

# Centrales à gaz à cycle combiné (CCC)

Document connaissances de base, état: septembre 2015

## 1. Synthèse

Les centrales à gaz à cycle combiné (CCC) sont de grandes centrales thermiques fonctionnant au gaz et associant les principes de deux types de turbines: à gaz et à vapeur. Du fait de leurs coûts d'investissement relativement bas, de leur rapidité de construction et de leur grande souplesse d'exploitation, elles représentent une option intéressante pour compléter la part des énergies renouvelables dans le mix suisse. Cependant, leur rentabilité incertaine compte tenu des conditions-cadre et des conditions du marché actuelles relatives aux émissions de CO<sub>2</sub> et à leur compensation, des prix sur le marché de l'électricité ainsi que la dépendance de la Suisse vis-à-vis de l'étranger pour le carburant expliquent le peu d'intérêt durant ces dernières années dans les projets de construction. L'efficacité des processus et leur performance environnementale d'une part, et la modification des conditions-cadre d'autre part, permettraient en principe d'envisager à nouveau l'introduction de CCC dans le mix de production électrique suisse. Depuis le début de l'année 2011, le Conseil fédéral et le Parlement considèrent cette technologie comme une option susceptible de contribuer de manière substantielle aux besoins en électricité de la Suisse.

## 2. Situation actuelle en Suisse

L'Ordonnance sur la compensation du CO<sub>2</sub> exige des centrales à gaz à cycle combiné (également appelées centrales à cycles combinés alimentées au gaz, CCC – en anglais: *Combined Cycle Gas Turbine*, CCGT) un seuil de rendement si élevé qu'il ne peut actuellement être atteint qu'en exploitant la chaleur générée avec la production d'électricité (voir chapitre 8 «Conditions-cadre»). C'est la raison pour laquelle les nouvelles CCC installées en Suisse exploitent un minimum de rejets de chaleur. En 2009, une nouvelle centrale a été mise en service à Monthey (55 MW<sub>el</sub>, 348 GWh/an); avec cette centrale et les autres installations telles que Pierre-de-Plan (34 MW<sub>el</sub>, 100 GWh/an) et Cornaux (43 MW<sub>el</sub>, 160 GWh/an), la production suisse d'électricité issue du gaz naturel atteint environ 600 GWh.<sup>1</sup> Des CCC supplémentaires sont en outre en cours de planification (à des stades différents, toutes avec exploitation de la chaleur): Cornaux II (Groupe E, 420 MW), Utzenstorf (FMB, 400 MW), Perlen (CKW, 240 MW) et Vernier (SIG, 60 MW). Des CCC n'exploitant pas les rejets de chaleur ne peuvent être installées que sur des sites de grandes centrales déjà existantes. Unique projet de ce type en Suisse, Chavalon (400 MW – 2,2 TWh/an), à Vouvry dans le canton du Valais, remplacera une ancienne centrale à mazout.

Ces grandes centrales ne suscitent guère l'adhésion de l'opinion publique du fait de la dépendance par rapport à l'étranger et des émissions de CO<sub>2</sub>. La Suisse ne disposant ni d'importants gisements de gaz sur son territoire ni de possibilités de réserve conséquentes de cette ressource, elle est obligée de s'approvisionner à l'étranger. Ses capacités de stockage sont limitées à quelques jours et les sites géologiquement adaptés à accueillir de telles structures souterraines font défaut. Toutefois, «la diversité du portefeuille d'approvision-

<sup>1</sup> Statistique suisse de l'électricité 2014, Office fédéral de l'énergie OFEN, Berne, 2015

nement en gaz de l'industrie gazière suisse et la construction de nouveaux pipelines et terminaux de gaz naturel liquéfié devraient permettre de réduire la dépendance vis-à-vis de l'étranger à court terme.»<sup>2</sup>

