



Berne, le 2 décembre 2022

---

# **Stratégie d'avenir pour le couplage chaleur-force**

Rapport du Conseil fédéral  
en réponse au postulat 20.3000 de la  
Commission de l'environnement, de  
l'aménagement du territoire et de l'énergie CN  
du 14 janvier 2020

---



## Sommaire

<b>1</b>	<b>Condensé</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Introduction</b> .....	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Conditions-cadres</b> .....	<b>4</b>
3.1	Décision du Conseil fédéral relatif à l'objectif de «zéro émission nette» et stratégie climatique à long terme .....	4
3.2	Développement de la politique énergétique et de la sécurité de l'approvisionnement en électricité .....	5
3.3	Perspectives énergétiques 2050+ .....	6
3.4	Rôle futur du gaz et de l'infrastructure gazière .....	7
3.5	Développement des réseaux de chaleur .....	7
<b>4</b>	<b>Le couplage chaleur-force en Suisse</b> .....	<b>8</b>
4.1	Technologies de couplage chaleur-force .....	8
4.2	Développement du couplage chaleur-force en Suisse .....	9
4.3	Options permettant une exploitation neutre en CO <sub>2</sub> des installations CCF .....	9
4.4	Rentabilité des différentes technologies de CCF .....	10
4.5	Pertinence du recours aux technologies CCF pour l'approvisionnement en électricité en hiver .....	15
<b>5</b>	<b>Les installations CCF dans l'approvisionnement énergétique de demain</b> .....	<b>16</b>
5.1	Enseignements tirés des Perspectives énergétiques 2050+ concernant le secteur de l'électricité .....	16
5.2	Enseignements tirés des Perspectives énergétiques 2050+ concernant le secteur de la chaleur .....	17
5.3	Le couplage chaleur-force dans les Perspectives énergétiques 2050+ .....	18
<b>6</b>	<b>Conclusions</b> .....	<b>22</b>
6.1	Transformation du système énergétique pour l'avenir .....	22
6.2	Rôle futur des installations CCF dans l'approvisionnement en électricité .....	22
<b>7</b>	<b>Modèle d'encouragement pour les installations CCF</b> .....	<b>24</b>
7.1	Points-clés d'un possible encouragement des installations CCF .....	25
<b>8</b>	<b>Réponse à d'autres questions formulées dans le postulat</b> .....	<b>28</b>
	<b>Bibliographie</b> .....	<b>30</b>
	<b>Annexe 1: description des différentes technologies CCF selon Prognos</b> .....	<b>31</b>

## 1 Condensé

En 2019, le Conseil fédéral a décidé que, dès 2050, la Suisse ne devra plus rejeter dans l'atmosphère davantage de gaz à effet de serre que ce que les réservoirs naturels et artificiels sont capables d'absorber. Cet objectif dit de «zéro émission nette» a une influence directe sur l'approvisionnement énergétique de demain. Le secteur des transports et celui du chauffage en particulier doivent remplacer les agents énergétiques fossiles qu'ils utilisent par de l'électricité renouvelable (couplage des secteurs). Cela implique de renforcer en temps opportun l'augmentation de la production d'électricité de sources renouvelables. Il faut s'assurer qu'à long terme l'approvisionnement en électricité sera également garanti durant les mois d'hiver.

Avec le postulat 20.3000 Stratégie d'avenir pour le couplage chaleur-force (CCF), la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) a chargé le Conseil fédéral d'élaborer une stratégie pour réglementer à l'avenir les installations de couplage chaleur-force (installations CCF). Il s'agit notamment d'inciter à limiter les heures annuelles de fonctionnement des installations CCF alimentées avec des énergies fossiles, de manière à ce qu'elles puissent servir d'assurance lorsque cela est absolument nécessaire pour la production d'électricité durant les mois d'hiver. Les installations CCF exploitées en mode «électricité» ne seraient dès lors exploitées que quelques heures par an, comme des centrales de réserve, et uniquement lorsque les prix de l'électricité sont très élevés ou que la situation en matière d'approvisionnement est tendue. Elles devraient donc bénéficier de subventions. Par ailleurs, la chaleur produite ne pourrait être utilisée qu'en partie, ce qui serait inefficace; notamment du fait que, pour des raisons liées à la politique climatique, ces installations devraient obligatoirement être alimentées au moyen de précieux combustibles renouvelables ou neutres sur le plan climatique. Les installations CCF alimentées avec des énergies fossiles sont soumises à la taxe sur le CO<sub>2</sub>, également pour des raisons de politique climatique. Il serait dès lors contradictoire de les faire bénéficier parallèlement de subventions.

En revanche, les installations CCF **exploitées en mode «chaleur»** et fonctionnant avec des combustibles de sources renouvelables ou climatiquement neutres peuvent fournir une précieuse contribution pour ce qui est d'assurer l'approvisionnement électrique durant le semestre d'hiver et de préserver les ressources hydrauliques. L'énergie en ruban qu'elles fournissent permet de délester la production des centrales hydroélectriques à accumulation. Intégrées à un système de chauffage à distance urbain, elles peuvent remplacer ou compléter les chaudières destinées à couvrir les charges de pointe. En outre, elles font reculer la demande en électricité en réduisant globalement l'utilisation de pompes à chaleur dans l'ensemble du système énergétique. Grâce à la chaleur qu'elles produisent, les installations CCF exploitées en mode «chaleur» permettent également de couvrir les besoins supplémentaires en chaleur pendant les froides journées d'hiver.

Le présent rapport dresse les grandes lignes d'un potentiel système d'incitation susceptible d'encourager les installations CCF exploitées en mode «chaleur» fonctionnant avec des énergies renouvelables ou climatiquement neutres. Un éventuel système d'encouragement destiné aux nouvelles installations devrait être comparé, en termes de coûts économiques, à d'autres mesures telles qu'un développement plus poussé des énergies renouvelables, en particulier celui des centrales hydroélectriques à accumulation et des centrales de réserve. Dans son message concernant la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral a déjà prévu des appels d'offres publics ouverts à toute technologie pour des capacités de stockage supplémentaires en hiver, s'il devait s'avérer, au plus tard d'ici 2030, que l'objectif d'augmentation de la production à 2 TWh à l'horizon 2040 ne pourrait pas être atteint uniquement grâce à la grande hydraulique. Un système d'encouragement anticipé des installations CCF devrait uniquement s'ajouter au système destiné à la grande hydraulique, sans lui faire concurrence. Il convient également de souligner que les installations CCF ne peuvent être utilisées que de manière restreinte en tant que centrales de réserve puisqu'elles sont généralement exploitées en mode «chaleur» et ne peuvent pas fonctionner sur appel.

## 2 Introduction

Les installations CCF produisent simultanément chaleur et électricité. Durant le semestre d'hiver, elles peuvent compenser en partie la baisse de production électrique solaire et hydraulique. Ces installations, qui s'enclenchent ou se déclenchent rapidement, sont susceptibles de contribuer à la stabilité du réseau de distribution local et, dans une certaine mesure, à la sécurité de l'approvisionnement, pour autant qu'elles disposent du combustible qui leur est nécessaire pour fonctionner.

Dans le cadre des débats parlementaires de septembre 2019 sur la révision totale de la loi sur le CO<sub>2</sub>, la chambre haute n'avait proposé aucune nouvelle mesure visant à encourager le couplage chaleur-force. En revanche, la commission de la chambre du peuple (CEATE-N) a déposé le postulat suivant le 14 janvier 2020 (20.3000 Stratégie d'avenir pour le couplage chaleur-force):

Le Conseil fédéral est chargé de présenter dans un rapport une stratégie, avec le cas échéant des variantes, pour la régulation de la cogénération chaleur-force (CCF), avec pour objectifs:

1. De permettre l'investissement afin de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement électrique hivernal.
2. D'inciter à limiter les heures annuelles de fonctionnement de ces installations avec des énergies fossiles, de manière à ce qu'elles ne fonctionnent que lorsque cela est absolument nécessaire pour l'approvisionnement électrique.
3. D'éviter le fonctionnement de ces installations lorsqu'il y a suffisamment d'électricité solaire (ou autre renouvelable).
4. De s'assurer que la chaleur soit la plupart du temps valorisée.

Le rapport examinera aussi les types d'installations optimales dans cette perspective, en terme de taille, mais aussi de type d'installation (allant du CCF à pile à combustible pour maison individuelle à la turbine à gaz connectée à un réseau de chauffage à distance).

Selon certains membres de la CEATE-N, le postulat vise à déterminer si et dans quelle mesure les installations CCF alimentées avec des énergies renouvelables pourraient bénéficier d'un encouragement à court ou moyen terme en tant qu'installations de réserve assurant la production d'électricité durant le semestre d'hiver; ceci dans un contexte où il est nécessaire de produire à la fois beaucoup de chaleur et davantage d'électricité par temps froid. En s'intégrant dans les réseaux de chaleur, les installations CCF pourraient notamment servir de solution d'assurance pour l'approvisionnement en électricité et en chaleur en hiver. En situation de pénurie, il serait alors obligatoire d'utiliser l'électricité et la chaleur produite par ces installations, même s'il fallait pour cela temporairement retirer du réseau de chaleur une autre source intégrée. Cependant, un tel modèle nécessiterait d'adapter en ce sens la législation en vigueur (loi sur le CO<sub>2</sub>, loi sur l'énergie).

Le 19 février 2020, le Conseil fédéral a proposé d'adopter le postulat.

Suite aux débats de juin 2020 relatifs à la loi sur le CO<sub>2</sub>, le Conseil national a également renoncé à d'autres mesures visant à encourager le couplage chaleur-force. Par ailleurs, durant les débats concernant la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, la CEATE-E a proposé un système d'encouragement destiné aux installations CCF partiellement alimentées avec des combustibles fossiles. Le Conseil des états a rejeté cette proposition en septembre 2022.

## 3 Conditions-cadres

### 3.1 Décision du Conseil fédéral relative à l'objectif de «zéro émission nette» et stratégie climatique à long terme

En ratifiant l'Accord de Paris (RS 0.814.012), la Suisse s'est engagée à réduire de moitié ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 1990. En 2019, le Conseil fédéral a de

plus décidé de viser la neutralité carbone à partir de 2050. À l'échelon national, la réalisation des engagements pris en ratifiant l'Accord de Paris intervient dans le cadre de la loi sur le CO<sub>2</sub>. En septembre 2020, le Parlement a adopté la révision totale de la loi sur le CO<sub>2</sub> pour la période 2021 à 2030. Cet acte comprend un objectif de réduction de 50% des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, dont 75% directement en Suisse. Toutefois, le projet a été rejeté en votation lors du référendum du 13 juin 2021. En décembre 2021, le Parlement a approuvé la prolongation de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire jusqu'à fin 2024 (initiative parlementaire (21.477 «Prolongation de l'objectif de réduction de la loi sur le CO<sub>2</sub>»). Fin décembre 2021, le Conseil fédéral a lancé la procédure de consultation pour une nouvelle révision totale de la loi sur le CO<sub>2</sub> et soumis son projet au Parlement le 16 septembre 2022.

Le 28 janvier 2021, le Conseil fédéral a par ailleurs présenté sa Stratégie climatique à long terme 2050<sup>1</sup>, qui dresse les grandes lignes de la politique climatique à l'horizon 2050 et fixe des objectifs stratégiques pour les différents secteurs. Cette stratégie repose sur l'objectif «zéro émission nette» à l'horizon 2050 visé par le Conseil fédéral.

### **3.2 Développement de la politique énergétique et de la sécurité de l'approvisionnement en électricité**

Pour atteindre l'objectif de «zéro émission nette» à l'horizon 2050, il convient d'exploiter progressivement le potentiel d'efficacité dans le domaine de la chaleur. Il faut également électrifier rapidement les secteurs des transports et du chauffage. À cet effet, il est indispensable d'augmenter la production d'électricité de source renouvelable tout en déployant des mesures spécifiques visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Le 18 juin 2021, le Conseil fédéral a présenté son message concernant la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, qui précise les modifications à apporter à la loi sur l'énergie et à la loi sur l'approvisionnement en électricité.

Le projet prévoit un développement rapide et systématique des énergies renouvelables, l'intégration de la production d'électricité renouvelable décentralisée dans le marché totalement ouvert de l'électricité, le développement d'électricité issue de la grande hydraulique d'une disponibilité assurée pendant l'hiver (2 TWh supplémentaires à l'horizon 2040) ainsi qu'une nouvelle réserve d'énergie comme assurance pour les situations imprévues à court terme. Les progrès seront suivis grâce au monitoring régulier de la Stratégie énergétique 2050 ainsi qu'à d'autres analyses: s'il devait s'avérer, au plus tard d'ici 2030, que l'objectif d'augmentation de la production de 2 TWh à l'horizon 2040 ne pourra pas être atteint uniquement grâce à la grande hydraulique, des appels d'offres publics ouverts à toute technologie seront lancés pour des capacités supplémentaires, disponibles plus rapidement que de nouvelles grandes centrales hydrauliques ou des centrales agrandies. La disponibilité de ces capacités doit être assurée et neutre sur le plan climatique. Dans ce contexte, les installations CCF fonctionnant avec des combustibles de source renouvelable pourraient également jouer un rôle.

En octobre 2021, le Parlement a adopté l'initiative parlementaire «19.443 Promouvoir les énergies renouvelables de manière uniforme. Accorder une rétribution unique également pour le biogaz, la petite hydraulique, l'éolien et la géothermie»<sup>2</sup>. Il a ainsi anticipé certains éléments du projet du Conseil fédéral. En effet, le système d'encouragement par le biais de la rétribution du courant injecté à prix coûtant (RPC) pour le biogaz, l'éolien, la petite hydraulique et la géothermie serait arrivé à échéance en 2023. La décision du Parlement permet de continuer à soutenir ce type d'installations au moyen de contributions d'investissement jusqu'en 2030.

Depuis 2017, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) vérifie tous les deux ans la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et long termes grâce à une étude sur l'adéquation du

<sup>1</sup> <https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/climat/info-specialistes/reduction-emissions/objectifs-reduction/objectif-2050/strategie-climatique-2050.html>

<sup>2</sup> 19.443 | Promouvoir les énergies renouvelables de manière uniforme. Accorder une rétribution unique également pour le biogaz, la petite hydraulique, l'éolien et la géothermie | Initiative parlementaire | Le Parlement suisse

système. Les enseignements tirés de la dernière étude en date, qui remonte à 2019<sup>3</sup>, montrent que la participation au négoce transfrontière de l'électricité en Europe demeure primordiale pour la Suisse. Ses capacités au niveau de la force hydraulique lui permettent de réagir à de nombreuses évolutions en Europe sans pour autant devoir craindre des problèmes d'approvisionnement majeurs. Après la rupture des négociations sur la conclusion d'un accord institutionnel entre la Suisse et l'Union européenne, le projet d'accord sur l'électricité n'est plus d'actualité. L'absence de coopération institutionnalisée dans le domaine de l'électricité entraîne des risques systémiques et peut avoir un impact négatif sur la capacité d'importation et la sécurité de l'approvisionnement en Suisse dès 2025. Ainsi, le Conseil fédéral a chargé le DETEC d'analyser, en collaboration avec l'EICOM et d'entente avec Swissgrid, les effets à court et à moyen terme de l'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE sur la sécurité de l'approvisionnement et la sécurité du réseau. Le rapport y afférent<sup>4</sup> a été publié en octobre 2021 (cf. chapitre 3.6).

