

Proposition d'un indice électron par FEDENE Réseaux de Chaleur & Froid

Note technique

1. Présentation de l'indice électron proposé par FEDENE Réseaux de Chaleur & Froid

Afin de résoudre la forte décorrélation entre les prix de marché et les prix résultant de la facturation selon l'indice INSEE utilisé historiquement dans les formules de révision, une étude a été menée sur les sites existants afin de mettre en place un indice reflétant l'évolution réelle des prix de fourniture.

Une formule générique de révision, applicable en fonction du type de site (réseau de chaleur (RCU) géothermie, RCU conventionnel et réseau de froid (RFU), est proposée sous la forme suivante :

$$R = R_{\text{électron}} + R_{\text{transport}} + R_{\text{taxes}}$$

Où :

$$R_{\text{électron}} = R_{0_{\text{électron}}} * \left(\frac{I_{\text{électron}}}{I_{\text{électron}0}} \right) \quad R_{\text{transport}} = R_{0_{\text{transport}}} * \left(\frac{\text{TURPE}}{\text{TURPE}_0} \right) \quad R_{\text{taxes}} = R_{0_{\text{taxes}}} * \left(\frac{\text{Taxes}}{\text{Taxes}_0} \right)$$

Cette formule couvre les différents coûts composant le prix de fourniture d'électricité tels que la part électron, la capacité, le droit ARENH et le TURPE+CTA ainsi que la TICFE. Les trois premières briques de coûts sont intégrées dans la part « électron » et seront indexées selon la formule détaillée ci-dessous. Quant aux deux dernières (transport et taxes), elles seront refacturées à l'euro sur la base des éléments des factures transmises.

Cette formule est donnée à titre indicatif pour illustrer un exemple d'utilisation de l'indice électron proposé par FEDENE Réseaux de Chaleur & Froid. Pour chaque réseau de chaleur et de froid, il est conseillé d'analyser son contexte local pour établir une formule adaptée.

Concernant la part électron, les hypothèses sont les suivantes :

$$I_{\text{électron}} = \left[a * \text{Baseload} + b * \text{Peakload} + c * \left(\frac{\text{Peakload}}{\text{Peakload}_0} \right) + d \right] + e * \left(f - (1 - i) * \frac{g * h * 1000}{8760} \right) - g * h * [(1 - 4\%) * \text{baseload} - j] + g * h * i * [(1 + 4\%) * \text{baseload}_{\text{écrêtement}} - j]$$

La formule ci-dessus est construite afin de représenter au mieux un prix de fourniture 100% marché monôme avec application du mécanisme ARENH. Elle se décompose en 3 parties principales :

- **Part électron marché** : Une formule de fixation classique où les coefficients a et b sont déterminés pour chaque type de site selon un profil de consommation typique. Le coefficient c est déterminé à la fois selon le profil de consommation type et le niveau marché. Il est indexé selon le rapport entre Peakload et Peakload₀ pour refléter la part de risque marché que prend le fournisseur par rapport à la volatilité du marché. Fixés à date à 1 €/MWh (révisables), les frais de gestion fournisseurs sont inclus dans le coefficient d.
- **Part capacité** : cette part prend en compte l'obligation de capacité en intégrant la réduction générée par le droit ARENH et son écrêtement.

- **Part électron Arenh** : impact du droit Arenh sur le prix de l'électron et de son écrêtement. Un spread bid-ask¹ de 4% est inclus dans le prix de revente au marché du volume équivalent ARENH, puis dans le prix de rachat de l'écrêtement en décembre.

2. Liste des indices composant l'indice électron

Indice	Intitulé	Valeurs et unités		
		RCU Géoth/PAC	RCU Conventionnel	RFU
Baseload	Moyenne des produits calendaires baseload pour l'année N publiés par EEX entre le 1 ^{er} janvier N-1 et le 1 ^{er} novembre N-1	172,80 €/MWh (pour 2024)		
Peakload	Moyenne des produits calendaires peakload pour l'année N publiés par EEX entre le 1 ^{er} janvier N-1 et le 1 ^{er} novembre N-1	257,53 €/MWh (pour 2024)		
Peakload0	Moyenne des produits calendaires peakload pour l'année N publiés par EEX entre le 1 ^{er} janvier N-1 et le 1 ^{er} novembre N-1	596.19 €/MWh (fixe)		
Baseload écrêtement	Moyenne des produits calendaires baseload pour l'année N publiés par EEX entre le 1 ^{er} décembre N-1 et le 15 décembre N-1	95,83 €/MWh (pour 2024)		
a	Coefficient de pondération baseload (a+b=1)	97%	99%	81%
b	Coefficient de pondération peakload (a+b=1)	3%	1%	19%
c	Coût "premium" valorisant les risques marchés et coûts fournisseurs d'électricité.	83.20 €/MWh	67 €/MWh	-63.25 €/MWh
d	Brique de risques, frais de gestion fournisseurs élec et marge.	1€/MWh		
e	Prix de l'enchère capacité : moyenne arithmétique des prix des enchères de capacité EPEX publiés sur l'année N-1 pour l'année N	28,96 €/kW (pour 2024)		
f	Coefficient de capacité prévisionnel (100% Marché, avant ARENH) selon les profils de consommation	0.18 kW/MWh	0.1968 kW/MWh	0.08 kW/MWh
g	Droit ARENH selon les profils de consommation	51%	69%	117%
h	Coefficient de bouclage en vigueur	0.844 (pour 2024)		
i	Taux d'écrêtement publié par la CRE pour l'année N	23,32% (pour 2024)		
j	Prix ARENH en vigueur	42 €/MWh (pour 2024)		

3. Points d'attention

FEDENE Réseaux de Chaleur & Froid attirent l'attention des collectivités, AMO et des opérateurs sur :

1. Les **coefficients a, b, c**, le **droit ARENH** et le **coefficient de capacité** affectés à la formule de clics sont calculés à partir d'une **moyenne de profils selon la typologie du réseau**.
2. Le **clic** dans ce contexte est pour décrire l'action de **sélectionner un prix proposé par le fournisseur** d'électricité lorsque ce prix **atteint le niveau cible** préalablement défini sur le marché.
3. Lorsque le prix proposé atteint le niveau cible, le client/gestionnaire sous mandat peut choisir de **"cliquer"** sur ce prix pour **acheter son électricité à ce tarif préférentiel**.

¹ Ecart entre les prix d'achat et les prix de vente sur le marché.

4. Le choix de cliquer sur ce prix ou non appartient entièrement au client/gestionnaire sous mandat, ce qui lui permet de garder la main sur la gestion de son budget d'électricité et de **profiter des opportunités offertes par l'évolution des prix sur le marché de l'électricité**.
5. Le nombre de clics par contrat peut varier selon l'offre proposée par le fournisseur d'électricité. Cette approche **permet de lisser le risque associé à l'achat d'électricité sur le marché de gros de l'électricité** en proposant plusieurs opportunités de clics tout au long de la durée du contrat.
6. Le nombre de **clics de fixation** alloués par les fournisseurs, ainsi que le calendrier de contractualisation peuvent limiter la répliquabilité de la formule, **qui prend en compte l'ensemble des prix de clôture de janvier à novembre de l'année N-1**.
7. La **régularisation de l'obligation de capacité** (positive ou négative) facturée par le fournisseur à la fin de chaque année N de fourniture selon la consommation effective sur les jours de pointes de l'année N **n'est pas prise en compte** dans la formule d'indexation. Cependant, si le profil de consommation reste constant, ce risque devrait être assez faible.