



La cogénération flexible au service de la transition

Julien De Meersman

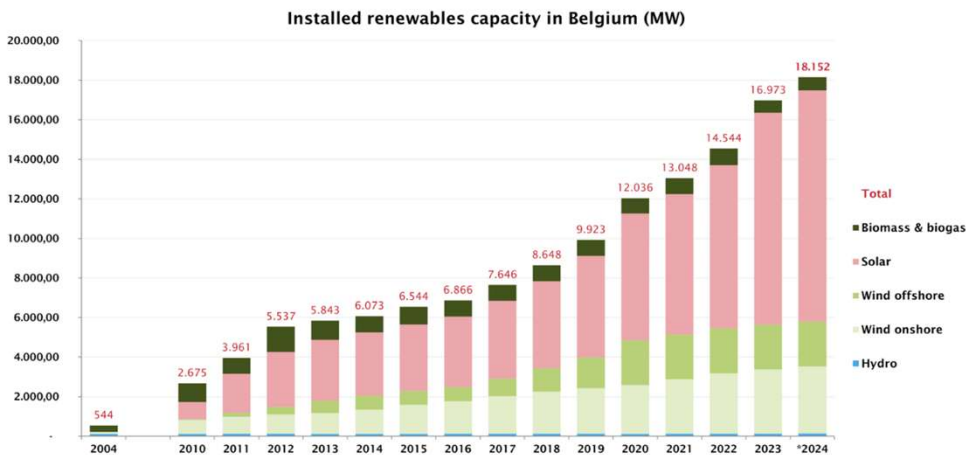
Journée de l'énergie – Octobre 2025



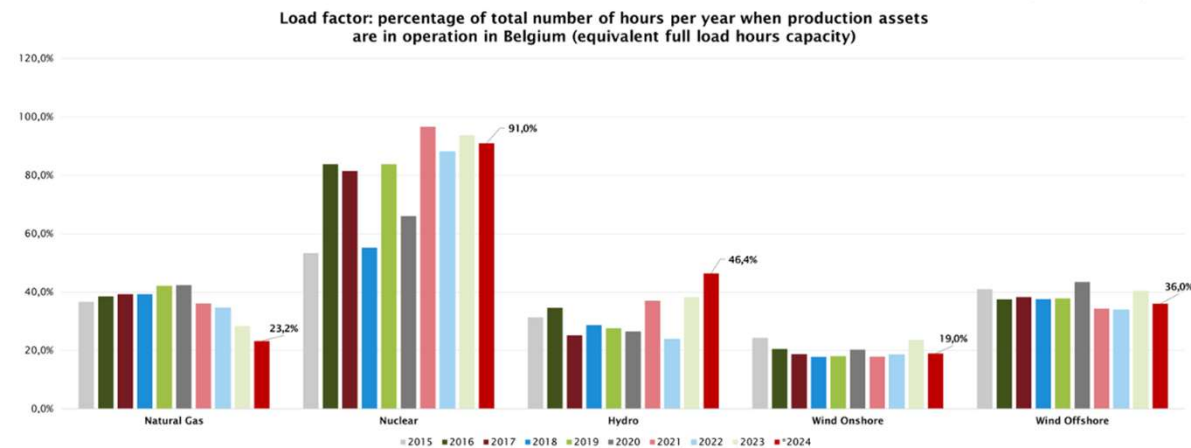
Le marché électrique belge change...

Plus de renouvelables, de batteries, d'interconnexions

- Augmentation rapide de la capacité de renouvelable installée
- Baisse du facteur de charge des centrales au gaz depuis 2020



