

Centrales à gaz à cycle combiné (CCC)

Document de connaissances de base, état: mars 2020

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. Elles se distinguent par leurs coûts d'investissement relativement bas, leur rapidité de construction et leur grande souplesse d'exploitation. Cependant, compte tenu des conditions-cadre actuelles (émissions de CO₂ et leur compensation) et des prix sur le marché de l'électricité, leur rentabilité est insuffisante. De plus, les coûts de revient de l'électricité sont fortement dépendants du prix du gaz naturel, et la Suisse est totalement dépendante des importations pour le combustible.

On compte en Suisse trois centrales à gaz à cycle combiné, dont la production annuelle se monte à environ 600 GWh, ce qui représente moins de 1% de la production d'électricité annuelle indigène. En raison de l'environnement de marché et de la faible acceptation politique et sociétale, tous les projets de construction de nouvelles CCC ont été suspendus.

L'acceptation de la Stratégie énergétique 2050, qui interdit la construction de nouvelles centrales nucléaires et le remplacement des centrales existantes, pourrait favoriser à nouveau la construction de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné en Suisse. Celles-ci constituent une bonne option pour un futur approvisionnement en électricité qui se base en grande partie sur des sources d'énergie renouvelables fluctuantes. Elles offrent une flexibilité élevée, et le potentiel technique est important. Les centrales à gaz à cycle combiné pourraient apporter une contribution essentielle à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse, surtout pendant le semestre d'hiver. Cela suppose toutefois l'acceptation politique et sociétale, ainsi que des conditions-cadre qui permettent une exploitation rentable.

2. Situation actuelle en Suisse

Les centrales à gaz à cycle combiné (CCC) sont également appelées «centrales à cycle combiné gaz» (CCG) ou, en anglais: *Combined Cycle Gas Turbine* (CCGT). La Suisse compte trois centrales de ce type: Monthey (VS, 55 MW_{el}, 350 GWh/an), Pierre-de-Plan (VD, 34 MW_{el}, 100 GWh/an) et Cornaux (NE, 43 MW_{el}, 160 GWh/an). Ces centrales contribuent à la production annuelle suisse d'électricité à hauteur d'environ 600 GWh, ce qui représente moins de 1%.¹ La législation suisse prescrit aux centrales thermiques fossiles un degré d'efficacité d'au moins 62%.² En l'état actuel de la technique, celui-ci ne peut être atteint que par le couplage chaleur-force. C'est pourquoi les CCC suisses sont utilisées en combinaison avec une récupération de chaleur, p. ex. pour la production de chaleur industrielle. Différents projets de centrales supplémentaires ont été abandonnés ces dernières années, comme p. ex. Cornaux II (Groupe E), Utzenstorf (BKW) ou encore Perlen (CKW). Pour finir, le projet Chavalon, où une centrale de 400 MW aurait dû remplacer une ancienne centrale à mazout à Vouvry (VS), a lui aussi été suspendu en 2017.

En Suisse, ces grandes centrales ne suscitent guère l'adhésion de l'opinion publique du fait des émissions de CO₂ et de la dépendance par rapport à l'étranger au niveau du gaz naturel. De plus, la législation sur le

¹ Source: OFEN 2018

² Source: COM 2019

CO₂ et les prix bas sur le marché de l'électricité limitent la rentabilité de ce type de centrales. Cependant, l'acceptation du volet législatif de la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération en mai 2017, qui interdit la construction de nouvelles centrales nucléaires et le remplacement des centrales existantes, peut à nouveau favoriser la construction de nouvelles CCC. En conséquence, en amont de la votation, on a discuté de la nécessité de disposer de telles centrales, jusqu'au nombre de cinq. Les CCC sont un complément adapté pour un futur approvisionnement en électricité qui se base en grande partie sur des énergies renouvelables fluctuantes. Elles peuvent être construites rapidement, garantissent une production indigène et offrent une flexibilité élevée pour compenser la production issue de nouvelles sources d'énergie renouvelable, dépendante de la météo. Par conséquent, elles pourraient apporter une contribution essentielle à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse, surtout pendant le semestre d'hiver, et elles sont susceptibles de faciliter la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Toutefois, les conditions-cadre doivent être conçues de telle façon qu'une exploitation rentable soit possible. Deux aspects sont essentiels dans ce contexte: les prescriptions en matière de compensation de CO₂ et la rétribution d'une réserve de capacité.

