

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mai 2012 portant communication sur les pics de prix de l'électricité des 9 et 10 février 2012

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL et Jean-Christophe LE DUIGOU, commissaires.

Conformément aux dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) « *surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques.* » Cette mission de surveillance s'inscrit désormais dans le cadre du règlement européen dit REMIT relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie. Entré en vigueur le 28 décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés sur les marchés de gros de l'énergie.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE analyse de manière systématique les occurrences de pics des prix de l'électricité et du gaz. Cette délibération rend compte des travaux menés sur les pics de prix d'électricité survenus en février 2012.

Le prix de l'électricité sur le marché spot français a atteint le jeudi 9 février un niveau de 367,6 €/MWh sur le produit base et 627,6 €/MWh sur le produit pointe. Le lendemain, ces prix se sont établis respectivement à 147,3 €/MWh et 192,2€/MWh. Ces prix ont été fixés dans le cadre des opérations de bourse effectuées en J-1, soit les mercredi 8 et jeudi 9 février. Les prix horaires ont dépassé à plusieurs reprises le seuil de 500€/MWh, déclenchant pour ces deux jours une procédure de seconde enchère, ou second fixing. Pour le 9 février en particulier, les prix ont été proches de 1000 €/MWh pendant plusieurs heures le matin, atteignant même 1938,5 €/MWh à 10h.

Ces niveaux de prix très élevés ont été atteints dans un contexte climatique particulier : du 1<sup>er</sup> au 13 février, la France et l'Europe de façon plus générale ont été touchées par une vague de froid, avec des températures très inférieures aux moyennes saisonnières.

Toutefois, seule la France a connu des niveaux de prix aussi élevés sur le marché spot de l'électricité.

Des records de consommation ont été atteints au cours de cette période : la consommation à la pointe a dépassé le pic de décembre 2010 pendant quatre jours du 7 au 10 février, avec des niveaux de consommation proches, voire supérieurs à 100 GW. Le 8 février, soit la veille du pic de prix, le pic de consommation est atteint avec 102,1 GW pour la pointe du soir.

Au-delà de ces éléments de contexte, et dans le cadre de ses analyses systématiques en cas d'événement de marché de cette ampleur, la CRE a engagé une investigation sur les facteurs explicatifs de ces niveaux de prix. Elle a notamment analysé les fondamentaux du système électrique français qui ont été déterminants pour les interventions des acteurs de marché, ainsi que la séquence opératoire de la bourse EPEX SPOT qui a abouti à la fixation de ces prix.

## Les fondamentaux du système

### Consommation et disponibilité prévues et constatées

Les prévisions de consommation pour les journées du 9 et du 10 février montrent des variations importantes entre les prévisions en J-3 et les prévisions en J-1.

Ainsi, la consommation à la pointe du 9 février était estimée à 94,2 GW vue de J-3. Cette estimation est passée à 98,6 GW en J-2 avant d'être revue à la baisse à 96,8 GW en J-1. La consommation réelle s'est établie en définitive à 99,7 GW, au-dessus de l'estimation en J-2.

Des fluctuations équivalentes ont été observées dans les prévisions de consommation pour la journée du 10 février qui s'est finalement établie à 96,8 GW.

S'agissant de la matinée du 8 février, la consommation réelle s'est révélée notablement supérieure aux prévisions de la veille, ce qui a pu compliquer la formation des anticipations des acteurs pour la journée du 9 février.

Les prévisions de disponibilité du parc de production de référence n'ont pas fait l'objet de révisions importantes entre J-2 et J-1. La disponibilité prévue à la pointe du parc de référence pour le 9 février était de 96,0 GW en J-1 contre 96,1 GW en J-2 ; la disponibilité prévue à la pointe pour le 10 février était de 96,1 GW en J-1 contre 96,5 GW en J-2.

La disponibilité constatée à la pointe du parc de production de référence pour le 9 et le 10 février 2012 a été d'environ 95 GW, soit légèrement inférieure à la disponibilité moyenne observée durant les 13 jours de la vague de froid (95,3 GW). La disponibilité du parc nucléaire a été de 58,5 GW le 9 février et de 57,2 GW le 10 février, contre 58,9 GW en moyenne du 1<sup>er</sup> au 13 février qui correspond à un taux de disponibilité de 93 %.

### Marge du système vue du J-1

L'ensemble des données décrites dans la section précédente ont pu contribuer à la perception d'une tension importante sur le système électrique et donc à des anticipations de prix élevés, pour le 9 février notamment.

Cette analyse est confortée par les estimations du gestionnaire de réseau de transport. En effet, RTE évalue chaque jour les marges requises à la pointe du matin et du soir pour assurer la sécurité du réseau en deçà d'un seuil de risque acceptable : ces marges sont nécessaires afin de faire face aux aléas de production et aux variations de la consommation par rapport à la prévision. Tout au long de la vague de froid, la marge requise par RTE était inférieure à la marge disponible. Le 8 février au soir, soit après le déroulement de l'enchère pour la journée du 9 février, RTE évaluait à 4 GW la marge requise à la pointe du matin et la marge disponible à seulement 2,6 GW. Une telle configuration est rare et a été observée moins de 1 % du temps depuis 2009. Cette situation met en évidence un état de tension importante sur le système qui a coïncidé avec le pic de prix.

### Publication des arrêts fortuits

Aucune incohérence n'a été relevée dans le cadre de l'initiative de transparence de l'UFE. Divers arrêts fortuits ont ainsi été publiés sur le site de RTE. Ils représentaient dans la matinée du 8 février (avant midi) une puissance totale d'environ 1,4 GW, dont 1,2 GW était à nouveau disponibles en fin de journée. Les indisponibilités fortuites signalées dans la matinée du 9 février concernaient une puissance totale de 0,4 GW ; les arrêts de réacteurs nucléaires sur les sites du Tricastin et de Cattenom sont intervenus dans l'après-midi du 9 février et dans la nuit du 9 au 10 février, soit après le fixing du prix sur EPEX SPOT.

## Les flux aux interconnexions

L'équilibre de l'offre et de la demande a été assuré par une utilisation maximale de la plupart des interconnexions. Toutes les interconnexions qui fonctionnent dans le cadre d'un couplage de marché ont notamment été saturées. Les frontières avec l'Italie et la Suisse constituent toutefois deux exceptions notables. Pour ces deux dernières frontières notamment, les mécanismes journaliers pourraient être améliorés en mettant en place un couplage de marchés. Dans le cas de l'Italie, la mise en place d'un mécanisme infrajournalier permettrait également d'améliorer l'utilisation de cette interconnexion, comme le montre le cas Suisse.

## Analyse du comportement d'EDF

Dans le cadre de son investigation, et eu égard à la position dominante de l'acteur historique, la CRE a examiné de manière systématique les comportements et les décisions opérationnelles d'EDF et de sa filiale de trading EDFT.

Les calculs de capacité résiduelle d'EDF (i.e. les calculs de volumes disponibles à la vente sur le marché) sont cohérents avec un état du système très contraint : sur la base des informations transmises par l'opérateur, la capacité résiduelle, après application de la politique de « risque 1 % » du groupe EDF, était nulle sur plusieurs heures de la période la plus tendue. Cette politique conduit EDF à évaluer, pour son portefeuille, la marge nécessaire pour ramener à 1 % le risque, pour l'entreprise, de devoir recourir à des moyens très coûteux ou exceptionnels afin d'honorer l'équilibre offre-demande sur son périmètre de responsabilité. Les modalités d'application de cette politique de risque reflètent les modifications apportées par EDF à la suite des échanges avec la CRE sur ce sujet (cf. Rapport de surveillance 2009-2010<sup>1</sup>).

L'utilisation et la valorisation des moyens de production ne soulèvent pas d'interrogation particulière au regard de leurs contraintes économiques et techniques. La publication des données de disponibilité prévue et des arrêts fortuits s'est révélée conforme aux processus de transparence mis en place.

## Séquence opératoire

Pour les enchères qui se sont déroulées les journées du 8 et 9 février (pour livraisons respectivement les 9 et 10 février), EPEX SPOT a déclenché la procédure de seconde enchère, ou second fixing. Comme précisé par les règles de marché d'EPEX SPOT, cette procédure peut être déclenchée « *si le marché est en déséquilibre (« curtailment » : déséquilibre entre les achats et les ventes entraînant des prix disproportionnés) ou si le Fixing peut aboutir à un Prix qui peut être considéré comme anormal compte tenu des conditions de marché en vigueur (un ou plusieurs prix horaires différent nettement de celui des autres heures de la journée ou de celui de la même heure ou des mêmes heures d'une journée comparable) »*<sup>2</sup>. Un second fixing est en général déclenché lorsque les prix atteints dépassent un certain seuil, fixé actuellement à 500 €/MWh.

Pour l'enchère qui s'est déroulée le 8, le prix moyen (base) obtenu avant le déroulement de la seconde enchère était de 350,23 €/MWh. Cette donnée n'est pas publiée dans la mesure où seuls les résultats définitifs de la seconde enchère sont pris en compte. Le prix définitif à l'issue de la seconde enchère a été de 367,60 €/MWh. On constate que ce prix s'avère légèrement supérieur à celui initialement obtenu avant la seconde enchère.

La CRE relève toutefois que pendant les heures où les prix ont été très élevés, des écarts plus importants entre les résultats initiaux et les résultats définitifs de la seconde enchère ont pu se former. La façon dont différents membres d'EPEX SPOT ont modifié leurs offres pendant le déroulement de la seconde enchère a été à l'origine de ces résultats.

<sup>1</sup> <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/surveillance-des-marches-de-gros-2009-2010>

<sup>2</sup> Article 1.7 des règles opérationnelles d'EPEX SPOT

Dans le cadre de ses investigations, la CRE a procédé à l'écoute des enregistrements effectués par EPEX SPOT durant le laps de temps entre la première et la seconde clôture des carnets d'ordre. La CRE constate que certains membres ont montré un degré de connaissance perfectible des conditions de déclenchement et de déroulement de la procédure de second fixing.

Par ailleurs, l'examen des modifications des différents carnets d'ordre durant la seconde enchère montre que, pour plusieurs acteurs, les modifications apportées ont pu avoir en théorie un impact à la hausse sur le prix d'équilibre. La CRE considère que les modifications apportées par trois acteurs en particulier doivent faire l'objet d'un examen spécifique, notamment par la bourse à la lumière des règles de marché applicables à l'ensemble des membres d'EPEX SPOT. Les règles de marché prévoient en effet que « *dans le cas d'un second fixing, seules les modifications d'ordres ayant pour effet de réduire le déséquilibre entre achat et offres sont autorisées* »<sup>3</sup>. Il appartient à EPEX SPOT d'apporter à l'ensemble de ses membres le niveau de transparence adéquat sur ces constats.

Dans ces conditions, la CRE recommande à EPEX SPOT d'examiner, en concertation avec ses membres, les mesures nécessaires pour :

- apporter à l'ensemble de ses membres le niveau de transparence adéquat sur ces constats ;
- améliorer la compréhension des modalités de déclenchement et de déroulement du second fixing par l'ensemble de ses membres ;
- améliorer, si nécessaire, la procédure de second fixing ;
- la mise en place éventuelle de garde-fous opérationnels.

## Conclusions

La tension entre l'offre et la demande explique la formation de prix élevés, notamment pour la journée du 9 février. L'examen des données réelles et prévisionnelles de disponibilité et de consommation conforte ce constat.

L'équilibre de l'offre et de la demande a été assuré au cours des journées des 9 et 10 février 2012 par une utilisation maximale de la plupart des interconnexions, à l'exception de celles avec l'Italie et la Suisse.

La CRE examinera toute suite appropriée à donner aux aspects opérationnels évoqués ci-dessus, à l'issue des démarches d'EPEX SPOT.

Fait à Paris, le 10 mai 2012

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le président,

Philippe de LADOUCETTE

---

<sup>3</sup> Article 1.7 des règles opérationnelles d'EPEX SPOT