

Hanspeter Eicher

Energies renouvelables

Un approvisionnement
respectueux de l'environnement



suisse énergie



Conférence des directeurs
cantonaux de l'énergie



Contenu

1. L'approvisionnement énergétique de demain	3	Le processus métabolique bactérien	106
L'approvisionnement énergétique en Suisse	4	Utilisation du biogaz	109
Chauffage et production d'ECS	6	Biomasse destinée à la fermentation	113
Chaleur de processus	11	Fermentation ou combustion?	115
Appareils et installations	12	Variantes de la fermentation	117
Mobilité	13	Exemple d'une installation de fermentation régionale	121
Electricité renouvelable	13	8. Energie éolienne	125
2. Choix du système	17	Technologies d'utilisation de l'énergie éolienne	125
Critères de choix d'un système	17	Utilisation de l'énergie éolienne Suisse	128
Individuel ou en réseau?	18	Utilisation de l'énergie éolienne Europe	130
3. Chaleur solaire	23	Planification d'installations	131
Rayonnement solaire	23	Rentabilité	133
Capteurs solaires	24	9. Géothermie	135
Puissance thermique	26	Géothermie hydrothermale et pétrothermale	135
Tests de fonctionnement et durabilité	28	Transformation de chaleur en électricité	140
Principales applications	29	Coûts et rentabilité	141
Installations de production d'eau chaude	29	Respect de l'environnement, bilan écologique	143
Installations solaires d'assistance au chauffage	33	Potentiel en Suisse	144
Comportement de stagnation	36	10. Le système électrique de demain	145
Chaleur solaire pour immeubles d'habitation	36	Le système électrique aujourd'hui et en 2065	146
Capteurs à concentration	39	Mesures prioritaires	146
4. Photovoltaïque	41	Technologies de réseaux intelligents	147
Cellule solaire	41	Production d'électricité et réseaux	148
Composants d'une installation PV	42	Mesures et lois	151
Planification d'une installation PV	50	11. Froid durable efficace	153
Exemples d'installations	59	Froid renouvelable	154
Applications spéciales	59	Sondes géothermiques	155
Rentabilité	61	Production active de froid	156
5. Pompes à chaleur	65	12. Bases et outils	161
PAC à compression	65	Normes relatives à la technique du bâtiment et à l'énergie	161
Dimensionnement des installations	75	Exigences pertinentes sur le plan énergétique	163
Chauffage individuel de bâtiments	78	Méthodes de calcul et outils	164
Systèmes de chauffage à distance	81	Standards de construction	168
6. Energie bois	85	13. Subventions	171
Le bois énergie en Suisse	85	Modèles de subvention	171
Types de combustible	86	Subvention des énergies renouvelables	172
Combustion du bois	90	14. Annexe	177
Chauffages à bois à alimentation manuelle	94	Auteurs	177
Chauffages à granulés de bois	95	Répertoire des mots-clés	178
Chauffages automatiques	100		
7. Biogaz	105		
Fermentation	105		

Impressum

Energies renouvelables – Un approvisionnement respectueux de l'environnement

Editeur: Fachhochschule Nordwestschweiz, Institut Energie am Bau

Auteurs: Hanspeter Eicher, Rainer Bacher, Christof Bucher, René Burkhard, Hans-Heiri Frei, Philippe Hennemann, Heinrich Huber, Mike Keller, Peter Meier, Reto Rigassi, Matthias Rommel, Daniel Trüssel, Maurus Wiget. Informations sur les auteurs page 177.

Direction de projet: Achim Geissler, Fachhochschule Nordwestschweiz; Institut für Energie am Bau, Muttenz

Lectorat spécialisé: Armin Binz

Lectorat et mise en page: Faktor Journalisten AG, Zürich; Othmar Humm, Christine Sidler, Sarah Jost, Noemi Bösch

Traduction: Ilsegret Messerknecht

Lectorat spécialisé: Charles Weinmann, Weinmann-Energies SA

Cet ouvrage fait partie de la série de publications spécialisées «Construction durable et rénovation». Il se base sur les cours du cursus Master visant à l'obtention d'un certificat «Energie et construction durable» (www.en-bau.ch), une offre de formation continue de 5 hautes-écoles spécialisées suisses. Cette publication a été financée par l'Office fédéral de l'énergie OFEN/SuisseEnergie et la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK).

Commande: A télécharger gratuitement sous forme de livre auprès de Faktor Verlag, info@faktor.ch ou www.faktor.ch

Janvier 2015

ISBN: 978-3-905711-31-8

L'approvisionnement énergétique de demain

Hanspeter Eicher

En 2011, le Conseil fédéral et le Parlement ont pris des décisions importantes dans le domaine de l'énergie et de l'environnement. Il s'agit d'une part, dans le cadre de la loi sur le CO₂, de réduire les émissions de CO₂ de 20 % par rapport à 1990 au niveau national, et d'autre part, de sortir du nucléaire à moyen terme. A long terme, pour combattre le réchauffement climatique, les émissions de CO₂ devront être réduites à une tonne par personne et par an. La Suisse fait donc face à de grands bouleversements dans le domaine de l'énergie, qui présupposent une exploitation à grande échelle des potentiels d'efficacité énergétique et une utilisation accrue des énergies renouvelables. Les contenus suivants se basent en partie sur la publication Energie-respekt [1] et sur l'approche qui y est utilisée, constituée de trois éléments.

Premièrement

La publication se concentre sur les principaux domaines concernés par le tournant énergétique, c'est-à-dire sur l'utilisation efficace de l'énergie et l'approvisionnement en énergies renouvelables pour:

- chauffage et production d'eau chaude
- moteurs et processus dans l'industrie

- éclairage, appareils, climatisation, technologies de l'information
- mobilité

Cela représente env. 90 % de la consommation énergétique totale de la Suisse, mais ne signifie pas pour autant qu'il n'y a pas lieu de prendre des mesures dans d'autres domaines pour atteindre l'objectif final. Toutefois, si l'on souhaite aller à l'essentiel, cette simplification doit être admise.

Deuxièmement

La publication se concentre sur les technologies-clés les plus élaborées sur le plan technique et économique, aujourd'hui disponibles sur le marché, et les utilise de façon rigoureuse dans tous les domaines d'application concernés. Dans cette optique, il est moins important de savoir si une avancée majeure semble envisageable pour 2050 ou ne sera possible qu'en 2080, que de déterminer ce que l'on peut déjà réaliser avec les techniques actuelles.

Troisièmement

La publication montre dans quelle mesure, du point de vue quantitatif, il est ainsi possible de contribuer à la réalisation des objectifs de politique énergétique de la Suisse.

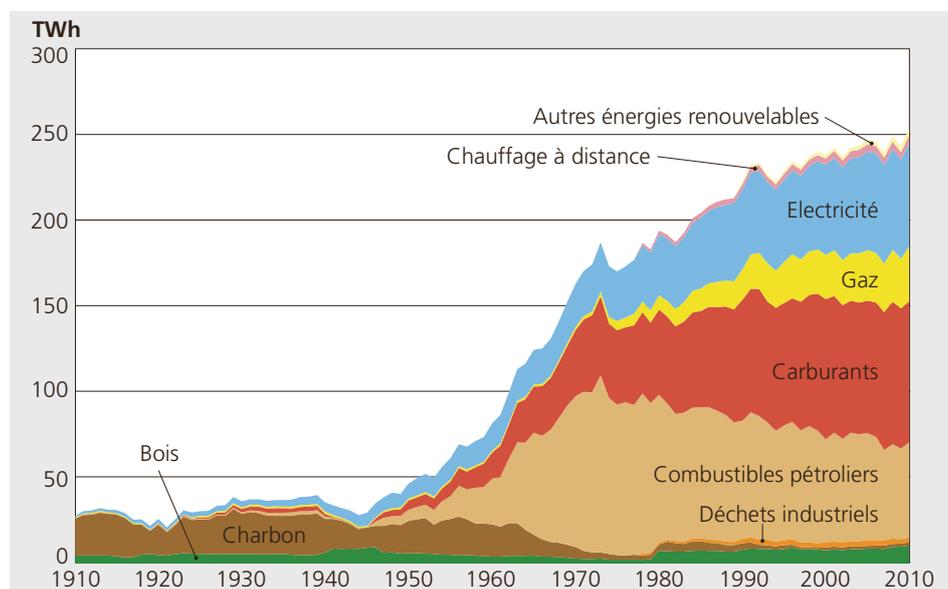


Illustration 1:
Consommation finale d'énergie de la Suisse entre 1910 et 2010.

L'approvisionnement énergétique en Suisse

Statistique globale suisse de l'énergie

Pour comprendre quel rôle peuvent et doivent jouer l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique de demain, il faut connaître la structure de consommation actuelle de la Suisse (illustr. 1) [2].

Grandeurs économiques

Les coûts de l'énergie consommée en Suisse représentent une dépense importante pour la micro et la macroéconomie, notamment parce qu'en raison des grandes quantités d'énergie importée, des sommes importantes partent à l'étranger. Le tableau

1 illustre les principales grandeurs caractéristiques économiques, à l'exception des coûts externes résultant de la consommation d'énergie.

Emissions de CO₂

L'illustration 2 montre l'évolution des émissions de CO₂ en Suisse, conformément à la loi sur le CO₂. Au total, 38 millions de tonnes de CO₂ ont été émises en 2011. Si l'objectif partiel n'a pas pu être atteint dans le domaine de la mobilité, il a toutefois été dépassé pour les combustibles. A long terme, les émissions de CO₂ de la Suisse doivent être réduites à 9 millions de tonnes par an (1 t par an et par personne), ce qui correspond à une baisse de presque 80 % par rapport à 2012.

Millions de t de CO₂

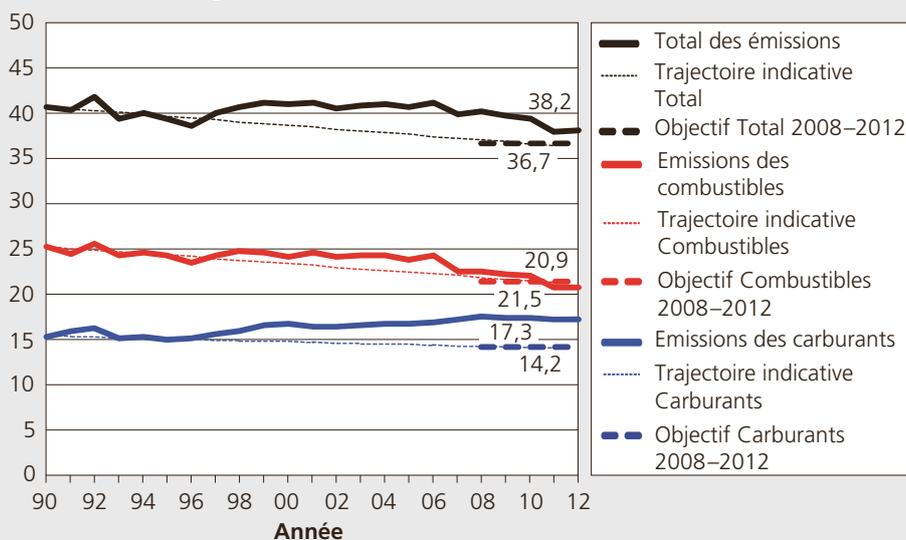


Illustration 2: Émissions de CO₂ en Suisse

	2009	2010
Dépenses de consommation en millions de Fr.	27 580	30 530*
% du PIB (nominal)	5,1 %	5,6 %
Excédent d'importation Millions de Fr.	8 669	9 306**
% du total des importations	4,0 %	4,0 %
Dépendance vis-à-vis de l'étranger en %	79,8	78,5
Indice des prix à la consommation (1990 = 100), réel		
Mazout	150,6	185,4
Essence	112,0	120,7
Gaz	136,3	129,0
Electricité	94,5	98,6
Consommation finale par habitant (1990 = 100)	95,3	98,5**
Production industrielle (indice 1990 = 100)	140,1	148,8

* estimation, ** provisoire

Tableau 1: Grandeurs caractéristiques économiques de la consommation finale d'énergie.

Consommation finale vs utilisations

Pour évaluer les potentiels de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, le plus simple est de partir de la consommation finale d'énergie selon les utilisations (tableau 2) [2]. On peut ensuite en déduire les principaux champs d'action:

- Le chauffage, la production d'eau chaude et la chaleur de processus représentent 55 % de la consommation finale d'énergie au niveau national.
- La mobilité représente une part de 28 % de la consommation finale d'énergie au niveau national.
- L'éclairage, les dispositifs d'information, de communication et de divertissement, ainsi que les moteurs et processus, consomment certes à peine plus de 10 % de l'éner-

gie finale, mais aussi 60 % de l'électricité totale. 30 autres % de la consommation d'électricité reviennent à la production de chauffage et de chaleur de processus, ainsi qu'à la production d'eau chaude.

Energies renouvelables

La consommation finale d'énergies renouvelables s'élevait en 2010 à 49,2 TWh, soit 19,4 % de la consommation finale d'énergie (illustr.3). C'est l'énergie hydraulique utilisée pour produire de l'électricité qui représente la plus grande part de ces énergies renouvelables, suivie par le bois et la chaleur environnementale. Le potentiel de croissance le plus important réside sans aucun doute dans la chaleur environnementale ainsi que, dans une moindre mesure, dans

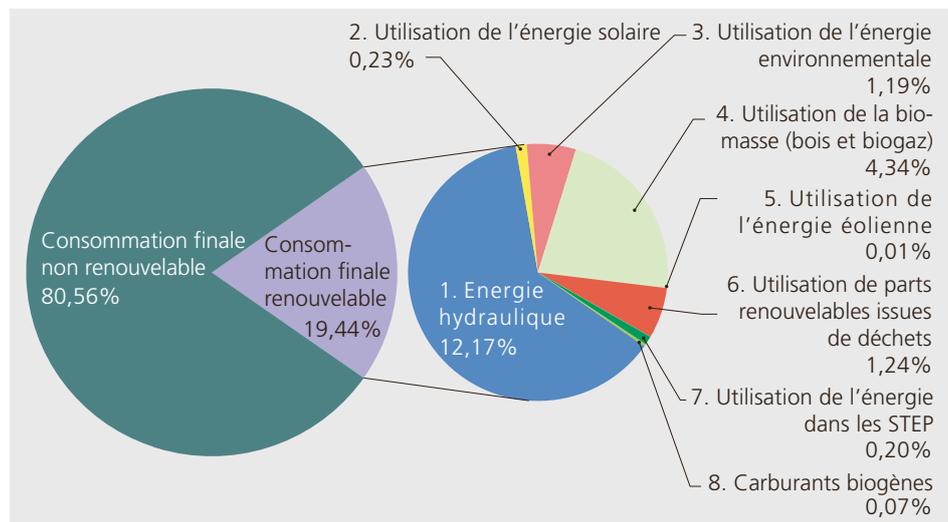


Illustration 3:
Consommation
d'énergie finale re-
nouvelable en
Suisse

Valeurs en TWh	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Chauffage	74,9	81,1	81,0	83,0	79,5	70,9	77,2	75,4	83,4
Eau chaude	13,2	13,2	13,4	13,3	13,2	13,3	13,3	13,3	13,4
Chaleur de processus	26,4	27,5	28,0	28,1	29,3	29,1	29,4	27,5	28,3
Eclairage	7,0	7,2	7,4	7,5	7,5	7,6	7,6	7,5	7,5
Climatisation, ventilation et installations domestiques	5,1	5,8	5,4	5,7	5,8	5,3	5,6	5,6	5,9
Informatique et communication, médias de divertissement	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	2,9
Moteurs, processus	18,4	18,5	19,1	19,3	19,4	19,7	19,9	19,2	19,9
Mobilité nationale	62,7	63,1	63,1	63,2	63,0	63,4	63,4	63,1	63,0
Autres	3,1	3,5	3,7	3,7	3,8	3,9	3,9	3,9	4,1
Consomm. finale d'énergie nationale	213,2	222,3	223,7	226,5	224,2	216,0	223,0	218,4	228,3
Autres carburants	21,4	16,8	16,3	16,6	18,2	20,1	22,8	21,7	22,4
Consomm. finale d'énergie totale	234,6	239,1	240,0	243,1	242,4	236,1	245,8	240,0	250,6

Tableau 2: Consom-
mation finale
d'énergie en Suisse
selon les utilisations
en TWh.

le photovoltaïque et la biomasse. L'utilisation de l'énergie éolienne en Suisse est importante, mais limitée, et est en outre très fortement entravée par des oppositions.

Chauffage et production d'ECS

Les mesures techniques d'amélioration de l'efficacité énergétique s'orientent vers trois caractéristiques du bâtiment, déterminantes pour le bilan de la chaleur de chauffage:

- Une bonne protection thermique de tous les composants de l'enveloppe du bâtiment tels que les murs de façade, la toiture, le sol, les fenêtres et les portes.

- Une bonne étanchéité à l'air de l'enveloppe du bâtiment et la récupération de chaleur de l'air extrait chaud.

- L'utilisation optimale du rayonnement solaire et de la chaleur rejetée de l'éclairage, des appareils et des personnes.

La réduction du besoin en chaleur de chauffage s'attaque à l'origine du problème, à l'inverse des solutions «en bout de chaîne». En outre, il existe également d'autres bonnes raisons de mettre en œuvre une réduction des besoins de manière cohérente et à grande échelle. Avec une bonne isolation de l'enveloppe du bâtiment, le système de chauffage existant peut être utilisé comme un chauffage basse température, sans qu'il soit nécessaire d'installer des surfaces de chauffe supplémentaires, coûteuses et encombrantes. Ces conditions sont nécessaires à

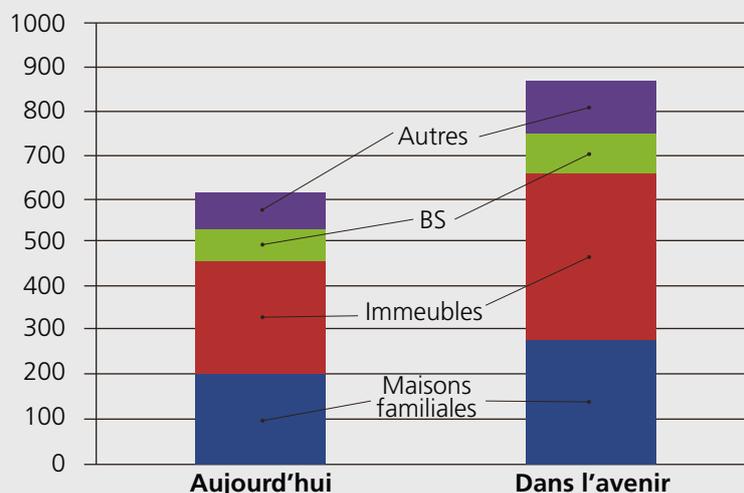
l'obtention de bons rendements avec les pompes à chaleur, qui deviendront la principale technologie de production de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude dans les prochaines décennies. Pour finir, une mise en œuvre cohérente de technologies efficaces, déjà connues aujourd'hui dans le bâtiment, permettra de réduire à env. 30 % du besoin actuel en chaleur de chauffage le besoin résiduel en chaleur de futur parc de bâtiments à chauffer, qui sera 40 % plus important qu'aujourd'hui. L'illustration 4 et l'illustration 5 montrent les principaux résultats de cette évolution.

- **Besoins en chaleur pour le chauffage:** L'illustration 5 montre que, malgré l'augmentation des surfaces de référence énergétiques, il est possible, en utilisant dans une large mesure les meilleures technologies connues à ce jour, de réduire à long terme le besoin en chaleur de chauffage à moins de 20 TWh/an (énergie utile). Si l'on prend en compte la réduction des pertes de distribution par rapport à aujourd'hui, il conviendra dans l'avenir de couvrir un besoin en chaleur pour le chauffage de 21 TWh.

- **Besoins en chaleur pour la production d'eau chaude:** En 2010, le besoin énergétique final pour l'eau chaude s'élevait à 13,3 TWh par an. Les exigences de confort n'augmenteront que faiblement dans l'avenir, et pourront être à peu près compensées par des mesures d'efficacité (réduction des déperditions thermiques

Source [1]: Energie-respekt, Armin Binz, Hanspeter Eicher)

Surface de référence énergétique en millions de m²



BS: Bâtiments de service

Illustration 4: Surface de référence énergétique (surface de plancher brute chauffée) des bâtiments en Suisse, estimée aujourd'hui et en 2060 (M. Jakob, H. Wallbaum, A. Binz, 2009).

dues à l'accumulation, à la circulation et à la distribution). L'augmentation étant proportionnelle au nombre de personnes, on obtiendrait donc à long terme, pour 9 millions d'habitants, une augmentation à 15 TWh par an.

■ **Consommation de chaleur totale pour le chauffage et la production d'eau chaude:** On obtient ainsi à long terme un besoin en chaleur pour le chauffage et la production d'eau chaude de 36 TWh par an, c'est-à-dire moins de la moitié de la valeur de 2010.

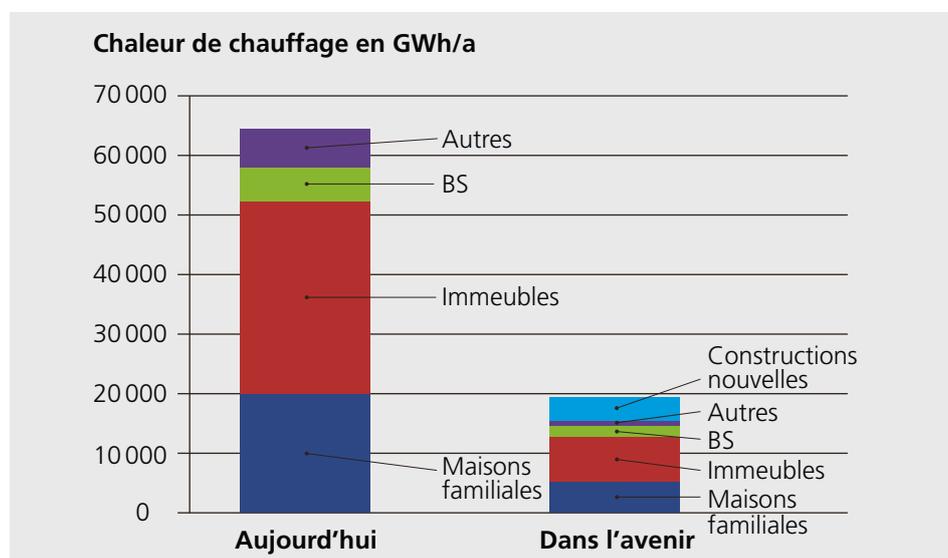
Chaleur renouvelable pour le chauffage et la production d'ECS

■ **Pompes à chaleur pour le chauffage des bâtiments:** Selon la statistique sur les pompes à chaleur, 190 000 pompes à chaleur sont actuellement en exploitation et produisent une quantité de chaleur de 4,5 TWh par an, soit env. 5 % du besoin total en chaleur de la Suisse pour le chauffage et la production d'eau chaude. A long terme, la majeure partie des bâtiments aura été rénovée sur le plan des techniques de chauffage et sera dotée de systèmes à basse température de départ, appropriés à l'utilisation de pompes à chaleur. Pour des raisons financières, il est fort probable que les pompes à chaleur deviendront le principal moyen de production de chaleur pour le chauffage des bâtiments et la production d'eau chaude. A long terme, la production de chaleur passera de 4,5 TWh à

24 TWh par an. En raison de leur faible puissance, les installations fonctionneront en mode monovalent. Le coefficient de performance annuel moyen, qui s'élève aujourd'hui à 3,2, augmentera à 4. Le besoin en électricité s'élèvera ainsi à 6 TWh par an.

■ **Chaleur solaire:** En raison d'un potentiel d'évolution nettement inférieur à celui du photovoltaïque, la chaleur solaire ne présentera à long terme qu'une croissance limitée. Les surfaces de toit disponibles sur les bâtiments d'habitation seront à l'avenir principalement couvertes par des installations photovoltaïques car celles-ci, combinées à des pompes à chaleur, permettent aujourd'hui déjà de fournir davantage de chaleur que les installations solaires thermiques, pour une utilisation identique du toit. La chaleur solaire sera, à plus long terme, utilisée notamment dans les maisons individuelles dotées d'une excellente isolation thermique, car celles-ci permettent un approvisionnement quasiment complet et que dans de telles applications, la rentabilité joue un rôle mineur. Dans les immeubles principalement destinés à la location, c'est la technologie des pompes à chaleur et du photovoltaïque qui s'imposeront. On peut estimer que la production de chaleur solaire thermique, de 0,5 TWh aujourd'hui, augmentera à long terme jusqu'à 3 TWh par an.

■ **Remplacement des chauffages électriques directs:** Les chauffages électriques



BS: Bâtiments de service

Illustration 5: Besoin en chaleur actuel et futur pour le chauffage.

directs et chauffe-eau électriques se verront remplacés par des pompes à chaleur, pour des raisons d'efficacité. La consommation des systèmes de chauffage directs s'élevait en 2010, selon la statistique, à 8,5 TWh, soit 14,4 % de la consommation totale d'électricité. La part du chauffage ambiant s'élève à 5,0 TWh par an, celle de la production d'eau chaude à 2,6 TWh par an. Si l'on considère la part déjà couverte par des pompes à chaleur, la consommation des chauffages électriques directs s'élève pour le chauffage ambiant à 4,9 TWh/an et pour l'eau chaude à 2,4 TWh/an, pour un total d'env. 7 TWh/an. La consommation d'électricité pour les pompes à chaleur est indiquée à la rubrique Pompes à chaleur.

Les systèmes de chauffage des bâtiments de demain pourront fonctionner sans aucune émission de CO₂. Dans le cas des pompes à chaleur monovalentes, il arrive cependant déjà que la production d'électricité s'effectue sans émissions de CO₂. Étonnamment, l'utilisation de plus en plus fréquente des pompes à chaleur n'entraîne aucune surconsommation d'électricité. Au contraire, lorsque les chauffages électriques ohmiques actuels et les chauffe-eau seront remplacés par des pompes à chaleur, il en résultera même une diminution de la consommation d'électricité de 2 TWh/an.

Chauffage à distance ou chauffages propres aux bâtiments?

A l'avenir, pour des raisons financières, la demande de chaleur sera couverte autant que possible de manière décentralisée, car les systèmes de chauffage à distance ne

peuvent être réalisés de façon intéressante que dans des régions ayant une densité de chaleur élevée. Selon [5], 40 % du besoin en chaleur se situera en 2035 dans des régions ayant une densité de chaleur suffisamment élevée pour permettre la mise en place de réseaux de chauffage à distance avec des coûts de vente de chaleur de 4,5 ct./kWh. A plus long terme, cette part diminuera avec la baisse du besoin en chaleur pour le chauffage des bâtiments, et se concentrera sur les régions à forte densité de construction au cœur des agglomérations. La part future du besoin en chaleur dans ces régions n'est pas connue; on peut estimer qu'elle s'élèvera à 1/3 du besoin de toute la Suisse. En d'autres termes, à l'avenir, 24 TWh/an seront produits ou distribués dans des installations individuelles et 12 TWh/an seront produits ou distribués via des réseaux de chauffage à distance. Si l'on prend en compte les pertes de distribution des systèmes de chauffage à distance, la quantité de chaleur brute qui doit être mise à disposition pour couvrir le besoin en chaleur utile de 12 TWh/an s'élève à 13 TWh/an.