Le 17 février 2022, le Conseil fédéral a adopté des mesures supplémentaires visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement en s'appuyant pour cela sur le rapport précité ainsi que sur une analyse relative à des mesures destinées à améliorer l'efficacité électrique. Il entend mettre en place une réserve hydroélectrique dès l'hiver 2022/2023. Il a en outre chargé le DETEC d'élaborer les dispositions nécessaires à la construction et à l'exploitation de centrales de réserve. Celles-ci doivent être disponibles en cas de situation de pénurie extraordinaire. Elles participeront au système d'échange de quotas d'émission. Il convient encore de déterminer dans quelle mesure les installations CCF peuvent contribuer à la sécurité de l'approvisionnement électrique en hiver. La motion 22.3150 déposée par le conseiller national Nussbaumer, dont doit encore débattre le Parlement, va dans la même direction: l'intervenant propose notamment de réguler l'exploitation à prix coûtant des installations CCF qui fonctionnent principalement durant le semestre d'hiver. Par ailleurs, le DETEC est en train d'élaborer des mesures visant à améliorer l'efficacité électrique.

La guerre en Ukraine et les sanctions qui en ont découlé ont eu, entre autres, de graves répercussions sur les marchés de l'énergie. Depuis mars 2022, le Conseil fédéral a adopté différentes mesures en lien avec cette situation. Il s'agit en particulier de l'achat de gaz pour l'hiver prochain<sup>5</sup>, de la disponibilité de la réserve hydroélectrique et des centrales de réserve pour l'hiver 2022/2023 déjà, du mécanisme de sauvetage pour la branche de l'électricité et d'échanges intensifs avec le secteur de l'énergie<sup>6</sup> dans le cadre de la task force destinée à garantir la sécurité de l'approvisionnement, active depuis fin 2021. En outre, la CEATE-E a proposé en septembre 2022 un modèle d'encouragement destiné aux installations CCF qui prévoyait des contributions d'investissement financées au moyen du supplément perçu pour l'utilisation du réseau, en limitant l'utilisation des énergies fossiles dans ces installations à 60%<sup>7</sup>. Cependant, le Conseil des États a rejeté ce modèle d'encouragement le 22 septembre 2022.

### 3.3 Perspectives énergétiques 2050+

Les Perspectives énergétiques 2050+<sup>8</sup>, que l'OFEN a publiées en novembre 2020, livrent pour la première fois des scénarios où les objectifs énergétiques et les objectifs climatiques sont représentés ensemble.

Dans le scénario «Zéro émission nette» (ZÉRO), les Perspectives énergétiques 2050+ (PE 2050+) analysent un développement du système énergétique compatible avec l'objectif climatique à long terme de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050 tout en garantissant un approvisionnement énergétique sûr. Plusieurs variantes de ce scénario sont envisagées. Elles se distinguent par leur mix de technologies.

<sup>3</sup> [Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität \(System Adequacy\) in der Schweiz im Bereich Strom 2019 \(Schlussbericht\) \(en allemand uniquement\)](#)

<sup>4</sup> [Kurzbericht Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität.pdf \(en allemand uniquement\)](#)

<sup>5</sup> [Ukraine: Le Conseil fédéral adopte des mesures relatives à la sécurité d'approvisionnement en gaz durant l'hiver 2022/2023 \(admin.ch\)](#)

<sup>6</sup> [Sécurité de l'approvisionnement: la Confédération intensifie les échanges avec le secteur de l'énergie \(admin.ch\)](#)

<sup>7</sup> [Renforcement de la sécurité de l'approvisionnement et définition d'objectifs ambitieux pour le développement rapide des énergies renouvelables](#)

<sup>8</sup> [Perspectives énergétiques 2050+](#)

Le scénario central est la variante ZÉRO Base. Il s'agit de la variante qui, du point de vue actuel, apparaît la plus avantageuse au niveau des coûts, de l'acceptation au sein de la société, des aspects de sécurité de l'approvisionnement énergétique ainsi que de la fiabilité de la réalisation des objectifs. S'agissant de la réalisation des objectifs, on dispose toutefois d'une certaine marge de manœuvre présentée par les variantes A, B et C. Dans ZÉRO A, l'électrification est plus importante. Dans ZÉRO B, on recourt davantage aux gaz produits grâce à l'électricité, comme l'hydrogène et le méthane synthétique, ainsi qu'aux installations CCF. Dans ZÉRO C, les agents énergétiques liquides basés sur l'électricité ainsi que les réseaux de chaleur sont plus fortement pondérés que dans la variante de base. Les principaux enseignements tirés des Perspectives énergétiques 2050+ concernant les installations CCF sont présentés au chapitre 5.

### 3.4 Rôle futur du gaz et de l'infrastructure gazière

La production de chaleur (et de froid) pour le chauffage des locaux, l'eau chaude et les processus industriels sont à l'origine d'environ la moitié des besoins énergétiques de la Suisse, dont une grande partie est couverte par la combustion d'agents énergétiques fossiles. Ces derniers sont importés de l'étranger, bien qu'il existe en Suisse certaines alternatives renouvelables pour l'approvisionnement en chaleur, même si celles-ci ne sont pas toujours rentables dans le contexte actuel. Il en résulte des émissions de CO<sub>2</sub> élevées ainsi qu'une forte dépendance vis-à-vis de l'étranger pour l'approvisionnement énergétique.

Dans ce contexte, l'OFEN a publié en octobre 2019 un document de position sur le rôle futur du gaz et de l'infrastructure gazière dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse<sup>9</sup>:

Le gaz naturel et les gaz renouvelables devraient être utilisés de manière aussi efficace et judicieuse que possible, notamment lorsque cela est économiquement opportun pour la sécurité de l'approvisionnement énergétique et la protection du climat et lorsque le recours aux énergies renouvelables occasionnerait à court terme des coûts disproportionnés. En outre, le gaz devrait en principe servir à produire de l'énergie (électricité) avec la plus haute valeur possible, qui devrait être employée dans des systèmes présentant un rendement le plus élevé possible. Par conséquent, le gaz naturel et le gaz renouvelable devraient être utilisés à moyen et à long termes dans l'industrie et l'artisanat pour la production de chaleur industrielle à haute température, dans le trafic lourd et les transports de longue distance, pour la couverture des charges de pointe dans les réseaux de chauffage (alimentés en premier lieu par des énergies renouvelables), ainsi que dans des installations de couplage chaleur-force (installations CCF)<sup>10</sup> exploitées en mode «chaleur» pour la production combinée d'électricité et de chaleur.

En revanche, lorsque cela est économiquement raisonnable, seules des énergies renouvelables ou des rejets de chaleur devraient être utilisés pour le chauffage des locaux et la production d'eau chaude (applications à basse température). Le biogaz indigène n'étant disponible qu'en quantité restreinte, il est plus onéreux que le gaz naturel fossile. Par conséquent, il ne devrait être utilisé à long terme dans le secteur du bâtiment que pour couvrir les charges de pointe.

### 3.5 Développement des réseaux de chaleur

Pour atteindre l'objectif de «zéro émission nette» à l'horizon 2050, il convient de modifier systématiquement les réseaux de chaleur existants pour des applications à basse température dans le domaine du bâtiment afin qu'ils puissent fonctionner avec des énergies renouvelables ou des rejets de chaleur. Il faut exploiter tous les potentiels d'efficacité, tels que la baisse des températures de service, et coupler, dans la mesure du possible, l'utilisation de la chaleur et du froid à l'énergie. Ainsi, les émissions de CO<sub>2</sub> issues de la production de chaleur à distance alimentée par des énergies fossiles sera nettement réduite. Le chauffage à distance est une option centrale pour le chauffage des bâtiments

<sup>9</sup> [Rôle futur du gaz et de l'infrastructure gazière dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse](#)

<sup>10</sup> Le CCF exploité en mode «chaleur» ne peut être utilisé que dans une moindre mesure dans les installations à biogaz agricoles, car celles-ci ne sont généralement pas raccordées à un réseau de chaleur à distance.

et la production d'eau chaude sanitaire sans émissions de CO<sub>2</sub>. En effet, il existe en Suisse de nombreuses possibilités permettant la production de chaleur à distance grâce à des sources renouvelables. Selon le Livre blanc du chauffage à distance en Suisse<sup>11</sup>, le potentiel thermique provenant de sources renouvelables et de rejets de chaleur inévitables en Suisse sont estimés à environ 240 TWh par année. Ce potentiel est largement supérieur à la diminution à long terme des besoins dans le domaine du chauffage et de la production d'eau chaude. Techniquement et économiquement parlant, ce potentiel n'est toutefois que partiellement exploitable. Il doit donc être utilisé de la façon la plus conséquente possible.

Pour produire de la chaleur destinée au chauffage à distance dans des installations existantes sans émettre de CO<sub>2</sub>, le gaz naturel fossile est remplacé par du biogaz (biométhane) ou des combustibles neutres sur le plan climatique. Lorsqu'elles sont exploitées en mode «chaleur», ces installations couvrent notamment les pointes de charge du réseau de chauffage à distance, offrant ainsi une flexibilité au niveau de la chaleur. À moyen terme, soit à l'horizon 2035, si cela est jugé pertinent pour éviter une pénurie d'électricité en hiver, il devrait être possible de remplacer ou de compléter par des installations CCF les chaudières fonctionnant avec des énergies fossiles et destinées à couvrir les charges de pointe qui sont raccordées à des réseaux de chauffage à distance alimentés, eux, par des énergies renouvelables. Ces installations fonctionneraient en hiver lorsque la demande en chaleur et en électricité est importante. Elles permettraient d'économiser l'électricité sûre produite par la grande hydraulique (cf. message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables).

Dans le scénario ZÉRO Base des Perspectives énergétiques 2050+, on renonce à utiliser pour la chaleur ambiante des agents énergétiques basés sur l'électricité, comme l'hydrogène, dont les coûts resteront élevés même à long terme. Au lieu de cela, ce scénario table sur une exploitation des rejets de chaleur issus des nouvelles centrales géothermiques (à hauteur d'environ 2,8 TWh à long terme) et sur les vastes potentiels de sources de chaleur susceptibles d'être exploitées par des pompes à chaleur pour assurer l'approvisionnement en chaleur. En font notamment partie les nappes phréatiques, les lacs, les rivières ainsi que les rejets de chaleur des eaux usées des stations d'épuration (STEP), des processus industriels et des systèmes de refroidissement. Il sera nécessaire de recourir à de grandes pompes à chaleur, qui fourniront à long terme environ 6 TWh thermiques.

## 4 Le couplage chaleur-force en Suisse

### 4.1 Technologies de couplage chaleur-force

Différentes technologies peuvent être utilisées pour le couplage chaleur-force (cf. annexe 1). Actuellement, les moteurs à gaz sont les plus fréquemment utilisés. Dans les classes de puissance plus élevées, on recourt davantage aux turbines à vapeur et à gaz, principalement dans le secteur de l'industrie. Parmi les technologies encore peu répandues et rarement utilisées on trouve les piles à combustible, les installations géothermiques avec extraction de chaleur, ainsi que les installations fonctionnant selon le principe du cycle ORC («Organic-Rankine-Cycle»)<sup>12</sup>.

Les performances des systèmes de piles à combustible peuvent fortement varier, allant de moins de 1 kW<sub>él</sub> à plusieurs centaines de kW<sub>él</sub>. En mode de fonctionnement, les piles à combustible offrent une grande flexibilité et présentent des rendements élevés à charge partielle. Selon le type de piles, les temps de démarrage varient de quelques minutes à quelques heures. Les piles à combustible sont disponibles sur le marché mais elles sont généralement tributaires d'un soutien financier dans le cadre de projets de démonstration. À l'avenir, les coûts d'investissement devraient diminuer tandis que la durée de vie de ces dispositifs devrait s'allonger et leur efficacité augmenter.

<sup>11</sup> Livre blanc du chauffage à distance en Suisse – stratégie ASCAD, eicher + pauli, mars 2014.

<sup>12</sup> Le cycle Organic Rankine Cycle (ORC) est un procédé d'exploitation de turbines à vapeur utilisant comme fluide de travail un composé organique et de la vapeur. Cette technique est utilisée principalement avec des sources thermiques de basse température comme les installations de géothermie.

Il est aisé de passer d'installations CCF décentralisées dans le secteur du bâtiment avec des puissances installées inférieures à 300 kW<sub>él</sub> à des installations de plus grande taille dans des réseaux de chaleur à distance et de proximité ou dans de grands complexes immobiliers avec des puissances installées de plusieurs MW<sub>él</sub>. Dans l'industrie, les installations CCF sont utilisées pour le couplage de la chaleur de traitement.

## 4.2 Développement du couplage chaleur-force en Suisse

Depuis le début des années 1990, 580 petites installations CCF ont été construites au total (cf. note de bas de page n° 13). Progressivement, les anciens agrégats de petite taille sont remplacés par de nouveaux agrégats plus grands. Pour autant, certaines installations ont également été mises à l'arrêt sans être remplacées, expliquant ainsi pourquoi ces dernières années la taille du parc d'installations a stagné ou reculé. De fait, la production électrique des installations CCF a également diminué. Les installations CCF industrielles n'ont produit plus que 363,4 GWh<sup>13</sup> en 2020, contre 901,7 dix ans plus tôt.

Cette baisse de la production d'électricité à partir des installations CCF constitue une rupture par rapport à la forte expansion de ces installations dans les années 1990. Cela est probablement dû à l'environnement économique défavorable pour ce type d'installations (cf. chapitre 4.5), qui comprend notamment la baisse des prix de l'électricité, la diminution de la rétribution de reprise par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, l'augmentation des prix des combustibles (due aux fluctuations du marché et à la taxe sur le CO<sub>2</sub>) et, partant, de l'évolution défavorable de l'écart de prix entre les intrants et la production électrique. La disparition de sites industriels a également eu une incidence sur le nombre d'installations CCF industrielles en fonction. Depuis l'automne 2021, les prix de l'électricité augmentent en Europe. Ils se sont encore fortement inscrits à la hausse depuis le déclenchement de la guerre en Ukraine, le 24 février 2022, et restent très volatiles. À l'heure actuelle, il n'est pas possible d'évaluer avec certitude comment cette volatilité et les préoccupations croissantes concernant la sécurité de l'approvisionnement se répercuteront sur le développement des installations CCF en Suisse. C'est pourquoi le contexte géopolitique du moment et ses effets n'ont pas été pris en compte dans le présent rapport.

Soutien aux installations CCF fonctionnant au moyen de gaz renouvelables

Conformément au droit en vigueur, la production d'électricité dans des installations de biogaz ne bénéficiera plus de subventions lorsque le système de la RPC arrivera à échéance à la fin de l'année 2022.

