

En Bref

Après la découverte de problèmes de soudure dans le réacteur de Penly 1, le doute s'installe quant à la disponibilité nucléaire française, puisque d'autres unités pourraient être concernées. Les prix à terme électriques sont donc repartis à la hausse la semaine dernière.



Incertitude sur le parc nucléaire

En hausse de 4,4 °C, les températures sont presque revenues aux normales, d'où le recul de 8,5 GW de la demande. Pénalisée par les grèves, la disponibilité nucléaire a de nouveau reculé de 3 GW à 34,3 GW. Mais la production des éoliennes a augmenté de 2,8 GW.

Le fait marquant de la semaine est la découverte de fissures profondes dans le circuit de secours de Penly 1 (capacité de 1,4 GW). Significatif, ce défaut pourrait se retrouver dans d'autres réacteurs de la même famille non contrôlés à ce jour, voire potentiellement dans tout le parc, n'a pas exclu l'Autorité de sûreté nucléaire. Le risque est que les maintenances soient prolongées et que l'objectif 2023 de production nucléaire (de 300 à 330 TWh) puisse être, le cas échéant, remis en cause.

La prime de risque a donc flambé : le spread entre le peak et la base sur le contrat Q4 2022 est grimpé à 150 €/MWh, et 210 €/MWh pour le Q1 2024, quand le calendrier 2024 bondissait de 50,08 €/MWh à 205,75 €/MWh, et le produit 2025 prenant 14,90€/MWh. Reflet de l'incertitude, le spread France/Allemagne s'est aussi élargi de 27 €/MWh.

Enfin, le CO2 se rapproche des 100 €/t. Selon un cabinet d'analyste, ce seuil pourrait être débordé cette année avant, à horizon 2030, que les 200 €/t ne soient atteints.

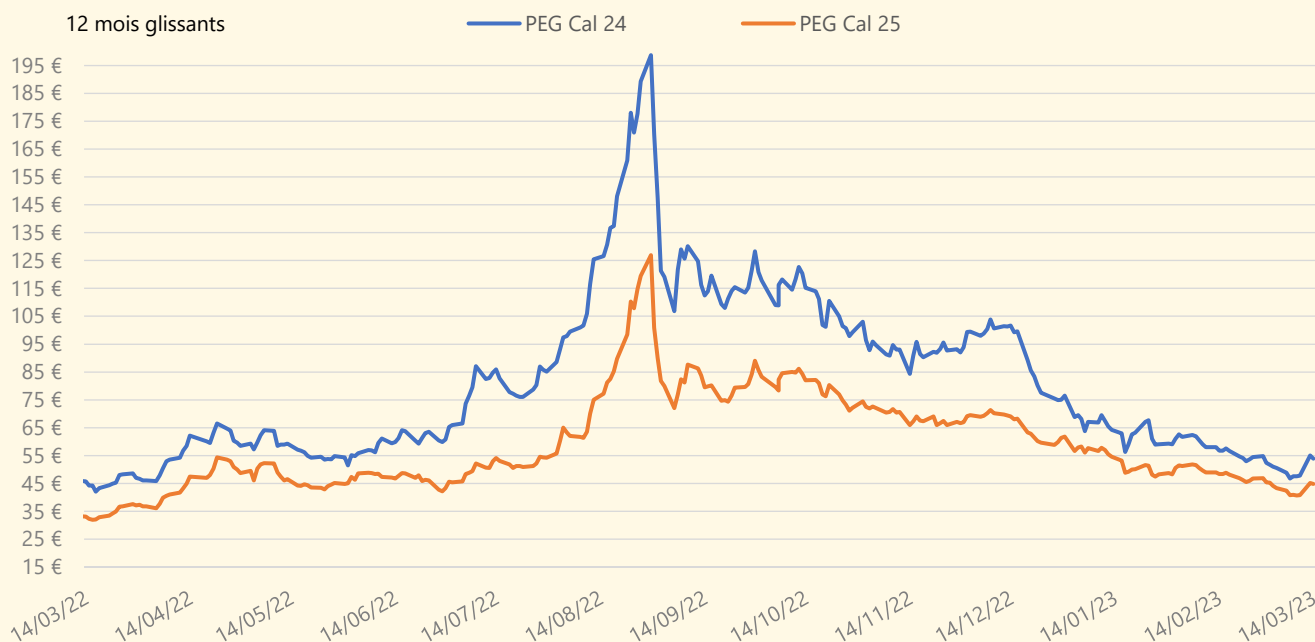
	Baseload		Peakload	
14/03/2023	Cal24	Cal25	Cal24	Cal25
Prix	199,8	134,0	311,6	220,0
Tendance 7 derniers jours	↗	↗	↗	↗

Tendances/Autres actualités

Avec le réchauffement attendu cette semaine, la demande électrique de pointe ne devrait pas dépasser 60 GW.

En Bref

Après la découverte de problèmes de soudure dans le réacteur de Penly 1, le doute s'installe quant à la disponibilité nucléaire française, puisque d'autres unités pourraient être concernées. Les prix à terme électriques sont donc repartis à la hausse la semaine dernière.



Source : EEX

Risque sur Penly = hausse des produits à terme

Le redoux a fait chuter la demande de 3 TWh en une semaine. Quoiqu'en légère hausse, la moyenne des prix spot du PEG s'est maintenue sous 50 €/MWh.

Les mouvements sociaux touchent les 4 terminaux méthaniers hexagonaux, qui resteront à l'arrêt jusqu'au 14 mars. Cela étant, les taux de remplissage des stockages restent très élevés : 65% en Allemagne (contre 25% un an plus tôt), 57% en Italie (contre 35%), 58% aux Pays-Bas (contre 20%) et 32% en France (contre 18%). Un cabinet d'analyste estime d'ailleurs que les 100% pourraient être atteints d'ici septembre. En outre, les arrivées de GNL demeurent massives en Europe, à 4,3 TWh/j à ce stade en mars. Et enfin, le terminal américain de Freeport LNG a reçu les autorisations nécessaires pour remonter à 100% de sa capacité dans les semaines qui viennent.

Cependant, les dernières difficultés du parc nucléaire français pourraient tirer vers le haut la demande de gaz destiné à la génération électrique, ce qui a induit des achats significatifs en fin de semaine dernière. Ainsi, le contrat Summer 2023 a pris près de 8 €/MWh et le calendrier 2024 plus de 6 €/MWh, tous deux dépassant de nouveau 50 €/MWh, quand le produit 2025 se tendait de moins de 3 €/MWh.

Indices PEG		
14/03/2023	Cal24	Cal25
Prix	53,87	44,76
Tendance 7 derniers jours	↗	↗

Tendances/Autres actualités

Tant que les doutes sur d'éventuels arrêts non planifiés persisteront, la prime de risque continuera d'augmenter. Même si à l'inverse, elle pourrait se réduire en cas d'annonce favorable de l'opérateur historique.

Sources : Engie, Alpiq, Total Energies