Rejets thermiques à haute température des UIOM et chaleur de processus

Selon une étude [5], on pourrait, pour une production d'électricité stable, augmenter la production de chauffage à distance issu des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), pour le domaine du bâtiment, de 3 TWh aujourd'hui à 5 TWh par an. A long terme toutefois, étant donné que la consommation d'énergie dans les

Tableau 3: Résumé des chauffages de bâtiment.

* Les pompes à chaleur ont consommé en 2010 env. 1,2 TWh d'électricité et ont produit 4,5 TWh de chaleur. Ces installations seront à long terme remplacées par de meilleures installations qui, conjointement avec les nouvelles pompes à chaleur installées dans les bâtiments rénovés sur le plan du chauffage, ne nécessiteront alors que 5,2 TWh/a d'électricité au total. Si l'on soustrait la consommation actuelle de 1,2 TWh/a, il en résulte un bilan électricité de + 4 TWh/a.

Type d'installation	Production de chaleur	Consommation d'énergies fossiles	Bilan électricité
	TWh/a	TWh/a	TWh/a
Pompes à chaleur *	24,0	0	4,0
Chaleur solaire	3	0	0
Chauffages électriques Chauffe-eau électriques	0	0	-7,0
Aérations douces dans des bâtiments d'habitation	Pris en compte dans le modèle des bâtiments		1,0
Total des installations individuelles	27,0	0	-2,0
Part du besoin de la Suisse	66 %		

régions desservies par le chauffage à distance diminuera fortement, ce recul devra être compensé par l'expansion des réseaux existants et par l'intégration de régions jusqu'à présent non alimentées en rejets thermiques par les UIOM. Les ventes pourraient ainsi rester stables.

Utilisation des rejets thermiques de l'industrie

Le besoin énergétique final pour la chaleur de processus dans l'industrie s'élevait en 2010 à presque 26 TWh. On peut, avec réserve, estimer l'utilisation des rejets thermiques à 2 TWh/an. Etant donné que la température de la chaleur rejets est supérieure à celle de la chaleur environnementale, on peut estimer à 6 le coefficient de performance annuel (COPan) des pompes à chaleur utilisées pour l'exploitation des rejets thermiques. L'illustration 6 montre des pompes à chaleur à ammoniac dans le moulin à huile Florin à MuttENZ, qui utilisent les rejets thermiques pour alimenter les bâtiments environnants en chauffage à distance dans le Polyfeld. Pour utiliser 2 TWh/an de rejets thermiques industriels, env. 300 installations seulement seraient nécessaires. Cela correspond à une croissance moyenne de 6 installations par an.

Illustration 6:
Pompes à chaleur à ammoniac pour l'utilisation de la chaleur rejetée du moulin à huile de Florin AG à MuttENZ (Dr. Eicher + Pauli AG).

Illustration 7:
Utilisation de la chaleur rejetée de la STEP de Rheinfelden pour le chauffage du quartier d'Augarten (Dr. Eicher + Pauli AG).

Illustration 8:
Nacelles de captage de l'approvisionnement en chauffage de proximité, à partir de chaleur issue des eaux souterraines, de l'Agroscope de Liebefeld de l'Office fédéral des constructions et de la logistique (Dr. Eicher + Pauli AG).

Rejets thermiques des STEP pour pompes à chaleur

Les rejets thermiques des STEP possèdent un potentiel élevé qui ne peut être utilisé que partiellement, en raison de leur éloignement vis-à-vis des régions fortement consommatrices et de la multitude de stations de petite taille. Si l'on se base sur l'étude [14], on peut estimer que la part de couverture à long terme provenant des STEP s'élèvera à 2 TWh/a, dont 10% proviendront d'énergies fossiles pour la couverture des besoins de pointe. La consommation électrique correspondante est de l'ordre de 0,4 TWh/an (COPan 4,5). L'illustration 7 montre une installation de pompe à chaleur dans la STEP de Rheinfelden d'une puissance de 2 MW. Cette installation permet de chauffer le quartier d'Augarten, situé à moins d'un km, et ses 1000 logements.

Eau des lacs, des rivières et eaux souterraines

Comme le montre l'étude [14], on peut tabler à long terme, dans ce domaine, sur une part de 3 TWh/an, dont 0,3 TWh issu d'énergies fossiles. La consommation d'électricité supplémentaire s'élève à 0,6 TWh/a (COPan 4). L'illustration 8 montre les nacelles de captage d'eau souterraine du système de chauffage de proximité à



pompes à chaleur de l'Agroscope de Liebefeld à Berne.

Géothermie profonde

La géothermie profonde ne fait pas partie des technologies éprouvées prises en considération. Lors de l'exploitation de l'aquifère profond, une seule installation est en fonctionnement et on ne peut espérer à l'avenir davantage de forages fructueux que par le passé. Les installations Hot-Dry-Rock, qui pourraient être utilisées partout, en sont encore au stade de la recherche et du développement. A long terme, la géothermie pourra, on l'espère, remplacer les installations CCF fossiles. Celles-ci offrent, avec leurs réseaux de chauffage de proximité, des conditions intéressantes pour l'utilisation de la géothermie issue de grandes installations.

Couplage chaleur-force (CCF) avec du biogaz, du bois et des énergies fossiles

Les régions qui possèdent une forte densité de chaleur et qui ne peuvent pas être

approvisionnées en chaleur environnementale renouvelable ou en rejets thermiques disposent malgré tout de la solution bois. Une simple combustion de bois n'est cependant pas envisageable pour assurer le chauffage des bâtiments. Le bois peut être utilisé pour générer de la chaleur industrielle jusqu'à des températures de 300 °C. Pour produire du chauffage et de l'eau chaude, le bois ne peut être utilisé que dans des installations CCF. Etant donné que ces installations ne peuvent être utilisées qu'à partir d'une puissance thermique d'env. 4 MW (ce qui correspond à 500 kW_{éj}), et que 5000 heures de service par an sont nécessaires pour en garantir la rentabilité, un système de chauffage à distance doit fournir une puissance thermique supérieure à 10 MW pour être rentable. En outre, de telles installations fonctionnent de façon bivalente et la couverture fossile des besoins de pointe représente env. 40 % de l'énergie annuelle. C'est pourquoi il est plus intéressant de faire fonctionner les installations de petite

Total du chauffage à distance			
Type d'installation	Production de chaleur	Consommation d'énergies fossiles *	Consommation électrique **
	TWh/a	TWh/a	TWh/a
Chauffage à distance et de proximité			
Usines d'incinération des ordures ménagères	3,0	0,3	-0,3
Chaleur rejetée de l'industrie	2,0	0,2	0,3
Chaleur rejetée des stations d'épuration	2,0	0,2	0,4
Eau souterraine et de surface	3,0	0,3	0,6
Total du chauffage à distance	10,0	1,0	1,0
Couplage chaleur-force	Production de chaleur	Consommation d'énergie finale	Production d'électricité
Géothermie profonde	A long terme, en remplacement des couplages chaleur-force fossiles		
CCF avec énergies renouvelables	1,5	2,5 (renouvelable) 0,2 (fossile)	-0,5
CCF avec énergies fossiles	1,5	3,3 (fossile)	-1,5
Total CCF	3,0	7,0 dont 4,5 fossile	-2,0
Total du chauffage à distance	13,0		
Part à long terme du besoin de la Suisse	34 %		

* La consommation fossile est la consommation nécessaire à la production totale de chaleur et d'électricité.

** Le bilan électricité résulte de la surconsommation (+) et de la surproduction (-) par rapport à 2010.

Tableau 4: Agents énergétiques et technologies dont le rendement est approprié à une distribution via des systèmes de chauffage à distance.

taille sur une base fossile. Ces installations pourront à l'avenir, si la technologie est disponible, fonctionner à l'aide de la géothermie profonde.

Chaleur de processus

Consommation finale d'énergie de l'industrie

La consommation d'énergie totale de l'industrie s'élevait en 2010 à 47,5 TWh [3]. Depuis l'année 2000, elle a connu une augmentation de 2,8 TWh. L'illustration 9 montre que plus de la moitié de cette consommation correspond à de la chaleur de processus. La majeure partie de l'énergie fossile consommée est destinée à la production de chaleur. Le chauffage et la production d'eau chaude sont traités au chapitre «Bâtiment». Les deux parts de consommation restantes ont une importance capitale: il s'agit de la chaleur de processus ainsi que de l'énergie des moteurs et processus.

Chaleur de processus

Le besoin énergétique final pour la chaleur de processus s'élevait en 2010, selon la statistique, à 25,8 TWh/an [3], ce qui correspond à 6,5 TWh/an d'électricité et 19,3 TWh/an de combustible. Selon la statistique globale suisse de l'énergie, les énergies fossiles couvrent 73 % du besoin en chaleur de l'industrie. Si l'on reprend le même pourcentage pour la chaleur industrielle, la consommation d'énergies fossiles finale pour la chaleur de processus s'élève à 14,2 TWh/an. La part couverte par les déchets et les énergies renouvelables s'élève ainsi à 5,1 TWh/an.

Le bois forestier, le bois résiduel et le vieux bois présentent, selon [12], un potentiel de 17 TWh/an. Étant donné que ces énergies ne seront plus, à long terme, utilisées pour le chauffage et la production d'eau chaude, elles seront disponibles pour la chaleur de processus. A celles-ci s'ajoutent 2,8 TWh issus de déchets industriels, qui ont déjà été utilisés dans cette proportion en 2010. Au total, on disposera ainsi de 19,8 TWh/an produits à partir de bois et de déchets. A ce total, il faut à nouveau

soustraire les 5,1 TWh issus de déchets et d'énergies renouvelables déjà utilisés (base 100 % bois): le potentiel bois restant s'élève ainsi à 14,7 TWh/an. La production d'électricité dans ces installations s'élevait en 2010 à env. 0,2 TWh et on peut estimer qu'elle restera stable.

A défaut de données statistiques pertinentes, on peut supposer qu'env. 20 % du besoin énergétique final fossile industriel peuvent être couverts par des couplages chaleur-force basés sur la combustion de bois. On estime ainsi qu'une part de 3,2 TWh/an peut être couverte par le bois. Le besoin énergétique final fossile restant s'élève donc à 11 TWh/an (14,2 TWh/an moins 3,2 TWh/an). En outre, ces installations permettent de produire 0,6 TWh/an d'électricité. La consommation finale de bois pour ces installations CCF est estimée à 4,7 TWh/an, car celles-ci fonctionnent parfois en mode de condensation, afin d'atteindre des temps de fonctionnement annuels suffisamment élevés. Il reste donc un potentiel d'énergie bois de 10 TWh/an, dont 2,5 TWh/an sont déjà utilisés dans les réseaux de chauffage de proximité pour le chauffage et la production d'eau chaude.

Illustration 9: Consommation finale d'énergie de 2010 dans l'industrie.

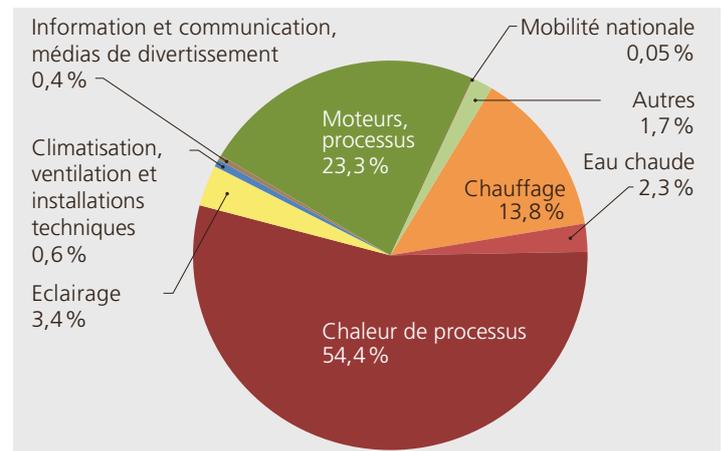


Tableau 5: Le besoin énergétique final industriel de 2060 est estimé égal à celui de 2010 (les potentiels d'efficacité sont compensés par la surproduction). Outre la consommation fossile et électrique, on utilise également les déchets industriels à hauteur de 2,8 TWh/an (comme en 2010) ainsi que 14,5 TWh/an de bois et 3 TWh/an de biogaz. L'augmentation de la production d'électricité par rapport à 2010 s'élève à 0,6 TWh/an issu de bois et 1,6 TWh/an issu de biogaz, c'est-à-dire au total 2,2 TWh/an issus d'énergies renouvelables. En outre, 0,6 TWh/an d'électricité sont produits dans des CCF qui génèrent un besoin énergétique final fossile de 1,0 TWh/an.

Usage	Besoin énergétique final	Consommation d'énergies fossiles	Consommation d'électricité	Emissions de CO ₂
	TWh/an	TWh/an	TWh/an	
Chauffage	Déjà pris en compte pour les bâtiments			0
Eau chaude	Déjà pris en compte pour les bâtiments			0
Chaleur processus	25,8	2	6,5	0,4
Total	25,8	2	6,5	0,4

Il reste donc 7,5 TWh/an pour la chaleur de processus industrielle. Cela permet ainsi de substituer env. 7 TWh/an de besoin énergétique final fossile, ce qui laisse encore un besoin énergétique final fossile de 4 TWh/an. La moitié de ce besoin résiduel peut être couverte par des installations CCF à biogaz, qui peuvent être utilisées lorsque la chaleur de processus requise ne dépasse pas une température de 120°C. Ces installations CCF à biogaz produisent en outre 1,6 TWh/an d'électricité. Le besoin énergétique final total en biogaz s'élève donc à env. 4 TWh/an. Selon [12], le potentiel en termes de biomasse non utilisée pour la fermentation est suffisamment élevé. Les 2 TWh/an de chaleur de processus restants doivent être produits par des agents fossiles. Dans la mesure du possible, ces installations seront conçues sous forme d'installations CCF, dont on estime la production d'électricité à 0,6 TWh/an. Le besoin énergétique final fossile est donc estimé à 3 TWh/an (2 TWh/an pour la chaleur, 1 TWh/an pour l'électricité). Pour 2060, il en résulte une consommation finale d'énergie pour le besoin en chaleur de l'industrie telle qu'indiquée dans le tableau 5.

Appareils et installations

Potentiel d'efficacité énergétique

Dans le domaine des appareils et des installations, il est primordial de garantir une utilisation efficace de l'énergie. Dans les perspectives énergétiques [6], scénario «Nouvelle politique énergétique», on prévoit pour les moteurs, les processus, les appareils, l'éclairage, la climatisation et l'informatique une économie de 20 % entre 2010 et 2050. Ces chiffres prennent déjà en compte la croissance dans les ménages et les différents secteurs. Les énergies renouvelables pourront à l'avenir jouer un rôle nettement plus important dans la climatisation et le refroidissement. Dans le cas de la climatisation, qui présente un potentiel de croissance élevé notamment en raison des températures extérieures estivales en constante augmentation, l'avenir semble notamment être au refroidissement passif par le biais de sondes géothermiques, d'eau souterraine ou de surface ou également de l'air environnant. Ce type de refroidissement passif présente de grands avantages, car ces sources de froid sont également disponibles pendant la période de chauffe en

Tableau 6: Grâce à des mesures technologiques et à des améliorations d'efficacité dans la technologie des moteurs, au passage à l'électromobilité et aux décalages de la répartition modale (vers les transports publics), la consommation d'énergie dans les transports peut être diminuée de plus de moitié, pour passer d'env. 55 TWh aujourd'hui à moins de 25 TWh par an (structure de quantités dans le domaine des transports 2010 conformément à la Stratégie énergétique 2050; variations pour l'image «Demain» conformément aux hypothèses du tableau).

Aujourd'hui								
Type de moteur		Voitures personnelles	Véhicules utilitaires légers	Véhicules utilitaires lourds	Chemin de fer, transports publics	Autres transports (bus, motos)	Non-routier	Total
Moteur à combustion	TWh	42,5	3,3	6,5		2,3	4,5	59,1
Moteur électrique	TWh				3,3			3,3
Total	TWh	42,5	3,3	6,5	3,3	2,3	4,5	62,4
Demain								
Type de moteur		Voitures personnelles	Véhicules utilitaires légers	Véhicules utilitaires lourds	Chemin de fer, transports publics	Autres transports (bus, motos)	Non-routier	Total
Moteur à combustion	TWh	5,1	1,1	4,4		1,2	3,1	14,9
Moteur électrique	TWh	8,5	0,5	0,5	4,2	0,4	0,4	14,5
Total	TWh	13,6	1,5	5,0	4,2	1,6	3,5	29,4
Variation entre aujourd'hui et demain								
Type de moteur		Voitures personnelles	Véhicules utilitaires légers	Véhicules utilitaires lourds	Chemin de fer, transports publics	Autres transports (bus, motos)	Non-routier	Total
Moteur à combustion	%	-88 %	-70 %	-30 %		-47 %	-32 %	-75 %
Moteur électrique	%				28 %			338 %
Total	%	-68 %	-54 %	-23 %	28 %	-30 %	-24 %	-53 %

tant que sources de chaleur, à des fins de chauffage (pompes à chaleur). Il est particulièrement avantageux, par exemple, de refroidir tout d'abord l'eau souterraine à des fins de chauffage pour la réutiliser ensuite directement (sans autres apports énergétiques) à des fins de refroidissement. Une installation combinée chaleur-froid de ce type a par exemple été réalisée au nouveau centre administratif de Neumatt à Berthoud, certifié Minergie-P-Eco. Le refroidissement de l'ensemble du complexe de bâtiments s'effectue via les eaux souterraines, sans aucune machine de froid. Le chauffage des bâtiments s'effectue en premier lieu à l'aide des rejets thermiques propres du bâtiment, et en complément à l'aide d'une pompe à chaleur à eau souterraine.

Mobilité

L'efficacité énergétique prioritaire

Quatre facteurs déterminent la consommation énergétique dans les transports et son importance vis-à-vis du climat:

- La quantité du trafic, c'est-à-dire la demande de prestations de transport
- La part des différents moyens de transport (transports publics, TIM, mobilité douce) sur la demande totale
- Le mix des différentes technologies de motorisation (moteur à combustion, moteur électrique etc.) dans les moyens de transport
- L'intensité des différents carburants en termes de CO₂

Le tableau 6 illustre la consommation finale d'énergie actuelle et future documentée par M. Keller dans [1].

Energies renouvelables dans le domaine de la mobilité

Quel sera demain le rôle des énergies renouvelables dans le domaine de la mobilité? Il est pour l'instant difficile de répondre à cette question. Il faut tout d'abord exclure les matières premières renouvelables utilisées spécifiquement à des fins énergétiques, qui pourraient nuire à la production de denrées alimentaires et à une agriculture respectueuse de l'environnement. Il reste donc pour l'essentiel le

biogaz issu de processus de fermentation de déchets organiques qui ne peuvent pas être recyclés sur le plan matériel. Cela peut également être intéressant sur le plan énergétique, car l'utilisation de biogaz dans des installations de couplage chaleur-force va souvent de pair avec une utilisation incomplète de la chaleur. Ce biogaz ne parviendra pas directement de l'installation de production dans le réservoir d'un véhicule, mais devra être injecté dans le réseau de gaz naturel. Une fois dans ce réseau, il peut alors être utilisé dans des couplages chaleur-force, dans l'industrie ou dans les transports.

(Source [1]: Energierespekt, Mario Keller)

Electricité renouvelable

L'énergie nucléaire a permis de produire en 2010 24,5 GW d'électricité. Cette électricité nucléaire devra autant que possible être remplacée par de l'électricité renouvelable, dès que les installations arriveront en fin de vie. L'électricité renouvelable peut être produite à partir des agents énergétiques suivants:

- Energie hydraulique
- Energie solaire
- Energie éolienne
- Biomasse
- Géothermie

Energie hydraulique

Aujourd'hui comme demain, l'énergie hydraulique est et restera le pilier de la production d'électricité Suisse. La quantité de production annuelle moyenne issue des 557 installations de plus de 300 kW s'élève à presque 36 GWh par an (source: Office fédéral de l'énergie). La Confédération souhaite à l'avenir promouvoir encore davantage l'utilisation de l'énergie hydraulique par différentes mesures. Les centrales existantes doivent être rénovées et aménagées en prenant en compte les exigences écologiques, afin d'exploiter ainsi le potentiel réalisable. Pour ce faire, on dispose d'instruments tels que la rétribution à prix coûtant du courant injecté pour les centrales hydrauliques jusqu'à une puissance de 10 MW, ainsi que les mesures prévues dans le plan d'action «Energies renouve-

lables» visant à promouvoir l'utilisation de l'énergie hydraulique. L'objectif quantitatif d'ici 2030 est une augmentation des prévisions de productions moyennes, par des transformations et des constructions nouvelles, d'au moins 2000 GWh par rapport à la situation de l'année 2000 (source: Office fédéral de l'énergie). Prognos mentionne un potentiel d'énergie hydraulique supplémentaire, selon les scénarios, de 5 à 8 TWh/an, selon [6]. L'énergie hydraulique joue un rôle décisif non seulement dans la mesure où elle doit contribuer à la majeure partie de la production d'électricité future, mais également parce que, grâce aux centrales d'accumulation, elle est primordiale pour la stabilisation du réseau électrique à l'échelle journalière et annuelle. En effet, l'électricité issue des installations solaires et éoliennes est irrégulière, l'énergie solaire étant principalement produite pendant la saison d'été; les excédents doivent donc être transférés dans la saison d'hiver. Toutefois, l'aménagement des centrales hydrauliques ne laisse pas indifférentes les organisations de protection de la nature et du paysage, et l'on peut craindre d'innombrables oppositions aux projets d'aménagement. Tout récemment, la rentabilité de nouvelles centrales hydrauliques et des aménagements de centrales existantes s'est en outre dégradée, en raison de la surabondance momentanée des offres

d'électricité sur le marché européen, due notamment à la forte augmentation de la production éolienne et solaire.

Photovoltaïque

L'électricité produite par les centrales photovoltaïques présente certes actuellement encore les prix de revient les plus élevés de toutes les nouvelles énergies renouvelables. Cependant, ces coûts ont baissé au cours des dernières années et se situent aujourd'hui, selon la taille de l'installation, le type d'intégration, le taux d'intérêt du capital et la durée d'utilisation, entre 25 et 45 ct./kWh, pour une commune du Plateau suisse [11].

Pour estimer le potentiel de ce secteur, on dispose de différentes sources. Si l'on se limite aux surfaces appropriées sur les bâtiments et les installations d'infrastructure, les potentiels se situent entre 8 et 18 TWh/an [8, 9]. Si l'on se base sur les surfaces de toit et de façade appropriées, le potentiel a été estimé en 2002 à 18 TWh/an [10]. Ce potentiel a augmenté depuis 2002 en raison du rendement accru des installations et continuera à augmenter grâce aux développements techniques. En outre, d'autres surfaces appropriées sont disponibles en plus des surfaces de toit et de façade, et le nombre de surfaces sur les bâtiments continuera à augmenter avec les nouvelles constructions. Finalement, le potentiel à

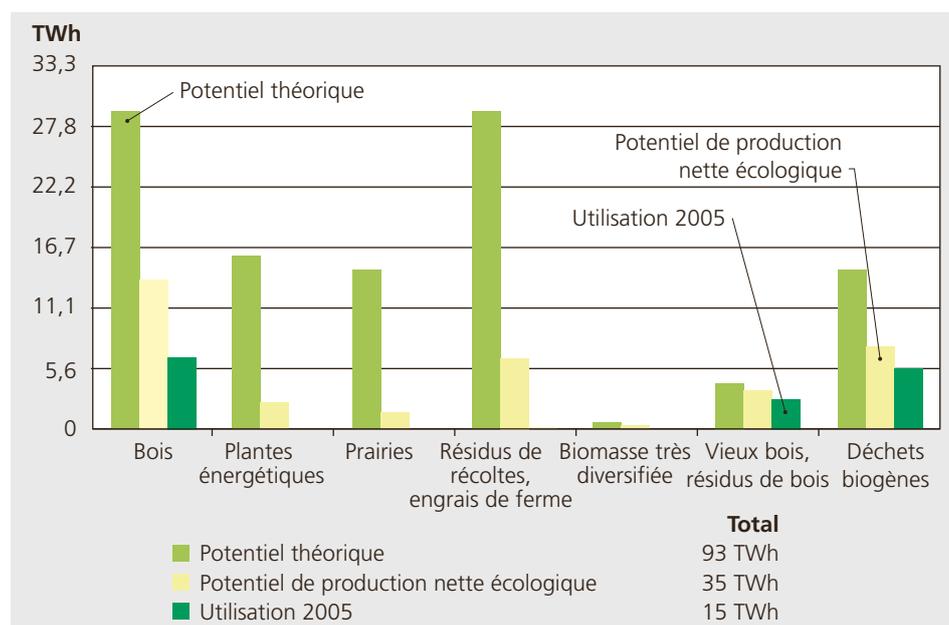


Illustration 10: Potentiel de biomasse de la Suisse [12].