En adoptant l'initiative parlementaire 19.443 (cf. chapitre 3.2), le Parlement a comblé le vide réglementaire empêchant l'encouragement, entre autres, des installations de biomasse et ce jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Ainsi, à partir de 2023 et jusqu'en 2030, les nouvelles installations de biomasse, ainsi que les travaux d'agrandissement ou de rénovation notables de celles-ci, bénéficieront d'une contribution d'investissement d'un montant maximal de 60% des coûts d'investissement imputables. Par ailleurs, une contribution aux coûts d'exploitation sera introduite pour la production électrique. Les usines d'incinération des ordures ménagères, les installations d'incinération des boues, ainsi que les installations au gaz d'épuration et au gaz de décharge n'ont pas droit à la contribution aux coûts d'exploitation. Il en va de même pour les installations qui utilisent en partie des combustibles et des carburants fossiles.

## 4.3 Options permettant une exploitation neutre en CO<sub>2</sub> des installations CCF

Compte tenu de l'objectif «zéro émission nette» à l'horizon 2050, le développement des installations CCF n'est pertinent que si elles fonctionnent à moyen et long termes avec des combustibles

<sup>13</sup> Statistique de l'OFEN «Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz», éditions 2010 et 2020 (en allemand uniquement).

renouvelables ou synthétiques climatiquement neutres. Pour ce faire, les options suivantes sont envisageables:

- *Centrales de cogénération à gaz et turbines à gaz:* le biogaz et d'autres gaz renouvelables (hydrogène, méthane synthétique) peuvent remplacer le gaz naturel dans les centrales de cogénération à gaz et dans les turbines à gaz ou dans les centrales à cycle combiné (gaz et vapeur). Cela permettrait aux centrales de cogénération de produire directement de l'électricité et de la chaleur renouvelables.
- *Piles à combustible:* la plupart des piles à combustible fonctionnent avec de l'hydrogène (cf. annexe 1). Si l'hydrogène est produit avec de l'électricité renouvelable ou du gaz naturel issu du captage et du stockage du CO<sub>2</sub>, alors l'électricité des piles à combustible est neutre en carbone. Toutefois, cette technologie reste onéreuse à moyen terme. Elle ne serait pertinente que dans une démarche d'approvisionnement en électricité le plus autonome possible avec un stockage de l'hydrogène local. C'est pour cela que les piles à combustible ne sont pas prises en compte dans les Perspectives énergétiques 2050+ (cf. chapitre 5.3). La production d'hydrogène entraîne de grandes pertes de rendement, ce qui rend l'utilisation de l'électricité des piles à combustible inefficace, du moins avec les technologies actuellement commercialisées. Elle serait tout au plus rentable si les prix de l'électricité étaient négatifs (énergie de réglage négative). L'hydrogène présente l'avantage qu'il peut être stocké à de faibles concentrations dans l'infrastructure gazière existante. De faible densité, l'hydrogène nécessite toutefois une capacité de stockage trois à quatre fois supérieure à celle du gaz naturel.
- *Usines d'incinération des ordures ménagères:* la chaleur dégagée par la combustion des ordures ménagères est utilisée pour la production d'électricité et pour l'exploitation de réseaux de chauffage à distance ou pour la production de chaleur de traitement dans les installations industrielles. Dans le cadre des projets de compensation des émissions de CO<sub>2</sub>, la chaleur résiduelle provenant des usines d'incinération des ordures ménagères est considérée comme neutre en CO<sub>2</sub> au regard de la loi sur le CO<sub>2</sub> pour autant qu'elle se substitue à une production de chaleur d'origine fossile<sup>14</sup>. Aujourd'hui, environ 80% de la chaleur utilisée dans les réseaux de chauffage à distance proviennent de l'incinération des ordures ménagères.
- *Centrales à bois:* au semestre d'hiver, les centrales à bois peuvent couvrir la demande en chaleur des réseaux de chauffage à distance et de proximité, éventuellement en complément d'une autre source de chaleur renouvelable, tout en produisant de l'électricité renouvelable. En outre, le bois est un combustible facilement stockable. Par ailleurs, la révision de la loi sur l'énergie adoptée le 1<sup>er</sup> octobre 2021 prévoit des contributions aux coûts d'exploitation pour ces centrales.
- *Installations de géothermie:* l'utilisation de la chaleur géothermique présente dans les eaux souterraines et les couches rocheuses profondes représente également une option de couplage chaleur-force neutre en CO<sub>2</sub>.

#### 4.4 Rentabilité des différentes technologies de CCF

La rentabilité des installations CCF dépend du prix de l'électricité et du produit de la vente de l'électricité et de la chaleur. En termes de coûts, il convient de considérer en premier lieu les coûts liés à l'achat du combustible utilisé et aux obligations légales (p. ex. taxe sur le CO<sub>2</sub> ou participation au système d'échange de quotas d'émission). À partir d'environ 4000 heures de fonctionnement par année, le coût du capital est négligeable par rapport aux coûts du combustible pour les petites installations (à l'exception des UIOM et des grandes installations géothermiques) (cf. chapitre 4.4.2).

<sup>14</sup> Si les UIOM participaient au SEQUE plutôt qu'à l'accord de branche, les droits d'émission devraient être restitués à hauteur des émissions de gaz à effet de serre.

#### 4.4.1 Prédiction de l'évolution du coût des combustibles et du prix du CO<sub>2</sub> selon les Perspectives énergétiques 2050+

Les Perspectives énergétiques 2050+ se concentrent sur les développements à moyen et long terme du système énergétique et travaillent avec différents scénarios et voies de développement technologique. Des événements tels que la pandémie de COVID et la guerre en Ukraine influencent le cadre politique. Il est possible que la situation actuelle des prix et de l'approvisionnement puisse conduire à une expansion plus rapide des énergies renouvelables et à une mise en œuvre plus rapide de mesures d'efficacité et ainsi accélérer les développements à court et moyen terme. Dans les Perspectives énergétiques, les prix futurs de l'énergie sont fixés en tant qu'hypothèses (exogènes) sur lesquelles les différents scénarios sont modélisés.<sup>15</sup>

Le coût des combustibles des installations CCF dépend de l'agent énergétique utilisé (gaz naturel, biogaz, gaz synthétique ou hydrogène). Selon les Perspectives énergétiques 2050+, le prix du gaz naturel, hors taxe sur le CO<sub>2</sub>, varie en fonction de la dimension du raccordement entre 4 ct/kWh pour les grands consommateurs et 9 à 12 ct/kWh pour les ménages. Les prix au passage de la frontière indiqués ici correspondent aux prix du commerce de gros. Pour le biogaz, le prix est de 12 ct/kWh, tandis que les prix des agents énergétiques synthétiques comme l'hydrogène et le méthane basé sur l'électricité sont respectivement de 29 ct/kWh et de 43 ct/kWh (cf. figure 1).

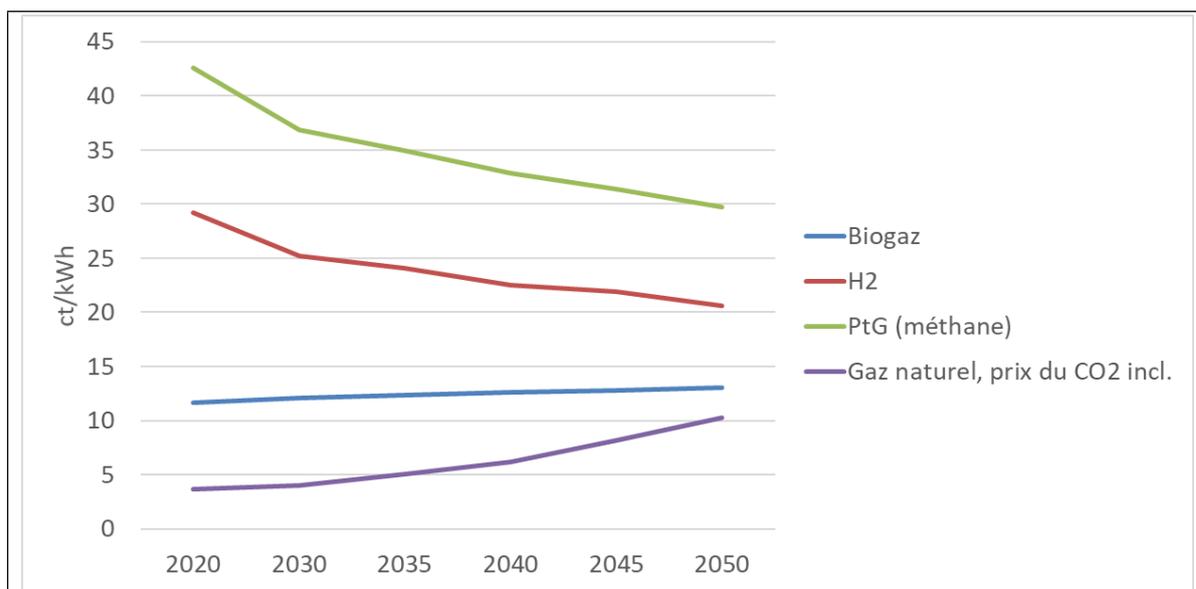


Figure 1 : évolution temporelle des prix du passage à la frontière (en ct/kWh, par rapport au prix de 2017), selon Prognos<sup>16</sup> (2021), dans le scénario ZÉRO Base pour le gaz naturel (avec prix du CO<sub>2</sub> SEQUE mais sans la taxe sur le CO<sub>2</sub>), le biogaz, l'hydrogène et les gaz synthétiques. Les prix du gaz naturel utilisés reposent sur le World Energy Outlook, publié par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) dans son scénario de développement durable (2018). Les prix du CO<sub>2</sub> utilisés pour le gaz naturel correspondent aux hypothèses sur l'évolution des prix des droits d'émission dans le système d'échange de quotas d'émission européen (SEQUE)<sup>17</sup>. Il s'agit d'hypothèses sur les prix à long terme, qui ne tiennent pas compte des augmentations de prix sur les marchés des matières premières depuis l'automne 2021 et, tout particulièrement, depuis le début de la guerre en Ukraine en février 2022.

Les prix des carburants synthétiques seront, à l'avenir également, plus élevés que ceux du gaz naturel fossile. En revanche, le futur prix du CO<sub>2</sub> sera lui aussi déterminant pour la rentabilité des installations CCF. Les centrales thermiques fossiles participent au système d'émission de quotas d'émission européen et doivent donc acheter des droits d'émission sur le marché. Dans ses études relatives à la

<sup>15</sup> Hypothèses du type «si A, alors B».

<sup>16</sup> Prognos, Energieperspektiven 2050+, Exkurs «Stromerzeugung aus WKK-Anlagen» (en allemand uniquement).

<sup>17</sup> Les hypothèses quant à l'évolution des prix du CO<sub>2</sub> dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émission (SEQUE-UE) proviennent de différentes sources. Comme pour les agents énergétiques fossiles, la principale source est le WEO (AIE, 2018) ; les prix selon le scénario de développement durable de l'AIE pour utilisés ici aussi pour le scénario ZÉRO). On recourt également aux hypothèses de l'Union européenne (plans nationaux en matière d'énergie et de climat, EUC 2019) et à la vision stratégique à long terme de la Commission européenne de novembre 2018 (EUC 2018).

sécurité énergétique à long terme, l'OFEN s'appuie, pour l'évolution des prix du CO<sub>2</sub> en Europe, sur des études de la Commission européenne<sup>18</sup>. Dans les scénarios à zéro émission nette à l'horizon 2050, ces études tablent sur une augmentation des prix du CO<sub>2</sub> à 350 €/tCO<sub>2</sub> dans les secteurs participant au système d'échange de quotas d'émission. En d'autres termes, le prix du gaz naturel, droits d'émission du CO<sub>2</sub> compris, pourrait atteindre 100 CHF/MWh<sup>19</sup> d'ici 2050, soit 10 ct/kWh (cf. figure 1, qui ne tient pas encore compte de la récente évolution des prix compte tenu des développements géopolitiques actuels).

#### 4.4.2 Prix de l'électricité et comparaison entre les coûts de revient de l'électricité produite avec des installations CCF

##### Évolution des prix de l'électricité

Les Perspectives énergétiques 2050+ tablent sur une augmentation des prix de l'électricité en Suisse et dans les pays voisins à plus de 100 CHF/MWh dès 2035 (scénario de base ZÉRO; variante avec une durée de vie de 50 ans pour les centrales nucléaires). Par ailleurs, pour le semestre d'hiver 2050, l'OFEN part du principe que les prix moyens hebdomadaires de l'électricité sur le marché de gros seront supérieurs à 200 CHF/MWh.

##### Coûts de revient des installations de production d'électricité

Pour l'essentiel, les coûts de revient des centrales à gaz fossile à cycle combiné dépendent des coûts des combustibles, du rendement et du nombre d'heures d'exploitation par année. Étant donné que l'investissement initial représente des coûts fixes, le principe suivant s'applique: plus le nombre d'heures de fonctionnement annuel des centrales électriques est faible, plus les coûts du capital joueront un rôle important.

Dans le scénario ZÉRO B des Perspectives énergétiques 2050+, des turbines à gaz seront installées entre 2030 et 2040 à concurrence d'environ 2,5 GW, en recourant à de l'hydrogène, principalement pour couvrir la charge de pointe supplémentaire durant quelques heures par année. Elles contribueront ainsi à l'approvisionnement électrique en hiver à hauteur d'environ 0,4 TWh (cf. chapitre 5.3). Dans le scénario ZÉRO Base, il n'y aura pas d'installation de turbines à gaz.

*Installations CCF:* la figure 2 montre l'évolution à l'horizon 2050 des coûts de revient des installations CCF dont la puissance électrique se situe entre 10 et 1000 kW et qui utilisent différents combustibles. L'OFEN a estimé les coûts de revient pour faire fonctionner ces installations avec des combustibles renouvelables (biogaz et hydrogène vert) et chiffré les coûts du CO<sub>2</sub><sup>20</sup> pour un fonctionnement au gaz naturel; pour l'évolution des coûts des combustibles, il a repris les chiffres des Perspectives énergétiques 2050+ (cf. figure 1). À compter de 4000 heures de fonctionnement par année, les coûts du capital des grandes installations CCF sont négligeables par rapport au coût des combustibles, coût du CO<sub>2</sub> compris. Avec 4000 heures de fonctionnement par année, les coûts du capital atteignent 1 ct/kWh; ils sont de 2 ct/kWh pour 2000 heures de fonctionnement par année.

D'ici à 2050, les coûts de revient des grandes installations CCF fonctionnant au gaz naturel (1000 kW de puissance électrique) passeront d'environ 16 ct/kWh à 23 ct/kWh. Cela s'explique principalement par l'augmentation du prix des droits d'émission dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission. En 2050, les grandes installations CCF alimentées au biogaz seront celles qui présenteront le coût de revient le plus bas (20 ct/kWh). Leur exploitation pourrait ainsi s'avérer rentable dès le moment où le prix de l'électricité atteindrait 200 CHF/MWh. Dans le scénario ZÉRO B, avec une puissance installée de 0,7 GW, elles contribueraient à l'approvisionnement en électricité à hauteur d'environ 2 TWh en 2050

<sup>18</sup> Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU, ILF and AIT on behalf of the EC (DG JRC), 2019. (En anglais uniquement)

<sup>19</sup> Selon l'inventaire des gaz à effet de serre de l'OFEV, le facteur d'émission du gaz naturel est de 56,3 tonnes de CO<sub>2</sub>/TJ, soit 202,7 kg de CO<sub>2</sub>/MWh.

