

II. Rapport du lot de travail no. 2 :

Démonstration de la cogénération sans émissions grâce à l'hydrogène vert et à un contrôle intelligent

Membres :

Prof. Dr.-Ing. Maurice Kettner, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft

Florian Beerlage, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft

Naqib Salim, Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft

Bushra Canaan, Université de Haute-Alsace

Djafar Ould-Abdeslam, Université de Haute-Alsace

Paul Robineau, Université de Strasbourg

Yamit Ibarra-Suarez, Stadt Offenburg

Natalie Miller, Stadt Offenburg

II.1. Contexte et objectif

Dans le cadre du projet CO2InnO et plus particulièrement du lot de travail 2, un démonstrateur réel a été mis en place afin de démontrer la production combinée d'électricité et de chaleur à partir d'hydrogène vert. L'objectif était de développer et de valider un système énergétique sans émissions pouvant être reproduit aussi bien dans un laboratoire réel que dans un espace numérique.

Le démonstrateur du laboratoire réel situé sur le site de l'université de Karlsruhe (HKA) comprend un électrolyseur pour la production d'hydrogène, un compresseur avec un réservoir haute pression et une centrale de cogénération modifiée (BHKW) pouvant fonctionner à l'hydrogène. Les composants sont reliés entre eux par des systèmes de mesure et constituent la base d'un système de gestion de l'énergie.

En complément, un modèle de simulation numérique (« jumeau numérique ») a été développé sur la base de données de consommation réelles fournies par les partenaires du projet, dont la Stadt Offenburg. Ce modèle a permis de simuler différents scénarios hypothétiques afin d'analyser l'efficacité du système dans des conditions variables.

Un autre objectif central du lot de travail était le développement d'une interface utilisateur graphique permettant aux acteurs municipaux, même sans connaissances techniques approfondies, de modéliser et d'évaluer des scénarios individuels. L'objectif est de mettre en évidence des options d'action concrètes pour un approvisionnement énergétique neutre en carbone dans les bâtiments publics, en s'appuyant dans un premier temps sur l'exemple de cinq bâtiments réels de la Stadt Offenburg.

À long terme, le système développé et le modèle associé doivent être transférables à d'autres villes et régions et contribuer à la planification de systèmes énergétiques durables basés sur l'hydrogène.

II.2.1.

II.2. Méthodes et matériel

Structure et équipement technique du laboratoire réel

Dans le cadre du lot de travail 2, un démonstrateur physique pour un système énergétique à base d'hydrogène a été mis en place à l'université de Karlsruhe (HKA). L'objectif était de tester et d'analyser dans la pratique la production, le stockage et l'utilisation d'hydrogène vert pour l'approvisionnement combiné en électricité et en chaleur.

Le démonstrateur comprend les composants principaux suivants :

- un électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM) pour la production d'hydrogène à partir d'électricité renouvelable,
- un compresseur avec réservoir haute pression,
- ainsi qu'une centrale de cogénération modifiée pour fonctionner avec H₂.

Les composants ont été reliés entre eux sur le plan hydraulique et technique. Toutes les grandeurs principales telles que la puissance électrique, les quantités de chaleur, les valeurs de pression et de débit sont mesurées en continu. La structure physique du système est représentée dans la Figure II 1.

Compresseur d'hydrogène & stockage d'hydrogène



Électrolyseur PEM



Cogénérateur à moteur à gaz

Figure II-1: Structure de l'unité de démonstration à KIT (PEM : membrane échangeuse de protons ; BHKW : centrale de cogénération).

Tableau II-1: Spécifications techniques de l'électrolyseur à membrane échangeuse de protons (PEM).

Électrolyseur PEM Sylatech GmbH	
Puissance nominale	1,9 kW
Taux de production d'hydrogène (mètres cubes normaux)	0,3 Nm ³ /h
Pureté de l'hydrogène	99,99 %
Pression nominale	3 – 10 bar

L'hydrogène produit est stocké dans un réservoir haute pression d'un volume de 1 200 litres, ce qui correspond à environ 300 mètres cubes normaux (Nm³) d'hydrogène. Ce volume de stockage a été utilisé dans le laboratoire réel pour alimenter la centrale de cogénération et a également servi de référence pour la conception de scénarios de stockage dans le modèle de simulation numérique.

Une représentation schématique de la structure interne de l'électrolyseur est documentée dans l'annexe 1.

Développement d'un modèle de simulation numérique

Sur la base de la structure technique du laboratoire réel, un modèle de simulation dynamique a été développé, qui fait office de jumeau numérique. La modélisation a été réalisée à partir des composants dans OpenModelica et reproduit les interactions entre l'électrolyseur, le stockage d'hydrogène et la centrale de cogénération dans des conditions proches de la réalité. II.2.2. Elle a été complétée par des modèles pour les consommateurs électriques, les charges thermiques et les influences environnementales telles que la température extérieure et le rayonnement solaire.

Le modèle du système simule à la fois les flux d'énergie électrique et thermique ainsi que le cycle de l'hydrogène. La structure et l'interaction des différents composants du modèle sont illustrées dans l'Figure II-2. Le modèle de simulation est encapsulé dans un paquet qui organise les modèles définis par l'utilisateur en classes. Cette structure améliore la clarté et la compréhensibilité de l'outil de simulation, qui est divisé en trois sous-paquets : le système électrique (qui comprend le système photovoltaïque, l'éolienne et le système de stockage par batterie), le système de chauffage (cogénération, pompe à chaleur et accumulateur de chaleur) et le système à hydrogène. Les sous-paquets CO₂ et coûts se trouvent dans le bloc Résultats. Celui-ci résume les résultats centraux de tous les autres blocs et les extrait à l'aide de méthodes de programmation orientées objet, sans influencer le calcul proprement dit, de sorte qu'aucune connexion explicite n'est nécessaire. Tous les sous-paquets sont décrits plus en détail dans le présent chapitre. Les approches de modélisation physique sont décrites en détail dans (Florian Beerlage, René Behmann et Lukas Stahl, 2023 ; Florian Beerlage, 2024).

