



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN

Fondements pour une stratégie CCF

Rapport du Conseil fédéral donnant suite à la motion 09.3740 de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national du 31 août 2009 «Développer le couplage chaleur-force »

Septembre 2012



Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen • Adresse postale: CH-3003 Berne

Tél. +41 31 322 56 11, Fax +41 31 323 25 00 • contact@bfe.admin.ch • www.bfe.admin.ch



Résumé

La motion 09.3740 «Développer le couplage chaleur-force» a été modifiée en mandat d'examen et transmise au Conseil fédéral: celui-ci est chargé d'examiner s'il faut présenter un projet de loi ou prendre des mesures en vue d'améliorer l'exploitation du potentiel du couplage chaleur-force et ensuite d'établir un rapport à ce sujet. Les mesures de promotion possibles sont élaborées dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et proposées par le Conseil fédéral. Le présent rapport en résume les fondements.

En principe, on désigne par installations couplage chaleur-force (installations CCF) les installations thermiques avec une production couplée, donc simultanée, de chaleur et d'électricité. Les possibilités techniques sont multiples et indiquent différents domaines d'application et stades de développement. Font entre autres partie des installations CCF, les centrales de cogénération, les moteurs au gaz, ainsi que les turbines à gaz et à vapeur pouvant être alimentées par des combustibles fossiles ou biogènes. S'agissant des grandes installations CCF d'une puissance supérieure à 1 mégawatt (MW), la technologie disponible est à maturité, alors que pour les petites installations CCF, certains développements sont encore nécessaires pour atteindre leur maturité commerciale (piles à combustibles, moteurs stirling).

Sur la base de l'évolution de la demande de chaleur domestique et de chaleur industrielle d'ici à 2050 ou de la courbe des coûts, on peut estimer le potentiel technique et économique pour les installations CCF dans le contexte de la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Le présent rapport résume trois approches différentes (OFEN, Eicher+Pauli et PSI) pour déterminer les potentiels. Les études démontrent que le potentiel réalisable pour la production d'électricité est au maximum de 10 térawattheures (TWh_e). Si l'on se limite aux installations CCF dans les exploitations industrielles et les grands bâtiments, qui ne nécessitent pas de nouveaux réseaux de chauffage à distance, ce potentiel est nettement inférieur.

Les coûts de revient de l'électricité produite par des installations CCF dépendent de plusieurs facteurs. La taille de l'installation, les durées de fonctionnement (nombre d'heures de fonctionnement par an et régime d'utilisation), les prix du gaz, les prix du marché de l'électricité, les prix de vente de la chaleur et les coûts du régime d'oxyde de carbone (CO₂) jouent un rôle décisif. Actuellement, la plupart des installations CCF ne couvrent pas leurs coûts de fonctionnement. Les coûts de revient de l'électricité oscillent entre 12 et 22 ct./kWh pour les grandes installations et peuvent s'élever à 50 ct./kWh pour les petites installations. Ils sont donc nettement au-dessus du prix du marché. Si l'on veut rendre les installations CCF intéressantes pour les investisseurs et exploiter les potentiels supplémentaires, il faut des mesures de promotion financières.

Les installations CCF alimentées avec des combustibles fossiles produisent du CO₂. En vertu de la loi sur le CO₂, les exploitants de telles installations (selon la taille de l'installation et le domaine d'exploitation) doivent s'acquitter de la taxe CO₂, signer des conventions d'émissions ou participer au système d'échange de quotas d'émission (SEQE). L'ordonnance sur la protection de l'air fixe les valeurs limites pour les autres polluants (NO_x et CO) et pour les particules fines.

Les avantages des installations CCF sont les suivants: le degré élevé d'utilisation des combustibles, comparativement à la production séparée de chaleur et d'électricité, la production d'électricité et de chaleur décentralisée et proche des consommateurs, la production d'électricité adaptée à la demande (en complément de la production d'électricité issue de la force hydraulique et de l'énergie solaire pendant les mois d'hiver) ainsi que le haut degré d'acceptation et la courte durée de réalisation.



Parmi les désavantages, on peut citer les émissions de CO₂ supplémentaires, la nécessité d'avoir des acheteurs de chaleur (et éventuellement des réseaux de chauffage à distance), l'absence de rentabilité des petites installations et la concurrence avec certaines énergies renouvelables.



Sommaire

1.	Situation initiale	1
1.1.	Remise du texte de la motion 09.3740	1
1.2.	Avis du Conseil fédéral	1
1.3.	Déroulement des délibérations	1
1.4.	Contenu et structure du rapport	2
2.	Production d'électricité issue du CCF en Suisse	3
2.1.	Qu'est-ce qu'une installation CCF?	3
2.2.	Distinction entre petites et grandes installations CCF	3
2.3.	Etat et évolution de la production d'électricité issue d'installations CCF depuis 1990 ...	4
3.	Situation initiale en matière de politique énergétique et climatique	8
3.1.	Bases légales	8
3.1.1.	Loi sur l'énergie	8
3.1.2.	Ordonnance sur l'énergie	8
3.1.3.	Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC)	8
3.1.4.	Ordonnance sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité	8
3.2.	Conditions-cadres pour le CCF selon la version révisée de la loi sur le CO ₂	9
3.3.	Conditions-cadres pour le CCF concernant la protection de l'air	11
4.	Possibilités d'utilisation et rentabilité	13
4.1.	Possibilités d'utilisation des installations CCF	13
4.2.	Types d'exploitations	13
4.3.	Rentabilité des installations CCF	14
4.4.	Coûts de revient dans les Perspectives énergétiques	16
5.	CCF et centrales à cycles combinés alimentées au gaz: comparaison des systèmes avec pompes à chaleur	17
5.1.	Perspectives énergétiques	17
5.2.	Etude Hubacher	18
5.3.	Etude awtec	18
5.4.	Discussion	19
6.	Estimation du potentiel technique et économique	21
6.1.	Notions de potentiel	21
6.2.	Détermination du potentiel sur la base de la demande de chaleur industrielle et domestique	21
6.3.	Détermination du potentiel selon une analyse SIG et une extrapolation	23
6.4.	Représentation du potentiel par les courbes des coûts marginaux	24
6.5.	Discussion	26
7.	Avantages et désavantages des installations CCF alimentées aux combustibles fossiles	28



8.	Bibliographie	30
----	---------------------	----



1. Situation initiale

1.1. Remise du texte de la motion 09.3740

Le Conseil fédéral est chargé de proposer des mesures et des outils appropriés en vue d'une meilleure exploitation du potentiel du couplage chaleur-force.

1.2. Avis du Conseil fédéral

Dans sa prise de position du 28 octobre 2009, le Conseil fédéral a souligné la faible utilisation, dans le passé, des installations couplage chaleur-force (installations CCF), cela malgré leur haut rendement de l'énergie primaire employée. Plusieurs raisons ont été évoquées à ce sujet:

«Le CCF est une technologie certes efficace, mais fossile. Par ailleurs, on présuppose un coût total élevé, car le plus grand potentiel technique concerne les petites et moyennes installations CCF. Une étude complémentaire conclut que, compte tenu des nombreux obstacles économiques, techniques et politiques, il n'existe aucune application susceptible de s'imposer de façon autonome sur le marché au cours des prochaines années.»

D'autres points en suspens, comme par exemple une estimation du potentiel ainsi qu'une analyse des conséquences techniques et économiques pour l'infrastructure du réseau n'étaient pas encore clarifiés lors de la prise de position du Conseil fédéral. Sur la base des résultats de ces études, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) a voulu pondérer tous les arguments et proposer des mesures et des outils appropriés pour une stratégie CCF. C'est pourquoi le Conseil fédéral a recommandé d'attendre l'évaluation de ces études et a demandé le rejet de la motion. Il a également annoncé qu'en cas d'acceptation de la motion par le conseil prioritaire, il proposerait au second conseil de modifier la motion en mandat d'examen.

1.3. Déroulement des délibérations

Le 16 mars 2010, le Conseil national a approuvé la motion. Le Conseil des Etats était du même avis que le Conseil national tout en émettant quelques réserves sur la motion. Comme les installations CCF alimentées aux fossiles vont à l'encontre de l'objectif de réduction du CO₂, la promotion de cette technologie ne se justifierait que si elle offrait un haut rendement. Le Conseil des Etats a encore constaté que d'autres investigations seraient nécessaires en rapport avec le nombre croissant d'installations CCF. Il a pris connaissance que l'OFEN étudiait différentes questions ouvertes lors des délibérations. Au vu de ce qui précède, le Conseil des Etats a décidé à l'unanimité, le 30 novembre 2010, de modifier la motion en mandat d'examen. Voici le texte de la motion modifiée:

Le Conseil fédéral est chargé d'examiner s'il faut présenter un projet de loi ou prendre des mesures en vue d'améliorer l'exploitation du potentiel du couplage chaleur-force, et ensuite d'établir un rapport à ce sujet.

Par son approbation le 15 mars 2011, le Conseil national a transmis la motion au Conseil fédéral en tant que mandat d'examen.



1.4. Contenu et structure du rapport

Le présent rapport examine différents aspects du CCF et résume les résultats de diverses études. Il ne présente pas de recommandations concernant les mesures et les outils pour une meilleure utilisation du potentiel car celles-ci font partie intégrante de la Stratégie énergétique 2050 et sont élaborées dans le cadre du projet afférent.

La structure du rapport est la suivante: Le Chapitre 2 décrit la production d'électricité issue des CCF en Suisse. Le Chapitre 3 présente la situation initiale en matière de politique énergétique et climatique pour une meilleure exploitation du potentiel du CCF. Un aperçu des possibilités d'utilisation et de la rentabilité du CCF fait l'objet du Chapitre 4. Le Chapitre 5 compare le CCF et les centrales à cycles combinés alimentées au gaz (CCCC) dans le système énergétique avec pompes à chaleur. Quant au Chapitre 6, il décrit les potentiels approximatifs du CCF sur la base de diverses études. Le rapport s'achève par un aperçu des avantages et des désavantages du CCF.



2. Production d'électricité issue du CCF en Suisse

2.1. Qu'est-ce qu'une installation CCF?

Les installations CCF font partie des centrales thermiques. Les centrales thermiques sont des installations alimentées par des agents énergétiques fossiles ou biogènes et produisant de l'électricité. Dans le présent rapport, les installations transformant au moins 5% de l'énergie utilisée en électricité et affichant un rendement total (chaleur et électricité) d'au moins 60% sont désignées comme installations CCF. Contrairement aux centrales thermiques classiques, les installations CCF utilisent entièrement ou du moins partiellement les rejets thermiques provenant de la production d'électricité. Les supports énergétiques utilisés sont transformés en électricité à haute valeur ajoutée et en énergie thermique exploitable. L'utilisation des combustibles peut être considérablement améliorée par rapport aux centrales dont les rejets thermiques sont perdus. Les installations CCF peuvent être réalisées avec différentes techniques de production d'électricité dans un large panel de classes de puissance.

2.2. Distinction entre petites et grandes installations CCF

Une distinction est faite entre petites et grandes installations CCF afin de pouvoir regrouper les technologies et les domaines d'application comparables. Pour les très petites installations CCF (au-dessous de 50 kW_e), on parle de micro-cogénération. Elles n'existent que depuis peu sur le marché suisse.

Les petites installations CCF englobent les technologies suivantes:

- **Centrales à énergie totale équipées (CETE)** avec moteurs au gaz, au biogaz, diesel et à injection pilote. Les CETE ont un rendement électrique oscillant entre 28% et 45% et un rendement global jusqu'à 100%.
- **Pompes à chaleur** alimentées par des moteurs au gaz, diesel et à injection pilote.
- **Ventilateurs** alimentés par des moteurs au gaz dans les stations d'épuration.
- **Module énergétique total (TOTEM)** comprenant un moteur à gaz, un générateur électrique et une pompe à chaleur.
- **Turbines à gaz d'une puissance électrique inférieure à 1 MW** (microturbines à gaz): Elles ont un rendement électrique oscillant entre 26% et 31%.
- **Technologies entièrement nouvelles** (piles à combustibles, moteurs stirling, etc.).