<sup>20</sup> Dans les Perspectives énergétiques 2050+, on part du principe que les prix des droits d'émission du SEQUE vont augmenter: 2020: 28 euros par tonne de CO<sub>2</sub>; 2035: 86 euros par tonne de CO<sub>2</sub>; 2050: 397 euros par tonne de CO<sub>2</sub>; cf. «Perspectives énergétiques 2050+ – rapport succinct», Prognos, TEP Energy, Infrac, Ecoplan, 2020.

(cf. chapitre 5.3). En revanche, les installations CCF fonctionnant au gaz naturel ou à l'hydrogène seraient moins rentables.

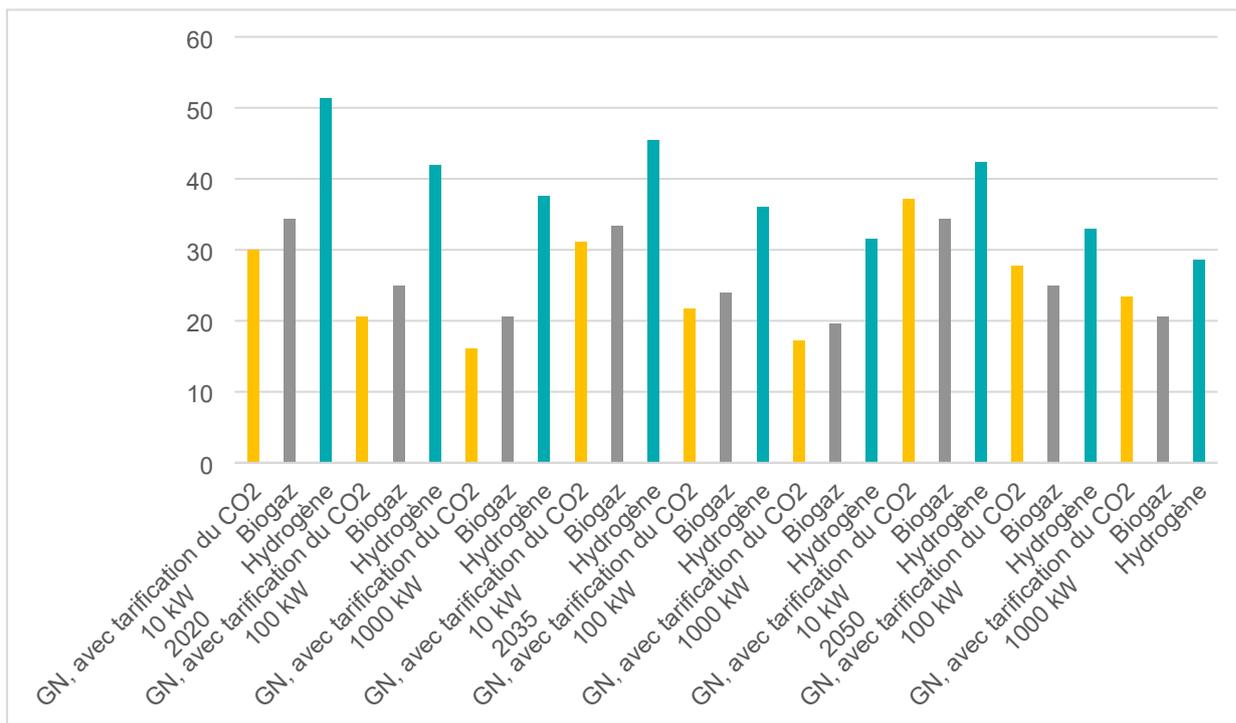


Figure 2 : prix de revient actuels et futurs de l'électricité produite par des installations CCF alimentées avec des combustibles fossiles (en ct/kWh) pour les classes de puissance 10, 100 et 1000 kW électriques et 2500 heures de fonctionnement par année, selon le PSI et les estimations de l'OFEN pour un fonctionnement au biogaz et à l'hydrogène. L'évolution des prix des combustibles a été reprise de la figure 1 (p.11).

En outre, dans les Perspectives énergétiques 2050+, les turbines à gaz fonctionnant au gaz naturel ou à l'hydrogène avec une puissance de 5 MW<sub>él</sub> (sans découplage de la chaleur) auront un rôle à jouer, de même que les centrales thermiques fonctionnant à la biomasse, les usines d'incinération des ordures ménagères et les centrales de géothermie profonde, même si seule la variante ZÉRO B prévoit un développement des turbines à gaz. Le tableau 1 présente les paramètres économiques de ces centrales. Les coûts d'investissement d'une centrale thermique à biomasse avec découplage de la chaleur sont près de dix fois supérieurs à ceux d'une simple turbine à gaz ne fonctionnant, toutefois, qu'environ 160 heures par année<sup>21</sup> pour couvrir les pointes de charge. C'est pourquoi, à l'avenir, les centrales à biomasse bénéficieront des contributions d'investissement. En ce qui concerne les centrales thermiques renouvelables (avec découplage de la chaleur), le nombre d'heures de fonctionnement devrait être nettement plus élevé car ces installations fonctionnent principalement en hiver pour répondre à la demande de chaleur. En 2050, les coûts de revient de l'électricité seront toujours supérieurs à 30 ct/kWh pour les centrales thermiques à biomasse et les turbines à gaz renouvelables.

<sup>21</sup> 160 heures de fonctionnement pour une puissance de 2,5 GW équivalent à une production d'électricité annuelle de 400 GWh.

Technologie	Leistungs- klasse (el.)	Kostenart	Einheit	2020	2030	2040	2050
Gasturbine	5 MW	Investitionskosten	CHF/kW <sub>el</sub>	838	782	755	755
		Betriebskosten fix	CHF/kW <sub>el</sub>	43	43	43	43
		Betriebskosten var.	CHF/MWh <sub>el</sub>	1.7	1.7	1.7	1.7
		Volllaststunden	h	1'500	1'500	1'500	1'500
Biomasse- Heizkraftwerk	5 MW	Investitionskosten	CHF/kW <sub>el</sub>	7'079	6'904	6'792	6'760
		Betriebskosten fix	CHF/kW <sub>el</sub>	346	329	313	298
		Betriebskosten var.	CHF/MWh <sub>el</sub>	2.1	2.1	2.1	2.1
		Volllaststunden	h	2'500	2'500	2'500	2'500
Tiefengeothermie mit Wärmeaus- kopplung	5 MW	Investitionskosten	CHF/kW <sub>el</sub>	11'021	9'665	8'309	7'785
		Betriebskosten fix	CHF/kW <sub>el</sub>	239	227.	222	222
		Betriebskosten var.	CHF/MWh <sub>el</sub>	6.3	6.2	5.7	5.2
		Volllaststunden	h	6'000	6'000	6'000	6'000
Kehrichtver- tungsanlage		Investitionskosten	CHF/kW <sub>el</sub>	4'580	4'400	4'312	4'312
		Betriebskosten fix	CHF/kW <sub>el</sub>	97	93	92	92
		Betriebskosten var.	CHF/MWh <sub>el</sub>	1.1	1.1	1.1	1.1
		Volllaststunden	h	3'000	3'000	3'000	3'000
Gasturbine mit Ein- satz von H <sub>2</sub>	5 MW	Investitionskosten	CHF/kW <sub>el</sub>	1'258	1'094	981	905
		Betriebskosten fix	CHF/kW <sub>el</sub>	43	43	43	43
		Betriebskosten var.	CHF/MWh <sub>el</sub>	1.7	1.7	1.7	1.7
		Volllaststunden	h	1'500	1'500	1'500	1'500

Tableau 1: paramètres économiques de l'exploitation des turbines à gaz, des centrales thermiques à biomasse, des usines de revalorisation des déchets et des centrales de géothermie profonde (source: digression relative aux installations CCF, Prognos 2021, en allemand uniquement)

### Digression : coûts de revient des piles à combustible

Dans son rapport publié en 2022 sur les coûts de revient des technologies de production de l'électricité<sup>22</sup>, le PSI estime qu'en 2050 les coûts de revient des piles à combustible de différentes classes de puissance seront nettement supérieurs à ceux des centrales à gaz à cycle combiné et au prix de l'électricité sur le marché (cf. tableau 2).

Les piles à combustible sur lesquelles le PSI s'est penché produisent de l'électricité et de la chaleur par un procédé électrochimique utilisant le méthane (gaz naturel ou biogaz). Les systèmes utilisant comme combustible de l'hydrogène sont équipés d'un dispositif appelé «reformer» qui permet de produire de l'hydrogène en interne à partir du gaz naturel. Utiliser de l'hydrogène vert permet d'économiser les coûts du capital liés au «reformer».

<sup>22</sup> Paul Scherrer Institut 2022, Electricity storage and hydrogen – technologies, costs and climate impact. Including Updates of costs and potentials of photovoltaics and wind power. (En anglais uniquement)

	<i>Puissance électrique</i>	<i>Nouvelles installations aujourd'hui</i>	<i>Nouvelles installations 2035</i>	<i>Nouvelles installations 2050</i>
<i>Pile à combustible à membrane échangeuse de protons (PEFC)</i>	1 kW	49 - 104	23 - 48	21 - 46
<i>Piles à combustible à oxyde solide (SOFC)</i>	1 kW	57 - 109	23 - 48	20 - 45
<i>Piles à combustible à oxyde solide (SOFC)</i>	300 kW	29 - 63	16 - 39	16 - 25
<i>Piles à combustible à carbonate fondu (MCFC)</i>	300 kW	19 - 34	17 - 32	16 - 26
<i>Piles à combustible à acide phosphorique (PAFC)</i>	300 kW	19 - 35	15 - 24	15 - 23

Tableau 2 : coûts de revient actuels et futurs des piles à combustible (en ct/kWh), selon le PSI.

## Résumé

À long terme, les coûts de revient pour la production d'électricité dans les installations CCF fonctionnant au gaz naturel ou avec des combustibles synthétiques neutres en CO<sub>2</sub> seront nettement supérieurs à ceux des installations de production d'électricité renouvelables<sup>23</sup>, qui peuvent recourir à un accumulateur journalier (p. ex. batterie) lorsque la production fluctue. En raison du coût élevé des combustibles pour tous les agents énergétiques considérés ici, les installations CCF exploitées en mode «électricité» pourront éventuellement être exploitées de façon rentable à moyen et long termes, en bénéficiant de contributions d'investissement.

## 4.5 Pertinence du recours aux technologies CCF pour l'approvisionnement en électricité en hiver

Les installations CCF n'atteignent un rendement élevé que si l'électricité et la chaleur peuvent être utilisées simultanément, c'est-à-dire si le rejet de chaleur est assuré. On parle alors d'exploitation en mode «chaleur». Grâce à un accumulateur, l'utilisation de la chaleur peut être différée dans la journée.

Le découplage simultané de chaleur et de force ne permet toutefois aux installations CCF au service du système de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement électrique en hiver que dans une moindre mesure (cf. postulat 16.3890 «Consommation d'électricité. Quelle quantité annuelle d'électricité les appareils pilotés par les fournisseurs d'électricité tels que les chauffe-eau électriques, les chauffages à accumulation, les pompes à chaleur, les installations de pompage-turbinage, etc., consomment-ils en Suisse ?»). Pour une exploitation au service du système, il faudrait que les installations CCF soient *exploitées en mode «électricité» et non en mode «chaleur»*. Or, cela n'est judicieux que si la chaleur produite peut être stockée à court terme (durant la journée) et que les besoins en chaleur sont couverts à tout moment.

De ce fait, les installations CCF sont moins flexibles que les centrales hydroélectriques ou les turbines à gaz (sans découplage de chaleur) pour répondre à une demande accrue en électricité. Il en va autrement lorsque les installations CCF sont combinées à une autre source de chaleur, par exemple

<sup>23</sup> Pour les coûts de revient des installations de production d'électricité, cf. rapport du PSI à l'adresse suivante : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/versorgung/stromversorgung/bundesgesetz-erneuerbare-stromversorgung.html#kw-98276> (en allemand uniquement)

avec les rejets de chaleur provenant d'une usine d'incinération des ordures ménagères. De la sorte, il est possible de couvrir la pointe de charge thermique dans le réseau de chauffage à distance tout en injectant de l'électricité dans le réseau. De telles installations fonctionneraient en hiver lorsque la demande de chaleur et d'électricité est importante, ce qui permettrait de préserver les ressources électriques sûres de la grande hydraulique (cf. chapitre 3.5).

Le biogaz indigène produit à partir de déchets et d'engrais agricoles peut être obtenu tout au long de l'année puis converti en électricité dans une centrale de cogénération ou injecté dans le réseau de gaz. En Suisse, stocker le biogaz de façon saisonnière est coûteux car les moyens de stockage manquent. Pour autant, le stockage à court terme permet de compenser les fluctuations quotidiennes de la demande d'électricité. Aux périodes de la journée où les prix de l'électricité sont élevés, il est possible de répondre aux besoins en recourant au biogaz dans la centrale de cogénération<sup>24</sup>.

Dans les stations d'épuration des eaux usées (STEP) aussi, il est possible de produire de l'électricité en fonction des besoins à partir des gaz d'épuration. Dans le cadre d'un projet phare de l'OFEN, un pool de réglage destiné à équilibrer la charge sur le réseau électrique a fait l'objet d'une étude dans cinq STEP. Il s'est avéré que les STEP sont aptes à fournir des puissances de réglage dites secondaires<sup>25</sup>.

Les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) recyclent tout au long de l'année une quantité relativement constante de déchets urbains. Bien que des projets pilotes aient déjà cherché à stocker les déchets urbains de l'été pour les utiliser en hiver, il apparaît que les UIOM sont davantage destinées à fonctionner en charge de base. Ces installations produisent de l'électricité tout au long de l'année avec une puissance constante, et davantage en été, car la quantité de chaleur à découpler diminue.

Pour déterminer si les technologies CCF sont adaptées pour l'approvisionnement en électricité en hiver, il convient de tenir compte du fait qu'il n'est guère possible de stocker en grande quantité les combustibles gazeux. Dans son message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral a explicitement repris le critère de la «disponibilité assurée» dans les mesures destinées à améliorer la sécurité de l'approvisionnement en électricité en hiver, ce qui nécessite une certaine capacité de stockage.

## 5 Les installations CCF dans l'approvisionnement énergétique de demain

### 5.1 Enseignements tirés des Perspectives énergétiques 2050+ concernant le secteur de l'électricité

S'agissant de la sécurité de l'approvisionnement électrique à long terme, les Perspectives énergétiques 2050+ tirent le constat suivant, qui s'appuie principalement sur le scénario ZÉRO Base:

- Des mesures d'efficacité énergétique permettent d'atténuer l'augmentation de la consommation d'électricité en Suisse (consommation nationale tenant compte des pertes lors de la distribution). La consommation totale d'électricité augmente pour atteindre près de 84 TWh en 2050, compte tenu de la consommation des véhicules électriques, des pompes à chaleur et des pompes d'accumulation. En 2035, la consommation d'électricité avoisine les 74 TWh.
- À l'horizon 2050, la production suisse d'électricité peut être presque complètement convertie à la force hydraulique et aux énergies renouvelables. La condition en est le développement d'envergure des énergies renouvelables.
- Les importations en provenance de l'Europe complètent la production d'électricité indigène afin de couvrir les besoins annuels d'électricité. Le solde importateur annuel baisse continuellement après avoir augmenté suite à la mise hors service des centrales nucléaires. En 2050, le solde

<sup>24</sup> Optimierter Flexibilitätseinsatz im Verteilnetz, Adaptricity, 2019, sur mandat de l'OFEN (en allemand uniquement).