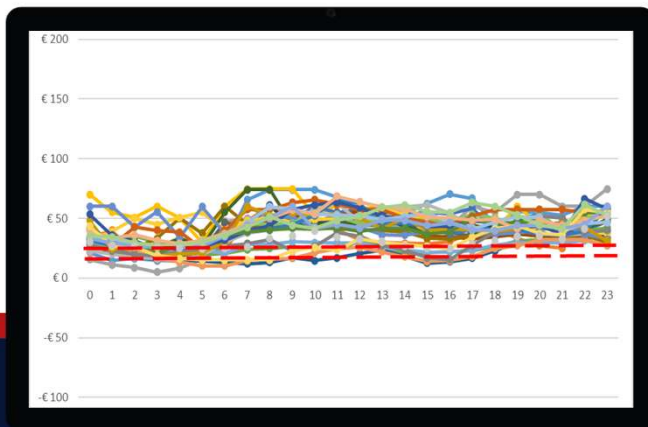
Plus d'instabilité



Moins de centrales gaz pour réguler le réseau

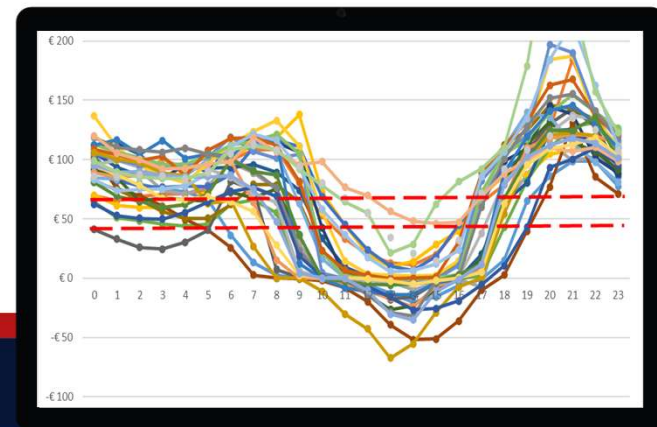
Le renouvelable tire les prix vers le bas

Les prix sont moins stables & la rentabilité des cogénérations s'est érodée



Juin 2015

- Peu de renouvelable : faible impact sur les prix
- Les centrales gaz fixent le prix
- Cogénération rentable : BASELOAD



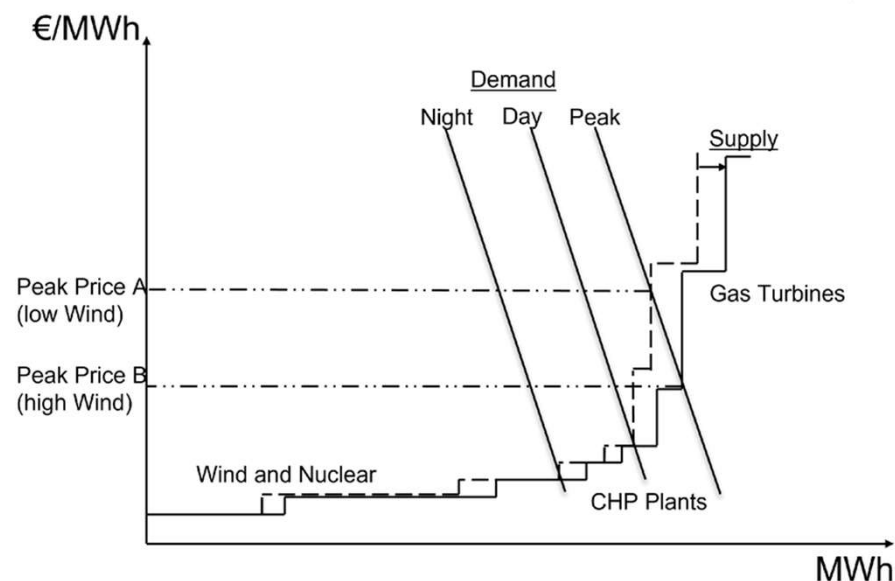
Juin 2025

- Variations importantes
- Cannibalisation du solaire
- Cogénération n'est pas toujours l'optimum économique