La loi sur le CO<sub>2</sub> limite la rentabilité des CCC en Suisse (voir chapitre 8 «Conditions-cadre»). Cependant, la décision du Conseil fédéral de ne pas renouveler les centrales nucléaires actuelles impose la construction de centrales à gaz à cycle combiné en Suisse. Ces centrales constituent en effet une bonne alternative au moins pendant la transition vers un approvisionnement en électricité majoritairement issu des énergies renouvelables. Les raisons sont triples: ces centrales garantissent une production nationale, peuvent être construites dans des délais courts et sont plus rentables que celles fonctionnant avec des sources d'énergie renouvelable. En outre, la production s'adapte très bien aux exigences découlant du développement des énergies renouvelables. Alors que la production éolienne et solaire ne peut pas être commandée, les centrales à gaz à cycle combiné peuvent compenser selon les besoins des congestions temporaires presque aussi bien que les centrales de pompage-turbinage.

### 3. Etat de la technologie et développement futur

Une centrale à gaz à cycle combiné allie les principes d'une centrale thermique à turbine à gaz et ceux d'une centrale thermique à vapeur (Illustration 1). Une turbine à gaz sert de source calorifique à la chaudière de récupération située en aval agissant elle comme un générateur de vapeur pour la turbine à vapeur, ce qui permet d'améliorer le rendement dans le cycle thermodynamique par rapport aux turbines à gaz en circuit ouvert ou aux centrales thermiques à vapeur conventionnelles. Les valeurs de rendement atteignent alors plus de 60%.

Jusque dans les années 1970, l'électricité provenant du gaz naturel était produite exclusivement par des turbines à gaz, avec un rendement de moins de 30%. Seule l'utilisation des rejets de chaleur au moyen d'une turbine à vapeur située en aval permet d'atteindre les 60%. Les CCC, qui combinent les deux techniques et exploitent les rejets de chaleur internes au processus issu de la turbine à vapeur, optimisent la production d'électricité. Aucune autre amélioration notable n'est toutefois attendue car le rendement est limité par les lois de la physique (teneur en énergie du combustible) et par la charge des matériaux de la turbine à gaz. En mai 2011, une installation de Siemens à Ingolstadt a battu le record mondial en matière de rendement avec une valeur de 60,75 %.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Réponse du Conseil fédéral du 16.03.2007 à une interpellation du groupe radical-libéral, déposée auprès du Conseil national le 13.12.2006, disponible sous [www.parlament.ch](http://www.parlament.ch)

<sup>3</sup> Bild der Wissenschaft

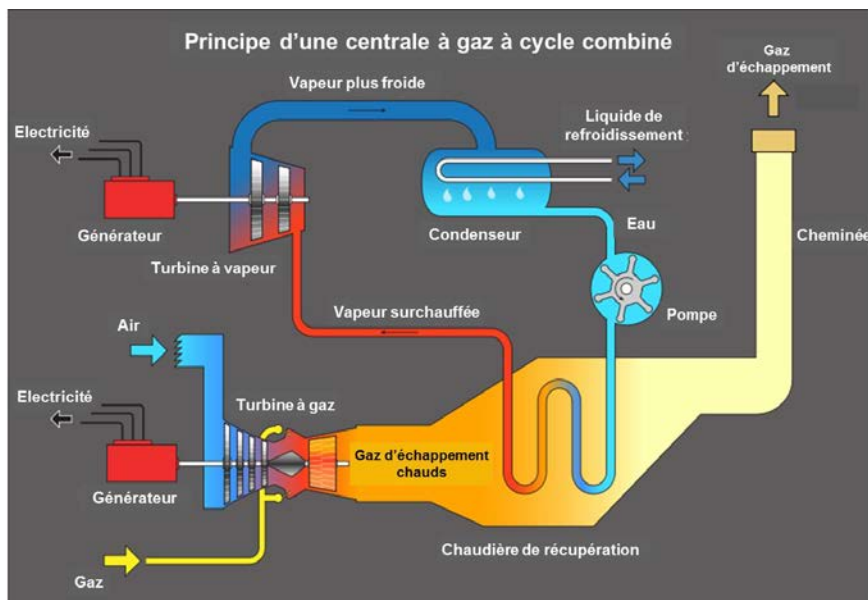


Illustration 1. Principe d'une centrale à gaz à cycle combiné. Source: P. Lehmacher, Ingenieurbüro für Technik und Information.