Bilan énergétique final en 2010 et 2060 (cons. d'énergie nationale en TWh/an)		
Usage		
Agents énergétiques fossiles	2010	2060
Chauffage	73,9	2,5
Chaleur de processus	14,2	2,0
Mobilité	59,7	12,9
Autres	1,0	0,0
Total des agents énergétiques fossiles	148,8	17,4
Agents énergétiques renouvelables et déchets	2010	2060
Chauffage et production d'eau chaude	16,7	34,5
Chaleur de processus	5,2	17,3
Mobilité	0,1	2,0
Autres	0,3	0,0
Total des agents énergétiques renouvelables et déchets	22,3	53,8
Electricité	2010	2060
Chauffage, production d'eau chaude, aération douce	8,9	6,4
Chaleur de processus industrielle	6,5	6,5
Moteurs, processus, appareils, éclairage, climatisation, informatique, chaleur de processus, habitation, services	37,3	29,8
Mobilité	3,2	14,5
Autres	3,3	3,3
Total de l'électricité	59,8	60,5
Consommation d'énergie nationale	230,9	131,7
Autres carburants, non consommés dans le pays	22,4	0,0
Cons. finale d'énergie selon la statistique globale suisse de l'énergie	253,2	131,7
Différence	0,1	
Agents énergétiques		
Combustibles et carburants fossiles	2010	2060
Pétrole	114,9	10,0
Gaz	32,1	7,4
Charbon	1,3	0,0
Autres carburants, non consommés dans le pays	22,4	0,0
Total des combustibles et carburants fossiles	170,7	17,4
Combustibles et carburants renouvelables	2010	2060
Bois et biomasse	11,2	18,8
Energie solaire thermique	0,5	3,0
Chaleur environnementale	3,0	22,0
Autres (chauffage à distance, déchets etc.)	7,6	10,0
Total des agents énergétiques renouvelables	22,3	53,8
Production d'électricité	2010	2060
Energie hydraulique	37,5	40,5
Photovoltaïque	0,1	14,0
Energie éolienne	0,0	4,0
Centrales thermiques non renouvelables	2,3	4,0
Centrales thermiques renouvelables	1,2	5,0
Energie nucléaire	25,2	0,0
Import	0,5	0,0
Consommation propre du secteur de l'énergie	-7,0	-7,0
Total de la production d'électricité	59,8	60,5
Consommation finale d'énergie	252,8	131,7
Cons. finale d'énergie selon la statistique globale suisse de l'énergie	253,2	131,7

Tableau 7: Consommation finale d'énergie selon l'utilisation (en haut) et selon les agents énergétiques (en bas), respectivement pour 2010 et 2060. Valeurs de 2010 selon [2] et [3]; les valeurs de 2060 se basent sur des explications dans [1]. Les faibles différences dans la structure du bilan de consommation reposent sur le fait que les bilans énergétiques finaux officiels selon l'utilisation et la statistique globale suisse de l'énergie ne coïncident pas totalement.

long terme augmentera pour atteindre nettement plus de 20 TWh/an. Avec une proportion importante de courant photovoltaïque dans le réseau électrique suisse, il sera nécessaire de réaliser des investissements pour l'équilibrage jour-nuit et l'équilibrage été-hiver. Dans le cas de l'équilibrage jour-nuit, les productions d'eau chaude et de froid climatique peuvent s'avérer des atouts majeurs, car ces productions s'effectuent surtout aux heures de faible charge. De même, la charge des batteries des véhicules électriques peut servir à lisser le profil journalier.

Energie éolienne

La Suisse n'est pas un très bon producteur d'énergie éolienne. De plus, les meilleurs sites se situent soit dans des endroits isolés et peu accessibles dans les Alpes, soit dans des régions sensibles au plan de la protection de la nature et du paysage. Malgré tout, il existe des sites appropriés et le potentiel, selon le concept suisse pour l'énergie éolienne, s'élèverait à long terme à 4 TWh. La mise en œuvre est toutefois très difficile, car les organismes de protection du paysage saisissent le Tribunal fédéral pour pratiquement tous les sites, afin d'empêcher la construction des installations.

Biomasse

Le potentiel utilisable à long terme sur le plan énergétique, en prenant en compte les aspects écologiques, s'élève, selon [12], à 35 TWh. Selon [13], on a utilisé en 2010 15,5 TWh/an, soit 45 % de ce potentiel. Selon les perspectives énergétiques 2035 de l'OFEN, le potentiel de développement écologique de la production d'électricité à partir de biomasse se situe entre 3,2 TWh et 4,2 TWh, un tiers du potentiel de biomasse étant utilisé pour la production d'électricité (OFEN 2007). Une estimation correspondante du Trialogue énergie Suisse (ETS 2009) se situe à 5 TWh. La production d'électricité et de chaleur à partir de biomasse fait concurrence à la production de chaleur de processus et à la transformation en carburant liquide ou gazeux. La priorité est donnée à la production de chaleur de processus et à l'utilisation dans

des CCF, puisque c'est là que les rendements sont les plus élevés et qu'il s'agit de la seule énergie renouvelable permettant aujourd'hui de mettre à disposition une chaleur de processus supérieure à 80°C (la chaleur environnementale ne le permet pas) à un coût raisonnable (par rapport à la chaleur de processus solaire très coûteuse).

Sources

- [1] Energierespekt: Rainer Bacher, Armin Binz, Hanspeter Eicher, Rolf Iten, Mario Keller. Faktor Verlag AG, Zurich 2014
- [2] Statistique globale suisse de l'énergie: Office fédéral de l'énergie
- [3] Verwendungszwecke: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2010 nach Verwendungszwecken, Prognos, Basics, INFRAS, TEP, octobre 2011
- [4] Statistique suisse des énergies renouvelables: U. Kaufmann, Dr. Eicher + Pauli AG sur mandat de l'OFEN
- [5] Thermische Stromproduktion inklusive WKK in der Schweiz, Dr. Eicher + Pauli AG, 2010 sur mandat de l'OFEN, 2011
- [6] Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Prognos sur mandat de l'OFEN, 2012
- [7] Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz: INFRAS sur mandat de l'OFEN, 2004
- [8] Akademie der Technischen Wissenschaft: Zukunft Stromversorgung Schweiz, 2012
- [9] Trialogue Energie Suisse: stratégie énergétique 2050, rapport de base
- [10] NET Nowak Energie & Technologie AG: Potential for Building Integrated Photovoltaics, 2002
- [11] NET Nowak Energie & Technologie AG: Photovoltaik (PV) Anlagekosten 2012 in der Schweiz, 2012
- [12] Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz, INFRAS, et al., 2004
- [13] Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Dr. Eicher + Pauli AG, 2010
- [14] Langfristige Perspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Fernwärme, eine GIS Analyse. Etude par Dr. Eicher + Pauli AG sur mandat de l'Association suisse du chauffage à distance et de l'OFEN, 2013

Choix du système

Hanspeter Eicher Pour choisir un système, on établit des critères permettant de sélectionner un agent énergétique renouvelable parmi d'autres, lorsque plusieurs agents énergétiques sont disponibles sur un même site.

Dans le cas de la production d'électricité, il convient de se demander quel potentiel présentent les différentes énergies renouvelables, à quel prix de revient celles-ci peuvent être utilisées, et quels sont les obstacles auxquels il faudra faire face lors de la réalisation des installations correspondantes. Il n'y a dans ce cas quasiment aucune concurrence entre les différents sites, donc aucune liberté dans le choix du système. En effet, les centrales éoliennes ne sont pas bâties sur le toit des maisons et les installations photovoltaïques ne sont (espérons-le) pas construites dans les prés. Les centrales hydrauliques ne peuvent être réalisées que là où l'on trouve de l'eau et leur emplacement ne risque pas d'être revendiqué pour la construction de centrales éoliennes ou d'installations photovoltaïques.

Il en va tout autrement de la chaleur destinée au chauffage, à la production d'eau chaude et aux processus. Sur ce plan, il existe non seulement une concurrence de site entre les énergies renouvelables destinées à la simple production de chaleur, mais également une concurrence avec les installations de production combinée de chaleur et d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Exemple: la concurrence entre les surfaces de production d'énergie solaire thermique et photovoltaïque vis-à-vis de la place disponible sur le toit d'un bâtiment. En présence de ce type de concurrence de site, il est intéressant de s'aider de critères pour effectuer son choix.

Critères de choix d'un système

Les critères doivent permettre de garantir que:

- En premier lieu, l'énergie renouvelable est utilisée avec la meilleure rentabilité possible.
- Le potentiel des énergies renouvelables

peut être utilisé de la façon la plus complète possible.

- Les installations réalisées sont les plus simples possibles sur le plan technique, fonctionnent de façon optimale et nécessitent peu d'entretien.

Critères relatifs à la rentabilité

Si, sur un site donné, on dispose de plusieurs agents énergétiques renouvelables et qu'aucun critère relatif au site ou critère de qualité énergétique ne s'oppose fermement à leur utilisation, le choix doit se baser sur le critère de la meilleure rentabilité en termes de coût du cycle de vie. Afin que cet objectif de rentabilité d'exploitation n'induisse pas des coûts trop importants, le législateur doit internaliser les coûts externes de l'utilisation de l'énergie dans les prix des agents énergétiques par le biais d'une taxe d'incitation.

Critères relatifs au site

Il s'agit là de déterminer s'il existe des critères qui facilitent le choix d'un agent énergétique dans le cas où, sur un site donné, on dispose de plus d'un agent énergétique. Etant donné que toutes les énergies renouvelables ne sont pas disponibles en quantité inépuisable, il s'agit en priorité, en plus des considérations de rentabilité, de choisir l'agent énergétique renouvelable qui est lié au site et ne peut pas être utilisé dans d'autres objets. Les agents énergétiques ayant la priorité absolue vis-à-vis du site sont les suivants:

- Rejets thermiques d'installations présentes sur le site (industrie, UIOM, STEP)
- Chaleur environnementale et froid environnemental issus de sondes géothermiques, d'eaux souterraines et d'eaux de surface
- Chaleur issue d'installations de géothermie profonde
- Chaleur issue du bois et de la biomasse
- Chaleur environnementale et froid environnemental issus de l'air et de la chaleur solaire

Critères relatifs à la qualité énergétique

La qualité énergétique se mesure à une utilisation la plus complète possible des agents énergétiques renouvelables disponibles et des rejets thermiques, dans le sens d'une production combinée d'électricité, de chaleur et de froid. Cela implique les critères suivants (l'énumération ne suit aucun ordre de priorité):

- Pour la chaleur basse température (chauffage et production d'eau chaude), utiliser dans la mesure du possible des énergies à faible valeur (chaleur environnementale et rejets thermiques présentant de basses températures).
- Génération de chaleur de processus à l'aide de biomasse, d'énergie solaire ou de rejets thermiques à haute valeur.
- Production combinée de chaleur et d'électricité (couplage chaleur-force à l'aide d'énergies renouvelables).
- Production combinée de chaleur et de froid à l'aide d'eaux de surface, d'eaux souterraines et de sondes géothermiques.

Critères relatifs à la complexité

Les critères relatifs à la complexité ont une importance non négligeable. Les systèmes simples, dans la mesure du possible monovalents (fonctionnant avec un seul agent énergétique), sont à préférer aux systèmes bivalents plus complexes. Ils induisent des coûts de maintenance et d'entretien plus bas et garantissent un fonctionnement optimal pour une surveillance nettement moindre. Cela s'applique en particulier aux installations individuelles destinées au chauffage des bâtiments et à la production d'eau chaude. Les grandes installations dédiées à la génération de chaleur de processus et à l'approvisionnement en chauffage de proximité sont, pour des raisons de rentabilité, toujours des systèmes bivalents dans lesquels outre l'agent énergétique renouvelable, on utilise également un agent énergétique fossile pouvant être stocké pour la couverture des besoins de pointe et la garantie de la redondance. La part fossile ne doit pas dépasser 10 à 15 % de la consommation d'énergie totale.

Un choix sans équivoque

Dans de nombreux cas, ces critères conduisent rapidement à des résultats clairs dans le choix de l'agent énergétique approprié pour un site donné. Toutefois, aujourd'hui, les conditions économiques ne permettent pas de garantir que l'agent énergétique optimal sur le plan énergétique est également le meilleur sur le plan économique. C'est pourquoi, notamment dans les cas où deux ou plusieurs des agents énergétiques renouvelables sont possibles, c'est souvent le critère de la rentabilité qui prime. C'est là que la politique énergétique doit fixer des conditions appropriées, afin que les objectifs économiques et de rentabilité d'exploitation coïncident.

Individuel ou en réseau?

Le besoin en chaleur et en froid devrait à plus long terme être essentiellement couvert par des énergies renouvelables. Lorsque l'approvisionnement d'un bâtiment individuel en chaleur et en froid renouvelables est possible de façon économique et avec un degré de couverture élevé, on privilégie, pour des raisons de simplicité, un approvisionnement individuel du bâtiment. Toutefois, dans les régions à forte densité de population notamment, il est souvent impossible de chauffer et de refroidir tous les bâtiments individuellement avec des énergies renouvelables car, par exemple, on manque de place pour les sondes géothermiques ou que les eaux souterraines ne sont utilisables que dans une partie de la zone.

L'utilisation de sources de chaleur et de froid renouvelables intéressantes, telles que par exemple les eaux souterraines et les eaux des lacs, les rejets thermiques de l'incinération des ordures ménagères, des usines de production et des installations de traitement des eaux usées etc., n'est en outre possible de manière économique que dans des installations centrales suffisamment grandes.

Dans ces régions, on utilise ainsi à bon escient des systèmes en réseau pour la production de chaleur et de froid renouvelables. Des analyses récentes montrent

que même avec une diminution à long terme du besoin en chaleur de 50 %, plus d'un tiers du besoin de toute la Suisse en chauffage et en eau chaude continuera à se situer dans des régions présentant une densité de consommation suffisamment élevée pour permettre la réalisation de systèmes interconnectés.

Objets individuels

Dans les bâtiments individuels, on ne se contente plus de garantir l'approvisionnement en chaleur et en froid, mais on s'efforce de plus en plus de produire également de l'électricité au moyen d'installations photovoltaïques installées sur les toits, et à plus long terme également sur les façades. Dans les constructions nouvelles, les pompes à chaleur dédiées au chauffage et à la production d'eau chaude, fonctionnant dans une plage de puissance jusqu'à 20 kW, sont aujourd'hui déjà de très loin les systèmes de chauffage les plus fréquemment utilisés. Les bâtiments existants présentent quant à eux, après un assainissement énergétique, des températures de départ du chauffage inférieures à 40°C, et sont donc appropriés à l'utilisation de pompes à chaleur. Aujourd'hui déjà, les bonnes installations de pompes à chaleur pour le chauffage et la production d'eau chaude présentent des coefficients de performance annuels de 3,0 (air environnant), 4,0 (géothermie) et 5,0 (eaux souterraines). Toutefois, à l'inverse des chaudières, les pompes à chaleur disposent encore d'un potentiel d'amélioration important.

Chauffage et refroidissement

A cela s'ajoute le fait qu'une pompe à chaleur est en même temps une machine de froid et que les objets ayant un besoin en froid climatique peuvent être refroidis avec la même installation, pour un investissement supplémentaire très faible. En cas d'utilisation de sondes géothermiques ou d'eaux souterraines en tant que source de chaleur, une grande partie du froid climatique peut en outre être produit directement de façon passive, c'est-à-dire sans machine de froid. C'est pourquoi les sys-

tèmes de pompes à chaleur s'imposeront de plus en plus à l'avenir et deviendront à long terme le système dominant dans les objets individuels de toutes tailles.

Energie solaire

La principale utilisation de l'énergie solaire à des fins de chauffage est l'utilisation passive du rayonnement solaire à travers des éléments de construction transparents d'un bâtiment. Cela permet de couvrir une part importante du besoin en chaleur de chauffage. Celle-ci augmentera encore nettement dans l'avenir grâce à l'utilisation de meilleures fenêtres et à la réduction des déperditions thermiques des parties opaques de l'enveloppe du bâtiment.

Dans la plupart des cas, il n'est pas intéressant de combiner des capteurs solaires thermiques à des pompes à chaleur et ce, pour deux raisons. Premièrement, l'installation globale est plus complexe et plus chère, car il faut relier entre elles deux installations différentes. Deuxièmement, la combinaison d'une installation photovoltaïque hautement efficace à une pompe à chaleur est aujourd'hui déjà plus efficace sur le plan énergétique. Toutefois, il convient également de préciser que les installations photovoltaïques injectent en été dans le réseau électrique les excédents produits et reportent ainsi sur l'exploitant du réseau le problème du stockage, problème que l'on sait néanmoins résoudre de façon relativement économique en Suisse grâce aux centrales de pompage-turbinage. L'inconvénient des installations solaires ther-

Illustration 11: Immeuble d'habitation Burgunder à Berne (Dr. Eicher + Pauli AG).



miques monovalentes réside dans le fait que pour des raisons climatiques, il est impossible chez nous d'atteindre, à prix raisonnable, une couverture de 100 % du besoin en chaleur et que dans les objets existants, il n'y a généralement pas de place pour l'intégration d'un accumulateur annuel. Dans les nouvelles maisons familiales, ces inconvénients sont moins importants et l'utilisation de «chauffages 100 % solaires» est ainsi une alternative possible, en combinaison avec une simple couverture des besoins de pointe avec du bois (fourneaux).

Cependant, pour des raisons exergétiques, le bois devra disparaître du domaine de la chaleur de confort à moyen ou long terme, et être utilisé en priorité pour la chaleur de processus ou le couplage chaleur-force.

Bâtiments d'habitation

La société BSR Architekten SIA AG a planifié et réalisé pour la société npg, SA pour une construction durable à Berne, les immeubles d'habitation du quartier Burgunder (illustr. 11). L'objectif du projet était de proposer non seulement une haute qualité énergétique et d'habitation, mais aussi de réaliser un concept sans voiture dans le voisinage d'une station de RER. Pour répondre aux exigences élevées des planificateurs, les bâtiments ont été construits selon le standard Minergie-P-Eco.

Pour des raisons techniques et économiques, le choix s'est porté sur la géothermie. Dix sondes d'une longueur de 150 m ont été forées, et la pompe à chaleur as-

sure le chauffage et la production d'eau chaude. En été, les sondes géothermiques servent, par l'intermédiaire du chauffage au sol, au refroidissement doux des locaux, ce qui permet de recharger en énergie le sol exploité. La température de l'eau chaude au niveau des points de soutirage dans les appartements s'élève au minimum à 45 °C et le problème de la légionellose a pu être résolu par un circuit hydraulique spécial.

Bâtiments de service

Grâce à la réaffectation, réalisée par alb Architekten, d'un ancien bâtiment de stockage sur la Fellerstrasse, l'Office fédéral des constructions et de la logistique (OFCL) a pu implanter son nouveau siège dans un immeuble administratif certifié Minergie (illustr. 12). Le grand hall vitré ouvert (atrium), découpé dans le complexe de bâtiments existants sur les six étages, fut un véritable défi pour l'équipe de planification. Pour le chauffage et le refroidissement, des serpentins ont été intégrés dans le revêtement de sol. Ce système de chauffage et de refroidissement économique offre un confort optimal grâce aux faibles différences de température. Du point de vue énergétique, le bâtiment est également à la hauteur de son rôle de modèle. Le refroidissement s'effectue par les eaux souterraines, sans utiliser aucune installation mécanique de froid. Pour la génération de chaleur, on utilise les rejets thermiques provenant du centre de données voisin.

Illustration 13: Construction de l'Institut de pathologie et de médecine légale de l'hôpital cantonal de St-Gall. Refroidissement passif par champ de sondes géothermiques; chauffage au moyen de la chaleur rejetée du centre de données et d'une pompe à chaleur à sondes géothermiques (Helen Binet).

Illustration 12: Le siège certifié Minergie de l'Office fédéral des constructions et de la logistique (Marco Schibig).



Laboratoires et hôpitaux

En juin 2011 a été inauguré le nouvel Institut de pathologie et de médecine légale de l'hôpital cantonal de St-Gall, planifié par Silvia Gmür Reto Gmür Architekten (illustr. 13). Ce laboratoire ultramoderne allie des exigences de convivialité, d'écologie et de fonctionnalité et a été le premier laboratoire en Suisse à obtenir la certification Minergie-Eco. Pour l'approvisionnement en chaleur et en froid de cette nouvelle construction pionnière, on a utilisé 13 sondes géothermiques d'une longueur de 200 m. Cela a permis de renoncer presque totalement à une génération active de froid. Grâce au système de dalles actives (TABS), de très basses températures de départ sont nécessaires pour la régulation de la température dans le complexe de bâtiments, ce qui permet d'obtenir une efficacité maximale des pompes à chaleur. La régulation fine des températures dans les salles de laboratoire s'effectue par le biais d'un système de refroidissement souple séparé.

Le système de ventilation répond aux toutes dernières exigences en termes d'hygiène et régule la quantité d'air individuellement pour chaque laboratoire, en fonction de la teneur en CO₂ ou de la température ambiante. La récupération de chaleur à partir de la ventilation et des salles de serveurs garantit une utilisation optimale des ressources énergétiques disponibles.

Illustration 14: Canalisation d'eaux usées d'Hirschengraben avec échangeurs de chaleur dans la rigole d'eaux usées (ewl).



Systèmes interconnectés

■ Chaleur rejetée issue des eaux usées:

Depuis fin 2011, on utilise à Lucerne de l'énergie issue des eaux usées à des fins de chauffage. Le bâtiment de la Kasernenplatz et les propriétés adjacentes peuvent être alimentés de façon neutre en CO₂ par la chaleur rejetée provenant de la canalisation d'eaux usées d'Hirschengraben (illustr. 14). Grâce au volume d'eau constant, la canalisation d'Hirschengraben présente même les jours les plus froids une température relativement élevée des eaux usées. Dans la centrale de chauffe, le niveau de température est élevé à env. 65°C.

La nouvelle centrale de chauffe d'Hirschengraben, réalisée par ewl (Energie Wasser Luzern), remplace quatre centrales de chauffe au mazout existantes. La pompe à chaleur à eaux usées produit annuellement env. 2200 MWh pour le chauffage et la production d'eau chaude. Chaque année, ce sont donc 130 000 litres de mazout qui sont substitués, ce qui représente une économie de plus de 300 tonnes de CO₂ par an.

■ Chaleur et froids issus de la chaleur rejetée:

Le froid est produit à partir de la chaleur rejetée du bâtiment voisin. La «Stücki IWB'Powerbox» réalisée par les services industriels de Bâle (Industrielle Werke Basel – IWB) fait le lien entre l'excédent de chaleur rejetée des infrastructures existantes et les consommateurs d'énergie. Sur le plan énergétique, le concept est novateur. L'IWB fournit, dans le cadre de services de contracting, la chaleur et le froid néces-

Illustration 15: Chauffage à vieux bois et résidus de bois à Spiez (Dr. Eicher + Pauli AG).



saies au centre commercial planifié par Diener & Diener Architekten, à l'hôtel rattaché ainsi qu'au Stücki Business Park voisin. La chaleur rejetée provenant de l'exploitation d'infrastructures voisines est utilisée pour la production de froid, au moyen d'une installation frigorifique à absorption. L'approvisionnement en chaleur s'effectue à l'aide de chaleur rejetée directement utilisable. Il s'agit de la plus grande installation de ce type en Suisse, dotée d'une puissance frigorifique de 7450 kilowatts et d'une puissance thermique de 8000 kilowatts, ce qui correspond aux besoins d'env. 2000 nouvelles maisons familiales. L'IWB, en tant qu'entreprise, et Eicher + Pauli en tant que planificateurs, se sont vus décerner pour cette performance le Watt d'Or par l'Office fédéral de l'énergie.

Energie AG s'est vue décerner le Watt d'or par l'Office fédéral de l'énergie pour cette installation, conjointement avec Eicher + Pauli.

Vapeur industrielle issue de résidus de bois

Oberland Energie AG, une société commune d'AVAG et de FMB, a construit à Spiez un centre de biomasse (illustr. 15). Ce système de recyclage intelligent se compose d'une installation de fermentation, d'une usine de compostage et d'un chauffage utilisant du vieux bois et des résidus de bois. Ce chauffage à bois fournit de la vapeur à la société voisine Nitrochemie AG, qui peut ainsi quasiment se passer de combustibles fossiles. La vapeur neutre en CO₂ ainsi générée est acheminée via une conduite de vapeur à distance d'env. 450 m de long jusqu'à la société Nitrochemie AG, où elle est utilisée pour les processus de production. Comme combustibles, on utilise des résidus de bois issus de la fermentation, du bois provenant de l'entretien paysager et du vieux bois.

Le centre ABC de Spiez est en outre également consommateur du chauffage à distance. Il utilise en premier lieu la chaleur rejetée provenant de du couplage chaleur-force alimentée en biogaz, et atteint ainsi une utilisation hautement efficace de l'énergie à partir du processus de fermentation. Si cette énergie est insuffisante, de l'énergie est injectée en supplément dans le réseau à partir du chauffage à vieux bois et résidus de bois. La société Oberland

Chaleur solaire

Matthias Rommel Rayonnement solaire

Sans l'énergie du soleil, il ne pourrait y avoir de vie sur notre planète Terre. A l'aide de capteurs, nous sommes capables de convertir directement le rayonnement solaire en chaleur, et des modules photovoltaïques nous permettent de le transformer en courant électrique. Du point de vue de la physique, l'énergie du soleil est un rayonnement électromagnétique dans la plage de longueurs d'onde (λ) comprise entre 300 et 2500 nm (illustr. 16). Nous, humains, percevons une partie importante du spectre solaire, car le domaine du visible s'étend dans la plage de longueurs d'onde entre 400 et 800 nm. La lumière fait ainsi partie du spectre solaire. Environ la moitié de l'énergie du rayonnement solaire se situe dans cette plage de longueurs d'onde visible. Environ 45 % se trouvent dans la plage du rayonnement infrarouge proche (800 à 2500 nm) et les 5 % restants se trouvent dans la plage du rayonnement UV. Le rayonnement solaire est émis dans l'espace par le soleil, en raison de sa température de surface d'env. 5800 K. Etant donné la distance entre le soleil et la Terre, l'intensité du rayonnement solaire s'élève à 1367 W/m² en dehors de l'atmosphère

(«constante solaire»). Par ciel dégagé, le rayonnement n'est que peu affaibli par l'atmosphère terrestre, de sorte que l'on peut mesurer à la surface du globe des intensités d'environ 1000 W/m². Cela signifie également que par une belle journée sans nuage en Suisse, l'intensité mesurée est identique à celle relevée à l'Équateur. Dans les régions très ensoleillées d'Afrique ou dans les pays arabes, le soleil brille certes plus souvent et plus longtemps, mais pas plus intensément!

Le rayonnement solaire se compose du rayonnement direct et du rayonnement diffus: rayonnement direct + rayonnement diffus = rayonnement global, voir l'illustration 17. Le rayonnement direct est un rayonnement orienté (lumière parallèle qui provient uniquement de la direction du soleil et qui cause l'ombre). Le rayonnement diffus, à l'inverse, n'est pas orienté et «provient de toutes les directions». Lorsque aucun nuage ne masque le soleil, la part de rayonnement direct est élevée, sans pour autant atteindre 100%. La part de rayonnement diffus, qui se forme non seulement par diffusion au niveau des nuages, mais survient également au niveau d'autres particules de l'atmosphère (aérosols), s'élève, même par temps

Illustration 16: AM0 désigne le spectre de rayonnement solaire extraterrestre mesuré en dehors de l'atmosphère terrestre. AM1.5g désigne le spectre du rayonnement global mesuré à la surface de la Terre par ciel dégagé, lorsque le soleil se trouve à 41,8° au-dessus de l'horizon. Les baisses brutales (p. ex. autour de 1400 nm) sont dues à des processus d'absorption et de diffusion au niveau de la vapeur d'eau, du CO₂ et d'autres composants de l'atmosphère. La distribution spectrale du rayonnement solaire est importante, lors du développement de capteurs, de modules photovoltaïques et de fenêtres, pour les propriétés optiques des absorbeurs, des réflecteurs, des vitres en verre et des matériaux semi-conducteurs.

