

ANNEXE 6 (Source: Electrabel)

Evaluation de la prime de risques de la vente d'une bande d'énergie nucléaire

Si nous vendons une bande d'énergie nucléaire à certains clients, que nous garantissons à 100% du temps, nous devons nous prémunir contre les périodes où l'unité nucléaire ne tourne pas :

- Les périodes de révision planifiées ;
- Les pannes ou arrêts non planifiés.

Pour les périodes de révisions planifiées, nous pouvons nous couvrir en achetant l'énergie sur le marché et/ou utiliser les unités de réserve.

Pour continuer à garantir l'énergie alors que nous avons une panne ou arrêt non planifié, nous allons agir avec des moyens d'assurance pour nous couvrir lors des pannes nucléaires et être sûr que nous pouvons continuer à fournir l'énergie.

Cette prime d'assurance ou prime de risques se calcule ex ante et n'a pas de sens de calculer ex post. En effet, pour faire le parallèle avec l'assurance auto, cela n'a pas de sens d'imaginer qu'un conducteur de 20 ans n'a pas du payer d'assurance pour l'année précédente s'il n'a pas fait d'accident. En effet, sa prime d'assurance était calculée ex ante sur base de statistiques d'accidents de personnes de son âge.

Calculons alors ce que vaudrait cette prime d'assurance si nous garantissons une bande d'énergie nucléaire à 100% du temps. Il nous faut d'abord avoir des statistiques sur les pannes nucléaires.

Quels sont les moyens d'assurance que nous pouvons contracter pour couvrir cette énergie ?

- 1° clients interruptibles. Il faudrait contracter assez de clients interruptibles pour couvrir cette énergie ou une partie de cette énergie ;
- 2° les unités de pointe. On pourrait garder des unités de backup qui produiraient à ces moments de panne de centrales pour combler une partie/toute l'énergie perdue ;
- 3° les moyens de réserve contractés par Elia. Lors d'une grosse perte de production, nous pouvons faire appel aux moyens de backup que contracte Elia. Dans ce cas, nous payerons le prix d'imbalance qui reflète le coût de ces contrats d'Elia ;
- 4° les marchés intraday. Aujourd'hui les marchés intraday s'ouvrent de plus en plus et on peut dire qu'en moyenne il est possible d'avoir 200 MW des autres pays avec un délai de 2h à un prix de Belpex + 20%.

Pendant l'année 2007, on a eu 9.7% d'indisponibilité. Si on calcule la référence d'arrêt non planifié à 2%¹, la prime de risque est de 4.8 €/MWh.

	% time	€/MWh	€ for 1000 MW for 1 year
nuke available	90.3%	24.6	194 592 888
"unplanned" unavailable	2.0%	182	31 938 610
solde unavailable	7.7%	45.5	30 690 660
average price		29.4	
backup/reserve premium		4.8	41 726 158

Et voici le détail du coût des 182 €/MWh prix de backup:

unplanned unavailable	MW	€/MWh
our peaking units in R3 contract	276	133
R3 part competitors	184	135
interruptibles	300	250
Elia reserve with RTE-Tennet	150	200
other own peaking units	90	175
	1000 MW	182

Annexes

1. [Statistics on nuclear availability](#)

Nuclear units	2005	2006	2007	2008	2009	2010	average 2005-2010
Available	89.73%	87.85%	90.34%	84.83%	87.58%	87.72%	88.01%
Planned unavailable	8.38%	9.57%	6.43%	10.47%	9.52%	6.96%	8.55%
Unplanned unavailable	1.89%	2.58%	3.23%	4.70%	2.90%	5.32%	3.44%

2. [Replacement cost when planned unavailable](#)

In a market approach, we would buy energy on the markets the month before, when the "month-ahead" product is liquid.

In the table hereunder you'll find the average of the quotes for the month-ahead product in 2007. Since the revisions of all nuclear units are spread through the whole year (no overlap in the revision planning); we would have bought the power for our clients at an average price of 44.7 €/MWh.