Par ailleurs, la recherche actuelle s'intéresse au captage et au stockage du CO<sub>2</sub> (CCS: *Carbon Capture and Storage*). Si le rendement baisse ainsi actuellement de quelque 7%, le développement à venir de la technique laisse envisager des progrès conséquents.

La technologie des CCC est également utilisée pour le couplage chaleur-force (CCF – ou cogénération), processus au cours duquel de la vapeur est prélevée du circuit de production et utilisée comme chaleur de processus ou dans les réseaux de chaleur à distance à des fins de chauffage. Le rendement total peut certes ainsi être amélioré, mais le rendement électrique baisse en fonction du prélèvement de chaleur.<sup>4</sup>

Les CCC affichent des puissances de 60 MW à 800 MW par bloc ; une installation de 425 MW produit annuellement une quantité d'énergie maximale d'environ 3 TWh. Les CCC appliquent une technologie éprouvée qui offre une grande flexibilité lors de la construction et de l'exploitation ultérieure. Elles peuvent ainsi produire au choix de l'énergie en ruban ou de l'énergie de pointe et fournir des prestations de services-système. La durée de construction courte et le coût d'investissement relativement limité expliquent également pour quelles raisons de nombreuses CCC ont été bâties ou étendues au cours des dix dernières années, dans le monde entier.<sup>5</sup>

#### 4. Potentiel

Le potentiel de production théorique des CCC, qui est fonction de la disponibilité de la source d'énergie primaire, autrement dit du gaz naturel, est par conséquent quasi illimité. Ce type de source étant épuisable, il convient de distinguer réserves et ressources. Les réserves désignent les gisements de gaz connus, qu'il est possible d'exploiter économiquement au vu de l'état actuel de la technique. Les ressources, en re-

<sup>4</sup> D'autres explications sur les centrales de cogénération ainsi qu'un comparatif entre ce type de centrales et les CCC figurent dans les documents Connaissances de base correspondants.

<sup>5</sup> Projected Costs of Generating Electricity, Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, 2015

vanche, recouvrent les gisements de gaz dont l'existence a été prouvée mais qui ne peuvent être exploités économiquement ou dont l'existence est simplement très probable. Les ressources s'élèvent généralement à un multiple des réserves.

Selon une étude du *Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe* (BGR, Institut fédéral allemand de géologie et des matières premières) datant de 2011, la situation de l'uranium, du charbon et du gaz naturel devrait s'avérer confortable sur le plan géologique, car ces sources d'énergie devraient permettre de couvrir les besoins estimés sur de nombreuses décennies.<sup>6</sup> Il n'en va toutefois pas de même pour le mazout sur cette même période. D'après le BGR, au cours des prochaines décennies, les réserves de gaz naturel ne devraient pas être limitées même si les besoins augmentent, un résultat qui est important en ce qui concerne l'approvisionnement en électricité. La quantité de réserves s'amointrit au fil des ans, dans une mesure qui dépend de l'évolution des technologies de forage, des découvertes et des prix de l'énergie. Actuellement, dans le monde, les réserves de gaz non conventionnel (gaz de schiste, gaz compacts, gaz de couche) sont à peu près équivalentes aux réserves de gaz conventionnel.<sup>7</sup>