<sup>25</sup> Regelpooling mit Infrastrukturanlagen, Infracore, Alpiq und Ryser Ingenieure, 2017, sur mandat de l'OFEN (en allemand uniquement).

importateur sera nul. Au semestre d'hiver 2035, les importations se situent entre 12 et 16 TWh suivant la variante choisie.

- En comparaison, dans les conditions-cadres actuelles (scénario PPA), le développement des énergies renouvelables reste nettement insuffisant pour couvrir la consommation annuelle intérieure d'ici à 2050.
- Dans la variante ZÉRO A, la consommation d'électricité plus forte nécessite, en raison de l'objectif de bilan annuel équilibré en 2050, un développement plus important des énergies renouvelables que dans la variante de base: en 2050, dans la variante ZÉRO A, la production d'électricité renouvelable est d'environ 4 TWh supérieure à son niveau dans le scénario ZÉRO Base; en 2035, la production d'électricité renouvelable est de 17 TWh pour les deux variantes. En comparaison, le développement des énergies renouvelables est plus faible dans la variante ZÉRO B, où le développement de turbines à hydrogène garantit dès 2035 davantage de puissance en Suisse. Cependant, laissée au libre jeu du marché, l'utilisation de telles installations apporte une contribution assez mince à la réduction des importations d'électricité.
- La production d'électricité renouvelable doit être rapidement portée à un niveau nettement supérieur à son niveau actuel en y intégrant d'importantes parts de photovoltaïque. En 2035, la production électrique renouvelable (force hydraulique non comprise) atteint environ 17 TWh, 39 TWh en 2050 (quantités d'électricité non admises à l'injection incluses d'env. 3 TWh).
- Les centrales hydroélectriques, la future flexibilité de la consommation électrique et les systèmes de stockage par batterie fournissent d'importantes contributions à l'intégration de grandes quantités d'énergie renouvelable dans le système électrique de la Suisse. Les conditions préalables essentielles en sont la réalisation des potentiels de flexibilité de la consommation électrique, le maintien des centrales hydroélectriques flexibles existantes et le développement de telles centrales, la combinaison de systèmes de stockage par batterie décentralisés avec des installations photovoltaïques et la mise à disposition de l'infrastructure de réseau nécessaire. Compte tenu du fort développement de l'électricité photovoltaïque et de la production hydroélectrique, l'approvisionnement indigène de la Suisse en électricité se caractérise à long terme par une part importante de production estivale et une faible part de production hivernale. Les centrales hydroélectriques à accumulation et les installations de couplage chaleur-force peuvent en partie différer leur production au semestre d'hiver. Mais la Suisse demeure néanmoins importatrice nette au semestre d'hiver, comme ce fut le cas au cours des dernières décennies.
- Les importations d'électricité nécessaires seront assurées durant toute la période considérée, pour autant que le système électrique de la Suisse reste bien intégré internationalement. En hiver, les importations d'énergie éolienne, en particulier, compléteront la production électrique indigène provenant des centrales hydroélectriques et des autres énergies renouvelables.

## 5.2 Enseignements tirés des Perspectives énergétiques 2050+ concernant le secteur de la chaleur

Les enseignements tirés des Perspectives énergétiques 2050+ confirment que le secteur de la chaleur, en étant étroitement lié à celui de l'électricité (couplage des secteurs), jouera en Suisse un rôle essentiel dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire national:

- Les réseaux de chaleur alimentés par des agents énergétiques renouvelables peuvent réduire les émissions de gaz à effet de serre liées à l'approvisionnement en chaleur. Dans maintes zones à bâtir et zones d'habitation, compte tenu des restrictions techniques et par manque d'alternatives potentielles à l'approvisionnement en gaz, ils sont la principale possibilité de répondre aux besoins de chaleur sans émissions de CO<sub>2</sub>.
- L'approvisionnement en chaleur à distance sans émission de CO<sub>2</sub> est assuré par des installations de production couplée d'électricité et de chaleur alimentées au bois ou par des

déchets et par l'utilisation accrue, au moyen de pompes à chaleur et de la géothermie directe, des rejets de chaleur et de la chaleur ambiante provenant de l'air, du sol et des eaux.

- La production d'électricité et de chaleur (secteur de la transformation) reste entachée d'émissions de gaz à effet de serre en raison des composantes fossiles des ordures incinérées dans les installations de valorisation des déchets. Ces émissions doivent être isolées et stockées par une méthode de CCS (captage et stockage du carbone).

### 5.3 Le couplage chaleur-force dans les Perspectives énergétiques 2050+

Compte tenu du fort développement de l'électricité photovoltaïque et de la production hydroélectrique, l'approvisionnement indigène de la Suisse en électricité se caractérise à long terme par une part importante de la production estivale et une faible part de production hivernale. Sur l'ensemble de la production électrique Suisse, cette dernière atteindra environ 42% en 2050 selon le scénario ZÉRO Base<sup>26</sup>. Par conséquent, l'un des principaux défis consiste à assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité au semestre d'hiver.

La variante ZÉRO B des Perspectives énergétiques mise, par rapport au scénario ZÉRO Base, sur un développement renforcé de l'infrastructure gazière et du couplage chaleur-force. En raison de l'électrification moindre dans cette variante, le recours aux énergies renouvelables sera nécessaire dans une moindre mesure. On estime également que les consommateurs d'électricité seront moins flexibles (moins de véhicules électriques).

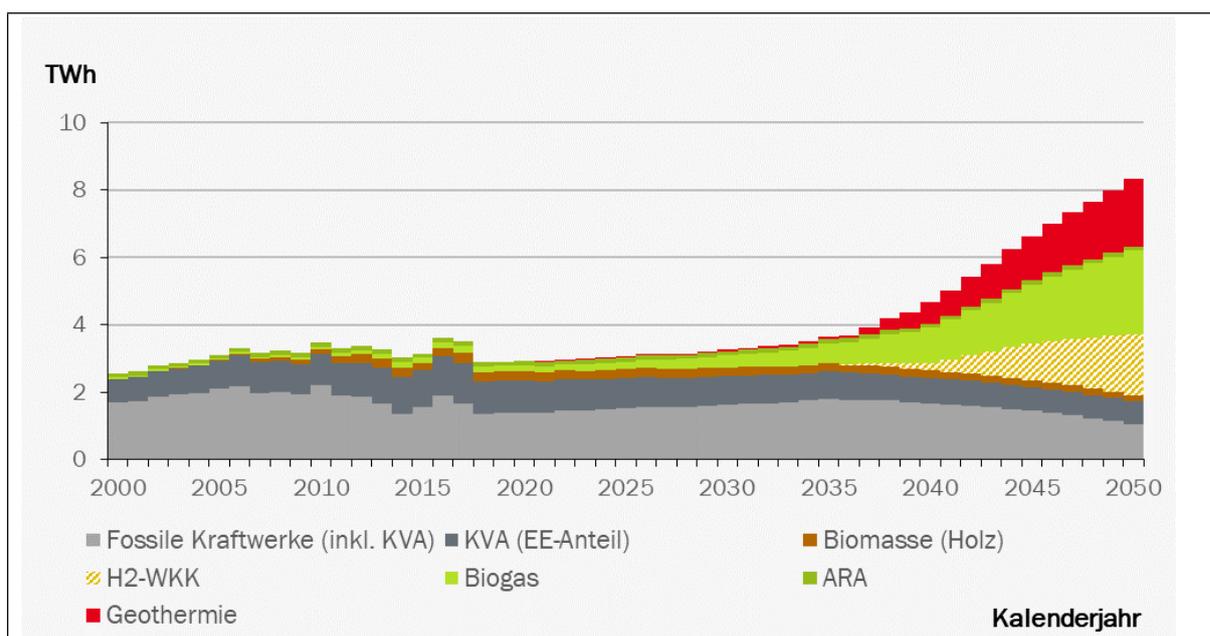


Figure 3: évolution à l'horizon 2050 de la production d'électricité dans les installations CCF présentée par agents énergétiques, variante ZÉRO B, bilan annuel équilibré, avec un cycle de vie de 50 ans pour les centrales nucléaires. Source: digression relative aux installations CCF, Prognos 2021 (en allemand uniquement).

Dans la variante ZÉRO B, la quantité d'électricité produite dans les installations CCF passera à environ 8 TWh en 2050, pour une puissance installée de 2,2 GW. Dans la variante ZÉRO Base en revanche, elle ne sera que de 5 TWh et 1,2 GW de puissance. Dans la variante ZÉRO B, le développement concernera principalement les installations CCF fonctionnant au biogaz (2,5 TWh en 2050) et, à compter de 2035, les installations CCF fonctionnant à l'hydrogène (1,8 TWh en 2050). Comme dans la variante ZÉRO Base, les installations CCF fonctionnant aux énergies fossiles passent au biogaz. En outre, une puissance installée supplémentaire de 2,5 GW est fournie par des turbines à gaz sans découplage de la chaleur. La part des centrales à bois et des STEP est relativement faible. Le biogaz et les agents énergétiques basés sur l'électricité (p. ex. l'hydrogène) sont en majeure partie importés.

<sup>26</sup> Variante ER, bilan annuel équilibré, cycle de vie de 50 ans pour les centrales nucléaires.

Outre l'apport des centrales à accumulation, et l'interaction avec l'Europe, les installations CCF revêtent un rôle important dans la production d'électricité indigène au semestre d'hiver: s'agissant du couplage chaleur-force exploité en mode «chaleur», l'essentiel de la production électrique a lieu au semestre d'hiver. Lorsque les installations sont exploitées en mode «électricité», elles sont utilisées en fonction des prix de l'électricité sur le marché de gros. En conséquence, la flexibilité est assurée aux heures où l'offre d'énergie renouvelable est faible et où la consommation et le prix de l'électricité sont élevés. Ce type de situation se produit généralement durant les froides journées d'hiver. Pour le couplage chaleur-force exploité en mode «électricité», l'exploitation n'est pertinente que si la chaleur peut être utilisée directement ou stockée temporairement.

### 5.3.1 Production d'électricité en hiver et flexibilité dans le système électrique de demain

La progression de la part des énergies renouvelables a pour corollaire une augmentation de la part de la production d'électricité avec un profil d'injection fluctuant. Dans un même temps, le système électrique Suisse de demain étant fortement tourné vers la production hydroélectrique et le photovoltaïque, la part hivernale de la production sera relativement faible. De ce fait, produire à l'avenir de l'électricité de manière flexible durant le semestre d'hiver sera d'une importance capitale.

Parallèlement à l'énergie hydraulique, les installations CCF peuvent également représenter une source d'énergie indigène flexible. S'agissant du couplage chaleur-force exploité en mode «électricité», le recours à ce type d'installations dépend des prix l'électricité, principalement lorsque le niveau d'injection des énergies renouvelables est bas. Pour ce qui est du couplage chaleur-force exploité en mode «chaleur», le gros de la production d'électricité a lieu au semestre d'hiver dans la mesure où c'est à cette période que les besoins en chaleur sont les plus élevés.

Par rapport au scénario ZÉRO Base, la variante ZÉRO B prévoit la construction supplémentaire d'installations CCF exploitées en mode «chaleur» et de turbines à gaz électriques utilisant l'hydrogène. À l'horizon 2050, des turbines à gaz seront installées à concurrence d'environ 2,5 GW au total. Les installations CCF exploitées en mode «chaleur» fourniront une puissance électrique supplémentaire d'environ 0,7 GW<sup>27</sup>.

Dans la variante ZÉRO B, la production d'électricité durant les mois d'hiver (de novembre à février) sera deux fois plus élevée que dans la variante ZÉRO Base avec environ 1000 GWh par mois (cf. figure 4). Au semestre d'hiver, environ 5,3 TWh proviendront des installations CCF, soit environ 14% de la demande en électricité hivernale, chiffrée à 38 TWh.

En charge de base, les usines d'incinération des ordures ménagères et les centrales géothermiques fonctionnent durant un nombre élevé d'heures à pleine charge. En conséquence, leur production électrique se répartit à parts égales en été et en hiver. Les petites installations CCF dans les bâtiments et dans les réseaux de chaleur de proximité fonctionnent selon le principe du couplage chaleur-force exploité en mode «chaleur», raison pour laquelle leur production électrique est plus élevée au semestre d'hiver. Les installations CCF exploitées en mode «électricité» – installations décentralisées fonctionnant au biogaz et aux gaz d'épuration, certaines centrales à biomasse et certaines turbines à gaz – fournissent de la flexibilité durant les heures où les prix de l'électricité sont élevés, soit lorsque la production électrique des installations renouvelables est moindre et que la demande est forte. Dans la variante ZÉRO B, la contribution de ces installations à la production mensuelle est donc faible puisqu'elles ne peuvent fonctionner que quelques heures par année.

Ainsi, le développement plus soutenu des petites installations CCF (principalement alimentées au biogaz) et des installations CCF alimentées à l'hydrogène, fonctionnant en hiver avec injection de la chaleur dans les réseaux de chaleur à distance, permet dans la variante ZÉRO B une production électrique issue des installations CCF supérieure de plus de 3 TWh à celle prévue dans la variante ZÉRO Base. À l'horizon 2050, la production électrique issue du couplage chaleur-force fournit une puissance de 4,5 GW (cf. figure 3). Le développement de ces installations CCF débutera à compter de 2030.