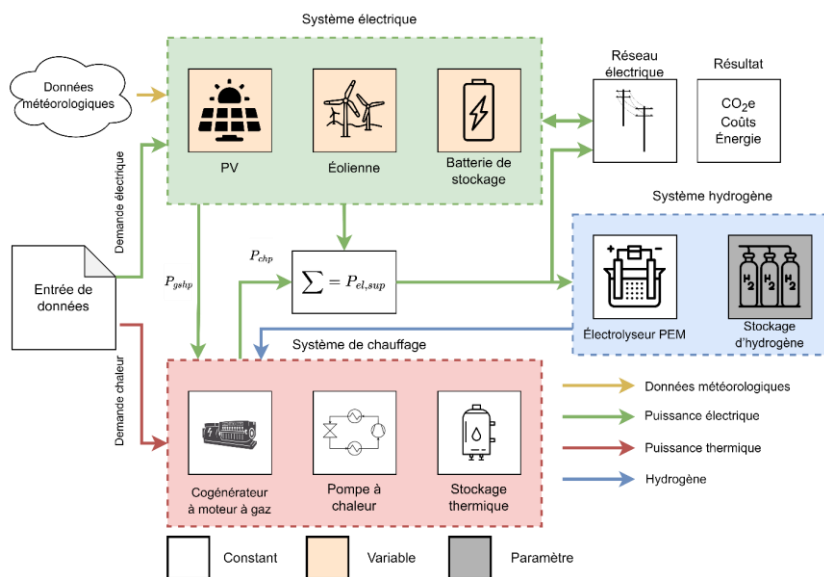


Figure II-2 : représentation schématique du modèle de simulation (PV : photovoltaïque ; WKA : éolienne ; P : puissance ; Sup : anglais Supply ; GSHP : anglais Ground Source Heat Pump ; CHP/BHKW : centrale de cogénération ; H₂ : hydrogène ; CO₂e : équivalent dioxyde de carbone)

Pour la simulation des processus électriques, un modèle de réseau a été intégré, qui reproduit le comportement de charge, l'alimentation par la centrale de cogénération ainsi que les pertes et les répercussions sur le réseau. Le sous-système électrique comprend également une installation photovoltaïque, une éolienne et un accumulateur à batterie. Une représentation graphique est disponible à la Figure II-3.

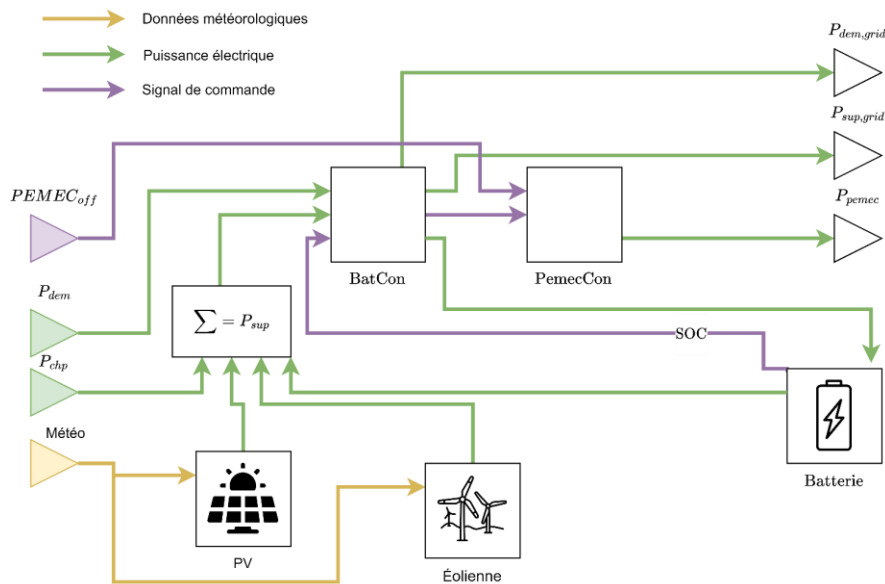


Figure II-3: schéma du système électrique
 (Dem : anglais Demand ; BatCon : anglais Battery Controller ; PemecCon : anglais PEM-Controller ;
 Sup : anglais Versorgung ; grid : anglais Netz ; PemEc : électrolyseur à membrane échangeuse de
 protons ; P : puissance ; CHP : bloc de cogénération ())

Afin de faciliter l'utilisation, une interface utilisateur graphique (GUI) a été développée en Python. Elle permet d'ajuster les paramètres d'entrée centraux sans connaissances en programmation et de lancer des simulations. Les variables suivantes peuvent être définies de manière interactive par l'utilisateur :

- Profils de consommation énergétique (électricité et chaleur),
- Données météorologiques (température extérieure, rayonnement solaire),
- Dimensionnement technique des composants,
- Sélection des stratégies de contrôle (par exemple : logiques de mise en marche pour la centrale de cogénération ou priorisation du chargement du stockage).

Les sections suivantes décrivent les sous-systèmes centraux avec leurs stratégies de contrôle respectives.

Stockage par batterie

Le système de batterie est régulé par un bloc de commande qui alterne entre les modes de fonctionnement chargement, déchargement et veille. La logique tient compte, entre autres, de

Électrolyseur PEM

Systeme de chauffage

Le schéma illustre l'architecture d'un système de production d'énergie hybride. Les entrées sont les données météorologiques (jaune), la puissance électrique (vert), la puissance thermique (rouge), l'hydrogène (bleu) et le signal de commande (CHP_{off} , violet). Le système est composé de quatre unités de production : un cogénérateur à moteur à gaz, un stockage thermique, un PAC (Pompe à Chaleur) et un solaire thermique. Ces unités sont interconnectées par un réseau de flux de puissance et de signal. Les sorties du système sont le débit massique d'hydrogène ($\dot{m}_{H_2,den}$), la puissance de la cogénération ($P_{chp,sup}$) et la puissance du chauffage par pompe à chaleur ($P_{hp,dem}$). Le signal de commande (CHP_{off}) agit sur le cogénérateur et le PAC. La puissance électrique (vert) est fournie au stockage thermique et au PAC. La puissance thermique (rouge) est fournie au cogénérateur, au stockage thermique et au PAC. L'hydrogène (bleu) est fourni au cogénérateur. Le signal de commande (CHP_{off}) est fourni au cogénérateur et au PAC. Le débit massique d'hydrogène ($\dot{m}_{H_2,den}$) est fourni au cogénérateur. La puissance de la cogénération ($P_{chp,sup}$) est fournie au stockage thermique et au PAC. La puissance du chauffage par pompe à chaleur ($P_{hp,dem}$) est fournie au stockage thermique et au PAC.

