

ANNEXES

Economie du système électrique français : ce que coûte l'électricité, qui supporte ces coûts, et ce que changent les énergies renouvelables [ANNEXES]

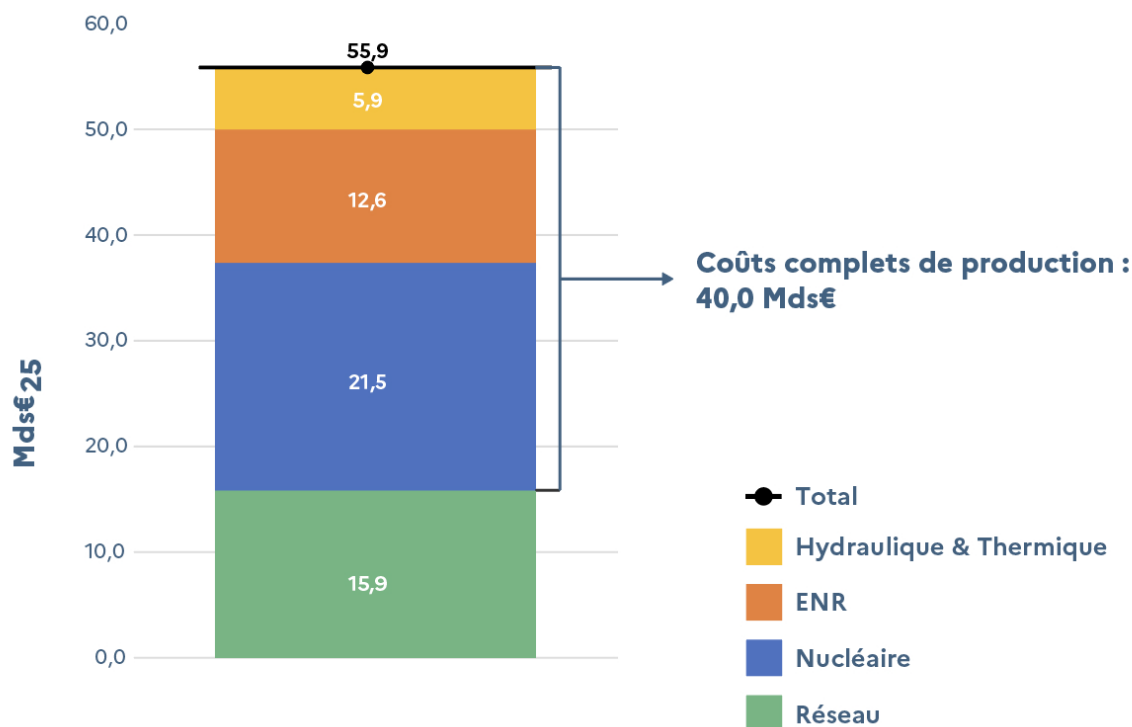
SOMMAIRE

1. Méthode relative au calcul des coûts complets du système électrique et au calcul de la facture des consommateurs.....	3
1.1. Calcul des coûts complets du système électrique	3
1.2. Calcul de la facture des consommateurs français	5
2. Méthode relative à la simulation d'équilibres offre demande	7
3. Présentation générale de l'organisation du marché de gros d'électricité français	8
3.1. Les différents segments du marché de gros d'électricité français, vue d'ensemble du système	8
3.2. Le fonctionnement de la préséance économique sur un marché au coût marginal	11

1. Méthode relative au calcul des coûts complets du système électrique et au calcul de la facture des consommateurs

1.1. Calcul des coûts complets du système électrique

Figure 1 – Répartition des coûts complets du système électrique en 2025 (Mds€)



Source : graphique et données CRE.

Pour calculer les coûts complets du système électrique, la CRE s'est appuyée sur l'ensemble des données dont elle dispose dans le cadre de ses différentes missions : tarification de l'utilisation des réseaux, calcul du coût complet du nucléaire ou encore calcul des charges de service public de l'énergie, qui incluent notamment le soutien aux énergies renouvelables. Par souci de transparence, la CRE précise ci-dessous les sources et le périmètre retenus pour chacune de ces briques de coûts.