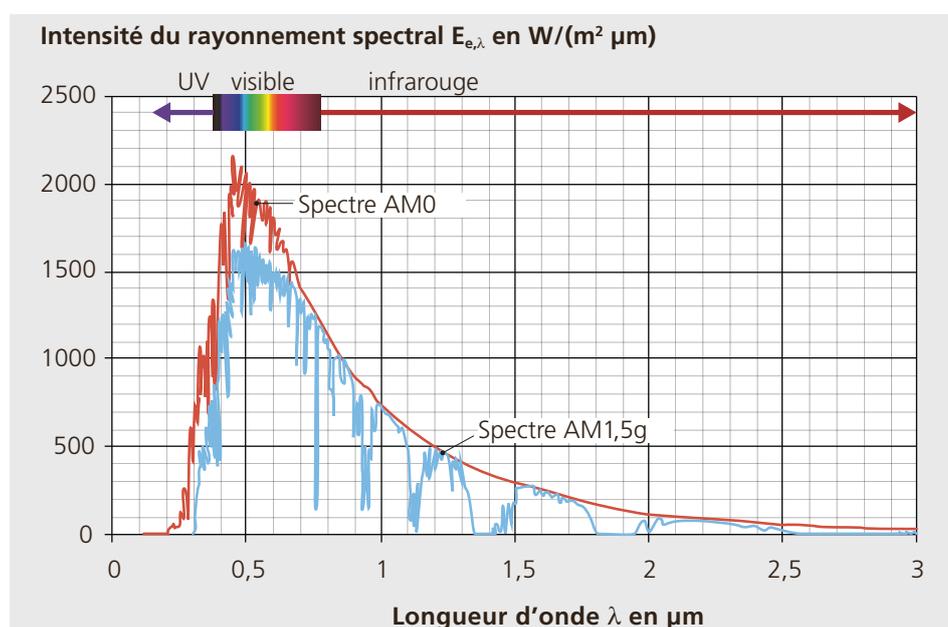


Illustration 17: Le rayonnement direct est le rayonnement orienté (lumière parallèle provoquant des ombres); le rayonnement diffus, à l'inverse, est non orienté et «provient de toutes les directions». Le rayonnement solaire total qui parvient jusqu'aux récepteurs est appelé rayonnement global. Pour un récepteur horizontal, l'égalité suivante s'applique: Rayonnement global = Rayonnement direct + Rayonnement diffus.

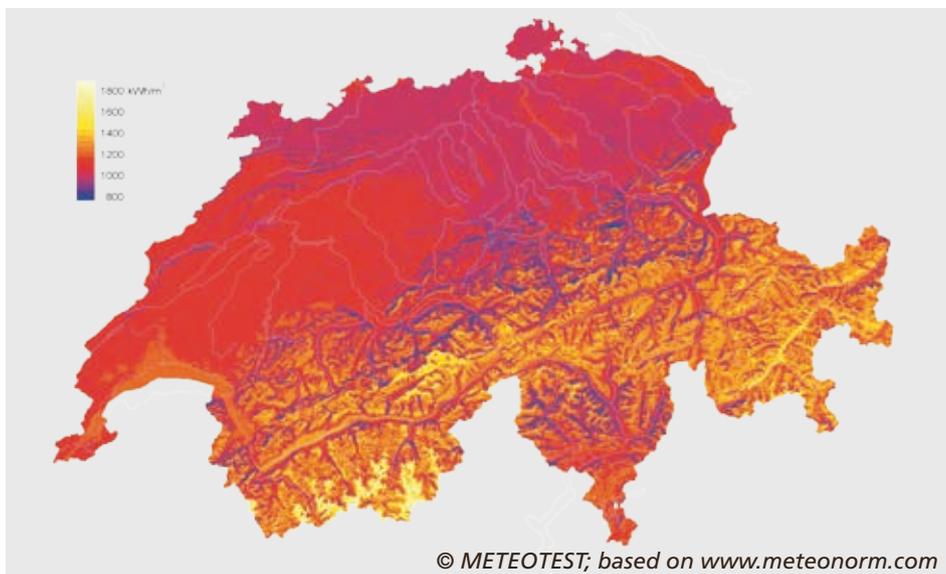
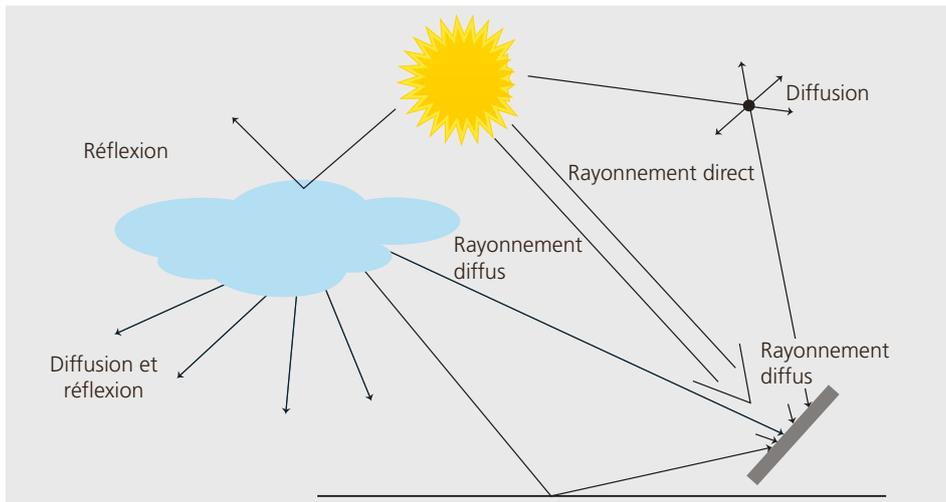
Illustration 18: Carte du rayonnement global en Suisse, valeur moyenne entre 1981 et 2000. Somme annuelle du rayonnement global sur une surface horizontale. De manière générale, on peut tabler pour la majeure partie de la Suisse sur 1000 à 1200 kWh/(m² a). Cela correspond à la teneur énergétique d'environ 100 litres de mazout reçus chaque année sous forme de rayonnement sur chaque mètre carré. Malgré les variations météorologiques, la somme du rayonnement global ne varie que de moins de 10% d'une année sur l'autre.

clair, à env. 10 à 20% (en présence d'une part de rayonnement diffus de 0%, le ciel serait noir). Dans les technologies utilisant l'énergie solaire, il est important de prendre en compte le fait que seul le rayonnement direct peut être concentré par des miroirs et des lentilles. Sous nos latitudes, en Europe centrale, moins de la moitié de l'énergie solaire nous parvient sous forme de rayonnement direct. En raison de la part élevée de rayonnement diffus, les capteurs à concentration et les systèmes photovoltaïques à concentration sont souvent peu intéressants, car le rayonnement diffus reste inutilisé. Les capteurs plans et modules photovoltaïques peuvent quant à eux exploiter la totalité du rayonnement global. En raison de la part élevée de rayonnement diffus en Europe centrale, il n'est pas non plus perti-

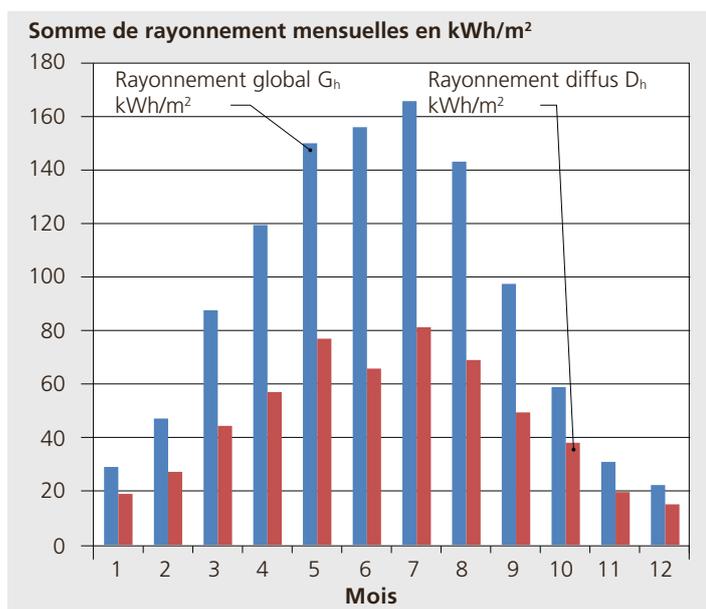
nent d'utiliser des dispositifs de poursuite pour les capteurs plans ou les modules photovoltaïques. Ceux-ci ne feraient que compliquer les systèmes et rendre difficile l'intégration des capteurs et modules photovoltaïques dans l'enveloppe du bâtiment. De manière générale, le rayonnement global annuel sur une surface horizontale s'élève à env. 1000 à 1200 kWh/m² (illustr. 18 et 19). En altitude, au-dessus de la limite du brouillard, la somme du rayonnement annuel atteint 1000 à 1600 kWh/m².

Capteurs solaires

Les capteurs sont le principal composant d'une installation solaire thermique. Du point de vue technique, il est important de différencier les capteurs non recouverts, les capteurs plans et les capteurs à tubes sous



vide (illustr. 20). Ceux-ci convertissent le rayonnement global total en chaleur. D'un autre côté, il existe des capteurs à concentration tels que, par exemple, les capteurs cylindro-paraboliques et les capteurs à miroirs de Fresnel, qui convertissent uniquement la part de rayonnement direct mais atteignent des températures plus élevées. La structure de base et les principaux composants d'un capteur sont toutefois toujours les mêmes. L'illustration 21 présente l'exemple d'un capteur plan.



Valeurs importantes relatives au rayonnement solaire

■ **Constante solaire:** 1367 W/m² (intensité du rayonnement solaire en dehors de l'atmosphère terrestre)

■ **Intensité à la surface de la Terre par ciel dégagé:** 1000 W/m² (à Rapperswil comme dans le Sahara)

■ **Somme journalière du rayonnement global sur une journée moyenne en été sur le Plateau suisse:** 5250 Wh/m² par jour (horizontal). Cela correspond à un jour normal en moyenne annuelle dans le Sahara.

■ **Somme journalière du rayonnement global par une belle journée d'été sur le Plateau suisse:** 6000 à 7000 Wh/m² par jour (horizontal)

■ **Somme annuelle pour le Plateau suisse (horizontal):** 1100 à 1200 kWh/m² (cela correspond à la teneur énergétique de 110 litres de mazout!)

■ **Somme annuelle pour le Sahara:** 2500 kWh/m² (seulement environ deux fois la valeur de la Suisse!)

■ **Puissance continue dans l'année en Suisse (moyennée sur le jour et la nuit, l'été et l'hiver):** 1 200 000 Wh/m² / 8760 h = 137 W/m²

L'absorbeur a pour tâche de convertir le rayonnement solaire incident en chaleur et de transmettre celle-ci, avec peu de déperditions thermiques, à un fluide qui le traverse (dans la pratique un mélange d'env. 60 % d'eau et 40 % de propylène glycol, ou simplement de l'air pour les capteurs aérothermiques). Dans le cas des capteurs plans et des capteurs à tubes sous vide, on utilise pour les applications de production d'eau chaude et de chauffage en Europe centrale quasiment exclusivement des absorbeurs dotés de revêtements sélectifs. Les propriétés de ces surfaces permettent une absorption très élevée dans la plage de longueurs d'onde du rayonnement solaire (typiquement, $\alpha = 0,92$ à $0,96$). En fonctionnement, l'absorbeur chauffe et émet lui-même un rayonnement infrarouge en fonction de sa température. C'est pourquoi la seconde propriété du revêtement sélectif est importante: à la différence d'une simple couleur noire, le revêtement possède un degré d'émission plus faible pour le rayonnement infrarouge dans la plage de longueurs d'onde supérieure à 2500 nm. Le degré d'émission des absorbeurs sélectifs est généralement de l'ordre de $\varepsilon = 0,05$ à $0,10$ (dans le cas d'une couleur noire, il serait d'env. 0,90). En raison de ce faible degré d'émission, les déperditions thermiques de l'absorbeur sont considérablement réduites. La tôle d'absorbeur dotée du revêtement sélectif se compose principalement de cuivre (0,2 mm d'épaisseur) ou d'aluminium (0,4 mm). La construction tôle-tube ou Fin-and-tube représentée dans l'illustration 21 est fréquemment utilisée. Les tubes d'absorbeur qui conduisent le fluide possèdent généralement un diamètre de 8 mm et une épaisseur de paroi de 0,5 mm. Ils sont reliés à la tôle à une distance d'environ 10 cm, par des points de soudure au laser ou par ultrasons. Il existe en outre également des constructions d'absorbeur traversées par le fluide sur toute leur surface, telles que l'absorbeur en acier inoxydable (illustr. 20) ou l'absorbeur Rollbond en aluminium.

Le recouvrement transparent d'un capteur doit posséder un degré de transmission le plus élevé possible dans toute la plage de longueurs d'onde du rayonnement solaire.

Illustration 19: Sommes mensuelles du rayonnement global et diffus sur une surface horizontale pour une année typique à Rapperswil. Somme annuelle du rayonnement global = 1104 kWh/m², rayonnement diffus = 556 kWh/m². La part de rayonnement diffus s'élève ainsi à 49%. En hiver, la part de rayonnement diffus est même supérieure. En outre, on peut voir qu'en hiver, on ne dispose que d'environ un septième du rayonnement global estival (pour une surface horizontale).

On utilise donc un verre solaire spécial (également appelé «verre blanc» ou «verre pauvre en fer») ayant des degrés de transmission types de $\tau = 0,89$ à $0,91$. L'utilisation de revêtements anti-réfléchissants permet d'obtenir des degrés de transmission encore plus élevés, entre $0,94$ et $0,96$. Les verres sont thermiquement précontraints, afin de résister à des charges mécaniques (grêle, charge de vent et charge de neige) et thermiques plus élevées que le verre des fenêtres.

L'isolation thermique sur l'arrière peut être constituée de différents matériaux (p.ex. laine minérale ou laine de roche, mousse PUR), l'important étant, outre les propriétés isolantes, le comportement de l'isolant en termes de dégazage et d'humidité. Les capteurs plans n'étant pas hermétiquement étanches, leurs composants ainsi que leur isolation thermique sont constamment en contact avec l'air environnant et son hygrométrie variable. En outre, le capteur doit être capable de résister aux variations de température, être maniable lors de

sa fabrication, posséder une durée de vie élevée et, selon la structure du bâtiment, posséder des propriétés mécaniques adéquates (rigidité à la torsion).

Le boîtier ainsi que tous ses éléments d'étanchéité doivent remplir de très nombreuses conditions qui influent de façon importante sur la durée de vie d'un capteur. Bien entendu, il est primordial que le boîtier soit étanche à la pluie et soit suffisamment stable sur le plan mécanique pour résister aux charges du vent, de la neige et de la grêle. Les capteurs doivent atteindre une durée de vie de 25 à 30 ans. Le boîtier doit en outre permettre un montage approprié sur le toit ou la façade.

Puissance thermique

La puissance thermique des capteurs est déterminée selon la norme de test des capteurs EN12975 (ou ISO 9806) et est décrite par cinq paramètres: η_0 , a_1 et a_2 , IAM, C_c .

■ La caractéristique de rendement, avec les paramètres η_0 , a_1 et a_2 décrit le rendement pour un rayonnement perpendiculaire au

Illustration 20:
Formes de capteurs

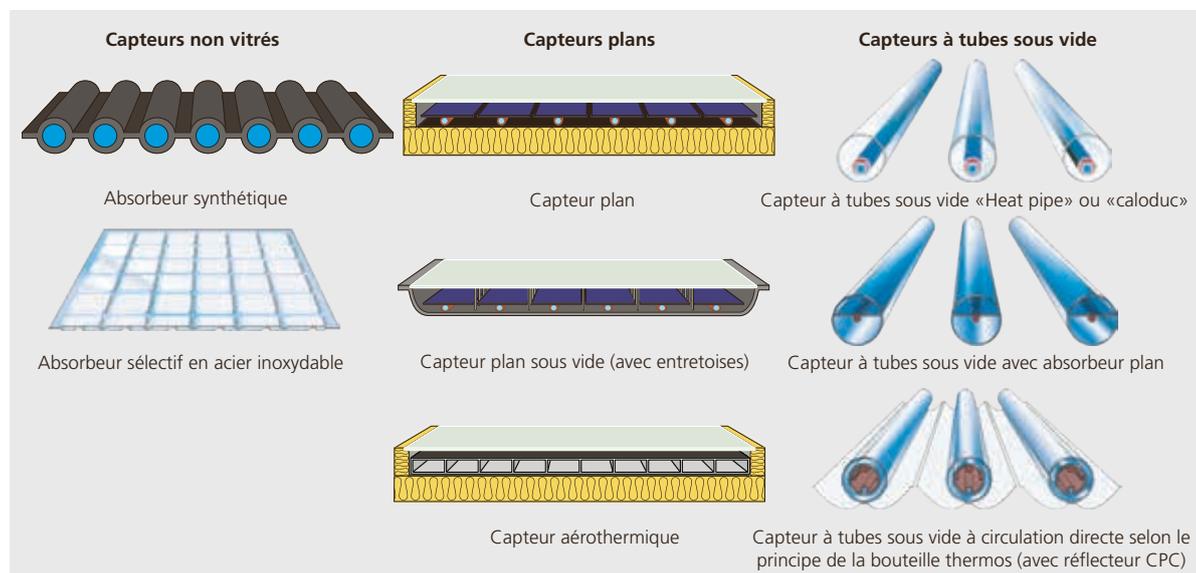


Illustration 21:

Capteur plan

1 Châssis

2 Joint

3 Recouvrement transparent

4 Cadre, profilé latéral

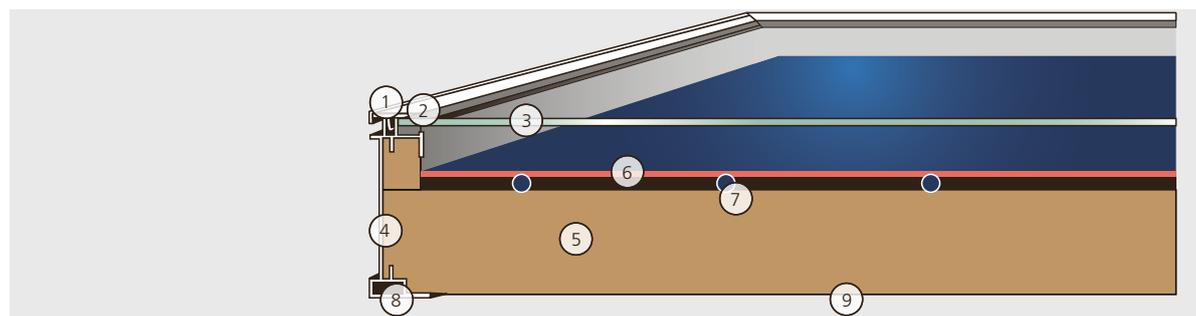
5 Isolation thermique

6 Absorbeur sélectif

7 Canal de liquide

8 Rainure de fixation

9 Paroi arrière



capteur: $\eta = \eta_0 - (a_1 + a_2 \cdot \Delta T) \cdot \Delta T/l$, avec $\Delta T = T_{\text{Fluide}} - T_{\text{Air environnant}}$ et $l =$ rayonnement global dans le plan du capteur.

■ Le facteur de correction de l'angle d'incidence IAM (IAM = Incidence Angle Modifier) décrit la façon dont le rendement varie lorsque le rayonnement n'est pas perpendiculaire mais oblique par rapport au capteur.

■ La capacité thermique du capteur C_c prend en compte l'inertie avec laquelle le capteur se réchauffe.

L'illustration 22 représente les paramètres types et les caractéristiques de rendement de différents capteurs. Le rendement ($\eta = \text{Output}/\text{Input}$) indique l'efficacité avec laquelle l'énergie du rayonnement solaire (= Input) est convertie par le capteur en énergie thermique, c'est-à-dire en fluide chauffé (= Output). Plus la température du capteur est élevée, plus les déperditions thermiques de l'absorbeur au niveau de l'air environnant sont importantes et plus le rendement est faible. Le graphique se rapporte à un

rayonnement global de 800 W/m^2 . Au point d'intersection des caractéristiques de rendement avec l'axe x, on peut lire la température maximale que peut atteindre le capteur en présence de ce rayonnement incident. Par exemple, elle est de $\Delta T = 125^\circ\text{C}$ pour le capteur plan sélectif. Si l'on ajoute une température estimée de l'air environnant de 25°C , on obtient la température maximale possible de 150°C (pour le rayonnement incident de 800 W/m^2 sur lequel se base le graphique). Toutefois, dans ces conditions, le rendement est égal à zéro, c'est-à-dire que le capteur ne fournit aucune énergie utile. Cependant, si, dans les mêmes conditions météorologiques, le capteur est utilisé pour la production d'eau chaude, c'est-à-dire à des températures de fluide de capteur de 60°C , alors $\Delta T = 60^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 35^\circ\text{C}$ ce qui donne, selon la caractéristique de l'illustration 22, un rendement de 62 %. Le capteur chauffe donc le fluide avec un rendement de 496 W/m^2 : $\text{Output} = \eta \cdot \text{Input} = 0,62 \cdot 800 \text{ W/m}^2 = 496 \text{ Watt par m}^2$ de surface de

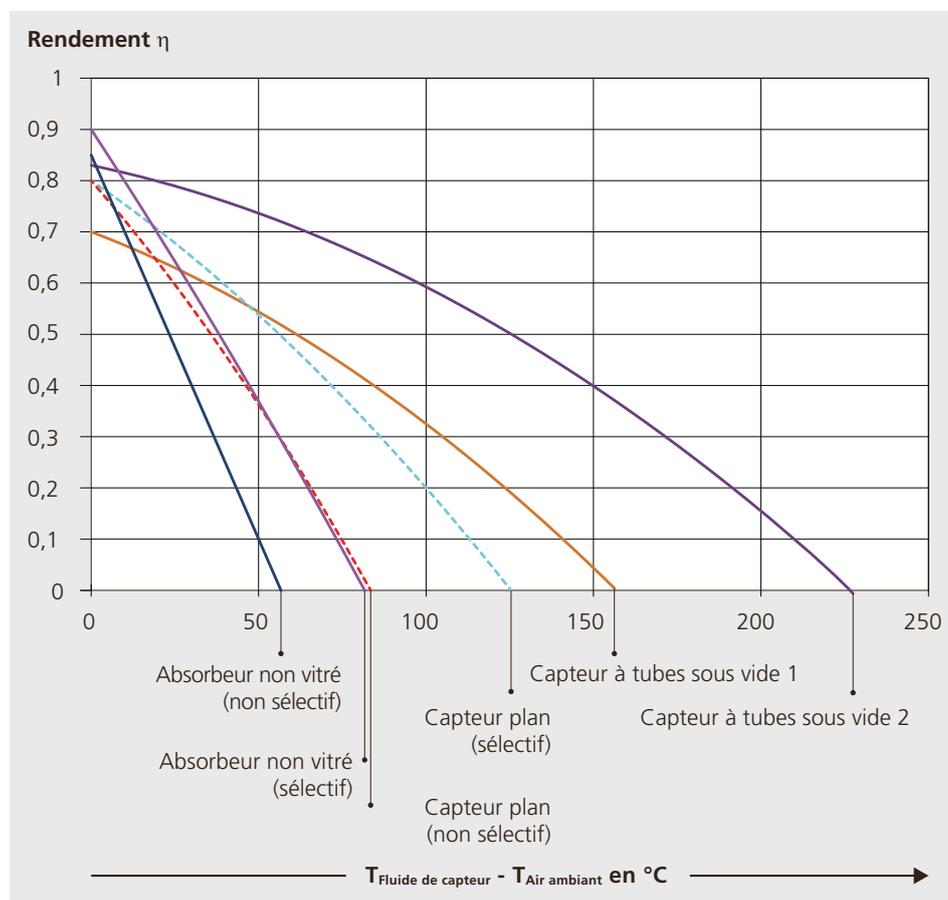


Illustration 22:
Caractéristiques de rendement typiques de différentes structures de capteurs.

*Illustration 23: Capteur plan.**Illustration 24: Capteur sélectif non recouvert pour le préchauffage de l'eau chaude (Energie Solaire S.A.).**Illustration 25: Capteur à tubes sous vide installé sur la façade (Université de Stuttgart).**Illustration 26: Capteur de piscine (Roos GmbH).*

capteurs. Le capteur possède son rendement maximal lorsque le fluide est à la même température que l'air environnant. Dans ce cas, les déperditions thermiques sont nulles et le capteur plan possède un rendement de 80 %. Les brochures des entreprises mentionnent souvent la puissance maximale de 1000 W/m². Si l'on considère que le capteur plan possède une surface de 2,35 m², on trouve dans ce cas dans la brochure l'indication: Puissance du capteur = 1880 W (= 1000 W/m² · 0,8 · 2,35 m² = 1880 W).

Tests de fonctionnement et durabilité

Pour évaluer les capteurs disponibles sur le marché, il est important de prendre en compte, outre la puissance thermique, également la qualité du produit. En d'autres termes, les capteurs doivent répondre à des exigences de durabilité, de facilité de montage et de fiabilité, et proposer de bons rapports prix-prestation. Toutes les installations énergétiques régénératives doivent garantir un fonctionnement fiable pour une durée de vie élevée. C'est pourquoi les capteurs doivent être soumis à des contrôles importants selon EN12975, afin d'obtenir le label de qualité Solar Keymark qui, en Suisse comme dans de plus en plus d'autres pays, est exigé par les autorités comme condition d'obtention de subventions:

- Contrôle de la pression intérieure de l'absorbeur
- Tests de résistance aux hautes températures
- Test d'exposition
- Variation de température extérieure rapide
- Variation de température intérieure rapide
- Etanchéité à l'eau de pluie
- Sollicitations mécaniques (résistance aux chocs, à la grêle, aux charges de neige et de vent)
- Résistance au gel
- Test de température d'arrêt

Pour les bons capteurs, on peut tabler, sur la base du test de qualité, sur une durée de vie de l'ordre de 25 à 30 ans. Les illustrations 23 à 26 montrent des photos des

quatre principaux types de capteur: capteur plan, capteur sélectif non couvert, capteur à tubes sous vide et capteur de piscine.

Principales applications

Les capteurs sont principalement utilisés pour la production d'eau chaude et l'assistance au chauffage dans les maisons d'habitation. L'illustration 27 montre la répartition des surfaces de capteurs dans des installations réalisées en Suisse entre 2001 et 2011. La part des installations dédiées à la production d'eau chaude et au chauffage ainsi que la part des installations réalisées dans des immeubles d'habitation continuera d'augmenter dans l'avenir. Au cours des années 2008 à 2012, 135 000 m² de surface vitrée de capteurs plans et à tubes sous vide en moyenne ont été installés chaque année en Suisse, dont env. 90 % de capteurs plans et env. 10 % de capteurs à tubes sous vide.

