



## **Stratégie d'arbitrage de l'écart entre les prix de livraison du lendemain et les prix de livraison en temps réel de mégawatts d'électricité sur le marché physique californien**

**soumis par CWP Énergie, Montréal, Inc.**

CWP Énergie est une compagnie privée œuvrant dans le domaine des marchés physiques et financiers de l'électricité. Entre autres activités elle importe et exporte de l'électricité quotidiennement entre différents marchés physiques d'Amérique du Nord (NYISO, NEISO, MISO, ERCOT, SPP, Ontario IESO), participant ainsi à la sécurisation de l'équilibre entre offre et demande d'électricité (qui doit être assuré en temps réel) ainsi qu'à la fiabilité de l'infrastructure du réseau d'électricité nord-américain. L'électricité est en effet un actif non stockable, dont la demande à un instant donné et en un lieu donné du réseau (appelé nœud de demande du réseau) ne peut être satisfaite que par (i) sa production (en un autre nœud du réseau, appelé nœud de production) et (ii) son acheminement entre les deux nœuds (iii) au même instant.

### ***I. Survol des marchés physiques d'électricité***

Les opérateurs indépendants de réseau (ISO, en anglais) assurent qu'en tout temps (toutes les 5 minutes) la bonne quantité d'électricité est produite aux divers nœuds de génération et acheminée aux divers points de consommation (villes). Ces opérateurs de réseau sont souvent des entités publiques à but non lucratif assumant la responsabilité de couvrir une zone géographique correspondant à un ou plusieurs états nord-américains (NYISO pour l'État de New York, NEISO pour la Nouvelle Angleterre). Chaque jour, ils s'assurent de disposer d'une prévision précise de la demande d'électricité et d'une capacité de génération qui soit (i) capable de satisfaire cette demande et (ii) suffisamment bien répartie géographiquement pour que la bonne quantité d'électricité soit acheminée vers chaque nœud de demande. En effet, toute ligne de transmission d'électricité a une capacité maximale (c'est-à-dire le nombre maximal de mégawatts qu'elle peut transmettre). En particulier, lorsqu'une ligne desservant une ville est congestionnée, l'opérateur doit faire appel à un autre générateur dont l'électricité sera acheminée grâce à une autre ligne. Lorsqu'un marché



ne produit pas assez d'électricité par rapport à sa demande, il peut en importer des marchés adjacents; s'il en produit trop il peut en exporter vers ces marchés.

Dans les marchés déréglementés comme les marchés nord-américains mentionnés ci-dessus, on détermine le prix de livraison de l'électricité grâce à un mécanisme d'ajustement des courbes d'offre et de demande fournies toutes les 5 minutes par les divers acteurs de marché du réseau (distributeurs d'électricité, générateurs, importateurs et exportateurs d'électricité). En effet, toutes les 5 minutes, chaque acteur fournit à l'ISO une courbe reliant le prix et la quantité et stipulant le nombre de mégawatts qu'il est prêt à acheter ou à vendre. S'il n'y a pas de problème de congestion (un cas purement théorique), l'ISO se contente d'agréger ces diverses courbes et de déterminer le prix d'achat/vente au point d'intersection (défini par un prix et une quantité) de la courbe d'offre agrégée et de la courbe de demande agrégée. En réalité, une multitude de courbes d'offre et de demande sont disponibles aux divers nœuds du réseau, générant ainsi un prix par nœud. Lorsque le prix déterminé pour une heure spécifique résulte des courbes fournies une heure auparavant, on l'appelle prix en temps réel (« RT price »). Il est important de noter qu'en l'absence de congestion dans un réseau, les prix de tous les nœuds sont égaux. Ceci n'est plus vrai en présence de congestion : en effet, si une ligne est congestionnée, un de ses nœuds sera approvisionné par un générateur plus dispendieux que celui approvisionnant un autre nœud de la ligne.

Le problème de l'ajustement entre demande et offre est un problème extrêmement complexe : cette complexité est due en grande partie à l'incertitude sur la demande et l'offre. Certains générateurs peuvent subir des pannes et d'autres n'être jamais en mesure de réaliser leur capacité de production (par exemple les éoliennes et les générateurs photovoltaïques ou hydroélectriques). La congestion des lignes est également un facteur sous-tendant cette complexité, qui entraîne la volatilité du prix en temps réel.

L'extrême volatilité du prix RT complique la gestion des unités de production et des distributeurs. Afin de sécuriser leurs achats/ventes, les ISO ont mis en place un mécanisme de livraison pour le lendemain (« day-ahead », en anglais), fonctionnant ainsi : (i) à 10h30 heure locale, les acteurs du marché qui le désirent envoient à l'ISO 24 courbes d'offre ou de demande (une pour chaque heure) aux nœuds du réseau qui les intéressent, (ii) l'ISO détermine un prix pour chacun des nœuds en agrégeant ces courbes d'offre ou de demande, (iii) l'ISO prend en compte sa propre prévision de la demande interne, les diverses capacités de production et la congestion. Ce prix est



appelé prix DA (« day-ahead price »). L'acteur qui a acheté (resp. vendu) au prix DA d'une certaine heure est dans l'obligation de produire (resp. d'acheter) le lendemain la quantité de mégawatts promise. Le lendemain, les écarts entre demande RT et demande DA, d'une part, et production RT et production DA, d'autre part, sont ajustés via un rachat ou une revente au prix RT.

Ce mécanisme de détermination du prix de livraison (une journée d'avance) permet de sécuriser les gains ou les coûts des acteurs du marché. En théorie, si l'ISO a une bonne prévision des événements du lendemain et si les acteurs fournissent des courbes d'achat et de vente correspondant à leur vrai coût interne ou leur vrai gain, le prix RT et le prix DA convergent et le marché est *efficace*, c'est-à-dire que le prix de l'électricité est optimisé et l'électricité vendue aux consommateurs à son prix le moins élevé. La moyenne de la marge RT-DA devrait être nulle ou proche de 0, et il devrait être impossible aux acteurs du marché de créer une situation où il est plus avantageux d'acheter ou vendre au prix RT qu'au prix DA.