Hydraulique et thermique : Données retraitées issues du [dernier rapport sur les coûts de l'hydraulique](#) (2020) et données agrégées de la dernière enchère pluriannuelle du mécanisme de capacité (2026). Afin de calculer des coûts complets cohérents sur l'ensemble du parc thermique la CRE retient une méthode de calcul des coûts basée sur une approximation des coûts déclarés lors des guichets de dérogation du mécanisme de capacité et ce y compris pour le parc thermique soutenu. S'agissant de l'estimation de coûts pour le parc thermique soutenu il s'agit d'un choix méthodologique. Si la CRE avait retenu une évaluation des coûts basée sur les tarifs de soutien pour le parc thermique soutenu le résultat serait légèrement différent du fait d'un amortissement des investissements plus conséquent pour le parc thermique soutenu.

Énergies renouvelables : Coûts établis à partir des bases de données CSPE 2025, comme produit des volumes et des tarifs propres à chaque contrat, pour l'obligation d'achat et le complément de rémunération. Les coûts complets ENR intègrent les frais d'équilibrage et de commercialisation de l'électricité produite : déjà reflétés dans les tarifs de complément de rémunération, ils sont ajoutés par la CRE au périmètre du portefeuille en obligation d'achat. La rémunération du capital, les charges de la

dette et les taxes sont également pris en compte dans les coûts complets des énergies renouvelables au travers des tarifs.

Pour les volumes non soutenus, la CRE a estimé les volumes sortis d'obligation d'achat au cours des dernières années, les a déduits, puis a valorisé le reste des volumes [aux tarifs de complément de rémunération des dernières périodes](#).

Pour l'estimation des coûts complets futurs (liés par exemple à l'installation de la file d'attente), la CRE a également retenu comme hypothèse les tarifs moyens proposés lors des dernières périodes instruites fin 2025.

Figure 2 – tarifs moyens proposés lors des dernières périodes instruites fin 2025¹

Dernière période de l'année 2025	€/MWh
AO Éolien terrestre	86,62
AO PV Bâtiment	96,48
AO PV Sol	74,13

Nucléaire : la CRE s'appuie sur le rapport relatif au coût complet du nucléaire (septembre 2025). Le coût complet qu'elle a calculé (60,3 €/MWh) inclut notamment les amortissements et les investissements consacrés à l'aval du cycle (traitement et stockage des déchets nucléaires en particulier). Ce calcul intègre également les taxes.

Coûts de réseau : la CRE retient les charges d'exploitation réalisées en 2025 et les charges de capitaux supportées par les opérateurs en 2025 selon la méthode et les paramètres de rémunération définis par la CRE.

Pour la présente étude, les pertes et les coûts de « services système » (équilibre) sont retirés des coûts de réseau et rattachés aux coûts de production : les actifs de production sont en effet rémunérés pour permettent de rééquilibrer le système en temps réel et de fournir l'énergie pour la compensation des pertes réseau, et ce sont les producteurs qui perçoivent la rémunération de ce service. La CRE fait donc le choix de retraiter les coûts de réseau de ces deux composantes qui sont de nature à augmenter les coûts réseaux.

Par ailleurs, les coûts de réseau ne sont pas nettés des recettes associées aux contributions de raccordement, versées par les consommateurs et les producteurs lors de leur raccordement, et aux rentes d'interconnexion. En effet, ces recettes correspondent à un financement tiers des coûts complet du réseau complémentaire au TURPE.

Pour la brique « coûts de réseau », la CRE retient ainsi un périmètre différent de celui qu'elle utilise pour la tarification de l'utilisation des réseaux afin d'estimer l'ensemble des coûts des infrastructures existantes.

Rentes d'interconnexion : le montant retenu correspond au montant constaté pour 2025.