Les technologies suivantes sont considérées comme des grandes installations CCF:

- **Turbines à gaz d'une puissance électrique de 1 MW et plus**
- **Turbines à vapeur:** On distingue les types suivants de turbines à vapeur: turbines à soutirage et contrepression, cycles directs à contrepression, turbines à soutirage et à condensation. Les simples installations à condensation ne sont pas des installations CCF, car la chaleur produite n'est pas utilisée. Pour des raisons de technique de saisie, certains petits systèmes particuliers (turbines d'entraînement pour pompes d'alimentation, moteurs à vapeur, turbogénérateurs ORC, moteurs au gaz de bois) sont aussi attribués à la statistique des grandes installations CCF et aux turbines à vapeur lors de l'exploitation des données.
- **Centrales combinées (au gaz et à vapeur CCC):** Dans les centrales combinées, une chaudière de récupération à haute pression avec turbine à vapeur est associée à une turbine à gaz, ce qui permet d'atteindre un meilleur rendement électrique.

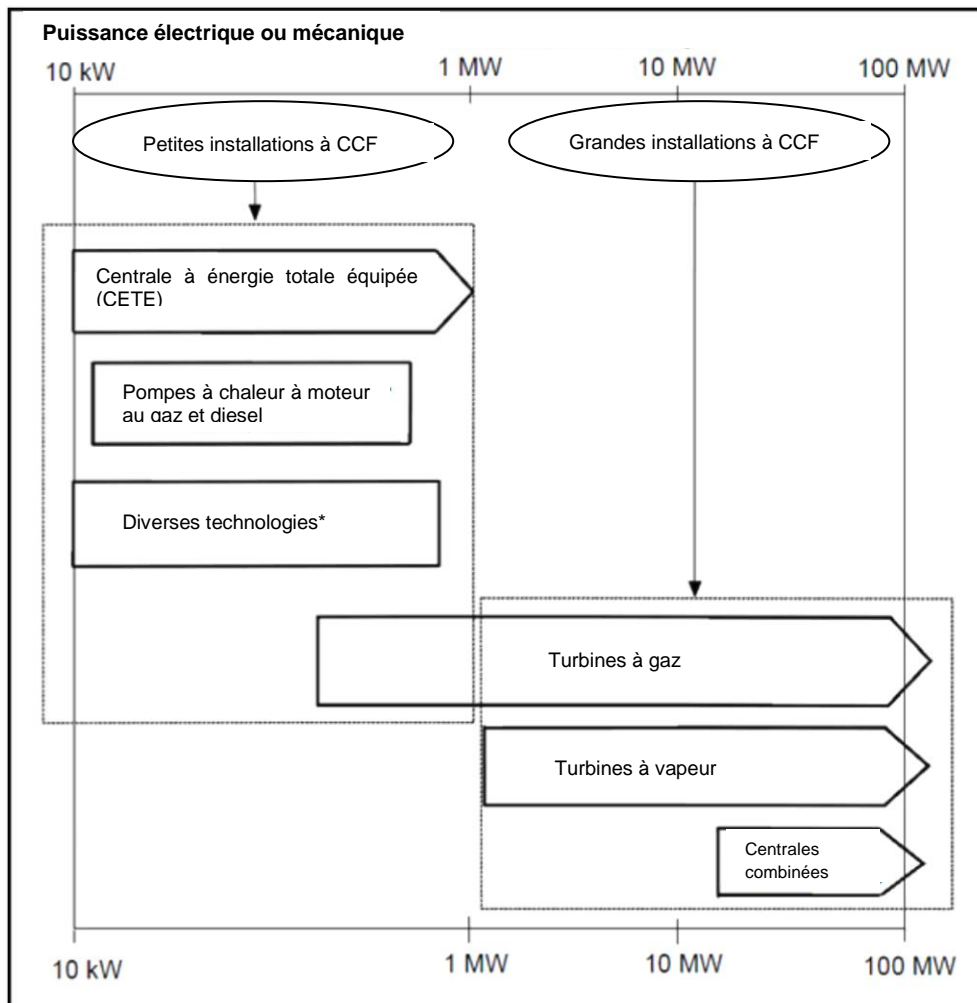


Figure 1: Répartition des technologies et domaines d'application de CCF en petites et grandes installations CCF

2.3. Etat et évolution de la production d'électricité issue d'installations CCF depuis 1990

En 2010, la Suisse a produit au total 66'252 GWh d'électricité, dont 3'538 GWh, soit un bon 5.3%, sont une production thermique (sans centrales nucléaires).¹

Le Tableau 1 donne un aperçu de la production thermique actuelle d'électricité en Suisse (état en 2010). Les installations saisies se répartissent en neuf catégories. Les catégories T1 à T4 concernent les installations de production d'électricité thermique avec une utilisation faible ou nulle des rejets thermiques. Les installations CCF produisant de l'électricité sont réparties dans les catégories W1 à W4. La catégorie W5 comprend les petites installations CCF ne produisant pas d'électricité. Il s'agit de pompes à chaleur alimentées par des moteurs au gaz ou diesel.

¹ Les résultats sont basés sur une enquête menée auprès de tous les exploitants de grandes installations et des fournisseurs de petites installations. (OFEN 2011d).



Tableau 1: Aperçu de la production d'électricité thermique en Suisse²

		No.	Catégories d'installation	Nombre d'installation fin 2010	Puissance él. inst. fin 2010 (Mwe)	Production électrique 2010 GWh	%	
Production totale d'électricité thermique		T1	Div. génératrices thermiques	20	75.00	14.00	0%	
		T2	Vouvry (désaffecté 30.9.1999)	0	0.00	0.00	0%	
		T3	Transform. gaz décharge en électricité	5	0.60	3.70	0%	
		T4	Usines d'incinération des ordures (UIOM sans CCF*)	24	274.60	1519.60	43%	
	Production d'électricité thermique		Sous-total installations non CCF		49	350.20	1537.30	43%
		Grandes inst. CCF	W1	Usines d'incinération des ordures (UIOM avec CCF*)	6	82.90	329.00	9%
			W2	Industrie**	22	272.50	901.70	25%
			W3	Centr. chauffage à distance et div.**	14	107.00	212.30	6%
		Petites inst. CCF	W4	Petites inst. CCF avec prod. électr. (CETE et turbines à gaz < 1 MW)	924	134.70	558.40	16%
			W5	Petites inst. CCF sans prod. électr. (PC à moteur au gaz/diesel)	14	0.00	0.00	0%
			Sous-total installations CCF (sans W5)		966	597.10	2001.50	57%
Etat au 09.11.2011				1015	947.30	3538.80	100%	

Commentaires: * Définition des inst. CCF (dans le cadre de cette statistique: $ETA_{tot} \geq 60\%$ et $ETA_{él} \geq 5\%$). ** Sans CETE à moteur au gaz/diesel (saisies dans petites inst. CCF avec prod. électr.)

En 2010, 1'015 installations ont contribué à la production d'électricité thermique, parmi lesquelles 966 sont des installations CCF. La part principale revient au groupe des petites installations CCF, avec 924 installations; 42 installations appartiennent à la catégorie des grandes installations CCF. Actuellement, la puissance électrique installée (MWe) dans les génératrices thermiques s'élève au total à 947 MW. L'ensemble des installations CCF contribuent à la production de 597 MWe, dont environ 77% proviennent des grandes installations CCF. Dans les grandes installations, la partie principale revient aux turbines à vapeur. Quelque 244 MWe sont à disposition dans les générateurs de cette catégorie pour la production d'électricité.

La production totale d'électricité des centrales thermiques a passé de 1'524 MWh en 1990 à 3'539 MWh en 2010. Cette augmentation est essentiellement due aux installations CCF. En 2010, celles-ci ont injecté un total de 2'002 GWh d'électricité dans le réseau des exploitants; les petites installations CCF en ont produit 558 GWh.

Depuis le début des années 1990, un total net de 649 petites installations CCF ont été réalisées. Les installations combinées ont connu un grand engouement au début des années 1990. Ces dernières années, le nombre de remplacements d'anciens petits systèmes par de grandes installations neuves a constamment augmenté. On enregistre également des désaffectations sans remplacement. Cela explique la stagnation, voire la diminution du nombre d'installations au cours des dernières années.

² OFEN 2011d



L'accroissement de la production de ces dix dernières années est presque exclusivement dû aux usines d'incinération des ordures ménagères sans CCF. Une nouvelle centrale combinée en Valais a grandement contribué à la hausse de la production d'électricité CCF en 2010.

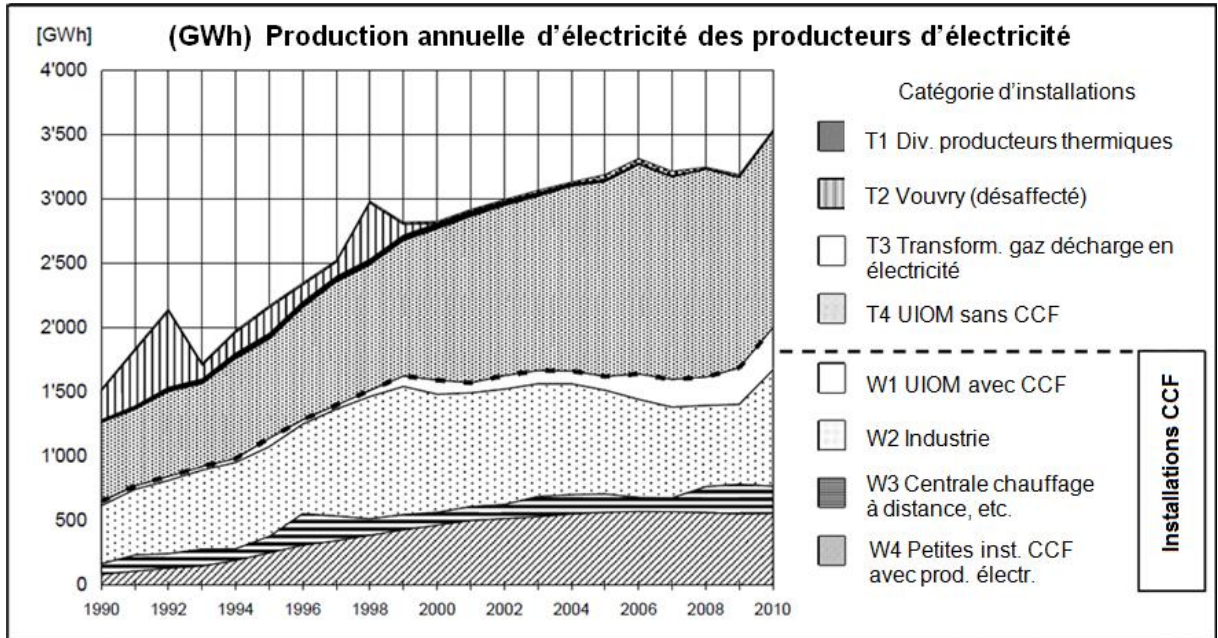


Figure 2: Evolution de la production d'électricité thermique de 1990 à 2010

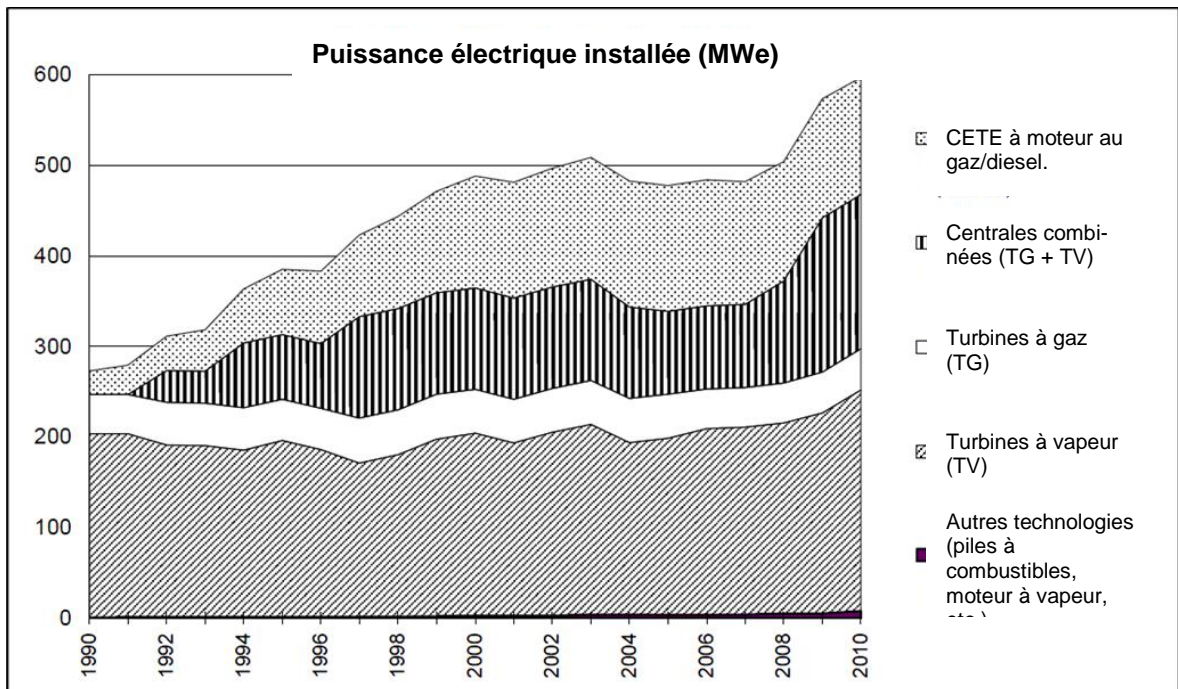


Figure 3: Evolution de la puissance électrique des installations CCF selon les technologies de 1990 à 2010