¹ Voir Annexes pour les statistiques. On suppose la partie où on fait appel aux moyens de backup à 2% du temps, et que l'on peut traiter le reste des indisponibilités non planifiées comme « planifiées ».

	Power_BS
Jan-07	63.87
Feb-07	50.27
Mar-07	34.88
Apr-07	28.83
May-07	29.63
Jun-07	40.46
Jul-07	41.86
Aug-07	33.18
Sep-07	37.31
Oct-07	39.74
Nov-07	60.33
Dec-07	74.26
Grand Total	44.70

In practice, it is not possible to buy large amounts on the market and a combination of the cost of one reserve unit and the cost of buying in the market is most plausible. The average between the 2 options is 45.5 €/MWh.

	Power_BS	cost 300MW reserve unit
Jan-07	63.87	64.07
Feb-07	50.27	48.21
Mar-07	34.88	31.37
Apr-07	28.83	32.58
May-07	29.63	27.62
Jun-07	40.46	36.12
Jul-07	41.86	30.56
Aug-07	33.18	44.89
Sep-07	37.31	43.98
Oct-07	39.74	49.65
Nov-07	60.33	68.28
Dec-07	74.26	74.77
Grand Total	44.70	46.32

3. Replacement cost when unplanned unavailable

3.1. Our peaking units in R3 contract: 276 MW at 133 €/MWh

When we are in imbalance for example when a nuclear unit trips; we can activate our part of the R3 which is contracted by Elia. The “capacity fee” is remunerated by Elia. The variable cost we'll have to pay when we activate those means is the variable costs of the turbo-jets and the gas turbines.

A weighted average of 64 MW gas turbines and 212 MW turbo jets gives a cost of 133 €/MWh

	€/MWh cost GT	€/MWh cost TJ
Jan-07	104.55	150.00
Feb-07	78.34	150.00
Mar-07	50.52	150.00
Apr-07	52.52	150.00
May-07	44.34	150.00
Jun-07	58.38	150.00
Jul-07	49.19	150.00
Aug-07	72.86	150.00
Sep-07	71.36	150.00
Oct-07	80.73	150.00
Nov-07	111.51	150.00
Dec-07	122.23	150.00
Grand Total	75.22	150.00

3.2. R3 part competitors = 184 MW at 135 €/MWh and Elia reserve with RTE-Tennet: 150 MW at 200 €/MWh

It is mentioned in the CIPU contract that we can count on the means of R3 contracted by Elia with competitors, provided that we have already activated all our means before.

If Elia activates his means to compensate for a shortage of power, we would pay disequilibrium price. There is a complex formula for this price, available on the Elia site:

http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/614/Desequilibre_2007_Q4_FR.pdf

Formula when we produce too less and that the country is in shortage (2007):

$$price = \max\{110\% \text{ market}, \max[1.1 * GGO; GGO + b * (MO - GGO)]\}$$

with GGO= average price of upward regulation

MO = marginal price of upward regulation

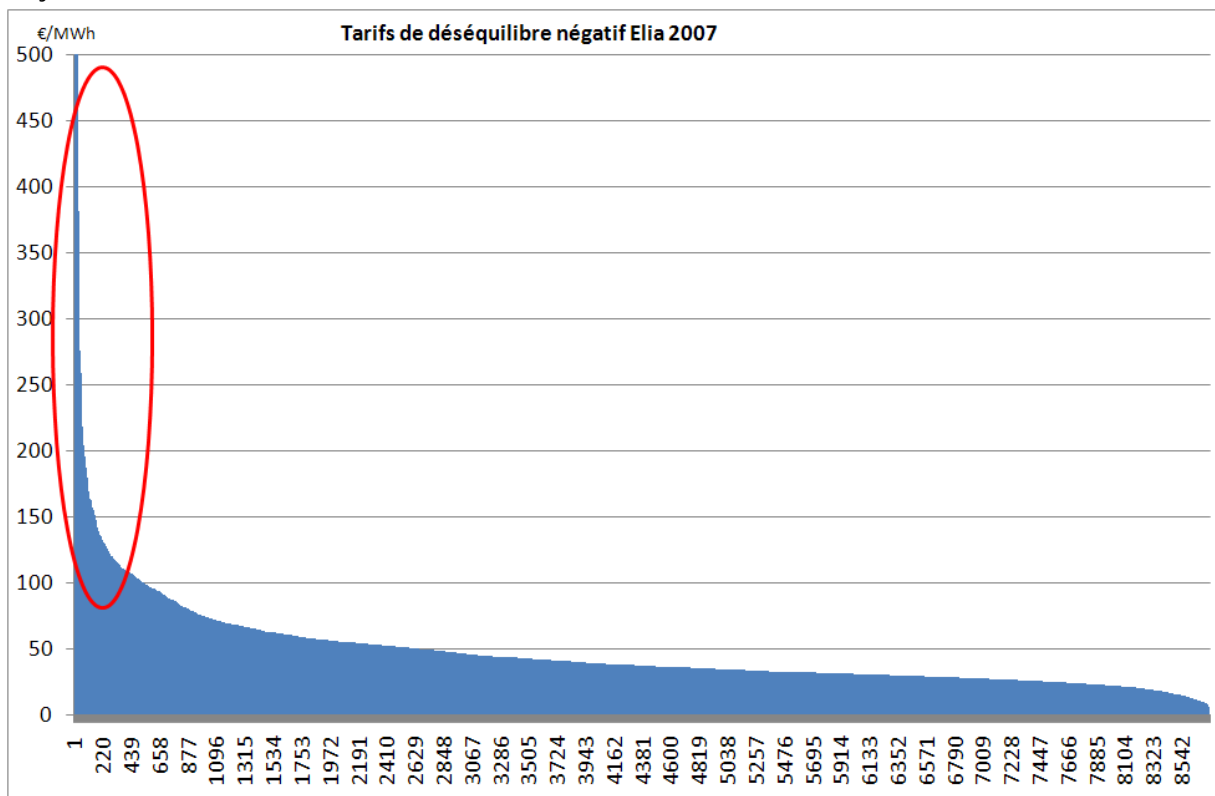
b= min(1,BOV/450) with BOV = gross volume upwards regulation

We do not have information on the means that Elia contracts for R3 outside ours, and at which price.

We take the assumption that when Elia activates R3 at competitors it is similar to our peaking units in R3. The price would range in the same order + premium. Therefore we estimate this cost at 135 €/MWh.

When Elia activates its reserve with the other TSOs RTE (France) and Tennet (Netherlands), this is much more expensive. We have estimated this at 200 €/MWh.

In order to illustrate and to justify those values, you'll find on the next chart the disequilibrium prices when negative (if we produce too less) during 2007 in €/MWh ranked from the most expensive hours (source: Elia website). The 200 most expensive hours coincide probably with a nuclear outage. Prices vary between 100 €/MWh and 500 €/MWh.



3.3. Interruptibles: 300 MW at 250 €/MWh

Total amount paid to customers for interruptibility in 2007: 23M€ (28TWh "basis" at 0.8 €/MWh on average).

The interruptible capacity that is available varies from one day to another, depending on the consumption of the clients. On average we have 450 MW of interruptible capacity. The number of hours during which we can cut the clients is limited and varies between 40 h and 100 h on a year. The biggest part of the capacity can be cut during 200 hours.

The average price calculated on basis of the capacity we can cut * number of hours is
 $23 \text{ M€}/450 \text{ MW}/200 \text{ hours} = 250 \text{ €/MWh}$.

We cannot count on 450 MW every day because it depends on the consumption of the clients.
Therefore we count only on 300 MW in our calculation for backup.

3.4. Elia reserve with RTE-Tennet: 150 MW at 200 €/MWh

See section 3.2.

3.5. Other own peaking units: 90 MW at 175 €/MWh

Capacity price: investment of new peaking unit is 100.000 €/MW/year. Assuming such unit runs about 1000 hours we get to 100 €/MWh.

Variable price: for a GT with an efficiency of 23% the average variable price in 2007, calculated with the month-ahead forward prices was 75 €/MWh (see cost GT in section 3.1.).