29

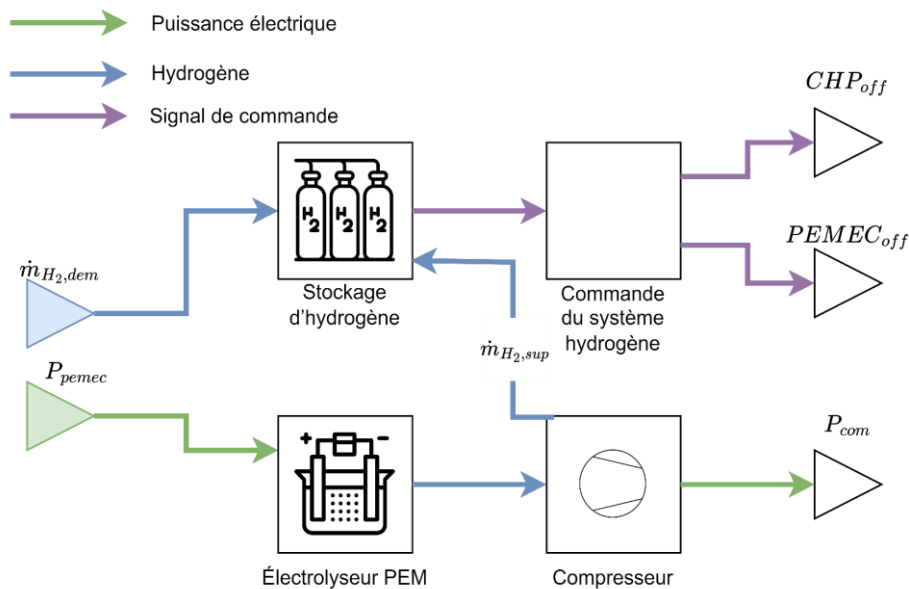


Figure II-5: représentation schématique du système hydrogène
(H₂ : hydrogène ; Dem : demande ; PEM/PEMEC : électrolyseur à membrane échangeuse de protons ; P : puissance ; Sup : approvisionnement ; Com : compresseur).

Grâce à sa structure modulaire, sa couche d'entrée centrale et son interface fonctionnelle, cet outil de simulation est adapté aux analyses pratiques. L'intégration directe des données de consommation réelles de la ville d'Offenburg permet d'évaluer concrètement des scénarios d'utilisation des systèmes énergétiques communaux utilisant la technologie de l'hydrogène.

Le modèle de simulation développé est accessible au public et peut être téléchargé soit via le référentiel GitHub **IKKUengine**, soit sous forme de fichier ZIP. Des instructions détaillées d'installation et d'utilisation sont disponibles en annexe (annexe 5).

II.2.3.

Base de données : profils de charge et infrastructure de surveillance de la ville d'Offenburg

Pour le développement et la validation du modèle de simulation, la ville d'Offenburg a fourni les données de consommation réelles de cinq bâtiments communaux. Les jeux de données comprennent les valeurs de consommation d'électricité et de chaleur de l'année 2019 avec une résolution temporelle de 15 minutes. Les bâtiments sélectionnés – école primaire, crèche, caserne de pompiers, salle de sport et bâtiment administratif – représentent différents types d'utilisation et permettent ainsi d'évaluer le modèle dans différents scénarios d'application communaux.

Les profils de charge ont été intégrés dans le modèle OpenModelica et ont servi de base aux analyses de scénarios. Leur intégration a été réalisée à l'aide d'un script Python spécialement développé, qui a transféré automatiquement la structure des données.

Le Tableau II.2 suivant montre la consommation annuelle totale d'électricité et de chaleur dans les bâtiments étudiés. Ces valeurs définissent la quantité d'énergie à couvrir dans la simulation et servent de base de calcul pour les composants du système.

Tableau II-2: Consommation annuelle d'électricité et de chaleur des bâtiments étudiés (2019)

Bâtiment	Consommation d'électricité (MWh)	Consommation de chaleur (MWh)
Crèche	19	57
Bâtiment administratif	132	237
Salle de sport	32	135
École primaire	62	125
Pompiers	10	30
Total	256	584

Parallèlement à sa participation au projet CO₂InnO, la ville d'Offenburg a lancé un vaste processus de modernisation de son infrastructure de mesure et de collecte de données. L'objectif était de remplacer une technologie obsolète par un système hybride pérenne, répondant à la fois aux exigences de la gestion énergétique communale et aux tâches futures telles que le bilan carbone ou l'intégration des énergies renouvelables.

Le nouveau système combine la technologie M-Bus câblée avec la communication sans fil LoRaWAN, permettant ainsi une collecte flexible et continue des flux d'énergie toutes les 15 minutes. Au total, 30 bâtiments publics ont été connectés avec succès dans le cadre du projet. Une fois le projet terminé, il est prévu de l'étendre à l'ensemble du parc immobilier municipal. Les données collectées sont affichées de manière centralisée sur la plateforme de visualisation municipale et sont accessibles au public à l'adresse suivante :

II.2.4. <https://offenburg.mondas.io/>

Justification de la méthodologie de simulation

Dans le cadre du lot de travail 2, une approche basée sur la simulation a été suivie afin d'analyser différentes configurations et stratégies d'exploitation d'un système énergétique avec stockage d'hydrogène. Cette décision a permis d'examiner en détail les relations techniques et les interactions dynamiques entre les composants dans des conditions limites variables.

Contrairement aux approches d'optimisation, qui visent généralement à déterminer les conceptions de systèmes idéales sur le plan économique ou écologique, la simulation permet une analyse différenciée de scénarios concrets, de stratégies de régulation et de décisions techniques. Cette approche est particulièrement adaptée aux systèmes énergétiques complexes présentant de nombreux degrés de liberté, comme c'est le cas lors de l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage d'énergie.

Une optimisation systématique des émissions de CO₂ par rapport aux coûts d'investissement n'était pas prévue dans la demande de projet initiale et n'a donc pas été mise en œuvre dans

le cadre du lot de travail. Au cours du projet, la ville d'Offenburg a toutefois exprimé le souhait de disposer d'un tel outil afin de pouvoir comparer les économies potentielles sur le plan écologique aux dépenses économiques. Pour des raisons méthodologiques et liées au droit des subventions, cette exigence n'a pas pu être intégrée a posteriori.

II.3. Résultats

Résultats du laboratoire réel

Au cours de la phase expérimentale du projet, des tests individuels ont été effectués sur la centrale de cogénération modifiée et sur l'électrolyseur PEM, deux composants centraux du système énergétique à base d'hydrogène. L'intégration initialement prévue du système complet avec l'unité de compression n'a pas pu être réalisée en raison de problèmes techniques et de retards de livraison.

Résultats d'exploitation de la centrale de cogénération compatible avec l'hydrogène

L'étude a porté sur l'impact de différentes proportions d'hydrogène dans le mélange combustible sur le comportement opérationnel du moteur de la centrale de cogénération. Comme prévu, les émissions de CO₂ diminuent à mesure que la proportion d'hydrogène augmente, car la combustion de H₂ ne libère pas de carbone.