En 2010, les principaux domaines d'application pour les grandes installations CCF ont été l'industrie chimique et de traitement des huiles minérales ainsi que l'industrie du papier. Par contre, les petites installations CCF ont notamment été utilisées par les stations d'épuration des eaux (22% de la puissance installée en Suisse) et par les entreprises artisanales et industrielles (12% par les CETE fossiles, 7% par les entreprises de biogaz). Les autres domaines importants pour les petites installations CCF ont été les immeubles de bureaux (7%), les réseaux de chauffage à distance (11%), les bâtiments d'habitation (8%) ainsi que les hôpitaux et les maisons de retraite (8%).

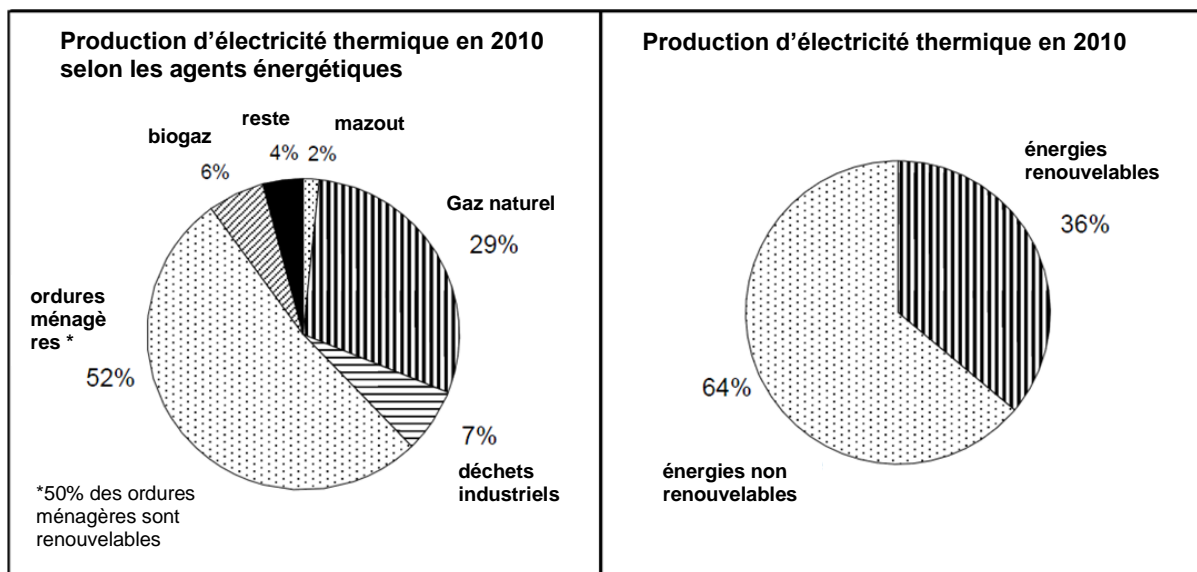


Figure 4: Répartition de la production d'électricité thermique en 2010 selon les agents énergétiques

En 2010, environ 36% de l'énergie nécessaire au fonctionnement des installations CCF provenaient de sources d'énergie renouvelables. Il s'agit avant tout des parts renouvelables des déchets dans les usines d'incinération des ordures et les entreprises industrielles ainsi que d'environ 6% de biogaz.



3. Situation initiale en matière de politique énergétique et climatique

3.1. Bases légales

3.1.1. Loi sur l'énergie

La loi du 26 juin 1998 sur l'énergie (LEne) vise à contribuer à un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et compatible avec les impératifs de la protection de l'environnement. Elle prescrit que la production annuelle moyenne d'électricité provenant d'énergies renouvelables doit être augmentée, d'ici à 2030, de 5'400 GWh au moins par rapport à la production de l'an 2000. La consommation finale d'énergie des ménages doit être stabilisée d'ici à 2030 au niveau de l'an 2000 (art. 1). Le principe à respecter est le suivant: toute énergie doit être utilisée de manière aussi économique et rationnelle que possible. Cela implique entre autres qu'il faut investir le moins possible d'énergie et récupérer tous les rejets de chaleur utilisables (art. 3). Les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre, sous une forme adaptée au réseau et moyennant une rétribution, les énergies fossiles et renouvelables produites. S'agissant de l'électricité tirée d'agents fossiles, cette obligation ne prévaut qu'en cas de production régulière et d'utilisation simultanée de la chaleur générée (art. 7). Pour les bâtiments, les cantons sont tenus d'édicter des dispositions concernant la part maximale d'énergies non renouvelables destinée au chauffage et à l'eau chaude (art. 9). La Confédération peut soutenir les mesures de nature à favoriser la récupération des rejets de chaleur, en particulier lorsque cette chaleur provient de centrales, d'usines d'incinération des ordures, de stations d'épuration des eaux, d'installations du secteur des services et ou d'installations industrielles (art. 13).

3.1.2. Ordonnance sur l'énergie

L'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie (OEne) règle les détails de la loi sur l'énergie. Outre la terminologie, elle fixe aussi les conditions de raccordement pour les énergies fossiles et renouvelables concernant les installations CCF (art. 1). L'électricité produite régulièrement à partir d'énergies fossiles doit être reprise et rétribuée si le taux d'utilisation global de l'électricité produite et de la chaleur utilisée atteint au moins 80%. Les usines d'incinération des ordures sont exemptées de cette exigence (art. 2a). Les taux de rétribution pour la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) font aussi l'objet de l'OEne.

3.1.3. Modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC)

Le modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC) édicte certaines prescriptions sur les installations CCF concernant l'utilisation des rejets thermiques des installations productrices d'électricité (art. 1.27). La construction d'installations productrices d'électricité alimentées avec des combustibles fossiles, des combustibles renouvelables gazeux, solides ou liquides, n'est en principe autorisée que si la chaleur ainsi engendrée est utilisée entièrement et conformément à l'état de la technique.

3.1.4. Ordonnance sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité

L'ordonnance du DETEC du 24 novembre 2006 sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité (OAOr) fixe les modalités relatives à l'attestation du type de production et de l'origine



de l'électricité (garantie d'origine). Une indication séparée de l'électricité provenant d'installations CCF n'est pas exigée.

3.2. Conditions-cadres pour le CCF selon la version révisée de la loi sur le CO₂

Le 23 décembre 2011, le Parlement a adopté la révision de la loi sur le CO₂. Les mesures et les objectifs de politique climatique jusqu'en 2020 sont ancrés dans cette loi. Les modalités de l'ordonnance et des dispositions d'exécution ne sont pas encore arrêtées. Les affirmations ci-dessous se rapportent à l'état actuel des connaissances.

Le volume d'émissions et la puissance d'une installation déterminent la réglementation à laquelle l'installation CCF doit se soumettre en matière d'émissions de CO₂.

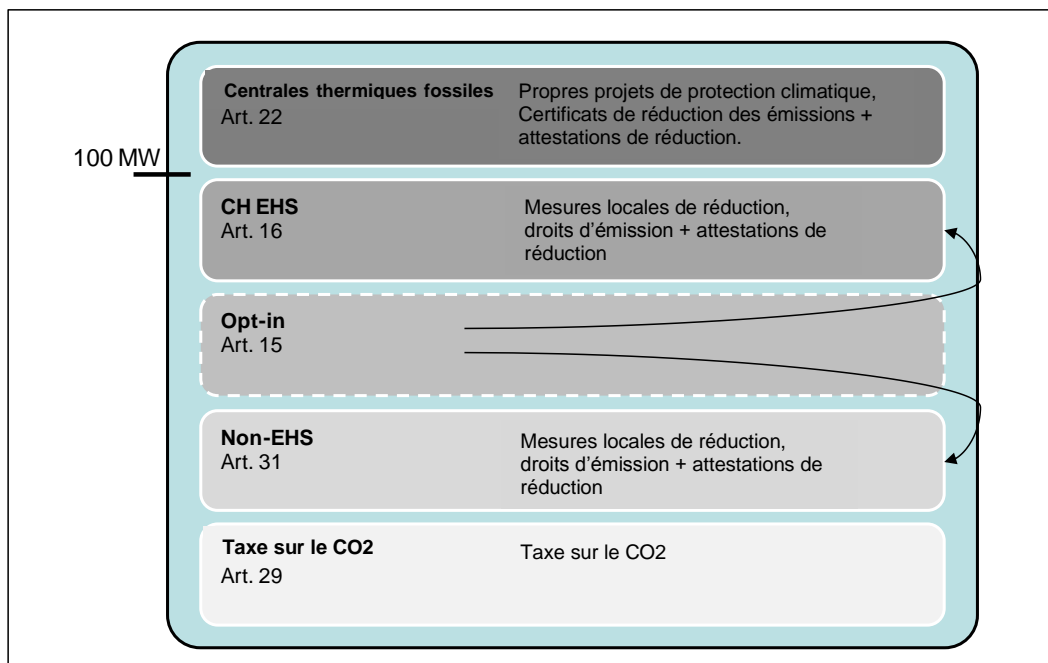


Figure 5: Différents régimes de compensation. Les articles se réfèrent à la version révisée de la loi sur le CO₂.

Les installations CCF dont la puissance totale est **supérieure à 100 MW** sont traitées comme des centrales thermiques à combustibles fossiles exploitées essentiellement pour produire de l'électricité. Leurs émissions doivent être totalement compensées, par exemple par des attestations de réduction des émissions (quotas d'émission nationaux) ou des certificats de réduction des émissions (quotas d'émission étrangers basés sur des projets MDP). La part pouvant être compensée à l'étranger est d'au maximum 50%. Ces installations sont exemptées de la taxe sur le CO₂.

Les installations CCF dont la puissance totale est **inférieure à 100 MW** sont réparties dans l'un des régimes représentés sur la Figure 5:

- Les installations et les sites d'une certaine taille à définir dans le cadre de l'ordonnance sur le CO₂ doivent obligatoirement participer au système suisse d'échange de quotas d'émission (SEQUE suisse) (art. 16 de la version révisée de loi sur le CO₂). En ce qui concerne la production de chaleur des installations, des droits d'émission (quotas d'émission nationaux négociables dans le système suisse d'échange de quotas d'émission) sont attribués à titre gratuit dans la mesure où ils



sont nécessaires à une exploitation efficace en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Une installation doit acquérir des droits d'émission dans le système d'échange de quotas d'émission en fonction de la quantité effective d'émissions. Dans une certaine mesure, il est également possible d'acheter des certificats de réduction des émissions. Ces installations sont exemptées de la taxe sur le CO₂. Le Conseil fédéral a l'intention de connecter le système suisse d'échange de quotas d'émission (SEQE suisse) avec le système européen (SEQE européen). Des négociations dans ce sens ont été entamées en mars 2011 avec l'UE. En raccordant les systèmes d'échange de quotas d'émission, les droits d'émission pourraient être achetés et vendus sur le marché européen.