L'équilibre offre/demande est modifié

Les prix bas sont plus fréquents, les pointes sont plus élevées

- Les centrales de cogénérations sont **plus efficaces** que les centrales gaz (CCGT ou de pointes) et donc produisent de l'électricité à un coût marginal moindre
- **Néanmoins, il s'agit de centrales au gaz.** Pour minimiser leur impact, ces centrales de cogénération peuvent opérer de manière flexible :
 - Maximiser leur production électrique quand les centrales gaz sont nécessaires (hiver, nuit, soirée)
 - La minimiser (ou s'arrêter) quand la capacité renouvelable est suffisante – **pour éviter de devoir baisser la production de renouvelable** (prix négatif)
- Malheureusement :
 - Certaines ne peuvent pas s'arrêter/démarrer rapidement
 - La vapeur co-produite est parfois indispensable
 - Les **coûts de réseau/les contrats de fourniture** peuvent déformer la réalité économique et le signal « prix »
 - La congestion du réseau ne le permet pas toujours



Une cogénération efficace reste utile pour réduire les émissions de CO2 et fournir des services au réseau, à condition d'être opérée de manière flexible

L'équilibre du réseau est plus compliqué à maintenir

Les prix de déséquilibre (Imbalance) sont également plus volatiles – Risque / opportunité

■ 2015



■ 2025

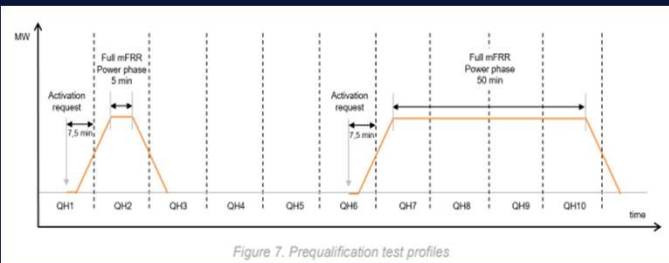


Les marchés de flexibilité sont ouverts

L'accès aux marchés mFRR et aFRR est possible via un balancing service provider (BSP)

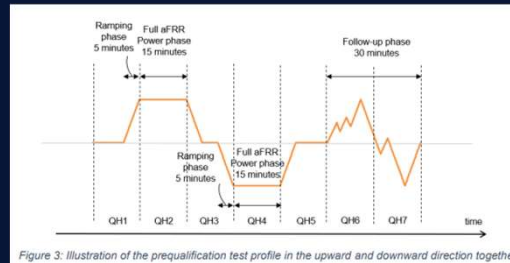
mFRR – Manual

- Rampe de 12,5 minutes
- Signal d'activation 7,5 minutes avant
- Activation d'au moins 5 minutes



aFRR – Automatique

- Rampe de 5 minutes
- Suivi continu & précis
- Activation courtes & fréquentes



D-1 AM

- Capacity bids & Auctions
- Garantie de volume pour ELIA
- Pay-as-bid (EUR/MW/h)

From
D-1 PM

- Energy bids
- Contracted / non-contracted
- Prix d'activation

Delivery day

- Activations selon « Merit order »
- Pay-as-cleared
- Impact sur le prix d'Imbalance
- Activation déduite du déséquilibre

... et il a fallu s'adapter !

En quelques années

- 2000 – 2015 : l'âge d'or
 - Toujours rentable :
 - Moins cher que EPEX
 - Auto-producteur
 - Toujours à fond
- Pas/peu d'alternative nécessaire pour la production de vapeur
- Pas besoin de fournir de services auxiliaires au réseau, par ailleurs inaccessibles
- Depuis 2015
 - Augmentation régulière du nombre d'heures où la cogénération n'est plus optimale
 - 1-5% → 15-20% des heures
 - La cogénération est nécessaire (pour la vapeur) donc reste en service
 - Pertes financières/augmentation des coûts (par rapport à l'électricité importée)
 - Sous-optimisation de l'empreinte carbone du réseau
 - Une flexibilisation permet de compenser et de maintenir un impact environnemental positif :
 - Planning de production ajusté (selon EPEX)
 - Fourniture de services auxiliaires (aFRR/mFRR) – nouveaux revenus