De plus, des paramètres tels que la puissance, le rendement et les émissions de NO_x ont été étudiés (Figure II.6). À cet effet, les configurations se distinguent comme suit :

- Config. 1 : moteur de série fonctionnant au gaz naturel.
- Config. 2 : mélange d'hydrogène jusqu'à 25 % en volume et recirculation des gaz d'échappement.
- Config. 3 : le cylindre 1 fonctionne à 100 % à l'hydrogène et ses gaz d'échappement sont recyclés dans les trois autres cylindres.

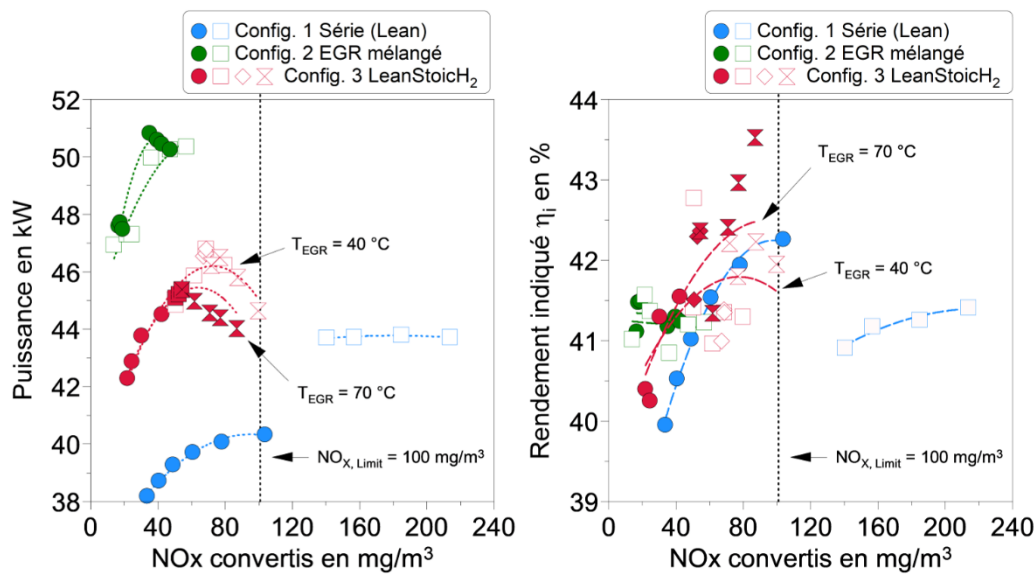


Figure II-6: Comparaison de la puissance, du rendement et des émissions de NOX du moteur de la centrale de cogénération fonctionnant au gaz naturel et à l'hydrogène (Config. : configuration ; EGR : recirculation des gaz d'échappement ; Ind. : indiqué ; T : température).

Les configurations présentées montrent les effets de différents mélanges d'hydrogène et stratégies EGR (Exhaust Gas Recirculation/Recirculation des gaz d'échappement) sur la puissance et le rendement du moteur. La configuration 1 (bleu) sert de référence pour le fonctionnement au gaz naturel pur. La configuration 3 (rouge) permet d'obtenir un rendement nettement supérieur et une puissance accrue tout en réduisant les émissions de NO_x à un niveau. La ligne verticale marque la valeur limite des émissions de NO_x de 100 mg/m^3 .

Les résultats montrent :

- Une augmentation des performances pouvant atteindre 33 % par rapport au fonctionnement au gaz naturel,
- Augmentation du rendement thermique d'environ 4,8 points de pourcentage,
- Une réduction significative des émissions de NO_x .

Un fonctionnement à 100 % à l'hydrogène n'a pas été mis en œuvre, mais serait en principe techniquement possible selon le banc d'essai. Une analyse approfondie est documentée dans Pöhlmann et al. (2024).

Caractérisation de l'électrolyseur PEM

Afin d'évaluer l'électrolyseur PEM, de nombreuses séries de mesures ont été effectuées dans différentes conditions de fonctionnement. Des appareils de mesure du courant et de la tension, un enregistreur de données et un capteur de débit d'hydrogène ont été utilisés à cet effet. Les tests ont permis de déterminer des paramètres clés tels que la densité de courant, la tension des cellules, le taux de production d'hydrogène et divers indicateurs d'efficacité. Un aperçu des courbes caractéristiques correspondantes figure en annexe (annexes 6 à 8).

La comparaison des rendements en fonction de la puissance absorbée (Figure II-7) est particulièrement intéressante. L'évaluation montre clairement qu'un niveau de puissance d'environ 25 % pour tous les indicateurs d'efficacité (rendement de Faraday, rendement de tension, rendement des cellules, rendement global) représente le point de fonctionnement optimal sur le plan énergétique. Cette conclusion fournit une orientation pratique pour la conception ultérieure du système et la validation du modèle.

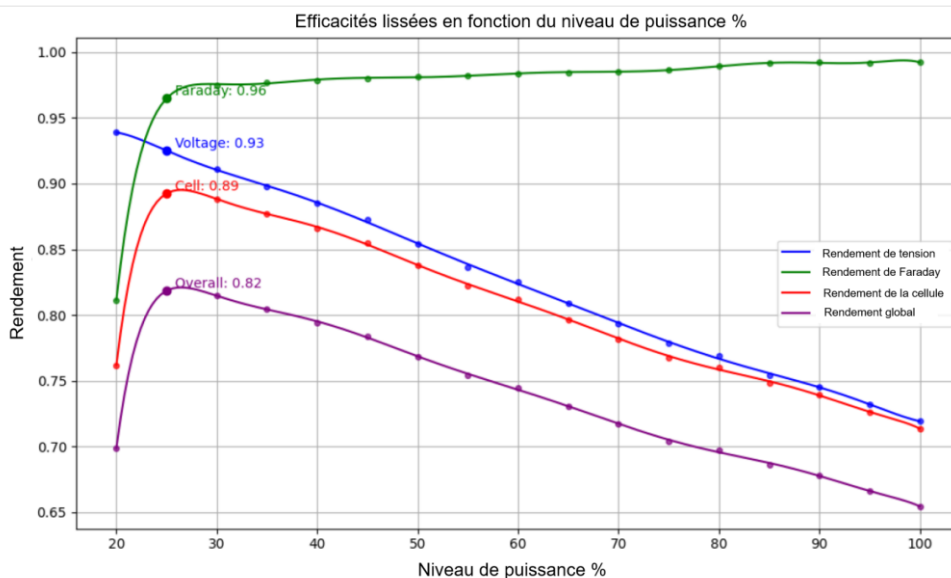


Figure II-7: courbe caractéristique de rendement de l'électrolyseur PEM.

II.3.2.

