

MISE À NIVEAU DES INSTALLATIONS DE BIOGAZ

La politique énergétique suisse se concentre sur les problèmes internes au pays. Mais les expériences internationales peuvent aider à identifier les méthodes appropriées pour un approvisionnement en énergie renouvelable et efficace. Un projet de recherche, auquel participe la Haute école spécialisée de Suisse orientale (OST), a étudié la possibilité de faire fonctionner la flotte de bus d'Uppsala, en Suède, avec du biométhane supplémentaire issu de production locale. Les résultats sont également pertinents pour l'approvisionnement en biométhane en Suisse.



Depuis mars 2022, la centrale régionale Limeco de Dietikon (ZH), située dans la vallée de la Limmat, exploite la première centrale power-to-gas industrielle de Suisse, en collaboration avec huit fournisseurs d'énergie suisses. La conception et la rentabilité de telles installations peuvent être calculées grâce à l'outil de simulation développé à la Haute école spécialisée de Suisse orientale (OST). Photo : Limeco



Un bus fonctionnant au biogaz dans le centre-ville d'Uppsala. Photo : Gamla Uppsala Buss

On observe actuellement dans les villes suisses une électrification généralisée du transport par bus, que ce soit par la mise en place de nouvelles lignes de trolleybus et de tramways ou par l'utilisation de bus à batteries équipés de stations de recharge dans les dépôts ou au niveau des arrêts. La ville d'Uppsala, dans le nord de la Suède, mise également sur des transports publics sans émissions de carbone. Mais l'agglomération, avec ses 250 000 habitants, a une situation initiale différente de celle des villes suisses : les 400 bus urbains et régionaux d'Uppsala circulent principalement au biodiesel à base d'huile végétale (environ 240) ou au biométhane (environ 160). À cela s'ajoute une poignée de bus électriques à batterie. La société d'exploitation locale s'emploie à remplacer le biodiesel (importé) par du biogaz (produit localement).

Augmentation du rendement des installations de biogaz existantes

La construction de nouvelles installations de biogaz permet d'obtenir du biométhane supplémentaire. Une autre possibilité consiste à optimiser les installations existantes : le biogaz issu des installations de biogaz traditionnelles est composé d'environ 60% de méthane (CH_4) utilisable à des fins énergétiques, le reste étant principalement du CO_2 , lequel est jusqu'à présent séparé du biogaz brut. Cependant, ce CO_2 peut être utilisé à des fins énergétiques après sa transformation en méthane par l'ajout d'hydrogène renouvelable (« méthanisation »). Cela permet d'augmenter la production de méthane d'une installation de biogaz d'environ 60%. Le nom d'une

telle centrale, power-to-gas, tient du fait que la production de l'hydrogène implique l'utilisation d'électricité.

Au cours des quatre dernières années, une équipe de chercheurs suisses et suédois a étudié les aspects techniques et économiques d'une telle centrale power-to-gas pour le site d'Uppsala. L'Université suédoise des sciences agronomiques (SLU) à Uppsala et, en tant que partenaire junior, l'Institut IET pour les techniques énergétiques (Rapperswil) de la Haute école spécialisée de Suisse orientale (OST) y ont participé. L'Agence suédoise de l'énergie (Stockholm) et l'Office fédéral de l'énergie ont apporté leur soutien financier dans le cadre du programme de recherche transnational « ERA-Net Smart Energy Systems ». Le projet prendra fin en novembre 2024.

