



Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie

**COÛT COMPLET LIÉ À L'INJECTION D'ÉLECTRICITÉ
RENOUVELABLE INTERMITTENTE : APPROCHE MODELISÉE
SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS "DAY-AHEAD"**

Jacques PERCEBOIS et Stanislas POMMERET

Cahier de recherche n° 16.07.115

30 juillet 2016

Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie

CREDEN – Equipe ART Dev – Université Montpellier 1
Faculté d'Économie, Av. Raymond Dugrand, C.S. 79606
34960 Montpellier Cedex 2, France
Tél. : +33 (0)4 34 43 25 04

Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente

Approche modélisée sur le marché français « day-ahead »

Jacques Percebois¹ et Stanislas Pommeret²

1 : Université de Montpellier, Faculté d' Economie, Richter, CREDEN, CS 79606, 34960 Montpellier cedex 2, France. jacques.percebois@univ-monpt1.fr

2 : Société Chimique de France, 28 rue Saint Dominique, 75007 Paris, France. stanislas.pommeret@societechimiquedefrance.fr

Résumé : L'introduction d'énergie renouvelable (EnR) intermittente perturbe la relation demande-prix des marchés de gros de l'électricité. En se basant sur les données 2015 de réseau transport d'électricité (RTE) et du marché français SPOT day ahead, nous proposons de quantifier cette perturbation. A partir de notre étude, nous avons pu estimer l'impact en termes de pertes de valeur économique de l'introduction d'EnR sur les producteurs « classiques » d'électricité en France : 2,9 Md€. Ce chiffre permet de jeter un éclairage nouveau sur les mouvements capitalistiques observés sur les Utilities européennes (EON, RWE, Vattenfall, ...) et leurs difficultés conjoncturelles. Ce chiffre est du même ordre de grandeur que la subvention récoltée par les producteurs d'EnR (3,5 Md€) avec un taux de subvention voisin de 80 % et il s'ajoute à elle.

Abstract: The introduction of renewable energy disrupts the demand-price relationship in wholesale electricity markets. Based on 2015 RTE and the French SPOT day ahead market data, we propose to quantify the observed disturbance. From our study, we were able to estimate the impact in terms of loss of economic value induced by the introduction of renewables energies on 'conventional' electricity producers in France: € 2.9 billion. This figure helps shed new light on the capitalistic movements observed on European Utilities (EON, RWE, Vattenfall, ...) and their actual economic difficulties. This figure is of the same magnitude as the grant harvested by producers of renewable energies (€ 3.5 billion) with an approximate subsidy rate of 80%.

Contenu

1	Introduction.....	4
2	Modélisation de la relation demande – prix du marché SPOT.....	6
2.1	Structuration de la demande et du prix de l'électricité	6
2.2	L'impact des énergies renouvelables (hors hydraulique)	7
2.3	Modélisation du prix SPOT Day-ahead.....	8
2.4	Méthode d'ajustement des paramètres	8
3	Les résultats.....	9
3.1	Evolution des paramètres du modèle	9
3.2	L'effet de la demande.....	9
3.3	L'effet des énergies renouvelables.....	10
3.3.1	Corrélation entre la demande et l'énergie éolienne.....	12
3.3.2	Corrélation entre la demande et l'énergie solaire	12
3.4	Discussion	13
4	Evaluation de l'impact des EnR sur le coût supporté par la collectivité	16
4.1	Hypothèses simplificatrices.....	16
4.2	Les obligations d'achat des EnR	16
4.3	Les pertes économiques des producteurs.....	17
4.3.1	Calcul des pertes en volume dues à l'injection des EnR.....	17
4.3.2	Calcul des pertes en valeur dues à l'injection des EnR.....	17
4.3.3	Prise en compte des incertitudes	18
4.4	Résultats	18
5	Discussion	22
5.1	Gains collectifs liés à l'injection des EnR.	22
5.2	Autres impacts négatifs.....	23
6	Conclusion	25
7	Bibliographie.....	26
8	Annexes	27
8.1	Visualisation des ajustements	27
8.1.1	Janvier.....	27
8.1.2	Février.....	28
8.1.3	Mars.....	29
8.1.4	Avril.....	30

8.1.5	Mai.....	31
8.1.6	Juin.....	32
8.1.7	Juillet.....	33
8.1.8	Août	34
8.1.9	Septembre	35
8.1.10	Octobre.....	36
8.1.11	Novembre.....	37
8.1.12	Décembre	38
8.2	Paramètres (valeurs et écarts types) du modèle	38
8.3	Génération de nombres aléatoires	40
8.4	Estimation des distributions normales.....	40

1 Introduction

L'injection plus ou moins massive d'électricité renouvelable payée hors marché via des prix d'achat (FIT pour feed-in tariffs) très rémunérateurs et garantis sur une longue période, dans un contexte où la demande d'électricité n'augmente plus, engendre des effets pervers sur le fonctionnement du marché spot de l'électricité (marché day-ahead). Bien que la part de l'électricité produite qui transite par ce marché spot demeure faible en France (20% environ), les prix horaires observés sur ce marché conditionnent en partie les tarifs réglementés de vente calculés par empilement des divers coûts et les prix contractuels dits en offre de marché et librement négociés entre le consommateur et son fournisseur puisque ces prix négociés sont souvent indexés sur le prix du marché de gros. L'objectif de ce papier est d'évaluer l'impact et le coût global que ces injections d'électricité renouvelable exercent sur les prix de marché et sur le budget des producteurs comme sur celui des consommateurs. La différence entre les prix d'achat garantis aux producteurs d'électricité renouvelable et le prix spot observé sur le marché de gros est en effet financée par une taxe qui est à la charge de tous les consommateurs d'électricité (voire des consommateurs de gaz depuis peu en France). Cette différence ne cesse de croître au fur et à mesure que les prix de gros diminuent. Comme les marchés de gros européens sont interconnectés c'est pour partie la forte injection d'électricité renouvelable allemande qui fait baisser le prix sur le marché français.

L'article procède en deux étapes :

Dans une première étape nous construisons un modèle qui quantifie l'impact que ces injections d'électricité renouvelable (éolien et photovoltaïque) exercent sur le prix spot heure par heure durant les 8760 heures de l'année 2015. On vérifie d'abord que les variations du prix d'équilibre sont corrélées aux variations de la demande au cours de la journée, de la semaine et des saisons. L'électricité ne se stockant pas à grande échelle, les pointes de consommation ont une influence directe sur la volatilité des prix de gros. L'injection d'électricité renouvelable intermittente est traitée ici comme une perturbation plus ou moins aléatoire de cette relation prix-demande. Une injection d'éolien ou de PV accentue la baisse des prix, *caeteris paribus*, comme le montrent les résultats économétriques obtenus sur les données horaires de l'année 2015. D'autres travaux ont déjà mis en évidence une telle relation causale [1] [2] [3] [4] [5] [6] [7] mais ce papier présente une vision plus fine des effets selon la source renouvelable injectée. Nous montrons que c'est toujours vrai avec le solaire mais qu'il y a des exceptions avec l'éolien. Les impacts sont toutefois de nature différente : le prix spot est plutôt sensible aux variations horaires des injections de solaire tandis qu'il est plutôt sensible aux variations journalières des injections d'éolien.

Dans une seconde étape nous estimons le surcoût supporté par l'économie du fait de l'injection de cette électricité payée hors marché. Il existe un coût direct qui correspond au différentiel entre le prix d'achat garanti et le prix du marché de gros et ce différentiel est financé grâce à une sorte de taxe, la CSPE (Contribution au service public de l'électricité). Ce coût direct, supporté par le consommateur final d'électricité pour l'essentiel, ne cesse de croître et la Commission de Régulation de l'Énergie estimait en 2014 que le coût cumulé sur la période 2014-2025 pourrait atteindre 73 milliards d'euros. A ce coût direct il convient d'ajouter, selon nous, un coût indirect supporté cette fois par les producteurs d'électricité conventionnelle (nucléaire ou thermique) et qui se décompose en deux éléments :

- un « effet-prix » : l'injection d'électricité renouvelable fait baisser le prix sur le marché de gros donc la rémunération obtenue par les propriétaires de centrales nucléaires et thermiques classiques ;
- un « effet-volume » : il existe un manque à gagner lié à la baisse de la quantité d'électricité conventionnelle d'électricité par rapport à la quantité d'électricité observée avant l'injection d'électricité renouvelable ; cela traduit un « effet d'éviction » de l'électricité conventionnelle par de l'électricité renouvelable. On objectera que cette substitution correspond à une modification logique du « merit order » puisque le coût variable de l'électricité renouvelable est inférieur au coût variable de l'électricité conventionnelle ; mais sans l'existence de prix garantis cette électricité renouvelable n'aurait pas été injectée sur le réseau puisque, du fait d'un facteur de disponibilité trop faible, le prix d'équilibre du marché ne permet à cette électricité de récupérer ses coûts fixes au cours de l'année.

Il existe donc deux types de pertes pour les producteurs d'électricité conventionnelle : des pertes de volume dues au fait que l'injection d'électricité conventionnelle diminue et des pertes de valeur dû au fait que l'électricité conventionnelle est maintenant valorisée à un prix plus faible. Le coût lié à l'injection des renouvelables ne se limite pas au surcoût financé par la CSPE donc à une perte brute de bien-être pour le consommateur final (3,6 milliards d'euros pour la seule année 2015); il comprend aussi des coûts indirects liés à cet « effet volume » et à cet « effet prix » (2,9 milliards d'euros pour 2015 selon nos calculs) et supportés cette fois par les producteurs d'électricité conventionnelle. C'est ce coût que nous avons cherché à estimer. Afin d'estimer la distribution de ces coûts indirects autour de la moyenne nous avons fait varier aléatoirement suivant des distributions normales les paramètres de notre modèle. On constate que les coûts indirects des EnR suivent une distribution normale dont l'erreur relative est nettement inférieure à l'erreur relative des paramètres du modèle.

2 Modélisation de la relation demande – prix du marché SPOT

2.1 Structuration de la demande et du prix de l'électricité

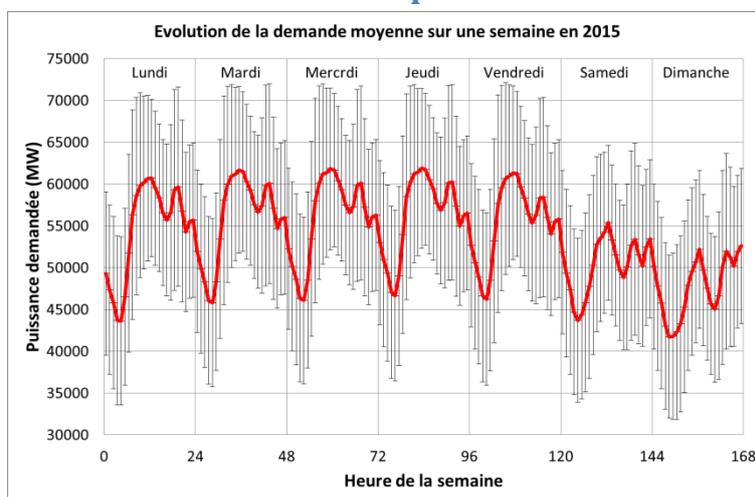


Figure 1 : Evolution de la demande moyenne horaire sur les jours de la semaine en 2015. La courbe en rouge représente la moyenne annuelle de la demande pour chaque jour et chaque heure de la semaine. Les barres d'erreurs sont égales à l'écart type de la demande annuelle. (Source des données : RTE, 2015).

La demande en électricité est très structurée avec des pics et des creux de demande tous les jours obligeant les producteurs à augmenter et baisser leur production plusieurs fois dans la journée. La demande est aussi très contrastée dans la semaine avec une nette différence entre les jours allant du lundi au vendredi, le samedi et le dimanche (Voir Figure 1). Notons que la demande en électricité les jours de semaine est caractérisée par un pic principal de demande en fin de matinée et deux pics secondaires vers 19H00 et 23H00. Le premier de ces pics secondaires est dû à la préparation du dîner et le second est un effet « pervers » de la tarification jour/nuit avec le déclenchement des chauffe-eaux électriques. Le samedi et le dimanche, la demande est nettement moins soutenue avec un différentiel moyen par rapport aux jours de semaine de l'ordre de 5 GW. Enfin, la moyenne hebdomadaire de la demande évolue au fil des saisons avec un pic en hiver et un creux en été.

La Figure 2 montre la structuration de la moyenne annuelle du prix sur une semaine. La comparaison des Figure 1 & Figure 2 montre que, globalement, les fluctuations du prix suivent les fluctuations de la demande. Toutefois ces deux fluctuations ont des différences notables qu'il convient de souligner :

1. le pic de demande de fin de matinée des jours de la semaine n'est pas aussi marqué pour le prix ; on note même que le prix de l'électricité est tendanciellement plus élevé pour le pic de 19H00 ;
2. l'effondrement du prix de l'électricité en fin de matinée le weekend n'est pas corrélé à la demande.

Ces deux fluctuations ont aussi des similitudes qu'il convient de souligner :

1. les jours de semaine montrent des fluctuations similaires ;
2. les fluctuations des samedi et dimanche sont très différentes de celles des autres jours ;
3. les puissances moyennes demandées et les prix moyens sont nettement plus faibles le weekend que les jours de semaine.

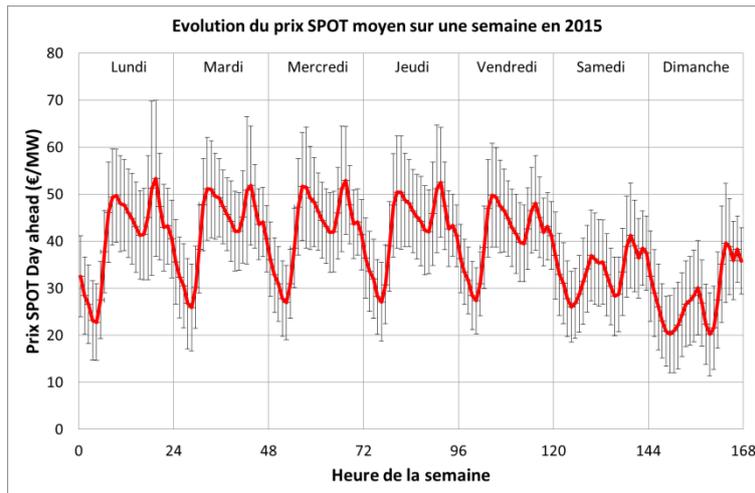


Figure 2 : Evolution du prix moyen horaire du marché SPOT Day-ahead sur les jours de la semaine en 2015. La courbe en rouge représente la moyenne annuelle du prix pour chaque jour et chaque heure de la semaine. Les barres d'erreurs sont égales à l'écart type du prix. (Source des données : SPOT, 2015).

Les similarités entre la fluctuation de la demande et la fluctuation du prix de l'électricité nous amène à les décomposer en trois composantes :

1. une composante horaire (valeur moins la valeur moyenne sur la journée du prix resp. de la puissance demandée) qui décrit les excursions du prix (resp. de la puissance demandée) durant une journée ;
2. une composante journalière (valeur moyenne sur la journée moins valeur moyenne sur la semaine du prix resp. de la puissance demandée) qui permet de suivre l'évolution hebdomadaire du prix (resp. de la puissance demandée) et donc de différencier les jours de semaine (lundi à vendredi) du samedi, du dimanche et des jours fériés qui ont des besoins spécifiques ;
3. La base hebdomadaire (valeur moyenne sur la semaine du prix resp. de la puissance demandée) qui permet de connaître le prix (resp. la puissance) de la base de la semaine.

Bien évidemment, la somme de ces trois composantes est le prix (resp. la puissance demandée) à l'heure h du jour j de la semaine s .

2.2 L'impact des énergies renouvelables (hors hydraulique)

L'apport des énergies renouvelables hors hydraulique (EnR ici) à la production d'électricité ne se fait pas en fonction de la demande mais seulement en fonction des conditions météorologiques du lieu et du moment. Les puissances moyennes nationales horaires collectées par le Réseau de transport d'électricité (RTE) permettent de gommer les fluctuations locales de ces énergies. Malgré cette moyenne nationale, les fluctuations temporelles restent très marquées du fait de l'alternance jour/nuit pour le solaire et du passage des dépressions pour l'éolien.

Les puissances mises en jeu par l'éolien et le solaire sont toutefois faibles en comparaison de la demande globale mais comparables à l'excursion en puissance journalière de la demande ou à la fluctuation de la base sur une semaine. Toutefois l'influence des EnR sur le prix semble déjà marquée et mériterait d'être quantifiée. Ainsi, le décrochage du prix en tout début d'après-midi plus marqué que la baisse de la demande (Cf. ci-dessus) pourrait être attribué à l'apport du solaire (dont l'accès est prioritaire) qui à son pic à midi heure solaire (13H00 en hiver et 14H00 en été). Les variations de

la production éolienne sur les échelles de temps horaire, journalière et hebdomadaire pourraient, elles aussi, influencer la relation demande-prix.

2.3 Modélisation du prix SPOT Day-ahead

Compte-tenu des remarques ci-dessus sur la structuration de la demande et du prix de l'électricité et sur le rôle « perturbateur » de la production des EnR sur le prix de l'électricité, nous nous proposons de modéliser le prix SPOT day ahead de l'électricité par :

$$\begin{aligned} \text{Prix}(h, j) = & A(s) \times (P_{dem}(h, j) - \langle P_{dem}(h, j) \rangle_j) + B(s) \times (\langle P_{dem}(h, j) \rangle_j - \langle P_{dem}(h, j) \rangle_s) + C(s) \\ & \times \langle P_{dem}(h, j) \rangle_s + D(s) \times P_{éol}(h, j) + E(s) \times P_{sol}(h, j) \end{aligned} \quad \text{Eq. 1}$$

avec :

- $\langle \rangle_s$ désigne la moyenne sur la semaine,
- $\langle \rangle_j$ désigne la moyenne sur la journée,
- $P_{dem}(h, j)$ désigne la puissance demandée à l'heure h le jour j de la semaine s ,
- $P_{éol}(h, j)$ désigne la puissance éolienne produite à l'heure h le jour j de la semaine s ,
- $P_{sol}(h, j)$ désigne la puissance solaire produite à l'heure h le jour j de la semaine s ,
- $\text{Prix}(h, j)$ désigne le prix du MWh (day ahead) en € à l'heure h le jour j de la semaine s ,
- $A(s), B(s), C(s), D(s)$ et $E(s)$ sont les paramètres du modèle.

