**Revue de littérature en 7 points faisant le lien entre les conclusions des papiers et les documents *Paper Project* et *Travail***

**1) Croissance de l’insertion des énergies renouvelables variables et nouveaux besoins de flexibilité** De nombreux travaux soulignent que l’augmentation rapide de la part d’énergies renouvelables variables (solaire, éolien) engendre des déséquilibres entre production et consommation, d’où la nécessité d’une flexibilité accrue dans les réseaux électriques. Selon Maia et Zondervan (2019), la part de capacités renouvelables implique des besoins importants de stockage ou de souplesse opérationnelle pour pallier l’intermittence. Chen et al. (2019, 2020) insistent également sur l’importance de cette flexibilité afin de réduire les curtailments (énergies renouvelables non injectées) et de maintenir la fiabilité du système dans des scénarios d’électrification massive.

**2) Le rôle déterminant du stockage et des technologies associées** De Maia et Zondervan (2019) à Oskouei et al. (2022), l’installation de dispositifs de stockage (batteries Li-ion, pompage-turbinage, etc.) est mise en avant comme un levier essentiel pour gérer localement les fluctuations de la production renouvelable et améliorer l’économie du système. Les batteries, en particulier, offrent des réponses rapides et s’intègrent aux réseaux tant à haute tension qu’au plus près de la demande. Certains travaux (Zheng et al., 2024) explorent l’allocation optimale de ces dispositifs dans un contexte de contraintes carbone, en montrant que la tarification du CO₂ oriente notablement les stratégies d’investissement dans le stockage.

**3) Contribution de la gestion de la demande (demand response) à l’équilibre local** Liu et al. (2016), Bai et al. (2022) et Oskouei et al. (2022) soulignent que la flexibilité peut aussi provenir de la demande, notamment via l’effacement de charges, le pilotage d’équipements industriels ou la modulation de la climatisation/chauffage. Les modèles de *demand response* (DR) sont intégrés dans des approches de planification ou d’optimisation opérationnelle (Bai et al., 2022) pour réduire les pics, lisser la courbe de charge et ainsi diminuer la nécessité de recourir à des centrales de pointe. La revue d’Oskouei et al. (2022) recense différentes stratégies de DSM (Demand-Side Management) et en évalue l’impact économique positif pour les gestionnaires de réseau, en complément des technologies de stockage.

**4) Approches multi-régionales et décentralisées : un pivot pour limiter les congestions** Plusieurs articles (Maia et Zondervan, 2019 ; Bai et al., 2022 ; Chen et al., 2019) insistent sur l’importance de l’échelle infranationale – voire régionale – pour valoriser la flexibilité au plus près de la production renouvelable, atténuer les congestions et réduire les coûts d’ajustement. En effet, coordonner l’effacement de la demande ou le stockage à un niveau régional peut limiter le recours à des solutions de transport longue distance souvent coûteuses. Cette orientation fait écho aux propos du *Paper project* et du *Travail*, où l’on souligne la pertinence d’un “niveau intermédiaire” de gestion de la flexibilité, plus fin qu’une planification purement nationale mais plus large qu’un simple micro-réseau isolé.

**5) Réduction des émissions carbone : intégration du CO₂ et des mécanismes de marché** Zheng et al. (2024) et Chen et al. (2020) montrent que des dispositifs de tarification du carbone (ou de trading de quotas) influencent fortement l’arbitrage entre centrales fossiles flexibles et investissements dans des ressources renouvelables et du stockage. Dans ces modèles, le coût additionnel lié au carbone incite à déployer des systèmes de stockage ou des DR au niveau régional afin de limiter le recours à des moyens thermiques polluants. Ils insistent également sur la nécessité d’innover en matière de signal prix : tarifs dynamiques, rémunération de la flexibilité, trading interrégional de quotas, etc.

**6) Outils d’optimisation intégrée : du court terme à la planification** L’idée de coupler la planification de long terme (avec des choix d’investissements) et la gestion opérationnelle de court terme (flexibilité, dispatch, stockage) transparaît dans plusieurs articles (Maia et Zondervan, 2019 ; Bai et al., 2022). Pour tenir compte de la variabilité horaire de la production EnR, on privilégie des modèles bi-niveaux ou intégrés (combinaison d’un module “capacity expansion” et d’un module “unit commitment” chronologique). Oskouei et al. (2022) défendent l’importance de ces cadres intégrés pour évaluer précisément l’impact économique de la flexibilité sur la pénétration des renouvelables et sur la rentabilité des infrastructures. Les documents *Paper project* et *Travail* insistent sur cette nécessité de faire dialoguer, dans un même modèle d’optimisation, l’activation de la demande, l’allocation du stockage et les échanges interrégionaux.

**7) Vers une nouvelle architecture multi-niveaux de la flexibilité** Enfin, la majorité des travaux convergent vers l’idée qu’il faut **imbriquer différents niveaux** de décision et d’exploitation (locale, régionale et nationale) pour maximiser la part d’énergies renouvelables injectées tout en réduisant les coûts. Le *Paper project* et le *Travail* pointent un *gap* : il existe peu de cadres d’optimisation capables de superposer la demande flexible, le stockage et la coordination interrégionale dans un seul et même modèle. Les publications comme celles de Bai et al. (2022) ou Liu et al. (2016) ouvrent la voie à de tels modèles distribués, mais il reste du chemin pour intégrer pleinement les dynamiques temporelles, la variabilité locale des ressources et la multi-échelle (du poste source jusqu’au niveau national) dans une approche unifiée.