Une production de biométhane à grande échelle

L'entreprise suédoise de gestion des déchets Uppsala Vatten exploite une grande installation de biogaz dans laquelle sont principalement fermentés les déchets alimentaires de la région d'Uppsala. La production annuelle d'environ 9,3 millions de mètres cubes normalisés (Nm^3) de biogaz brut, ou du méthane qui en est issu, couvre environ 70% des besoins en carburant de la flotte de bus au gaz de la ville et de la région d'Uppsala. « L'installation de biogaz suédoise est nettement plus grande que les installations disponibles en Suisse. Dans ce contexte, la recherche technique et économique d'une



Les membres de l'équipe de projet helvético-suédoise devant l'installation de biogaz d'Uppsala Vatten à Uppsala (Suède). L'installation de biogaz sépare le CO_2 du biogaz brut afin de produire un biogaz de haute qualité avec une teneur en méthane proche de 100%. Photo : OST



Livraison de déchets verts pour l'usine de biogaz d'Uppsala Vatten.
Photo : OST



Stockage intermédiaire de gaz au dépôt de bus à Uppsala. Photo : OST



Uppsala Vatten exploite également une installation qui reconvertit le gaz naturel liquéfié (GNL) et le biogaz liquéfié (bioGNL) à l'état gazeux. Photo : OST

centrale power-to-gas est particulièrement intéressante, car des économies d'échelle laissent envisager des coûts de revient plus bas pour le biométhane », explique Matthias Frommelt, collaborateur scientifique à l'IET.

Jusqu'à présent, l'électrolyse alcaline était appliquée pour la production industrielle d'hydrogène à grande échelle. Pour la construction d'une installation power-to-gas en revanche, l'équipe scientifique suédo-suisse recommande désormais un électrolyseur doté de la technologie PEM (voir encadré p. 5). Selon les chercheurs, même s'il est encore plus cher aujourd'hui, il promet un meilleur rendement. Une autre question technique concerne le procédé permettant d'extraire le CO_2 du biogaz brut en vue de pouvoir le méthaniser avec de l'hydrogène. Jusqu'à présent, Uppsala utilise un système d'épuration à eau à cette fin. L'inconvénient de ce procédé

est qu'il ne permet pas la séparation du CO_2 sous une forme suffisamment pure pour la méthanisation. Si la méthanisation doit être utilisée à Uppsala, le CO_2 devra donc être séparé du biogaz brut par un autre procédé. La discussion porte sur un système d'épuration aux amines, dans lequel le CO_2 est lié chimiquement par une solution de la-vage à base d'amine (un dérivé de l'ammoniac) et séparé du biogaz brut.

Des solutions techniques sont disponibles

L'équipe de recherche n'a pas de préférence claire en termes de technologie quant à la question de savoir si le dioxyde de carbone et l'hydrogène doivent être méthanisés grâce à un procédé catalytique ou biologique. « Jusqu'à présent, le procédé catalytique est plus largement utilisé, mais la méthanisation biologique présente des avantages en termes de manipulation et devrait également être un peu moins chère », explique Frommelt.

LA MÉTHANISATION

La méthanisation du dioxyde de carbone (CO_2) et de l'hydrogène (H_2) en méthane (CH_4) est possible via différents procédés, dont certains sont connus depuis longtemps. Lors de la méthanisation catalytique, les substances de départ CO_2 et H_2 réagissent pour former du méthane par le biais d'un catalyseur (par ex. du nickel). La méthanisation biologique ne nécessite aucun catalyseur. Dans ce cas, des microorganismes assurent la transformation du CO_2 et du H_2 en méthane (et en eau).

OUTIL DE SIMULATION DE CENTRALES POWER-TO-X EN SUISSE

Un élément important du projet de recherche présenté dans le texte principal est l'outil de simulation développé à l'IET pour les centrales power-to-X, c'est-à-dire les installations qui transforment l'électricité renouvelable en méthane ou autres vecteurs d'énergie chimiques. L'outil a été utilisé dans le cadre du projet pour calculer la conception technique et la rentabilité d'une éventuelle installation de méthanisation à Uppsala. Parallèlement, le projet helvético-suédois a permis de poursuivre le développement de l'outil de simulation mis au point ces dernières années en collaboration avec la société AI-phaSYNT.