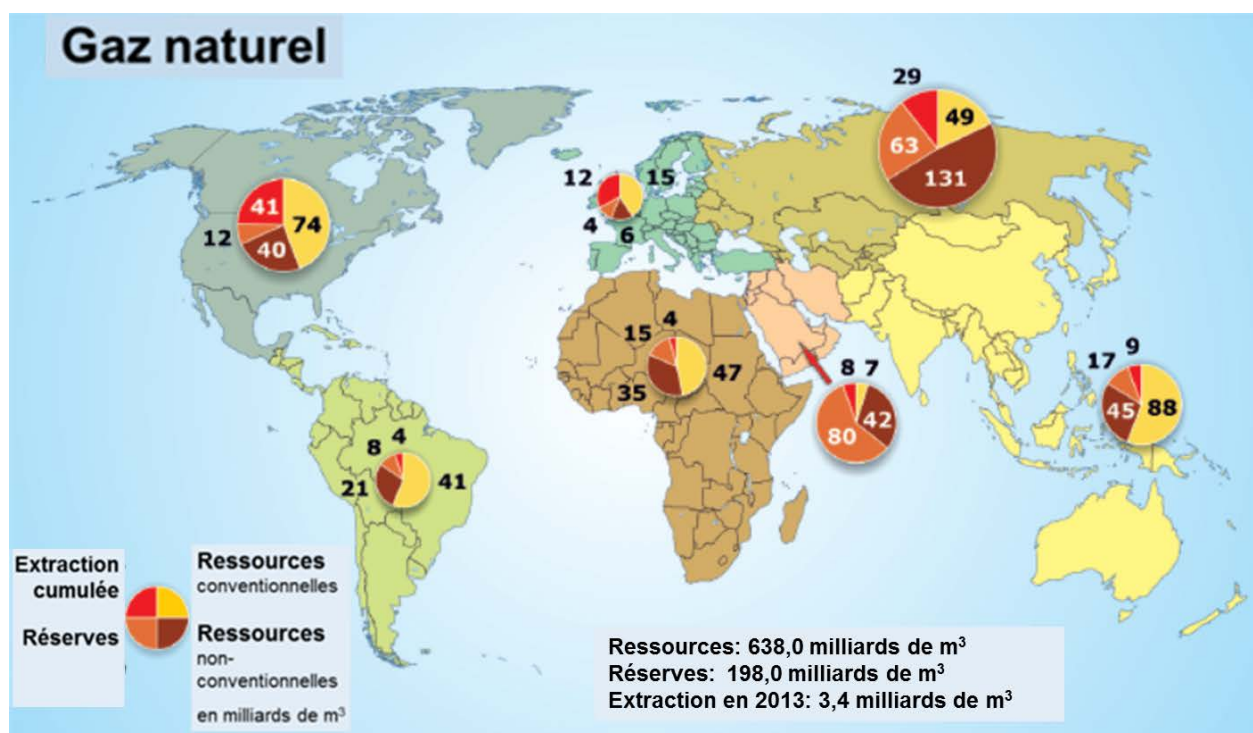


Illustration 2. Répartition régionale du potentiel total de gaz naturel conventionnel ou non conventionnel en 2013. Source: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR).

En outre, le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> pourraient améliorer le potentiel des centrales à gaz en Suisse dans la mesure où le pays présenterait des possibilités géologiques significatives pour le stockage du dioxyde de carbone. Mais cela n'est pas réalisable dans un horizon proche. Si cette option est maintenue, il

<sup>6</sup> Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011. Bd. DERA Rohstoffinformationen, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hanovre, 2011.

<sup>7</sup> Golden Age of Gas, Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, 2011

faudrait procéder à des études géologiques approfondies sur les sites potentiels et mener une étude pilote pour évaluer la faisabilité technique et la sécurité.<sup>8</sup> Le piégeage du CO<sub>2</sub> est traité dans un document séparé.

Dans son rapport sur l'avenir des réseaux d'infrastructure nationaux, le Conseil fédéral confirme que la capacité du réseau de gaz suffit à satisfaire les besoins immédiats. L'infrastructure de réseau actuelle permettrait même de construire sur les sites actuels des centrales nucléaires jusqu'à huit CCC, dotées chacune de deux blocs de 400 MW.<sup>9</sup> Le gazoduc qui traverse la Suisse du nord au sud transporte déjà jusqu'à six fois plus de gaz naturel que ce que le pays consomme.