3. État 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 actionne un générateur. Les gaz d'échappement servent de source calorifique à la chaudière de récupération située en aval, agissant à son tour comme un générateur de vapeur pour la turbine à vapeur, qui actionne un générateur. Cela permet d'améliorer le rendement de la production d'électricité dans le cycle global par rapport à une turbine à gaz en circuit ouvert ou à une centrale thermique à vapeur conventionnelle seule.

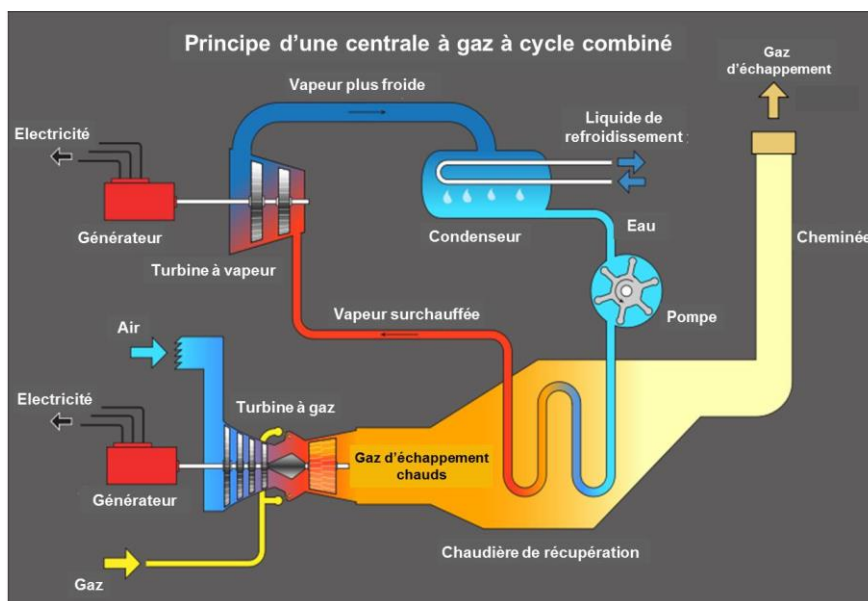


Illustration 1: Principe d'une centrale à gaz à cycle combiné.³

³ Source: LEH 2005

Avec les centrales à gaz à cycle combiné, les valeurs de rendement électriques atteignent alors plus de 60%. Aucune autre amélioration notable n'est toutefois attendue, car le rendement est limité par les lois de la physique et par la charge des matériaux de la turbine à gaz. En 2016, une installation de Düsseldorf a atteint le rendement électrique mondial le plus élevé jusqu'à présent avec une valeur de 61,5%.⁴ Avec la récupération de la chaleur perdue de la turbine à vapeur (couplage chaleur-force, CCF⁵), p. ex. pour la production de chaleur industrielle ou dans les réseaux de chauffage à distance, on peut atteindre un rendement global de plus de 80%.

Les CCC affichent des puissances allant jusqu'à 800 MW par bloc. Une installation typique de 500 MW produit alors annuellement une quantité d'énergie allant jusqu'à 3 TWh. Les CCC ont fait leurs preuves et permettent une grande flexibilité lors de la construction et de l'exploitation. On peut produire, au choix, de l'énergie en ruban, de l'énergie de charge moyenne ou de l'énergie de charge de pointe. De même, il est possible de fournir des prestations de services-système. La durée de construction courte (quelques années) et le coût d'investissement relativement limité expliquent également pour quelles raisons de nombreuses CCC ont été bâties ou étendues au cours des dernières années, dans le monde entier.⁶

Afin de diminuer les émissions de gaz à effet de serre des centrales fossiles, des recherches sont effectuées sur le captage du CO₂ depuis les gaz d'échappement et sur son stockage (*Carbon Capture and Storage*, CCS). L'incertitude demeure toutefois sur la possibilité que cette technologie s'établisse. D'une part, la faisabilité technique n'est pas encore garantie. D'autre part, les coûts de revient de l'électricité seront probablement fortement tirés vers le haut par le CCS, et l'acceptation par la société de sites de stockage de CO₂ de grande ampleur est très incertaine. En outre, il n'existe en Suisse pratiquement aucun site adapté.