---

<sup>27</sup> Cf. Prognos, Perspectives énergétiques 2050+, Rapport succinct

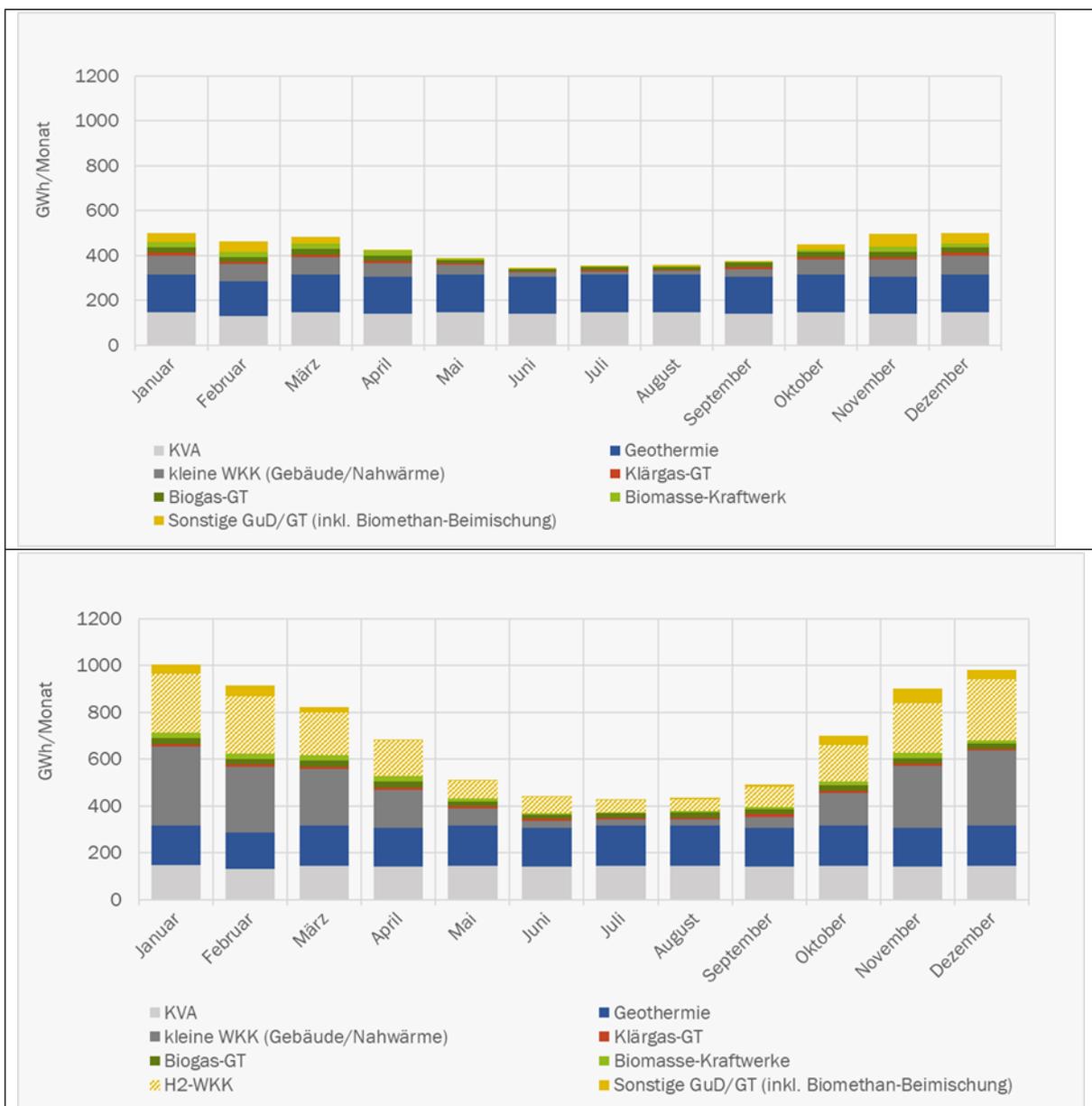


Figure 4: comparaison de la production électrique mensuelle en 2050 des installations CCF dans les scénarios ZÉRO Base (haut) et ZÉRO B (bas). TG signifie «turbines à gaz»; CCF-H<sub>2</sub> signifie «installations CCF fonctionnant à l'hydrogène» (pas de piles à combustible, mais des moteurs ou des turbines à gaz). Source: digression relative aux installations CCF, Prognos 2021 (en allemand uniquement).

### 5.3.2 Propositions émises par la branche

En automne 2021, l'association professionnelle CCF Powerloop a lancé un «modèle d'assurance», qui prévoit la construction progressive d'ici 2050 d'environ 2000 installations CCF exploitées en mode «électricité» alimentées principalement aux gaz fossiles, puis à partir de combustibles renouvelables ou neutres sur le plan climatique. Les installations ne seront utilisées que si leurs coûts marginaux sont couverts, si la demande en électricité et en chaleur existe et ne peut pas être couverte de manière satisfaisante grâce à la production renouvelable (quelques jours par année). Depuis lors, l'association a développé son concept et met l'accent sur les installations CCF exploitées en mode «chaleur». Au semestre d'hiver, ces dernières devraient produire de la chaleur neutre sur le plan climatique qui pourrait être utilisée pleinement. En outre, les installations devraient produire de l'électricité en hiver. Il est prévu de construire 365 installations CCF d'une puissance électrique totale de 500 MW à l'horizon 2035. En fonction de la taille de ces installations, celles-ci seront utilisées dans des immeubles, dans de petits quartiers dotés de réseaux de chauffage, dans l'industrie ou dans des réseaux de chaleur à distance.

Dans un même temps, Powerloop propose d'encourager les installations Power-to-X (puissance totale de 500 MW) et la création d'une réserve saisonnière (1 TWh) d'ici 2035.

Swisspower, l'alliance de services industriels suisses et d'entreprises régionales de gestion de l'énergie, entend développer les réseaux de chaleur dans les villes et les agglomérations. Pour ce faire, des installations CCF intelligentes, exploitées en mode «chaleur», doivent y être intégrées. Concrètement, la source de chaleur principale dans le réseau de chaleur à distance doit être renouvelable (UIOM, chaleur des lacs, géothermie, bois, etc.). Les installations CCF ne doivent pas la concurrencer. En revanche, durant le semestre d'hiver, elles produiront de la chaleur renouvelable et neutre sur le plan climatique pour les réseaux de chaleur, tout en fournissant de l'électricité pour couvrir les besoins hivernaux.

## 6 Conclusions

### 6.1 Transformation du système énergétique pour l'avenir

**Les secteurs de l'électricité, de la chaleur et des transports sont mis en réseau (couplage des secteurs).** En septembre 2019, le Conseil fédéral a décidé que l'approvisionnement en énergie devait également être neutre en carbone à l'horizon 2050 (objectif «zéro émission nette»). Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire de passer rapidement à un approvisionnement énergétique aussi renouvelable que possible dans les secteurs de l'électricité, de la chaleur et de la mobilité. Pour ce faire, le secteur de l'électricité doit être étroitement connecté/couplé à celui de la chaleur et de la mobilité. D'une part, cela permettra d'utiliser efficacement l'électricité renouvelable directement dans les pompes à chaleur et dans la mobilité électrique. D'autre part, il sera ainsi possible de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> ou du moins d'en éviter de nouvelles. Quant aux émissions de CO<sub>2</sub> qui ne peuvent être évitées – par exemple dans les usines d'incinération des ordures ménagères ou dans l'industrie du ciment –, elles pourront être captées, utilisées ou stockées. Selon les Perspectives énergétiques 2050+, environ 12 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> seront captées ou compensées chaque année dès 2050, dont un maximum de 4 millions de tonnes pourrait être stockées chaque année en Suisse.

**Il est nécessaire de développer massivement les énergies renouvelables.** Les Perspectives énergétiques 2050+ présentent l'objectif «zéro émission nette» et l'augmentation de la consommation d'électricité qui en découle d'ici 2050. Cette dernière sera atténuée par des mesures d'efficacité énergétique qui seront renforcées au fil du temps. Les Perspectives énergétiques 2050+ montrent qu'à cette date, la Suisse produira quasiment l'intégralité de son électricité à partir de l'hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables; cette production lui permettra de couvrir sa consommation annuelle d'électricité. Toutefois, pour y parvenir, il est nécessaire de développer massivement les énergies renouvelables. Pour autant, les importations d'électricité resteront nécessaires, même avec un solde annuel équilibré.

Le fort développement du photovoltaïque et de l'hydraulique se traduira par une production plus élevée en été et, partant, plus basse en hiver. **De ce fait, les systèmes de stockage par batterie ainsi qu'une grande flexibilité de la production et de la consommation seront essentiels pour intégrer de grandes quantités d'énergie renouvelable au système électrique et à l'approvisionnement d'électricité en hiver.** Outre les installations éoliennes et géothermiques, les installations CCF ont également un rôle à jouer ici, pour autant que la chaleur puisse être utilisée simultanément ou stockée. Les installations CCF fonctionneront principalement en mode «chaleur» et seront alimentées exclusivement avec des combustibles renouvelables.

Dans le secteur de la chaleur, les réseaux de chauffage fonctionnant aux énergies renouvelables réduisent les émissions de gaz à effet de serre. Pour des réseaux de chaleur à distance sans émissions de CO<sub>2</sub>, on utilisera des installations CCF alimentées à la biomasse ou au moyen de la géothermie, on renforcera l'utilisation directe de la géothermie et des rejets de chaleur à haute température, et on utilisera systématiquement la chaleur ambiante provenant de l'air, du sol et des cours d'eau grâce à des pompes à chaleur. Toutefois, le développement important des réseaux de chaleur nécessite d'identifier et d'exploiter de manière précoce et cohérente le potentiel présent dans les régions. La construction d'installations d'approvisionnement en chaleur décentralisées et renouvelables (systèmes de chauffage individuel) peut entamer la rentabilité des réseaux thermiques et, de ce fait, élargir la fourchette des coûts de production de chaleur spécifique à chaque bâtiment. De manière générale, la rentabilité du chauffage de source renouvelable progresse à mesure que le niveau de la taxe sur le CO<sub>2</sub> augmente.

### 6.2 Rôle futur des installations CCF dans l'approvisionnement en électricité

Les installations CCF contribueront à la production d'électricité en hiver pour autant qu'elles fonctionnent en mode «chaleur» et qu'elles soient alimentées par des énergies renouvelables. Pour une installation CCF *exploitée en mode «chaleur»*, la production d'électricité sera concentrée sur le semestre d'hiver en raison de la demande accrue en chaleur pour le chauffage des bâtiments. Cette approche permettra de

préservent les réserves hydrauliques. Lorsque les installations CCF sont *exploitées en mode «électricité»*, leur utilisation dépendra des prix de gros de l'électricité et elles seront utilisées comme des centrales de réserve.

**L'utilisation d'installations CCF en mode «électricité» n'est pertinente que dans une mesure limitée.** Par rapport aux centrales hydrauliques ou aux turbines à gaz (sans découplage de la chaleur), les installations CCF sont moins flexibles pour répondre à une hausse de la demande en électricité. Elles peuvent tout au plus être, dans une certaine mesure, exploitées en mode «électricité» si elles sont combinées à d'autres sources de chaleur flexibles (chaleur ambiante, rejets de chaleur provenant des UIOM, chaleur industrielle, etc.). Elles sont susceptibles de couvrir les pics de demande en chaleur dans les réseaux de chauffage à distance tout en injectant de l'électricité dans le réseau. Ce cas de figure se présente typiquement durant les froides journées d'hiver et l'on parle alors d'installations CCF exploitées en mode «chaleur». Pour les installations CCF exploitées en mode «électricité», une partie des rejets de chaleur est perdue, sauf s'il est possible de réduire rapidement l'utilisation de la source de chaleur renouvelable.

**L'hydrogène et le méthane synthétique coûtent cher.** Pour produire de l'électricité et de la chaleur dans les installations CCF sans émettre de CO<sub>2</sub>, il est possible d'utiliser de l'hydrogène ou des combustibles synthétiques de source renouvelable. Cependant, pour des raisons d'efficacité énergétique et de rentabilité, les agents énergétiques à base d'électricité, comme l'hydrogène, devraient être utilisés avant tout dans des secteurs où les alternatives sont rares. Il s'agit tout particulièrement du trafic lourd, du trafic maritime et de l'aviation internationale. Les installations CCF alimentées à l'hydrogène produisent environ deux tiers de chaleur que l'on utilisera de préférence dans les processus à haute température.

**La reconversion en électricité de l'hydrogène s'accompagne de pertes d'efficacité élevées.** L'hydrogène et les gaz synthétiques basés sur l'électricité peuvent stocker le surplus d'énergie renouvelable produite au semestre d'été pour l'utiliser en hiver. L'hydrogène peut ensuite être reconverti en électricité en hiver dans des installations CCF, par exemple dans des piles à combustible, des moteurs à gaz ou des turbines à gaz. Cependant, ce processus s'accompagne de pertes d'efficacité élevées. Par ailleurs, la Suisse ne dispose pas pour l'instant de suffisamment de réservoirs à gaz saisonniers dans lesquels stocker les gaz synthétiques basés sur l'électricité.

**Le gaz naturel sera remplacé par des combustibles renouvelables et synthétiques.** Le scénario ZÉRO Base des Perspectives énergétiques 2050+ (cf. chapitre 5.3) prévoit un remplacement à moyen terme des installations CCF fonctionnant aujourd'hui au gaz naturel par des installations fonctionnant aux gaz renouvelables (biogaz, gaz synthétiques). La variante ZÉRO B prévoit un développement substantiel des installations CCF, notamment celles alimentées à l'hydrogène, ainsi que des turbines à gaz pour couvrir les pointes de charge électrique. Il n'y aurait pas forcément de découplage de chaleur. Les agents énergétiques renouvelables basés sur l'électricité resteront chers et devront majoritairement être importés.

**La rentabilité de la production électrique dans les installations CCF est limitée.** Qu'elles soient alimentées avec des combustibles fossiles, renouvelables ou synthétiques, les installations CCF auront à long terme également une production électrique dont les coûts de revient seront plus élevés que les recettes potentielles moyennes de la vente d'électricité. Toutefois, cela pourrait changer en cas de pénurie d'électricité ou d'augmentation des prix de celle-ci.

Les domaines susceptibles de recourir à l'avenir aux technologies CCF sont variés:

- *Les installations CCF industrielles* (processus basés sur la vapeur) peuvent utiliser la chaleur des processus à haute température tout en produisant de l'électricité selon les besoins.
- Dans les *réseaux de chauffage à distance*, les installations CCF peuvent être combinées à d'autres sources de chaleur pour couvrir la pointe de charge en cas de forte demande de chaleur et injecter de l'électricité dans le réseau.
- Les *usines d'incinération des ordures ménagères* fonctionnent toute l'année et produisent de l'électricité en ruban.

- En hiver, les *centrales à bois* raccordées à un réseau de chaleur à distance fournissent principalement de l'énergie en ruban. Elles produisent simultanément de l'électricité et de la chaleur.
- Une *centrale de cogénération couplée à une installations au biogaz* permet de produire de l'électricité selon les besoins durant les périodes où les prix de l'électricité sont élevés. Elle permet également de produire de l'énergie de réglage.
- Les *turbines à gaz* alimentées au gaz renouvelable sans découplage de chaleur sont les mieux adaptées pour produire de l'électricité de charge de pointe en cas de forte demande. Les turbines à gaz peuvent être utilisées de façon flexible. Toutefois, elles nécessitent un approvisionnement en gaz externe depuis le réseau.
- Les *piles à combustible* conçues pour des gammes de puissance faibles pourront difficilement être rentables à moyen terme avec des gaz renouvelables. Elles ne seront donc utilisées que là où il est important de produire de l'électricité indépendamment du réseau pour assurer un approvisionnement autonome.

## 7 Modèle d'encouragement pour les installations CCF

L'auteur du postulat demande également au Conseil fédéral de formuler une stratégie pour régler à l'avenir les installations CCF. Il s'agira de créer des incitations pour limiter au strict nécessaire la durée de fonctionnement des installations CCF alimentées par des combustibles fossiles pour la production d'électricité durant les mois d'hiver (uniquement comme solution d'assurance). Ces installations CCF exploitées en mode «électricité» ne seraient ainsi utilisées que quelques heures par année. De ce fait, leur exploitation ne pourrait pas être véritablement rentable.