Exports nets : La valorisation des exports repose sur une approximation réalisée par RTE pour 2025, consistant à valoriser l'ensemble des flux aux prix spot horaires français. Il s'agit d'une estimation : en pratique, une partie des ventes à l'export est valorisée via des droits d'interconnexion de long terme, ce qui peut générer des écarts. Par ailleurs, le montant de 5,4 Mds€ correspond bien à la valorisation des exports nette des importations d'électricité.

¹ Pour les scénarios simulant une augmentation de la puissance installée du parc, les tarifs de soutien retenus sont les tarifs moyens proposés lors des dernières périodes instruites fin 2025. Ces derniers sont disponibles depuis [le rapport de la CRE de février 2026 sur l'état des lieux des appels d'offres PPE2](#).

1.2. Calcul de la facture des consommateurs français

La note présente les quatre briques principales de la facture des consommateurs français :

- l'approvisionnement en électricité (part énergie) ;
- les taxes ;
- le tarif d'utilisation du réseau (TURPE) ;
- les frais liés à l'activité de fourniture ;

Les montants présentés ne sont pas exclusivement supportés par les seuls clients résidentiels, mais bien par l'ensemble des consommateurs (résidentiels, entreprises de masse salariale faible à moyenne, tertiaire, industriels, transport).

Approvisionnement sur les marchés de l'électricité (part énergie) :

La part énergie est calculée sur la base d'un approvisionnement mixte : une part dépendante des prix sur les marchés de l'électricité et une part approvisionnée au prix de l'ARENH (42 €/MWh).

La CRE retient 215 TWh de volumes approvisionnés au prix de l'ARENH. Ce volume correspond, d'une part, au volume de 100 TWh attribué aux fournisseurs alternatifs dans le cadre du dispositif et, d'autre part, à une estimation de la CRE des volumes d'« ARENH like » qu'EDF est susceptible d'avoir répliqué sur son propre portefeuille de clients.

Le calcul de la part complémentaire approvisionné sur les marchés s'appuie sur une méthode de lissage de l'approvisionnement, consistant à recourir à des produits de marché de différentes maturités pour couvrir la courbe de consommation, d'abord de manière approximative puis plus fine à l'approche du temps réel. Le lissage est une pratique courante des fournisseurs, également utilisée dans le calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité. Selon le risque et le profil des consommateurs, l'approvisionnement est plus ou moins lissé : deux ans pour les TRVE, un an pour certains fournisseurs alternatifs s'agissant des clients résidentiels, et davantage proche du temps réel pour les clients industriels — avec, dans ce dernier cas, une éventuelle couverture du risque de volatilité des prix.

Pour cette étude, la CRE a retenu un lissage sur un an, consistant à débiter la couverture au 1^{er} janvier 2024 pour couvrir la consommation de l'année 2025. Elle considère ce lissage comme un compromis acceptable au regard de l'ensemble des pratiques d'approvisionnement, qui peuvent être plus longues ou plus courtes. Le montant de la part énergie peut difficilement être exact, les pratiques étant trop hétérogènes et n'étant pas toutes connues de la CRE ; il constitue néanmoins une approximation raisonnable.

À noter : le coût de l'approvisionnement en électricité pour 2025 est estimé à 63,4 €/MWh (215 TWh en ruban à 42 €/MWh et 209 TWh à 81,0 €/MWh, selon une stratégie d'approvisionnement « lissée un an »). L'approvisionnement sur les marchés s'établit à un niveau supérieur aux prix spot moyen pour l'année 2025 (61,1 €/MWh). Cet écart s'explique par le coût de la forme² et par le fait que les prix à terme pour 2025 se sont révélés supérieurs au réalisé (voir la partie 3 en annexe, relative à l'organisation des marchés de gros de l'électricité, pour la distinction entre marchés à terme et marché spot).

² La moyenne simple des prix est moins élevée que la moyenne des prix pondérée par le profil de la consommation nationale : les heures où la consommation est relativement importante sont les heures pour lesquelles les prix sont les plus élevés.

Tarification de l'utilisation des réseaux (part réseau) : La part liée au tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) correspond aux revenus autorisés ex post pour 2025, tels que définis dans les délibérations d'évolution annuelle du TURPE 7 HTB et HTA-BT du 1er août 2026 (après retraitement du péage du TURPE HTB inclus dans le TURPE HTA-BT).