4. Potentiel

Le potentiel de production théorique des CCC en Suisse repose principalement sur la disponibilité de la source d'énergie primaire qu'est le gaz naturel. 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 revanche, recouvrent les gisements de gaz connus ou supposés qui ne peuvent être exploités économiquement actuellement. Les réserves mondiales actuelles de gaz naturel sont suffisantes pour plus de 50 ans avec le niveau de consommation d'aujourd'hui; les ressources sont 2,5 fois plus importantes.⁷ Plus de 80% des réserves mondiales se situent au Proche-Orient et dans la Communauté des États indépendants CEI (divers États de l'ex-Union soviétique).

La Suisse est approvisionnée en gaz naturel par le réseau européen de gazoducs à haute pression, alimenté en gaz principalement par des pipelines de Russie. Au cours des dernières décennies, plusieurs événements politiques ont mis en évidence une fragilité de cet approvisionnement, en particulier lors des conflits entre la Russie et l'Ukraine. En Suisse, toutefois, on peut partir du principe que l'approvisionnement en gaz est actuellement sûr, car notre pays se fournit, pour près de 60% de ses besoins en gaz, dans des zones d'extraction au sein de l'UE et en Norvège.⁸ De plus, le secteur gazier suisse dispose d'une caverne-réservoir dans le Jura français, d'une capacité de 1,5 TWh (autonomie de 20 jours au niveau de

⁴ Source: SIE 2016

⁵ Pour plus d'explications sur les installations CCF ainsi qu'un comparatif entre CCF et CCC: voir documents de connaissances de base correspondants.

⁶ Source: AIE 2015

⁷ Source: BGR 2019

⁸ Source: ASIG 2018

consommation actuel). De plus, le gaz naturel peut être liquéfié, ce qui permet une réduction de volume de facteur 600. Ce gaz naturel liquéfié (*liquefied natural gas*, LNG) peut être transporté dans des bateaux-citernes de n'importe quel endroit du monde vers l'Europe et injecté dans le réseau européen. Les nouveaux terminaux LNG ainsi que les nouveaux gazoducs pour le gaz venant d'Azerbaïdjan, d'Irak, d'Iran et de la Méditerranée orientale réduiront considérablement la dépendance envers la Russie pour l'approvisionnement européen en gaz. Ainsi, la résistance de l'approvisionnement suisse en gaz naturel contre les risques et les crises est considérée comme bonne⁹.

Le besoin annuel suisse en gaz est actuellement d'environ 37 TWh, dont largement moins de 5% sont utilisés pour la production d'électricité. En outre, la capacité du réseau de gaz suffit à satisfaire les besoins attendus dans un proche avenir. 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 550 MW.¹⁰ De plus, le gazoduc qui traverse la Suisse sur l'axe nord-sud vers l'Italie transporte déjà jusqu'à six fois plus de gaz naturel que ce que le pays consomme. Avec le développement des terminaux LNG et des gazoducs allant vers le sud de l'Europe, on peut s'attendre à ce que cette capacité de transport venant du nord ne soit plus nécessaire à long terme. Si cette capacité libérée était utilisée en totalité pour les CCC en Suisse, il serait théoriquement possible d'exploiter une puissance électrique de centrale atteignant 15 TW. Ainsi, l'approvisionnement en gaz naturel en Suisse ne constitue pas une limite, même en cas de développement potentiellement massif des capacités des CCC.

Dans l'hypothèse où quatre CCC seraient mises en service d'ici 2035, et huit CCC d'ici 2050, chacune avec 1100 MW, elles présenteraient le potentiel de production technique ci-dessous (hypothèse de 4000 heures à pleine charge par an):

Potentiel [TWh]	2019	2035	2050
Théorique (limitation de l'approvisionnement en gaz)	0,6	35	60
Technique	0,6	18	35

Tableau 1: Potentiel de la technologie de production d'électricité «cycle combiné» en Suisse jusqu'en 2050.