Résultats de la simulation

Sur la base des profils de consommation horaires de cinq bâtiments publics de la ville d'Offenburg (voir section II.2.3), le modèle de simulation développé a été utilisé pour analyser les configurations possibles d'un système énergétique décentralisé basé sur l'hydrogène. L'objectif était d'évaluer le potentiel de réduction des émissions de CO_2e ainsi que la durée de vie technique du système dans des conditions proches de la réalité. Les émissions de CO_2e , ou équivalents de dioxyde de carbone, sont une unité de mesure utilisée pour comparer les effets de différents gaz à effet de serre sur le climat.

L'architecture du système étudié comprend :

- une centrale de cogénération fonctionnant à l'hydrogène,
- une installation photovoltaïque (PV),
- un électrolyseur PEM de 500 kW,
- un réservoir d'hydrogène (pression : 80 bars sur la base d'une unité de démonstration),
- un accumulateur à batterie (500 kWh),
- une pompe à chaleur (HP) pour couvrir les pics de demande.

Le système a été conçu de manière à ce que la centrale de cogénération couvre la charge thermique de base, tandis que la pompe à chaleur sert de générateur de chaleur supplémentaire. Cette combinaison doit permettre de couvrir autant que possible les besoins en chaleur à partir de sources non fossiles, tout en augmentant la flexibilité d'exploitation.

Le dimensionnement de la centrale de cogénération à chaleur a été effectué sur la base de la courbe de charge annuelle triée par ordre décroissant. La littérature spécialisée recommande de couvrir entre 5 000 et 6 000 heures à pleine charge, soit 10 % à 30 % des besoins annuels en chaleur, avec une centrale de cogénération (Lewicki, 2013 ; Sokratherm GmbH, sans date). Pour les bâtiments considérés, un objectif de 4 000 heures à pleine charge, soit environ 15 %, a été choisi en raison de la faible demande en eau chaude et de la charge de chauffage réduite en été.

Le modèle MAH 33.3 TI 311A de la société MAMOTEC a été choisi comme référence pour les simulations. Il s'agit d'une centrale de cogénération à hydrogène disponible dans le commerce, d'une puissance électrique de 38 kW, d'une puissance thermique de 53,7 kW et d'un rendement global de 85,7 % (voir Tableau II-3).

(P : puissance ; el : électrique ; th : thermique ; total : total).

Tableau II-3: Caractéristiques techniques de la centrale de cogénération à hydrogène MAH 33.3 TI 311A

	MAH 33.3 TI 311A
carburant	hydrogène
P_{el}	38 kW
P_{th}	53,7 kW
η_{el}	35,5%
η_{th}	50,2%
η_{total}	85,7%

Le dimensionnement choisi pour la centrale de cogénération reflète une stratégie délibérée visant à couvrir uniquement la charge thermique de base des bâtiments considérés. Cette approche repose sur des principes énergétiques établis, selon lesquels les petites centrales de cogénération sont plus efficaces sur le plan économique lorsqu'elles fonctionnent pendant de longues périodes. Une centrale de cogénération de plus grande taille couvrirait certes une plus grande partie de la charge thermique, mais elle serait moins souvent utilisée et donc moins bien exploitée. À cela s'ajoute le fait que la production d'hydrogène entraîne des coûts d'investissement et d'exploitation élevés. Une petite centrale de cogénération réduit les besoins en hydrogène et permet une meilleure intégration dans un système énergétique hybride, dans lequel les pics de charge sont couverts de manière flexible par une pompe à chaleur. Cela permet d'obtenir à la fois une efficacité accrue et une meilleure contrôlabilité de l'ensemble du système.

Avant d'analyser différentes tailles de stockage, le dimensionnement optimal de l'électrolyseur PEM a été déterminé. Plusieurs tests ont montré qu'une puissance de 500 kW permettait une production d'hydrogène régulière et favorisait un nombre élevé d'heures à pleine charge de la centrale de cogénération. Pour la production d'électricité, des combinaisons d'installations photovoltaïques et d'éoliennes ont été prises en compte. Les principales caractéristiques de configuration des scénarios simulés sont résumées dans le Tableau II-4 .

Tableau II-4: : dimensionnement et composants des systèmes énergétiques décentralisés avec la centrale de cogénération MAH 33.3 TI 311A
(BHKW : centrale de cogénération ; PV : photovoltaïque ; BAT : stockage par batterie ; WKA : éolienne ; HP : pompe à chaleur).

Scénario	avec PV	avec PV et WKA
BHKW	38 kWel , 53,7 kWth	
PV	1,8 MWp	0,9 MWp
BAT	500 kWh	
WKA	-	0,5 MWp
HP	197 kW	

Afin d'optimiser l'utilisation des ressources, la centrale de cogénération a été exploitée dans le modèle de simulation avec une stratégie de modulation. Cette décision s'appuie sur des études antérieures (Florian Beerlage, 2024) qui ont montrées qu'une centrale de cogénération modulée nécessite environ 900 kg d'hydrogène de moins par an qu'une centrale fixe (13 700 kg) à condition que l'hydrogène soit disponible en continu. Cette économie s'accompagne toutefois d'une légère baisse du rendement et d'une couverture thermique moindre (56 % contre 59 %). En raison du coût élevé de la production d'hydrogène, le mode de fonctionnement modulé a néanmoins été privilégié.

La structure de ce scénario est présentée dans la Figure II-2 . Les blocs orange représentent les combinaisons de variations étudiées, le bloc gris indique le paramètre pour le balayage (variation des paramètres) et les blocs blancs représentent les constantes pendant les cycles. Six scénarios ont été simulés pour évaluer la réduction des émissions. Un facteur d'émission de CO₂e de 66 g/kWh a été supposé pour l'électricité achetée au réseau, ce qui correspond à la valeur moyenne pour l'électricité verte allemande. Les simulations montrent que la combinaison de l'énergie photovoltaïque, de l'énergie éolienne et du stockage par batterie permet de réduire considérablement les émissions. En revanche, une augmentation supplémentaire du stockage d'hydrogène au-delà de 500 m³ n'apporte guère d'avantages supplémentaires en termes de réduction des émissions de CO₂e (voir Figure II-8).

Toutefois, des volumes supérieurs à 50 m³ sont déjà difficiles à réaliser du point de vue communal. Cela soulève des questions fondamentales quant à la faisabilité technique et économique de tels systèmes.