Généralement, les CCC, plus flexibles, sont mises en service prioritairement pendant les périodes de charge de pointe ou de moyenne charge, fournissant 4000 heures de pleine charge d'exploitation par an (niveau pour une exploitation commerciale). Cependant, lorsqu'elles sont utilisées pour couvrir la charge de base, elles peuvent aisément atteindre 6000 heures de pleine charge d'exploitation par an. Actuellement, en Allemagne, les CCC n'atteignent que des heures de pleine charge d'exploitation extrêmement basses en raison des conditions-cadre et des conditions du marché, de sorte que plusieurs centrales parmi les plus modernes ont dû cesser leur exploitation. Le tableau ci-dessous se base sur la valeur de 6000 heures de pleine charge d'exploitation.

Potentiel [TWh]	2015	2035	2050
Théorique	0,6	20	35
Technique	0,6	20	35
Economique <sup>10</sup>	0,6	15	24
Attendu <sup>1110</sup>	0,6	12	20

Tableau 1. Potentiel de la technologie de production d'électricité d'ici 2050

## 5. Estimation de la puissance disponible et de la qualité de l'énergie

Au cours des dernières décennies, plusieurs événements politiques ont démontré le manque de fiabilité du réseau de gaz européen sur le plan de l'approvisionnement, principalement lors des conflits opposant la Russie et l'Ukraine. En Suisse, néanmoins, l'approvisionnement est considéré comme sûr, 66% – soit la majeure partie – des besoins en gaz du pays étant en effet couverts par des gisements situés dans l'UE ou en Norvège. L'approvisionnement en gaz de la Suisse transite par le réseau européen de gazoducs à haute pression, qui s'étend actuellement sur quelque 190 000 km, de l'océan Atlantique à la Sibérie.<sup>12</sup>

Le gaz naturel peut être liquéfié selon un processus économique, ce qui permet de diviser son volume par 600. Le gaz naturel liquéfié (GNL) peut ensuite être transporté des méthaniers depuis n'importe quel endroit du monde et injecté dans le réseau de distribution européen. Les besoins annuels en gaz de la Suisse

<sup>8</sup> L. W. Diamond, W. Leu et G. Chevalier, Studie zur Abschätzung des Potenzials für CO<sub>2</sub>-Sequestrierung in der Schweiz, (Potentiel pour le piégeage géologique du CO<sub>2</sub> en Suisse), Office fédéral de l'énergie OFEN, Berne, 2010

<sup>9</sup> L'avenir des réseaux d'infrastructure nationaux en Suisse, Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC, Berne, 2010

<sup>10</sup> Le potentiel économique et le potentiel attendu sont fonction du prix du gaz et d'autres conditions marginales.

<sup>11</sup> Le potentiel économique et le potentiel attendu sont fonction du prix du gaz et d'autres conditions marginales.

<sup>12</sup> Evaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse, OFEN, Berne, 2014

s'élèvent à environ 3,0 milliards de m<sup>3</sup>, dont moins de 5 % sont utilisés pour produire de l'électricité.<sup>13</sup> Par conséquent, l'approvisionnement en gaz naturel ne présente aujourd'hui plus aucun risque significatif.

Puissance disponible [MW]	2015	2035	2050
Charge de base	100	2000	3200
Charge moyenne	100	2000	3200
Charge de pointe	100	2000	3200
Service-système	0	2000	3200

Tableau 2. Disponibilité de la technologie en termes de puissance au semestre hivernal jusqu'en 2050

## 6. Coûts de production

La construction de centrales à gaz à cycle combiné est rapide et demande peu d'investissements en comparaison avec les autres types de centrales. Les coûts de production de l'électricité sont en revanche plutôt élevés et fluctuants, notamment lorsqu'on considère les frais relatifs à énergie primaire et au CO<sub>2</sub>.

Il existe jusqu'à présent un lien entre les prix du gaz et ceux du pétrole (couplage du prix du gaz naturel avec celui du pétrole). Mais cette situation serait susceptible de changer d'après le World Energy Outlook de l'AIE.<sup>14</sup> En effet, l'offre de gaz naturel a considérablement augmenté d'une part en raison du développement rapide de la liquéfaction et d'autre part du fait du forage de gaz non conventionnel. Cela pourrait vraisemblablement entraîner une dichotomie entre le prix du pétrole et celui du gaz, qui pourrait durer plusieurs années.