Installations de production d'eau chaude

L'illustration 28 montre la structure et les composants d'une installation solaire de production d'eau chaude dans une maison familiale.

1. **Pompe du circuit de capteur:** On n'utilise plus aujourd'hui des pompes issues des techniques de chauffage, mais des pompes de circuit solaire spéciales, adaptées aux conditions d'exploitation des installations solaires et ainsi plus efficaces (débit plus faible et hauteur manométrique plus élevée que les pompes des circuits de chauffage).
2. La pompe achemine le fluide froid jusqu'à l'entrée du champ de capteurs. Comme dans les systèmes de chauffage, le côté froid du champ de capteurs est appelé «retour au capteur» et le côté chaud «départ du capteur».
3. **Champ de capteurs:** Selon la construction de l'absorbeur du capteur (diamètre

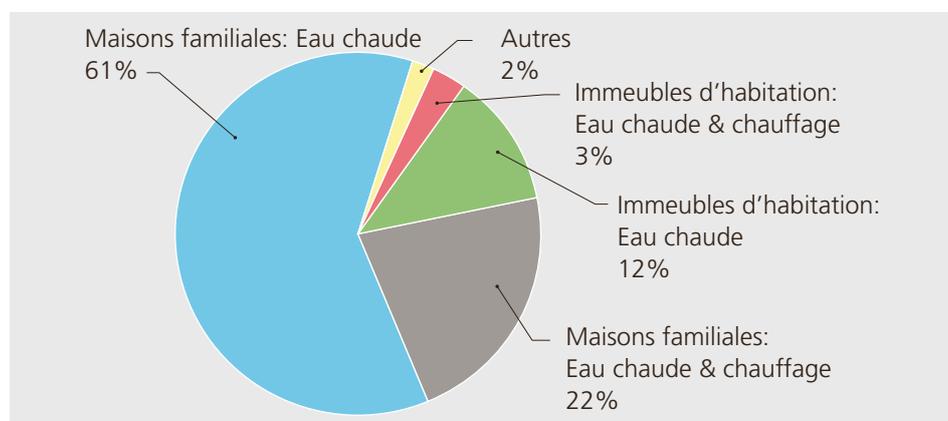


Illustration 27: Répartition des surfaces de capteurs dans des installations réalisées en Suisse entre 2001 et 2011 (projet Swissolar Roadmap).

Type de capteur	η_0	a_{1a}	a_{2a}	Utilisable jusqu'à des températures de service de
	Sans unité	W/(m ² · K)	W m ⁻² · K ⁻²	°C
Absorbeur non vitré (non sélectif)	0,85	12	0	35
Absorbeur non vitré (sélectif)	0,9	8	0,01	40
Capteur plan (non sélectif)	0,8	6	0,02	50
Capteur plan (sélectif)	0,8	3,6	0,012	80
Capteur à tubes sous vide 1	0,83	1,1	0,008	140
Capteur à tubes sous vide 2	0,7	2	0,01	90

Les paramètres indiqués ici se rapportent à la surface d'ouverture (indice a). Ils peuvent également être convertis en la surface d'absorbeur (indice A) ou la surface brute (indice B).

Tableau 8: Valeurs caractéristiques des types de capteurs.

des petits tubes de fluide intégrés en forme de cordes de harpe ou en serpentins, section des canaux collecteurs, pertes de charge) et selon les prescriptions du fournisseur de systèmes complets, un certain nombre de capteurs (dans la pratique souvent jusqu'à 6 ou 8 capteurs) peuvent être connectés en série sur une rangée. De même, selon les prescriptions du fournisseur de systèmes, plusieurs rangées peuvent être connectées en parallèle. Les fournisseurs de systèmes prennent en compte, dans leurs prescriptions, des conditions d'un écoulement le plus homogène possible dans le champ de capteurs, ce qui signifie que la perte de charge du champ de capteurs (conjointement avec la perte de charge des autres composants du circuit solaire) doit être adaptée à la hauteur manométrique de la pompe du circuit solaire.

4. Dans des conditions d'exploitation typiques (rayonnement incident de 800 W/m^2 , température d'entrée du fluide de 50°C et température de l'air environnant de 20°C), le fluide se réchauffe d'env. 10 K en traversant le champ de capteurs. Cela s'applique aux installations dites «**High-flow**», dans lesquelles le débit de fluide dans le champ de capteurs est réglé à env. 50 litres par

heure et par mètre carré de surface de capteurs. Dans les installations dotées d'accumulateurs plus grands, qui doivent également être appropriées à une charge stratifiée, on peut utiliser des débits volumiques plus faibles de $15 \text{ l/(m}^2\text{h)}$, ce qui permet d'obtenir une augmentation de température dans le champ de capteurs jusqu'à 20 à 30 K . On abordera les avantages de telles installations «**Low-flow**» dans la section des installations destinées aux immeubles d'habitation.

5. Le **fluide solaire** est un composant important du circuit solaire. Etant donné qu'il ne doit pas geler en hiver, on n'utilise pas de l'eau mais un mélange de 60% d'eau et de 40% de propylène glycol (en volume). Le circuit du capteur est ainsi protégé contre le gel jusqu'à environ -20°C (à l'inverse de l'éthylène glycol, utilisé dans les radiateurs automobiles et les pompes à chaleur, le propylène glycol n'est pas toxique. Ce point est important pour des raisons sanitaires, car des fuites dans l'échangeur de chaleur d'eau sanitaire peuvent se produire (fluide solaire). L'éthylène glycol, par contre, est plus facilement biodégradable, ce qui est important en cas de fuite éventuelle dans les radiateurs automobiles et les circuits de

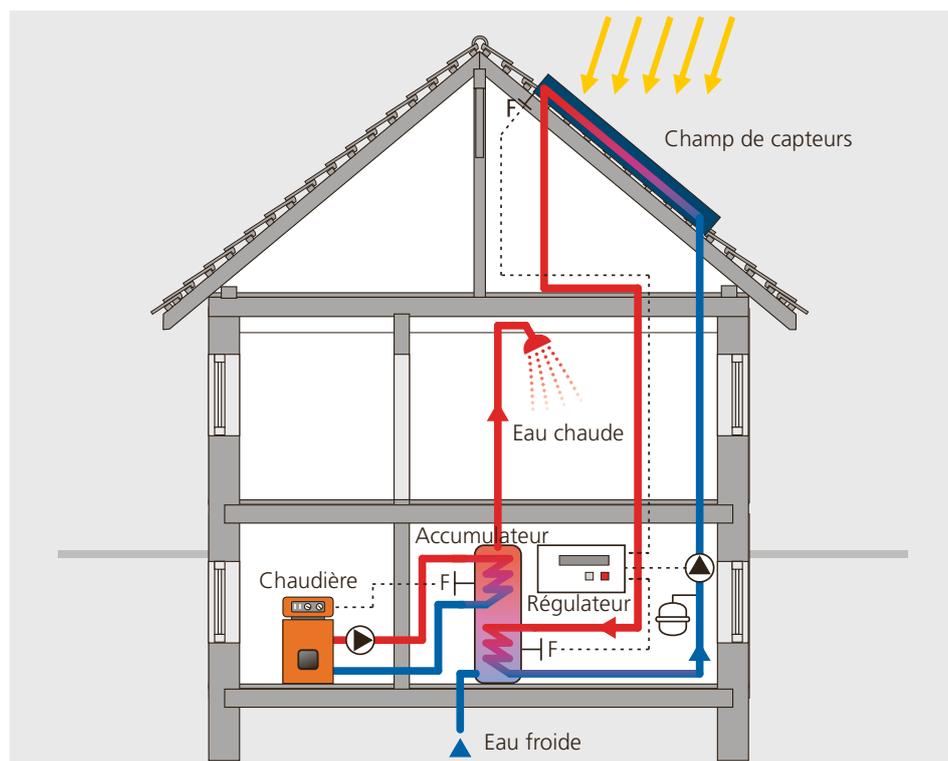


Illustration 28:
Structure hydraulique et composants d'une installation solaire de production d'eau chaude dans une maison familiale.

pompes à chaleur. En outre, des inhibiteurs sont ajoutés au fluide solaire afin d'empêcher toute corrosion pendant la durée de vie de l'installation).

6. Le fluide réchauffé dans le capteur est acheminé jusqu'à l'accumulateur dans la cave, par la **tuyauterie bien isolée du circuit solaire**. Règle générale: vitesse d'écoulement inférieure à 1 m/s, afin d'éviter les bruits d'écoulement; l'épaisseur de l'isolation thermique doit correspondre approximativement au diamètre du tuyau. Les déperditions des conduites ne doivent pas être sous-estimées. Dans les petites installations, elles peuvent égaler les gains énergétiques d'un demi à presque un mètre carré du champ de capteurs!

7. Accumulateur: L'illustration 29 montre trois accumulateurs d'eau utilisés dans des installations solaires. Avec des installations de production d'eau chaude dans des maisons familiales, on utilise les **«accumulateurs solaires»** représentés à gauche. Il s'agit d'«accumulateurs bivalents», car l'eau sanitaire peut être chauffée à la fois via le circuit solaire et via le circuit de réchauffage. Les deux échangeurs de chaleur sont des «échangeurs de chaleur à tubes lisses spiralés intégrés». Dans l'accumulateur se trouve l'eau sanitaire (entrée d'eau froide en bas, sortie en haut). L'échangeur de chaleur inférieur permet essentiellement de préchauffer le volume (**volume d'accumulateur solaire**) jusqu'au bord inférieur de l'échangeur de chaleur de réchauffage. Au niveau de l'échangeur de chaleur supé-

rieur est raccordé l'échangeur de chaleur du système de réchauffage (mazout, gaz, granulés de bois, pompe à chaleur, également chaud en haut, froid en bas). Le **volume disponible** s'étend du bord inférieur de l'échangeur de chaleur de réchauffage jusqu'au couvercle de l'accumulateur. Cette partie est en permanence maintenue, par le système de réchauffage, à la température d'eau chaude réglée par les consommateurs, d'env. 50 à 60°C. De manière générale, on dispose pour l'accumulation de la chaleur solaire uniquement du volume de l'accumulateur solaire. Celui-ci ne doit pas être sous-dimensionné. Dans les petites installations, le volume d'accumulateur total est dimensionné approximativement en fonction du besoin en eau chaude pour 2 jours (400 à 500 litres pour un ménage de 4 personnes).

8. Le circuit de l'illustration 28 est celui d'une installation de production d'eau chaude purement solaire, ne permettant aucune assistance au chauffage: La chaleur solaire ne peut pas être transférée au système de chauffage par l'accumulateur. Celui-ci est exclusivement alimenté via le générateur de chaleur conventionnel.

9. Le fluide refroidi par l'échangeur de chaleur solaire revient ensuite à la pompe du circuit solaire (illustr. 28). Le circuit solaire est un circuit fermé sous pression, dans lequel la température du fluide varie constamment (température ambiante la nuit, température de l'eau chaude pendant la journée). Il en résulte des variations de volume, qui re-



Illustration 29: Les trois principaux types d'accumulateurs utilisés dans les installations solaires: Accumulateur d'eau sanitaire bivalent (à gauche), accumulateur-tampon (au centre) et accumulateur combiné, système Tank-in-tank (à droite).

quièrent l'intégration dans le circuit solaire d'un **vase d'expansion à membrane** (la pression dans le circuit solaire n'est pas constante en raison des variations de température. En présence des températures les plus basses dans le capteur (tubes d'absorbeur supérieurs), elle doit se situer env. 0,5 bar au-dessus de la pression atmosphérique. Dans la cave, la pression est plus élevée en raison de la pression statique correspondant à la hauteur de la maison).

10. Le circuit solaire est ainsi fermé. Pour son exploitation, il nécessite toutefois également d'autres composants, adaptés individuellement à l'installation par le fournisseur de systèmes, et prémontés ensemble dans ce que l'on appelle une **station solaire**. Ces composants sont ceux cités dans l'illustration 30.

■ **Régulateur solaire:** Lorsque la température dans le capteur est supérieure d'env. 6 à 8 K à la température dans l'accumulateur à hauteur de l'échangeur solaire, la pompe du circuit solaire s'active. Elle se désactive à 4 K (les températures d'activation et de désactivation (hystérèse) sont prédéterminées par le fournisseur de systèmes).

■ **Soupape de sécurité:** Elle s'ouvre lorsque pour des raisons imprévues, la pression dans le circuit solaire dépasse la valeur maximale (souvent fixée à 6 bars, parfois à 10 bars).

■ **Les clapets anti-retour** empêchent les mouvements de circulation déclenchés par des forces de thermosiphon, qui pourraient refroidir l'accumulateur la nuit via le champ de capteurs.

■ Les **purges** sont nécessaires pour remplir complètement en fluide solaire le circuit solaire, notamment lors du remplissage et de la mise en service. La présence d'air dans le circuit solaire entraînerait des défaillances de fonctionnement et une performance réduite de l'installation.

■ **Vannes de remplissage:** Une vanne est montée en amont et une autre en aval de la pompe du circuit solaire, afin que lors de la mise en service, à l'aide d'une pompe de remplissage parallèle à la pompe du circuit solaire, l'air puisse être refoulé avec une vitesse d'écoulement élevée hors du circuit solaire et de la tuyauterie du champ de capteurs.

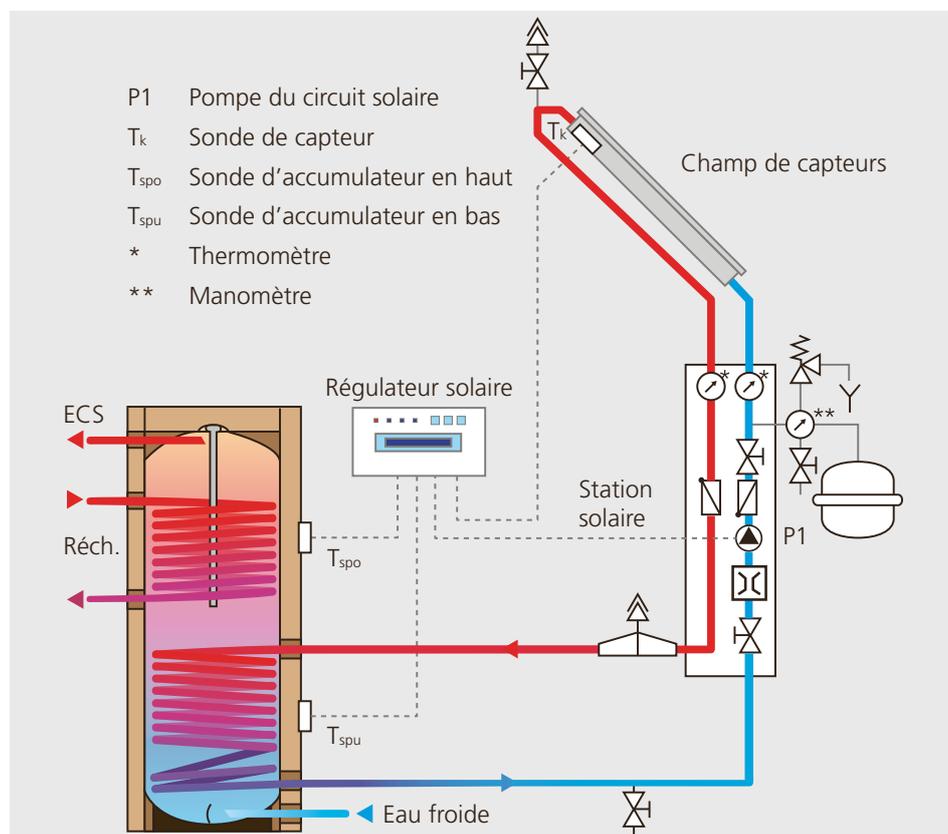


Illustration 30: Composants du circuit solaire prémontés dans une «station solaire».

La **conception et le dimensionnement des installations** (dimension du champ de capteurs et du volume de l'accumulateur) font partie des attributions du fournisseur de systèmes, qui a optimisé son système global à la faveur de nombreuses années d'expérience (choix des composants, hauteurs de raccordement des tuyaux à l'accumulateur, position des sondes, paramétrage de la régulation, dimensionnement du vase d'expansion à membrane, réglage des pressions initiales etc.). L'installation et la mise en service ne doivent être réalisées que par des installateurs qui connaissent bien ces systèmes et ont été formés par le fournisseur de systèmes. En général, on fixe pour le dimensionnement des installations de production d'eau chaude dans les maisons familiales:

- 1,5 à 2 m² de surface de capteurs par personne
- 80 à 120 litres de volume d'accumulateur d'eau chaude par personne

Cela permet de couvrir sur une année env. 50 à 60 % du besoin en eau chaude. La majeure partie du temps, de mai à septembre, la chaudière peut être complètement désactivée. Avec ce dimensionnement, le rendement annuel des capteurs s'élève à env. 350 à 550 kWh/m² (rapporté à la surface d'absorbeur).

Pour la prise en compte de l'orientation du toit, permettant de déterminer la dimen-

sion du champ de capteurs, il convient également de se reposer sur l'expérience du fournisseur de systèmes, qui utilise à cet effet des programmes informatiques (tels que par exemple Polysun ou T-Sol). Souvent, les profanes surestiment énormément les conséquences de l'orientation du toit. L'illustration 31 montre qu'une installation de production d'eau chaude dont la surface de capteurs est inclinée de 30° et est orientée vers le sud-ouest ne présente environ que 7 % de baisse de rendement par rapport à un champ de capteurs orienté de façon optimale, c'est-à-dire avec une inclinaison de 42° et une orientation vers le sud avec 5% de décalage vers l'ouest, avec les données météorologiques utilisées pour les calculs de simulation. Même si l'inclinaison est de 30° et que le champ de capteurs est précisément orienté vers l'ouest, il ne faudra que 20 % de surface de capteurs en plus pour compenser la baisse de rendement due à l'orientation (la raison de la faible influence de l'orientation du champ de capteurs est la part élevée de rayonnement diffus sous nos latitudes).

Installations solaires d'assistance au chauffage

Lorsque la chaleur solaire ne doit pas seulement être utilisée pour la production d'eau chaude sanitaire mais également,

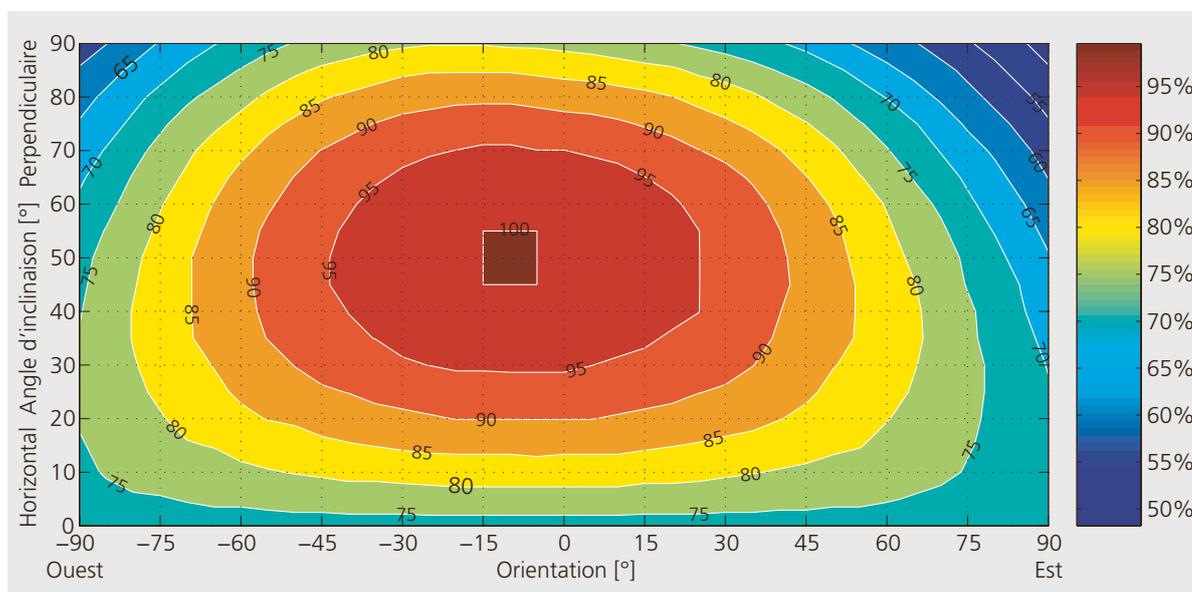


Illustration 31: Influence de l'orientation et de l'inclinaison du champ de capteurs.

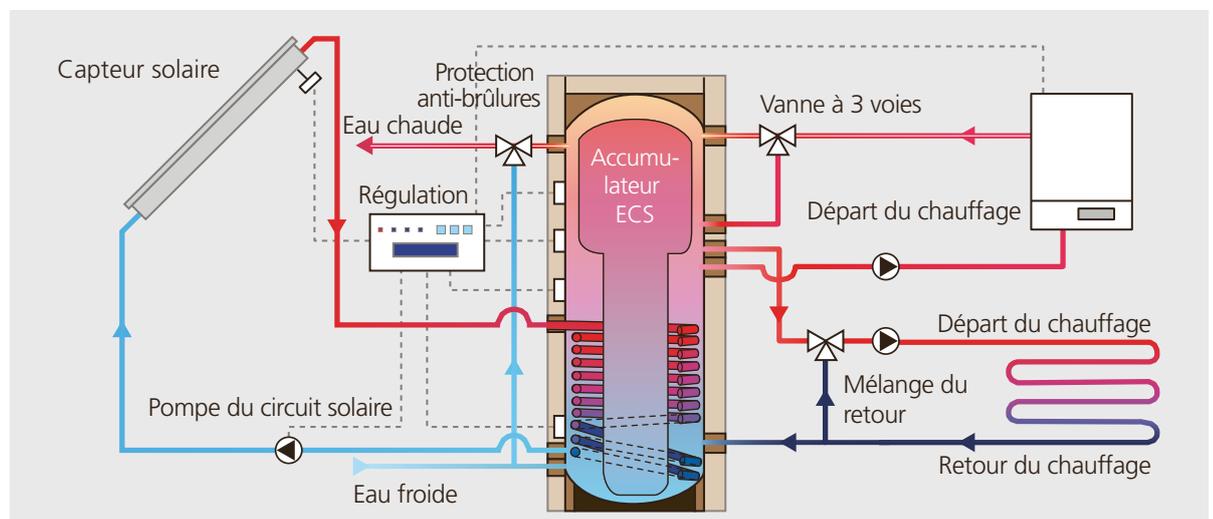
dans les périodes de transition, pour assurer une partie du chauffage, un autre accumulateur doit être utilisé. La variante la plus fréquemment employée en Suisse est celle de l'«accumulateur combiné» selon le concept «Tank-in-tank» (illustr. 32). Le réservoir extérieur ne contient pas d'eau sanitaire mais de l'eau de chauffage, qui s'écoule également à travers les corps de chauffe. Dans la partie inférieure de cette zone d'accumulation est installé l'échangeur de chaleur du circuit solaire. Tous les composants du circuit solaire sont exactement les mêmes que dans les installations de production d'eau chaude. L'eau sanitaire se trouve dans l'accumulateur intérieur (arrivée d'eau froide en bas dans la zone étroite, soutirage d'eau chaude en haut dans la zone élargie). Le réchauffage de l'eau chaude s'effectue à l'aide du générateur de chaleur conventionnel, qui réchauffe la partie supérieure de la zone d'eau de chauffage (l'enveloppe de la zone supérieure de l'accumulateur d'eau sanitaire remplace en quelque sorte l'échangeur de chaleur de réchauffage de l'installation de production d'eau chaude solaire de l'illustration 28). A la zone d'eau de chauffage de l'accumulateur combiné est raccordé le circuit de chauffage, avec mélange du retour. Si l'on souhaite utiliser la chaleur solaire pour le circuit de chauffage, il est important de disposer de surfaces de chauffe les plus grandes possibles dans le logement, par exemple de chauffages au sol ou de chauffages muraux.

Cela permet au système chauffage de fonctionner avec de basses températures de départ (p.ex. 35°C). En effet, avec les petites surfaces des corps de chauffe conventionnels, des températures de départ de 60°C sont nécessaires pour transférer la chaleur des corps de chauffe dans la pièce. Pendant la période de chauffage, la zone d'accumulation de l'accumulateur combiné à laquelle est raccordé le départ du chauffage n'est que rarement chauffée à 60°C, de sorte que la contribution de la chaleur solaire au chauffage pour des températures de départ du chauffage de 60°C est nettement plus faible que pour des températures de 35°C.

En dehors de l'accumulateur combiné conçu selon le principe Tank-in-tank, il existe plusieurs autres systèmes possibles (p.ex. un réservoir d'eau sanitaire en tant que grand échangeur de chaleur à tube en spirale, un soutirage d'eau sanitaire via un module d'eau chaude instantanée, une élévation du retour du chauffage), décrits dans le répertoire «Installations solaires thermiques» de la DGS et de Swissolar. Les combinaisons de capteurs solaires avec des chauffages à bois ou à granulés notamment permettent des synergies avantageuses pour les deux technologies, car un grand accumulateur-tampon permet de réduire le nombre d'enclenchements du brûleur.

Dans les installations solaires d'assistance au chauffage, il est encore plus important d'utiliser des systèmes globaux optimisés

Illustration 32: Installation solaire d'assistance au chauffage comprenant un accumulateur combiné selon le principe Tank-in-tank.



par le fournisseur de systèmes que dans les installations solaires de production d'eau chaude. La hauteur des installations et la conception géométrique des raccords d'accumulateur, les positions des sondes et le paramétrage des régulateurs ont une influence considérable sur le rendement solaire du système.

Cela est également très net dans le cas de la combinaison de capteurs solaires avec des pompes à chaleur: Un accumulateur-tampon parfaitement approprié pour le réchauffage par un brûleur à mazout ou à gaz peut être inapproprié pour la combinaison avec une pompe à chaleur. La pompe à chaleur nécessite, pour transférer une puissance thermique donnée, des débits volumiques relativement élevés, car elle génère une élévation de température plus faible que les brûleurs à mazout ou à gaz. Cela implique des vitesses d'écoulement plus élevées pouvant causer du brassage dans l'accumulateur. En raison de la destruction de la stratification, les emplacements des sondes deviennent inappropriés ou les distances entre les raccords d'entrée et de sortie de l'accumulateur par rapport à la position de l'échangeur de chaleur ne sont plus correctes, de sorte que les régulations ne peuvent pas fonctionner de la manière prévue pour le cas des brûleurs à mazout ou à gaz. Par conséquent, les pompes à chaleur fonctionnent

alors inutilement en mode de production d'eau chaude et en raison de l'absence de stratification dans l'accumulateur, la partie solaire de l'accumulateur est chauffée par la pompe à chaleur, ce qui empêche tout apport solaire, ou les capteurs doivent fonctionner à des températures inutilement élevées et ainsi à faible rendement. Les fournisseurs de systèmes doivent donc, pour la combinaison de capteurs solaires et de pompes à chaleur, adapter très soigneusement la structure de l'accumulateur combiné et la régulation à cette technique.