Pendant la phase préparatoire de la votation populaire sur le projet de loi sur la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération en mai 2017, il a été évoqué à plusieurs reprises que de nouvelles centrales à cycle combiné pourraient représenter une option possible pour le remplacement des centrales nucléaires qui disparaissent. Toutefois, dans les conditions de marché actuelles, même les CCC les plus modernes ne sont souvent pas exploitables de manière rentable. En outre, l'acceptation politique et sociétale de telles installations en Suisse est plutôt faible. C'est pourquoi l'incertitude règne quant à savoir si et quand un développement des capacités des CCC aura lieu, bien que le potentiel technique existe largement.

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

Les CCC sont mises en service prioritairement pendant les périodes de charge de pointe ou de moyenne charge, fournissant environ 4000 heures à pleine charge par an (niveau pour une exploitation commerciale). Cependant, lorsqu'elles sont utilisées pour couvrir la charge de base, elles peuvent aisément atteindre 8000 heures de pleine charge d'exploitation par an. Actuellement, principalement en Allemagne, les CCC n'atteignent toutefois que des heures à pleine charge d'exploitation beaucoup plus basses en raison des

⁹ Source: OFEN 2014

¹⁰ Source: DETEC 2010

conditions-cadre et des conditions du marché, de sorte que plusieurs centrales parmi les plus modernes ont été fermées pour des raisons économiques. En Allemagne, cette évolution était jusqu'à présent due notamment au prix bas du charbon et aux prix modérés du CO₂, qui favorisent le recours aux centrales au charbon par rapport aux CCC. Suite à la décision de désaffecter toutes les centrales au charbon allemandes d'ici à 2038, et avec la forte hausse des prix des certificats CO₂ depuis mi-2017 (juillet 2017: 6 EUR/t, juillet 2019: 29 EUR/t), le recours aux CCC devient encore plus attractif.

La disponibilité du gaz naturel n'étant pratiquement pas soumise aux fluctuations saisonnières, les centrales peuvent aussi produire sans restriction pendant le semestre d'hiver, pour lequel la disponibilité de la puissance des centrales est plus critique. Si l'on prend les hypothèses énoncées dans le paragraphe précédent pour le développement possible de la capacité des centrales, le potentiel technique au semestre d'hiver se présente comme suit:

Puissance disponible [MW]	2019	2035	2050
Charge de base	130	4400	8800
Charge moyenne	130	4400	8800
Charge de pointe	130	4400	8800
Service-système	0	4400	8800

Tableau 2: Puissance disponible de la technologie «cycle combiné» en Suisse au semestre d'hiver jusqu'en 2050, sur la base du potentiel technique.

6. Coûts de revient

En comparaison avec les autres types de centrales, la construction de centrales à gaz à cycle combiné est rapide et demande peu d'investissements. Les coûts de revient de l'électricité sont pourtant plutôt élevés et ont tendance à fluctuer, car ceux-ci dépendent fortement du prix de l'énergie primaire. Sur la base de 4000 heures à pleine charge par an, d'un prix du gaz naturel de 2,0 ct./kWh actuellement et d'un prix du CO₂ de 29 EUR/t (32 CHF/t), les coûts de revient de l'électricité dans les installations CCC s'élèvent actuellement à environ 7,3 ct./kWh.¹¹ Les coûts de combustible représentent environ 45% de ces montants, et la part des coûts du CO₂ représente 15%. En conséquence, la sensibilité des coûts de revient sur le prix du gaz est plus élevée: si le prix du gaz double, les coûts de revient augmentent de 46%. Un doublement du prix du CO₂ provoque une hausse d'environ 15%.

De manière générale, il est toutefois difficile de prévoir les coûts de revient, car l'usage des centrales à gaz a changé au cours des dernières années. L'injection croissante de nouvelles énergies renouvelables fluctuantes requiert une grande souplesse, que peuvent offrir les centrales à gaz. De ce fait, celles-ci servent moins à l'approvisionnement en charge de base et offrent ainsi moins d'heures à pleine charge. Cela se répercute négativement sur les coûts de revient, car les coûts d'amortissement ont une importance plus forte. Pour une diminution de moitié des heures à pleine charge à 2000 h, les coûts de revient augmentent d'environ 40%. À l'inverse, un prix plus élevé peut être atteint en cas d'utilisation pendant les heures de pointe. La rentabilité des CCC est donc fortement dépendante des conditions d'utilisation attendues et ne peut faire l'objet d'une déclaration générale.