En pratique, en situation de marché déréglementé et de réseau aux multiples nœuds (le marché MISO en compte 4500), ce mécanisme simple d'offre au prix DA permet aux distributeurs ou générateurs d'électricité de manipuler le marché et de biaiser la marge RT-DA. Pour diminuer voire éliminer ce pouvoir de marché, les ISO nord-américains ont complété le mécanisme simple par un mécanisme appelé *appel d'offres virtuel* (« virtual bidding » en anglais), permettant à des firmes financières ne possédant aucun actif physique de spéculer sur la marge RT-DA en tout nœud des marchés. Ces contrats d'appel d'offres virtuel permettent, en tout nœud d'un marché physique, d'acheter ou vendre au prix DA (position dite longue/courte) une certaine quantité de mégawatts et de la revendre ou racheter automatiquement au prix RT. Aucun flux physique n'a lieu lors de l'exécution d'un tel contrat. De simples courbes de demande et d'offre virtuelles sont ajoutées à leurs courbes réelles respectives au moment de l'appel d'offres DA : elles peuvent contrebalancer les positions réelles et rééquilibrer un prix DA trop élevé ou trop bas. Ce mécanisme d'appel d'offres virtuel, en introduisant de nouveaux acteurs arbitragistes, permet de réduire le pouvoir de marché des producteurs et distributeurs d'électricité et joue un rôle clé dans la gestion efficace d'un parc d'électricité.

## **II. Le problème proposé**

CWP Énergie propose dans ce projet de construire un algorithme automatisé de commerce de produits virtuels en trois nœuds importants du marché physique CAISO (CALifornia Independent System Operator): SP15, NP15 et SP26. Il s'agit de définir un



algorithme capable de décider à 10h30 (pour une certaine journée et un certain nœud) quelle sera la position (courte, longue ou neutre) pour chaque heure du lendemain. Cet algorithme devra générer du profit chaque année, chaque trimestre et chaque mois, tout en respectant des critères donnés de perte maximale journalière. L'extrême volatilité de la marge DA-RT (environ 7\$/MWh) et la présence récurrente de valeurs extrêmes (200\$/MWh, voire parfois 1000\$/MWh, le prix maximum du marché CAISO étant de 2500\$/MWh), rendent cet exercice ardu. En effet, il ne suffit pas de disposer d'une stratégie rentable en moyenne sur le long terme : il faut s'assurer que les pertes journalières sont suffisamment limitées pour que la stratégie soit durable.

Étant donné la nature très particulière de l'électricité, la définition d'un tel algorithme requiert des prévisions pour les valeurs des variables affectant l'offre et la demande. Il est important de noter qu'à 10h30 d'une certaine journée, un courtier ne dispose pour prendre une position pour le lendemain que de prévisions concernant les 24 heures du lendemain, prévisions dont la performance peut être très pauvre pour certaines journées. L'algorithme devra donc gérer cette incertitude et prendre des décisions qui sont statistiquement lucratives en moyenne et sur le long terme.

Le marché CAISO fournit de très nombreuses prévisions et sur de longs horizons. C'est un marché ayant une production très diversifiée et en particulier une proportion élevée d'énergie provenant d'énergies renouvelables (solaire, hydroélectrique, et éolienne). Il paraît donc naturel de baser l'algorithme cherché sur l'exploitation de variables telles que :

- 1) la prévision de la production d'énergie éolienne, solaire et hydroélectrique,
- 2) la température et la vitesse du vent dans les différentes villes de Californie,
- 3) la prévision de la demande,
- 4) l'historique des prix,
- 5) la capacité prévue et
- 6) la congestion.

Beaucoup d'autres données sont disponibles et de longs historiques de toutes ces données seront fournies par CWP Énergie. À cause du très grand nombre de variables potentiellement explicatives, les méthodes d'apprentissage machine semblent être la voie à explorer pour définir l'algorithme cherché.

CWP Énergie envisage deux manières de résoudre ce problème : (i) par des méthodes dite de *prévisions* et (ii) par des *méthodes d'apprentissage par renforcement*. Dans le premier cas, un modèle de réseaux de neurones ou de forêts aléatoires (entre autres)



pourrait prévoir la moyenne de la marge du lendemain, la volatilité de cette marge et peut-être la pire perte journalière possible. Étant donné une prévision positive pour la moyenne, l'algorithme choisirait une position (courte, longue ou neutre) et se baserait sur des prévisions de volatilité et de pire perte et une contrainte sur la valeur à risque ou le déficit prévu pour choisir le volume à acheter ou à vendre. Dans le deuxième cas (apprentissage par renforcement), un réseau de neurones retournerait une décision (courte, longue ou neutre) pour toutes les heures et tous les nœuds et serait calibré de manière à optimiser une fonction de gain sous contrainte d'un critère de risque déterminé (concernant la valeur à risque ou le déficit prévu). Il ne s'agirait plus de prévoir la valeur de la marge, mais de prendre une décision minimisant le risque de baisse d'une position.

Un dernier facteur de complexité du problème réside dans la corrélation entre les marges des différents nœuds. Comme mentionné ci-dessus, un des objectifs importants d'un ISO est de minimiser la congestion, et donc d'assurer un prix relativement uniforme entre les nœuds. Ceci peut entraîner une forte corrélation entre les marges des différents nœuds, entravant la diversification que l'on peut attendre d'une stratégie qui joue sur les différences entre les nœuds.