En faisant la moyenne sur la semaine de l'équation 1, on déduit :

$$\langle \text{Prix}(h, j) \rangle_s = C(s) \times \langle P_{dem}(h, j) \rangle_s + D(s) \times \langle P_{éol}(h, j) \rangle_s + E(s) \times \langle P_{sol}(h, j) \rangle_s \quad \text{Eq. 2}$$

Si les paramètres $D(s)$ et $E(s)$ sont connus alors le paramètre $C(s)$ se déduit immédiatement à l'aide de l'équation ci-dessus. Le modèle comporte donc 4 paramètres indépendants pour chaque semaine.

2.4 Méthode d'ajustement des paramètres

Les données sont ajustées suivant la méthode des moindres carrés (fonction *fit* du freeware GNU PLOT [8]) sur les données hebdomadaires (Norme ISO 8601). Chaque semaine fait l'objet d'un ajustement paramétrique indépendamment des autres semaines de l'année. L'année 2015 comporte 53 semaines numérotées de 1 à 53. La semaine 1 et la semaine 53 sont incomplètes. Le premier jour de la semaine est un lundi et le dernier jour de la semaine est un dimanche. Pour chaque semaine, les paramètres $A(s)$, $B(s)$, $D(s)$ et $E(s)$ du modèle sont ajustés et les erreurs estimées par la méthode des moindres carrés en utilisant l'algorithme de Marquardt-Levenberg [8]. Cet algorithme permet d'estimer le degré de corrélation entre les paramètres $A(s)$, $B(s)$, $D(s)$ et $E(s)$ du modèle en calculant la matrice de covariance. Pour chacune des semaines cette matrice de covariance est sauvegardée. Si la covariance entre deux paramètres est :

- nulle, alors les deux paramètres sont totalement décorrélés ;
- égale à 1, alors les deux paramètres sont parfaitement corrélés ;
- égale à -1, alors les deux paramètres sont parfaitement anticorrélés.

Chaque semaine le paramètre $C(s)$ est déduit des paramètres $D(s)$ et $E(s)$.

3 Les résultats

Les figures comparant le modèle aux données SPOT sur les 53 semaines de l'année 2015 sont données en annexe. Le tableau donnant les valeurs des paramètres ainsi que les erreurs sur les paramètres est lui aussi donné en annexe. Les valeurs moyennes $\langle A \rangle$, $\langle B \rangle$, $\langle C \rangle$, $\langle D \rangle$ et $\langle E \rangle$ des paramètres $A(s)$, $B(s)$, $C(s)$, $D(s)$ et $E(s)$ sur les 53 semaines de l'année 2015 sont rassemblées dans le Tableau 1.

$\langle A \rangle$ (€ MWh ⁻²)	$\langle B \rangle$ (€ MWh ⁻²)	$\langle C \rangle$ (€ MWh ⁻²)	$\langle D \rangle$ (€ MWh ⁻²)	$\langle E \rangle$ (€ MWh ⁻²)
$1,75 \cdot 10^{-3}$	$1,47 \cdot 10^{-3}$	$0,83 \cdot 10^{-3}$	$-1,38 \cdot 10^{-3}$	$-2,56 \cdot 10^{-3}$

Tableau 1 : Moyenne des paramètres $A(s)$, $B(s)$, $C(s)$, $D(s)$ et $E(s)$ sur l'année 2015.

3.1 Evolution des paramètres du modèle

La Figure 3 montre l'évolution des paramètres du modèle sur les 53 semaines de l'année 2015. Les paramètres du modèle évoluent de façon cohérente sauf pour la semaine 49 où le paramètre B prend des valeurs négatives marquées. Les erreurs calculées à partir de l'algorithme des moindres carrés sont très faibles pour les paramètres $A(s)$, $B(s)$ et $C(s)$ reliés à la demande (sauf pour les semaines 49 et 53) et nettement plus importantes pour les paramètres $D(s)$ et $E(s)$ reliés à la perturbation qu'apportent les énergies renouvelables.

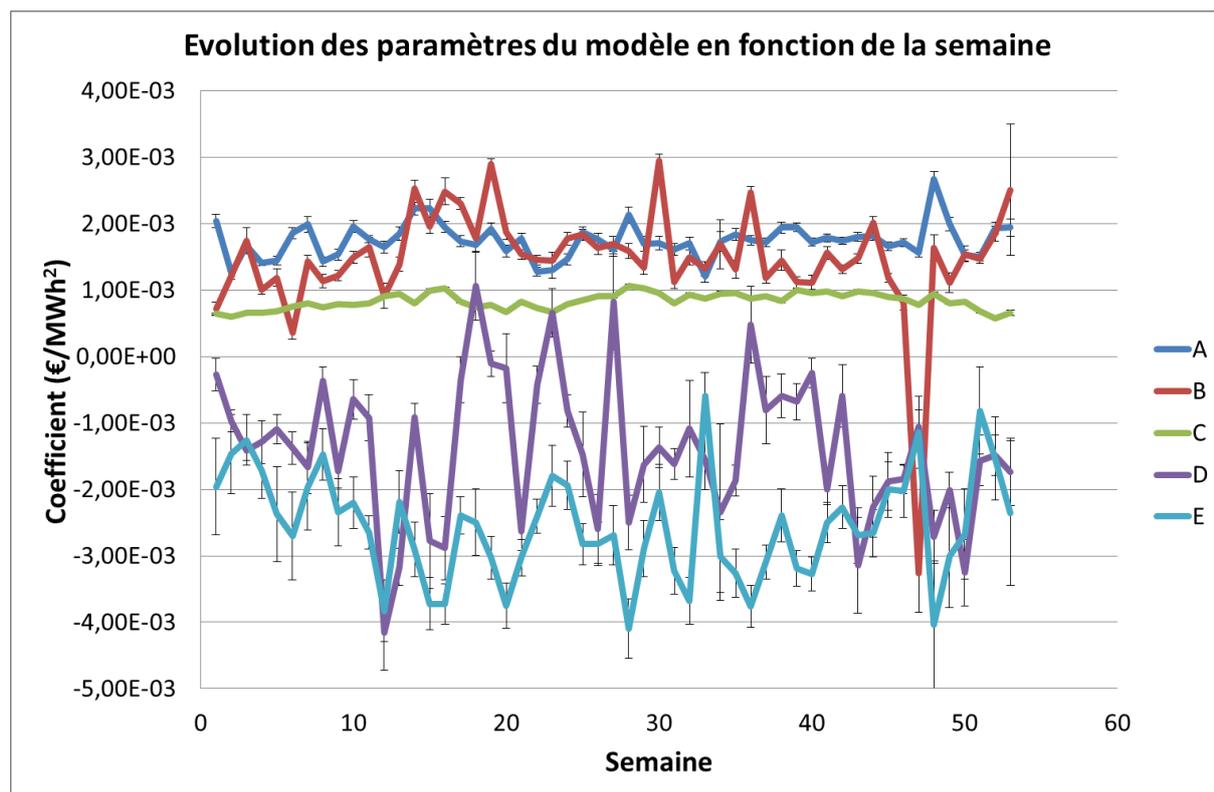


Figure 3 : Evolution des paramètres $A(s)$, $B(s)$, $C(s)$, $D(s)$ et $E(s)$ sur l'année 2015. Les semaines sont numérotées suivant la norme ISO 8601. Les barres d'erreurs sont déduites de l'ajustement par l'algorithme de Marquardt-Levenberg. [8]

3.2 L'effet de la demande

Les paramètres $A(s)$, $B(s)$ et $C(s)$ sont toujours positifs (à l'exception de la semaine 49) ce qui traduit le fait qu'une augmentation de la demande entraîne une augmentation du prix de MWh. L'ordonnancement $\langle A \rangle > \langle B \rangle > \langle C \rangle$ qui prévaut pour ces trois paramètres est en ligne avec

l'hypothèse que l'électricité de base est moins chère que l'électricité de pointe ou, plus généralement, que la part fluctuante de la demande influence fortement le prix du MWh (à la hausse et à la baisse). Sur le marché de l'électricité, un produit qui ne se stocke pas, les variations à la marge tant du côté de la demande que du côté de l'offre ont un impact sensible sur le prix d'équilibre.

Le fait que le paramètre $C(s)$ soit plus élevé en été qu'en hiver traduit le fait que le prix de l'électricité de base n'est pas une fonction linéaire de la demande sur une grande amplitude. Ceci justifie le choix retenu ici de faire un ajustement semaine par semaine. La prise en compte des variations de grandes amplitudes hiver/été dans la production d'électricité de base ne pourrait se faire que par l'introduction de non-linéarités dans la relation demande-prix et donc par une complexification notable du modèle.

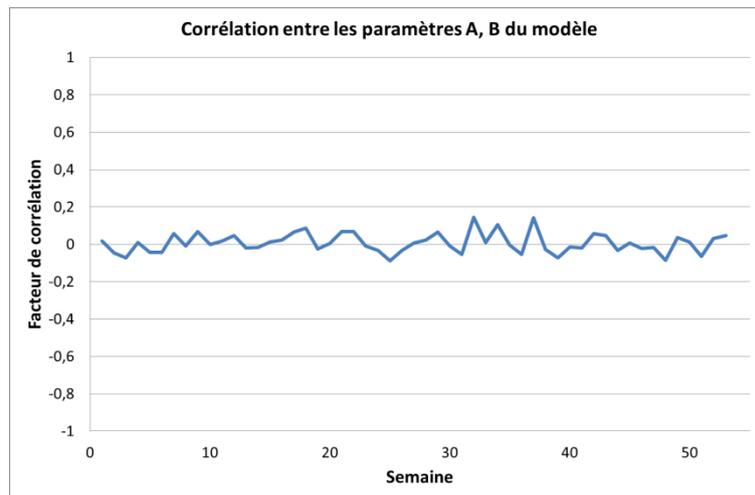


Figure 4 : Evolution des corrélations entre les paramètres $A(s)$ et $B(s)$ sur l'année 2015.

La Figure 4, montre clairement que les paramètres $A(s)$ et $B(s)$ du modèle sont totalement décorrélés ce qui justifie le traitement séparé des fluctuations horaires et journalières de la demande dans l'estimation du prix. Ainsi les trois paramètres $A(s)$, $B(s)$ et $C(s)$ qui gouvernent l'influence de la demande sur le prix SPOT day ahead sont relativement indépendants les uns des autres (le paramètre $C(s)$ ne dépendant que des paramètres $D(s)$ et $E(s)$).

3.3 L'effet des énergies renouvelables

La Figure 3 montre que les paramètres $D(s)$ (contribution éolienne) et $E(s)$ (contribution solaire) sont presque toujours négatifs. Ceci implique que l'injection des EnR dans le réseau électrique a tendance à faire baisser le prix horaire de l'électricité (Eq. 1) et donc son prix moyen (Eq. 2). En effet, le modèle prévoit que seuls les paramètres $C(s)$, $D(s)$ et $E(s)$ déterminent le prix de l'électricité de base sur une semaine.

Alors que la contribution solaire montre une évolution relativement douce et toujours négative (paramètre $E(s)$), la contribution éolienne est relativement erratique et peut être occasionnellement positive. Ceci se comprend aisément.

1. En effet, la contribution solaire au mix électrique a toujours son maximum à 12H00 heure solaire et suit toujours la courbe d'ensoleillement qui est imposée par la latitude à la quelle est implanté le panneau photovoltaïque et par le jour calendaire qui détermine la longueur

du jour et la hauteur sur l'horizon du soleil. Le foisonnement dû à la répartition des panneaux sur le sol français permet d'atténuer les effets locaux dus au passage des nuages. L'énergie électrique solaire est donc prévisible à l'échelon national et est modulée en amplitude par les événements météorologiques de grande amplitude (passage de dépression, effets cévenols, ...) qui peuvent affecter une part significative du territoire national.

2. L'absence d'effet de foisonnement sur la production d'énergie éolienne est une conséquence du fait que la France est soumise à un seul régime de vent régi par le passage des perturbations atlantiques avec des effets locaux notables comme le mistral ou la tramontane. Les fluctuations horaires et journalières du vent peuvent être plus ou moins en adéquation/opposition avec les fluctuations de la demande. Ainsi, le paramètre D peut varier notablement d'une semaine à l'autre.

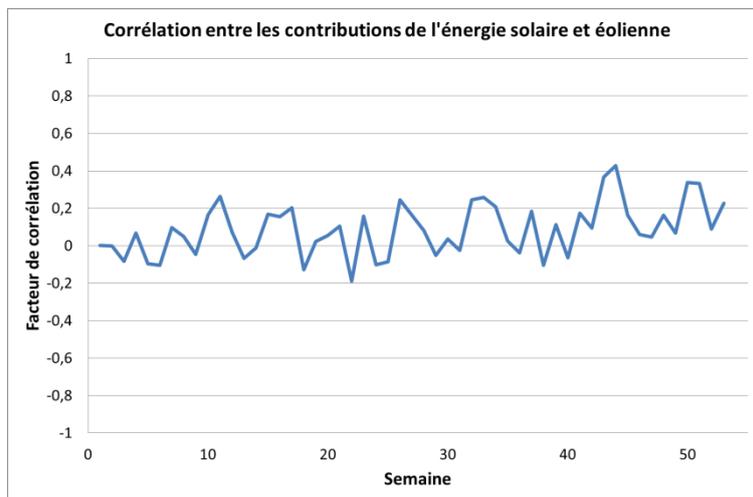


Figure 5 : Corrélation entre les contributions solaire et éolienne au prix de l'électricité

La Figure 5 montre une faible corrélation entre les paramètres $D(s)$ et $E(s)$ ce qui est attendu car les fluctuations de la production éolienne ne sont que faiblement corrélées aux fluctuations de la production solaire.

3.3.1 Corrélation entre la demande et l'énergie éolienne

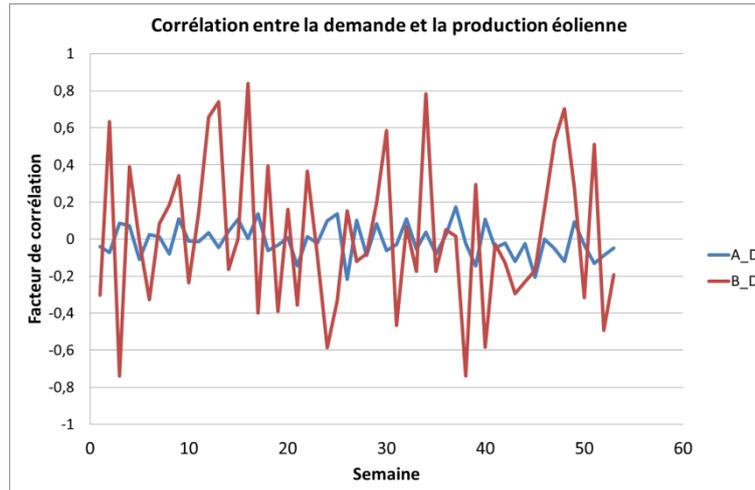


Figure 6 : Facteurs de corrélation entre la demande et l'éolien. Courbe bleue : facteur de corrélation entre le paramètre $A(s)$ (fluctuation horaire de la demande) et le paramètre $D(s)$. Courbe rouge : facteur de corrélation entre le paramètre $B(s)$ (fluctuation journalière de la demande) et le paramètre D .

La Figure 6 montre clairement l'absence de corrélation entre les facteurs $A(s)$ et $D(s)$ ce qui prouve que les fluctuations horaires de la demande et la production éolienne sont peu ou pas corrélées. Les paramètres $B(s)$ et $D(s)$ sont parfois très fortement corrélés ou anticorrélés c'est-à-dire que les fluctuations lentes de la production éolienne sont parfois en opposition de phase ou en phase avec la demande. Ces variations brutales du facteur de corrélation montrent à quel point on doit considérer l'énergie éolienne comme une source aléatoire.

3.3.2 Corrélation entre la demande et l'énergie solaire

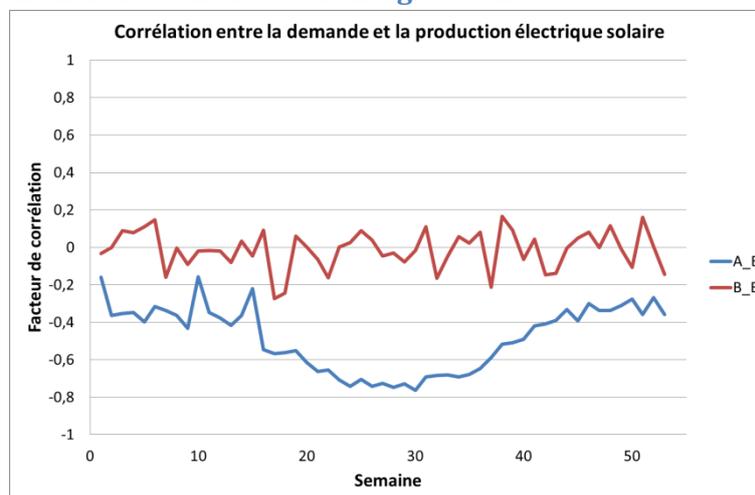


Figure 7 : Evolution des corrélations entre la demande et la production solaire

La Figure 7 montre clairement l'absence de corrélation notable entre les paramètres $B(s)$ et $E(s)$ ce qui se comprend aisément car les fluctuations d'un jour sur l'autre de la production d'énergie solaire et de la demande n'ont aucune raison d'être corrélées. Par ailleurs, la variabilité d'un jour à l'autre de la production solaire existe mais est faible. La Figure 7 montre aussi clairement l'anticorrélation entre les paramètres $A(s)$ et $E(s)$ qui est nettement plus marquée en été qu'en hiver. Cette évolution de l'anticorrélation est due à la variation d'amplitude de l'énergie solaire qui est plus intense en été

qu'en hiver. Enfin, notons que ces observations sont en ligne avec la compréhension intuitive des fluctuations de l'énergie solaire :

1. les fluctuations jour/nuit sont grandes devant les fluctuations d'un jour à l'autre ;
2. les fluctuations saisonnières été/hiver sont grandes devant les fluctuations d'un jour à l'autre.

