

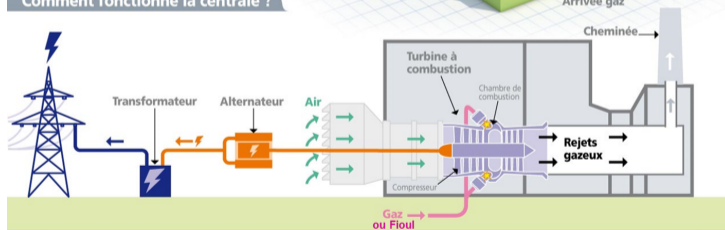


Figure: source : EDF

- ⑥ Fonctionnement d'un cycle combiné à gaz
- ⑦ Fonctionnement d'une turbine à combustion (TAC)
- ⑧ Calcul du parc optimal par les conditions d'optimalités : détails des calculs
- ⑨ Bibliographie

On écrit le Lagrangien :

$$\begin{aligned}
 \mathcal{L}(k, q, e, \lambda, \mu, v, \gamma) = & \sum_{i \in \mathcal{I}} CF^i k_i + \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{i \in \mathcal{I}} CV^i q_{ih} \\
 & + \sum_{h \in \mathcal{H}} C^e e_h \\
 & + \sum_{h \in \mathcal{H}} \lambda_h \cdot (\Delta \cdot D_h - e_h - \sum_{i \in \mathcal{I}} q_{ih}) \\
 & + \sum_{i \in \mathcal{I}} \sum_{h \in \mathcal{H}} \mu_{ih} \cdot (q_{ih} - \Delta \cdot \alpha_{ih} \cdot k_i) \\
 & - \sum_{i \in \mathcal{I}} \sum_{h \in \mathcal{H}} v_{ih} \cdot q_{ih} - \sum_{h \in \mathcal{H}} v_h^e \cdot e_h \\
 & - \sum_{i \in \mathcal{I}} \gamma_i \cdot k_i
 \end{aligned}$$

Conditions du premier ordre:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial k_i}(-) = CF^i - \sum_{h \in \mathcal{H}} \Delta \cdot \alpha_{ih} \cdot \mu_{ih} - \gamma_i = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial q_{ih}}(-) = CV^i - \lambda_h + \mu_{ih} - v_{ih} = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial e_{ih}}(-) = C^e - \lambda_h - v_h^e = 0 \quad (3)$$

Relations d'exclusion :

$$\forall h \in \mathcal{H}, \forall i \in \mathcal{I}, \quad \mu_{ih} \cdot (q_{ih} - \Delta \cdot \alpha_{ih} \cdot k_i) = 0 \quad (4)$$

$$\forall h \in \mathcal{H}, \forall i \in \mathcal{I}, \quad v_{ih} \cdot q_{ih} = 0 \quad (5)$$

$$\forall h \in \mathcal{H}, \quad v_h^e \cdot e_h = 0 \quad (6)$$

$$\forall i \in \mathcal{I}, \quad \gamma_i \cdot k_i = 0 \quad (7)$$

Coût marginal lorsqu'une technologie i est marginale

Si l'on regarde une heure h donnée, durant laquelle une technologie i est marginale (i.e. elle est la technologie avec le coût variable le plus élevée et n'est pas à pleine puissance). Il n'y a pas d'énergie non distribuée.

En interprétant cette situation avec les conditions KKT : à cette heure, $q_{ih} > 0$ donc $v_{ih} = 0$ d'après la relation d'exclusion 5. En outre, elle n'est pas à pleine puissance ($q_{ih} < \Delta \cdot \alpha_{ih} \cdot k_i$) d'où $\mu_{ih} = 0$ d'après la relation d'exclusion 7. D'après la condition de premier ordre 2, on a donc $\lambda_h = CV^i$.

Coût marginal lorsque toutes les capacités sont à pleine puissance et une partie de la demande n'est pas satisfaite

Toutes les capacités sont à pleine puissance et il y a une part d'énergie non distribuée telle que $e_h > 0$. D'après la relation 6, on a donc $v_h^e = 0$. D'après l'équation 3, on a donc $\lambda_{ih} = C^e$.

NB : Le multiplicateur de Lagrange associé à une contrainte (ici λ_{ih}) s'interprète comme l'accroissement de la valeur optimale de la fonction objectif (ici le coût total du système) lorsque l'on durcit la contrainte d'une unité (ici la demande). On parle aussi de *shadow price*, ou encore de *variable duale*. Cela est bien cohérent avec la définition des économistes : "coût engendré par la production d'une unité supplémentaire (ou marginale) du bien sur le marché".

Couverture des coûts fixes

Soit une technologie pour laquelle la capacité est non nulle ($k_i > 0$). D'après la relation 1, on a :

$$CF^i = \sum_{h \in \mathcal{H}} \Delta \cdot \alpha_{ih} \cdot \mu_{ih} + \gamma_i$$

D'après la relation d'exclusion 7, on a $\gamma_i = 0$.