- Les installations ou les sites qui, en raison de leurs émissions annuelles de CO₂ ou de leur puissance, se retrouvent dans la catégorie «opt-in» (voir Figure 5) peuvent choisir entre participer au système d'échange de quotas d'émission (art. 15 de la version révisée de la loi sur le CO₂), se soumettre au régime hors SEQE (art. 31 de la version révisée de la loi sur le CO₂) ou payer la taxe sur le CO₂. Les mêmes réglementations que celles de l'art. 16 s'appliquent aux installations ou sites qui choisissent de participer volontairement au système suisse d'échange de quotas d'émission (SEQE suisse). Dans le domaine hors SEQE, les installations ou les entreprises de certains secteurs économiques ont la possibilité d'être exemptées de la taxe sur le CO₂ si elles s'engagent envers la Confédération à réduire d'ici à 2020 leurs émissions de gaz à effet de serre dans une mesure définie. En cas de non-respect de l'objectif, des certificats de réduction des émissions peuvent être achetés en quantité limitée.
- Toutes les autres installations sont soumises à la taxe sur le CO₂ (art. 29 de la version révisée de la loi sur le CO₂) et n'ont pas la possibilité d'en être exemptées. Les émissions de ces installations ou de ces sites sont réglementées par la taxe sur le CO₂. Le Conseil fédéral peut porter le montant de la taxe à CHF 120 par tonne de CO₂ au plus si les objectifs intermédiaires concernant les combustibles ne sont pas atteints.

Parenthèse: neutralité locale en termes de CO₂ d'une installation de production de chaleur

Il est possible de combiner une installation CCF et une pompe à chaleur lors du remplacement d'une chaudière dans le but de réduire localement les émissions de CO₂ d'une installation. Une partie de l'électricité produite par l'installation CCF est utilisée pour produire de la chaleur grâce à la pompe à chaleur, le reste étant injecté dans le réseau. Le système combiné illustré sur la Figure 6 émet, par rapport à la technologie de référence (chaudière correspondant au niveau actuel de la technique), autant de CO₂ avec une production de chaleur identique, mais produit de l'électricité supplémentaire. Si la part de l'électricité utilisée pour le fonctionnement de la pompe à chaleur augmente, les émissions de CO₂ par rapport à la référence peuvent même être réduites^{3 4}.

³ Schärer H.-U. 2007

⁴ Piot M. / Phillips R. / Bachiesl U. 2010

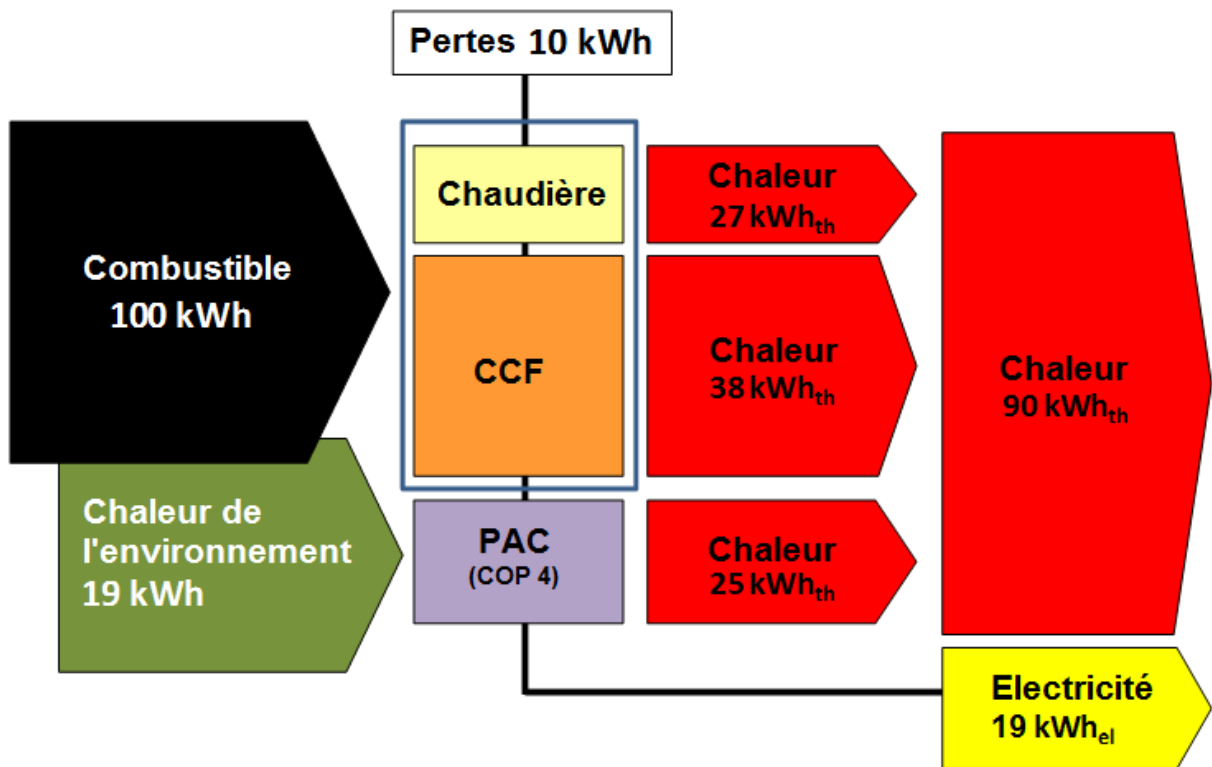


Figure 6: Système CCF bivalent, « neutre » en termes de CO₂, avec pompe à chaleur (coefficient de performance annuel (COPA)⁵ de 4) et bilan CO₂ « neutre » (comparativement à une chaudière à gaz) en remplacement d'une chaudière et avec injection du courant dans le réseau

Outre la combinaison d'une installation CCF et d'une pompe à chaleur, d'autres mesures de réduction sont également envisageables, p. ex. l'utilisation de biogaz au lieu de gaz naturel, etc.

3.3 Conditions-cadres pour le CCF concernant la protection de l'air

Les installations CCF sont soumises à l'ordonnance du 16 décembre 1985 sur la protection de l'air (OPAir). Elle oblige les exploitants à respecter les valeurs limites d'émission pour plusieurs gaz produits lors de la combustion (exprimées en mg/m³). Les polluants majeurs soumis à l'ordonnance sont les oxydes d'azote (NOx) et le monoxyde de carbone (CO). Selon le carburant, les valeurs limites sont 400 ou 250 mg/m³ pour les NOx et 650 mg/m³ pour le CO.

En fait, les émissions de NOx sont en diminution depuis les années 1980. Malgré tout, les valeurs limites sont régulièrement dépassées, notamment dans les villes et en bordure de routes. Les émissions de CO nuisibles à la santé ont atteint un pic au milieu des années 1970. Entre-temps elles ont passé à moins d'un tiers de ces valeurs.

Certains cantons, comme p. ex. Zurich, encouragent la production d'électricité et de chaleur avec des installations CCF alimentées au gaz naturel grâce à des rétributions avantageuses pour le courant injecté. Dans ces cantons, les valeurs limites d'émission sont nettement inférieures à celles de l'OPAir

⁵ Le coefficient de performance annuel indique le rapport entre l'énergie thermique cédée pendant l'année et l'énergie électrique absorbée; il mesure ainsi le rendement moyen d'une pompe à chaleur pendant l'année. Comme la température de la source thermique pour la pompe à chaleur varie au cours de l'année, le coefficient de performance annuel ne peut pas se mesurer en tout temps à l'instar du rendement, mais doit être déterminé pour toute l'année.



(à Zurich p. ex., moins de $50\text{mg}/\text{m}^3$ d'émissions de NO_x). Les valeurs limites d'émission inférieures à $100\text{ mg}/\text{m}^3$ pour le CO et le NO_x présupposent la mise en place de systèmes de retraitement des gaz d'échappement tels que catalyseurs ou filtres.



4. Possibilités d'utilisation et rentabilité

4.1. Possibilités d'utilisation des installations CCF

Compte tenu de l'utilisation de la chaleur, les installations CCF se prêtent surtout à des applications décentralisées, par exemple pour l'industrie et les réseaux de chauffage dans les groupes d'habitations. Les installations CCF à moteur (centrales à énergie totale équipées, CETE) sont généralement alimentées au gaz.

La micro-cogénération (1 à 20 kW) se prête aux bâtiments sans réseaux de chauffage externes. Ces installations sont généralement dimensionnées en fonction de la charge thermique de base. C'est pourquoi il faut en plus une chaudière de pointe pour la production de chaleur. Les installations de 20 à 100 kW permettent d'approvisionner les grands bâtiments d'habitation et du secteur des services. Les classes de puissance supérieure jusqu'à environ 5 MW conviennent aux applications industrielles ou aux quartiers avec de gros acheteurs de chaleur ou des réseaux de chauffage. Quant aux CETE, en plus des carburants et du gaz naturel, elles peuvent aussi être alimentées au biogaz épuré et au gaz d'épuration.

Les turbines à gaz avec production couplée ont une puissance d'environ 1 MW jusqu'à la taille d'une centrale de plusieurs centaines de mégawatts. Depuis quelques années, on élabore des concepts visant à réduire les turbines à gaz avec des puissances atteignant environ 100 kW (microturbines à gaz). Compte tenu de leur souplesse de réglage, les turbines à gaz peuvent être utilisées comme des génératrices de pointe, par exemple dans l'industrie. A partir de 10 MW, les centrales à gaz (simples turbines à gaz et centrales combinées) peuvent alimenter des réseaux de chauffage à distance moyens et dès 30 MW environ, elles peuvent chauffer de grands réseaux. Dans ces cas, le courant produit est généralement injecté directement dans le réseau électrique. Lorsqu'il existe de gros acheteurs de chaleur ou de grands réseaux de chauffage à distance, la chaleur peut aussi être captée des grandes centrales. En général, le rendement électrique des centrales diminue dans ce cas.

Certains professionnels attribuent un potentiel énorme aux piles à combustibles. Elles sont notamment considérées comme une technologie clé pour le passage à un système basé sur de l'hydrogène produit si possible sans carbone en tant qu'agent énergétique. On s'attend à des rendements électriques élevés, car la pile à combustibles produit de l'électricité directement par des processus électrochimiques. Dans un premier temps, on prévoit d'utiliser le gaz naturel et le méthanol comme combustible pour les piles à combustibles.

4.2. Types d'exploitations

Si la puissance de sortie d'une installation CCF (en l'occurrence: une CETE) s'adapte aux besoins locaux en chaleur, il s'agit d'une CETE *commandée par le besoin en chaleur*. Pour le réglage de la puissance thermique, certains systèmes placés dans des installations modulaires s'enclenchent ou se déclenchent en fonction des besoins. Lors d'une configuration avec un seul système, la puissance de sortie de celui-ci est réduite en conséquence. Dans la mesure du possible, le courant produit par de telles installations sert à l'autoconsommation; l'excédent est injecté dans le réseau public et est rétribué.

Avec une CETE *commandée par le besoin en électricité*, la puissance de sortie s'adapte aux besoins en électricité. La chaleur non exploitable est stockée provisoirement dans un accumulateur de chaleur pour une utilisation ultérieure ou rejetée dans l'environnement par un refroidisseur de secours, ce qui en diminue le rendement.



Si le niveau de puissance est dicté par une centrale pour plusieurs installations, on parle d'une CETE *commandée par le réseau*. La centrale optimise la planification d'utilisation des différents systèmes CCF décentralisés grâce à des conditions cadres économiques, comme p. ex. des contrats communs d'achat de gaz et de courant résiduel. La commutation par le réseau est considérée comme l'idée clé d'une centrale virtuelle.

Pour les réseaux de chauffage à distance, on recourt souvent à des *chauffages bivalents*. La figure suivante montre à l'aide d'un modèle les interactions d'un chauffage bivalent, où l'installation CCF est complétée par une chaudière de pointe. Pour la préparation d'eau chaude et de chaleur jusqu'à une puissance de 300 kW, l'installation CCF est commandée par le besoin en chaleur. Si la puissance thermique nécessaire de 300 kW est dépassée, une chaudière de pointe complémentaire est commutée pendant 3'200 heures par année. Aujourd'hui, la plupart des installations fonctionnent en tant qu'installations bivalentes, c'est-à-dire en liaison avec une chaudière de pointe.