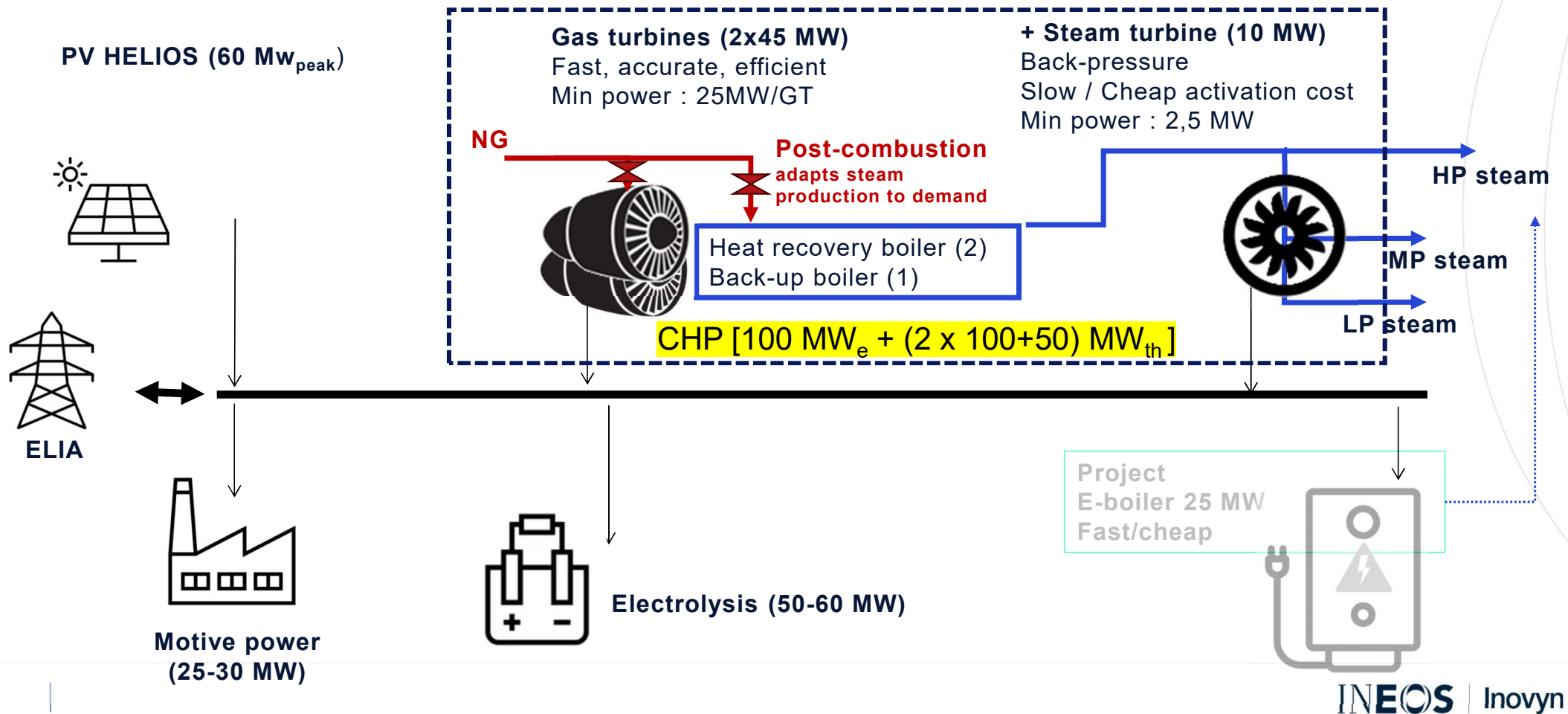
Optimisation de la gestion de la centrale de cogénération

Cas pratique du site de Jemeppe



La cogénération assure la quasi-totalité des besoins

Le réseau sert d'appoint ou à injecter l'excédent d'électricité



— Une installation qui a plus de 25 ans

La cogénération a permis de réduire fortement la consommation énergétique du site

2000

- Installation par TRACTEBEL / ELECTRABEL
- -20% consommation énergie primaire

-

- Opération en BASELOAD
- Contrat vapeur avec ELECTRABEL

2015

- Rachat de l'installation par INEOS Inovyn
- Repris en main des opérations & optimisation
- Mise en place progressive optimisation DAY AHEAD avec les TGs

2022

- Première participation au **marché aFRR** (avec FLEXCITY) pour les turbines à gaz

2025

- Optimisation multi-marché (aFRR + mFRR + ID + Imbalance) avec NEXT KRAFTWERK
- Optimisation de la turbine vapeur (mFRR + ID + Imbalance)

Une configuration favorable

Implémentation facilitée par 4 éléments



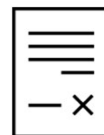
Connexion à ELIA

- Tarifs plus faible
- Pas d'impact PPAD/Pointe



CIPU (>25 MW)

- Grande puissance
- ETS
- Obligations existantes :
 - Outage planning
 - Scheduling



Contrats adaptés

- Nominations
- Exposition au risque de balancing
- SPOT : Gas/Elec



Expérience BSP/BRP

- mFRR avec électrolyse
- Contacts / relation pré-existante avec plusieurs BSP

Production optimisée en continu sur plusieurs marchés

Avec de nombreuses contraintes

- Fourniture en vapeur du site doit être assurée ~ 2 unités de production de vapeur toujours en service (2 TGs ou 1 TG + back-up)
- La capacité d'import depuis le réseau doit être respectée lorsque la production est diminuée : ~65 MW
- Le **minimum technique** des turbines doit être respecté (25 MW) et le **maximum technique** varie selon la température
- Les arrêts/démarrages sont à éviter
- Les rampes de changement de puissance doivent être respectées
- Le **coût marginal de production** de l'électricité varie selon :
 - Le prix du gaz et du CO2
 - Les besoins de vapeur du site

Les services auxiliaires (aFRR, mFRR)

Services de régulation automatiques (rapide) ou manuelle (lente) de la fréquence



- Au préalable
 - Connexion & IT
 - Modèles de coûts
 - Contraintes
 - Baseline
- Tous les jours
 - Disponibilité
- Enchères journalières
 - Multiples
 - Prise en compte des coûts d'opportunité et des contraintes
 - Adaptation du planning selon les résultats
- Fourniture des services
 - Planning initial selon enchères
 - Consigne automatiques (activation et suivi du planning)
 - Gestion des indisponibilités & pénalités



Conclusions

Une nécessaire flexibilisation



L'optimisation a de nombreux avantages

Réduire nos émissions, favoriser la production de renouvelable, stabiliser le réseau

- De **minimiser nos émissions directes** à la cogénération : moins de gaz naturel consommé
 - De maximiser notre consommation d'électricité renouvelable du réseau quand il y en a beaucoup (prix bas) – facteur d'émission faible
 - Au contraire, lorsque l'offre est faible (prix élevé - nuit/soirée/hiver), maintenir la cogénération à pleine puissance permet d'éviter de solliciter des centrales gaz/charbons moins efficaces
 - **Stabiliser le réseau** pour permettre l'intégration de plus de capacité renouvelable
 - Générer de **nouveaux revenus** pour conserver une viabilité économique
-
- Optimisation complexe : contrats, suivi, facturations, pénalités & nominations.
 - En constante évolution
 - Nécessite de travailler avec des partenaires de confiance

... mais pour combien de temps ?

- L'augmentation de la quantité de renouvelable et de batteries devrait renforcer la tendance (%temps non rentable) mais également la concurrence sur les marchés de flexibilité
- La mise en place des actions de réduction de la consommation de vapeur du site devrait permettre d'arrêter plus facilement, plus fréquemment une turbine à gaz
- L'ajout d'une chaudière électrique pourra permettre de flexibiliser encore plus les cogénérations
- La capacité de production des cogénérations restera utile/critique lors des périodes avec peu de renouvelables (Dunkleflaut, Hiver)
 - Modifier progressivement l'usage des cogénérations : été/hiver ~ centrale de pointe
 - Ne pas supprimer purement et simplement les installations de cogénération → CRM
- Certaines barrières (coûts de réseaux, taxes, contribution CV, contrats de fourniture) peuvent maintenir des cogénérations en service au détriment du renouvelable et de la décarbonation
- La baisse ou l'arrêt progressif des cogénérations, combinée à une électrification, va entraîner des sollicitations plus grandes des réseaux électriques qui devront être renforcés.