Les autres briques de la facture hors taxes ont été calculées de la manière suivante :

Mécanisme de capacité (part énergie) : Données constatées 2025 qui intègrent bien les garanties de capacité transmises dans le cadre de l'ARENH.

Coûts des écarts (part énergie) : données constatées dans le cadre du calcul des TRVE, puis extrapolées par hypothèse aux autres catégories de consommateurs.

Marge de risque (part commercialisation) : Données constatées dans le cadre du calcul des TRVE, puis extrapolées par hypothèse aux autres catégories de consommateurs.

CEE (part commercialisation) : Données constatées dans le cadre des TRVE et extrapolées à l'ensemble de la consommation en fonction des différents segments soumis à obligation.

Coûts de commercialisation (frais de fourniture) : Données constatées, remontées par EDF dans le cadre du calcul des TRVE ainsi que par les autres fournisseurs dans le cadre des missions de surveillance du marché de détail de la CRE, puis extrapolées par hypothèse à toutes les catégories de consommateurs.

Enfin, pour les taxes, la CRE a déterminé les montants acquittés de la manière suivante :

Accise sur l'électricité (taxes) : La CRE s'appuie sur les rapports d'exécution 2025 du budget de l'État établis par la Cour des comptes³, qui permettent notamment de distinguer la part affectée de l'accise de celle qui abonde le budget de l'État.

Contribution tarifaire d'acheminement (CTA) (taxes) : Montant prévisionnel publié dans le projet de loi de finances pour 2026.

³ Cour des comptes, Le budget de l'Etat en 2025 – résultats et gestion, [Recettes fiscales de l'Etat, remboursement et dégrèvement, p24.](#)

2. Méthode relative à la simulation d'équilibres offre demande

Dans le cadre de la réalisation de cette étude, la CRE a développé en interne un modèle d'équilibre offre-demande au pas horaire permettant de rejouer une année donnée. Cet outil s'appuie sur le logiciel de simulation d'équilibre offre-demande développé par RTE, Antarès (open source), ainsi que sur une modélisation fine du système électrique européen réalisée par la CRE et basée sur des données provenant de sources publiques (ENTSO-E Transparency Platform, données de disponibilité des moyens de production publiées par les GRT) ainsi que sur des données dont la CRE dispose dans le cadre de son exercice de surveillance du fonctionnement du marché (données de prix des commodités, données concernant les réserves primaires et secondaires et données de production d

es énergies renouvelables par type de contrat de soutien notamment). Ce modèle permet de retrouver les principaux agrégats économiques (prix spot, coût total de production) et physiques (production par filière, échanges aux frontières) pour une année donnée.

Pour ses simulations, la CRE a retenu l'année 2025 et les hypothèses principales suivantes :

- **Périmètre de modélisation retenu :** France et pays voisins directement interconnectés (Belgique, Allemagne, Suisse, Italie, Espagne ainsi que le Royaume-Uni, modélisé de manière partielle à partir des échanges physiques effectivement réalisés à la frontière France-Royaume-Royaume Uni en 2025, les données pour ce pays n'étant plus disponibles sur l'ENTSO-E Transparency Platform) ;
- **Consommation électrique :** chroniques ENTSO-E réalisées, fournies par les GRT ;
- **Chroniques de production fatale :** chroniques réalisées, agrégées au pas horaire, disponibles sur l'ENTSO-E Transparency Platform et corrigées des écrêtements grâce à des données internes CRE ;
- **Centrales thermiques :** la liste des centrales thermiques et des capacités installées est disponible sur l'ENTSO-E. Les caractéristiques des centrales thermiques retenues sont disponibles en ligne⁴ et la disponibilité des centrales françaises réalisée est extraite des données REMIT. Leur coût marginal est alors calculé à partir des caractéristiques de la centrale, de coût du CO₂ (ETS) et du coût du combustible adéquat, avec la maturité la plus faible disponible, à l'exception des centrales nucléaires dont le coût marginal est basé sur une approximation de la valeur d'usage de chaque réacteur obtenu à partir de données confidentielles de la CRE.
- **Prix négatifs :** Dans l'éventualité où des EnR doivent faire l'objet d'un écrêtement, la CRE retient un coût de l'écrêtement permettant de tenir compte en France de l'existence d'un parc en obligation d'achat, d'un parc sous complément de rémunération ainsi que des moyens de production avec des coûts d'arrêts importants (nucléaire, thermique à flamme). Davantage d'éléments sont disponibles dans son analyse sur les prix négatifs⁵. La CRE souligne que les niveaux de prix négatifs sont fortement dépendants des conditions réglementaires et de leurs évolutions (par exemple, en France, avec la mise en place des arrêts ou limitation des sites sous OA).

