Le 21/02/2025 :

Dans la littérature scientifique récente, on observe une montée en puissance des études portant sur la flexibilité à des échelles infranationales (plutôt boucles locales) — microgrids, réseaux locaux, niveau régional — qui complètent ou se différencient des approches purement nationales. Ainsi, certains travaux montrent que la coordination de la flexibilité à une échelle infra-nationale peut améliorer l’efficacité économique et la résilience du système, en exploitant de façon prioritaire les ressources renouvelables locales et en limitant les congestions sur les réseaux de transport et de distribution. Ce positionnement intermédiaire (entre la planification locale très fine et la gestion nationale centralisée) présente plusieurs avantages :

• Priorisation des ressources locales renouvelables :  
Des recherches indiquent que, lorsqu’une région dispose d’importantes capacités solaires ou éoliennes, la mise en place de mécanismes de flexibilité régionaux (tels que des marchés de flexibilité locaux ou des agrégateurs régionaux) augmente la part de production renouvelable valorisée sans nécessairement recourir à des échanges longue distance coûteux (Chen et al., 2020).  
Dans cette optique, la fixation de signaux tarifaires plus granulaires au niveau régional incite les acteurs à mobiliser la demande flexible (chauffage, climatisation, procédés industriels) aux moments où la production renouvelable locale est la plus abondante.

• Réduction des coûts d’ajustement :  
Au-delà des capacités de production conventionnelles, la flexibilité peut provenir d’actifs de stockage (pompage-turbinage, batteries) et de mécanismes de réponse à la demande. Lorsque ceux-ci sont coordonnés à un niveau plus local, cela engage une diminution des coûts d’ajustement et de congestion, car la variabilité des ressources renouvelables est mieux lissée localement (Heffron et al. 2021). En d’autres termes, l’agrégation d’actifs flexibles régionaux peut limiter la sollicitation de centrales de pointe coûteuses à l’échelle nationale et mieux répartir l’effort d’équilibrage.

• Allègement des infrastructures de transport et de distribution :  
Gérer la flexibilité « au plus près » de la charge résiduelle (après prise en compte des renouvelables locaux) soulage la charge sur les réseaux de transport nationaux, évite la surcharge de lignes et réduit la nécessité d’investissements lourds dans les infrastructures de transport à haute tension (Palma-Behnke et al., 2013). Par exemple, une région fortement dotée en énergies renouvelables intermittentes (EnRI) peut, grâce à une gestion régionale du stockage et de la demande, limiter ses appels à l’import/export sur les lignes principales et ainsi réduire les congestions nationales. Le même argument est porté par Oskouei et al., 2022 à propos des réseaux de distribution.

• Complémentarité avec les approches locales et nationales  
À l’autre extrémité, les approches purement locales (microgrids, communautés énergétiques) peuvent se heurter à des contraintes d’échelle dès lors que la consommation varie fortement ou que les conditions météorologiques sont défavorables (ex: passage d’un front nuageux sur des installations photovoltaïques). Inversement, la planification nationale (ou supra-nationale, type ENTSO-E) manque parfois de finesse pour tenir compte des spécificités locales (AIE, 2023). Des travaux comme ceux de Li et al., 2023 proposent une architecture « imbriquée » où chaque région calcule sa trajectoire d’équilibre puis la consolide à l’échelle nationale, gagnant ainsi en robustesse et en granularité.

Le gap dans la littérature :  
Alors que l’efficacité de la flexibilité régionale commence seulement à être documentée, il n’existe pas de modèles d’optimisation qui combinent l’activation de la demande (Demand Response), la gestion du stockage, et les échanges interrégionaux au sein d’un même cadre. Les études existantes se focalisent souvent soit sur la flexibilité locale (microgrids, communautés énergétiques), soit sur l’optimisation nationale ou européenne. Il manque donc un niveau d’analyse intermédiaire, capable de :

1. Gérer simultanément les contraintes propres à chaque région (variabilité des EnR, disponibilité des unités de stockage, limitations de ramping etc.).
2. Tenir compte des échanges entre plusieurs régions limitrophes, avec des coûts d’interconnexion variables et parfois dynamiques.
3. Intégrer les signaux de demande flexible dans un marché interrégional, avec des coûts de mobilisation de la demande response et des effets sur la courbe de consommation locale.

C’est précisément ce vide que notre projet de papier propose de combler. En s’appuyant sur un modèle d’optimisation linéaire multi-régional, il devient possible d’évaluer, pour chaque région, l’arbitrage entre production, stockage, DR et échanges d’énergie. On peut ainsi répondre aux questions suivantes :

• À quel point la coopération interrégionale (avec des interconnexions limitées) peut-elle compenser les pics de consommation ou les surplus de production locaux ?  
• Dans quelles configurations les solutions de flexibilité régionales (stockage, DR) permettent-elles de réduire les coûts d’ajustement par rapport à une simple approche nationale ?  
• Comment prioriser la valorisation des ressources renouvelables locales, tout en assurant la stabilité globale du système ?

En proposant un modèle capable d’éclairer ces questions, l’article vient enrichir les discussions autour de la décentralisation des marchés de l’énergie et du calibrage fin des mécanismes de flexibilité.