Le Conseil fédéral estime qu'il ne serait pas pertinent de recourir aux installations CCF uniquement pour couvrir les charges de pointe durant le semestre d'hiver, autrement dit comme des centrales de réserve. La chaleur produite pendant ce temps ne pourrait être utilisée qu'en partie, ce qui serait inefficace. D'autant plus que pour des raisons liées à la politique climatique, ces installations devraient obligatoirement fonctionner avec des combustibles onéreux de source renouvelable ou neutre sur le plan climatique. Toujours pour des raisons liées à la politique climatique, les agents énergétiques utilisés pour l'exploitation des installations CCF sont soumis à la taxe sur le CO<sub>2</sub>. Les installations CCF faisant partie d'un complexe relevant du SEQE ou dont l'exploitant a pris un engagement de réduction bénéficient du remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>. Le coût élevé des combustibles renouvelables ou l'internalisation des taxes sur le CO<sub>2</sub> pèsent sur la rentabilité de ces installations. Encourager les installations CCF alimentées par des combustibles fossiles – p. ex. au moyen du remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub> en vertu des articles 32a et 32b de la loi sur le CO<sub>2</sub> – n'est pas compatible avec les objectifs climatiques de la Suisse. En effet, l'objectif «zéro émission nette» à l'horizon 2050 nécessite une décarbonisation progressive et systématique du système énergétique suisse.

Cependant, le Conseil fédéral reconnaît que les installations CCF exploitées en mode «chaleur» fonctionnant avec des combustibles renouvelables ou neutres pour le climat peuvent représenter un complément important à sa stratégie visant à assurer l'approvisionnement en électricité par une réserve hivernale constituée dans les grandes centrales hydroélectriques. **De fait, les installations CCF fournissent de l'électricité en ruban, permettant ainsi de délester durant le semestre d'hiver la production électrique provenant des réserves hydrauliques.** Intégrées à un système de chauffage avec comme source primaire une énergie renouvelable, elles réduisent en outre la demande en électricité en limitant l'usage des pompes à chaleur. Cela permet de réduire davantage la consommation d'électricité. Les installations CCF exploitées en mode «chaleur» peuvent ainsi compléter ou remplacer les chaudières destinées aux charges de pointe dans les réseaux thermiques.

Conformément à la demande formulée par l'intervenant dans son postulat, le Conseil fédéral dresse ci-après une ébauche de modèle d'encouragement possible. Toutefois, ce modèle est prévu uniquement pour les installations CCF exploitées en mode «chaleur» alimentées par des combustibles renouvelables ou neutres sur le plan climatique. Un registre des carburants et combustibles gazeux et liquides de source renouvelable devrait voir le jour en 2024. Au niveau exécutif, cet instrument permettra de

s'assurer et de vérifier que les installations CCF bénéficiant de subventions fonctionnent bel et bien avec des agents énergétiques renouvelables.

## 7.1 Points-clés d'un possible encouragement des installations CCF

### 7.1.1 Développement conformément aux Perspectives énergétiques 2050+

Selon les Perspectives énergétiques 2050+, les importations hivernales atteindront leur plus haut niveau en 2035 avec environ 15 TWh. Cette prévision repose sur l'hypothèse d'une mise hors réseau de la dernière centrale nucléaire en 2034, après 50 ans d'exploitation. Ces 15 TWh se répartissent sur environ 3800 heures d'importation nettes en hiver. À l'horizon 2050, les importations d'électricité durant le semestre d'hiver reculeront à près de 9 TWh, soit 3200 heures d'importation nettes. En admettant un cycle de vie de 60 ans pour les centrales nucléaires, la dernière d'entre elles serait retirée du réseau en 2044. L'énergie nucléaire permettant une production électrique plus importante, la quantité d'électricité à importer durant le semestre d'hiver tomberait à environ 9 TWh entre 2034 et 2043. Pour couvrir ce besoin au moyen d'installations CCF, il serait théoriquement nécessaire de développer une puissance de 4,5 GW<sub>él</sub> pour 2000 heures d'exploitation. À noter toutefois que viser l'autarcie électrique n'est pertinent ni du point de vue économique ni en termes d'efficacité.

Dans les Perspectives énergétiques 2050+, la variante ZÉRO B prévoit de développer la capacité de production des installations CCF pour atteindre 4,5 GW à l'horizon 2050. Il s'agit principalement d'installations CCF alimentées au biogaz (puissance de 0,7 GW et 2,5 TWh en 2050) et, à compter de 2035, d'installations CCF fonctionnant à l'hydrogène (1,8 TWh en 2050).

Le tableau 3 présente le développement de la production électrique couplée au moyen des technologies CCF tel que le prévoient les Perspectives énergétiques 2050+.

in TWh	Scenario ZERO Basis					
	Jahr	Winter	Jahr	Winter	Jahr	Winter
<b>WKK Technologien</b>	<b>2020</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>	<b>2050</b>
fossile WKK	0.47	0.38	0.62	0.32	0.00	0.00
Biomasse (Holz)	0.28	0.14	0.23	0.13	0.16	0.12
Biogas	0.17	0.09	0.47	0.24	1.15	0.65
H2 WKK	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ARA	0.13	0.06	0.13	0.06	0.11	0.06
KVA (EE-Anteil)	0.94	0.48	0.80	0.40	0.67	0.33
KVA (nicht EE-Anteil)	0.94	0.40	0.99	0.45	1.06	0.51
Geothermie	0.00	0.00	0.07	0.03	2.00	1.00
<b>gekoppelt Erneuerbar inkl H2</b>	<b>1.52</b>	<b>0.77</b>	<b>1.71</b>	<b>0.86</b>	<b>4.09</b>	<b>2.16</b>
<b>gekoppelt nicht Erneuerbar</b>	<b>1.41</b>	<b>0.40</b>	<b>1.61</b>	<b>0.45</b>	<b>1.06</b>	<b>0.51</b>
<b>gekoppelt total</b>	<b>2.93</b>	<b>1.17</b>	<b>3.32</b>	<b>1.31</b>	<b>5.15</b>	<b>2.67</b>
	Scenario ZERO B					
<b>in TWh</b>	<b>Jahr</b>	<b>Winter</b>	<b>Jahr</b>	<b>Winter</b>	<b>Jahr</b>	<b>Winter</b>
<b>WKK Technologien</b>	<b>2020</b>	<b>2020</b>	<b>2035</b>	<b>2035</b>	<b>2050</b>	<b>2050</b>
fossile WKK	0.19	0.14	0.69	0.45	0.00	0.00
Biomasse (Holz)	0.28	0.14	0.24	0.13	0.19	0.13
Biogas	0.17	0.09	0.58	0.28	2.49	1.17
H2 WKK	0.00	0.00	0.00	0.00	1.80	1.50
ARA	0.13	0.06	0.13	0.06	0.12	0.06
KVA (EE-Anteil)	0.94	0.48	0.80	0.40	0.67	0.33
KVA (nicht EE-Anteil)	0.94	0.40	0.99	0.40	1.06	0.50
Geothermie	0.00	0.00	0.07	0.03	2.00	1.00
<b>gekoppelt Erneuerbar inkl H2</b>	<b>1.52</b>	<b>0.77</b>	<b>1.82</b>	<b>0.91</b>	<b>7.27</b>	<b>4.18</b>
<b>gekoppelt nicht Erneuerbar</b>	<b>1.13</b>	<b>0.40</b>	<b>1.68</b>	<b>0.40</b>	<b>1.06</b>	<b>0.50</b>
<b>gekoppelt total</b>	<b>2.65</b>	<b>1.17</b>	<b>3.50</b>	<b>1.31</b>	<b>8.33</b>	<b>4.68</b>

Tableau 3: développement de la production d'électricité couplée dans les scénarios ZÉRO Base (en haut) et ZÉRO B (en bas) entre 2020 et 2050; toujours avec la part de la production hivernale.

### 7.1.2 Autres questions fondamentales

Dans les Perspectives énergétiques 2050+, la variante ZÉRO B prévoit pour les installations CCF alimentées avec des énergies fossiles un passage progressif au biogaz. En outre, la puissance des turbines à gaz augmentera de 2,5 GW à compter de 2030 sans découplage de la chaleur. Néanmoins, la contribution des turbines à gaz à la production d'électricité en hiver est faible car ces installations, qui fonctionnent selon les besoins du marché, ne peuvent être utilisées que durant quelques heures en raison du coût élevé des combustibles. Elles offrent toutefois une puissance assurée supplémentaire.

Au travers de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le législateur entend améliorer la sécurité de l'approvisionnement spécialement durant le semestre d'hiver. Il compte y parvenir en développant de manière systématique et accélérée les énergies renouvelables, en développant d'ici 2040 une capacité de production de 2 TWh provenant de la grande hydraulique d'une disponibilité assurée pendant l'hiver (centrales à accumulation) et en instituant une nouvelle réserve d'énergie (réserve hydraulique) fonctionnant à titre d'assurance pour les situations imprévisibles. En outre, le Conseil fédéral a chargé le DETEC en février 2022 d'élaborer le cadre réglementaire pour la construction et l'exploitation de centrales de réserve.

S'il apparaît au plus tard en 2030, que l'objectif d'augmentation de 2 TWh d'ici 2040 ne pourra pas être atteint avec la seule grande hydraulique, des appels d'offres ouverts à toute technologie sont prévus pour des capacités de stockage supplémentaires en hiver. Le Conseil fédéral entend ainsi préserver à long terme la capacité d'autonomie actuelle de la Suisse, qui est actuellement d'environ 22 jours en moyenne. Le financement du développement sera assuré par un «supplément hiver» de 0,2 ct/kWh à la charge des consommateurs d'électricité, aujourd'hui déjà prévu dans la loi sur l'approvisionnement en électricité (article 9), pour éviter d'éventuels déficits dans l'approvisionnement en électricité. Ce développement vise en priorité les grandes centrales hydroélectriques à accumulation, mais il serait envisageable de recourir également, suivant le contexte, à des installations CCF alimentées avec des combustibles renouvelables. Ceci à condition que le combustible utilisé puisse également être stocké et que l'énergie soit disponible à tout moment. Cependant, un encouragement anticipé des installations CCF devrait uniquement s'ajouter à celui prévu pour les grandes centrales hydroélectriques, sans lui faire concurrence.

Les Perspectives énergétiques 2050+ prévoient également de couvrir les 9 TWh manquants durant les mois d'hiver en important de l'électricité. L'autarcie électrique de la Suisse n'est pas l'objectif de la stratégie énergétique à long terme du Conseil fédéral. Cela présupposerait un développement surdimensionné et onéreux du parc des centrales électriques durant les 30 prochaines années, ce qui serait inefficace sur le plan économique.

### 7.1.3 Contributions d'investissement pour les installations CCF renouvelables et climatiquement neutres

Si le Parlement souhaite toutefois un modèle d'encouragement, celui-ci pourrait reposer sur les bases suivantes:

- Le Conseil fédéral fixe dès 2025 un **objectif de développement annuel sur 10 ans de 50 MW** de puissance électrique au maximum pour les installations CCF exploitées en mode «chaleur».
- Par ailleurs, l'OFEN organise des **appels d'offres annuels**. Les besoins en chaleur escomptés sont pris en compte pour s'assurer que la chaleur couplée puisse être fournie grâce au développement des technologies CCF. Cela permettrait de développer la puissance électrique installée d'ici 2035 de 0,5 GW<sub>el</sub> au maximum. Cela reviendrait à produire entre 0,5 et 1 TWh d'électricité pour 1000 à 2000 heures à pleine charge et contribuerait à atteindre l'objectif visant à constituer une réserve hivernale de 2 TWh à l'horizon 2040 grâce à la grande hydraulique. La même quantité d'énergie devrait également pouvoir être écoulee sous forme de chaleur, ce qui nécessite des puits de chaleur supplémentaires.
- Pour participer aux appels d'offres, les installations doivent faire partie d'un réseau de chaleur nouvellement planifié, identifié dans la **planification énergétique territoriale pour les énergies renouvelables** des pouvoirs publics compétents (cantons, communes).

- En outre, les installations CCF utilisant du **biogaz, de l'hydrogène vert ou d'autres combustibles climatiquement neutres**, doivent fonctionner principalement durant le semestre d'hiver et la chaleur, ainsi produite à partir de sources renouvelables, doit être utilisée.
- Si un exploitant prévoit d'intégrer de **nouvelles installations CCF** à un réseau de chaleur existant qui doit être agrandi en conséquence ou s'il compte remplacer des chaudières destinées aux charges de pointe fonctionnant aux énergies fossiles par ces installations, il est également autorisé à participer aux appels d'offres.
- Les projets doivent respecter des critères spécifiques à la mise aux enchères. Les projets retenus recevront une **contribution d'investissement** d'un montant couvrant au maximum 60% des coûts d'investissement imputables.
- Le système d'encouragement ne compensera pas la **plus-value écologique** pour les énergies renouvelables (chaleur et électricité). Par conséquent, il sera possible de demander d'autres subventions, en particulier pour la réalisation ou l'extension de réseaux de chaleur (nouveaux ou existants) (installations de production alimentées aux combustibles renouvelables, réseaux de distribution).
- Selon ses premières estimations, l'OFEN s'attend à des contributions d'investissement atteignant **entre 50 et 100 millions de francs** par an pour financer le développement annuel maximal de 50 MW de puissance électrique. Sur dix ans, cela représenterait un montant total maximal d'environ 500 à 1000 millions de francs. Il convient de souligner que les contributions d'investissement ne couvrent qu'une partie des coûts du capital mais aucunement les coûts des combustibles, très élevés pour les installations CCF, contrairement aux installations de production électrique renouvelables, telles que l'hydraulique, le solaire ou l'éolien.
- Les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et les stations d'épuration des eaux usées (STEP) ne peuvent prétendre à cet encouragement car elles sont aujourd'hui déjà rentables et n'ont donc pas besoin d'un soutien financier.
- Les modalités de financement de ce système d'encouragement restent à clarifier. Différentes options doivent être examinées.

## 8 Réponse à d'autres questions formulées dans le postulat

### **Restriction de l'utilisation des installations CCF fossiles afin que celles-ci ne fonctionnent que lorsque cela est absolument nécessaire pour l'approvisionnement en électricité.**

L'utilisation d'installations CCF peut être efficace si l'électricité et la chaleur sont utilisées simultanément. En d'autres termes, il s'agit de produire de l'électricité uniquement si la chaleur peut être écoulee. Un dispositif de stockage de la chaleur permet tout au plus d'assurer une utilisation différée de la chaleur durant la journée (cf. annexe 1). Néanmoins, par rapport aux centrales hydroélectriques à accumulation ou aux turbines à gaz (sans couplage chaleur-force), les centrales CCF sont moins flexibles pour répondre à une augmentation de la demande d'électricité. La situation est quelque peu différente lorsqu'elles sont combinées à d'autres sources de chaleur, par exemple avec les rejets de chaleur d'une UIOM. Dans ce cas, elles peuvent être utilisées pour couvrir la charge de pointe thermique dans un réseau de chauffage à distance tout en injectant de l'électricité dans le réseau. Cette situation intervient généralement durant les froides journées d'hiver, lorsque la demande de chaleur et d'électricité est élevée et que la Suisse tend à se tourner vers les importations d'électricité.