Des simulations peuvent ensuite être menées en modifiant certains paramètres de la modélisation, toutes choses égales par ailleurs, permettant ainsi de vérifier l'impact d'un paramètre sur les agrégats en sortie de modèle, notamment les prix de marché.

⁴ European Commission, Joint Research Centre (2026): JRC Open Power Plants Database (JRC-PPDB-OPEN). [Dataset] doi: 10.2905/JRC.KYANAWG PID: <http://data.europa.eu/89h/9810feeb-f062-49cd-8e76-8d8cfd488a05>

⁵ Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, 26 avril 2024. La CRE retient un coût d'écrêtement moyen de -10 €/MWh.

3. Présentation générale de l'organisation du marché de gros d'électricité français

3.1. Les différents segments du marché de gros d'électricité français, vue d'ensemble du système

La gestion du système électrique nécessite que la production soit égale à tout instant à la demande : les marchés de gros de l'électricité sont organisés pour concourir à cet objectif.

Une partie de l'électricité injectée sur le réseau n'est pas négociée sur les marchés de gros, étant directement livrée aux clients finals par les entreprises intégrées, c'est-à-dire à la fois producteur et fournisseur. Le reste de la production ou de la fourniture est négocié sur les marchés de gros de l'électricité, donnant lieu à plusieurs types de transactions qui pourront se traduire par des nominations physiques.

Le marché de gros de l'électricité tient ainsi une place centrale dans le fonctionnement du système électrique français⁶. En effet, l'offre en amont y rencontre la demande en aval à différentes échéances⁷ :

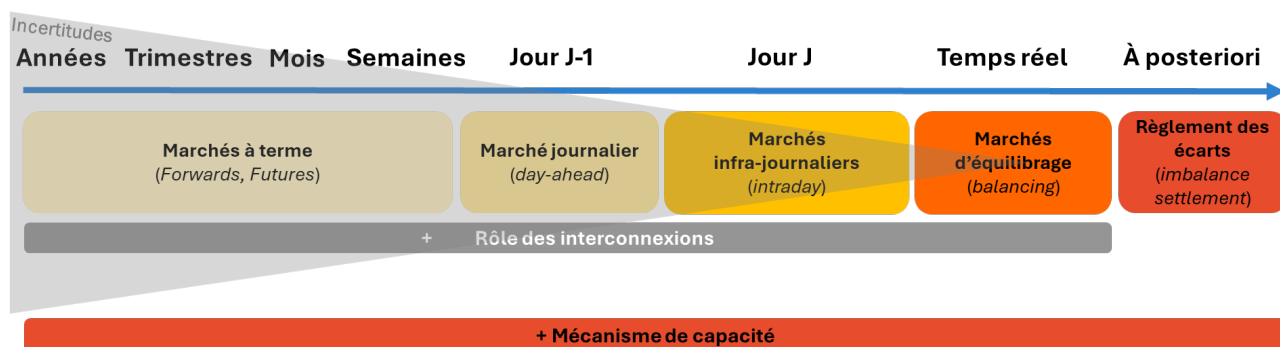
- sur les marchés à terme (dit *Forwards* et *Futures*)
 - o à long terme (i.e. de quelques dizaines d'années à quelques années),
 - o à moyen terme (i.e. de quelques années à quelques semaines),
 - o à court terme (i.e. de quelques semaines à un jour),
- sur les marchés au comptant (dit marchés *spot*) regroupant
 - o l'échéance journalière avec livraison le lendemain (dite J-1 ou *day-ahead*)
 - o l'échéance infra-journalière avec livraison le jour même (dite J+0 ou *intraday*),
- en temps réel via le marché de l'équilibrage (dit *balancing*).