L'outil logiciel permet typiquement de simuler une année d'exploitation d'une centrale power-to-X avec une résolution horaire. Ce faisant, tous les flux de masse sont reproduits. Jusqu'à présent, l'outil est applicable aux installations de production d'hydrogène, de méthane et de méthanol. Les centrales power-to-X sont actuellement portées à l'échelle industrielle. Mais comme il existe encore peu d'expérience en la matière, les simulations apportent une aide importante lors de la conception et permettent d'effectuer des calculs de rentabilité.

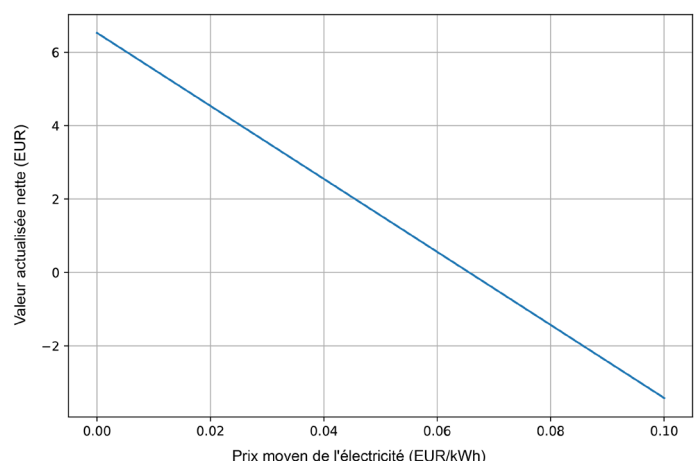
Jusqu'à présent, l'outil de simulation de l'IET n'a pas seulement rendu de bons services dans des projets en Suède et en Éthiopie, mais aussi en Suisse : une étude de potentiel pour une station-service d'hydrogène dans la région de Rapperswil-Jona a été réalisée sur mandat des centrales électriques Jona-Rapperswil AG et Energie Zürichsee-Linth AG. La centrale transformerait l'électricité solaire en hydrogène, qui permettrait ensuite de faire le plein de véhicules à pile à combustible.

Le projet de recherche s'est notamment penché sur l'évaluation économique d'une éventuelle centrale power-to-gas pour Uppsala. « Selon les calculs, la question de savoir si le biométhane supplémentaire obtenu par méthanisation est compétitif par rapport au biométhane traditionnel dépend essentiellement du prix de l'électricité utilisée pour la production de l'hydrogène », explique Boris Kunz, scientifique à l'IET. « Si on se base sur le prix moyen de l'électricité avant les hausses de prix dues à la crise énergétique, notre biométhane est au moins à peu près compétitif ». Pour l'exprimer en chiffres : le biométhane est compétitif uniquement si le prix de l'électricité est inférieur à 7,5 centimes d'euros par kilo-wattheure. Il n'est d'ailleurs pas possible d'améliorer la rentabilité en se procurant de l'électricité, de l'hydrogène ou du CO₂ dans des conditions de marché favorables et en les stockant temporairement ; l'équipe de chercheurs a pu le démontrer à l'aide d'un outil de simulation qu'elle a elle-même développé (voir encadré en haut).

L'ambivalence de l'électricité solaire

Uppsala Vatten exploite une moyenne et une grande installation photovoltaïque d'une puissance totale de près de 5 000 kW_p. Selon les calculs de l'équipe de recherche, cette électricité solaire pourrait couvrir près de 10% des besoins en électricité de l'électrolyseur. Cependant, l'électricité solaire ne peut pas être utilisée directement, elle doit être injectée dans

le réseau, ce qui engendre des taxes pour l'utilisation du réseau, rendant finalement l'électricité plus chère que celle issue du réseau. Un dilemme : en utilisant plus d'électricité solaire pour la centrale power-to-gas, on utilise de l'énergie « verte » mais le biométhane produit est plus cher. Du point de vue