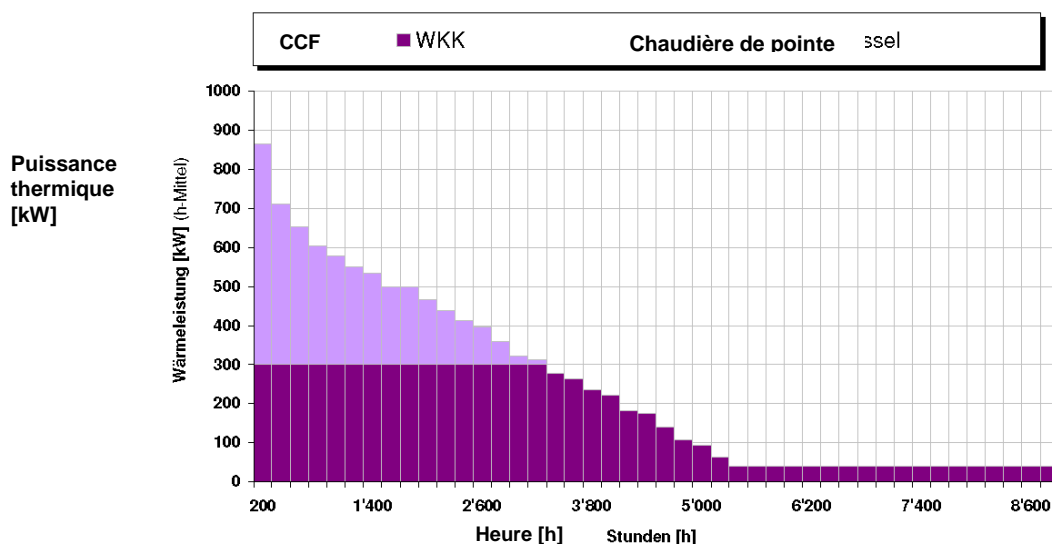


Figure 7: Parts de couverture de la charge thermique de base (par le CCF) et par la chaudière de pointe avec une conception d'installation optimisée en termes d'économie. Représentation basée sur la fréquence cumulée de la puissance calorifique demandée d'une installation de chauffage et d'eau chaude.

4.3. Rentabilité des installations CCF

La chaleur vendable est un facteur déterminant pour la rentabilité. Selon les estimations les plus récentes, les besoins en chaleur en Suisse vont diminuer à long terme.⁶ Aujourd'hui, les petites installations pour l'approvisionnement d'objets isolés ne sont compétitives que si elles affichent un nombre élevé d'heures de pleine charge et si le courant produit remplace le soutirage du réseau électrique. La difficulté d'atteindre la rentabilité réside, outre les coûts élevés des installations, dans le fait que le combustible s'achète le plus souvent aux conditions accordées aux ménages et qu'il n'existe pas de réglementation favorable pour l'injection du courant produit dans le réseau. Les coûts spécifiques des installations et les conditions d'achat du combustible sont nettement plus favorables dans les plus grandes classes de performance.

⁶ OFEN 2011b. Le commentaire s'applique à tous les scénarios calculés.



Les coûts de revient des installations CCF se calculent méthodiquement sur la base des coûts d'investissement (coûts du module et coûts pour un accumulateur de chaleur indispensable, raccordement inclus aux infrastructures électriques et thermiques), des coûts d'exploitation fixes et variables et des coûts du combustible. La méthode de calcul reprend les mêmes principes macroéconomiques (amortissement sur la durée de vie, taux d'intérêt socioéconomique à long terme) que pour les centrales classiques.

S'agissant des coûts de revient de l'électricité des installations CCF, on peut faire les commentaires suivants:⁷

- A l'intérieur d'une classe technologique (moteurs, turbines à gaz, piles à combustibles), les coûts spécifiques d'investissement sont en général plus élevés dans les petites classes de puissance que dans les grandes classes. Pour toutes les technologies, des réductions de coûts sont encore réalisables. Elles dépendent de la technologie concernée et peuvent varier considérablement. Pour les technologies relativement récentes (comme p. ex. les microturbines à gaz), compte tenu d'un accroissement des ventes, il faut s'attendre à des effets beaucoup plus marqués de la courbe d'expérience que pour les technologies classiques (comme p. ex. les moteurs à gaz).
- Dans le secteur industriel, les installations CCF deviennent particulièrement intéressantes si la chaleur peut être cédée pendant toute l'année et si possible en permanence. Cela permet de réduire les acquisitions (onéreuses) de charges de pointe du réseau électrique. Il est aussi avéré que plus le nombre d'heures de fonctionnement est élevé, plus les coûts de revient de l'électricité sont bas.
- Le prix du gaz, comme pour les CCC, est un facteur clé qui influe considérablement sur les coûts de revient de l'électricité des installations CCF alimentées par des énergies fossiles. Dans les domaines d'application industriels, dans les grands immeubles du secteur des services et pour la production de chauffage de proximité, on part du principe que les prix des combustibles demandés aux utilisateurs industriels sont relativement bas. Concernant les petites classes de puissance utilisées dans les ménages et les petits bâtiments isolés, on suppose que le prix du gaz correspond aux tarifs des ménages. Pour les deux catégories de consommateurs, on s'attend à ce que le prix du gaz soit supérieur à celui d'une CCC. Actuellement, les gros consommateurs de l'industrie électrique ont généralement leurs propres contrats d'achat de gaz à des conditions relativement avantageuses.
- Il faut noter que, selon le cas d'application, les coûts de revient concurrencent plusieurs systèmes et structures de coûts: lorsque les installations dans les ménages et le secteur des services sont conçues avant tout pour l'autoconsommation du courant produit et que l'achat sur le réseau aux prix des consommateurs finaux peut être évité, l'investisseur accepte plus volontiers les coûts de revient plus élevés que dans les cas d'injection dans le réseau à des tarifs non réglementés ou de distribution par un réseau intérieur.

La Figure 8 met en évidence la dépendance des coûts de revient de l'électricité par rapport au nombre d'heures de fonctionnement annuel et de la taille de l'installation. Pour une exploitation bivalente, le nombre caractéristique d'heures de fonctionnement se situe vers 3'200 heures. Selon la taille de l'installation, les coûts de revient de l'électricité oscillent entre 15 et 22 ct./kWh. Pour une installation industrielle pouvant fonctionner jusqu'à 8'600 heures par an, la taille de l'installation joue un rôle secondaire. Les coûts de revient de l'électricité avoisinent alors les 12 ct./kWh. Les micro-installations CCF ne sont pas représentées. Leurs coûts de production dépassent largement ceux des installations CCF présentées (entre 30 et 50 ct./kWh).

⁷ Prognos 2007

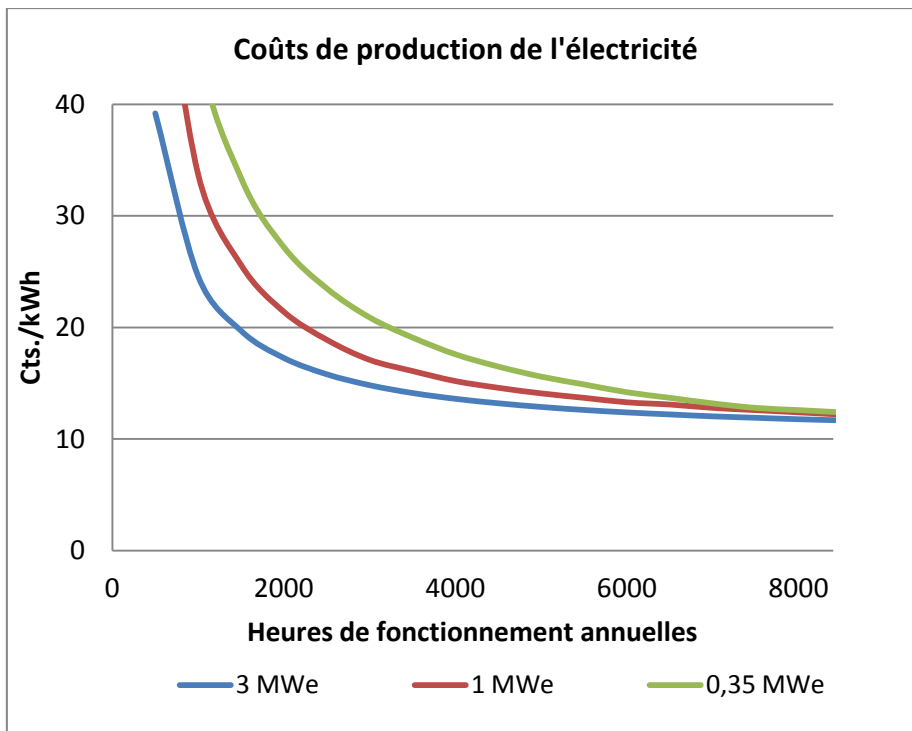


Figure 8: Coûts de revient de l'électricité des installations CCF en fonction du nombre d'heures de fonctionnement et de la taille de l'installation en retenant les hypothèses suivantes: coûts d'investissement: 800 à 1500 francs par kW_e, prix du gaz: 7 ct./kWh, revenus de la chaleur: 9 à 11 ct./kWh, taxe sur le CO₂: 60 francs par tonne de CO₂.

Source: OFEN

4.4 Coûts de revient dans les Perspectives énergétiques

Dans la «Synthèse CCF» des perspectives énergétiques actuelles (2012), Prognos affiche des coûts de revient de 22 à 47 ct./kWh_e. Ces chiffres ne peuvent pas être comparés sans autre à ceux du présent rapport. Prognos se focalise sur l'extension des petites installations CCF, généralement onéreuses, qui sont spécifiquement encouragées dans tous les scénarios. Par ailleurs, les coûts de revient de 22 à 47 ct./kWh_e n'incluent aucune recette provenant de la chaleur.⁸

⁸ Ces recettes ne sont prises en compte que lors de la modélisation de l'offre d'électricité.



5. CCF et centrales à cycles combinés alimentées au gaz: comparaison des systèmes avec pompes à chaleur

Au cours des dernières années, le recours aux pompes à chaleur a constamment augmenté. D'une part, les nouvelles constructions sont souvent équipées de cette technologie et d'autre part, les pompes à chaleur remplacent fréquemment les anciens chauffages lors des assainissements.

Les pompes à chaleur utilisent de l'électricité. Comme la production d'électricité issue de la force hydraulique et de l'énergie solaire est limitée durant la saison froide, la question se pose de savoir comment produire la chaleur domestique de la manière la plus efficace (par rapport à la consommation d'énergie primaire). Qu'est-ce qui est le plus avantageux: le courant nécessaire aux pompes à chaleur provenant de CCC centralisées ou celui issu d'installations CCF décentralisées? Ces deux systèmes font-ils bonne ou mauvaise figure comparativement à une chaudière classique?

Le présent chapitre consacré à cette question présente trois comparaisons systémiques différentes. Il importe de veiller à la définition des limites du système et à l'horizon temporel des diverses études. Les résultats varient considérablement en fonction de la définition.

5.1. Perspectives énergétiques

Dans le cadre des Perspectives énergétiques, on a par exemple prévu les effets escomptés de différentes offres d'électricité sur les émissions de CO₂.⁹ Le Tableau 2 indique les résultats déterminants pour les travaux de la Stratégie énergétique 2050.

Tableau 2: Emissions de CO₂ sans l'autoconsommation de la raffinerie (en millions de tonnes) dans le scénario «Mesures politiques» et les deux variantes d'offre C&E (CCC centralisées plus renouvelables) et C&D&E (CCC plus CCF décentralisé plus renouvelables)

		2000	2010	2035	2050
CCC centralisées plus renouvelables	7.42 TWh _e /an CCC	0.8	1.5	7.3	9.6
	3.45 TWh _e /an CCF				
CCC centralisées plus CCF décentralisés plus renouvelables	1.43 TWh _e /an CCC	40.8	1.5	6.8	9.4
	11.24 TWh _e /an CCF				

En 2050, les émissions de CO₂ dues à l'énergie totaliseront 19.4 millions de tonnes pour la variante avec CCC, CCF décentralisé plus renouvelables, respectivement 19.6 millions de tonnes pour la variante avec CCC plus renouvelables. D'ici à 2050, dans les deux variantes, la part d'énergies renouve-

⁹ OFEN 2011a



lables pour la production d'électricité augmentera à 24.25 TWh. En 2035, la différence dans les deux scénarios sera d'environ 0.5. million de tonnes. Avec le recours accru aux énergies renouvelables jusqu'en 2050, cette différence se réduira à 0.2 million de tonnes. Il en résulte que, s'agissant de l'énergie primaire fossile (ou des émissions de CO₂), la variante avec les installations CCF décentralisées est plus efficace que la variante avec majoritairement des CCC.