Les marchés de gros d'électricité français sont pleinement interconnectés avec ceux des autres pays européens, permettant des échanges transfrontaliers et une convergence progressive des prix grâce aux mécanismes de couplage des marchés.

⁶ Il convient de noter qu'avant le 1^{er} janvier 2026 l'architecture de marché français comportait également le dispositif ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) permettant aux fournisseurs alternatifs d'acheter une partie de la production nucléaire historique d'EDF à un prix régulé de 42 €/MWh, dans la limite d'un volume total annuel prédéfini. L'ARENH a visé à garantir une concurrence équitable sur le marché de détail tout en assurant la couverture des coûts du parc nucléaire historique. Lorsque le volume demandé a dépassé le plafond, une répartition proportionnelle a été appliquée, poussant la part excédant les besoins des fournisseurs vers le marché de gros.

⁷ Cette terminologie peut varier selon les interlocuteurs.

Figure 1 : Les différents segments du marché de gros d'électricité français. Vue d'ensemble du système



Source : illustration CRE

En complément du marché de gros de l'énergie, la France a mis en place un mécanisme de capacité visant à garantir la sécurité d'approvisionnement électrique lors des périodes de pointe. Ce mécanisme permet ainsi d'éviter une exposition excessive des consommateurs à la défaillance du système électrique et remplit un rôle assurantiel. Ce mécanisme valorise la disponibilité des moyens de production et des solutions d'effacement, indépendamment de l'énergie réellement produite. Le coût du mécanisme est supporté par les consommateurs.

Enfin, le système français prévoit un règlement des écarts, qui concerne la différence entre les prévisions des acteurs désignés par ailleurs comme les responsables d'équilibre (fournisseurs, producteurs ou consommateurs) et leurs injections ou soutirages réels sur le réseau. Lorsque ces écarts contribuent à déséquilibrer le système, le gestionnaire de réseau, RTE, les valorise à un prix spécifique, appelé prix de règlement des écarts, afin de refléter le coût réel de l'ajustement engagé pour stabiliser l'équilibre physique sur le réseau. Ce mécanisme incite les acteurs à affiner leurs prévisions et garantit la sécurité de fonctionnement du système électrique.

Les marchés à terme

Les **marchés à terme** sont les **marchés à cotation continue** où les acteurs du marché entrent en continu en transactions de vente ou d'achat d'électricité pour une livraison dans les jours, les semaines, les mois, les trimestres ou les années à venir, à un prix négocié à la date de conclusion du contrat. Ayant un horizon plus lointain, et correspondant a priori à la moyenne des prix *spot* anticipés pour une période considérée, à laquelle s'ajoute éventuellement une prime de risque, les prix sur les marchés à terme sont généralement moins volatils que sur les marchés *spot*. Ils permettent notamment la couverture de risques pour les fournisseurs et les producteurs, et servent généralement pour la définition des prix aux clients finals : le fournisseur qui signe un contrat avec un client, se couvre en général, pour la majeure partie des livraisons qu'il devra effectuer, en prenant en compte ses actifs de production et en achetant les produits à terme nécessaires.

Les marchés *spot*

Les marchés *spot* se distinguent entre :

- le **marché à l'échéance journalière organisé sous forme d'enchère** dont le prix en résultant est fixé tous les jours avant 13h00. Des produits proposés sur ce marché sont les produits de quart-horaires, demi-horaires, horaires. Les produits peuvent également être connectés entre eux au moyen de produits complexes appelés « blocs » afin notamment de mieux représenter les contraintes du parc de production. Négociés la veille pour livraison le lendemain, ils reflètent l'équilibre offre-demande à cette échéance.