Contrairement aux installations de production électrique renouvelable (éolienne et photovoltaïque notamment) dont les coûts de combustibles sont nuls, les centrales électriques à combustibles, telles que les installations CCF, ne sont enclenchées que lorsque la demande d'électricité est élevée et qu'il est donc nécessaire d'y recourir pour l'approvisionnement en électricité. C'est alors le prix qui détermine à quel moment l'électricité sera produite. Pour que les installations CCF soient rentables, il faut pouvoir vendre à la fois de l'électricité et de la chaleur. Etant donné que ces installations ont besoin de combustibles, elles ne sont utilisées que lorsque le prix de l'électricité et le produit de la vente de chaleur permettent de les exploiter de manière rentable. Il n'est donc pas nécessaire de restreindre davantage leur exploitation.

### **Éviter que les installations CCF fonctionnant avec des combustibles fossiles fonctionnent lorsque l'on dispose d'une quantité suffisante d'énergie solaire ou d'une autre forme d'énergie renouvelable.**

Les installations de production d'électricité réglables ne sont enclenchées que si le marché l'exige. À cet égard, les installations CCF constituent un cas à part, puisqu'outre la production d'électricité, elles produisent également de la chaleur en fonction des besoins: lorsqu'un bâtiment a besoin de chauffage ou qu'une installation industrielle a besoin de chaleur pour ses processus, l'installation CCF exploitées en mode «chaleur» doit être en fonction. Cela signifie qu'il se peut qu'elle doive éventuellement aussi fonctionner lorsqu'une installation photovoltaïque produit simultanément de l'électricité. Généralement toutefois, les gros bâtiments, les réseaux de chaleur de proximité et les installations industrielles possèdent deux systèmes de chauffage parallèles: un pour la charge thermique de base et un pour la charge thermique de pointe. S'il se trouve que l'un des deux systèmes de chauffage est une installation CCF, celle-ci ne sera enclenchée que lorsque la demande d'électricité existe; à savoir généralement lorsque les installations de production électrique renouvelable ne produisent pas suffisamment.

Les petites installations CCF sont rentables principalement grâce à la réglementation relative à la consommation propre qui permet d'économiser les coûts de réseau pour l'électricité soutirée. Les petites installations peuvent être réglées pour fonctionner de manière optimale en fonction de la consommation propre et non pas nécessairement au service du système lorsque les prix de l'électricité sont élevés. Il en résulte que de petites installations CCF fonctionnant avec des combustibles fossiles peuvent être exploitées même lorsqu'il y a suffisamment d'électricité renouvelable sur le réseau. En termes de politique climatique, elles ne devraient donc plus fonctionner qu'avec des combustibles de source renouvelable.

Les signaux de prix du marché devraient représenter un frein suffisant au fonctionnement de grandes installations CCF fonctionnant aux combustibles fossiles, lorsque du courant photovoltaïque est injecté simultanément dans le réseau. En revanche, les petites installations CCF fonctionnant aux combustibles fossiles en consommation propre y réagissent moins directement.

## **Il faut s'assurer que la chaleur soit valorisée le plus possible**

La rentabilité des installations CCF dépend fortement des recettes provenant du découplage de la chaleur, dont la valeur tourne autour de 8 à 10 ct/kWh et qui représente environ 65% de l'énergie vendue<sup>28</sup>.

D'un point de vue économique, faire tourner une installation CCF sans en exploiter la chaleur n'a pas de sens; à moins que la vente de l'électricité compense le produit qui aurait pu être réalisé en vendant la chaleur. Toutefois cela ne serait possible qu'avec des prix de l'électricité très élevés, ce qui n'est généralement le cas que quelques heures par année

---

<sup>28</sup> Exemple d'une installation CCF avec un rendement de 25% pour l'électricité et de 65% pour la chaleur: l'apport énergétique de l'installation CCF est de 10 kWh, permettant de produire environ 6,5 kWh sous forme de chaleur et 2,5 kWh sous forme d'électricité. En vendant le kWh 10 ct tant pour l'électricité que pour la chaleur, le produit de la vente de la chaleur sera plus de deux fois supérieur à celui de la vente de l'électricité.

## Bibliographie

OFEN (2011). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz, Ausgabe 2010*. Berne: Office fédéral de l'énergie. (En allemand uniquement)

OFEN (2020). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz, Ausgabe 2019*. Berne: Office fédéral de l'énergie. (En allemand uniquement)

Conseil fédéral (28 août 2019). *Communiqués du Conseil fédéral* (consulté le 21 juillet 2020) «Le Conseil fédéral vise la neutralité climatique en Suisse d'ici à 2050», <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-76206.html>

Conseil fédéral. *Rapport en réponse au postulat 16.3890 Grossen du 30 septembre 2016*.

Eicher et Pauli (2014), *Weissbuch Fernwärme Schweiz: Langfristperspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Nah- und Fernwärme in der Schweiz*. (En allemand uniquement)

Institut fédéral de recherches sur la forêt, la neige et le paysage WSL (2017), *Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET*. (En allemand uniquement)

Institut Paul Scherrer (2017). *Potentiels, coûts et impact environnemental des installations de production d'électricité*. Berne: Office fédéral de l'énergie.

Institut Paul Scherrer (2019). *Potentiels, coûts et impact environnemental des installations de production d'électricité*. Berne: Office fédéral de l'énergie.

Prognos/TEP Energy/Infras/Ecoplan (2020). *Perspectives énergétiques 2050+: Rapport succinct*. Berne: Office fédéral de l'énergie.

Prognos (2021). *Energieperspektiven 2050+: Exkurs Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung*. Berne: Office fédéral de l'énergie. (En allemand uniquement)

Prognos (2021). *Perspectives énergétiques 2050+: Digression: Électricité hivernale. Approvisionnement en électricité de la Suisse au semestre d'hiver*. Berne: Office fédéral de l'énergie.

# Annexe 1: description des différentes technologies CCF selon Prognos

## Modes de fonctionnement des installations CCF

Dans une perspective de préservation des ressources, la production couplée d'énergie électrique et thermique revêt une importance particulière au regard du rendement globalement élevé des systèmes de couplage chaleur-force. On distingue essentiellement entre les installations CCF exploitées en mode «chaleur» et celles exploitées en mode «électricité».

Dans les installations exploitées en mode «chaleur», la demande de chaleur (chauffage des locaux et de l'eau chaude sanitaire jusqu'à 90°C ou chaleur industrielle jusqu'à 500°C) détermine le niveau de charge ainsi que le moment où l'installation CCF s'enclenche et s'éteint.

Les installations CCF exploitées en mode «électricité» présentent l'avantage de permettre la gestion des pointes de charge lorsque les prix de l'électricité sont élevés. La chaleur alors produite devrait pouvoir être stockée en vue de son utilisation ultérieure. Dans la plupart des cas, les installations CCF exploitées en mode «électricité» ne sont pas utilisées de manière intensive. L'intérêt économique de ce type de fonctionnement réside dans l'optimisation du profil de charge.

Au niveau électrique, le degré d'efficacité des installations CCF dépend de leur technologie: le rendement des moteurs à gaz se situe entre 10 et 30%, celle des turbines à gaz entre 20 et 40%, celle des centrales à gaz à cycle combiné fonctionnant avec des turbines à gaz et à vapeur entre 50 et 60% et celle des piles à combustible entre 40 et 60% (Prognos: digression sur le CCF). Les centrales à bois et les UIOM fonctionnent avec des turbines à vapeur, dont le rendement se situe actuellement aux environs de 15%; un chiffre qui devrait encore légèrement progresser à l'avenir (PSI 2017).

## Piles à combustible

Les piles à combustible sont des cellules galvaniques capables de transformer de l'énergie chimique de réaction en énergie électrique. Elles sont disponibles dans des classes de puissance allant de 1 à 250 kW. Elles présentent plusieurs avantages: un degré d'efficacité électrique élevé, aucun rejet d'éléments polluants lors de la transformation de l'énergie et un fonctionnement silencieux.

Grâce à ces caractéristiques prometteuses, les piles à combustible font l'objet de développements, notamment en tant qu'appareils de chauffage CCF. Différents fabricants d'appareils de chauffage ont déjà commercialisé des appareils de chauffage à piles à combustible. Outre un manque de recul et d'expérience à long terme, le principal défaut de cette technologie réside dans son coût nettement plus élevé que celui des installations CCF usuelles. Pour cette raison, elles n'ont été utilisées jusqu'à présent que dans des domaines où les coûts jouaient un rôle secondaire, p. ex. dans les sous-marins ou l'aéronautique.

Différents types de piles à combustible font l'objet de recherches, tant du côté des combustibles utilisés (hydrogène, alcools, gaz naturel) et des oxydants (oxygène, peroxyde d'hydrogène, acide nitrique) que des composants techniques et de leur utilisation (stationnaires ou mobiles).

## Centrales de cogénération à moteur

Généralement, les centrales de cogénération à moteur fonctionnent avec un moteur classique à combustion interne selon le processus Otto ou Diesel. Partout dans le monde, des centrales de ce type sont utilisées avec des puissances nominales allant de 1 kW<sub>él</sub> à plusieurs dizaines de MW<sub>él</sub>. Les moteurs de petite et moyenne puissance sont en principe des moteurs de voitures de tourisme ou de poids-lourds modifiés, tandis que l'on utilise fréquemment des moteurs à diesel de bateaux transformés pour les grandes centrales de cogénération d'une puissance d'1 MW<sub>él</sub> ou plus. Au niveau électrique, leur rendement progresse au fur et à mesure que la puissance augmente et se situe entre 26 et 43% (pour une puissance électrique entre 5 kW et 2 MW).

Le gaz naturel est actuellement le combustible le plus utilisé dans les centrales de cogénération à moteur. L'utilisation de gaz industriels ou biogènes mélangés (gaz de synthèse, biogaz, etc.) a toutefois permis de disposer d'une expérience de plusieurs dizaines d'années avec des mélanges de combustibles de compositions différentes et fluctuantes dans certaines fourchettes. En principe, des adaptations permettent de régler, de modifier ou de fabriquer les moteurs pour différents gaz combustibles.

Pour les gaz, tels que le biogaz ou le gaz de bois obtenu par gazéification du bois, les adaptations des moteurs sont relativement gérables. En revanche, si l'on utilise l'hydrogène comme combustible, la charge que représente cette adaptation est nettement plus élevée car les propriétés de combustion de l'hydrogène sont totalement différentes de celles du gaz naturel.

### **Moteurs Stirling**

Les moteurs Stirling sont des moteurs à combustion externe et à fluide de travail en cycle thermodynamique fermé. L'apport thermique peut provenir pratiquement de n'importe quelle source de chaleur, notamment en brûlant n'importe quel combustible. Dans la mesure où ils n'impliquent aucune combustion interne, les moteurs Stirling nécessitent très peu d'entretien et sont très durables. Ils sont disponibles dans des classes de puissance allant de 1 à 200 kW et atteignent un rendement électrique allant de 7 à 28%.

### **Turbines à vapeur**

Les turbines à vapeur sont utilisées pour convertir l'énergie thermique (vapeur) en énergie mécanique pour entraîner un générateur dans les grandes centrales électriques brûlant le plus souvent un combustible solide (charbon, biomasse solide telle que le bois, les déchets).

Le processus de vapeur permet d'extraire de manière flexible la chaleur industrielle et la chaleur utile à des fins de chauffage. Dans le cas d'une utilisation en couplage chaleur-force, la détente de la vapeur n'intervient que jusqu'au niveau de température/de pression requis pour la production de chaleur, p. ex. 2 bar pour une chaleur de chauffage de 120 C ou 20 bar pour une chaleur industrielle > 200°C. Même si cela entraîne une diminution du rendement électrique, l'utilisation des rejets de chaleur permet globalement de tirer un meilleur parti de l'énergie du combustible. Les classes de puissance typiques des turbines à vapeur utilisées pour le couplage chaleur-force vont de 75 kW à plusieurs centaines de MW pour des rendements électriques situés entre 15 et 25%.

### **Turbines à gaz**

Le fonctionnement des turbines à gaz comprend les étapes suivantes: compression, apport de chaleur, expansion et échappement de la chaleur: le compresseur aspire l'air de l'extérieur et augmente sa pression. L'air est ensuite mélangé au combustible dans la chambre de combustion où le mélange s'enflamme et brûle. La combustion produit un gaz chaud qui peut atteindre des températures supérieures à 1500°C et arrive à grande vitesse dans la chambre de détente de la turbine où son énergie d'écoulement se transforme en énergie mécanique au travers des pales et du rotor. La chaleur élevée des gaz d'échappement des turbines à gaz (entre 450 et 600°C) peut être utilisée comme chaleur de traitement dans les processus industriels ou dans un processus en aval utilisant de la vapeur. Les turbines à gaz sont disponibles sous la forme de micro turbines à gaz à partir d'une puissance de 30 kW. Les appareils utilisés dans les centrales électriques peuvent atteindre une puissance de près de 600 MW. Les rendements électriques des turbines à gaz se situent entre 25 et environ 43%.

Le gaz naturel est aujourd'hui le principal combustible des turbines à gaz ; le diesel représente également un combustible adéquat (comme dans les moteurs d'avions). L'utilisation de l'hydrogène entre de plus en plus fréquemment en ligne de compte, dans la mesure où il s'agit d'une source d'énergie n'émettant pas de gaz à effet de serre.

### **Centrales à gaz à cycle combiné (turbines à gaz et à vapeur)**

Dans les centrales à cycle combiné, les gaz d'échappement des turbines à gaz sont utilisés pour générer de la vapeur dans une chaudière de récupération. La vapeur sous pression ainsi produite entraîne une turbine à vapeur servant à produire de l'électricité et de la chaleur. Ce processus permet d'augmenter le degré d'efficacité électrique à 60% environ. Une alternative consiste à utiliser la vapeur d'eau comme chaleur industrielle (utilisation CCF); ce mode de fonctionnement réduit toutefois le degré d'efficacité électrique.

### **Centrales géothermiques avec couplage de la chaleur**

La géothermie se base sur l'utilisation technique de la chaleur tirée du sous-sol. Parmi les ressources géothermiques, on distingue entre les aquifères d'eau chaude, les zones de failles (tectoniques) et les roches cristallines sèches et chaudes. Des forages en profondeur permettent d'exploiter ces ressources et de les rendre utilisables à des fins de chauffage et/ou pour produire de l'électricité. Le niveau de température que l'on peut atteindre ainsi est restreint car la profondeur de forage elle-même est techniquement limitée (environ 10 km). Le gradient moyen de température géothermique est de 1°C/33 m, soit une augmentation moyenne de la température de 100 C à une profondeur de 3300 m. Les niveaux de température typique de la géothermie se situent dans une plage comprise entre <100 et 300°C. En raison de ces températures basses, la production d'électricité géothermique requiert une conception nouvelle des centrales électriques, englobant notamment l'utilisation directe de la vapeur, la technologie ORC, etc. En raison des basses températures de processus, les rendements électriques de la production géothermique sont faibles (<12%), de sorte que l'utilisation de la chaleur joue un rôle prépondérant. De fait, les centrales géothermiques produisent de la chaleur toute l'année, comme les UIOM. Toutefois, leur rendement électrique est nettement inférieur à celui de ces dernières. Le potentiel de la géothermie est moins limité que celui de la biomasse issue des déchets. Pour autant, cette technologie n'est pas encore au point et comporte donc des risques.