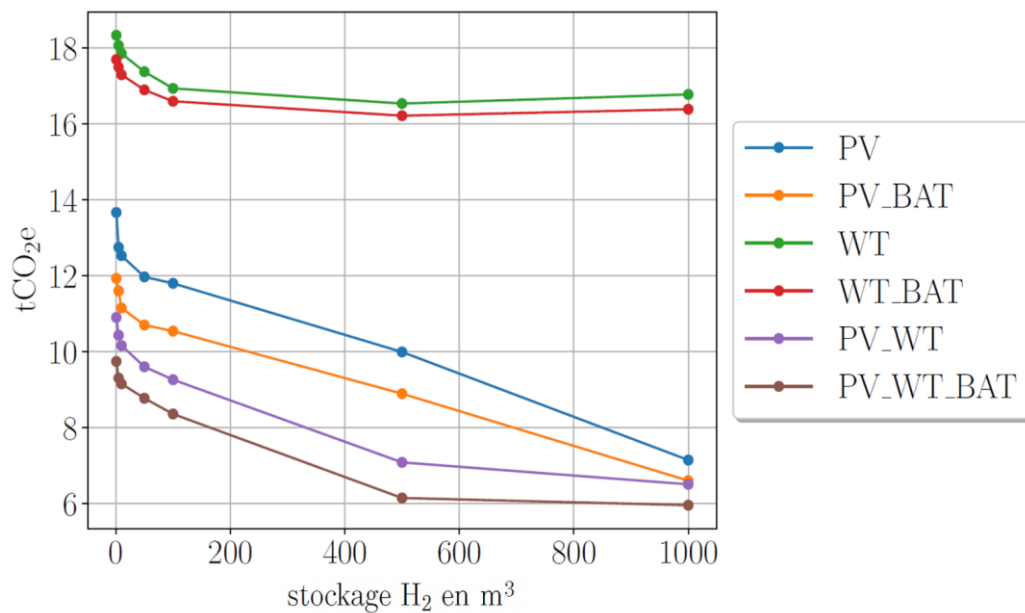


Figure II-8 : émissions de CO₂e en fonction de la taille du réservoir d'hydrogène (à 80 bars)
(CO₂e : équivalent dioxyde de carbone ; PV : photovoltaïque/installation photovoltaïque ; BAT : batterie/stockage par batterie ; WT : éolienne/installation éolienne ; H₂ : hydrogène).

En outre, les heures à pleine charge de la centrale de cogénération et la couverture thermique ont été prises en compte en fonction de la taille du réservoir (voir Figure II-9). Les scénarios avec PV atteignent des temps de fonctionnement nettement plus élevés, tandis que les scénarios purement éoliens sont limités par une production d'électricité irrégulière. Les résultats des simulations montrent que les systèmes d'approvisionnement à base d'hydrogène peuvent en principe réduire les émissions de CO₂e.

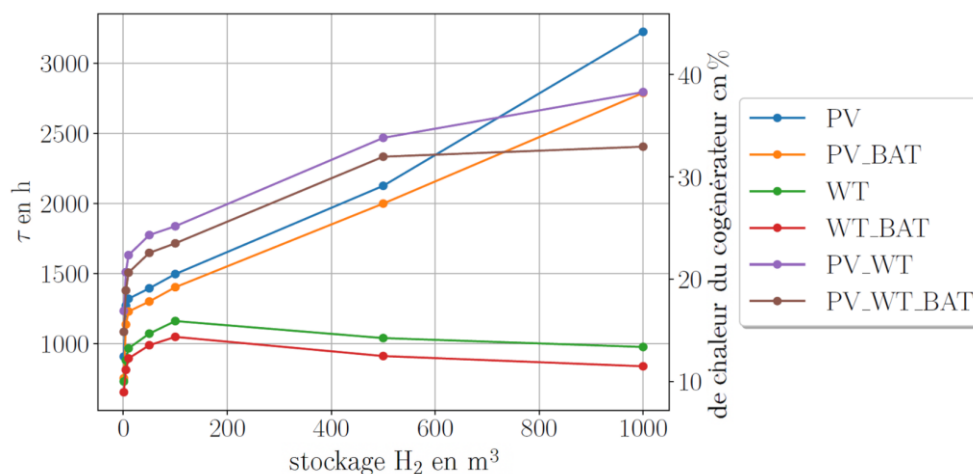


Figure II-9 : heures à pleine charge et couverture thermique de la centrale de cogénération
(CO₂e : équivalent dioxyde de carbone ; PV : photovoltaïque ; BAT : batterie ; WT : éolienne ; H₂ : hydrogène ; τ : temps).

Cependant, elles révèlent également des limites techniques évidentes, notamment en termes de besoins de stockage et de rentabilité. Une optimisation systématique tenant compte des coûts d'investissement et de la réduction des émissions de CO₂ n'a pas été réalisée dans le cadre du projet et reste un point ouvert pour des études complémentaires.

Mise en œuvre d'un système énergétique basé sur l'hydrogène au niveau communal

II.3.3, Dans le cadre du projet CO2InnO, une compréhension approfondie des exigences techniques et organisationnelles liées à la mise en place d'un système de cogénération à hydrogène a été développée. Il en résulte une feuille de route décrivant les étapes clés qu'une commune doit suivre pour planifier et mettre en œuvre avec succès un tel système.

Au début, une commune devrait effectuer une analyse détaillée des besoins énergétiques de tous les bâtiments concernés. Cela comprend à la fois la consommation d'électricité et de chaleur, idéalement sur la base de profils de charge à haute résolution temporelle. Parallèlement, il serait judicieux de recenser les infrastructures existantes, par exemple les installations photovoltaïques, les systèmes de chauffage ou les appareils de mesure. Sur cette base, des objectifs concrets peuvent être formulés, tels que la réduction des émissions de CO₂, une part plus importante d'énergies renouvelables ou une meilleure sécurité d'approvisionnement.

L'étape suivante consiste à mettre en place une infrastructure de surveillance appropriée. Comme le démontre le projet CO2InnO, les systèmes hybrides combinant le M-Bus câblé et la technologie sans fil LoRaWAN sont idéaux pour assurer la collecte continue de données dans les bâtiments municipaux. Ces données constituent la base de la simulation de configurations système potentielles.

Un élément central du projet était le développement d'un modèle de simulation numérique qui traite les données de consommation réelles et représente différents scénarios. Les communes peuvent utiliser ce modèle accessible au public pour tester différentes combinaisons de centrales de cogénération, d'électrolyseurs, de systèmes de stockage et de pompes à chaleur en termes d'adéquation technique et écologique. Différentes stratégies de contrôle ou variantes d'extension peuvent également être prises en compte.

Sur la base des résultats de la simulation, les technologies appropriées sont ensuite sélectionnées et les différents composants dimensionnés. La pratique a montré qu'un mode de fonctionnement de la centrale de cogénération basé sur la chaleur, combiné à une pompe à chaleur complémentaire, offre une grande flexibilité. La taille du réservoir de stockage d'hydrogène est un facteur critique : du point de vue de nombreuses communes, des réservoirs de plus de 50 m³ à 80 bars sont difficiles à réaliser. Il faut en tenir compte lors de la conception du système global.