- le **marché à l'échéance infra-journalière organisés sous forme de trois enchères** (*Intraday Auction* - IDA) permettant d'échanger les produits quart-horaires :
 - IDA 1 : ouverte à la négociation jusqu'à 15h en J-1 pour la livraison d'électricité de 0h à 24h en J ;
 - IDA 2 : ouverte à la négociation jusqu'à 22h en J-1 pour la livraison d'électricité de 0h à 24h ; et
 - IDA 3 : ouverte à la négociation jusqu'à 10h en J pour la livraison d'électricité de 12h à 24h en J.

Ces enchères ont un fonctionnement proche de l'enchère journalière. Elles permettent de fixer le prix des capacités d'échange entre pays et d'envoyer un signal de prix adéquat au plus proche du début de la livraison.

- le **marché à l'échéance infra-journalière continu**, permettant d'échanger en continu de l'énergie entre pays jusqu'à une heure avant le début de l'heure de livraison et à isopérimètre de la France jusqu'à cinq minutes avant le début de la livraison. Ensuite, RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, assure la gestion de l'équilibre offre-demande en temps réel. Ce marché permet d'échanger les produits quart-horaires, demi-horaires, horaires ou par blocs de plusieurs heures.

Les prix des marchés *spot* sont volatils. En effet, l'électricité ne peut pas être stockée à grande échelle et des facteurs influençant l'équilibre offre-demande peuvent varier considérablement, comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, etc.) ou des événements prévus ou non sur le parc électrique (centrale en panne, capacité d'interconnexion réduite, etc.).

Le marché de l'équilibrage

Afin de pouvoir équilibrer à chaque instant la consommation et la production, RTE, en tant que responsable de la stabilité du réseau électrique français, sollicite auprès des acteurs de marché des services permettant de moduler la production ou la consommation électrique. Pour assurer cet équilibre, différents types de réserves peuvent être mobilisés : d'une part, les services système fréquence composés des réserves primaire et secondaire, activables automatiquement, et, d'autre part, la réserve tertiaire, activable manuellement. Par ailleurs, les responsables d'équilibre sont incités financièrement à équilibrer en amont du temps réel leurs injections et imports d'une part, et leurs soutirages et exports d'autre part, afin de limiter les déséquilibres à résorber par RTE durant sa fenêtre opérationnelle.

Les acteurs de marché

Parmi les participants des marchés de gros, il est possible de distinguer :

- les producteurs d'électricité, les stockeurs ainsi que les agrégateurs,
- les consommateurs industriels,
- les fournisseurs qui couvrent l'approvisionnement de leurs clients finaux,
- les négociants purs (activités de trading spéculatif ou non), n'ayant ni entité de production ni client final mais recherchant à obtenir une rémunération en échange d'une prise de risque, vendant in fine autant qu'ils achètent,
- les opérateurs d'effacement qui valorisent la flexibilité de leurs clients,
- les gestionnaires d'infrastructures et de réseaux,
- les bourses d'échanges et les courtiers.

Les transactions sont réalisées :

- dans le cadre offert par des bourses d'échanges,
- de gré-à-gré et encadrées par un courtier,
- ou bien de gré-à-gré directement en bilatéral.

3.2. Le fonctionnement de la préséance économique sur un marché au coût marginal

Le marché spot de l'électricité repose sur deux principes fondamentaux étroitement liés :

- la **préséance économique**, ou *merit order*, qui détermine l'ordre dans lequel les moyens de production sont mobilisés,
- la **tarification au coût marginal**, ou *pay-as-clear*, qui fixe le prix auquel l'ensemble des transactions est réalisé.

Ensemble, ces deux mécanismes permettent de coordonner efficacement l'offre et la demande d'électricité, en orientant les comportements des producteurs et des consommateurs vers une allocation optimale des ressources.

La préséance économique consiste à classer les moyens de production par ordre de coût croissant

La priorité accordée aux différentes technologies de production n'est pas déterminée à l'avance : elle résulte de la préséance économique. Pour répondre à la demande des consommateurs, les moyens de production sont mobilisés en commençant par les moins coûteux. Ce principe relève du bon sens : ne faire appel aux producteurs onéreux que lorsqu'ils sont indispensables.