De nos jours, les coûts de production de l'électricité issue des CCC se situent environ à 9 centimes par kWh<sup>15</sup> et la part du gaz naturel dans ces installations représente plus de 65%. La dépendance par rapport au prix du gaz est donc extrêmement élevée: une hausse de 20% du prix du gaz se traduit par une augmentation consécutive du coût de production de l'électricité de 14%.<sup>16</sup> Cette situation constitue un problème d'autant plus important que la Suisse ne dispose pour ainsi dire pas de ressources de gaz. Avec la technologie de captage et de stockage du CO<sub>2</sub>, les coûts de production de l'électricité en 2035 se hisseront à quelque 16 centimes par kWh (contre environ 12 centimes par kWh sans cette technologie).

Selon l'AIE, les coûts *overnight*<sup>17</sup> d'une centrale à gaz à cycle combiné sont compris entre 627 dollars américains par kW<sub>el</sub> (en Chine) et 1289 dollars américains par kW<sub>el</sub> (en Nouvelle-Zélande)<sup>18</sup>. En Suisse, ces coûts sont évalués à 1100 dollars américains par kW<sub>el</sub>. Une installation de 400 MW entraîne donc des frais d'investissement d'environ 500 millions de francs suisses.

Les estimations de l'AES relatives aux coûts de production sont présentées dans le Tableau 3. En ce qui concerne les coûts d'investissement, l'hypothèse repose sur un mélange de nouvelles installations et de transformations. Les coûts de production de l'électricité ont été calculés avec des taux d'intérêt de 5 % et de 10 %, ce qui explique la fourchette de valeurs données.

<sup>13</sup> Statistique globale suisse de l'énergie 2014, Office fédéral de l'énergie OFEN, Berne, 2015

<sup>14</sup> World Energy Outlook 2010, Agence internationale de l'énergie, Paris, 2010

<sup>15</sup> Coûts de l'électricité: 10,8-11,4 ct./kWh (2010), 11,8-12,5 ct./kWh (2030); Source: Electricité durable: vœux pieux ou bientôt réalité? dans Le Point sur l'énergie PSI n° 20, juin 2010

<sup>16</sup> Stromperspektiven 2020 – neue Erkenntnisse, Axpo Holding AG, Baden, 2010

<sup>17</sup> Coûts hors intérêts (comme si la construction était achevée en une nuit)

<sup>18</sup> Projected Cost of Generating Electricity, Agence internationale de l'énergie AIE, Paris, 2015.

Coûts	2015	2035	2050
Coûts d'investissement (CHF/kW)	1000–1100	800-1300 (CCS: 1400-2000)	800-1300 (CCS: 1200-1800)
Coûts éventuels d'exploitation, d'entretien et de fermeture (ct./kWh)	1	1	1
Coûts de production (ct./kWh)	9	12-13 (16 avec CCS)	12-13 (15 avec CCS)
Prix du CO <sub>2</sub> (CHF/t)	36	42,9	41,4

Tableau 3. Coûts d'ici 2050. Source: PSI Energie Spiegel n°20, juin 2010

Il est actuellement difficile d'établir une prévision en ce qui concerne les coûts de production, car l'usage des centrales à gaz a changé. Le recours accru aux énergies renouvelables requiert une grande souplesse, que peuvent offrir en partie les centrales à gaz. Toutefois, celles-ci servent moins à l'approvisionnement de base et offrent moins d'heures de pleine charge, ce qui se répercute sur les coûts de production, comme le montre l'exemple de l'Allemagne actuellement.