¹¹ Source: Axpo

Concernant la technologie CCS dont on parle parfois en lien avec les CCC, on s'attend à une hausse des coûts de revient d'électricité des CCC allant de 6 à 9 ct./kWh.¹² Sur la base des coûts de revient actuels, cela signifierait des coûts globaux de 13 à 16 ct./kWh, ce qui correspond à une multiplication par plus de deux et se situe largement au-dessus des coûts de revient actuels de la plupart des autres technologies de production d'électricité. En outre, la possibilité de mettre en œuvre la technologie CCS en Suisse est grandement incertaine.

7. Environnement/climat

Le fonctionnement des centrales à gaz à cycle combiné modernes occasionne beaucoup moins d'émissions de polluants atmosphériques et de CO₂ que les autres centrales thermiques fossiles (mazout, charbon). À titre de comparaison, les CCC génèrent par exemple moitié moins d'émissions que les centrales à charbon. En exploitation, les installations CCC modernes produisent quelque 380 g de CO₂ par kWh d'électricité. Toutefois, 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. De même, les émissions cumulées de méthane, un gaz à effet de serre, 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, les CCC génèrent des émissions d'environ 450 g d'équivalent CO₂ par kWh.¹³ Ces émissions sont nettement plus élevées que celles des centrales hydrauliques et nucléaires, grâce auxquelles la plus grande partie de la production indigène de courant est couverte aujourd'hui, mais ne représentent cependant qu'à peu près la moitié des émissions générées par les centrales à charbon et à mazout. La poursuite du développement et l'utilisation de la technologie CCS dans les centrales à gaz à cycle combiné doivent potentiellement permettre de réduire nettement les émissions de CO₂ à l'avenir. L'utilisation de cette technologie dans d'éventuelles nouvelles centrales à gaz à cycle combiné en Suisse est toutefois incertaine, car il n'existe pratiquement pas de sites appropriés pour le stockage du CO₂, et qu'ils se heurteront probablement à une faible acceptation par la population.

Outre le niveau relativement faible d'émissions de polluants atmosphériques et de CO₂, les centrales à gaz à cycle combiné présentent aussi l'avantage, par rapport à d'autres technologies de production, de ne pas occasionner d'émissions de bruit ou d'odeurs.

¹² Source: AIE 2015

¹³ Sources: EUR 2016, ESU 2012

8. Conditions-cadre

L'Ordonnance sur la compensation du CO₂ fixe le rendement total minimal des centrales thermiques fossiles et des centrales à gaz à cycle combiné en Suisse.¹⁴ Il est de 58,5% pour les sites déjà existants et d'au moins 62% pour les nouveaux. Ces seuils élevés ne peuvent être atteints avec les technologies disponibles aujourd'hui que si de la chaleur est produite en plus de l'électricité. La centrale est alors exploitée en tant que centrale de cogénération.

De plus, en Suisse, les installations doivent compenser la totalité de leurs émissions de CO₂, dont 50% par le biais de mesures réalisées dans le pays, conformément à la loi actuelle sur le CO₂.¹⁵ Cette procédure s'avère toutefois très coûteuse et difficile à réaliser, car la Suisse émet relativement peu de CO₂ par rapport à l'étranger, ce qui diminue les possibilités de réduction. La rentabilité pourrait s'améliorer si la loi autorisait une compensation totale 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 CO₂ augmenterait les possibilités de réduction avantageuses.¹⁶ Dans le cadre des délibérations pour la révision totale de la Loi sur le CO₂, les commissions parlementaires ont approuvé le projet visant le couplage du système d'échange de quotas d'émissions suisse avec celui de l'UE. Si les Chambres suivent les commissions, la ratification de l'accord correspondant, ainsi qu'une révision partielle de la Loi sur le CO₂ en vigueur pourront être mises en œuvre en 2020, de même qu'un couplage des systèmes d'échange .