Dans le cadre du marché spot de l'électricité, le coût retenu pour établir la préséance économique est le **coût d'opportunité**. Ce dernier correspond au prix qu'un producteur est prêt à accepter pour modifier son niveau de production. Il se compose généralement de deux éléments :

- le **coût variable de production**, incluant notamment les combustibles et les émissions de CO₂ ;
- la **valeur d'usage du stock d'énergie** susceptible d'être valorisé ultérieurement, qu'il s'agisse de l'eau stockée dans les barrages des centrales hydrauliques à lac et des STEP, de l'énergie électrochimique des batteries, ou encore du combustible nucléaire stocké dans certains réacteurs.

Les technologies de production peuvent ainsi être classées par ordre croissant de coût d'opportunité :

- le **solaire, l'éolien et l'hydraulique au fil de l'eau**, dont le coût d'opportunité est nul ou quasi nul, en l'absence de combustible et de stock ;
- le **nucléaire en début ou en fin de cycle**, aux capacités de modulation limitées, dont le coût d'opportunité se réduit essentiellement au coût du combustible ;
- **l'hydraulique à lac et les STEP⁸, les batteries, ainsi que le nucléaire en milieu de cycle** capable de moduler sa production, dont le coût d'opportunité intègre une valeur d'usage liée aux prix futurs de l'électricité, sur une durée proportionnelle à celle du stock disponible ;
- le **thermique**, dont le coût d'opportunité est le plus élevé, en raison du coût des combustibles fossiles (gaz, charbon, fioul) et des émissions de CO₂.

Ce classement constitue la préséance économique, à partir de laquelle est construite la **courbe d'offre agrégée** du marché : à chaque quantité d'électricité produite est associé un coût d'opportunité.

Le marché de l'électricité français étant organisé selon un **dispatch décentralisé**, chaque producteur transmet librement au marché sa propre courbe d'offre, synthétisant les caractéristiques de l'ensemble de son parc. La courbe d'offre du marché n'est donc pas construite de manière centralisée à partir des coûts de chaque unité de production. Néanmoins, les incitations inhérentes au mécanisme de marché⁹ conduisent naturellement chaque producteur à démarrer en priorité ses centrales les moins coûteuses et à révéler leurs coûts d'opportunité au travers de sa courbe d'offre. Le dispatch décentralisé permet

⁸ Station de Transfert d'Energie par Pompage

⁹ Notamment la fixation du prix au coût marginal, couplée à un taux de couverture suffisant via des ventes à terme.

ainsi de construire une courbe d'offre agrégée respectant la préséance économique, tout en offrant une plus grande flexibilité aux producteurs.

La tarification au coût marginal consiste à fixer le prix de l'ensemble des transactions au coût de la dernière unité échangée, c'est-à-dire la plus onéreuse.

Le croisement de la courbe d'offre et de la courbe de demande détermine la situation d'équilibre sur le marché spot. Le prix résultant de cet équilibre correspond au **coût marginal**, soit le coût d'opportunité du moyen de production se trouvant à la marge de l'équilibre. Plus précisément, le coût marginal est le coût d'opportunité de la centrale ayant le coût d'opportunité le plus élevé parmi toutes celles mobilisées par ordre de préséance économique pour satisfaire la demande.

En jouant le rôle de signal économique pour les consommateurs comme pour les producteurs, le prix des transactions fixé au coût marginal oriente efficacement les comportements vers une allocation optimale des ressources. Ainsi, une hausse du coût marginal :

- **encourage les consommateurs** à réduire leur consommation en éliminant les usages les moins prioritaires ;
- **incite les producteurs** à mobiliser les capacités de production disponibles les moins coûteuses.

En soumettant l'ensemble des transactions à un prix unique reflétant le coût marginal, ce mécanisme permet de **coordonner efficacement** les décisions d'un grand nombre d'acteurs sans nécessiter d'intervention extérieure.