Le dimensionnement des installations dans les maisons familiales dépend fortement du système de chauffage conventionnel utilisé et des températures de départ du chauffage requises. Il est élaboré par le fournisseur de systèmes. Souvent, on installe des surfaces de capteurs de 12 à 20 m² avec 800 à 1500 litres de volume d'accumulateur total. Cela permet d'atteindre une part solaire sur le besoin total en chaleur (chauffage plus eau chaude) de 10 à 50 %, ce pourcentage dépendant bien entendu très fortement du standard d'isolation de la maison et des températures de départ du chauffage requises (illustr. 33). Dans de tels systèmes, le circuit des capteurs fournit entre 250 et 350 kWh par mètre carré de surface de capteurs.

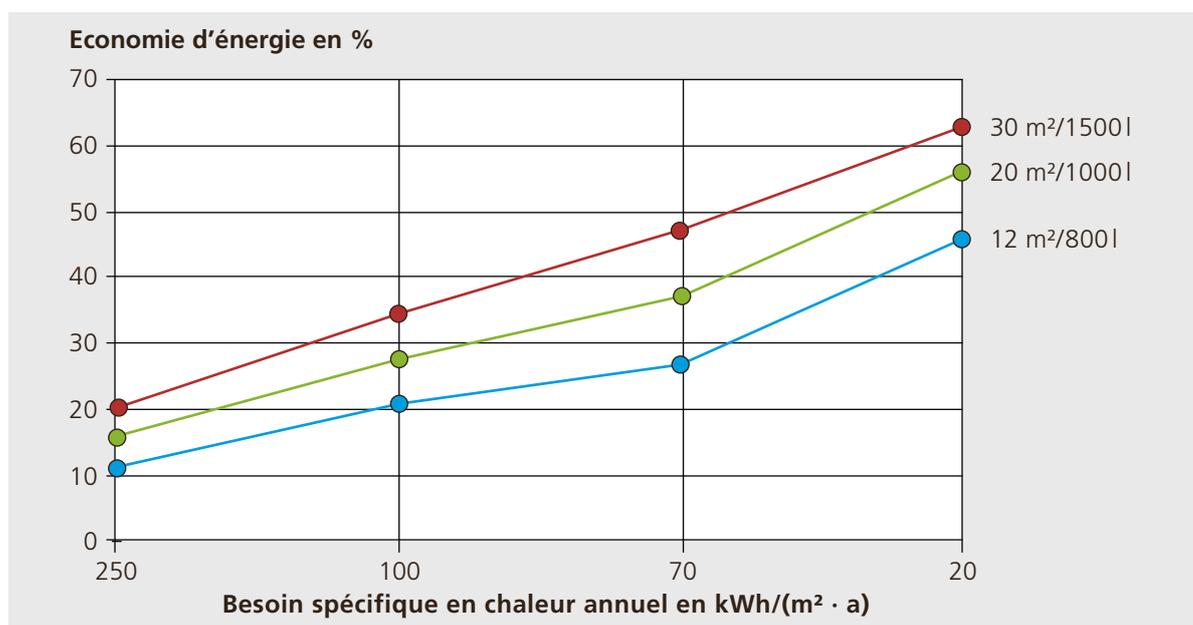


Illustration 33: L'économie d'énergie réalisée grâce à une installation solaire d'assistance au chauffage dépend très fortement du besoin en chaleur de chauffage du bâtiment et de la température de départ du système de chauffage (surface de capteurs/volume d'accumulateur).

Comportement de stagnation

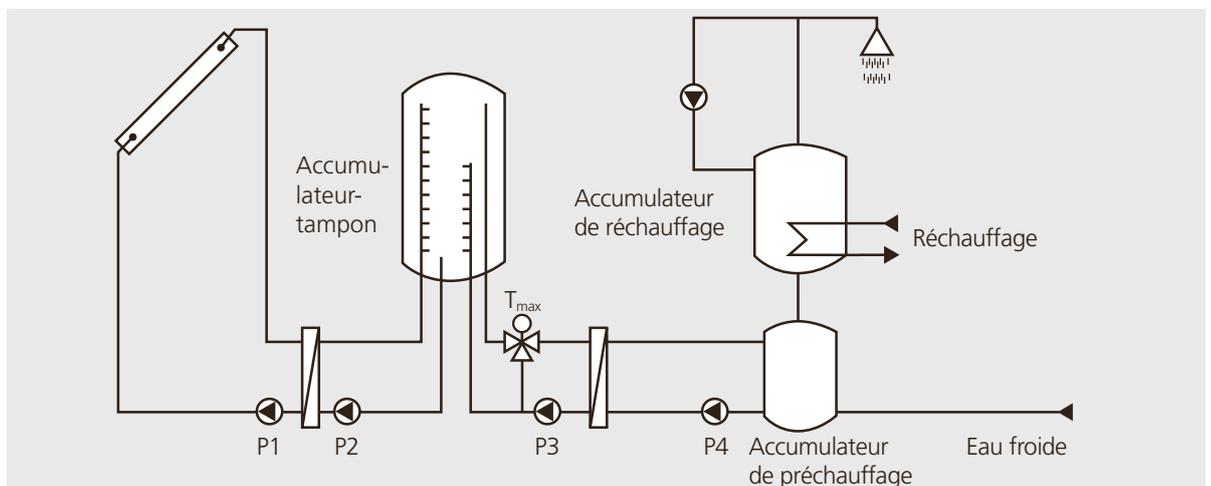
Les installations solaires d'assistance au chauffage connaissent obligatoirement en été des situations dites d'arrêt, dans lesquelles le champ de capteurs produit plus d'énergie que la quantité pouvant être absorbée dans l'accumulateur. Lorsque la température maximale admissible de l'accumulateur est atteinte (p. ex. 95°C), la pompe du circuit solaire doit être désactivée par la régulation. Le fluide solaire présent dans les capteurs est alors rapidement chauffé à des températures supérieures à la température d'évaporation. Le fluide présent au niveau des points les plus chauds dans les capteurs commence à s'évaporer, ce qui entraîne une importante augmentation de volume. La vapeur refoule le fluide hors du champ de capteurs et le pousse dans le vase d'expansion à membrane. Afin que cela soit possible, le champ de capteurs doit être correctement vidangé et le circuit solaire doit être conçu sur le plan hydraulique de manière à ce que le fluide puisse être acheminé sans entrave jusqu'au vase d'expansion à membrane. Cela concerne également la position du clapet anti-retour et de la pompe du circuit solaire par rapport au vase d'expansion à membrane, ainsi que le chemin des tubes dans le champ de capteurs et du toit jusqu'à l'accumulateur dans la cave. Le vase d'expansion à membrane doit être dimensionné suffisamment grand pour absorber totalement le fluide refoulé hors du champ de capteurs. Le système, déjà brièvement décrit, avec évaporation d'une petite partie

du fluide, est également appelé système steam-back, car la vapeur refoule le fluide vers le vase d'expansion à membrane. Il existe également des systèmes dits drain-back, dans lesquels même en fonctionnement normal, le champ de capteurs se vide toujours lorsque la pompe solaire est désactivée. De cette manière, en situation d'arrêt, aucun fluide ne se trouve dans le capteur et l'installation est protégée.

Chaleur solaire pour immeubles d'habitation

A partir de surfaces de capteurs d'env. 50 m², les concepts d'accumulateur combiné atteignent leurs limites (p. ex., parce qu'il n'y a pas assez de place dans l'accumulateur pour une surface d'échange de chaleur suffisante pour des échangeurs de chaleur solaires à tube en spirale, et que la stratification dans l'accumulateur n'est pas optimale). C'est pourquoi on utilise des accumulateurs-tampons. Le circuit solaire est conçu comme décrit au chapitre «Installations de production d'eau chaude» et est traversé par le fluide du circuit solaire. L'accumulateur-tampon contient de l'eau tampon, qui n'est jamais remplacée tout au long de la durée de vie de l'installation. L'unité de charge de l'accumulateur se compose d'un échangeur de chaleur à plaques et des deux pompes P1 et P2. La régulation du circuit solaire enclenche les deux pompes ensemble lorsque la chaleur solaire est disponible et doit être transférée dans l'accumulateur-tampon. Dans ces sys-

Illustration 34:
Grande installation solaire de production d'eau chaude avec accumulateur-tampon à stratification pour immeubles d'habitation.



tèmes, on utilise toujours des dispositifs de charge stratifiée. Il peut s'agir de lances de charge stratifiée, comme représentées dans l'illustration 34, ou la charge stratifiée est réalisée par des vannes à 3 voies commutables, permettant l'entrée de la chaleur solaire à différentes hauteurs de l'accumulateur. Le soutirage d'énergie à partir de l'accumulateur-tampon s'effectue par la station de décharge (ou «station d'eau chaude instantanée»), qui se compose d'un échangeur de chaleur à plaques et des pompes P3 et P4 connectées ensemble. Cette station permet de chauffer l'eau sanitaire dans l'accumulateur de préchauffage. Pour le dimensionnement de l'installation, il est particulièrement important de veiller à disposer d'un échangeur de chaleur à plaques suffisamment grand, afin d'obtenir dans le circuit solaire des températures d'entrée de capteur les plus basses possible et ainsi des rendements élevés des capteurs. Dans les deux échangeurs de chaleur, la différence de température logarithmique moyenne de doit pas dépasser 5 K. La taille de l'échangeur de chaleur de la station de décharge est ainsi encore plus importante que celle de l'échangeur de chaleur de la station de charge.

De l'eau chaude pour 60 personnes

En tant qu'exemple concret d'installation de production d'eau chaude dans un immeuble d'habitation, on peut citer une installation réalisée en 2011 à proximité de Winterthur par la société Lutz Bodenmüller AG. L'immeuble compte 20 appartements

dans lesquels vivent au total environ 60 personnes. Le besoin journalier en eau chaude s'élève à 3000 litres. L'installation vient compléter le système de production d'eau chaude existant, un chauffe-eau horizontal de 600 litres alimenté par une chaudière à mazout. Sur le toit plat a été installé un champ de 18 capteurs plans (format transversal) (illustr. 35). Le champ se compose de trois rangées de capteurs orientées vers le sud, disposées les unes derrière les autres et connectées hydrauliquement en parallèle. Une rangée de capteurs se compose ainsi de six capteurs connectés en série. La surface d'absorbeur totale du champ de capteurs s'élève à 41,4 m². Le champ est raccordé selon le principe dit de Tichelmann (longueur d'écoulement identique pour tous les champs partiels de capteurs, illustration 36). Dans la conduite située tout à fait à droite dans la photo, le fluide à réchauffer est acheminé par la pompe du circuit solaire, depuis l'accumulateur situé dans la cave, jusqu'au toit.

Le coût de l'installation pour les clients finaux, toutes taxes incluses, s'élève à 76 150 Fr. (illustr. 37). On sous-estime très souvent les travaux annexes de montage (pose et isolation des conduites solaires dans la cave, sur la façade et sur le toit, travaux de maçonnerie (carottage) et d'électricité, équipement, mise à disposition d'une grue pour l'élévation des capteurs, raccords sanitaires d'eau froide, circulation).

Comment cela se traduit-il en termes de prix de revient de la chaleur? On peut esti-

Illustration 35: Les conduites (ici en acier inoxydable avec raccords à sertir) ne sont pas encore isolées, ce qui permet de comprendre le concept hydraulique du circuit du champ de capteurs selon l'illustration 36. Les capteurs sont traversés de bas (froid, «entrée du capteur» ou selon la terminologie d'usage en technique du chauffage «retour du capteur») vers le haut (chaud, «sortie du capteur» ou «départ du capteur»). A la sortie de chaque rangée de capteurs se trouve une soupape d'aération. En outre, la sécurité mécanique des capteurs est assurée par des poids en forme de plaques de béton (au total 126 plaques de béton de 38 kg).



mer, avec les conditions météorologiques du site et les données techniques de l'installation, un apport annuel des capteurs d'env. 500 kWh par m² de surface d'absorbeur. Pour une durée de vie de 30 ans, cela correspond à un apport énergétique total de $500 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) \cdot 41,4 \text{ m}^2 \cdot 30 \text{ a} = 621\,000 \text{ kWh}$. Si, de façon très simplifiée, on se base sur le temps d'amortissement statique (sans prendre en compte l'évolution future de l'inflation et des coûts du capital ainsi que les coûts d'entretien), on obtient un prix de revient de la chaleur de $76\,150 \text{ Fr.} / 621\,000 \text{ kWh} = 0,12 \text{ Fr./kWh}$. Cela représente à peine plus que le prix de revient de la chaleur pour la production d'eau chaude à l'aide d'agents énergétiques conventionnels, même au prix actuel de l'énergie. Malheureusement, personne ne peut prévoir comment évolueront les prix des agents énergétiques conventionnels dans les 30 prochaines années. Qui aurait pu se douter il y a 30 ans, c'est-à-dire en 1983, alors que

le baril de pétrole ne coûtait encore que 27,59 \$, que le prix aurait quadruplé (!) d'ici fin 2012, pour atteindre 111,27 \$, et que les clients suisses devraient déboursier env. un franc pour un litre de mazout? Si l'on considère un rendement moyen (été et hiver) de l'installation de 80 % et une teneur énergétique de 10 kWh/litre de mazout, on obtient un prix au kWh de 0,125 Fr./kWh pour la production d'eau chaude avec du mazout, c'est-à-dire à peu près la même valeur que pour la production d'eau chaude solaire. En raison de l'incertitude qui règne autour de l'évolution des prix de l'énergie sur les 20 à 30 prochaines années, il est peu probable que des calculs prétendument plus précis prenant en compte les taux d'inflation et les coûts du capital permettraient d'obtenir des résultats plus pertinents que les estimations réalisées à l'aide de simples calculs d'amortissement statiques. Même si on considère pour l'installation uniquement un apport de 400 kWh/(m²a) et une durée

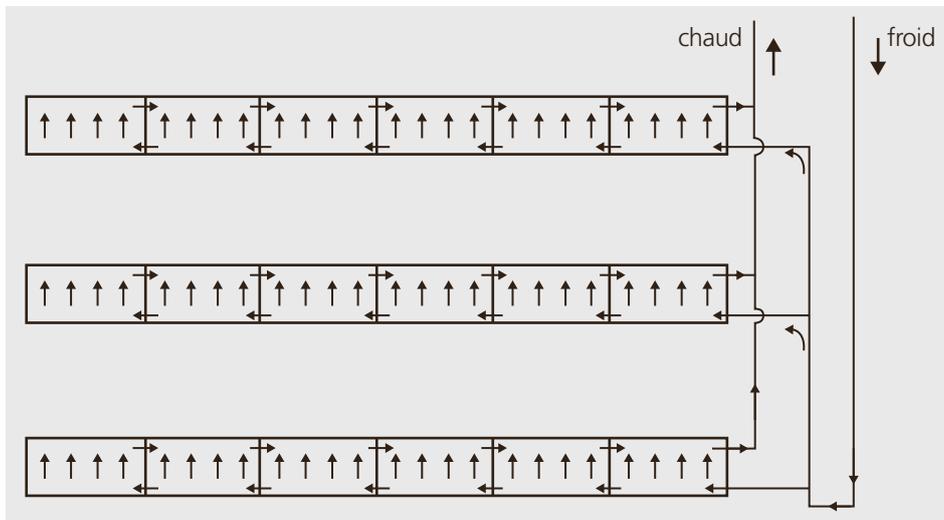


Illustration 36:
Schéma de circuit
hydraulique du
champ de capteurs.

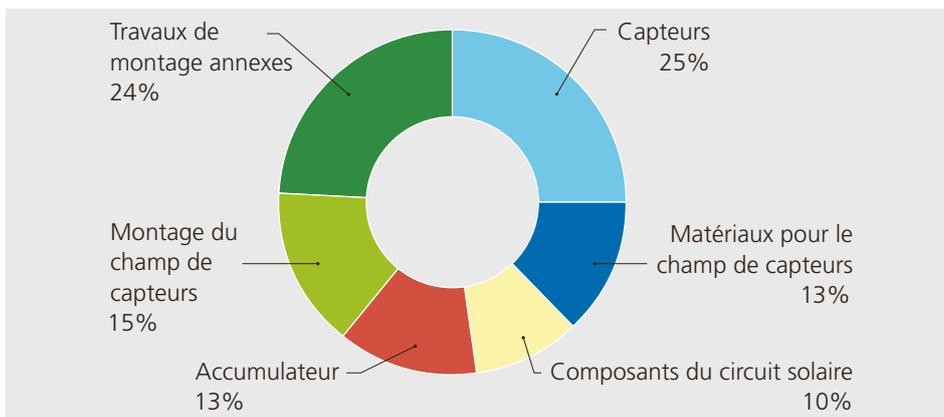


Illustration 37: Coût
de l'installation
pour les clients fi-
naux toutes taxes
comprises, sans
prise en compte des
éventuelles subven-
tions. Coût total
76 150 Fr. (TTC).

de vie de 20 ans, le prix de revient de la chaleur calculé statiquement s'élève à env. 0,23 Fr./kWh, ce qui signifie que l'installation pourra probablement être amortie sur le plan économique au cours de sa durée de vie. En outre, dans le prix final de 76 150 Fr. sur lequel on se base ici, aucune subvention éventuelle n'est prise en compte. Sur le plan macroéconomique, l'installation solaire, qui utilise des énergies régénératives, n'émet ni CO₂ ni autres polluants, contribue à créer des emplois sûrs et à renforcer l'indépendance de l'approvisionnement énergétique suisse, est dans tous les cas une démarche gagnante.

Capteurs à concentration

Le rayonnement direct du soleil peut être concentré à l'aide de miroirs et de lentilles. Les capteurs à concentration n'utilisent toutefois pas la part de rayonnement diffus du rayonnement global, c'est pourquoi leur rendement, par rapport au rayonnement global, est bien plus faible que celui des capteurs sans concentration. Toutefois, la concentration du rayonnement permet d'atteindre des températures de capteur nettement plus élevées. Les capteurs sans concentration, même les bons capteurs à

tubes sous vide, ne permettent d'atteindre des rendements supérieurs à 30% que jusqu'à des températures inférieures à 200°C. L'utilisation du rayonnement solaire pour des températures plus élevées n'est possible que par concentration du rayonnement direct. L'illustration 38 montre les principales constructions de réflecteurs pour la concentration linéaire (capteur cylindro-parabolique et capteur de Fresnel) et pour la concentration ponctuelle (concentrateur Dish et centrale à tour solaire). Selon la physique du rayonnement, les concentrations maximales théoriquement possibles C ($C = \text{surface d'entrée} / \text{surface d'absorption}$) sont de 215 pour la concentration linéaire et de 46225 pour la concentration ponctuelle. Dans la pratique, les capteurs atteignent environ la moitié de ces valeurs de concentration. Dans les capteurs cylindro-paraboliques (illustr. 39), de l'huile thermique est chauffée à 400°C ou plus. La largeur d'ouverture des réflecteurs s'élève à env. 6 m. Ils concentrent le rayonnement direct sur le tube d'absorbeur de 70 mm de diamètre. Le récepteur se compose du tube d'absorbeur à revêtement sélectif, qui se trouve dans un tube de verre sous vide. Les rangées de capteurs s'étendent sur plu-

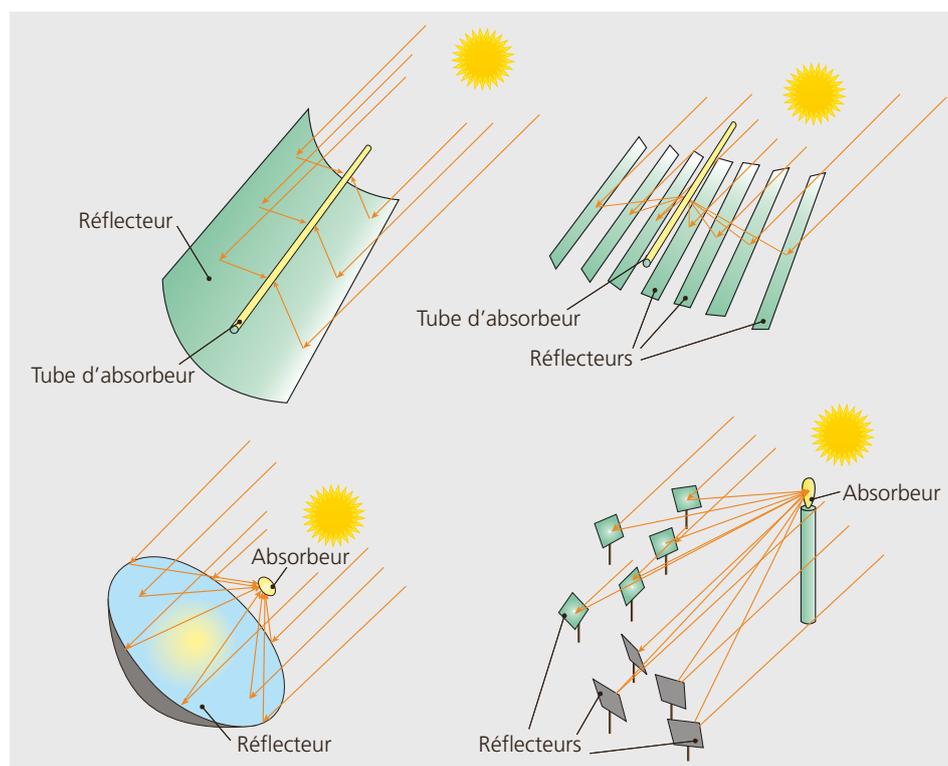


Illustration 38: Capteurs à concentration. Réflecteurs à poursuite uniaxiale pour concentrateurs linéaires (en haut), réflecteurs à poursuite biaxiale pour concentrateurs ponctuels (en bas).

seurs centaines de mètres et suivent le soleil de façon uniaxiale. L'énergie de l'huile thermique chauffée par le soleil est convertie, via de la vapeur d'eau et un générateur de courant conventionnel, en énergie électrique. L'unité type d'une centrale solaire possède une puissance électrique de 50 MW_{él.}. En 2012, des installations ont été réalisées dans le monde entier pour une puissance totale de 2600 MW_{él.}, et produisent chaque année env. 4,6 TWh d'électricité. Les centrales solaires thermiques sont en concurrence avec les grandes installations photovoltaïques, qui ont déjà bénéficié au cours de ces dernières années d'importantes baisses de prix. Toutefois, les centrales solaires thermiques permettent, via des accumulateurs de chaleur (à 400°C!), de stocker l'énergie, ce qui permet de prolonger la production d'électricité même la nuit et de contribuer à la régulation de la production d'électricité régénérative fortement fluctuante.

Les réflecteurs cylindro-paraboliques sont conçus sur le même principe et sont utilisés dans l'industrie (p. ex. Laiteries, brasseries, industrie pharmaceutique, installations solaires thermiques pour la production de froid) pour des applications de chaleur de processus jusqu'à env. 250°C. Ces capteurs sont généralement dimensionnés avec des largeurs d'ouverture de 2 m, des diamètres de tube d'absorbeur de 35 mm et des longueurs de capteur de 20 à 40 m. Dans les centrales à tour solaire, le rayonnement solaire est concentré sur le récepteur visible en haut à gauche, via des héliostats. Des gaz font office de fluide solaire. En principe, en raison des valeurs de concentration plus élevées, ces systèmes

permettent d'atteindre des températures de services supérieures (1300°C), et d'obtenir ainsi des conditions thermodynamiques optimisées pour de meilleurs rendements des processus cycliques de génération de courant électrique. Pour l'instant, il n'existe toutefois que très peu de centrales à tour solaire commerciales.

Sources

Volker Quaschnig: Regenerative Energiesysteme, Hanser-Verlag ISBN 978-3-446-43526-1 (2013, 8^e édition). Manuel standard; avec DVD et collection logicielle complète sur la simulation des systèmes énergétiques régénératifs.

Viktor Wesselak, Thomas Schabbach: Regenerative Energietechnik, Springer Verlag, ISBN 978-3-540-95881-1 (2009). Manuel, comprenant un peu plus de détails techniques sur les capteurs et leur modélisation physique.

Swissolar: Leitfaden Solarthermische Anlagen, ISBN 978-3-9805738-8-7, (2013). Un guide très orienté vers la pratique pour les artisans plombiers-chauffagistes, électriciens et couvreurs, les planificateurs spécialisés, les architectes, les maîtres d'ouvrage et les institutions de formation continue.

John A. Duffie & William A. Beckman: Solar Engineering of Thermal Processes, (ISBN 978-0-471-69867-8 (2006, 3rd Edition). Ouvrage standard sur le solaire thermique.

Polysun: Une version de démonstration gratuite de ce programme de simulation est disponible sur www.velasolaris.com.

Exemples de capteurs à concentration

Illustration 39: Capteurs cylindro-paraboliques pour la chaleur de processus industrielle de 200°C (ewz).

Illustration 40: Concentrateur Dish avec moteur Stirling (Volker Quaschnig).

Illustration 41: Centrale à tour solaire avec champ d'héliostats (Centre allemand pour l'aéronautique et l'aérospatiale, DLR).



Photovoltaïque

Christof Bucher Cellule solaire

Illustration 42
(en haut): Structure et principe de fonctionnement d'une cellule solaire en silicium cristallin (Swissolar).

Illustration 43
(en bas): Intensité et puissance en fonction de la tension. Voir l'encadré sur la puissance en watts-crête page 44. (MPP = point de puissance maximale)

Fonctionnement

Dans la cellule solaire (ou cellule photovoltaïque, cellule PV), la lumière est convertie en électricité. Grâce à l'effet photoélectrique, dont l'interprétation valut le Prix Nobel à Albert Einstein en 1921, l'énergie des photons (lumière) est transmise aux électrons, et génère ainsi une tension entre la face avant et la face arrière de la cellule solaire. Cette tension dépend du matériau de la cellule et s'élève, pour le silicium, à env. 0,5 à 0,6 volts.