La méthode de la valeur actualisée nette est une méthode de calcul de la rentabilité d'une technologie consistant à actualiser les coûts d'investissement et les flux de trésorerie pendant toute la durée de vie d'un système donné. Si la valeur actualisée nette est supérieure à zéro, la technologie est rentable, si elle est inférieure à zéro, elle ne l'est pas. L'analyse de sensibilité des chercheurs de l'OST montre que le prix de l'électricité est le principal facteur de coût pour ce projet. Pour une exploitation rentable, le prix de l'électricité devrait être nettement inférieur à 0,10 EUR/kWh. Graphique : OST

énergétique, il serait de toute manière plus judicieux d'utiliser le courant solaire directement dans les batteries de bus : Dans l'optique « Well-to-Wheel », un bus électrique convertit environ 80% de l'énergie solaire en distance parcourue. Pour le bus à gaz, ce pourcentage n'est que d'environ 15% en raison des pertes de conversion de l'électrolyse et de la méthanisation. Jusqu'à présent, les bus à gaz occupent tout de même le devant de la scène à Uppsala, car le réseau de bus a connu une croissance historique. À cela s'ajoute le fait que les bus régionaux parcourent de longues distances et ne peuvent donc pas encore être électrifiés sans mesures particulières à l'heure actuelle.

À la fin de l'été 2024, la ville suédoise n'avait pas encore décidé si elle réaliserait effectivement une centrale power-to-Gas. Même si le biométhane supplémentaire serait le bienvenu, les coûts plus élevés et l'interdiction des moteurs à combustion interne en discussion dans l'UE s'opposent à cette solution. Les alternatives envisagées sont les bus à batterie et les bus à hydrogène.

La première centrale power-to-gas suisse

En Suisse, le biométhane devrait continuer à jouer un rôle mineur dans le secteur des transports. Néanmoins, des quantités supplémentaires de cette source d'énergie seraient les bienvenues pour remplacer le méthane fossile (gaz naturel) dans le chauffage des bâtiments et dans l'industrie. Dès 2022, la centrale régionale Limeco de Dietikon (ZH), située dans la vallée de la Limmat, a mis en service la première centrale power-to-gas industrielle de Suisse, en collaboration avec huit fournisseurs d'énergie suisses. La capacité de la centrale est dimensionnée pour environ 1,8 million de Nm³ de biométhane par an, que les fournisseurs d'énergie impliqués revendent à leur clientèle par le biais de certificats. Cela permet d'éviter l'émission d'environ 5 000 tonnes de CO₂ par an, ce qui correspond aux émissions des chauffages au gaz naturel d'environ 2 000 ménages.

➤ Vous trouverez des informations sur le **projet de recherche** « Energy storage for sustainable regional development: Optimized integration of renewables in smart transport systems » (Power-to-Transport) sur: www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=47341.

➤ Les scientifiques de l'OST Matthias Frommelt (matthias.frommelt@ost.ch) et Boris Kunz

L'ELECTROLYSE PEM

L'électrolyse décompose l'eau en ses éléments chimiques, l'hydrogène et l'oxygène, sous l'effet d'un courant électrique. L'électrolyse PEM est l'un des nombreux procédés d'électrolyse. Elle utilise une membrane polymère perméable aux protons (proton exchange membrane/PEM en anglais) pour décomposer l'eau. Pendant le procédé, l'eau est d'abord divisée en oxygène, en électrons libres et en ions hydrogène chargés positivement. Les ions d'hydrogène se diffusent à travers la membrane et se combinent de l'autre côté avec des électrons libres pour former de l'hydrogène.

(boris.kunz@ost.ch) se tiennent à disposition pour toute demande d'**information** sur le projet.

➤ Vous trouverez plus d'**articles spécialisés** concernant les projets pilotes, de démonstration et les projets phares dans le domaine des réseaux sur www.bfe.admin.ch/ec-electricite.