5.2. Etude Hubacher

Dans le cadre d'une étude de 2006 sur les grandes pompes à chaleur, on a procédé à la comparaison de systèmes de chauffage entre une chaudière (référence) et les combinaisons «CCC plus pompes à chaleur» et «CETE plus pompes à chaleur» et on a présenté la réduction possible de CO₂ en fonction du coefficient de performance annuel (COPA).¹⁰ L'analyse montre qu'à partir d'un COPA de 2.5, la réduction de CO₂ est très similaire dans les deux combinaisons (cf. Figure 9).

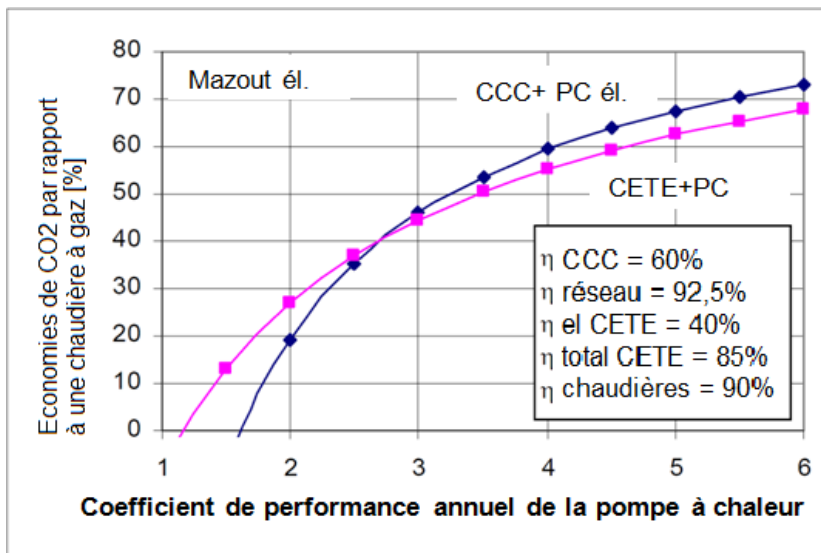


Figure 9: Rapport entre le COPA de la pompe à chaleur et l'économie de CO₂ pour la combinaison CCC+PAC, respectivement CETE+PAC (couplage électrique)

5.3. Etude awtec

En 2012, les FMB ont chargé le bureau d'ingénieur awtec de mener une étude et de comparer trois systèmes quant à l'efficacité énergétique, à la rentabilité et aux émissions de CO₂.¹¹

Cette étude pose l'hypothèse que trois systèmes consomment 1 kWh d'énergie primaire. Le premier système correspond à une chaudière à gaz avec un rendement de 98%. Elle produit 0,98 kWh de chaleur. Dans le deuxième système, il s'agit de la combinaison CCC et pompe à chaleur. Le rendement maximal de la CCC est de 58%. Les pertes électriques (réseau haute tension) sont de 7,5%. En supposant un coefficient de performance annuel (COPA) de 4, la pompe à chaleur produit 0.98 kWh de chaleur comme la chaudière à gaz classique. La part d'électricité restante qui peut servir

¹⁰ Pour les détails sur la méthode et sur les installations étudiées, cf. Hubacher Engineering 2006: 9ss. Pour la notion de COPA, voir note de bas de page 5.

¹¹ Pour les détails sur la méthode et sur les hypothèses, cf. awtec 2012: 14ss.



à d'autres applications s'élève à 0.32 kWh. Le troisième système est une combinaison CCF et pompe à chaleur. Le rendement électrique du CCF est de 26% et son rendement thermique de 66%. Les pertes électriques (réseau basse tension) sont de 2.5%. A l'instar des autres systèmes, la pompe à chaleur produit 0.98 kWh de chaleur. Dans le réseau de chauffage à distance alimenté par le CCF, 10% de la chaleur est perdue. Il en résulte un solde de 0.16 kWh d'électricité.

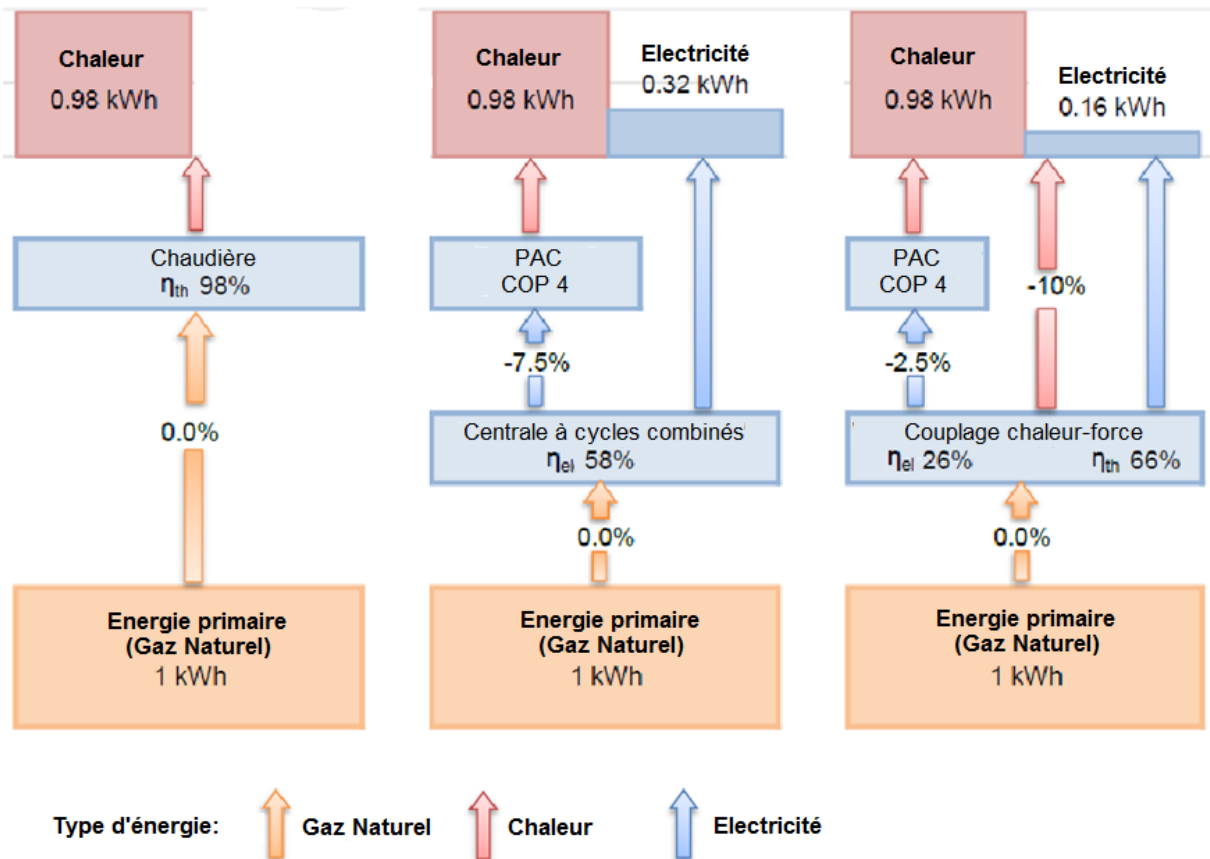


Figure 10: Flux énergétiques (chaleur et électricité) de trois systèmes de génération d'énergie différents (à gauche: chaudière à gaz, au centre: CCC et pompe à chaleur, à droite: CCF et pompe à chaleur). La quantité de chaleur produite à partir de l'énergie primaire utilisée est toujours la même. La meilleure efficacité du système des installations CCF et des CCC permet de produire du courant supplémentaire.¹²

5.4 Discussion

Les résultats de l'étude awtec démontrent clairement l'importance de la définition des systèmes. Le COPA supposé de la pompe à chaleur utilisée dans le système est ainsi déterminant. Il est de 4 dans les calculs ci-dessus. Selon la statistique 2007 sur les pompes à chaleur, le COPA varie entre 3 et 4 selon l'année de construction et est en moyenne de 3.15, ce qui correspond à l'année de construction 1998/1999. Au cours des dernières années, les COPA ont stagné vers une valeur de 3.3. Dans les conditions actuelles, un COPA entre 3.5 et 4 n'est pas réalisé.¹³ Par ailleurs, un rendement de CCF de

¹² Etude awtec 2012:4

¹³ Hubacher Engineering 2006



26% est plutôt pessimiste puisqu'on obtient déjà un rendement entre 28% et 40% avec de petits moteurs à gaz.

Cela veut dire (les études awtec et Hubacher le montrent clairement) que selon le COPA de la pompe à chaleur et le rendement du CCF, la comparaison quant à l'énergie primaire fossile est légèrement en faveur du CCF ou de la CCC.

Les études démontrent en outre qu'en matière d'énergie, les pompes à chaleur sont préférables aux chaudières même si l'électricité utilisée pour le fonctionnement des pompes à chaleur provient de centrales thermiques à combustibles fossiles (CCC ou CCF).



6. Estimation du potentiel technique et économique

6.1. Notions de potentiel

En liaison avec le CCF, la notion usuelle de potentiel, notamment telle qu'elle est utilisée pour les énergies renouvelables, doit être adaptée. Contrairement aux énergies renouvelables, le potentiel pour le CCF ne dépend pas prioritairement de l'offre, mais plutôt de la demande (de chaleur). Dans le cadre du présent rapport, les définitions suivantes sont proposées:¹⁴

Le *potentiel théorique* désigne la totalité des besoins en chaleur (chaleur industrielle et chaleur domestique) que les installations CCF peuvent produire. On part du principe que, grâce à l'amélioration de l'isolation thermique des bâtiments, la demande de chaleur domestique va diminuer, alors que la demande de chaleur industrielle restera relativement stable.

Le *potentiel technique* est une partie du potentiel théorique. Elle désigne la demande de chaleur pouvant être couverte, compte tenu des restrictions techniques, mais également juridiques (directives environnementales), et de l'extension escomptée des énergies renouvelables (bois, biogaz, déchets, pompes à chaleur, solaire thermique). Plus on utilisera d'énergies renouvelables pour produire de la chaleur, plus petit sera le potentiel technique pour la chaleur issue des installations CCF. Il existe une situation de concurrence entre le CCF fossile et l'accroissement de la chaleur renouvelable.

Le *potentiel économique réalisable* (en bref: *potentiel réalisable*) désigne une partie du potentiel technique. Il est limité par des facteurs d'influence socioéconomiques, mais aussi au niveau de la gestion d'entreprise. Les conditions cadres de la politique énergétique sont en outre déterminantes, en particulier la promotion des énergies renouvelables et du CCF (focalisation et montant de l'encouragement). Les conditions cadres de la politique climatique revêtent également une grande importance (régime de CO₂, utilisation du CCF).

Par rapport à l'accroissement du CCF, le potentiel économique réalisable est le plus intéressant. Comme les installations CCF ne portent pas atteinte au paysage ou à la nature, les notions de potentiel social et écologique sont superflues. Il faut néanmoins relever que les installations CCF alimentées par des énergies fossiles sont confrontées à certains problèmes d'acceptation en matière de protection du climat et de sécurité de l'approvisionnement. Trois méthodes différentes pour déterminer le potentiel technique et réalisable du CCF font l'objet d'une brève présentation ci-après.

6.2. Détermination du potentiel sur la base de la demande de chaleur industrielle et domestique

Pour déterminer le potentiel du CCF, la demande de chaleur domestique et industrielle est un facteur important. L'approche suivante utilise les chiffres tirés des Perspectives énergétiques, mais elle a été élaborée indépendamment de ces perspectives. Le Tableau 3 montre l'évolution de la consommation d'énergie selon le scénario des perspectives énergétiques actualisées qui est à la base de la Stratégie énergétique 2050. Dans le scénario «Mesures politiques», la demande de chaleur domestique diminue d'environ 300 PJ aujourd'hui à légèrement plus de 100 PJ en 2050. Par contre, la réduction de la demande de chaleur industrielle est minime: de 100 PJ aujourd'hui à 70 PJ en 2050. Cela indique que le potentiel du CCF à long terme réside principalement dans les installations industrielles. En conséquence, le potentiel de chaleur théorique en 2050 sera de 210 PJ (140 PJ + 70 PJ) pour tout le territoire suisse. Compte tenu d'un rendement électrique moyen de 33% (un tiers d'électricité, deux tiers

¹⁴ La littérature utilise souvent d'autres définitions du potentiel (p. ex. dans la synthèse sur le CCF dans le cadre des Perspectives énergétiques de Prognos).



de chaleur) d'une installation CCF, il résulte un potentiel théorique de production électrique d'environ 105 PJ ou 29 TWh.

Tableau 3: Consommation finale d'énergie en PJ selon l'affectation. Scénarios «Poursuite de la politique actuelle» (PPA), «Mesures politiques» (MPO) et «Nouvelle politique énergétique» (NPE)

Affectation	2000	2010	2020			2035			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Chaleur domestique	271	302	261	256	250	215	193	165	175	141	108
Eau chaude sanitaire	45	46	48	48	45	48	46	42	48	46	39
Chaleur industrielle	92	99	96	94	89	85	80	68	76	70	56
Eclairage	25	27	24	23	21	23	20	15	23	18	11
Climatisation, aération & inst. techniques	19	22	28	26	24	37	33	27	51	44	38
I&C, médias de divertissement	8	10	11	10	10	12	10	9	13	11	8
Entraînements, processus	67	74	75	71	74	76	67	64	80	68	59
Mobilité en Suisse	239	250	230	224	207	194	174	143	177	150	116
Autres	11	13	15	14	14	16	16	15	17	17	16
Consommation finale d'énergie en Suisse	777	841	788	767	734	706	639	549	658	565	451

Source: Prognos 2012

La contribution escomptée des énergies renouvelables à l'approvisionnement en chaleur doit être déduite de ce potentiel théorique de chaleur. La Figure 11 montre l'évolution des énergies renouvelables (sans les énergies renouvelables du secteur de l'électricité). Après déduction des biocarburants, du solaire thermique (pour l'eau chaude) et de l'hydrogène, il reste une contribution de 80 PJ. Le potentiel technique pour la chaleur issue des installations CCF est encore de 130 PJ (210 PJ - 80 PJ). Il en résulte un potentiel technique de production d'électricité d'environ 65 PJ ou 18 TWh.

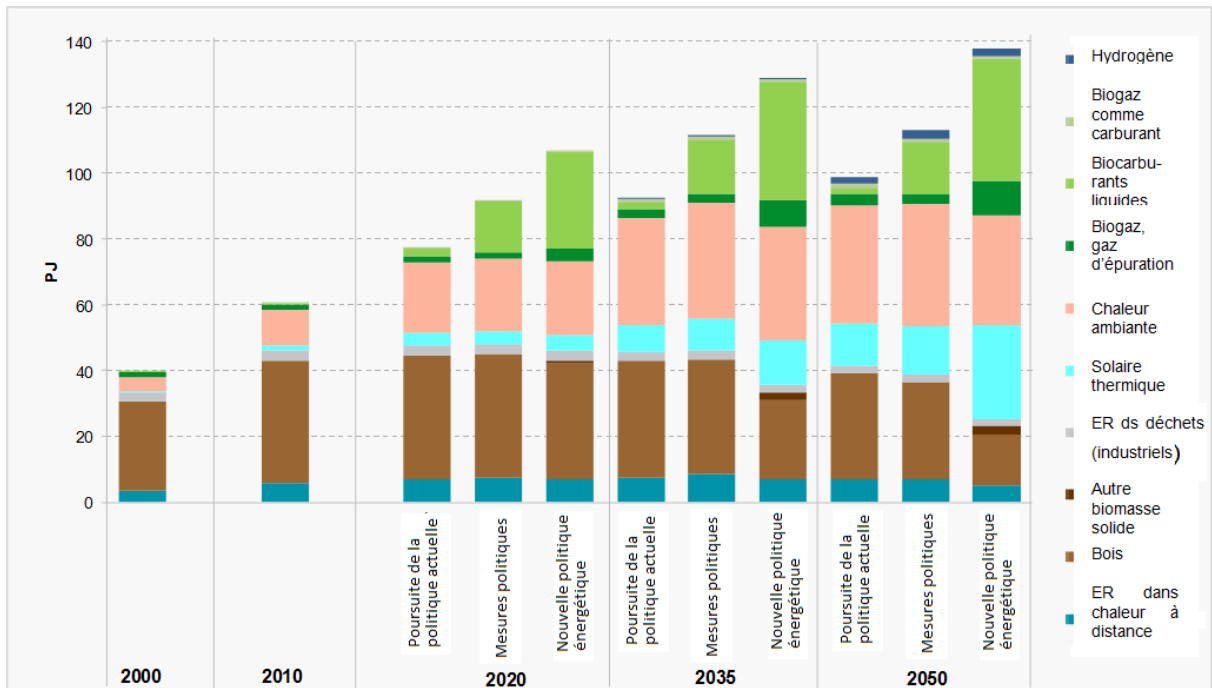


Figure 11: Demande finale d'énergie, agents énergétiques renouvelables, scénarios «Poursuite de la politique actuelle», «Mesures politiques» et «Nouvelle politique énergétique», en PJ (Source: Prognos, 2012)

6.3. Détermination du potentiel selon une analyse SIG et une extrapolation

En 2011, l'OFEN a mandaté le bureau d'ingénieurs Eicher+Pauli pour procéder à une analyse du potentiel technique et du potentiel réalisable du CCF.¹⁵ Pour ce faire, Eicher+Pauli a utilisé un outil informatique (SIG) capable de représenter la densité de chaleur (chaleur domestique et chaleur industrielle) pour toute la Suisse (approche dite top-down). Cela permet d'en déduire le potentiel technique. En complément, Eicher+Pauli a calculé le potentiel réalisable selon une approche bottom-up en choisissant trois régions pilotes et en procédant à une extrapolation. Les deux méthodes ont pris en compte la concurrence avec les énergies renouvelables. L'étude part en outre du principe que les nouvelles installations CCF ne serviront qu'à remplacer les chaudières existantes et que les besoins en chaleur diminueront fortement d'ici à 2035 grâce à l'augmentation de l'isolation dans les bâtiments.

La Figure 14 ci-dessous montre le potentiel technique et le potentiel réalisable pour l'électricité issue du CCF selon les deux méthodes (top-down avec SIG pour toute la Suisse et bottom-up basée sur l'extrapolation des régions pilotes). Le potentiel technique ainsi déterminé est de 10 TWh/an (top-down) et le potentiel réalisable de 6 TWh/an (bottom-up). Les potentiels se fondent sur l'hypothèse que les coûts de revient de l'électricité ne dépassent pas 16 ct./kWh.

¹⁵ Eicher+Pauli 2011

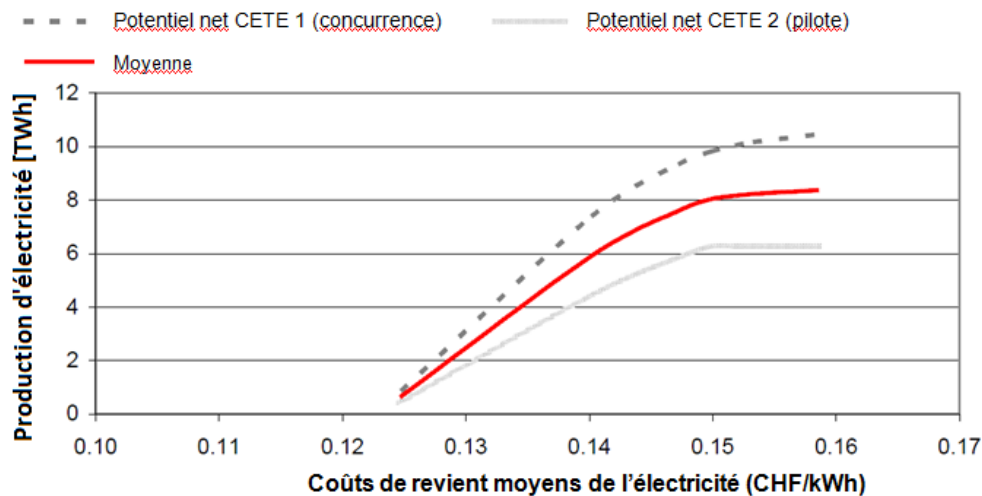


Figure 12: Potentiel technique et réalisable pour la production d'électricité avec le CCF. Le potentiel net CETE 1 (concurrence) correspond au potentiel technique selon la densité de chaleur pour toute la Suisse (méthode SIG) et le potentiel net CETE 2 (pilote) correspond au potentiel réalisable selon une extrapolation de la densité de chaleur dans les trois régions pilotes.

6.4. Représentation du potentiel par les courbes des coûts marginaux

Dans une étude de 2001 du PSI, la demande de chaleur de tout le parc immobilier suisse est répartie dans diverses catégories de bâtiments (selon la taille) et le potentiel de production d'électricité est représenté par une courbe des coûts marginaux. La Figure 13 montre la demande de chaleur en fonction de la taille des bâtiments. Une distinction est faite entre les nouvelles constructions et les assainissements.

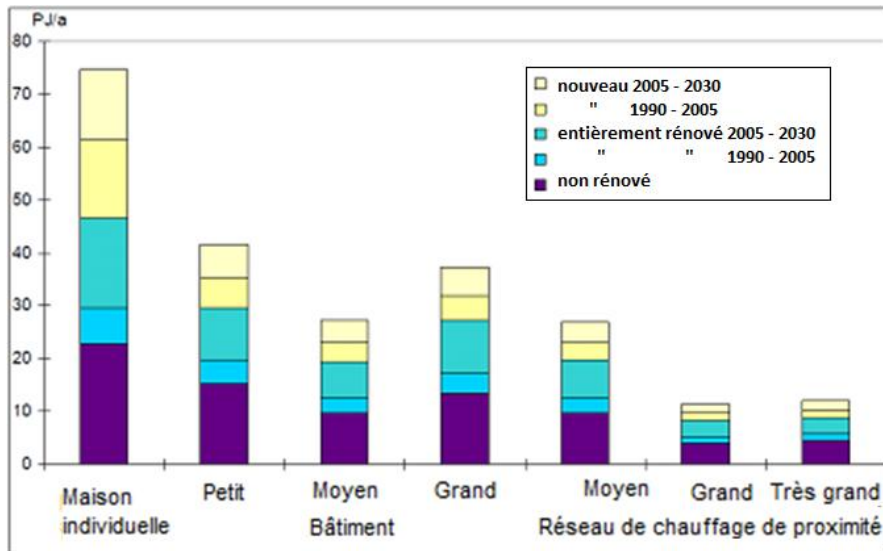


Figure 13: Besoins en chaleur pour tout le territoire suisse selon les différentes catégories de bâtiments. Relevé selon les Perspectives énergétiques OFEN 2035 de 1996.¹⁶

A l'aide de ces catégories de bâtiments, le PSI a établi une courbe des coûts marginaux pour les coûts de revient de l'électricité. La Figure 14 montre le potentiel technique des installations CCF (courbes brunes en pointillés) et le potentiel réalisable (courbes épaisses bleues) selon deux scénarios (coûts élevés/bas pour les installations CCF). L'augmentation des coûts marginaux lors d'une exploitation croissante du potentiel apparaît clairement pour le potentiel réalisable. L'étude présuppose un potentiel technique d'environ 17 TWh_e et un potentiel réalisable maximal de 11.5 TWh_e si le prix de l'électricité augmente jusqu'à 30 ct./kWh. Selon la variante des coûts, un potentiel de 8 à 10 TWh_e peut être réalisé, dont 3 TWh_e sont déjà considérés comme réalisés, moyennant des coûts de revient de l'électricité de 15 ct./kWh.