Propriétés électriques

Lorsque la lumière frappe une cellule solaire non raccordée, celle-ci provoque une

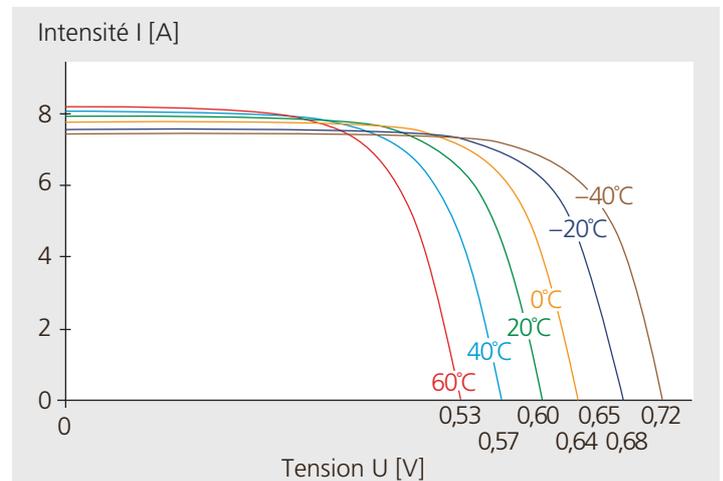
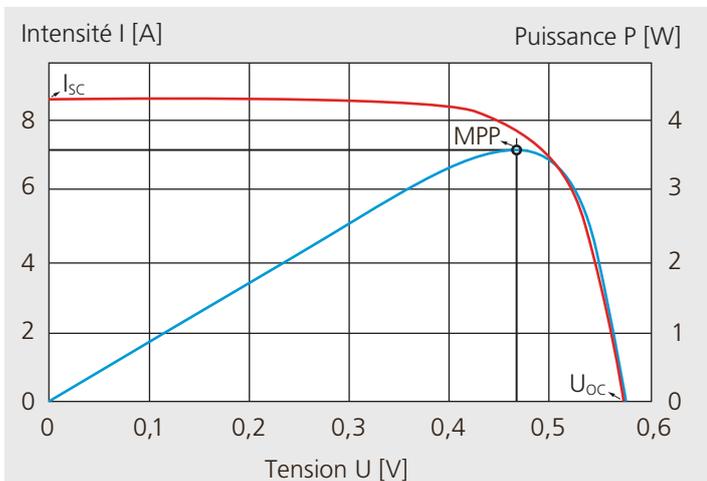
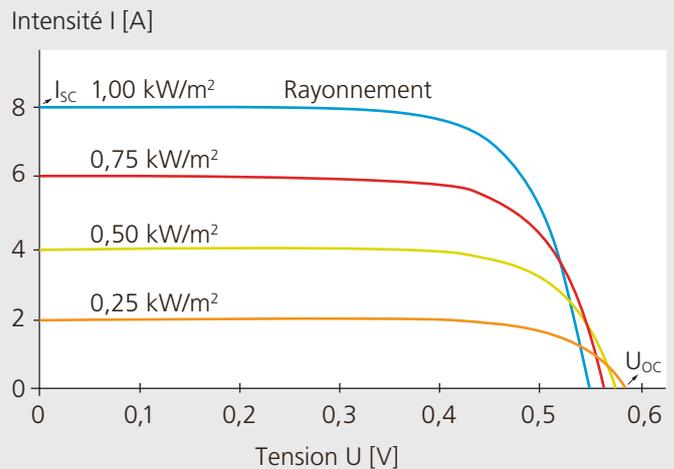
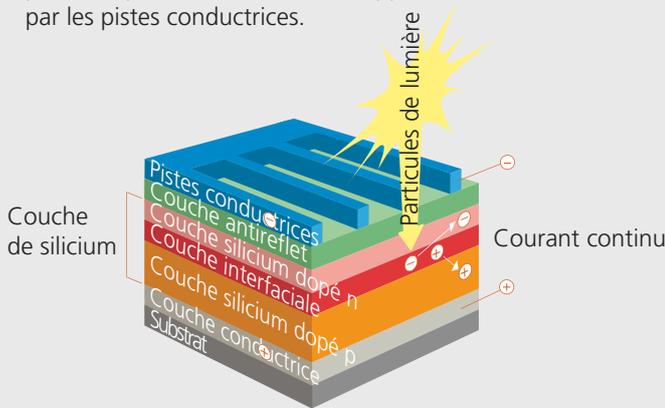
tension en circuit ouvert U_{oc} . Si un consommateur est raccordé à la cellule, l'électricité passe par le consommateur et la tension de la cellule baisse. Dans un cas extrême (court-circuit), la tension est nulle et le courant correspond au courant de court-circuit I_{sc} . La cellule délivre sa puissance maximale lorsque le produit de l'intensité et de la tension (c.-à-d. la puissance) est maximal. Ce point de fonctionnement est appelé Maximum Power Point (MPP), l'intensité associée I_{MPP} et la tension associée U_{MPP} (illustr. 43).

La tension dépend du matériau de la cellule et de sa température. Pour chaque degré Celsius d'élévation de température, la tension baisse de presque 0,5 % (illustr. 45). L'intensité, quant à elle, est propor-

Illustration 44 (en haut): Courbe caractéristique pour différents rayonnements incidents avec une température de cellule de 25°C.

Illustration 45 (en bas): Courbe caractéristique de différentes températures pour un rayonnement solaire incident de 1000 W/m².

Les quanta de lumière élèvent les électrons au potentiel plus élevé où ils sont happés par les pistes conductrices.



tionnelle au rayonnement incident (illustr. 44), à la surface de la cellule et à son rendement. Une cellule en silicium standard de 6 pouces possède généralement un courant de court-circuit de 8 ampères.

Différents types de cellules solaires

Les cellules solaires peuvent être fabriquées à partir de différents matériaux. Avec une part du marché mondial de 90 %, c'est toutefois le silicium qui vient largement en tête. Le tableau 9 présente les principales technologies et leur importance. Les principaux avantages du silicium résident dans la disponibilité quasi illimitée de ce matériau ainsi que dans son rendement relativement élevé. D'autres matériaux n'ont jusqu'à présent pu s'imposer que dans des marchés de niche, (p. ex. cellules multicouches en indium, gallium, phosphore, arsenic et germanium) qui, grâce à leur rendement élevé, trouvent des applications entre autres dans l'aérospatiale. Toutefois, leur fabrication est coûteuse et les matières premières ne sont disponibles qu'en quantités limitées.

Composants d'une installation PV

Module PV et branche

Un module PV (module solaire) se compose de plusieurs cellules solaires assemblées par laminage. Les dimensions de module les plus répandues sont 0,8 m sur 1,6 m et 1 m sur 1,6 m, avec 60 ou 72 cellules solaires (illustr. 46). Pour obtenir une tension la plus élevée possible (et réduire les pertes par

câbles), les cellules solaires sont connectées en série dans le module. Ainsi, les tensions des différentes cellules s'additionnent pour atteindre généralement 30 à 40 volts. L'intensité reste la même à travers chaque cellule. Par conséquent, en cas de dysfonctionnement d'une cellule, c'est le module tout entier qui tombe en panne si rien n'est mis en œuvre pour y remédier. Des diodes de dérivation (voir encadré) intégrées dans le module permettent de réduire ce risque.

Les modules PV possèdent généralement une vitre avant durcie et antireflet, un film arrière multicouche en matière synthétique et, entre ces deux éléments, d'autres matières synthétiques pour le laminage des cellules solaires. Ces matériaux d'encapsulation font l'objet d'améliorations et d'optimisation constantes, notamment car ils constituent la principale cause de défaillance des

Cristallines ou à couche mince?

Pour le moment, les cellules solaires en silicium amorphe (également appelées cellules à couche mince) n'ont pas su s'imposer par rapport aux cellules cristallines. Leur avantage financier présumé a été surcompensé par une industrie photovoltaïque présentant d'impressionnants taux de croissance à deux chiffres pendant de nombreuses années, et par la courbe d'apprentissage résultante. Le rendement nettement inférieur des cellules en silicium amorphe représente un inconvénient de plus en plus important, face à des prix en baisse constante. Leurs avantages, p. ex. un meilleur comportement en température et par faible éclaircissement, ne se sont dans la pratique vérifiés que dans certaines conditions, et ne sont pas suffisants au regard des vitesses de dégradation souvent plus élevées. Seuls une apparence plus homogène ainsi que des coûts nettement plus bas par unité de surface font nettement pencher la balance en faveur des cellules à couche mince dans certains projets.

Tableau 9: Les principaux types de cellules solaires, leurs rendements et parts de marché ainsi que leurs finalités d'utilisation. Les produits de niche non indiqués sont principalement intéressants pour la recherche (état 2013).

Type de cellule	Rendement de la cellule	Part de marché mondiale 2011	Utilisation primaire
Silicium monocristallin	18 % à 23 %	30,9 %	Standard pour de nombreuses applications
Silicium polycristallin	12 % à 18 %	57 %	
Silicium amorphe ou micromorphe (couche mince)	6 % à 12 %	3,4 %	Grandes centrales, intégration dans des bâtiments
Tellurure de cadmium	7 % à 12 %	5,5 %	Grandes centrales
Cuivre indium diselenide (CIS)	7 % à 13 %	2,4 %	Intégration dans des bâtiments
Arséniure de gallium	23 % à 30 %	Moins de 1 %	Systèmes de concentrateurs, applications spéciales, aérospatiale
Multicouches (divers matériaux)	Jusqu'à 40 %	Moins de 1 %	
Cellules organiques (OPV), cellules colorées	Laboratoire: env. 12 %	Encore insignifiant sur le plan commercial	Laboratoire, objectif: Intégration dans des bâtiments, intérieur

modules, se traduisant par une délamination, une dégradation, l'apparition de traînées, un brunissement etc.

La plupart des modules PV sont entourés d'un cadre en aluminium. Celui-ci sert de protection mécanique et facilite le montage. Les modules non encadrés sont souvent utilisés dans des installations PV particulières sur le plan architectural, ou en cas de faible inclinaison des modules afin d'éviter les dépôts de saleté sur les bords des modules.

Une branche (String en anglais) comprend jusqu'à env. 20 modules PV connectés en série, soit 5 kWc de puissance. Les tensions des modules s'additionnent alors pour délivrer une tension de branche généralement comprise entre 200 et 800 volts. Dans les grandes installations PV, plusieurs branches sont connectées en parallèle. La tension reste ainsi constante, mais les intensités s'additionnent. L'ensemble de toutes les branches, y compris les câbles DC associés ainsi que le système de fixation mécanique, est appelé générateur PV. Les valeurs maximales et minimales de la tension, de l'intensité et de la puissance sont prédéterminées par l'onduleur (voir la section sur l'onduleur). Etant donné que jusqu'à 20 modules et ainsi env. 1200 cellules solaires peuvent être connectés en série dans une même branche, une ombre projetée sur une seule



Illustration 46: Module PV standard doté de 60 cellules solaires monocristallines (LG).

Diodes de dérivation

Généralement, deux à trois diodes de dérivation sont intégrées dans un module PV. Elles possèdent deux fonctions:

- En cas de dysfonctionnement d'une cellule, elles court-circuitent la partie concernée du module et protègent ainsi la cellule défectueuse d'une destruction thermique.
- De cette manière, elles réduisent la chute du rendement énergétique en cas de défaut ou d'ombre sur une cellule.

Lorsqu'une diode de dérivation s'active, elle court-circuite la partie concernée du module et fait ainsi baisser la tension de branche. Si plusieurs branches sont connectées en parallèle, la tension de branche des modules intacts est quasiment maintenue au niveau initial, mais une intensité réduite passe dans la branche concernée en raison de la cellule défectueuse ou ombragée.

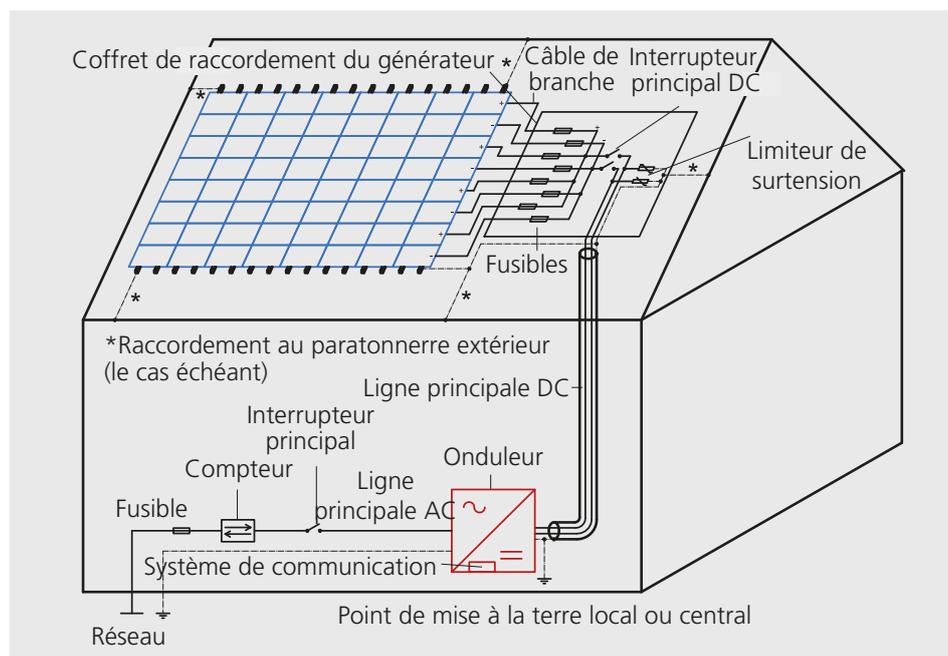


Illustration 47: Schéma de principe électrique d'une installation PV (Basler & Hofmann AG).

cellule peut avoir des conséquences dramatiques. Dans un circuit en série, le courant doit pouvoir passer à travers chaque cellule. S'il est interrompu dans une seule cellule, toute la branche est interrompue. Les diodes de dérivation permettent certes d'amoindrir cet effet, mais non de le supprimer complètement.

Câble solaire

Le câble solaire n'est pas un élément anodin: À l'inverse des autres câbles électriques, il est quotidiennement exposé aux influences extérieures. De plus, il conduit du courant continu et ne peut être protégé ni par des interrupteurs, ni par des fusibles. C'est pourquoi lors du choix et de l'installation des câbles solaires, les principes suivants font foi:

- Utiliser des câbles à double isolation ayant une résistance élevée aux UV.
- Malgré leur résistance aux UV, les câbles ne doivent pas être directement exposés au rayonnement solaire.
- Les câbles doivent disposer d'une protection contre les sollicitations mécaniques et doivent si possible être posés dans des gaines métalliques fermés et mises à terre.

Watt-crête (W ou Wc)

La désignation «watt-crête» (puissance de pointe) s'est généralisée avec l'unité non officielle «Wc». Cette unité désigne la puissance d'un module PV en watts dans des conditions d'essai normalisées (Standard Test Conditions STC), c.-à-d. 1000 W/m² de rayonnement incident à une température de cellule de 25°C et pour un spectre lumineux de Air Mass (AM) 1,5 (valeur standard pour la lumière solaire). Cette puissance ainsi que d'autres caractéristiques déterminées dans des conditions STC sont indiquées sur la fiche technique de chaque module.

Les risques du courant continu

Tandis que le courant alternatif (en anglais alternating current, AC) passe par la valeur zéro 100 fois par seconde, le courant continu (en anglais direct current, DC) s'écoule de façon constante. Par conséquent, un arc électrique dû à un mauvais contact s'éteint 100 fois par seconde avec du courant alternatif avant de disparaître complètement après peu de temps, tandis qu'avec du courant continu, il peut persister même si la distance entre les contacts défaits est importante. Un mauvais contact en présence de courant continu est ainsi plus rapidement dommageable qu'en présence de courant alternatif. Toutefois, une installation de haute qualité permet de réduire grandement ce risque.

■ Les connecteurs peuvent être exposés à l'humidité, mais ne doivent pas baigner dans l'eau.

Dans la gamme des câbles solaires, on distingue essentiellement les câbles de branche de modules PV menant jusqu'au coffret de raccordement du générateur et la ligne principale de courant continu menant du coffret de raccordement du générateur à l'onduleur.

Raccordement du générateur

Le coffret de raccordement du générateur rassemble les câbles des branches, connectés en parallèle sur la ligne principale de courant continu. En général, les éléments de protection et de commutations suivants sont intégrés:

- Fusibles de branche
- Limiteur de surtension
- Interrupteur principal de courant continu
- Unité de surveillance

Les installations PV dotées de petits onduleurs ne disposent généralement d'aucun coffret de raccordement du générateur. Les câbles de branche sont dans ce cas directement raccordés à l'onduleur, qui rassemble non seulement les câbles mais doit également assurer la fonction de protection et de commutation du coffret de raccordement.

Onduleur

L'onduleur possède deux fonctions principales: il convertit le courant continu des modules PV en courant alternatif conforme au réseau et il exploite les modules PV à leur point de fonctionnement optimal (MPP). En outre, il doit garantir le maintien de la qualité du réseau, ce qui implique toute une série d'exigences précises. Les onduleurs modernes sont multitâches et offrent souvent bien davantage que ne l'exigent les prescriptions actuelles. Cela est toutefois primordial pour éviter de remplacer sans cesse les onduleurs à chaque évolution des prescriptions relatives au raccordement des installations PV. Les onduleurs sont proposés dans des classes de puissance de quelques centaines de watts jusqu'à plus d'un mégawatt. Toutefois, ce n'est pas toujours la taille d'une installation PV qui déter-

mine celle de l'onduleur. Bon nombre de grandes installations peuvent fonctionner avec plusieurs petits onduleurs. Le tableau 10 représente les concepts d'onduleur traditionnels utilisés aujourd'hui.

Éléments de protection et de sécurité

Différents éléments de protection et de sécurité doivent être intégrés dans une installation PV. Avec le développement fulgurant des installations PV, les prescriptions s'y rapportant sont en constante évolution. Alors que l'on a longtemps fait appel à des prescriptions relatives à des installations et dispositifs «comparables», tels que p.ex. les installations domestiques, des réglementations spécifiques aux installations PV sont aujourd'hui en vigueur. En voici les principales:

■ **Protection contre la foudre:** Une installation PV n'est soumise à aucune obligation de protection contre la foudre. La nécessité pour un bâtiment de disposer d'une telle protection ne dépend pas de la présence ou non d'une installation PV, mais est déterminée par les assurances incendie. Les prescriptions s'y rapportant figurent dans les principes directeurs de la SPE (système de protection contre la foudre, 4022).

■ **Limiteur de surtension:** Les limiteurs de surtension empêchent qu'une tension induite par la foudre n'endommage les installations électriques. Les limiteurs de surtension sont, dans l'idéal, installés au niveau de l'entrée des câbles de l'installation PV dans le bâtiment. Selon l'incidence présumée de la foudre, directe ou indirecte, les exigences vis-à-vis des limiteurs de surtension sont plus ou moins strictes.

■ **Fusibles:** Côté courant alternatif, on utilise des fusibles identiques à ceux des installations électriques traditionnelles. Côté courant continu, des fusibles empêchent qu'en cas de court-circuit sur un circuit parallèle, plusieurs branches intactes n'injectent du courant sur cette branche court-circuitée. Un court-circuit dans une branche isolée ne peut pas être protégé car l'intensité de court-circuit correspond approximativement à l'intensité normale de fonctionnement.

■ **Disjoncteur à courant de défaut:** Le disjoncteur à courant de défaut sépare une installation PV du réseau si, p.ex., du courant provenant de l'installation passe à la terre en raison d'un défaut d'isolation. Pour les installations PV qui ne sont pas séparées galvaniquement du réseau (c.-à-d. les installations PV avec onduleur sans transformateur), une surveillance du courant de défaut est prescrite. Souvent, celle-ci est déjà intégrée dans l'onduleur. Un disjoncteur à courant de défaut supplémentaire est nécessaire si le câble de courant alternatif menant à l'onduleur passe dans des pièces à risque d'incendie (p.ex. une étable dans une ferme).

Disjoncteurs et interrupteurs

En tant que disjoncteurs et interrupteurs, on utilise côté courant alternatif les mêmes composants que dans les installations électriques traditionnelles. Côté courant continu, on utilise des interrupteurs adaptés au courant continu. Dans les installations PV dotées de longues lignes de courant continu ou dans les installations électriques difficilement accessibles, on utilise

Illustration 48: Coffret de raccordement du générateur pour câbles solaires avec fusibles, limiteur de surtension, surveillance de branche et interrupteur principal de courant continu (SMA Solar Technology AG).

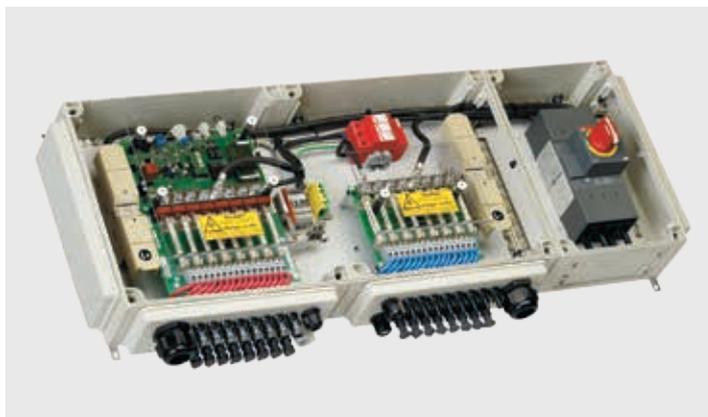


Illustration 49: Fusibles à courant continu et indications de mesure dans un coffret de raccordement de générateur (Basler & Hofmann AG).

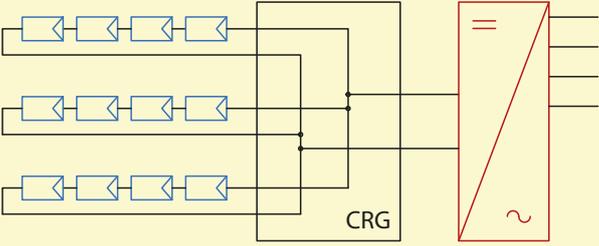
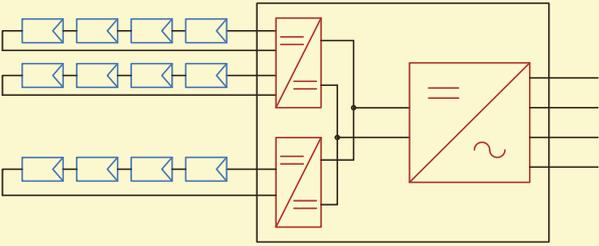
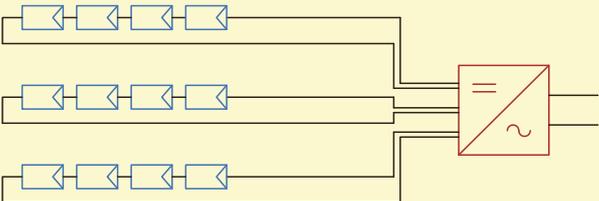
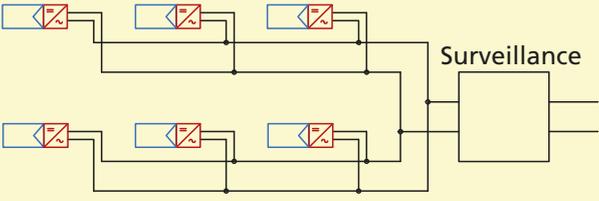
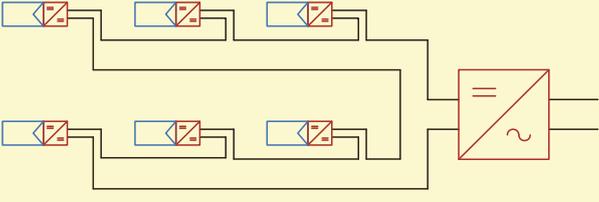
Schéma	Exemple de produit	Description
<p>Onduleur central</p>  <p>CRG</p>	 <p>Sunny Central 630 www.sma.de</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Puissance: 20 kW – 2 MW ■ Poids: 100 kg – 10 000 kg ■ Un tracker MPP ■ Généralement avec transformateur ■ Triphasé ■ Nécessite généralement un coffret de raccordement de générateur (CRG)
<p>Onduleur multibranches</p> 	 <p>SolarMax 15MT3 www.solarmax.ch</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Puissance: 8 kW – 20 kW ■ Poids: 50 kg – 100 kg ■ Un ou plusieurs trackers MPP ■ Avec ou sans transformateur ■ Triphasé ■ Montage mural ■ En général sans coffret de raccordement de générateur ■ Raccordement de 3 à 6 branches
<p>Onduleur de branche</p> 	 <p>SolarMax 3000S www.solarmax.ch</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Puissance: 0,5 kW – 10 kW ■ Poids: 10 kg – 50 kg ■ Un tracker MPP ■ Avec ou sans transformateur ■ Généralement monophasé ■ Montage mural ■ Raccordement de 1 à 3 branches
<p>Onduleur de module</p>  <p>Surveillance</p>	 <p>Aurora Micro 0,3 I www.power-one.com</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Puissance: 150 W – 300 W ■ Poids: quelques kg ■ Un tracker MPP ■ Monophasé ■ Montage sur le module ou le système de montage PV ■ Généralement surveillance supplémentaire du réseau requise ■ Aucune expérience à long terme, fiabilité inconnue
<p>Optimiseur de puissance</p> 	 <p>OPJ300-LV www.solaredge.de</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Puissance: 150 W – 300 W ■ Poids: Moins de 1 kg ■ Un tracker MPP ■ Montage sur module ou système de montage PV ■ Concept à deux niveaux: Convertisseur DC/DC dans chaque module, convertisseur DC/AC central ■ Aucune expérience à long terme, fiabilité inconnue

Tableau 10: Comparaison de cinq concepts d'onduleurs courants (Basler & Hofmann).

parfois des interrupteurs à déclenchement à distance. Pour plus d'informations, on se référera aux sections «Installations électriques» et «PV et incendie».

Système de communication

Toutes les installations PV standard comportent aujourd'hui un système de communication, hormis parfois les petites installations. En général, le système de communication prend en charge les fonctions suivantes:

- Interface bidirectionnelle entre l'installation PV et l'exploitant
- Envoi quotidien des données de production de l'installation par e-mail
- Alarme de défaut par e-mail ou SMS

Le système est relié à Internet par Internet à large bande ou téléphonie mobile. La grande majorité des fabricants d'onduleurs accompagnent leurs appareils d'un système de communication approprié. Celui-ci permet certes une exploitation et une surveillance optimales de l'installation, mais n'est toutefois pas compatible avec d'autres onduleurs. Ainsi, si l'on souhaite surveiller simultanément différentes installations PV, il est plus intéressant d'utiliser un système de communication indépendant de celles-ci.

Systèmes de montage

Les systèmes de montage confèrent d'une part aux modules PV l'orientation et l'inclinaison souhaitées, et protègent d'autre part les modules PV contre les charges de vent et de neige. Sur le Plateau suisse, les charges de vent constituent la grandeur dominante pour le dimensionnement. Le tableau 11 illustre cinq concepts de montage courants.