## 7. Environnement/climat

Le fonctionnement des centrales à gaz à cycle combiné modernes occasionne moins d'émissions directes de polluants atmosphériques et de CO<sub>2</sub> que les autres centrales thermiques fossiles (mazout, charbon; à titre de comparaison, les CCC génèrent moitié moins d'émissions que les centrales à charbon.). Les installations modernes produisent quelque 380 g de CO<sub>2</sub> par kWh d'électricité. Par ailleurs, une part non négligeable de l'impact total des CCC sur l'environnement est due à l'exploration, au forage et au traitement du gaz naturel. Cela se vérifie plus particulièrement pour le CO<sub>2</sub>, le monoxyde de carbone et le dioxyde de soufre. De même, les émissions cumulées de méthane proviennent presque exclusivement des zones situées en amont (fuites au cours du transport, par exemple.). Si l'on considère le cycle de vie dans son intégralité, elles s'élèvent à 425 g de CO<sub>2</sub> par kWh, une valeur supérieure à la moyenne du mix de production suisse. A l'avenir, cependant, le développement du piégeage du CO<sub>2</sub> devrait diviser ce chiffre par 3 à 6 (60 à 150 g de CO<sub>2</sub> par kWh)<sup>19</sup> avec un rendement en baisse de 7%.

## 8. Conditions-cadre

L'Ordonnance sur la compensation du CO<sub>2</sub> fixe le rendement total minimal des centrales thermiques fossiles et des centrales à gaz à cycle combiné en Suisse.<sup>20</sup> Il est de 58,5 % pour les sites déjà existant et d'au moins 62 % pour les nouveaux. Ce seuil est élevé afin d'obliger les exploitants à produire de l'électricité mais aussi de la chaleur.<sup>21</sup> Dans les CCC, la chaleur est prélevée du processus de production, ce qui augmente le rendement total d'une part mais diminue le rendement électrique de l'autre. La centrale est alors exploitée en tant que centrale de cogénération.

La compensation en CO<sub>2</sub> constitue un facteur limitant pour la rentabilité des centrales à gaz à cycle combiné. En Suisse, les installations doivent en effet compenser la totalité de leurs émissions, dont 50% par le

<sup>19</sup> Greenpeace Suisse

<sup>20</sup> Ordonnance sur la compensation des émissions de CO<sub>2</sub> des centrales thermiques à combustibles fossiles (Ordonnance sur la compensation du CO<sub>2</sub>) du 30 novembre 2012 (état au 1<sup>er</sup> mai 2015)

<sup>21</sup> Office fédéral de l'environnement OFEV

biais de mesures réalisées dans le pays, conformément à la loi actuelle sur le CO<sub>2</sub>.<sup>22</sup> Cette procédure s'avère très coûteuse et à peine réalisable car la Suisse émet relativement peu de CO<sub>2</sub> par rapport à l'étranger, ce qui diminue les possibilités de réduction.

La rentabilité pourrait s'améliorer si la loi autorisait la compensation exclusivement à l'étranger. Du point de vue suisse, le rattachement au marché européen d'échange des émissions présenterait des avantages sur le plan environnemental et économique: un marché commun du CO<sub>2</sub> augmenterait les possibilités de réduction avantageuses.<sup>23</sup> Depuis 2010, l'affiliation du marché suisse des émissions de CO<sub>2</sub> au système communautaire d'échange de quotas d'émissions fait partie des sujets soumis à la table des négociations entre la Suisse et l'Union européenne. Une telle fusion exige une compatibilité totale des deux systèmes et la conclusion d'un traité international.

## 9. Evaluation et analyse SWOT

Critères d'évaluation	2015	2035	2050
<b>Coûts d'investissement et de revient</b>	Coûts d'investissement avantageux, prix du carburant volatil	Coûts compris dans la fourchette du prix de marché attendu	Coûts compris dans la fourchette du prix de marché attendu
<b>Compatibilité environnementale</b>	Emissions de CO <sub>2</sub> supérieures à celles du mix d'électricité suisse	Meilleure avec les nouvelles technologies (captage et stockage du CO <sub>2</sub> )	Meilleure avec les nouvelles technologies (captage et stockage du CO <sub>2</sub> )
<b>Disponibilité de l'énergie</b>	Production flexible avec dépendance vis-à-vis de l'étranger	Production flexible et approvisionnement en gaz naturel moins risqué	Production flexible et approvisionnement en gaz naturel moins risqué
<b>Potentiel de production</b>	0,6 TWh (env. 1,0% des besoins en électricité)	12 TWh	20 TWh
<b>Acceptation sociale</b>	Moyenne, meilleure qu'auparavant (pour les CCC)	Meilleure (grâce aux nouvelles technologies générant moins d'émissions de CO <sub>2</sub> )	Meilleure mais seulement en l'absence de pénurie de ressources
<b>Acceptation politique</b>	Meilleure qu'auparavant	Suffisante	Suffisante