¹⁶ PSI 2001

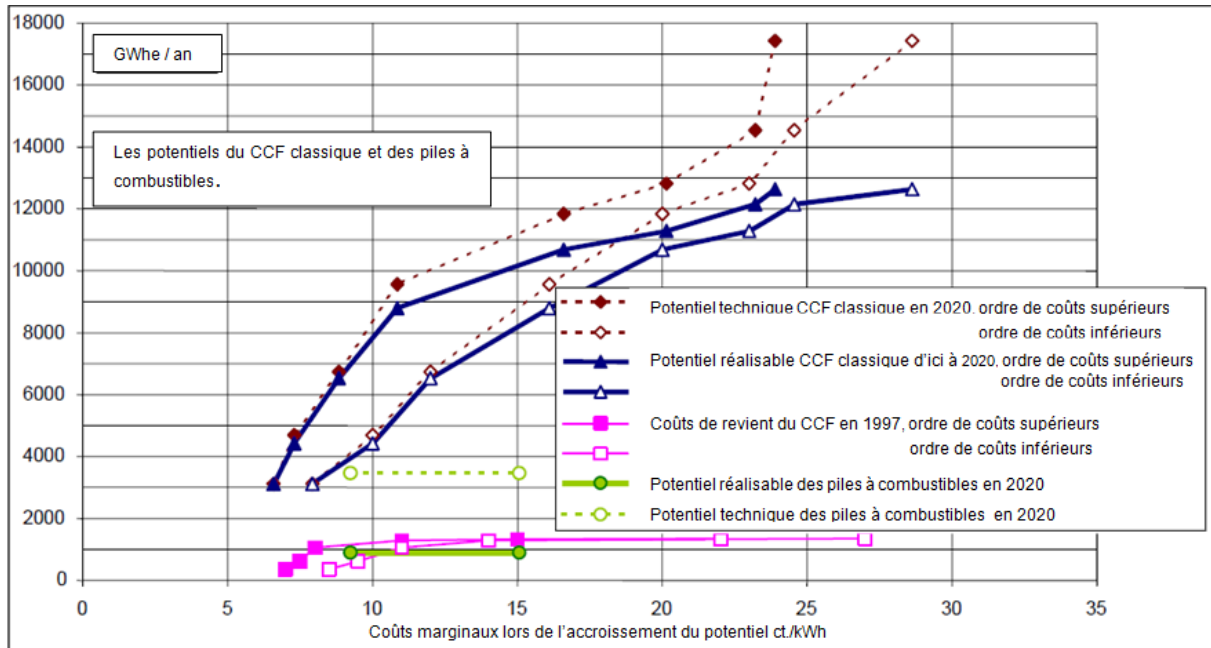


Figure 14: Courbe des coûts marginaux pour l'électricité issue du CCF avec une estimation supérieure et inférieure des coûts ainsi qu'avec les potentiels réalisable et technique jusqu'en 2020 (Source: PSI 2001)

Avec l'étude du PSI, il faut retenir que les coûts des combustibles (gaz naturel et mazout) ont quasiment doublé depuis 2001, alors que les coûts d'investissement pour les installations CCF sont généralement restés inchangés. Aujourd'hui, il s'agit encore d'ajouter les coûts du CO₂. En supposant que le prix du gaz ait renchéri de 3 ct./kWh depuis 2001 (et les coûts de revient de l'électricité issue des installations CCF également), le potentiel réalisable se situe entre 7 et 9 TWh_e (déplacement de la courbe des coûts marginaux de 3 ct./kWh vers la droite).

6.5. Discussion

Les trois études ne sont pas comparables entre elles sans réserve (hypothèses et méthodes différentes, horizons temporels différents pour le potentiel réalisable, etc.). Les travaux indiquent toutefois un intervalle dans lequel les potentiels pourraient figurer suite aux hypothèses retenues.

Le *potentiel théorique* basé sur la demande globale de chaleur domestique et industrielle pour l'électricité issue du CCF est de 105 PJ (29 TWh_e) selon les estimations de l'OFEN. Une valeur comparable de 33.5 TWh_e résulte de l'étude d'Eicher+Pauli.

Les analyses de l'OFEN et du PSI donnent une estimation du *potentiel technique* (c'est-à-dire après déduction de la chaleur pouvant être produite par des énergies renouvelables). Ce potentiel est de 18 TWh_e (OFEN), respectivement de 17 TWh_e (PSI).

Les horizons temporels différents et les méthodes différentes des trois études deviennent perceptibles dans l'analyse du *potentiel réalisable*. L'étude d'Eicher+Pauli prévoit une fourchette de 6 à 10 TWh_e à l'horizon 2035. L'étude du PSI, qui s'appuie sur les coûts marginaux pour les installations CCF, a calculé, d'ici 2020, un potentiel réalisable entre 7 et 9 TWh_e en se basant sur une courbe des coûts marginaux corrigée selon les prix du gaz actuels.



Tableau 4: Aperçu des potentiels dans les trois études analysées

	OFEN Horizon 2050	Eicher+Pauli Horizon 2035	PSI Horizon 2020
Potentiel théorique	29 TWh _e	33.5 TWh _e	
Potentiel technique (déduction de la contribution des renouvelables)	18 TWh _e	10 TWh _e	17 TWh _e
Potentiel réalisable	-	6 à 10 TWh _e	7 à 9 TWh _e

En résumé, on peut relever que l'évaluation de l'OFEN, à l'instar des anciennes estimations du PSI, montre que le potentiel pour l'électricité issue du CCF varie entre 17 et 18 TWh_e. Selon l'horizon temporel et les hypothèses économiques retenues (respectivement la promotion), le potentiel réalisable maximal est de 10 TWh_e.

Pour exploiter ce potentiel, il faudra construire des réseaux de chauffage à distance supplémentaires dans la mesure où la chaleur doit être utilisée intégralement. Si l'on se limite aux installations CCF dans les exploitations industrielles et dans les grands bâtiments (tels qu'hôpitaux, centres commerciaux, etc.) qui ne nécessitent pas de nouveaux réseaux de chauffage à distance, le potentiel est nettement inférieur.



7. Avantages et désavantages des installations CCF alimentées aux combustibles fossiles

Les installations CCF fossiles offrent les **avantages** suivants:

- *Taux élevé d'utilisation grâce à la production simultanée d'électricité et de chaleur*
La caractéristique du CCF est que, grâce à la production simultanée d'électricité et de chaleur, le taux d'utilisation du combustible peut être sensiblement augmenté par rapport à une production séparée et que l'énergie primaire nécessaire est ainsi réduite.
- *Production d'électricité et de chaleur décentralisée et proche des consommateurs*
En général, les installations CCF sont implantées près des besoins en chaleur et elles produisent ainsi de l'électricité et de la chaleur à proximité des utilisateurs. Cela permet de minimiser les pertes dues au transport.
- *Possibilité de produire de l'électricité selon les besoins*
La caractéristique des installations permet une production variable d'électricité quand la demande de chaleur est forte. En hiver, les installations CCF peuvent ainsi produire du courant, alors que la production issue de la force hydraulique et de l'énergie solaire est faible.
- *Degré élevé d'acceptation et courte durée de réalisation*
Comme les installations CCF n'ont pas d'effets visibles sur la nature et le paysage, le degré d'acceptation par la société de ces installations productrices d'électricité est élevé.
- *Technologie mature et fiable*
Les technologies des moteurs à combustion et des turbines à gaz et à vapeur sont matures et fiables. Certaines améliorations sont encore possibles pour le rendement et les émissions de polluants atmosphériques, p. ex. pour les moteurs stirling ou les piles à combustibles.
- *Possibilité d'utiliser des énergies renouvelables et fossiles*
En principe, les installations CCF permettent d'utiliser des agents énergétiques fossiles et renouvelables.

Les points suivants sont considérés comme des **désavantages**:

- *Emissions supplémentaires de CO₂*
Le plus souvent, les installations CCF sont alimentées par des combustibles fossiles, ce qui augmente donc la production de CO₂.
- *Emissions de polluants (NOx et CO)*
Tous les processus de combustion à haute température produisent des polluants (en particulier, oxyde d'azote (NOx) et monoxyde de carbone (CO)) ainsi que des particules fines.
- *Acheteurs de chaleur indispensables (et éventuellement réseaux de chauffage à distance)*
Pour que le degré d'utilisation théorique élevé puisse aussi être atteint dans la pratique, la garantie de la demande de chaleur nécessaire est indispensable. De manière optimale, ces besoins en chaleur doivent rester uniformes. Comme les acheteurs de chaleur sont décentralisés, il faut des systèmes de chauffage de proximité et à distance pour distribuer la chaleur. La construction de nouveaux réseaux de chauffage de proximité et à distance exige un investissement considérable en moyens et présuppose une longue durée d'utilisation.
- *Besoins en chaleur ayant tendance à diminuer suite à l'augmentation des rénovations des bâtiments*



A l'avenir, on s'attend à une réduction drastique des besoins en chaleur dans le bâtiment compte tenu de l'augmentation des rénovations.

- *Exploitation des petites installations souvent non rentable*
Comparativement, coûts de revient élevés de l'électricité pour les petites installations et en plus, dépendance des prix volatils pour les énergies fossiles.
- *Les installations CCF fossiles concurrencent certaines énergies renouvelables, ce qui n'est pas souhaité en matière de politique climatique.*



8. Bibliographie

- Awtec, 2012. GuD- versus WKK-Strategie, Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch effizientere Technologien, sur mandat des FMB.
- OFEN, 2006. Grosswärmepumpen – energetische und planerische Analyse von zehn Anlagen, Hubacher Engineering
- OFEN / Prognos, 2007. Perspectives énergétiques 2035 – Tome 5. Analyse et évaluation de l'offre d'électricité. Berne: OFEN.
- OFEN, 2010 Conditions de raccordement pour les producteurs de courant issu d'énergies renouvelables – Adaptation des recommandations. Sous: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00616/index.html?lang=de&dossier_id=00794 (Etat au 29.3.2012)
- OFEN, 2011a. Statistique suisse de l'électricité 2010, Berne: OFEN.
- OFEN, 2011b. Fondements pour la stratégie énergétique du Conseil fédéral; printemps 2011. Actualisation des perspectives énergétiques 2035, Berne: OFEN.
- OFEN, 2011c. Evolution des prix de l'électricité en Suisse. Rapport du Conseil fédéral donnant suite au postulat 08.3280 Stähelin du 4 juin 2008. Sous: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier_id=05069 (Etat au 29.3.2012)
- OFEN, 2011d. Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz. Sous: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=de&dossier_id=00774 (Etat au 29.3.2012)
- OFEN, 2012a. Hubacher Consulting: Suite des mesures in situ, analyse du comportement à long terme et évaluation de l'efficacité pour le modèle statistique des pompes à chaleur.
- OFEN, 2012b. Prix du marché selon art. 3 j, al. 2, OEné. Sous: http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136 (Etat au 29.3.2012)
- OFEV/OFEN (2010). Directive d'exécution. Protection du climat: projets menés en Suisse. Etat en 2010
- OFEV, 2012. Politique climatique de la Suisse après 2012: Fondation de la future politique climatique de la Suisse. Sous: <http://www.bafu.admin.ch/klima/00493/06577/index.html?lang=de> (Etat au 29.3.2012)
- BGR, 2010. Annual Report. Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2010. Sous: http://www.bgr.bund.de/EN/Themen/Energie/Produkte/annual_report_2010-summary_en.html (Etat au 29.3.2012)
- BMWi, 2011 Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/energie,did=405004.html> (Etat au 29.3.2012)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2011 Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft
- Consentec GmbH, 2010. «Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz», OFEN, sous:



http://www.bfe.admin.ch/forschungewg/02544/02810/index.html?lang=de&dossier_id=04386
(Etat au 25.08.2012).

Dettli R. / Baur M. / D. Philippen D. / Kernen M., 2007. Potenzial erneuerbarer Energien in grösseren fossilen Feuerungen, sous: http://www.econcept.ch/uploads/media/720_zf.pdf (Etat au 29.3.2012)

Eicher+Pauli, 2011. Ausbau von WKK in der Schweiz. WKK-Standortevaluation auf Basis einer GIS-Analyse, Schlussbericht.

Erdmann, Georg, 2010. Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, TU Berlin.

Hubacher Engineering, 2006. Grosswärmepumpen – energetische und planerische Analyse von zehn Anlagen.

Kaufmann, U. / Gutzwiller, St., 2010. Thermische Stromproduktion inklusive WKK (WKK) in der Schweiz, Ausgabe 2009, Berne: OFEN.

PSI, 2001. Perspektiven der zukünftigen Strom und Wärmeversorgung für die Schweiz.