D'après la relation 7, $\mu_{ih} = 0$ lorsque la technologie ne produit pas à pleine puissance. Pour l'ensemble des heures \mathcal{H}_i^+ où la technologie i produit à pleine puissance ($q_{ih} > 0$ et $v_{ih} = 0$ d'après 5), la relation 2 donne :

$$\mu_{ih} = \lambda_h - CV^i$$

On obtient donc :





$$CF^i = \sum_{h \in \mathcal{H}_i^+} \Delta \cdot \alpha_{ih} \cdot (\lambda_h - CV^i)$$




Enfin, pour une heure $h \in \mathcal{H}_i^+$, on a $q_{ih} = \Delta \cdot \alpha_{ih} \cdot k_i$.
On a donc :





$$CF^i \cdot k_i = \sum_{h \in \mathcal{H}_i^+} q_{ih} \cdot (\lambda_h - CV^i)$$

Ainsi, la somme des rentes infra-marginales couvre bien les coûts fixes à l'optimum.






- ⑥ Fonctionnement d'un cycle combiné à gaz
- ⑦ Fonctionnement d'une turbine à combustion (TAC)
- ⑧ Calcul du parc optimal par les conditions d'optimalités : détails des calculs
- ⑨ **Bibliographie**

-  Antweiler, Werner and Felix Muesgens (2021). “On the long-term merit order effect of renewable energies”. In: *Energy Economics* 99, p. 105275. ISSN: 0140-9883. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105275>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988321001808>.
-  Bublitz, Andreas et al. (2018). *A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms*. Working Paper Series in Production and Energy 27. Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute for Industrial Production (IIP). URL: <https://EconPapers.repec.org/RePEc:zbw:kitiip:27>.
-  Caramanis, Michael (1982). “Investment Decisions and Long-Term Planning under Electricity Spot Pricing”. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 101.12, pp. 4640–4648.
-  CRE (2022a). *DELIBERATION N°2022-152*. Tech. rep.

-  CRE (2022b). *Services système et mécanisme d'ajustement*. <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement>. Accessed: 2022-10-20.
-  Cretì, Anna and Fulvio Fontini (2019). *Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules*. Cambridge University Press. DOI: 10.1017/9781316884614.
-  ENTSOE (2021). *European Resource Adequacy Assessment - Annex 1: Assumptions*. Tech. rep.
-  Glachant, Jean-Michel, Paul L. Joskow, and Michael G. Pollitt (2021). *Handbook on Electricity Markets*. Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing. ISBN: 9781788979948. DOI: 10.4337/9781788979955. URL: <https://www.elgaronline.com/view/edcoll/9781788979948/9781788979948.xml>.
-  Hicks, Kenneth L. (1959). "Theory of Economic Selection of Generating Units". In: *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems* 78, pp. 1794–1799.

-  Joskow, P.L. and R. Schmalensee (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. An MIT press classic. MIT Press. ISBN: 9780262600187. URL: <https://books.google.fr/books?id=r8hHGwAACAAJ>.
-  Joskow, Paul L. (2021). “From hierarchies to markets and partially back again in electricity: Responding to decarbonization and security of supply goals”. In: *Journal of Institutional Economics*, pp. 1–17.
-  Keppler, Jan Horst, Simon Quemin, and Marcelo Saguean (2022). “Why the sustainable provision of low-carbon electricity needs hybrid markets”. In: *Energy Policy* 171, p. 113273. ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113273>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142152200492X>.
-  Léautier, Thomas-Olivier (2017). *Imperfect markets and imperfect regulation : an introduction to the microeconomics and political economy of power markets*. MIT Press. URL: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03435465>.

-  Mallapragada, Dharik S. et al. (Nov. 2021). *Electricity Price Distributions in Future Renewables-Dominant Power Grids and Policy Implications*. NBER Working Papers 29510. National Bureau of Economic Research, Inc. URL: <https://ideas.repec.org/p/nbr/nberwo/29510.html>.
-  Poncelet, Kris, Steffen Kaminski, and Erik Delarue (2019). *Ability and limitations of optimization models for computing the equilibrium in competitive energy markets*. TME Working Paper EN019-09. KU Leuven.
-  Roques, Fabien and Dominique Finon (2017). “Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime?” In: *Energy Policy* 105.C, pp. 584–596.
-  RTE (2020). *Bilan électrique 2020*. <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com>. Accessed: 2022-10-20.
-  — (2022a). *Caractéristiques du parc de production et d’effacement entre 2025 et 2035 et architecture du futur mécanisme de capacité*. Tech. rep.

-  RTE (2022b). *Futures Energetiques 2050 - Annexes*. Tech. rep.
-  — (2022c). *Proposition pour la mise à jour du critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique français*. Tech. rep.
-  Schittekatte, Tim (2021). *Hybrid power markets – have academics reached a consensus about their need?* <https://www.linkedin.com/pulse/hybrid-power-markets-have-academics-reached-consensus-schittekatte/>. Accessed: 2021-11-02.
-  Schittekatte, Tim and Leonardo Meeus (2021). *Capacity Remuneration Mechanisms in the EU: Today, Tomorrow, and a Look Further Ahead*. Tech. rep. Robert Schuman Centre for Advanced Studies.
-  Schweppe, F.C. et al. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Power Electronics and Power Systems. Springer US. ISBN: 9781461316831. URL: <https://books.google.fr/books?id=QZ8ACAAAQBAJ>.



Staffell, Iain and Richard Green (Mar. 2015). “Is There Still Merit in the Merit Order Stack? The Impact of Dynamic Constraints on Optimal Plant Mix”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 31, pp. 1–11. DOI: [10.1109/TPWRS.2015.2407613](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2407613).