Pour les **toitures plates**, on fait aujourd'hui principalement appel à des systèmes qui utilisent le substrat existant de la toiture comme socle lourd. On retire alors tout d'abord le substrat existant et on protège la couverture à l'aide d'un revêtement de protection supplémentaire. On pose ensuite sur celui-ci des plaques ou des cuves en matière synthétique auxquelles est vissé un profilé en aluminium. L'ancien substrat de toiture et ensuite réparti sur ces



Illustration 50: Le système de communication Solar-Log est l'un des rares produits de surveillance compatible avec de nombreuses marques d'onduleurs (Solare Daten-systeme GmbH).

Communication: Pour le meilleur ou pour le pire?

Le système de communication a pour tâche de surveiller et d'accroître la disponibilité et la fiabilité d'une installation PV. Cependant, on a pu remarquer qu'il est souvent la cause de défaillances. Un bon support du fabricant ou du fournisseur peut épargner de nombreux tourments au maître d'ouvrage.

plaques. Un système de support confère aux modules PV l'angle d'inclinaison souhaité et transfère les charges de vent et de neige dans la toiture (illustr. 51).

Pour **les toitures plates ayant une réserve de charge réduite**, on a développé au cours des dernières années des systèmes de montage aérodynamiques qui exploitent les forces du vent de telle manière que les modules PV ne sont pas soulevés par le vent, mais sont pressés encore davantage contre la toiture (illustr. 52). Il convient toutefois de rester prudent dans le choix de ces systèmes: Il est très rare qu'un système aérodynamique puisse être utilisé sans aucun poids supplémentaire, même si les brochures prétendent le contraire. Dans tous les cas, une expertise statique est requise pour chaque projet. Sur les **toitures en tuiles**, les systèmes les plus courants sont les systèmes de rails ou de rails croisés en aluminium, comprenant des crochets de toit ancrés sous les tuiles. Les modules PV sont vissés sur ce système de rails ou intégrés dans un profilé en U (illustr. 53).

Les systèmes de montage les plus économiques en termes de matériel sont ceux utilisés pour les **toitures en tôle**. On fixe sur celle-ci, à l'aide de rivets étanches ou



d'agrafes, de courts rails profilés, auxquels sont ensuite fixés les modules PV encadrés. Cette configuration permet aujourd'hui de réaliser les installations PV les moins coûteuses (illustr. 54). Dans le cas du système intégré classique pour **toitures inclinées** les modules PV remplacent les tuiles. A cet effet, les modules peuvent être équipés d'un cadre qui assure l'étanchéité de la même manière qu'une tuile (illustr. 55), ou un réseau de canalisations d'évacuation d'eau peut être intégré sous les modules PV. Les systèmes intégrés sont en général considérés comme plus esthétiques que les systèmes apposés et obtiennent généralement, en raison du coût du système souvent un peu plus élevé, une rétribution supérieure du courant injecté.

Intégration dans le bâtiment / façade

Aujourd'hui, les installations PV s'intègrent presque à loisir dans l'enveloppe du bâtiment. Les modules peuvent prendre différentes formes et couleurs, mais également posséder différentes propriétés, p. ex. comporter du verre de sécurité composite ou

Illustration 51: Système de montage Schletter avec du gravier de la toiture comme socle lourd (Basler & Hofmann).

Illustration 52: Système de montage aérodynamique de Solventure avec tôles pare-vent, approprié pour des surfaces de toiture présentant une faible réserve de charge (Basler & Hofmann).

Tableau 11: Cinq types de systèmes de montage.

Système de montage	Avantages	Inconvénients	Domaine d'utilisation, remarque
Socle lourd avec poids supplémentaire	<ul style="list-style-type: none"> ■ Modulaire ■ Le gros œuvre de la toiture n'est pas touché ■ Il n'est pas nécessaire de traverser la toiture 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sollicitation élevée de la toiture ■ Non approprié pour les grands modules 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Toiture plate ■ Rarement utilisé aujourd'hui pour des raisons de statique de la toiture et de taille des modules
Socle lourd avec gravier de la toiture comme poids	<ul style="list-style-type: none"> ■ Economique en matériaux ■ Aucune traversée de toiture requise ■ Faible poids supplémentaire 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Le gravier de la toiture doit être modifié 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Le standard aujourd'hui pour les toitures plates ■ Approprié aux toitures en gravier et toitures végétalisées ■ Ballasts supplémentaires ponctuels possibles
Vissage au bâtiment	<ul style="list-style-type: none"> ■ Faible poids supplémentaire ■ Economique en matériaux ■ Résistance élevée ■ Positionnement précis 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Traversée de la toiture requise ■ Coûteux pour les toitures plates ■ Risque de ponts thermiques 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Standard pour toitures inclinées et façades ■ Une solution coûteuse pour les toitures plates ayant une faible possibilité de charge statique
Collage au bâtiment	<ul style="list-style-type: none"> ■ Faible poids supplémentaire ■ Economique en matériaux 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Durabilité de l'adhérence non vérifiée ■ Remplacement des modules et déconstruction relativement complexes 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Pour toitures en membrane de bitume (toitures nues) ■ Utilisé uniquement de façon isolée
Systèmes aérodynamiques (tôle pare-vent)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Très faible poids ■ Faibles coûts 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Compatible avec SIA 261 seulement dans certaines conditions ■ Offres ou calculs de statique parfois peu sérieux 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Nouveau sur le marché ■ Approprié pour des toitures plates à la statique étudiée

du verre isolant. Les dimensions des modules PV peuvent être choisies librement jusqu'à env. 2 m x 5 m. La notion de «BIPV» (building integrated Photovoltaics, photovoltaïque intégré au bâti) regroupe un grand nombre de projets de référence sur Internet. Les exigences optiques et mécaniques des modules et des systèmes de montage sont totalement différentes de celles des installations PV classiques, la plupart du temps dans le but d'obtenir une façade d'aspect particulier. Les facteurs générateurs de coût sont les suivants:

- Fabrication spéciale des modules PV (verre spécial, formats spéciaux, notamment modules non rectangulaires)
- Installations PV segmentées, en particulier modules PV intégrés individuellement dans la façade
- Bordures des modules PV

Pour intégrer une installation PV dans une façade à un coût raisonnable, il est recommandé de prendre en compte les éléments suivants:

Intégrés ou apposés?

La rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) distingue trois catégories d'installations pour lesquelles s'appliquent différents tarifs d'injection (2003). Une installation est considérée comme intégrée si outre la production d'électricité, elle assure également une autre fonction. Généralement, dans le cas d'une installation intégrée, les modules PV remplacent les tuiles et forment ainsi une couverture de toiture qui draine l'eau de pluie. Une installation PV peut toutefois également entrer dans cette catégorie si elle est intégrée à des fins purement optiques, p. ex. lorsqu'une bordure est réalisée autour d'une installation apposée de manière à ce que la surface de la toiture présente un aspect homogène. Nous présenterons ci-après quelques systèmes typiques classés selon leur domaine d'utilisation.

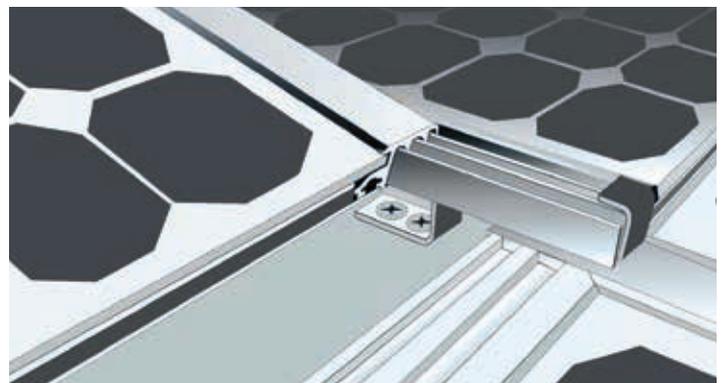
Illustration 53: Système de pose standard pour modules PV sur toitures en tuiles (Tritec AG).

Illustration 54: Sur les toitures en tôle, le système Montavent permet p. ex. la pose d'installations PV avec peu de matériel (Montavent AG).



Illustration 55: Solution typique pour systèmes intégrés à la toiture. Dans le système Solrif, les modules PV sont équipés d'un cadre spécial leur permettant de jouer le rôle des tuiles (Ernst Schweizer Metallbau).

Illustration 56: Système de montage sur mesure pour la façade d'un immeuble administratif (Basler & Hofmann / Stücheli Architekten).



- Création de grandes sections de façade regroupées pour le photovoltaïque (p.ex. bande entourant le bâtiment)
- Utilisation de modules PV dans les formats standard (p.ex. 1 m x 1,6 m); ceux-ci peuvent alors être d'un noir homogène ou même semi-transparents.

Planification d'une installation PV

En Suisse, les installations photovoltaïques sont principalement installées sur des bâtiments. Par conséquent, la planification et la réalisation d'une installation PV est une tâche pluridisciplinaire, qui nécessite le savoir-faire et la qualification d'un couvreur ainsi que d'un électricien.

Calcul de la production énergétique

La production énergétique annuelle d'une installation PV peut être estimée de façon remarquablement précise avec très peu d'indications sur l'installation. La «production annuelle idéale» $E_{\text{idéal}}$ d'une installation PV se calcule selon la formule

$$E_{\text{idéal}}(\text{kWh}) = \frac{P(\text{kW})}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot G \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right)$$

P étant la puissance de l'installation en kW, valable dans les conditions STC (c.-à-d. pour $I_{\text{STC}} = 1 \text{ kW/m}^2$ d'intensité de rayonnement) et G la somme annuelle du rayonnement global en kWh/m². Cette formule énonce qu'une installation PV de 1 kWc exposée à une somme de rayonnement global de 1 000 kWh/m² produit

idéalement une énergie électrique de 1000 kWh. En réalité, la production annuelle de l'installation $E_{\text{réel}}$, qui est effectivement injectée dans le réseau électrique, est généralement plus faible. Cela est dû à toute une série de déperditions, telles que le rendement de l'onduleur, les pertes ohmiques dans les câbles, l'efficacité réduite des modules PV en raison de températures de cellules élevées ou un faible rayonnement global. Le rapport entre la production énergétique réelle et idéale est appelé «Performance Ratio» (PR):

$$\frac{E_{\text{réel}}}{E_{\text{idéal}}} = \text{PR}$$

L'expérience montre que la grande majorité des installations PV possède sur l'année un PR de 75 à 85 % (0,75 à 0,85). Ainsi, si l'on connaît la puissance, le site ainsi que l'orientation et l'inclinaison d'une installation PV planifiée, on peut prédire de façon relativement précise le rendement de l'installation, en utilisant un PR estimé de 80 % (0,8):

$$E_{\text{réel}} = \text{PR} \cdot E_{\text{idéal}}$$

Prenons comme exemple de calcul une installation PV de 5 kWc bien orientée vers le sud et exposée à une somme de rayonnement global annuelle de 1200 kWh/(m²an). Le rendement énergétique annuel s'élève, dans l'hypothèse d'un PR de 80 %, à $0,8 \cdot 5 \cdot 1200 = 4800 \text{ kWh}$. Des programmes de simulation permettent d'estimer encore plus précisément la production énergétique. Toutefois, une précision supérieure du calcul

Avantage pour le réseau électrique

Sans accumulateur, on ne peut généralement consommer sur place, sur une année, que de faibles quantités produites d'une installation PV. Les accumulateurs à batterie destinés au stockage de la production journalière d'une installation PV coûtent aujourd'hui à peu près le même prix que l'installation PV elle-même. Les accumulateurs à batterie saisonniers, quant à eux, sont aussi inabordables qu'inefficaces, en raison de l'autodécharge des batteries. Lorsqu'une installation PV est construite à proximité d'un réseau électrique, elle doit donc être reliée à celui-ci. Les systèmes en îlotage ne sont aujourd'hui intéressants que si aucun réseau électrique n'est disponible.

Illustration 57: Installation PV intégrée au bâtiment sur le campus Novartis à Bâle.



est à double tranchant: Les grandes inconnues sont entre autres la somme de rayonnement global réel, l'encrassement des modules PV et le comportement en température et en faible éclairage des modules PV. Ces facteurs influent davantage sur le résultat que les erreurs d'une méthode de calcul simplifiée. En règle générale, on peut donc renoncer à une simulation précise de la production pour les installations PV sans ombrage partiel important.

Dans le cas d'une installation PV typique sur le Plateau suisse, env. les deux tiers de la production annuelle sont concentrés dans la saison d'été, le dernier tiers intervenant dans la saison d'hiver. L'illustration 58 montre la puissance d'une installation PV sur une année. La production énergétique d'une seule journée peut fortement varier selon les conditions météorologiques. L'illustration 59 montre les variations journalières d'une installation PV par une journée

ensoleillée et par une journée nuageuse, ainsi que la consommation quotidienne d'un ménage (profil de charge normalisé et variations journalières réalistes) dont la consommation annuelle coïncide avec la production annuelle de l'installation PV. Sur le Plateau suisse, une installation PV

Heures à pleine charge

Les heures à pleine charge ou heures de régime nominal désignent le temps cumulé, sur une année, pendant lequel une installation PV fonctionne à la puissance nominale. Si une installation PV de 5 kWc produit une énergie électrique de 4800 kWh, cela signifie qu'elle fonctionne pendant $4800 \text{ kWh} / 5 \text{ kW} = 960$ heures. Les bonnes installations PV atteignent, sur le Plateau suisse, presque 1000 heures à pleine charge.

Illustration 58: Puissance d'une installation PV de 10 kWc à Berne avec un onduleur 8 kW, sur une année. La production énergétique dans l'année représentée s'élève à 10 615 kWh (Basler & Hofmann).

Puissance (W)

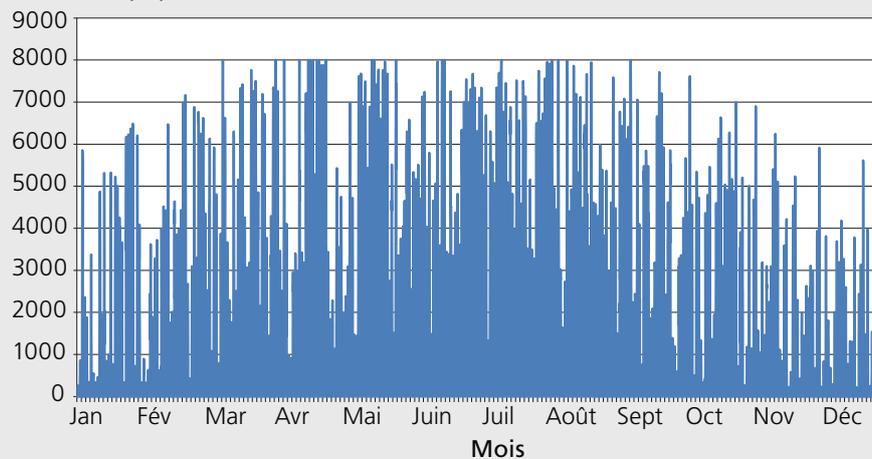
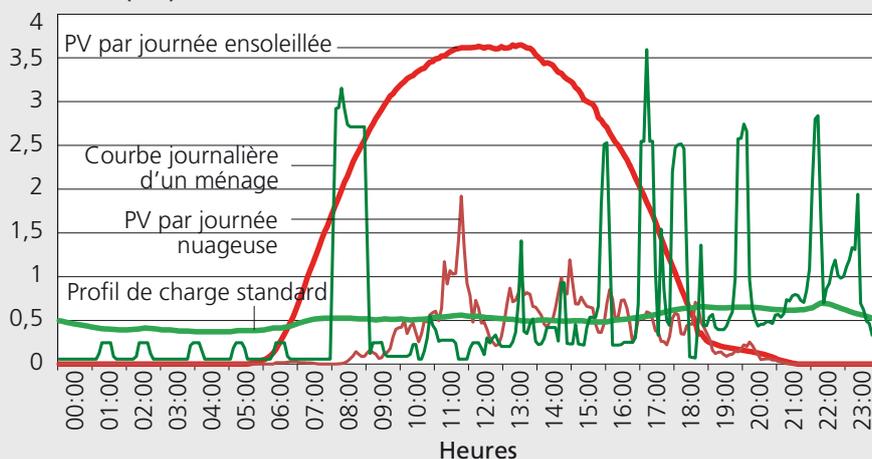


Illustration 59: Courbe journalière d'une installation PV de 5 kWc dotée d'un onduleur 4 kW lors d'une journée de juin ensoleillée et nuageuse. Les modules PV sont orientés vers l'est avec un écart de 40° par rapport au sud et sont inclinés de 20°. Sont représentés en superposition un profil de charge standard pour des ménages ainsi qu'une courbe de charge journalière réelle d'un ménage. La consommation annuelle des profils des ménages, de 4500 kWh, correspond approximativement à la production annuelle de l'installation PV (Basler & Hofmann).

Puissance (kW)



Des modules PV en façade?

Par rapport à une installation PV orientée de façon optimale, la production énergétique d'une installation PV installée sur la façade sud sur le Plateau suisse est env. 30 % plus faible. Pour une installation placée sur la façade est ou ouest, la différence est d'env. 50 %. L'amortissement énergétique reste toutefois inférieur à env. 5 ans, ce qui rend l'installation de façade intéressante sur le plan écologique. Les coûts d'une installation de façade, en raison d'exigences esthétiques élevées, sont souvent supérieurs à ceux d'une installation de toiture. Toutefois, si l'on substitue une installation PV à une façade alternative haut de gamme également très coûteuse, l'installation peut n'engendrer que des frais supplémentaires faibles, voire nuls. Les installations de façade en montagne sont également intéressantes: En raison du rayonnement incident élevé en hiver, le rendement énergétique peut être plus élevé que celui d'une installation de toiture.

orientée vers le sud, avec un angle d'inclinaison d'env. 30 à 45°, donne les meilleurs rendements. Toutefois, des écarts relativement importants par rapport à cette orientation optimale n'entraînent pas de baisses considérables du rendement énergétique. Ainsi, sur un toit plat sur lequel les modules sont installés à l'horizontale et non inclinés, on atteint encore p.ex. env. 90 % du rendement énergétique maximal, tout du moins dans des régions peu enneigées (illustr. 60 et 61).

Dimensionnement du module PV et de l'onduleur

Aujourd'hui, presque tous les modules PV sont compatibles avec presque tous les onduleurs. Pour garantir cette compatibilité, les principes suivants doivent être respectés:

- La tension de branche maximale ne doit pas dépasser la tension d'entrée maximale admissible de l'onduleur.
- L'intensité maximale de toutes les branches ne doit pas dépasser l'intensité d'entrée maximale admissible de l'onduleur.
- Certains modules PV doivent être mis à la terre. Dans ce cas, l'onduleur doit disposer d'une séparation galvanique côté courant continu et courant alternatif (transformateur).
- Les puissances du module PV et de l'onduleur doivent être adaptées l'une à l'autre. Le dernier point reste controversé: Etant donné que la puissance nominale des mo-

Illustration 60: Rendement énergétique relatif d'installations PV sur des surfaces orientées différemment en pour cent du maximum (Swissolar).

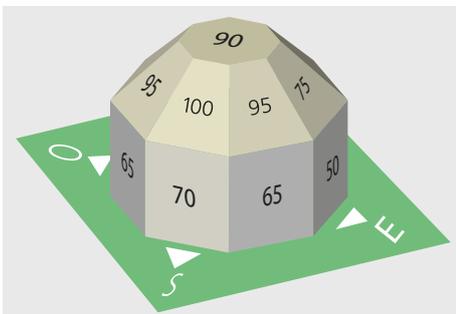
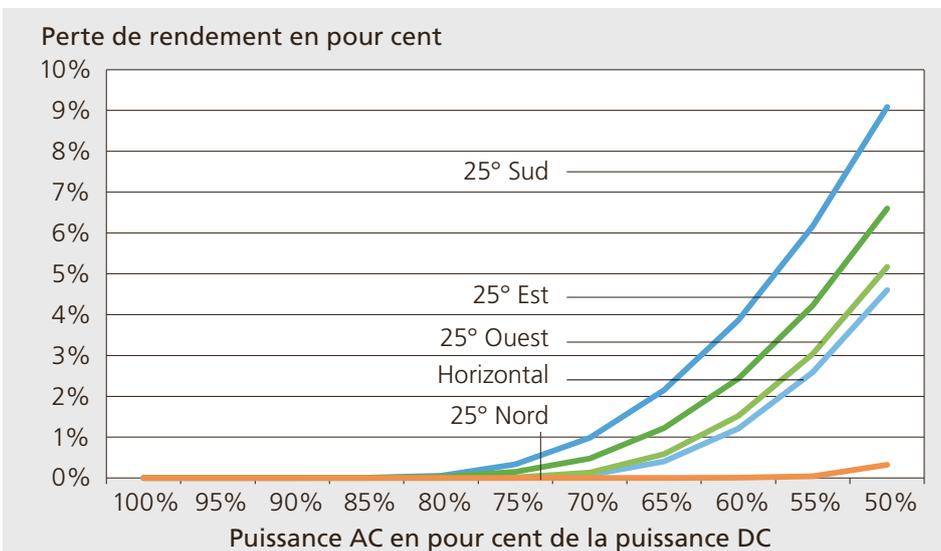


Illustration 61: Perte de rendement en fonction du dimensionnement de l'onduleur pour une installation PV à Zurich (Basler & Hofmann).



dules PV n'est que rarement atteinte, voire jamais pour les modules mal orientés, l'onduleur peut être dimensionné plus petit que les modules PV. Mais à quel point? L'illustration 61 montre les pertes production énergétique en fonction de la taille de l'onduleur pour une installation réalisée à Zurich. Plus l'onduleur est petit, plus bas sont les coûts de l'onduleur et du raccordement au réseau. Ces économies doivent être comparées aux pertes de rendement attendues, afin d'en déduire la dimension optimale de l'onduleur. Malgré des modules PV toujours moins chers, on peut admettre des pertes de rendement d'env. 1 à 2 %. Pour une installation orientée de façon optimale vers le sud à Berne, on peut admettre des puissances d'onduleur d'env. 70 % de celle des modules. Une installation placée à l'horizontale ne nécessite que des onduleurs di-

mensionnés à 60 %, pour injecter dans le réseau 99 % de l'énergie solaire.

Angle d'inclinaison des modules PV

Sur une toiture plate, l'angle d'inclinaison des modules PV peut en principe être choisi librement. Plus l'inclinaison des modules PV se rapproche de l'inclinaison optimale (en Suisse env. 35°), plus la production énergétique annuelle de chaque module individuel est importante. En contrepartie, il faut toutefois augmenter la distance entre les modules afin qu'ils ne se fassent pas de l'ombre mutuellement. C'est pourquoi on doit installer moins de modules sur un même toit. Il faut donc inévitablement parvenir à déterminer où se situe le compromis optimal. L'illustration 62 montre à titre d'exemple, pour une toiture plate de 100 m², les productions énergétiques relatives et absolues en fonction de l'angle d'inclinaison. Deux principes généraux ressortent nettement: Premièrement, l'optimisation de l'angle d'inclinaison des modules PV permet une augmentation de la production de chaque module d'env. 10 %. Deuxièmement, en raison des écarts accrus entre les rangées de modules, on ne peut installer que nettement moins de modules sur le toit, de sorte que la production énergétique totale diminue de plus de moitié. La question de l'optimisation financière dépend quant à elle fortement de la répartition entre coûts de projet fixes et coûts variables. Si les

Le dimensionnement de l'onduleur dépend du lieu d'installation!

Les installations PV situées dans des régions très ensoleillées requièrent des précautions toutes particulières: Ainsi, dans le cas d'une installation PV au Jungfraujoch, même avec un dimensionnement 1:1 de l'onduleur, il faut prendre en compte jusqu'à 3 % de perte de rendement en raison des pointes de puissance multiples. Dans ce cas, il peut être intéressant, voire nécessaire, de choisir un onduleur plus puissant que celle des modules.

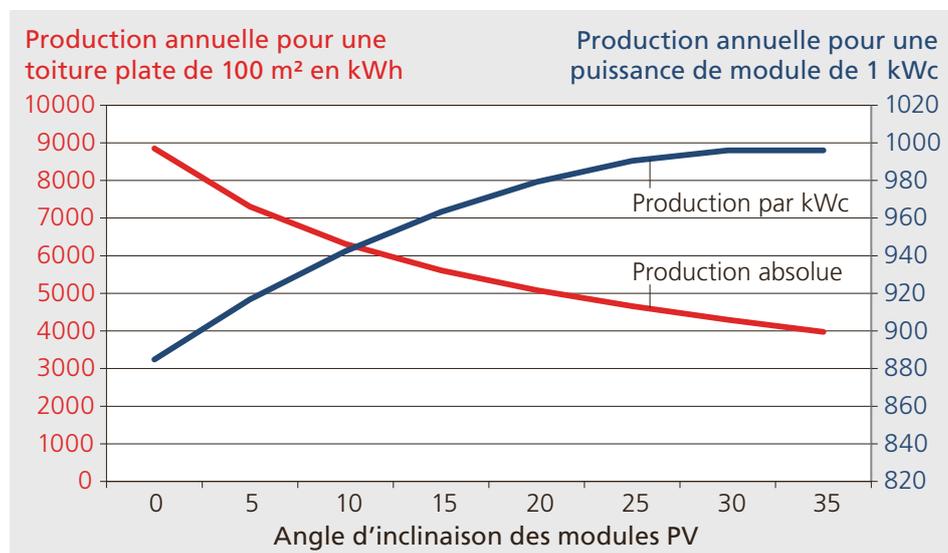


Illustration 62: Plus l'inclinaison des modules augmente, plus la production par module PV augmente, mais plus la production globale d'une surface de toit donnée baisse. L'encrassement accru des modules en présence de faibles angles d'inclinaison n'est pas pris en compte. Une inclinaison des modules inférieure à 5° n'est donc pas recommandée (Basler & Hofmann).

coûts sont majoritairement fixes (p. ex. pour un petit toit avec un effort de planification élevé), il faut alors opter pour une installation de taille maximale, c.-à-d. un angle d'inclinaison plus faible. A l'inverse, si les coûts fixes sont faibles (p. ex. dans le cas d'un gros projet), les modules doivent être davantage inclinés afin d'optimiser le projet sur le plan financier. De façon générale, on peut toutefois affirmer qu'avec des prix de modules en constante baisse pour des coûts fixes en stagnation voire en augmentation, la solution la plus appropriée reste très souvent celle de l'installation des modules avec de faibles angles d'inclinaison. A l'avenir, il conviendra d'optimiser non plus le simple module, mais toute la surface de la toiture.

Gestion de l'ombre

Les ombres projetées sur les installations PV causent des chutes de puissance disproportionnées. Elles peuvent avoir des causes très diverses et sont notamment critiques lorsqu'elles projettent sur les modules une ombre portée. L'illustration 63 montre un exemple d'installation photovoltaïque partiellement ombragée.

La gestion de l'ombre implique le respect des principes suivants:

- