



Saisir les opportunités de la flexibilité intermodale (électricité/thermique) que le bois-énergie permet

Note de réflexion du 11/12/2025

La transition énergétique tend à l'électrification de notre société (véhicules, pompes à chaleur, ...). Cette électrification n'a pas que des avantages. En effet, lors des moments les plus froids de l'année, trois pics se combinent : le pic de la demande en chaleur engendre le recours à un pic de puissance au niveau de la production électrique, au niveau des capacités de transport et de distribution du réseau électrique, mais aussi des émissions carbone. Car, pour équilibrer le système électrique, on fait appel aux centrales fossiles, ce qui renchérit les coûts et alourdit le bilan carbone.

Or, les pics de demande (ou pointes de consommation) sont l'un des facteurs les plus critiques et coûteux pour l'ensemble du système électrique européen (voir annexe 1).

La biomasse utilisée en chauffage d'appoint constitue une solution thermique non électrique activable à la demande. En période de pointe, elle permet de soulager le réseau en réduisant la charge des systèmes électriques. Cela diminue le recours aux centrales à gaz et donc la dépendance au gaz fossile. En écrêtant le pic de charge, on limite les besoins d'investissements lourds dans le réseau et la hausse des tarifs. La biomasse remplace alors une électricité marginale très carbonée par une énergie renouvelable. On obtient ainsi une baisse de l'intensité carbone précisément aux heures les plus émissives (plus de détail : voir annexe 1).

Comme c'est déjà le cas et est démontré en Norvège, la flexibilité intermodale électricité/thermique via le bois énergie constitue un avantage important pour la gestion du réseau et des coûts associés. Soutenir le chauffage biomasse ne constitue

pas seulement une politique de chaleur renouvelable ; c'est aussi un moyen direct de maîtriser la croissance des coûts de réseaux régulés et de l'intensité carbone, en déchargeant le réseau lors des périodes les plus critiques et coûteuses.

Une étude réalisée en 2022 en France¹ ne dit pas les choses autrement : au moment du creux de l'hiver, le chauffage au bois permet d'éviter de recourir à la puissance de 10 réacteurs nucléaires.



www.febhel.be

Chaussée de Namur, 47 - 5030 Gembloux

¹

https://www.poujoulat.group/2022_BoisEnergieDomestique_et_pointe_electrique_Etude_Poujoulat.pdf

Annexe 1 - Les pics de demande (ou pointes de consommation) sont l'un des facteurs les plus critiques et coûteux pour l'ensemble du système électrique européen, notamment dans le contexte de la transition énergétique.

Le réseau électrique doit être dimensionné pour faire face à la demande maximale, même si cette pointe n'a lieu que quelques heures par an (souvent lors des vagues de froid hivernales en soirée).

C'est le principal moteur de la cherté et de l'intensité carbone résiduelle du système électrique européen, car elle impose de maintenir des capacités coûteuses et souvent polluantes "juste au cas où".

Impact économique des pics de demande

1. Coûts de production plus élevés

- **Recours aux centrales de pointe, chères** : Pour répondre au pic, les gestionnaires de réseau doivent mobiliser des moyens de production qui peuvent démarrer rapidement mais qui sont souvent les plus coûteux à exploiter (faible efficacité, forte dépendance aux prix du combustible). Historiquement, ce sont des **centrales thermiques au gaz ou au fioul** (turbines à combustion) qui sont appelées.
- **Volatilité des prix de gros** : Pendant les heures de pointe, la demande est maximale et la production est la plus sollicitée. Si l'offre est trop juste, les prix sur les marchés de gros (surtout les marchés intrajournaliers) peuvent **exploser**, augmentant le coût d'approvisionnement pour les fournisseurs et, *in fine*, pour les consommateurs.
- **Mécanismes de Capacité** : Pour garantir la disponibilité de ces centrales de pointe coûteuses (qui ne fonctionnent que peu d'heures par an), de nombreux pays européens ont mis en place des **mécanismes de capacité**. Ces mécanismes versent une rémunération aux producteurs pour qu'ils maintiennent leurs installations disponibles, ce qui représente un **coût supplémentaire** répercuté sur la facture d'électricité.

2. Coûts liés au réseau (transport et distribution)

- **Dimensionnement des infrastructures** : Les réseaux de transport et de distribution (lignes, transformateurs, postes) doivent être dimensionnés pour supporter le flux de puissance maximal du pic. Cela entraîne des **investissements massifs** dans le renforcement des infrastructures, même si leur capacité maximale n'est utilisée que brièvement.
- **Pertes en ligne** : La puissance dissipée sous forme de chaleur dans les câbles est proportionnelle au carré du courant. Lorsque le courant est très élevé lors des pics, les **pertes par effet Joule augmentent de manière exponentielle**, gaspillant une quantité significative d'électricité.

Impact environnemental des pics de demande

Les pics de demande obligent à faire fonctionner les installations les plus polluantes du système.

1. Augmentation des émissions de gaz à effet de serre (GES)

- **Centrales fossiles d'appoint** : Pour lisser le pic de demande (surtout quand l'éolien et le solaire ne sont pas disponibles), les pays européens font encore largement appel aux **centrales thermiques fossiles pilotables (gaz, voire charbon)**. Celles-ci ont le profil idéal pour démarrer rapidement, mais elles sont très émettrices de CO₂.
- **Intensité carbone du mix** : Lors d'un pic, l'**intensité carbone** de l'électricité consommée augmente considérablement, car ce sont les moyens de production les plus carbonés qui sont sollicités pour l'équilibrage.

2. Contraintes sur la flexibilité des EnR

- **Moins d'espace pour les EnR** : Les pics de demande, s'ils ne sont pas gérés activement, réduisent la capacité du réseau à intégrer l'énergie renouvelable. S'il faut une capacité de pointe dédiée en centrales thermiques fossiles pilotables (gaz, voire charbon), cela limite l'incitation à investir dans d'autres solutions plus propres.
- **Limitation pour les EnR** : Si l'éolien et le solaire sont également en production lors du pic, leur injection peut devenir difficile à gérer, voire superflue, car la capacité de transport est déjà sollicitée au maximum par la demande et les autres moyens de production nécessaires à la stabilité.
- **Contrainte sur le transport** : Les pics de demande aux heures de pointe peuvent saturer certaines sections du réseau de transport et de distribution. Si une installation EnR située en amont d'un goulot d'étranglement injecte son électricité à ce moment-là, elle risque de **surcharger la ligne** et de provoquer un délestage.

Annexe 2 : le chauffage au bois en Wallonie peut permettre d'éviter 1000 MW de puissance électrique en plein hiver

Cette annexe propose une quantification du potentiel de délestage de l'approche intermodale (thermique/électrique) dans le cas du chauffage au bois en Région wallonne.

Dans les pays tels que la Norvège, de nombreux ménages combinent du chauffage électrique avec un chauffage au bois. Une recherche menée avec le soutien du Research Council of Norway montre que cette combinaison permet de diminuer l'appel de puissance de chauffage de 10W par m². Pour des habitations dont la surface moyenne serait de 150m², cela conduirait à une réduction de leurs besoins de puissance de chauffage d'environ 1.5kW lors de pics de demande. Cette approche est décrite comme conservative par les auteurs, sous-estimant donc le potentiel d'économie de puissance au niveau du parc de logements, dans la mesure où elle attribue le gain observé à l'ensemble des foyers installés et non pas uniquement au nombre de foyers réellement utilisés lors des pics de demande.

Une autre estimation peut être réalisée en tenant compte d'une puissance de chauffe facilement délivrable par un foyer fixé à une valeur moyenne de 5kW.

Partant du nombre de logement Wallon équipés de chauffage au bois (25%) et en considérant ces deux valeurs (1.5 kW et 5 kW) comme cas limites, nous pouvons estimer l'ordre de grandeur de puissance potentielle de délestage à une plage de 562 à 1875 MW lors des pics de demande.

Dans le cas de l'utilisation d'une pompe à chaleur comme chauffage principal, le ratio entre la puissance thermique et la puissance électrique de délestage sera fonction du coefficient de performance (COP) de la pompe à chaleur. En tenant compte du fait que de nombreux bâtiments ne permettent pas d'utiliser les PAC's dans leur plage de performances optimales lors de pics de froid (bâtiments moins bien isolés avec température de distribution élevée, activation des dispositifs de dégivrage, ...), considérer un COP moyen de 2 semble une estimation raisonnable. Dans une approche intermodale, la plage de délestage de puissance électrique dans le cas de l'utilisation de pompes à chaleur peut donc être estimée à 231 à 935 MW.

Ceci équivaut à la puissance de 88 à 293 éoliennes de 3,2 MW (la moyenne actuelle en Wallonie serait de 2.4 MW et les éoliennes tournent rarement à plein régime lors des pics de froid...), de 0.7 à 2.1 tranches nucléaires ou centrales à turbines gaz/vapeur de 450MW³.

A titre informatif, les coûts d'investissement de ces différents moyens de production d'électricité sont les suivants : Eolienne 3 MW ~ 4 à 5 millions € ; TGV 400 MW ~ 240 à 400 millions € ; Centrale nucléaire 500MW ~ 2 à 3.35 milliards € (sans prise en compte des coûts de démantèlement). Ces estimations ne tiennent pas compte des coûts des réseaux de distribution et de stockage ...

² Abolfazl Mohammadabadi, Øyvind Skreiberg, Laurent Georges, Assessing the impact of wood stoves on the aggregated electricity hourly load profile of Norwegian detached houses, Energy & Buildings 335 (2025)

³ Parmi ces trois moyens de production seules les turbines gaz/vapeur (énergie fortement carbonée) sont adaptées à une réponse rapide en cas de pic de demande.