

Future electricity mix and the role of natural gas in Western Europe's carbon-free transition

Auteur : Delcour, Aurélien

Promoteur(s) : Ernst, Damien; Derval, Guillaume

Faculté : Faculté des Sciences appliquées

Diplôme : Master : ingénieur civil en génie de l'énergie à finalité spécialisée en Energy Conversion

Année académique : 2024-2025

URI/URL : <http://hdl.handle.net/2268.2/23238>

Avertissement à l'attention des usagers :

Tous les documents placés en accès ouvert sur le site le site MatheO sont protégés par le droit d'auteur. Conformément aux principes énoncés par la "Budapest Open Access Initiative" (BOAI, 2002), l'utilisateur du site peut lire, télécharger, copier, transmettre, imprimer, chercher ou faire un lien vers le texte intégral de ces documents, les disséquer pour les indexer, s'en servir de données pour un logiciel, ou s'en servir à toute autre fin légale (ou prévue par la réglementation relative au droit d'auteur). Toute utilisation du document à des fins commerciales est strictement interdite.

Par ailleurs, l'utilisateur s'engage à respecter les droits moraux de l'auteur, principalement le droit à l'intégrité de l'oeuvre et le droit de paternité et ce dans toute utilisation que l'utilisateur entreprend. Ainsi, à titre d'exemple, lorsqu'il reproduira un document par extrait ou dans son intégralité, l'utilisateur citera de manière complète les sources telles que mentionnées ci-dessus. Toute utilisation non explicitement autorisée ci-avant (telle que par exemple, la modification du document ou son résumé) nécessite l'autorisation préalable et expresse des auteurs ou de leurs ayants droit.

Future electricity mix and the role of natural gas in Western Europe's carbon-free transition

Aurélien Delcour

Academic Promoter – D. Ernst

Academic supervisors – V. Dachet, S. Mekkedem

Master of Science in Energy Engineering – University of Liège

Academic year 2024–2025

Abstract

Keywords: gas-fired power plant, electricity mix, optimisation, GBOML, Europe, carbon neutrality.

This thesis studies the optimal electricity mix to be implemented by 2050 in six Western European countries (Belgium, Luxembourg, France, the Netherlands, Germany, and Great Britain), interconnected by electricity and gas grids, enabling their electricity demand to be met under the climate constraint of net carbon neutrality across the entire system.

This system is modelled using the optimisation language GBOML (Graph-Based Optimisation Modelling Language), which allows writing mathematical problems. Several scenarios aim to best estimate the future of the electricity mix in 2050 by imposing realistic limits on the installation capacity of renewable technologies, as well as the future of nuclear power in Europe, while observing the fluctuating prices of natural gas. The main objective is to determine under which conditions gas-fired power plants can still contribute to a zero-carbon electricity system by analysing their economic competitiveness despite ecological constraints and exploring the use of alternative low-carbon fuels such as hydrogen.

The results obtained demonstrate the need to use gas-fired power stations, even in scenarios with a high penetration rate of renewable energies or scenarios with low restrictions on nuclear energy, as back-up sources of production during periods of high electricity demand or low renewable electricity production. Conversely, in the most limited scenarios with restrictive limits on renewable capacities or without nuclear power plants, gas-fired power plants therefore play a role as an essential component for the system's electricity production and no longer simply as a backup solution. However, their economic profitability depends heavily on the purchase price of natural gas. In a system constrained both by the renewal of the existing nuclear fleet in 2019 and by the imposition of limits on the installation of renewable capacities, the economic tipping point at which the system uses hydrogen to fuel gas-fired power plants instead of natural gas is reached from a natural gas price of 145 €/MWh. In another configuration in which the system is devoid of nuclear production capacities but accepts double the maximum installation of renewable power sources compared to the previous case, this threshold is pushed back to 155 €/MWh.

Mix électrique futur et la place du gaz naturel dans la transition vers la neutralité-carbone de l'Europe de l'Ouest

Aurélien Delcour

Promoteur académique – D. Ernst

Superviseurs académiques – V. Dachet, S. Mekkedem

Master en Science de l'Ingénierie Énergétique – Université de Liège

Année académique 2024–2025

Résumé

Mots-clés: centrale à gaz, mix électrique, optimisation, GBOML, Europe, neutralité carbone.

Cette thèse étudie le mix électrique optimal à mettre en place à l'horizon 2050 dans six pays d'Europe de l'Ouest (Belgique, Luxembourg, France, Pays-Bas, Allemagne et Grande-Bretagne), interconnectés par des réseaux électriques et gaziers, permettant de répondre à leur demande électrique sous la contrainte climatique de neutralité carbone nette sur l'ensemble du système.

Ce système est modélisé à l'aide du langage d'optimisation GBOML (Graph-Based Optimisation Modelling Language), qui permet d'écrire des problèmes mathématiques. Plusieurs scénarios visent à estimer au mieux l'avenir du mix électrique en 2050 en imposant des limites réalistes à la capacité d'installation des technologies renouvelables, ainsi qu'à l'avenir de l'énergie nucléaire en Europe, tout en observant la fluctuation des prix du gaz naturel. L'objectif principal est de déterminer dans quelles conditions les centrales électriques au gaz peuvent encore contribuer à un système électrique zéro carbone en analysant leur compétitivité économique malgré les contraintes écologiques et en explorant l'utilisation de combustibles alternatifs à faible teneur en carbone tels que l'hydrogène.

Les résultats obtenus démontrent l'utilisation nécessaire des centrales à gaz, même dans des scénarios avec un taux de pénétration élevé des énergies renouvelables ou des scénarios avec de faibles restrictions concernant l'énergie nucléaire, servant de sources de production de secours lors de fortes demandes électriques ou de faibles productions électriques provenant du renouvelable. A l'inverse, dans les scénarios les plus restreints avec des limites restrictives sur les capacités renouvelables ou sans centrales nucléaires, les centrales à gaz jouent un rôle de composante essentielle pour la production d'électricité du système et non plus seulement de solution d'appoint. Cependant, leur rentabilité économique dépend fortement du prix d'achat du gaz naturel. Dans un système contraint à la fois par le renouvellement du parc nucléaire existant en 2019 et par l'imposition de limites à l'installation de capacités renouvelables, le point de basculement économique à partir duquel le système utilise l'hydrogène pour alimenter les centrales à gaz au lieu du gaz naturel est atteint à partir d'un prix du gaz naturel de 145 €/MWh. Dans une autre configuration où le système est dépourvu de capacités de production nucléaire mais accepte le double de l'installation maximale de sources d'énergie renouvelables par rapport au cas précédent, ce seuil est repoussé à 155 €/MWh.