3.4 Discussion

L'analyse des données montre que l'énergie solaire influence essentiellement les variations horaires du prix de l'électricité alors que ce sont les variations hebdomadaires de la production éolienne qui déterminent sa contribution au prix de l'électricité. L'absence de corrélation entre les paramètres A et B du modèle montre qu'il est justifié de décomposer la demande comme nous l'avons fait. Les corrélations entre $A(s)$ et $E(s)$ et $B(s)$ et $D(s)$ indiquent très clairement que ce sont les variations horaires de la production solaire qui déterminent l'amplitude de sa contribution au prix de l'électricité alors que ce sont les variations journalières de la production éolienne qui déterminent sa contribution au prix de l'électricité.

En statistique, l'autocorrélation d'une série temporelle discrète ou d'un processus X_t est simplement la corrélation du processus par rapport à une version décalée dans le temps de lui-même. Si X_t est un processus stationnaire d'espérance μ alors la définition est :

$$R(k) = \frac{\langle (X_i - \mu)(X_{i+k} - \mu) \rangle}{\sigma^2} \quad \text{Eq. 3}$$

où les crochets $\langle \rangle$ désignent la moyenne sur les réalisations i , k est le décalage temporel et σ^2 est la variance. C'est une fonction à valeur dans l'intervalle $[-1, 1]$ avec 1 indiquant une parfaite corrélation (Les signaux se recouvrent exactement quand le temps est décalé de k) et -1 indiquant une parfaite anti-corrélation.

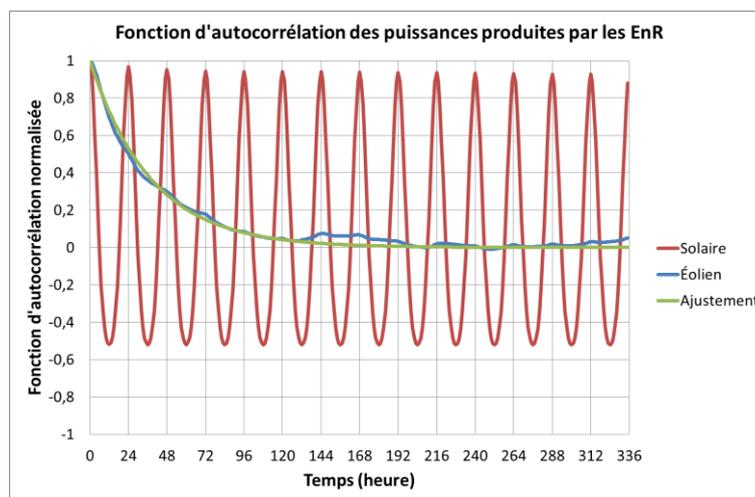


Figure 8 : Autocorrélation des EnR. Courbe bleue : autocorrélation de la puissance produite par les éoliennes. Courbe rouge : autocorrélation de la puissance produite par le photovoltaïque. Courbe verte : ajustement de l'autocorrélation de la production éolienne par une exponentielle de temps caractéristique 38 heures.

Pour tester les hypothèses ci-dessus, nous avons calculé les fonctions d'autocorrélation des puissances produites par les énergies éoliennes et solaires (Figure 8). Cette figure montre évidemment le caractère périodique de l'énergie solaire avec une période de 24 heures. Bien

entendu, on en déduit que la variabilité de la puissance solaire d'un jour à l'autre est nettement plus faible que l'alternance de puissance jour/nuit. On en déduit aussi que la perte de corrélation d'un jour à l'autre est très lente et est gouvernée par les alternances saisonnières. De façon plus intéressante, la fonction d'autocorrélation de la puissance éolienne montre qu'elle tend vers 0 ce qui indique qu'au bout d'un certain délai τ , les fluctuations de la puissance éolienne sont totalement décorrélées de celles à $t=0$. L'ajustement de ce déclin par une exponentielle avec un temps caractéristique de 38 heures (pratiquement 1,5 jour) montre que statistiquement on doit s'attendre à de faibles fluctuations de la puissance éolienne sur une journée et à de fortes fluctuations sur une semaine. Mais ce n'est pas parce que les fluctuations de l'énergie éolienne observées à deux jours de distance sont statistiquement indépendantes que l'on ne peut pas les prévoir. Les récents progrès en matière prévisionnelle des données météorologiques permettent d'avoir une assez bonne idée des énergies qui vont être produites dans la semaine à venir. Les fluctuations des EnR (éolien et photovoltaïque) sont donc anticipées par les donneurs d'ordre du marché SPOT day ahead.

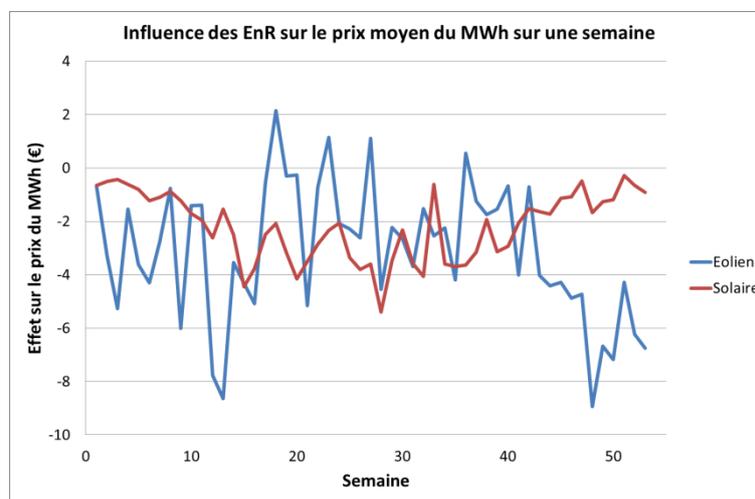


Figure 9 : Influence des EnR sur le prix hebdomadaire moyen du MWh au cours de l'année 2015. La courbe rouge représente l'effet de la production photovoltaïque. La courbe bleue représente l'effet de la production éolienne.

La Figure 9 montre l'influence des EnR sur le prix du MWh en 2015. Même si le modèle prévoit un effet positif de la production éolienne certaines semaines (effet d'aubaine dû à l'adéquation entre la fluctuation de la demande et la fluctuation de la production éolienne), il faut noter que globalement, les EnR ont une contribution nettement négative au prix de gros de l'énergie électrique. La situation, de ce point de vue, s'est très nettement détériorée en fin d'année 2015. Cet effet marqué en fin d'année 2015 est pour l'essentiel dû à la contribution de l'énergie éolienne. Notons que cet effet notable de la fin de l'année 2015, n'a pas pour origine un accroissement du paramètre D qui relie la production d'électricité d'origine éolienne au prix SPOT day ahead (Figure 3) mais un accroissement de cette même production du fait de conditions météorologiques favorables.

Comme le montre la Figure 10, l'évolution du prix reste globalement pilotée par la demande mais, bien que les EnR ne représentent que quelques pourcents de la production globale, leur effet à la baisse sur le marché de gros de l'électricité se chiffre en quelques dizaines de pourcent. Le différentiel entre le prix piloté par la demande et le prix observé sur le marché SPOT day ahead se situe dans la fourchette 5 – 10 € par MWh. La quantification de l'effet des EnR sur le marché de l'électricité montre donc un effet fortement déflationniste sans commune mesure avec la très légère contribution des EnR au mix électrique. L'origine de ce très fort effet réside probablement dans la

spécificité du vecteur électrique. En effet le réseau électrique doit toujours être à l'équilibre entre l'offre et la demande. Ainsi lorsque l'offre augmente du fait de conditions météorologiques favorables pour les EnR, l'offre des acteurs conventionnels doit être immédiatement revue à la baisse. Cette nécessité de baisser l'offre conventionnelle malgré les coûts directs et indirects liés à la modulation de la production d'une centrale nucléaire ou thermique se traduit par une forte baisse du prix de l'électricité.

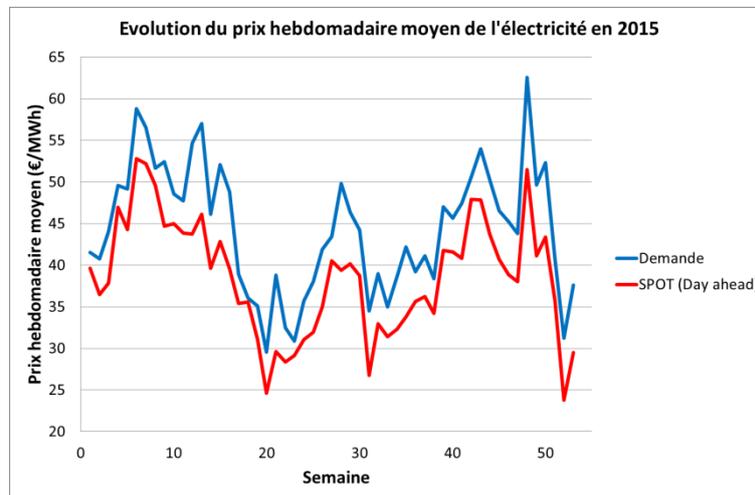


Figure 10 : Evolution du prix moyen hebdomadaire de l'électricité au cours de l'année 2015. La courbe en rouge représente la moyenne hebdomadaire du prix SPOT (Day ahead) et la courbe en bleue représente la contribution de la demande à la modélisation du prix.

4 Evaluation de l'impact des EnR sur le coût supporté par la collectivité

4.1 Hypothèses simplificatrices

Le marché de l'électricité fait l'objet de nombreux types de contrats qui se différencient essentiellement par la durée. En effet les fluctuations saisonnières de la demande sont partiellement prévisibles. Le marché est donc organisé suivant les contrats de long, moyen, court et très court termes. Dans nos calculs nous avons modélisé le marché de court terme SPOT – Day ahead où les producteurs se positionnent pour la fourniture d'électricité la veille pour le lendemain. La puissance moyenne échangée sur ce marché est de 12,2 GW (Données SPOT, 2015) pour une production française totale moyenne de 60,9 GW (Données RTE, 2015). Ce seul marché SPOT – Day ahead permet donc de fixer le prix de gros de l'électricité pour 20 % de la production française. Mais il joue un rôle directeur incontournable.

Pour illustrer les effets des EnR sur les coûts supportés par la collectivité (consommateurs et producteurs d'électricité conventionnelle), nous supposons dans ce qui suit que le prix de gros de l'ensemble de l'électricité est fixé par le marché SPOT – Day ahead. Nous sommes bien conscients que cette hypothèse simplificatrice sous-estime le prix de l'électricité. En effet la tendance baissière du prix de l'électricité observée depuis des années fait que les contrats de long terme sont mécaniquement plus rémunérateurs que les contrats de court terme. Beaucoup de fournisseurs ont également tendance à opter pour des contrats hors marché en garantissant un prix stable à leurs clients sur une période de deux ou trois ans, en contrepartie d'un niveau supérieur au prix du marché. Par ailleurs le marché de court terme amplifie la volatilité du prix de l'électricité. Cette hypothèse simplificatrice est nécessaire dans la mesure où nous ne pouvons pas non plus tracer l'origine de l'électricité vendue dans le cadre du marché SPOT – Day ahead.

Hypothèse : Le marché SPOT – Day ahead fixe le prix de la totalité de la production française

Dans ce qui suit nous entendrons par EnR la somme des énergies éoliennes et photovoltaïques.

4.2 Les obligations d'achat des EnR

Dans son rapport de prospective d'octobre 2014, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a estimé le prix de rachat moyen de l'électricité d'origine éolienne et de celle d'origine solaire (Cf. Tableau 2). A partir des données de RTE sur la production d'énergie électrique et des données SPOT on peut calculer les recettes des EnR (Cf. Tableau 2) dans le cadre de notre hypothèse simplificatrice. Connaissant les recettes et le prix d'achat moyen, on peut alors calculer la subvention nécessaire (financée via la CSPE) pour l'achat des EnR. Une partie de cette subvention sert à financer un surcoût réel, une autre partie correspond à une rente différentielle perçue par le producteur d'EnR puisqu'il perçoit un prix supérieur au coût réel de l'électricité injectée. Les feed-in tariffs n'ont en effet pas suivi à la baisse la courbe des coûts des renouvelables. Suivant notre hypothèse, les EnR ont généré près d'un milliard d'euros de recettes et nécessité près de 3,6 Md€ de subvention soit une subvention moyenne des EnR à 77,7 %. La part de la rémunération obtenue par la vente sur le marché de gros représente donc moins du quart du prix total auquel cette électricité est achetée puisque le prix d'achat garanti est à plus des trois quarts constitué de subventions. Ce calcul est indépendant du modèle et des paramètres $A(s)$, $B(s)$, $C(s)$, $D(s)$ et $E(s)$.

	Eolien	Solaire	Total
Prix d'achat moyen des EnR (€/MWh)	90,60	390,60	N/A
Recettes des EnR (Md€)	0,737	0,283	1,040
Subventions des EnR (Md€)	1,039	2,520	3,559
Taux de subvention des EnR (%)	58,5	89,9	77,7

Tableau 2 : Données macroéconomiques sur les EnR pour l'année 2015.

4.3 Les pertes économiques des producteurs

Les pertes subies par les producteurs sont de deux ordres.

- 1) Tout d'abord, il y a les pertes dues au fait que l'électricité produite par les EnR aurait pu être produite par les autres moyens de production : ce sont les pertes de volume dues à l'injection des EnR.
- 2) Ensuite, il y a les pertes dues au fait que la présence des EnR induit une baisse du prix de gros de l'électricité : ce sont les pertes de valeur dues à l'injection des EnR.

4.3.1 Calcul des pertes en volume dues à l'injection des EnR

Les pertes en volume dues à l'injection des EnR sont calculées suivant la formule suivante :

$$Pertes_{Volume} = \sum_{Année\ 2015} [(P_{éol}(h,j) + P_{sol}(h,j)) \times (Prix(h,j) - D(s) \times P_{éol}(h,j) - E(s) \times P_{sol}(h,j))] \quad \text{Eq. 4}$$

Dans cette équation ce n'est pas le prix SPOT – Day ahead qui est pris en compte pour calculer les pertes mais le prix qui aurait prévalu s'il n'y avait pas eu de production d'EnR c'est-à-dire le prix piloté par la demande (voir Figure 10). Bien que cette perte ne soit pas décomposable en une perte seulement due au solaire et une perte seulement due à l'éolien nous avons arbitrairement choisi la décomposition suivante :

$$Pertes_{Volume}^{Solaire} = \sum_{Année\ 2015} [P_{sol}(h,j) \times (Prix(h,j) - D(s) \times P_{éol}(h,j) - E(s) \times P_{sol}(h,j))] \quad \text{Eq. 5}$$

$$Pertes_{Volume}^{Eolien} = \sum_{Année\ 2015} [P_{éol}(h,j) \times (Prix(h,j) - D(s) \times P_{éol}(h,j) - E(s) \times P_{sol}(h,j))] \quad \text{Eq. 6}$$

De cette façon on a :

$$Pertes_{Volume} = Pertes_{Volume}^{Eolien} + Pertes_{Volume}^{Solaire} \quad \text{Eq. 7}$$

4.3.2 Calcul des pertes en valeur dues à l'injection des EnR

Les pertes en valeur dues aux EnR sont calculées suivant la formule suivante :

$$Pertes_{Valeur} = \sum_{Année\ 2015} [(P_{total}(h,j) - P_{éol}(h,j) - P_{sol}(h,j)) \times (-D(s) \times P_{éol}(h,j) - E(s) \times P_{sol}(h,j))] \quad \text{Eq. 8}$$

où $P_{total}(h,j)$ est la production totale des électriciens sur le sol français.

Dans cette équation nous avons pris la production totale d'électricité en France ce qui suppose que le prix de vente à l'exportation est identique au prix de vente en France. Cette hypothèse est

acceptable du fait de la très bonne interconnexion des marchés électriques sur la plaque nord-ouest et de l'absence de congestions aux frontières entre la France et l'Allemagne. Bien que cette perte ne soit pas décomposable en une perte seulement due au solaire et une perte seulement due à l'éolien nous avons arbitrairement choisi la décomposition suivante :

$$Pertes_{Valeur}^{Solaire} = \sum_{Année\ 2015} [(P_{total}(h,j) - P_{éol}(h,j) - P_{sol}(h,j)) \times (-E(s) \times P_{sol}(h,j))] \quad \text{Eq. 9}$$

$$Pertes_{Valeur}^{Eolien} = \sum_{Année\ 2015} [(P_{total}(h,j) - P_{éol}(h,j) - P_{sol}(h,j)) \times (-D(s) \times P_{éol}(h,j))] \quad \text{Eq. 10}$$

De cette façon on a :

$$Pertes_{Valeur} = Pertes_{Valeur}^{Eolien} + Pertes_{Valeur}^{Solaire} \quad \text{Eq. 11}$$

4.3.3 Prise en compte des incertitudes

Comme le montre la Figure 3, les paramètres D et E, qui sont les seuls à rentrer en compte dans les calculs des pertes (Cf. ci-dessus), sont entachés d'une certaine erreur. Pour prendre en compte cette erreur, nous avons fait varier aléatoirement suivant une distribution normale $X_{D(s)}$ (resp. $X_{E(s)}$) et indépendamment chacun des paramètres $D(s)$ (resp. $E(s)$) pour chacune des 53 semaines de l'année 2015 (voir référence [9] pour une discussion sur la génération de nombres aléatoires suivant une distribution normale) :

$$X_{D(s)} = N(\mu_{D(s)}, \sigma_{D(s)}^2) \text{ et } X_{E(s)} = N(\mu_{E(s)}, \sigma_{E(s)}^2) \quad \text{Eq. 12}$$

où les $\mu_{D(s)}$ et les $\mu_{E(s)}$ sont les valeurs des $D(s)$ et $E(s)$ obtenues par l'ajustement paramétrique à la section 3.1 et les $\sigma_{D(s)}$ et les $\sigma_{E(s)}$ sont les erreurs sur les valeurs des $D(s)$ et $E(s)$ obtenues par l'ajustement paramétrique à la section 3.1 (voir annexe). La Notation $N(\mu, \sigma^2)$ désigne la distribution normale de moyenne μ et d'écart type σ . Les résultats obtenus pour 10 000 et 20 000 tirages des 106 paramètres ne montrant pas de différences significatives, nous présentons les résultats pour 40 000 tirages afin d'affiner les distributions statistiques de résultats. La méthodologie pour effectuer les tirages aléatoires est décrite en annexe.