Dès qu'un concept technique est disponible, la mise en œuvre de la planification commence. Cela comprend le choix d'un site approprié, en raison de la taille critique du réservoir H₂, la coordination avec les autorités, l'obtention des autorisations nécessaires et l'examen des aspects liés à la sécurité. Parallèlement, il convient de réaliser une première analyse de rentabilité, dans laquelle les coûts d'investissement et d'exploitation sont comparés aux économies de CO₂ attendues. Les subventions au niveau régional, fédéral ou européen peuvent jouer un rôle important à cet égard.

La mise en œuvre comprend enfin l'appel d'offres, l'installation et la mise en service des composants du système ainsi que la formation du personnel. Même après le démarrage de l'exploitation, une surveillance continue est nécessaire afin d'optimiser le flux d'énergie et de détecter à temps d'éventuels écarts.

Dans l'ensemble, il apparaît que la mise en place d'un système de cogénération à hydrogène, bien que soumise à des exigences considérables, peut être bien structurée et accompagnée de manière efficace grâce à des outils de planification et de simulation numériques.

Évaluation du point de vue communal

II.3.4 Du point de vue de la ville d'Offenbourg, le projet CO2InnO fournit des informations précieuses sur la faisabilité technique et les limites des systèmes d'approvisionnement à base d'hydrogène dans le contexte communal. Les simulations basées sur des profils de consommation réels permettent une évaluation pratique des différentes architectures de systèmes et de leur potentiel de réduction des émissions de CO₂e.

Il convient de souligner en particulier le réalisme du modèle et la transparence des hypothèses retenues. La combinaison d'une centrale de cogénération, d'un électrolyseur PEM, d'installations photovoltaïques et éoliennes ainsi que d'une pompe à chaleur démontre une grande flexibilité technique. Les résultats de la simulation confirment que l'utilisation ciblée d'énergies renouvelables et de stratégies d'exploitation modulées permet de réduire considérablement les émissions.

Dans le même temps, les résultats montrent également des limites claires : les tailles de stockage nécessaires pour un approvisionnement tout au long de l'année, en particulier pour l'hydrogène, sont difficiles à réaliser du point de vue communal. Des volumes supérieurs à 50 m³ à une pression de 80 bars imposent déjà des exigences élevées en matière de sécurité, de coûts et d'espace. Même avec des stratégies d'exploitation optimisées, la viabilité économique de tels systèmes reste discutable. La modulation permet certes de réduire la consommation d'hydrogène, mais cela se fait au détriment de la couverture thermique.

Un autre point concerne la configuration choisie pour le système : l'utilisation parallèle d'une centrale de cogénération et d'une pompe à chaleur augmente la complexité du système et soulève des questions quant à l'efficacité des ressources. Avant toute mise en œuvre, il

conviendrait d'examiner si des concepts alternatifs, tels qu'un approvisionnement en chaleur purement électrique avec stockage thermique, seraient plus économiques et plus robustes.

Il faut également tenir compte du fait que certains bâtiments communaux d'Offenbourg ont déjà fait l'objet d'une rénovation énergétique. Cela réduit certes les besoins en chaleur, mais il faut s'attendre à ce que les profils de charge changent globalement, non seulement en termes de niveau, mais aussi en termes de durée. Cela est notamment dû aux nouvelles technologies de fourniture de chaleur et de ventilation qui sont mises en œuvre dans le cadre de la rénovation. La ville d'Offenbourg est actuellement en phase de mise en service et de collecte de données pour ces bâtiments. La modélisation future de ces effets constitue un projet de recherche important afin de préciser davantage la planification du système.

Enfin, une optimisation systématique tenant compte des coûts d'investissement, des coûts d'exploitation et du potentiel de réduction des émissions de CO₂ aurait permis aux acteurs municipaux de prendre des décisions plus éclairées. Cet aspect n'a pas été abordé dans le projet, mais reste très important pour des études plus approfondies.

Dans l'ensemble, malgré les limites mentionnées, le projet offre une base technique solide pour la poursuite de la recherche et la planification stratégique d'un approvisionnement énergétique respectueux du climat au niveau communal.

II.3.5. **Utilisation de l'interface utilisateur graphique**

Afin de simplifier l'utilisation du modèle de simulation développé, une interface utilisateur graphique (GUI) a été mise en place dans le langage de programmation Python. L'objectif était notamment de permettre aux acteurs communaux sans connaissances en programmation d'analyser différentes configurations de systèmes et de simuler leurs effets sur les émissions et les flux énergétiques. La GUI offre ainsi un accès facile à l'utilisation du jumeau numérique.

L'interface est divisée en trois zones de saisie interactives :

1. Saisie des données du modèle (par exemple : profils de consommation),
3. Définition des paramètres du système (par exemple : dimensionnement des différents composants),
2. Définition des conditions de simulation (par exemple : périodes ou stratégies de régulation).

Un premier aperçu de l'interface utilisateur est présenté dans la Figure II-10.

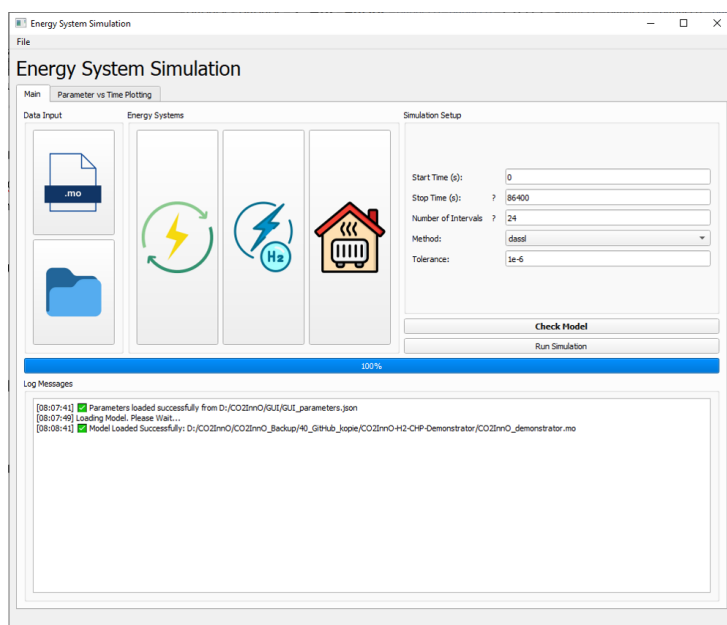


Figure II-9: le tableau de bord de l'interface utilisateur

Pour une analyse plus détaillée, l'interface graphique offre un traceur de résultats intégré qui permet de représenter graphiquement les données calculées et de les évaluer directement. Cela comprend à la fois les bilans énergétiques et l'évolution dans le temps des émissions de CO₂, des niveaux de stockage et des modes de fonctionnement.