Tableau 4. Evaluation de la production d'électricité par des centrales à gaz à cycle combiné selon différents critères pour les années 2015, 2035 et 2050. Vert: satisfaisant, orange: suffisant, rouge: insuffisant

<sup>22</sup> Loi fédérale sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (loi sur le CO<sub>2</sub>) du 23 décembre 2011 (état au 1<sup>er</sup> janvier 2013)

<sup>23</sup> Voir document Connaissances de base «Négoce international de l'électricité, des certificats d'achat de courant vert et des droits d'émission»



externe	<p><b>Opportunités</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Hausse du rendement</li> <li>- Réalisation de systèmes de captage et de stockage du CO<sub>2</sub></li> <li>- Investissements en Suisse, réduction relative de la dépendance aux importations d'électricité</li> </ul>	<p><b>Risques</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sévérité des lois sur le CO<sub>2</sub>, protocole de Kyoto</li> <li>- Coût élevé de compensation du CO<sub>2</sub></li> <li>- Forte incitation, motivée politiquement, des petites centrales de cogénération</li> <li>- Prix de l'électricité faible par rapport au coût des matières premières/de revient</li> </ul>
interne	<p><b>Points forts</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Flexibilité de la production</li> <li>- Energie en ruban et énergie de pointe</li> <li>- Compatibilité avec les services-système</li> <li>- Technologie fossile respectueuse de l'environnement (en comparaison avec le pétrole et le charbon)</li> </ul>	<p><b>Points faibles</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Combustibles fossiles</li> <li>- Emissions de CO<sub>2</sub></li> <li>- Ressources limitées</li> <li>- Solution transitoire seulement</li> </ul>

Tableau 5. Analyse SWOT

## 10. Sources

AIE 2015	Projected Costs of Generating Electricity, Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, 2015
AIE 2010a	World Energy Outlook 2010, Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, 2010
AIE 2011	Golden Age of Gas, Agence internationale de l'énergie (AIE), Paris, 2011
Axpo 2010	Stromperspektiven 2020 – neue Erkenntnisse, Axpo Holding AG, Baden, septembre 2010
BGR 2011	Etude sur l'énergie 2014: Reserven, Ressources und Verfügbarkeit von Energie-rohstoffen 2011. Bd. DERA Rohstoffinformationen. Bundesanstalt für Geo-wissenschaften und Rohstoffe, Hanovre, 2014.
Bild d. Wissenschaft	<a href="http://www.wissenschaft.de">http://www.wissenschaft.de</a> *
DETEC 2010	L'avenir des réseaux d'infrastructure nationaux en Suisse, Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC, Berne, 2010
Lehmacher	Peter Lehmacher, Prinzip eines Kombikraftwerks, Ingenieurbüro für Technik und Information, Bonn, 2005
OFEN 2010	L. W. Diamond, W. Leu et G. Chevalier, Studie zur Abschätzung des Potenzials für CO <sub>2</sub> -Sequestrierung in der Schweiz (Potential pour le piégeage géologique du CO <sub>2</sub> en Suisse), Office fédéral de l'énergie OFEN, Berne, 2010
OFEN 2014	Evaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse, OFEN, Berne, 2014
OFEN 2015	Statistique globale suisse de l'énergie 2014, Office fédéral de l'énergie OFEN, Berne, 2015
OFEN 2015a	Statistique suisse de l'électricité 2014, Office fédéral de l'énergie OFEN, Berne, 2015
OFEV	<a href="http://www.ofev.admin.ch">http://www.ofev.admin.ch</a> * (Office fédéral de l'environnement)
PSI 2010	Electricité durable: vœu pieux ou bientôt réalité?, Institut Paul Scherrer (PSI): Le Point sur l'énergie n° 20, juin 2010