4.4 Résultats

Chacun des 40 000 tirages indépendants des 106 valeurs $D(s)$ et $E(s)$ permet de calculer les pertes en valeur et les pertes en volume supportés par les producteurs d'électricité. Pour chacun de ces tirages, on peut calculer le coût indirect du solaire et de l'éolien comme :

$$CI_{Solaire} = Pertes_{Valeur}^{Solaire} + Pertes_{Volume}^{Solaire} \quad \text{Eq. 13}$$

$$CI_{Eolien} = Pertes_{Valeur}^{Eolien} + Pertes_{Volume}^{Eolien} \quad \text{Eq. 14}$$

	Moyenne (Md€)	Ecart type (Md€)	Ecart type (%)
Perte en volumes	1,209	0,004	0,34
dont solaire	0,346	0,001	0,36
dont éolien	0,863	0,003	0,37

Tableau 3 : Pertes en volumes dues aux EnR

	Moyenne (Md€)	Ecart type (Md€)	Ecart type (%)
Pertes en valeur	2,704	0,062	2,38
dont solaire	1,077	0,024	2,22
dont éolien	1,627	0,057	3,48

Tableau 4 : Pertes en valeur dues à l'introduction des EnR

A la fin du processus de simulation on obtient 40 000 estimations des coûts indirects dont on peut calculer la valeur moyenne et l'écart type (Cf. Tableau 5). On remarque que les écarts types relatifs (en %) sont très faibles et de l'ordre de l'unité alors que les erreurs relatives sur chacun des paramètres $D(s)$ et $E(s)$ estimées par l'algorithme d'ajustement paramétrique sont nettement plus grandes et voisines de 20%. Ceci s'explique par le fait que chacun des paramètres $D(s)$ et $E(s)$ est tiré indépendamment des autres et que les erreurs se compensent les unes les autres ce qui rend l'estimation moyenne des coûts indirects extrêmement robuste.

	Moyenne (Md€)	Ecart type (Md€)	Ecart type (%)
Coûts indirects	3,913	0,066	1,68
dont solaire	1,423	0,025	1,75
dont éolien	2,490	0,060	2,40

Tableau 5 : Coûts indirects supportés par les électriciens (hors producteurs d'EnR) du fait de l'introduction des EnR. Les valeurs moyennes et les écarts types sont calculés à partir de 40 000 réalisations indépendantes.

A partir des données sur le coût indirect (cf Tableau 5) et de la subvention directe accordée aux EnR (Cf. Tableau 2), il est possible de calculer le coût total des EnR (Cf. Tableau 6) comme la somme des coûts indirects et de la subvention directe moins les recettes des EnR. En effet, les recettes des EnR (Cf. Tableau 2) contribuent positivement au bilan global des producteurs pris comme un tout et traduisent des transferts entre producteurs. Elles correspondent à la valeur réelle des EnR.

	Moyenne (Md€)	Ecart type (Md€)	Ecart type (%)
coût des EnR	6,452	0,066	1,02
dont solaire	3,660	0,025	0,68
dont éolien	2,792	0,060	2,14

Tableau 6 : Coûts supportés par la société du fait de l'introduction des EnR. Les valeurs moyennes et les écarts types sont calculés à partir de 40 000 réalisations indépendantes.

Ce tableau montre que le coût des EnR est voisin de 6,5 Md€ en 2015 soit un peu moins du double des subventions directes attribuées aux EnR. Notons qu'une partie de cette somme (la CSPE) sert de complément de revenu aux producteurs d'EnR, que la dépréciation induite du prix du MWh et les pertes de part de marché sont supportés par les unités de production qui risquent de devenir des centres de coûts pour les Utilities et qu'enfin, cette dépréciation augmente les marges des activités liées à la revente d'électricité (marchés de gros et de détail) par des grossistes et fournisseurs.

La distribution des coûts autour de la valeur moyenne est globalement symétrique et suit approximativement une distribution normale (Figure 11). Notons au passage que la distribution des données autour des valeurs moyennes est très faible ce qui renforce l'estimation de la valeur moyenne.

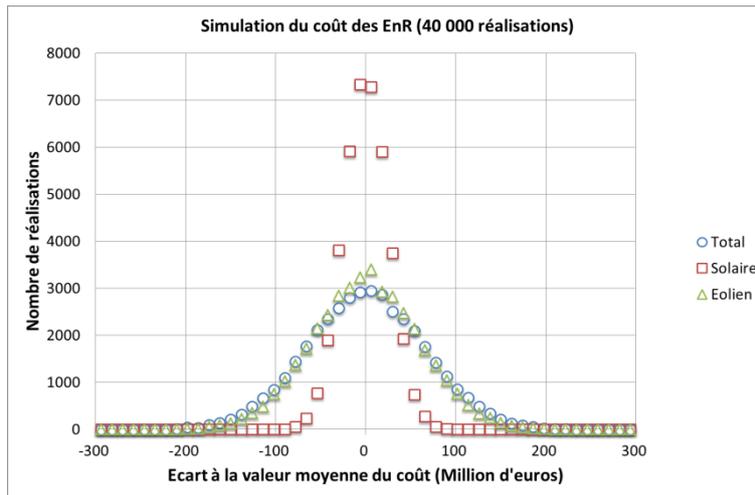


Figure 11 : Distributions des coûts des EnR autour de la valeur moyenne. Les cercles sont les données globales (Solaire + Eolien) ; les carrés sont les données pour l'énergie solaire et les triangles sont les données pour l'énergie éolienne. Pour réaliser cette figure nous avons effectué 40 000 tirages aléatoires.

Le schéma (Figure 12) ci-après permet de bien comprendre les subventions croisées qui apparaissent suite à l'injection des renouvelables :

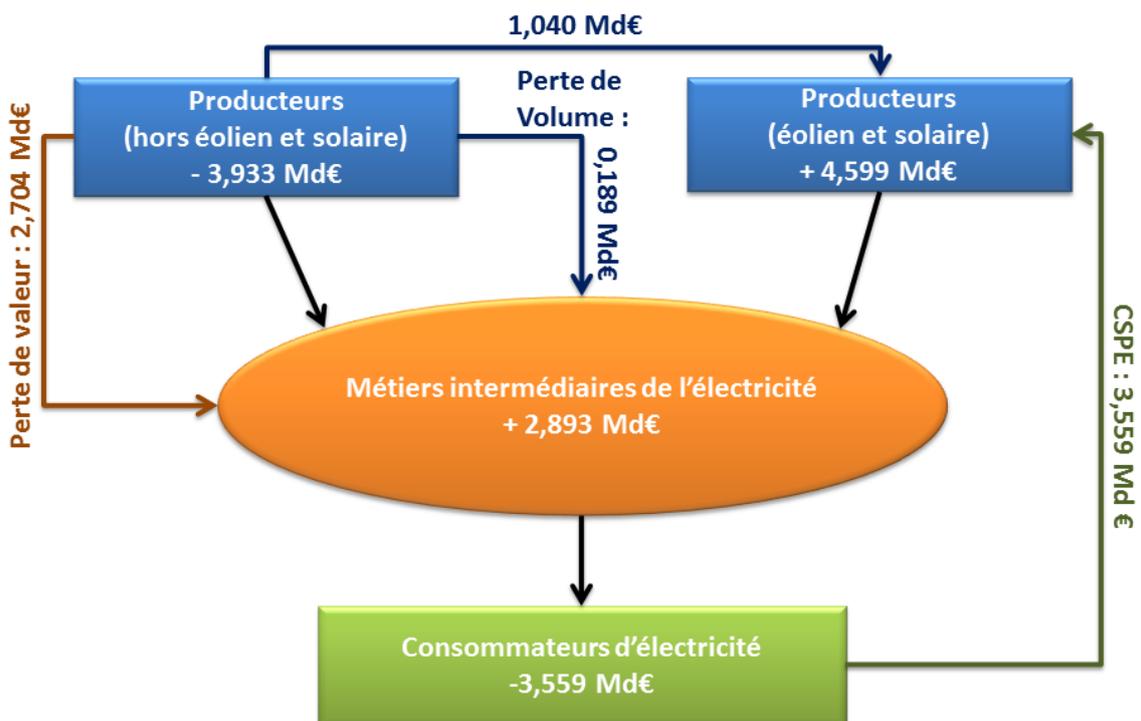


Figure 12 : Effet de l'introduction des EnR sur les acteurs du marché de l'électricité.

- 1) Les producteurs d'électricité conventionnelle (hors éolien et solaire) subissant une perte en valeur de 2,704 milliards d'euros en raison de la baisse du prix de gros, à laquelle s'ajoute une perte (manque à gagner) de 0,189 milliard d'euros du fait d'un appel moindre de leurs

centrales ; à cela s'ajoute un transfert de recettes de 1,040 milliard d'euros au profit des producteurs d'électricité renouvelable (éolien et solaire), lesquels peuvent d'ailleurs être pour partie des producteurs d'électricité conventionnelle. Au total le transfert supporté est donc de 3,933 milliards d'euros ;

- 2) Les consommateurs d'électricité supportent une charge supplémentaire de 3,559 milliards d'euros prélevée via la CSPE, somme qui revient directement aux producteurs d'électricité renouvelable (éolien et solaire) ;
- 3) Au total ces deux catégories d'agents (les « perdants ») supportent un transfert (subvention croisée) de 7,492 milliards d'euros ;
- 4) Les producteurs d'électricité renouvelable (éolien et solaire) bénéficient de deux types de transferts : un transfert de recettes via le marché de gros de 1,040 milliard d'euros (vente de leur électricité au prix du marché), et un transfert de 3,559 milliards d'euros via la CSPE soit un transfert total de 4,599 milliards d'euros ;
- 5) Les grossistes et fournisseurs (intermédiaires) bénéficient d'un transfert de recettes de 2,893 milliards d'euros qui correspond au manque à gagner des producteurs d'électricité conventionnelle. Comme les prix de gros ont baissé ces opérateurs (grossistes et fournisseurs) achètent moins cher l'électricité qu'ils revendent à leurs clients. Cette rente peut pour partie être conservée par ces intermédiaires si la baisse du prix de gros n'est pas répercutée sur le client (cas du client domestique alimenté au TRV) et pour partie être récupérée par le client si celui-ci bénéficie d'un contrat en offre de marché dans lequel le prix de vente est indexé sur le prix de gros. Dans ce cas le client récupère « de la main gauche » une partie de la CSPE qu'il a payée « de la main droite ». Mais cette rente peut aussi être conservée par l'intermédiaire.
- 6) Au total ces deux catégories d'agents (producteurs d'EnR et intermédiaires), qui sont les « gagnants », bénéficient d'un transfert de 7,492 milliards d'euros, ce qui correspond bien évidemment au transfert supporté par les « perdants ».

In fine on peut donc considérer que le surcoût « complet » des renouvelables est égal à la différence entre ce chiffre de 7,492 milliards d'euros et la valeur réelle des EnR au prix du marché soit 1,040 milliard d'euros, ce qui donne 6,452 milliards d'euros.

5 Discussion

Il convient maintenant de relativiser le chiffre de 6,452 Md€ qui ne peut être compris comme une « perte nette » supportée par la collectivité en 2015. En effet ce chiffre recouvre des réalités économiques de natures différentes et ignore plusieurs effets macroéconomiques dont certains sont d'ailleurs difficilement quantifiables. Mais ce chiffre est un indicateur qui montre que le coût induit par les aides apportées aux renouvelables ne se limite pas au seul montant de la CSPE.

5.1 Gains collectifs liés à l'injection des EnR.

L'injection d'électricité renouvelable a des effets positifs pour la collectivité puisque cela permet dans certains cas d'économiser des combustibles fossiles importés, charbon, fioul ou gaz naturel, et donc de réduire les émissions de CO₂. En France la substitution risque toutefois de se faire d'abord au détriment du gaz mais aussi au détriment du nucléaire, qui est une énergie non carbonée et moins coûteuse que les renouvelables aujourd'hui. On notera que le développement des EnR a des effets positifs sur l'emploi mais cela peut être compensé par la réduction d'effectifs au niveau des autres centrales qui sont mises sous cocon ou fermées. La baisse du prix de gros observé suite à l'injection des EnR constitue certes un gain pour le consommateur final en termes de surplus et ce gain vient en déduction du montant de la CSPE qui est à sa charge, du moins pour le consommateur qui bénéficie d'un prix indexé sur le marché spot. Comme le consommateur final domestique demeure, en France, très largement alimenté par des tarifs réglementés, ce gain est modeste puisque ces tarifs sont en partie indépendants des prix observés sur le marché spot.

En théorie si la CSPE recouvre exactement le différentiel entre le FIT et le prix de gros, et si le consommateur final bénéficie de la baisse intégrale du prix de gros, ce qu'il gagne sur le marché spot sera exactement ponctionné par l'augmentation de la CSPE qu'il supportera au niveau du prix final (via l'augmentation des taxes) [10]. En pratique ce n'est pas le cas pour plusieurs raisons : le fournisseur (qui peut d'ailleurs être ou non un producteur) ne répercutera pas intégralement la baisse du prix de gros, même si le prix en offre de marché est indexé sur ce prix et il aura tendance à conserver une partie de la rente ; le consommateur final professionnel ne supportera pas intégralement la hausse de la CSPE puisque son montant est plafonné ; c'est le consommateur final domestique qui supportera, en France comme en Allemagne, l'essentiel de cette augmentation des taxes ; ceci même si la hausse du TRV n'est pas exactement alignée sur la hausse de la CSPE, pour des raisons politiques, ce qui conduit alors l'opérateur historique EDF à supporter une partie de la charge. Il faudrait en réalité procéder à une analyse fine des subventions croisées occasionnées par ce mécanisme. Certains consommateurs seront gagnants, d'autres perdants. Le coût croissant de la CSPE a d'ailleurs conduit le législateur à étendre l'assiette de la CSPE en 2016 (les consommateurs de gaz seront concernés et une partie de la CSPE sera fiscalisée dans le budget de l'Etat) et les pouvoirs publics à remplacer le mécanisme des FIT générateur de rentes indues par un système de FIP dans le cadre de la loi sur la transition énergétique : le producteur de renouvelable devra vendre son électricité sur le marché de gros et il bénéficiera d'une prime complémentaire dont le montant devrait être variable. Le système des appels d'offre sera lui aussi développé afin de limiter la quantité de renouvelable injectée sur le réseau. Le système des FIT sera réservé de façon transitoire aux seuls projets de faible puissance. Mais les mesures ne sont évidemment pas rétroactives et le surcoût accumulé demeure.

5.2 Autres impacts négatifs

La baisse sensible des prix de gros de l'électricité a fragilisé les producteurs d'électricité conventionnelle qui ont supporté des « coûts échoués » du fait de la fermeture de nombreuses centrales à cycles combinés à gaz. Le MWh produit avec du gaz est souvent marginal sur la courbe du « merit order » et toute injection nouvelle d'éolien ou de solaire financé hors marché a tendance à évincer du marché le MWh produit avec du gaz, surtout dans un contexte où la demande d'électricité est atone. Certes les EnR ne sont pas seules responsables de cette situation, imputable en partie à l'importation de charbon américain bon marché. Les choses ont un peu changé depuis la baisse en 2015 du prix du pétrole et celle concomitante du prix du gaz. La baisse de leurs recettes a provoqué une chute de la valeur en bourse des Utilities européennes depuis 2008 ce qui les met en situation financière difficile pour investir. La capitalisation boursière de ces Utilities s'est effondrée et toutes ces entreprises ont dû provisionner de fortes dépréciations d'actifs. Ainsi la capitalisation boursière d'EDF est passée de 160 milliards d'euros en 2008 à 22 en 2016 et toutes les grandes sociétés européennes d'électricité (EON, RWE, Vattenfall, etc) ont vu leur valeur en bourse fondre de 75% sur cette période.

A 26 euros le prix de gros du MWh alors que le niveau de l'ARENH est fixé à 42 euros le MWh, c'est un manque à gagner potentiel de 6,4 milliards d'euros qu'EDF perd chaque année sur sa production de 400 TWh d'électricité nucléaire ; c'est vrai du moins pour les 100 TWh d'électricité nucléaire à disposition de ses concurrents. Certes une grande partie de cette production est commercialisée directement hors marché par EDF, et cela montre que seuls les intermédiaires (fournisseurs ou grossistes) et les producteurs d'électricité subventionnée (renouvelables) sont aujourd'hui gagnants avec un tel système. Les perdants sont les producteurs d'électricité conventionnelle et les consommateurs, ou du moins certains d'entre eux. Du fait de la hausse continue de ces subventions répercutées dans le prix final, le consommateur paie plus cher en aval une électricité qui est vendue à perte en amont. Seuls sont rentables aujourd'hui les investissements subventionnés. Quel est alors l'intérêt de passer par un marché ? En situation de « suraccumulation du capital » il est nécessaire de « dévaloriser » une partie de ce capital excédentaire, et cela ne peut se faire qu'en arrêtant les subventions aux énergies renouvelables qui ne sont pas compétitives donc rentables aux prix du marché, et/ou en instaurant une taxe carbone élevée qui évincera du marché les centrales thermiques les moins compétitives.

Un autre coût indirect engendré par le développement des renouvelables est lié au renforcement des réseaux de distribution qui doivent accueillir cette électricité produite localement en fonction de considérations largement météorologiques. L'incitation programmée de l'autoconsommation de PV ne règlera pas entièrement la question car l'auto-producteur aura besoin de compter sur le réseau en cas de défaillance de sa production et le gestionnaire du réseau ne peut donc pas espérer réduire ses coûts fixes même si l'on peut compter sur un minimum de foisonnement. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle la tarification d'accès aux réseaux devra demain être davantage assise sur la puissance souscrite par le client et non plus sur l'énergie soutirée par lui.

Mais le risque principal tient sans doute au fait que des prix de marché artificiellement déprimés n'envoient pas un bon signal aux investisseurs pour le futur. Le secteur électrique européen est certes en surcapacité aujourd'hui mais cela peut ne pas durer et, du fait des inerties constatées dans la construction de nouvelles centrales, cela pourrait provoquer des risques de black-out demain. Ajoutons que si la puissance moyenne appelée ne s'accroît pas beaucoup, la puissance de pointe a

tendance à croître rapidement du fait des nouveaux usages électriques. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle un marché de capacité, visant à mieux rémunérer la puissance installée, devrait se mettre en place en France en 2017, comme dans plusieurs pays européens d'ailleurs.

6 Conclusion

Pour apprécier l'impact qu'une injection d'électricité renouvelable subventionnée hors marché exerce sur l'économie il ne suffit pas de calculer le surcoût entre le prix d'achat garanti et le prix de marché (CSPE) ; il faut également tenir compte de l'effet d'éviction que cette injection de renouvelable exerce sur la volume d'électricité conventionnelle injectée et de l'effet-prix que cette injection de renouvelable exerce sur la recette moyenne de l'électricité conventionnelle injectée. La perte des producteurs d'électricité conventionnelle s'ajoute au coût supporté par les consommateurs finals. La baisse du prix spot de l'électricité et le manque à gagner subi par les producteurs d'électricité constituent aujourd'hui un handicap pour les nouveaux investissements.

Cela conduit aussi à mener une réflexion sur la façon dont le marché de gros peut, à lui seul, permettre de récupérer les investissements réalisés au niveau de la production d'électricité. Le « spread » de prix entre les heures creuses et les heures pleines ou entre l'hiver et l'été n'est pas toujours suffisant pour récupérer les coûts fixes d'investissements très capitalistiques, c'est-à-dire d'investissements pour lesquels la proportion des coûts fixes dans le coût total de production est très élevée. Le marché « energy only » fonctionne bien avec des équipements thermiques pour lesquels les coûts en combustibles sont à la fois élevés en proportion du coût total et différenciés selon les sources, puisque la rémunération des centrales appelées se fait sur la base des coûts marginaux donc des coûts variables de l'équipement marginal. C'est sur ce schéma qu'il avait été construit. C'est plus difficile avec des équipements à forte proportion de coûts fixes comme le nucléaire et les renouvelables, surtout lorsque les coûts variables sont quasiment nuls ce qui est le cas du solaire et de l'éolien. D'où la nécessité de mettre en place de nouveaux modes de régulation : le marché de capacité en est un mais ce n'est pas le seul. Le système anglais des « contracts for differences » est peut-être une solution à explorer pour ce type d'investissements.

7 Bibliographie

- [1] F. Benhmad and Jacques Percebois, "Impact de l'électricité intermittente sur le fonctionnement du marché spot de l'électricité," *Economies et Sociétés série EN (Economie de l'énergie)*, vol. 12, pp. 275-297, Février 2013.
- [2] F. Benhmad and Jacques Percebois, Wind-power Feed-in impact on electricity prices in Germany 2009-2013, (A paraître) 2016, *The European Journal of Comparative Economics*.
- [3] S. Clo, A. Cataldi, and P. Zoppoli, "The merit-order in the Italian power market: the impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices," *Energy Policy*, vol. 77, pp. 79-88, 2014.
- [4] R. Crassous and F. Roques. (2015, Décembre) CEEM Working Paper N° 2015-11: Les coûts associés à l'insertion des EnR intermittentes dans le système électrique : une revue de la littérature. http://www.ceem-dauphine.org/assets/wp/pdf/CEEM_Working_Paper_11-Renaud_CRASSOUS_et_Fabien_ROQUES.pdf.
- [5] J. C. Ketterer, "The impact of wind power generation on the electricity price in Germany," *Energy Economics*, vol. 44, pp. 270-280, 2014.
- [6] M. G. Politt and K. L. Anaya. (2015, Octobre) EPRG Working Paper N° 1519: Can current electricity markets cope with high share of renewables ? A comparison of approaches in Germany, the U.K. and the state of New York. [Online]. <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/eprg-working-paper-1519/>
- [7] C. K. Woo, J. Horowitz, J. Moore, and A. Pacheco, "The impacts of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: the Texas experience," *Energy Policy*, vol. 39, no. 7, pp. 3939-3944, 2011.
- [8] Thomas Williams and Colin Kelley. GNUPLOT Version 5.0 patchlevel 1. [Online]. www.gnuplot.info
- [9] David B. Thomas, Wayne Luk, Philip H. W. Leong, and John D. Villasenor, "Gaussian Random Number Generators," *ACM Comput. Surv.*, vol. 39, no. 4, pp. 11:1-11:38, 2007.
- [10] Jacques Percebois, "Aides publiques aux énergies éolienne et photovoltaïque," *Revue Française d'Economie*, vol. XXX, no. 4, pp. 141-186, Avril 2016.

8 Annexes

8.1 Visualisation des ajustements

La visualisation de l'ajustement des données et l'ajustement des données ont été réalisés avec le freeware GNUPLOT [8].

8.1.1 Janvier

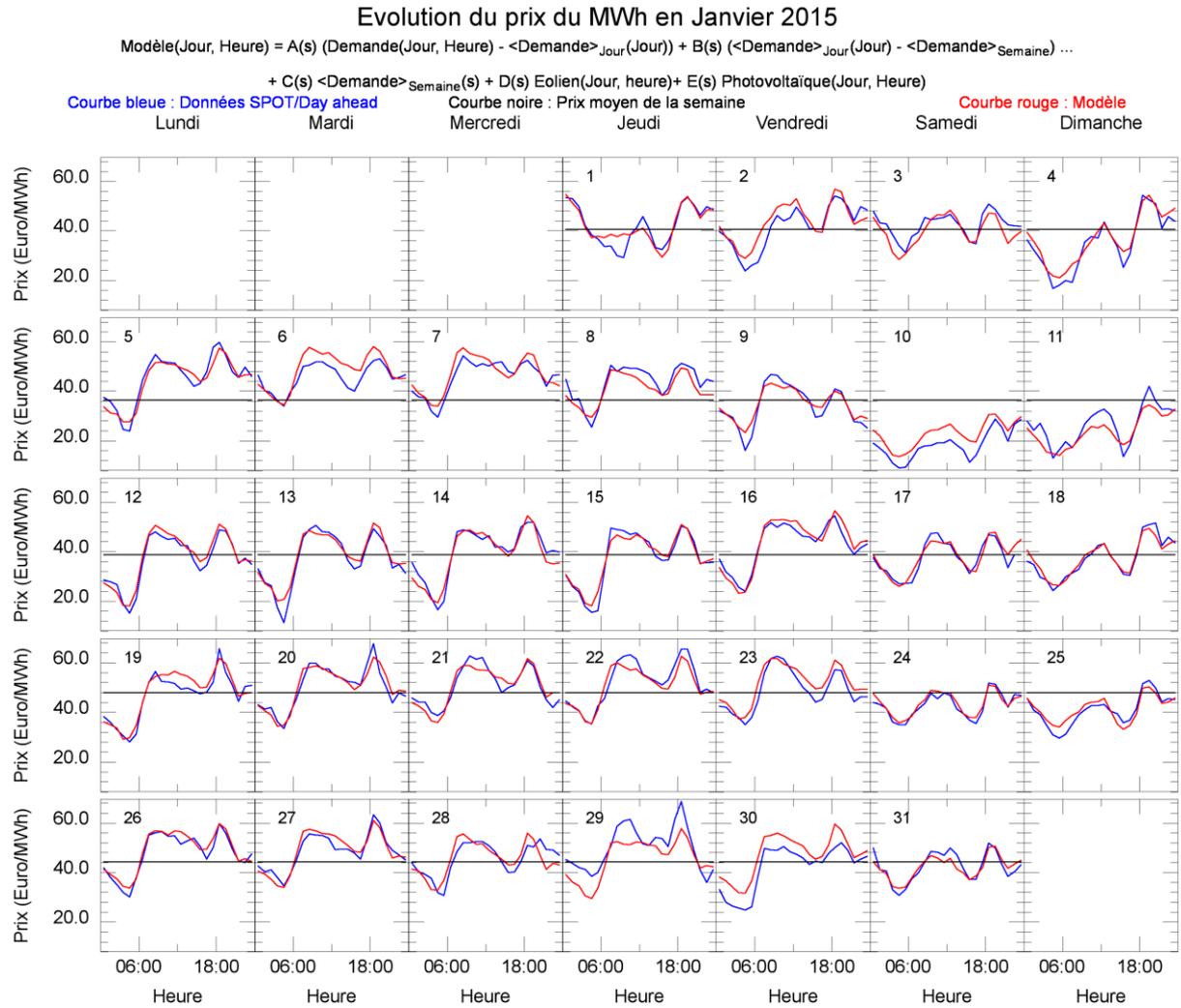


Figure 13 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois de janvier (graphique réalisé avec GNUPLOT [8]).

8.1.2 Février

Evolution du prix du MWh en Février 2015

$$\text{Modèle}(\text{Jour, Heure}) = A(s) (\text{Demande}(\text{Jour, Heure}) - \langle \text{Demande} \rangle_{\text{Jour}}(\text{Jour})) + B(s) (\langle \text{Demande} \rangle_{\text{Jour}}(\text{Jour}) - \langle \text{Demande} \rangle_{\text{Semaine}}) \dots$$

$$+ C(s) \langle \text{Demande} \rangle_{\text{Semaine}}(s) + D(s) \text{Eolien}(\text{Jour, heure}) + E(s) \text{Photovoltaïque}(\text{Jour, Heure})$$

Courbe bleue : Données SPOT/Day ahead

Courbe noire : Prix moyen de la semaine

Courbe rouge : Modèle

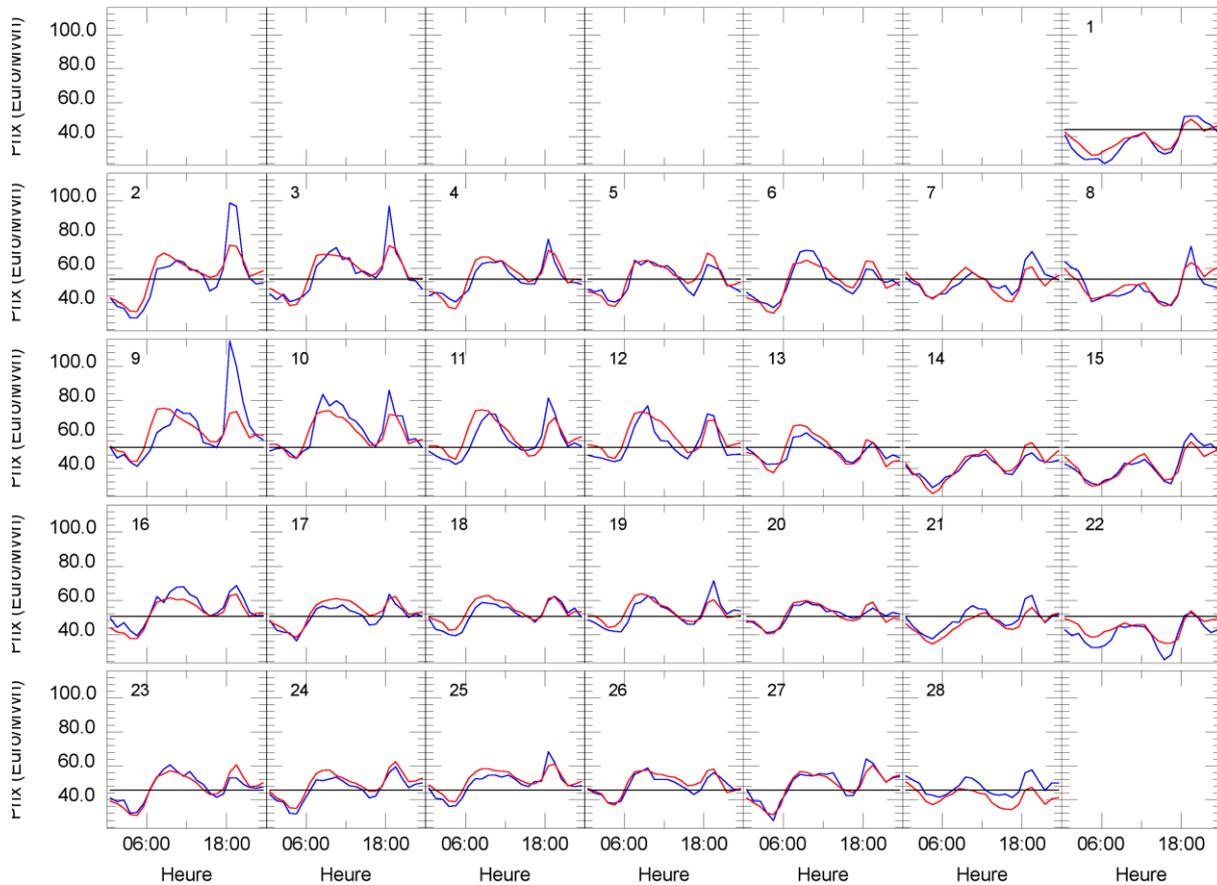


Figure 14 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois de février (graphique réalisé avec GNUPLOT [8]).

8.1.3 Mars

Evolution du prix du MWh en Mars 2015

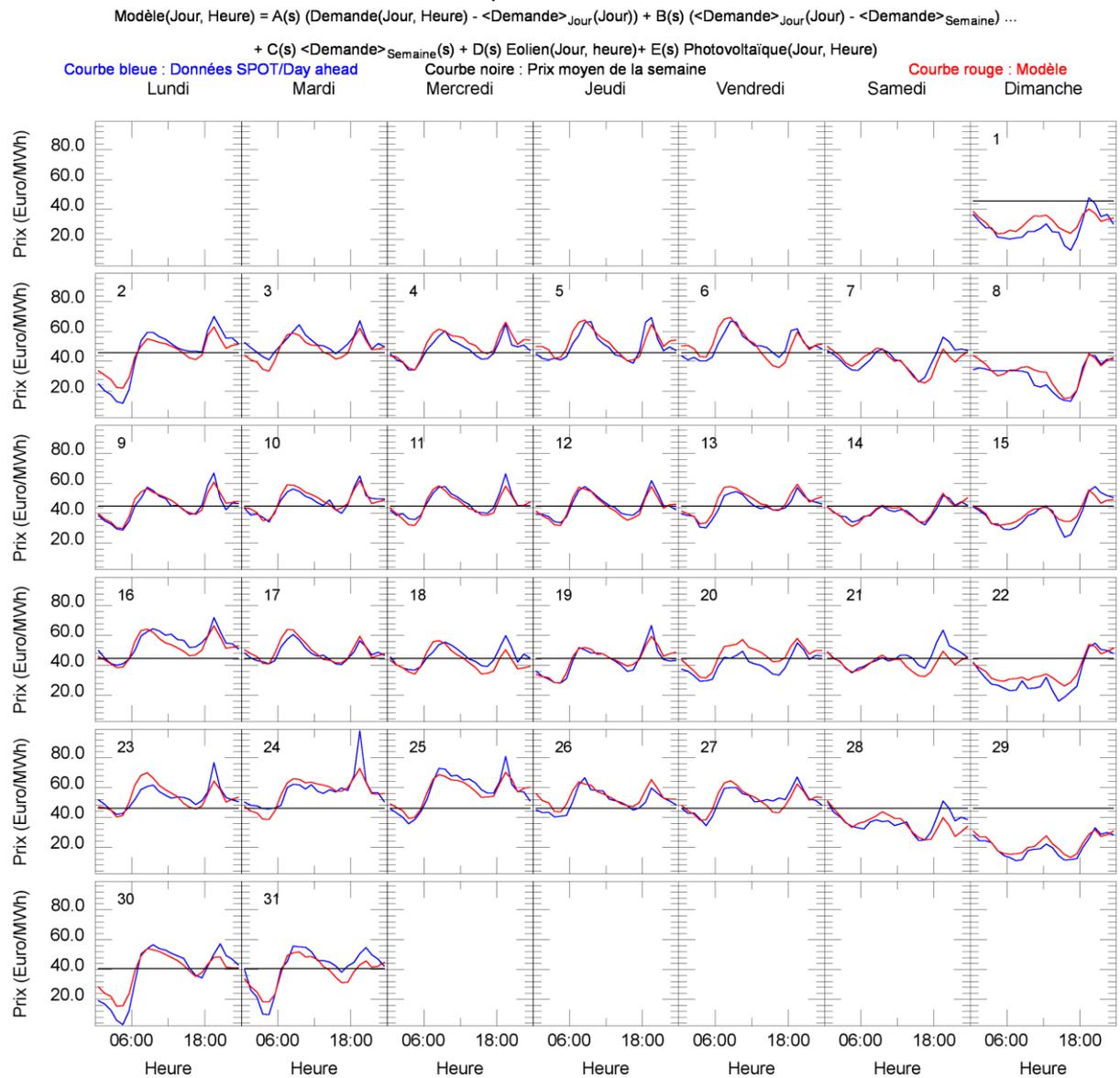


Figure 15 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois de mars (graphique réalisé avec GNU PLOT [8]).

8.1.4 Avril

Evolution du prix du MWh en Avril 2015

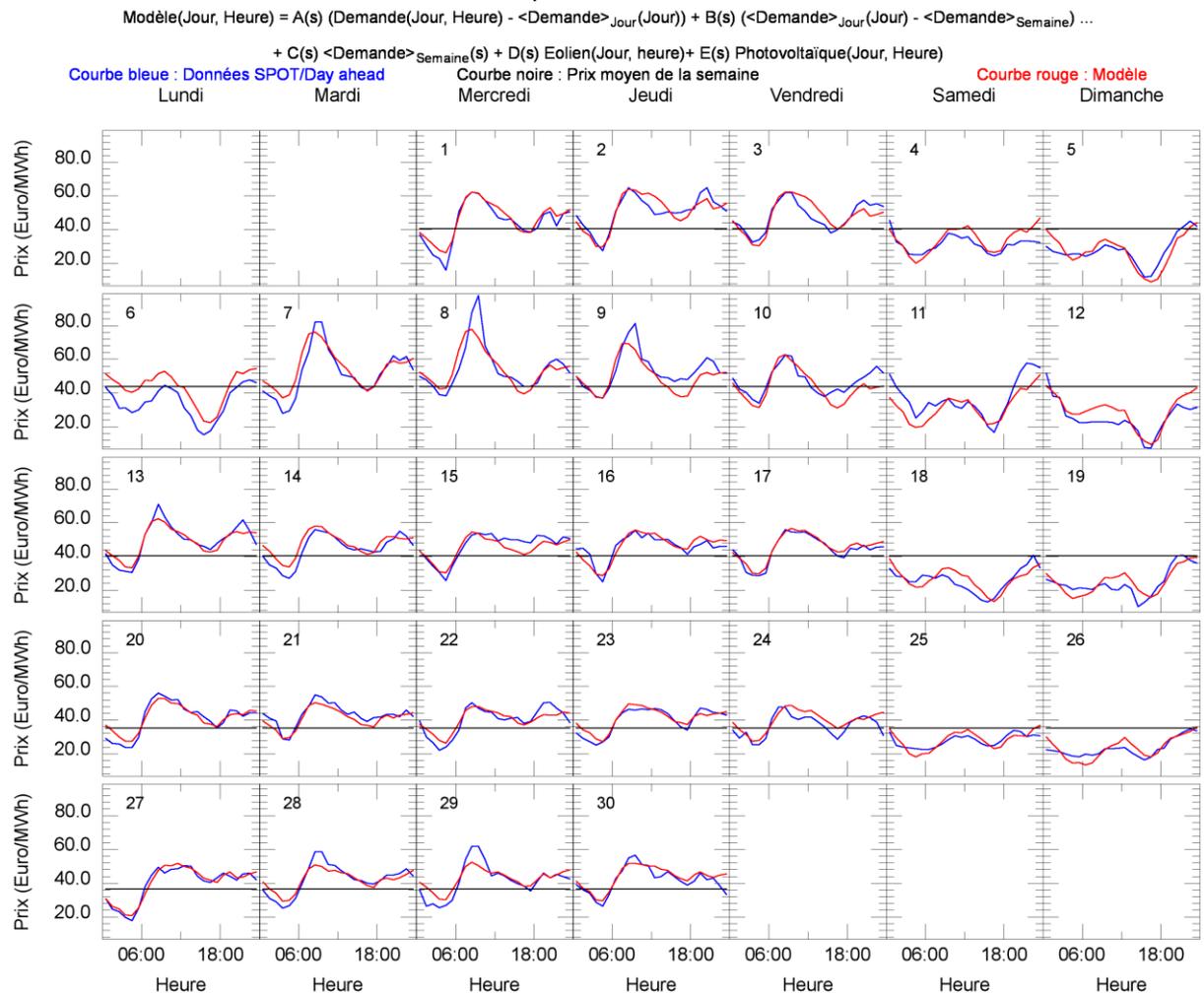


Figure 16 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois d'avril (graphique réalisé avec GNUPLOT [8]).

8.1.5 Mai

Evolution du prix du MWh en Mai 2015

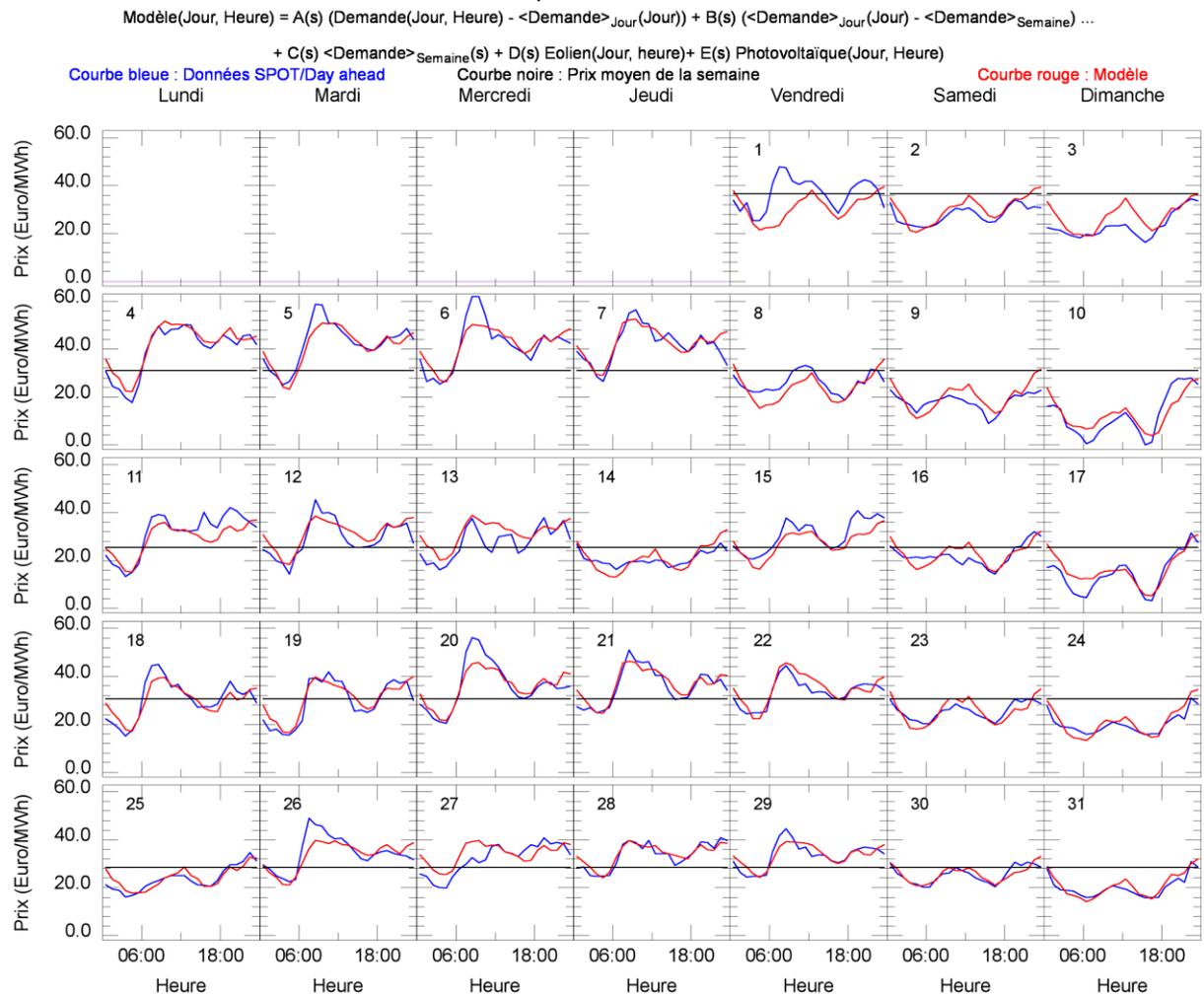


Figure 17 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois de mai (graphique réalisé avec GNU PLOT [8]).

8.1.6 Juin

Evolution du prix du MWh en Juin 2015

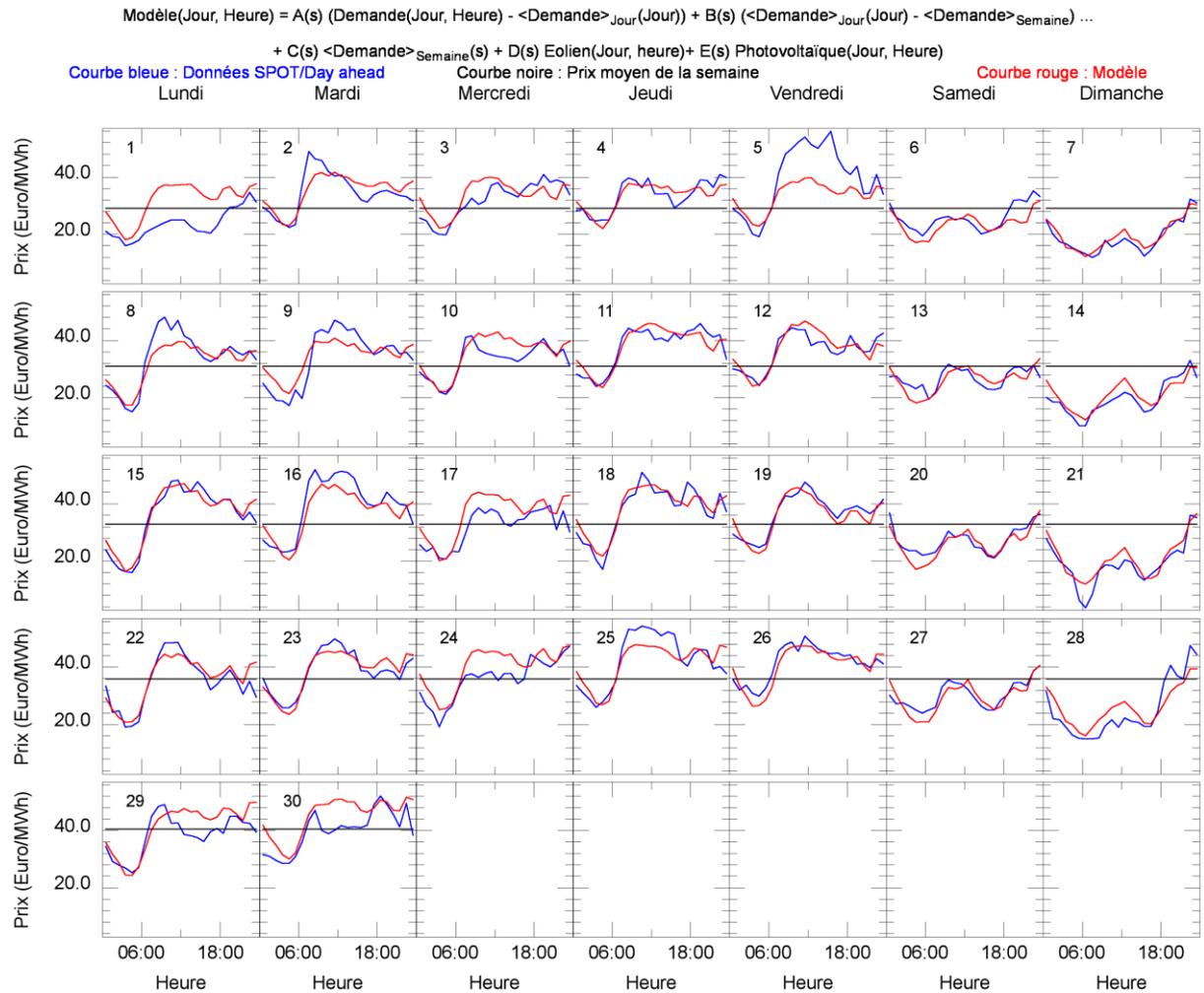


Figure 18 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois de juin (graphique réalisé avec GNU PLOT [8]).

8.1.7 Juillet

Evolution du prix du MWh en Juillet 2015

$$\text{Modèle}(\text{Jour, Heure}) = A(s) (\text{Demande}(\text{Jour, Heure}) - \langle \text{Demande} \rangle_{\text{Jour}}(\text{Jour})) + B(s) (\langle \text{Demande} \rangle_{\text{Jour}}(\text{Jour}) - \langle \text{Demande} \rangle_{\text{Semaine}}) \dots$$

$$+ C(s) \langle \text{Demande} \rangle_{\text{Semaine}}(s) + D(s) \text{Eolien}(\text{Jour, heure}) + E(s) \text{Photovoltaïque}(\text{Jour, Heure})$$

Courbe bleue : Données SPOT/Day ahead
Lundi Mardi

Courbe noire : Prix moyen de la semaine
Mercredi Jeudi Vendredi

Courbe rouge : Modèle
Samedi Dimanche

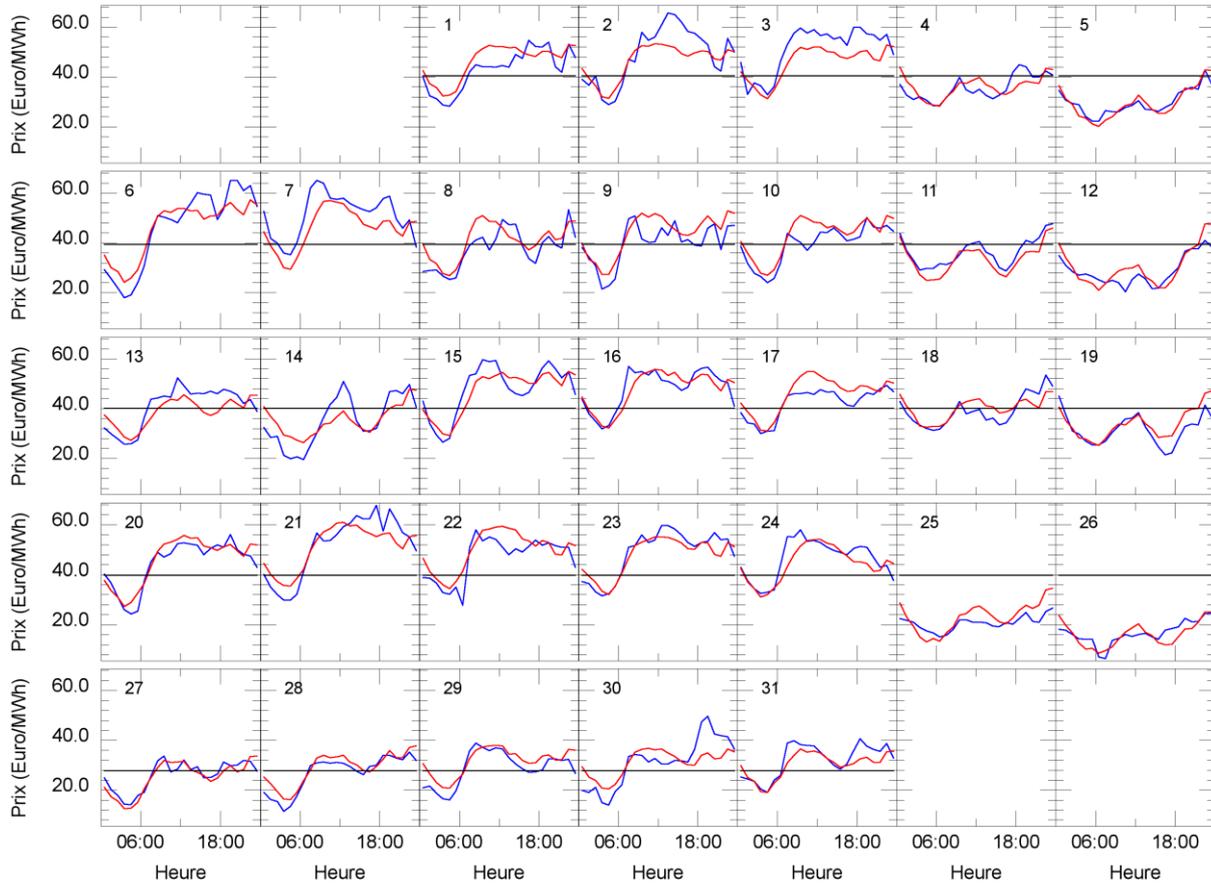


Figure 19 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois de juillet (graphique réalisé avec GNU PLOT [8]).

8.1.8 Août

Evolution du prix du MWh en Août 2015

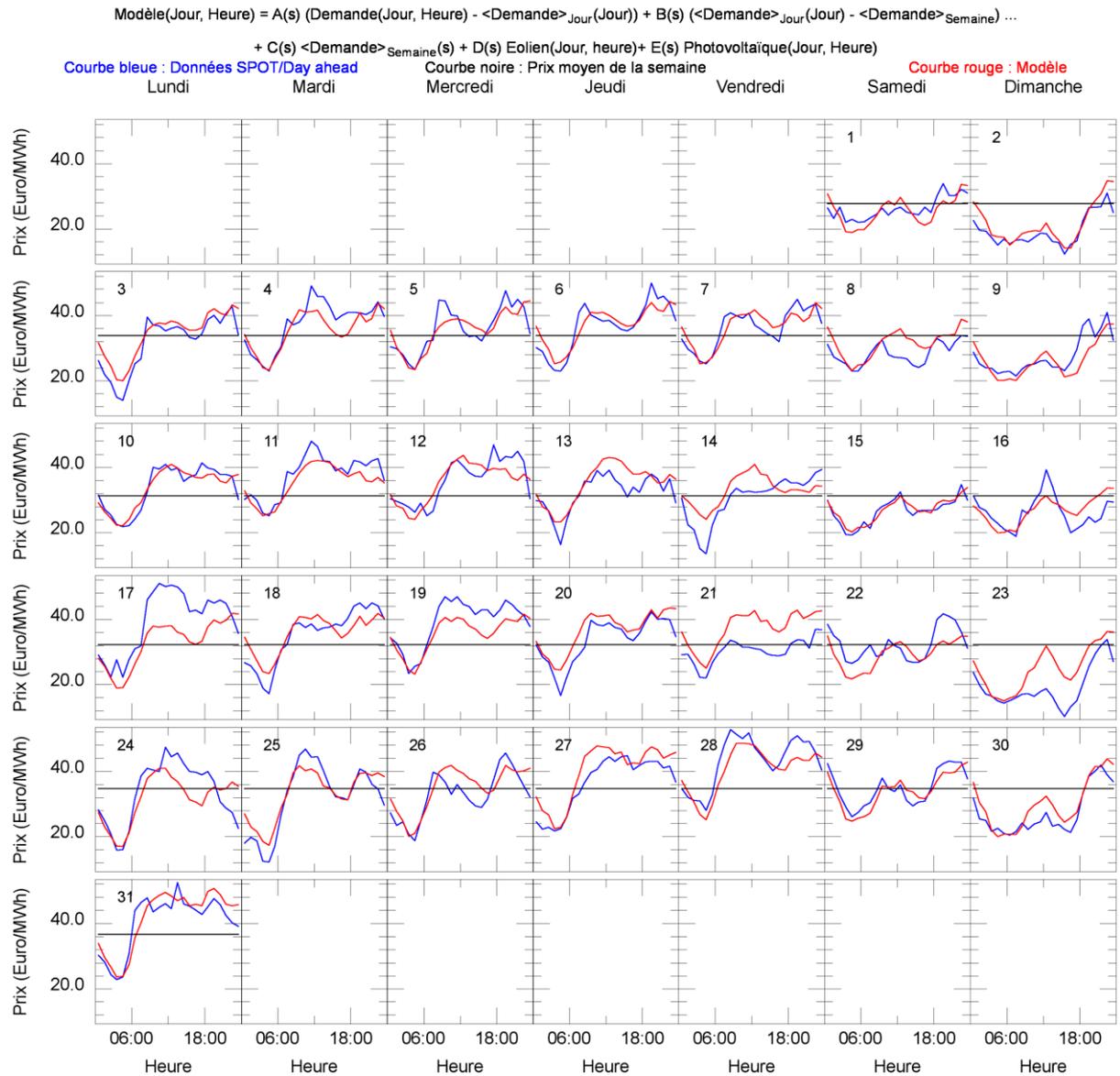


Figure 20 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois d'août (graphique réalisé avec GNUPLLOT [8]).

8.1.9 Septembre

Evolution du prix du MWh en Septembre 2015

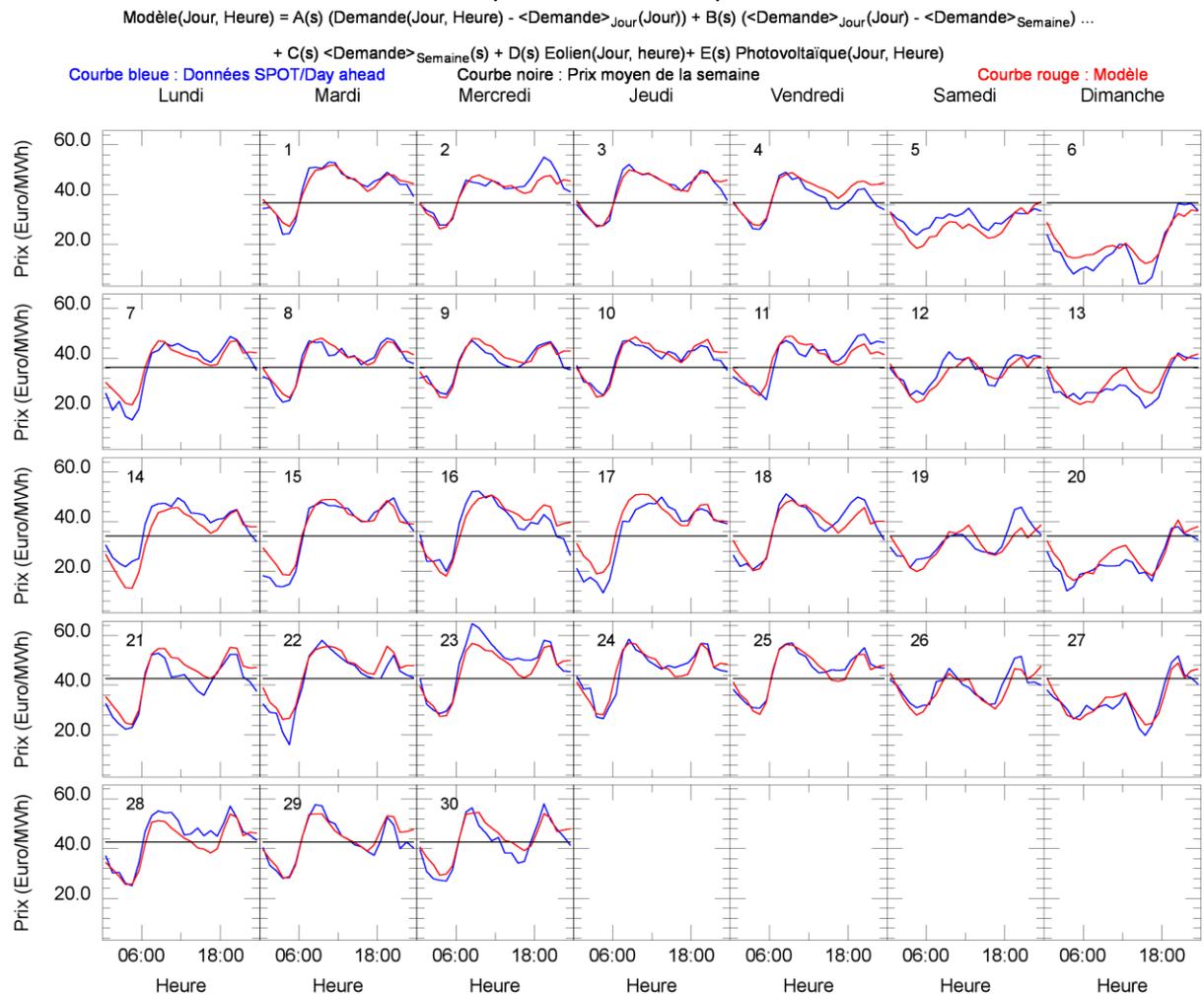


Figure 21 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois de septembre (graphique réalisé avec GNUPLOT [8]).

8.1.10 Octobre

Evolution du prix du MWh en Octobre 2015

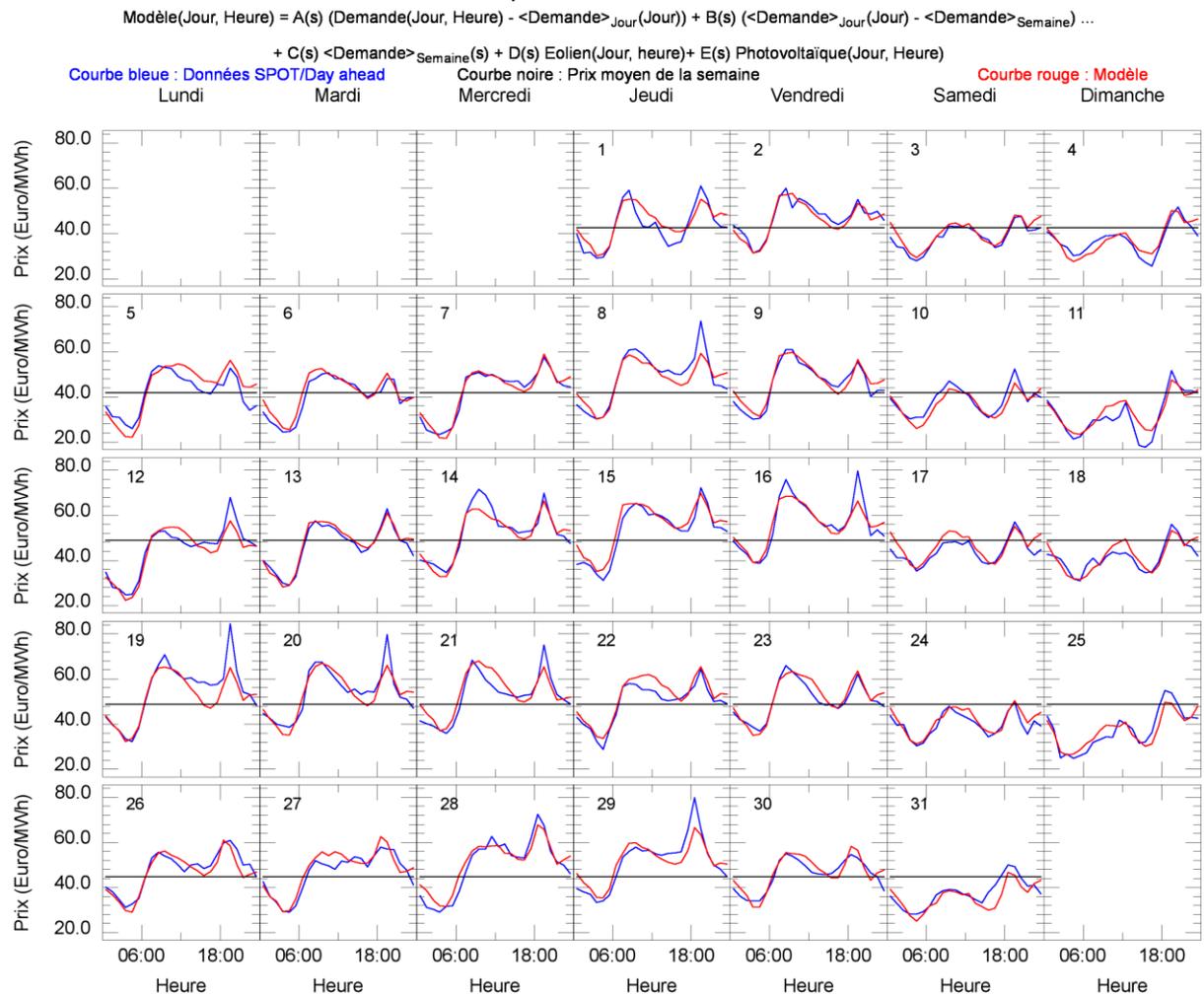


Figure 22 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois d'octobre (graphique réalisé avec GNUPLOT [8]).

8.1.11 Novembre

Evolution du prix du MWh en Novembre 2015

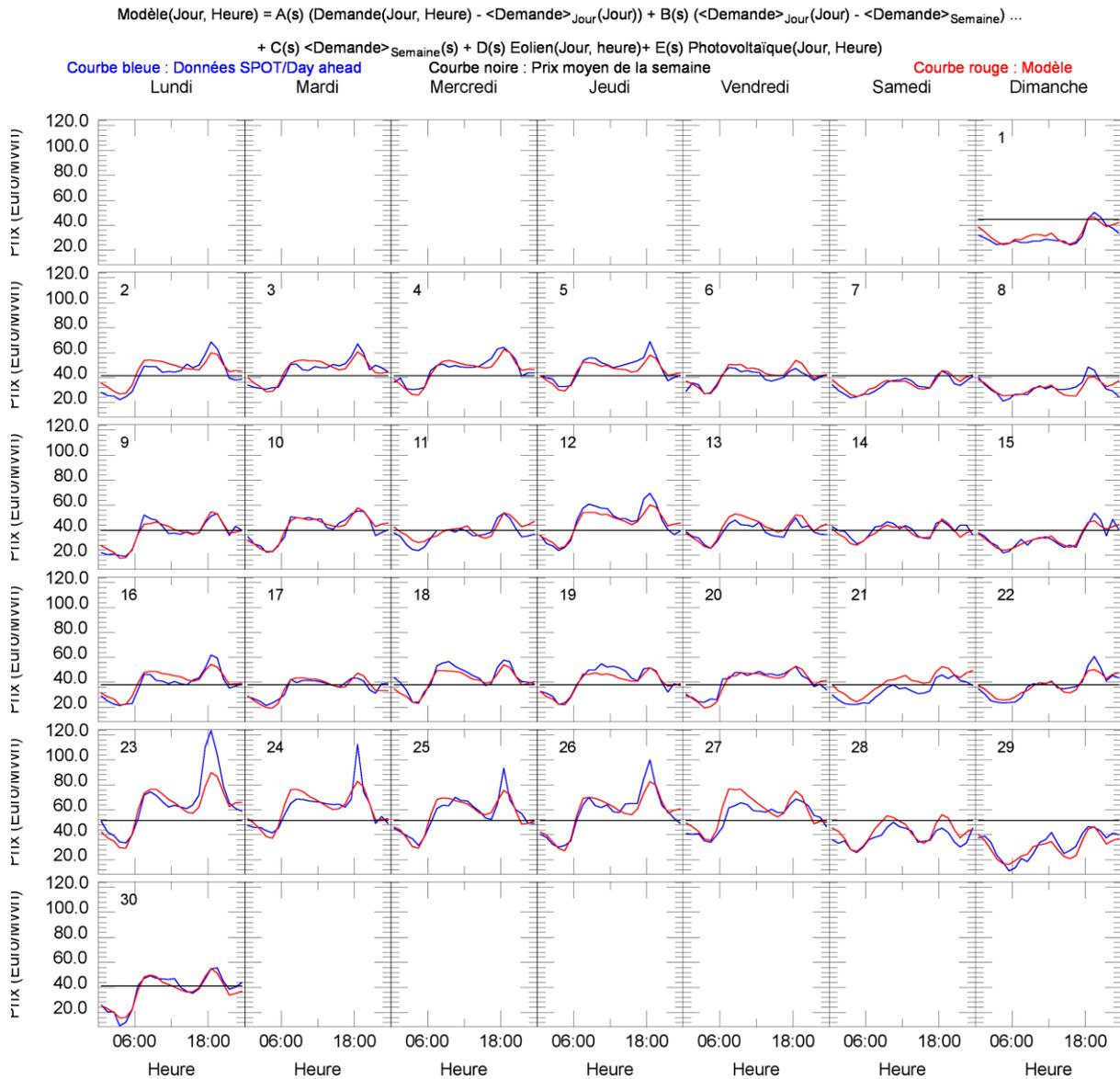


Figure 23 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois de novembre (graphique réalisé avec GNUPLOT [8]).

8.1.12 Décembre

Evolution du prix du MWh en Décembre 2015

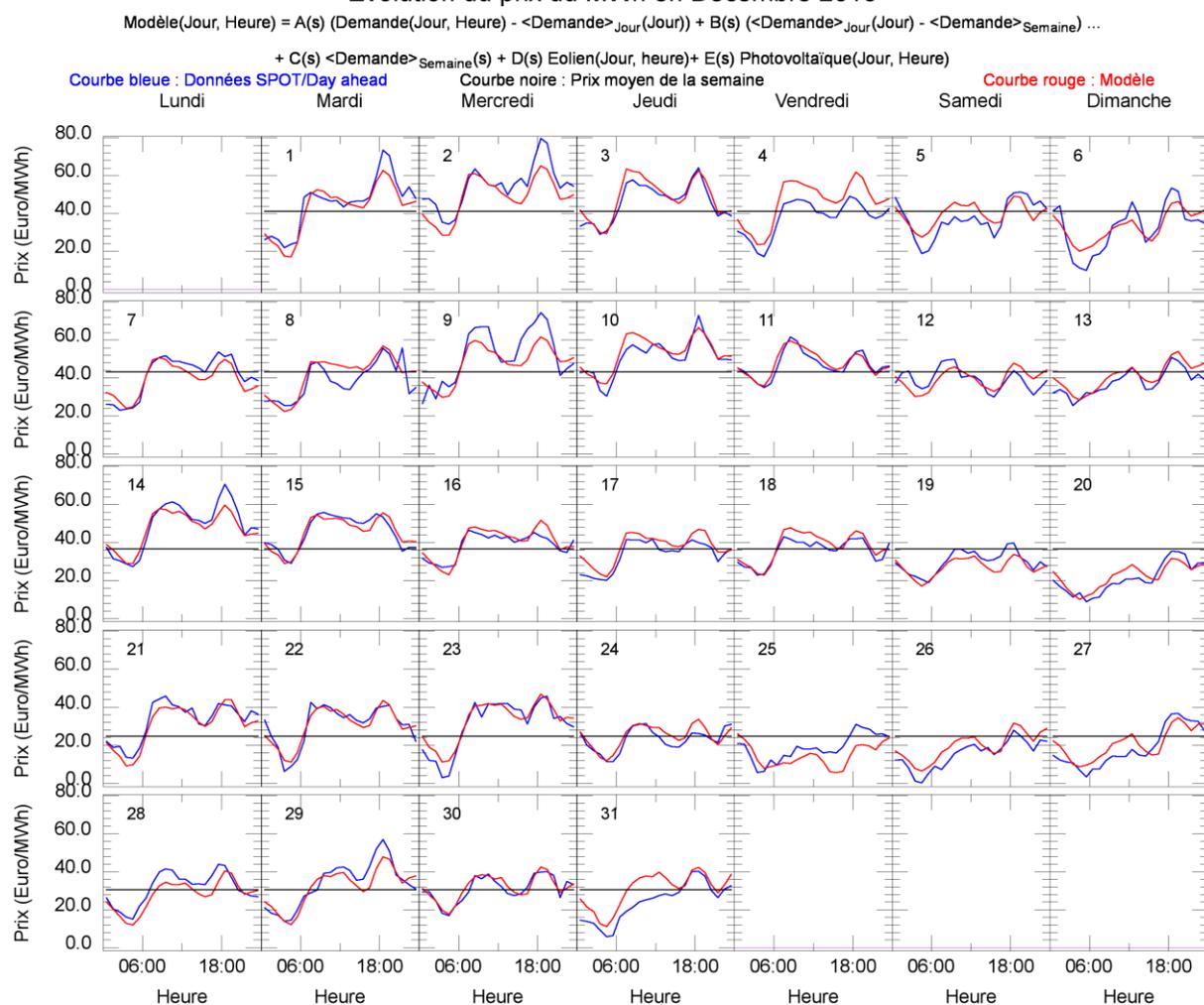


Figure 24 : Visualisation de l'ajustement des données SPOT day ahead du mois de décembre (graphique réalisé avec GNUPLOT [8]).

8.2 Paramètres (valeurs et écarts types) du modèle

semaine	A (€ MWh ⁻²)	B (€ MWh ⁻²)	C (€ MWh ⁻²)	D (€ MWh ⁻²)	E (€ MWh ⁻²)	σ_A (€ MWh ⁻²)	σ_B (€ MWh ⁻²)	σ_D (€ MWh ⁻²)	σ_E (€ MWh ⁻²)
1	$2,04 \cdot 10^{-3}$	$7,17 \cdot 10^{-4}$	$6,41 \cdot 10^{-4}$	$-2,70 \cdot 10^{-4}$	$-1,96 \cdot 10^{-3}$	$9,87 \cdot 10^{-5}$	$1,01 \cdot 10^{-4}$	$2,44 \cdot 10^{-4}$	$7,27 \cdot 10^{-4}$
2	$1,26 \cdot 10^{-3}$	$1,22 \cdot 10^{-3}$	$6,00 \cdot 10^{-4}$	$-9,70 \cdot 10^{-4}$	$-1,47 \cdot 10^{-3}$	$5,68 \cdot 10^{-5}$	$5,45 \cdot 10^{-5}$	$1,69 \cdot 10^{-4}$	$5,93 \cdot 10^{-4}$
3	$1,66 \cdot 10^{-3}$	$1,74 \cdot 10^{-3}$	$6,53 \cdot 10^{-4}$	$-1,42 \cdot 10^{-3}$	$-1,26 \cdot 10^{-3}$	$3,84 \cdot 10^{-5}$	$1,93 \cdot 10^{-4}$	$1,41 \cdot 10^{-4}$	$3,85 \cdot 10^{-4}$
4	$1,41 \cdot 10^{-3}$	$1,00 \cdot 10^{-3}$	$6,60 \cdot 10^{-4}$	$-1,29 \cdot 10^{-3}$	$-1,72 \cdot 10^{-3}$	$4,26 \cdot 10^{-5}$	$7,11 \cdot 10^{-5}$	$3,18 \cdot 10^{-4}$	$4,14 \cdot 10^{-4}$
5	$1,45 \cdot 10^{-3}$	$1,19 \cdot 10^{-3}$	$6,77 \cdot 10^{-4}$	$-1,09 \cdot 10^{-3}$	$-2,37 \cdot 10^{-3}$	$6,67 \cdot 10^{-5}$	$1,26 \cdot 10^{-4}$	$2,20 \cdot 10^{-4}$	$7,14 \cdot 10^{-4}$
6	$1,86 \cdot 10^{-3}$	$3,62 \cdot 10^{-4}$	$7,50 \cdot 10^{-4}$	$-1,38 \cdot 10^{-3}$	$-2,70 \cdot 10^{-3}$	$8,46 \cdot 10^{-5}$	$1,04 \cdot 10^{-4}$	$2,40 \cdot 10^{-4}$	$6,59 \cdot 10^{-4}$
7	$1,99 \cdot 10^{-3}$	$1,43 \cdot 10^{-3}$	$7,95 \cdot 10^{-4}$	$-1,67 \cdot 10^{-3}$	$-1,96 \cdot 10^{-3}$	$1,20 \cdot 10^{-4}$	$9,15 \cdot 10^{-5}$	$3,90 \cdot 10^{-4}$	$6,54 \cdot 10^{-4}$
8	$1,43 \cdot 10^{-3}$	$1,13 \cdot 10^{-3}$	$7,45 \cdot 10^{-4}$	$-3,66 \cdot 10^{-4}$	$-1,47 \cdot 10^{-3}$	$6,83 \cdot 10^{-5}$	$9,67 \cdot 10^{-5}$	$2,12 \cdot 10^{-4}$	$3,83 \cdot 10^{-4}$
9	$1,54 \cdot 10^{-3}$	$1,22 \cdot 10^{-3}$	$7,85 \cdot 10^{-4}$	$-1,73 \cdot 10^{-3}$	$-2,34 \cdot 10^{-3}$	$8,40 \cdot 10^{-5}$	$7,64 \cdot 10^{-5}$	$2,50 \cdot 10^{-4}$	$5,07 \cdot 10^{-4}$
10	$1,96 \cdot 10^{-3}$	$1,49 \cdot 10^{-3}$	$7,71 \cdot 10^{-4}$	$-6,45 \cdot 10^{-4}$	$-2,20 \cdot 10^{-3}$	$9,11 \cdot 10^{-5}$	$9,18 \cdot 10^{-5}$	$2,98 \cdot 10^{-4}$	$3,85 \cdot 10^{-4}$
11	$1,76 \cdot 10^{-3}$	$1,64 \cdot 10^{-3}$	$7,96 \cdot 10^{-4}$	$-9,23 \cdot 10^{-4}$	$-2,65 \cdot 10^{-3}$	$5,47 \cdot 10^{-5}$	$1,48 \cdot 10^{-4}$	$3,45 \cdot 10^{-4}$	$2,53 \cdot 10^{-4}$
12	$1,65 \cdot 10^{-3}$	$9,12 \cdot 10^{-4}$	$9,10 \cdot 10^{-4}$	$-4,16 \cdot 10^{-3}$	$-3,83 \cdot 10^{-3}$	$9,17 \cdot 10^{-5}$	$1,92 \cdot 10^{-4}$	$5,66 \cdot 10^{-4}$	$4,64 \cdot 10^{-4}$
13	$1,85 \cdot 10^{-3}$	$1,39 \cdot 10^{-3}$	$9,38 \cdot 10^{-4}$	$-3,16 \cdot 10^{-3}$	$-2,19 \cdot 10^{-3}$	$9,62 \cdot 10^{-5}$	$1,08 \cdot 10^{-4}$	$2,81 \cdot 10^{-4}$	$4,71 \cdot 10^{-4}$

semaine	A (€ MWh ⁻²)	B (€ MWh ⁻²)	C (€ MWh ⁻²)	D (€ MWh ⁻²)	E (€ MWh ⁻²)	σ_A (€ MWh ⁻²)	σ_B (€ MWh ⁻²)	σ_D (€ MWh ⁻²)	σ_E (€ MWh ⁻²)
14	2,22 10 ⁻³	2,53 10 ⁻³	7,98 10 ⁻⁴	-9,11 10 ⁻⁴	-2,90 10 ⁻³	9,08 10 ⁻⁵	1,30 10 ⁻⁴	1,99 10 ⁻⁴	4,12 10 ⁻⁴
15	2,23 10 ⁻³	1,96 10 ⁻³	9,89 10 ⁻⁴	-2,78 10 ⁻³	-3,72 10 ⁻³	1,35 10 ⁻⁴	1,11 10 ⁻⁴	7,14 10 ⁻⁴	3,94 10 ⁻⁴
16	1,94 10 ⁻³	2,49 10 ⁻³	1,03 10 ⁻³	-2,89 10 ⁻³	-3,73 10 ⁻³	8,33 10 ⁻⁵	2,08 10 ⁻⁴	4,75 10 ⁻⁴	2,99 10 ⁻⁴
17	1,73 10 ⁻³	2,30 10 ⁻³	8,27 10 ⁻⁴	-3,51 10 ⁻⁴	-2,39 10 ⁻³	8,01 10 ⁻⁵	9,20 10 ⁻⁵	3,45 10 ⁻⁴	2,83 10 ⁻⁴
18	1,68 10 ⁻³	1,78 10 ⁻³	7,45 10 ⁻⁴	1,06 10 ⁻³	-2,50 10 ⁻³	1,11 10 ⁻⁴	1,12 10 ⁻⁴	5,17 10 ⁻⁴	5,02 10 ⁻⁴
19	1,92 10 ⁻³	2,89 10 ⁻³	7,71 10 ⁻⁴	-1,07 10 ⁻⁴	-3,03 10 ⁻³	8,85 10 ⁻⁵	8,77 10 ⁻⁵	1,89 10 ⁻⁴	3,21 10 ⁻⁴
20	1,58 10 ⁻³	1,88 10 ⁻³	6,69 10 ⁻⁴	-1,73 10 ⁻⁴	-3,75 10 ⁻³	9,20 10 ⁻⁵	1,18 10 ⁻⁴	5,17 10 ⁻⁴	3,40 10 ⁻⁴
21	1,78 10 ⁻³	1,53 10 ⁻³	8,29 10 ⁻⁴	-2,63 10 ⁻³	-3,03 10 ⁻³	7,61 10 ⁻⁵	7,00 10 ⁻⁵	2,98 10 ⁻⁴	2,76 10 ⁻⁴
22	1,28 10 ⁻³	1,45 10 ⁻³	7,25 10 ⁻⁴	-4,24 10 ⁻⁴	-2,41 10 ⁻³	6,76 10 ⁻⁵	6,88 10 ⁻⁵	2,80 10 ⁻⁴	2,52 10 ⁻⁴
23	1,30 10 ⁻³	1,45 10 ⁻³	6,69 10 ⁻⁴	6,57 10 ⁻⁴	-1,80 10 ⁻³	1,23 10 ⁻⁴	1,21 10 ⁻⁴	3,67 10 ⁻⁴	4,61 10 ⁻⁴
24	1,46 10 ⁻³	1,77 10 ⁻³	7,86 10 ⁻⁴	-8,18 10 ⁻⁴	-1,94 10 ⁻³	8,20 10 ⁻⁵	9,66 10 ⁻⁵	2,41 10 ⁻⁴	3,66 10 ⁻⁴
25	1,87 10 ⁻³	1,83 10 ⁻³	8,45 10 ⁻⁴	-1,47 10 ⁻³	-2,83 10 ⁻³	7,82 10 ⁻⁵	8,79 10 ⁻⁵	6,41 10 ⁻⁴	3,13 10 ⁻⁴
26	1,77 10 ⁻³	1,63 10 ⁻³	9,13 10 ⁻⁴	-2,60 10 ⁻³	-2,82 10 ⁻³	8,83 10 ⁻⁵	9,90 10 ⁻⁵	5,19 10 ⁻⁴	3,27 10 ⁻⁴
27	1,62 10 ⁻³	1,69 10 ⁻³	9,09 10 ⁻⁴	8,25 10 ⁻⁴	-2,69 10 ⁻³	1,11 10 ⁻⁴	1,15 10 ⁻⁴	7,22 10 ⁻⁴	4,47 10 ⁻⁴
28	2,13 10 ⁻³	1,59 10 ⁻³	1,06 10 ⁻³	-2,50 10 ⁻³	-4,09 10 ⁻³	1,20 10 ⁻⁴	1,14 10 ⁻⁴	4,13 10 ⁻⁴	4,45 10 ⁻⁴
29	1,69 10 ⁻³	1,34 10 ⁻³	1,02 10 ⁻³	-1,63 10 ⁻³	-2,90 10 ⁻³	1,09 10 ⁻⁴	9,88 10 ⁻⁵	5,69 10 ⁻⁴	4,25 10 ⁻⁴
30	1,71 10 ⁻³	2,94 10 ⁻³	9,58 10 ⁻⁴	-1,37 10 ⁻³	-2,05 10 ⁻³	9,87 10 ⁻⁵	1,01 10 ⁻⁴	3,06 10 ⁻⁴	4,23 10 ⁻⁴
31	1,61 10 ⁻³	1,12 10 ⁻³	7,98 10 ⁻⁴	-1,62 10 ⁻³	-3,23 10 ⁻³	9,09 10 ⁻⁵	1,06 10 ⁻⁴	2,30 10 ⁻⁴	3,47 10 ⁻⁴
32	1,70 10 ⁻³	1,49 10 ⁻³	9,29 10 ⁻⁴	-1,08 10 ⁻³	-3,68 10 ⁻³	9,16 10 ⁻⁵	1,10 10 ⁻⁴	7,28 10 ⁻⁴	3,50 10 ⁻⁴
33	1,21 10 ⁻³	1,32 10 ⁻³	8,70 10 ⁻⁴	-1,55 10 ⁻³	-5,98 10 ⁻⁴	9,00 10 ⁻⁵	1,07 10 ⁻⁴	4,51 10 ⁻⁴	3,51 10 ⁻⁴
34	1,73 10 ⁻³	1,69 10 ⁻³	9,40 10 ⁻⁴	-2,35 10 ⁻³	-3,01 10 ⁻³	1,52 10 ⁻⁴	3,69 10 ⁻⁴	1,33 10 ⁻³	5,50 10 ⁻⁴
35	1,83 10 ⁻³	1,31 10 ⁻³	9,59 10 ⁻⁴	-1,86 10 ⁻³	-3,26 10 ⁻³	9,17 10 ⁻⁵	1,37 10 ⁻⁴	2,33 10 ⁻⁴	3,65 10 ⁻⁴
36	1,75 10 ⁻³	2,47 10 ⁻³	8,70 10 ⁻⁴	4,73 10 ⁻⁴	-3,76 10 ⁻³	7,18 10 ⁻⁵	8,65 10 ⁻⁵	5,78 10 ⁻⁴	3,19 10 ⁻⁴
37	1,72 10 ⁻³	1,18 10 ⁻³	9,02 10 ⁻⁴	-8,09 10 ⁻⁴	-3,10 10 ⁻³	6,45 10 ⁻⁵	7,57 10 ⁻⁵	5,07 10 ⁻⁴	2,58 10 ⁻⁴
38	1,94 10 ⁻³	1,45 10 ⁻³	8,32 10 ⁻⁴	-5,96 10 ⁻⁴	-2,40 10 ⁻³	7,91 10 ⁻⁵	1,53 10 ⁻⁴	3,26 10 ⁻⁴	4,00 10 ⁻⁴
39	1,95 10 ⁻³	1,12 10 ⁻³	1,01 10 ⁻³	-6,82 10 ⁻⁴	-3,19 10 ⁻³	6,47 10 ⁻⁵	8,67 10 ⁻⁵	2,76 10 ⁻⁴	2,67 10 ⁻⁴
40	1,72 10 ⁻³	1,11 10 ⁻³	9,55 10 ⁻⁴	-2,52 10 ⁻⁴	-3,27 10 ⁻³	6,12 10 ⁻⁵	1,08 10 ⁻⁴	2,19 10 ⁻⁴	2,59 10 ⁻⁴
41	1,79 10 ⁻³	1,56 10 ⁻³	9,77 10 ⁻⁴	-2,00 10 ⁻³	-2,50 10 ⁻³	5,92 10 ⁻⁵	9,70 10 ⁻⁵	2,42 10 ⁻⁴	3,10 10 ⁻⁴
42	1,74 10 ⁻³	1,31 10 ⁻³	9,12 10 ⁻⁴	-5,94 10 ⁻⁴	-2,27 10 ⁻³	5,24 10 ⁻⁵	6,56 10 ⁻⁵	4,71 10 ⁻⁴	3,19 10 ⁻⁴
43	1,80 10 ⁻³	1,48 10 ⁻³	9,84 10 ⁻⁴	-3,15 10 ⁻³	-2,69 10 ⁻³	6,59 10 ⁻⁵	7,26 10 ⁻⁵	7,21 10 ⁻⁴	4,19 10 ⁻⁴
44	1,81 10 ⁻³	2,01 10 ⁻³	9,58 10 ⁻⁴	-2,26 10 ⁻³	-2,66 10 ⁻³	6,47 10 ⁻⁵	8,84 10 ⁻⁵	4,61 10 ⁻⁴	3,59 10 ⁻⁴
45	1,66 10 ⁻³	1,18 10 ⁻³	8,91 10 ⁻⁴	-1,88 10 ⁻³	-2,00 10 ⁻³	6,87 10 ⁻⁵	6,82 10 ⁻⁵	4,32 10 ⁻⁴	4,13 10 ⁻⁴
46	1,71 10 ⁻³	8,09 10 ⁻⁴	8,70 10 ⁻⁴	-1,85 10 ⁻³	-2,02 10 ⁻³	6,37 10 ⁻⁵	1,14 10 ⁻⁴	2,14 10 ⁻⁴	3,97 10 ⁻⁴
47	1,56 10 ⁻³	1,27 10 ⁻³	7,76 10 ⁻⁴	-1,06 10 ⁻³	-1,14 10 ⁻³	6,44 10 ⁻⁵	5,87 10 ⁻⁴	2,55 10 ⁻⁴	5,47 10 ⁻⁴
48	2,67 10 ⁻³	1,64 10 ⁻³	9,44 10 ⁻⁴	-2,71 10 ⁻³	-4,04 10 ⁻³	1,20 10 ⁻⁴	1,96 10 ⁻⁴	4,04 10 ⁻⁴	9,62 10 ⁻⁴
49	2,00 10 ⁻³	1,11 10 ⁻³	7,94 10 ⁻⁴	-2,01 10 ⁻³	-3,00 10 ⁻³	1,01 10 ⁻⁴	1,50 10 ⁻⁴	2,70 10 ⁻⁴	7,78 10 ⁻⁴
50	1,52 10 ⁻³	1,54 10 ⁻³	8,23 10 ⁻⁴	-3,25 10 ⁻³	-2,67 10 ⁻³	8,12 10 ⁻⁵	1,23 10 ⁻⁴	4,99 10 ⁻⁴	6,75 10 ⁻⁴
51	1,50 10 ⁻³	1,47 10 ⁻³	6,77 10 ⁻⁴	-1,57 10 ⁻³	-8,18 10 ⁻⁴	6,35 10 ⁻⁵	6,64 10 ⁻⁵	3,82 10 ⁻⁴	6,57 10 ⁻⁴
52	1,93 10 ⁻³	1,85 10 ⁻³	5,77 10 ⁻⁴	-1,49 10 ⁻³	-1,54 10 ⁻³	8,82 10 ⁻⁵	1,11 10 ⁻⁴	3,04 10 ⁻⁴	6,22 10 ⁻⁴
53	1,94 10 ⁻³	2,51 10 ⁻³	6,56 10 ⁻⁴	-1,74 10 ⁻³	-2,36 10 ⁻³	1,36 10 ⁻⁴	9,88 10 ⁻⁴	5,10 10 ⁻⁴	1,09 10 ⁻³

Tableau 7 : Résultats de l'ajustement du modèle. Valeurs des paramètres A, B, C, D et E et écart type des paramètres A, B, D et E (σ_A , σ_B , σ_D , σ_E)

8.3 Génération de nombres aléatoires

Les simulations ont été réalisées avec le générateur de nombre aléatoires RND() implémenté dans les macros visual basic associées au tableur Excel de Microsoft. Bien que la fonction RND() produise un nombre aléatoire de mauvaise qualité, elle a été utilisée ici car il s'agit ici d'illustrer la variabilité des résultats sur un échantillonnage faible (quelques dizaine de milliers de réalisations). Les auteurs sont conscients que la fonction RND() est totalement impropre à des études scientifiques de type Monte-Carlo pour la physique, les mathématiques, la chimie et la biologie.

8.4 Estimation des distributions normales

Pour le calcul des distributions normales, nous avons utilisé la méthode de Kinderman – Monahan [9] en nous basant sur le générateur de nombre aléatoire RND(). Les limitations d'usage inhérentes à la fonction RND() s'appliquent donc à notre transposition de l'algorithme de Kinderman – Monahan.

Sur la Figure 25 nous avons représenté la simulation de la distribution normale $N(0, 1)$ et la distribution normale $N(0, 1)$. On remarque qu'après 40 000 réalisations on obtient une représentation correcte de la distribution normale et elle est suffisante pour évaluer l'effet des erreurs des paramètres sur le calcul des coûts indirects associés aux EnR. En effet nous nous intéressons aux déviations de faibles amplitudes (moins de trois fois l'écart type) autour de la valeur moyenne qui sont très bien décrites avec seulement 40 000 réalisations.

A partir de nos 40 000 réalisations nous pouvons évaluer la moyenne μ et l'écart type σ de notre simulation de la $N(0, 1)$ ce qui peut nous donner une indication de la précision de nos simulations :

$\mu = 0,003774$ au lieu de 0 (erreur inférieure à 0,01 σ)

$\sigma = 1,000346$ au lieu de 1 (erreur inférieure à 0,001)

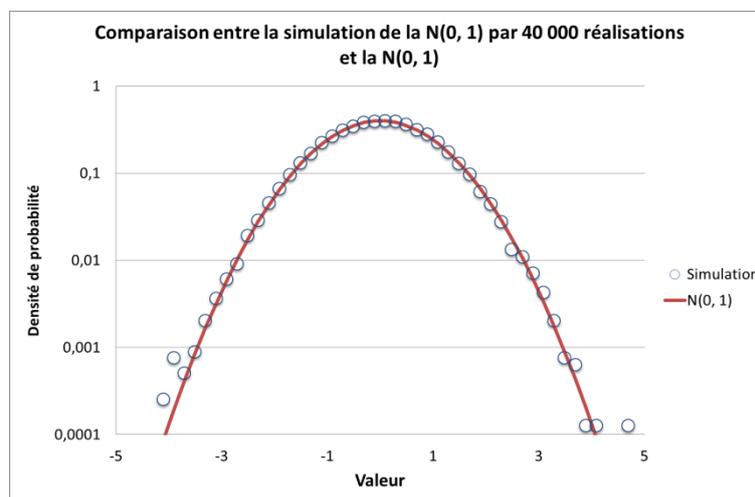


Figure 25 : Comparaison entre la simulation d'une distribution normale $N(0, 1)$ et la distribution normale $N(0, 1)$. Cercle bleu : calcul de la densité de probabilité de la distribution normale de moyenne nulle et d'écart type unité par 40 000 tirages aléatoires suivant l'algorithme de Kinderman – Monahan basé sur la fonction RND() de VBA/Excel. Courbe rouge : distribution normale de moyenne nulle et d'écart type 1.