Une notice d'installation et d'utilisation détaillée pour l'utilisation de l'interface graphique est jointe en annexe.

II.4. Problèmes et défis

Au début du projet, il était prévu que la centrale de cogénération, en tant que composant central, fournisse la quantité d'énergie nécessaire. L'accent a donc d'abord été mis sur la couverture de la charge thermique de base par la centrale de cogénération.

Une évolution du modèle de simulation visant à examiner plus précisément la couverture des pics de charge thermique par la centrale de cogénération avait été envisagée, mais n'a finalement pas été mise en œuvre au cours du projet. Cela s'explique principalement par le temps considérable nécessaire à la programmation et par la complexité supplémentaire du modèle, en particulier dans le contexte d'un manque de soutien technique de l'environnement Modelica. Compte tenu du calendrier du projet, il a été décidé de ne pas poursuivre cette extension. Cette approche sera plutôt envisagée dans le cadre d'un éventuel projet ultérieur.

Au cours du projet, plusieurs séries d'échanges entre les partenaires ont permis de discuter de considérations plus approfondies afin de donner au projet une orientation plus pratique, en plus de sa profondeur technique. L'objectif était de créer des bases décisionnelles réalistes pour les acteurs municipaux, en tenant compte des budgets limités et des objectifs ambitieux en matière de neutralité climatique d'ici 2035.

C'est ainsi qu'est née, entre autres, l'idée de compléter le modèle de simulation développé par une perspective d'optimisation. Au lieu de simuler uniquement des scénarios individuels, il aurait été envisageable de comparer automatiquement différents systèmes d'énergie verte à l'aide de méthodes mathématiques, par exemple en termes de coûts d'investissement et de potentiel de réduction des émissions de CO₂. Une telle approche aurait contribué à mieux classer la pertinence des systèmes basés sur l'hydrogène, notamment par rapport à d'autres technologies décentralisées.

Une comparaison directe avec des concepts alternatifs, tels que l'approvisionnement en chaleur purement électrique, n'était pas prévue dans le cadre du projet. L'accent a été mis sur l'étude d'un concept de cogénération décentralisée. Une telle comparaison aurait nécessité une extension complète du modèle de simulation, ce qui aurait également demandé beaucoup de temps. Pour ces raisons, elle n'a pas été réalisée.

La mise en œuvre de cette idée n'était toutefois pas possible dans le cadre du calendrier du projet et n'était pas non plus explicitement prévue dans la demande de projet initiale. Néanmoins, le consortium a reconnu la pertinence de ce sujet, qui reste un point de départ pour de futures recherches. Au niveau communal en particulier, il est nécessaire de disposer d'outils qui fournissent non seulement des résultats scientifiquement fondés, mais qui permettent également une évaluation pratique des critères économiques et écologiques.

En outre, en raison de la complexité de la programmation, il n'a pas été possible dans un premier temps d'intégrer le cadre juridique dans l'outil de simulation. Cela reste également un point de départ pour un éventuel projet de suivi.

En outre, l'utilisation de l'interface graphique a révélé certains défis techniques, notamment lors de l'installation des bibliothèques open source nécessaires. Bien que les solutions open source offrent de grands avantages en termes de transparence et de gratuité, leur utilisation nécessite parfois des connaissances techniques préalables et une documentation minutieuse. L'interface graphique développée remplit son objectif et offre un moyen accessible de réaliser et de visualiser des simulations, en particulier pour les utilisateurs techniquement avertis. Une évolution vers une solution web encore plus facile d'accès serait une prochaine étape judicieuse pour promouvoir l'utilisation communale.

II.5. Écarts par rapport au plan du projet

Aucun compteur intelligent n'a été mis en place dans le cadre du projet, car le banc d'essai de la centrale de cogénération a été spécialement conçu à des fins de recherche en tant qu'unité individuelle. Au lieu d'un générateur, la centrale de cogénération était couplée à un frein à courant de Foucault, de sorte qu'aucune énergie électrique ne pouvait être injectée ou mesurée directement. Cependant, la puissance mécanique produite a pu être déterminée

mathématiquement à partir des données de mesure du frein. La chaleur générée lors de la combustion a été analysée à partir de mesures de température des gaz d'échappement.

L'étude initialement prévue dans le cadre du projet sur l'interaction entre le moteur de la centrale de cogénération, l'électrolyseur et l'unité de compression n'a pas pu être réalisée au cours du projet. Cela s'explique par des retards de livraison, des problèmes de personnel et des problèmes techniques chez le fournisseur de l'unité de compression. En raison de l'absence de composants, il n'a pas été possible de réaliser les tests système et les analyses de fonctionnement prévus dans le cadre du projet. Les études se sont donc limitées à des tests isolés des différents composants, en particulier du moteur de la centrale de cogénération et de l'électrolyseur. Pour un fonctionnement combiné futur, l'unité de compression – ou l'unité de stockage correspondante – devrait être physiquement adaptée ou mise à l'échelle aux exigences spécifiques de la production et de la consommation d'hydrogène. C'est la seule façon de garantir un fonctionnement efficace et sûr du système.

II.6. Perspectives

Les modèles et outils de simulation développés dans le cadre du projet montrent que les centrales de cogénération à hydrogène peuvent en principe être intégrées dans les systèmes énergétiques municipaux et contribuer à réduire les émissions de CO₂e. Dans le même temps, il est apparu clairement que des études approfondies sont encore nécessaires pour évaluer de manière fiable la faisabilité pratique, notamment en ce qui concerne les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et l'évolutivité de ces systèmes dans des conditions réelles.

Du point de vue des acteurs communaux, il existe donc un besoin évident de recherche afin de pouvoir comparer systématiquement différents systèmes énergétiques verts à l'aide de modèles d'optimisation. L'objectif est d'identifier des solutions techniquement réalistes qui permettent de réduire au maximum les émissions de CO₂ tout en tenant compte des budgets disponibles.

Une prochaine étape pourrait consister à étendre l'environnement de simulation existant à l'aide de méthodes d'intelligence artificielle. Cela permettrait de créer une plateforme de planification fonctionnelle grâce à laquelle les décideurs communaux pourraient modéliser et évaluer des scénarios et les adapter à des cas d'application concrets, par exemple en lien avec l'infrastructure de recharge pour les véhicules électriques ou la combinaison de différentes sources d'énergie renouvelables. Cela permettrait de concevoir des projets énergétiques futurs de manière holistique et de les mettre en œuvre de manière pratique.