¹⁴ Source: COM 2015

¹⁵ Source: CO2 2013

¹⁶ Voir document de connaissances de base «Négoce international de l'électricité, des certificats d'achat de courant vert et des droits d'émission»

9. Évaluation et analyse SWOT

Critères d'évaluation	2019	2035	2050
Coûts d'investissement et de revient	Coûts d'investissement faibles, mais forte sensibilité des coûts de revient au prix du gaz naturel et en partie aux coûts du CO ₂	Coûts d'investissement faibles, mais forte sensibilité des coûts de revient au prix du gaz naturel, faibles heures à pleine charge, coûts supplémentaires pour CCS	Coûts d'investissement faibles, forte sensibilité des coûts de revient au prix du gaz naturel, faibles heures à pleine charge, coûts supplémentaires pour CCS
Compatibilité environnementale	Émissions de CO ₂ supérieures à celles du mix d'électricité suisse	Amélioration possible avec les nouvelles technologies (CCS)	Amélioration possible avec les nouvelles technologies (CCS)
Disponibilité de l'énergie	Production flexible, bonne disponibilité des combustibles toute l'année	Production flexible, bonne disponibilité des combustibles toute l'année	Production flexible, disponibilité des combustibles incertaine à long terme
Potentiel de production	0,6 TWh (env. 1,0% des besoins en électricité)	16 TWh	35 TWh
Acceptation sociale	Mauvaise	Incertaine, éventuellement meilleure grâce aux technologies générant moins d'émissions de CO ₂	Incertaine, éventuellement meilleure avec les technologies générant moins d'émissions de CO ₂ et en cas de bonne disponibilité des combustibles
Acceptation politique	Plutôt mauvaise	Incertaine	Incertaine

Tableau 3: Évaluation de la production d'électricité par des centrales à gaz à cycle combiné selon différents critères pour les années 2019, 2035 et 2050. Vert: bon niveau, orange: niveau satisfaisant, rouge: niveau médiocre.

externes	<p>Opportunités</p> <ul style="list-style-type: none"> - Facteur de mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 - Prix du gaz naturel faibles - Marchés de capacité - Alternative aux centrales nucléaires pour garantir l’approvisionnement en électricité pendant le semestre d’hiver 	<p>Risques</p> <ul style="list-style-type: none"> - Durcissement des lois sur le CO₂ - Coûts élevés de compensation du CO₂ - Prix faibles sur le marché de l’électricité - Prix du gaz naturel élevés - Ressources limitées à long terme
internes	<p>Points forts</p> <ul style="list-style-type: none"> - Flexibilité de la production (de l’énergie en ruban jusqu’à l’énergie de pointe) - Prestations de services-système - Réduction de la dépendance envers les importations de courant - Nettement plus écologique que les centrales au mazout et à charbon 	<p>Points faibles</p> <ul style="list-style-type: none"> - Émissions de CO₂ nettement plus élevées qu’avec le nucléaire et les énergies renouvelables - Dépendance envers l’étranger pour le gaz naturel - Solution transitoire seulement en raison des ressources limitées à long terme

Tableau 4: Analyse SWOT.

10. Sources

AIE 2015	Projected Costs of Generating Electricity, Agence internationale de l'énergie, Paris, 2015
ASIG 2018	Statistique annuelle de l'ASIG 2018, Association Suisse de l'Industrie Gazière, novembre 2018
BGR 2019	Étude sur l'énergie 2018: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hanovre, 2019.
CO2 2018	Loi fédérale sur la réduction des émissions de CO ₂ (Loi sur le CO ₂) du 23 décembre 2011 (état le 1 ^{er} janvier 2018)
COM 2019	Ordonnance réglant la compensation des émissions de CO ₂ des centrales thermiques à combustibles fossiles (Ordonnance sur la compensation du CO ₂) du 30 novembre 2012 (état le 19 février 2019)
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
ESU 2012	Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz, ESU Services GmbH et Institut Paul Scherrer, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), juillet 2012
EUR 2016	Life Cycle Assessment of Electricity Generation, eurelectric, novembre 2016
LEH 2005	Peter Lehmann, Prinzip eines Kombikraftwerks, Ingenieurbüro für Technik und Information, Bonn, 2005
OFEN 2014	Évaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse, Berne, 2014
OFEN 2019	Statistique suisse de l'électricité 2018, Office fédéral de l'énergie, Berne, 2019
SIE 2016	Communiqué de presse «Siemens erreicht in Düsseldorfer Kraftwerk neuen Leistungs- und Effizienz-Weltrekord», Siemens, 28 janvier 2016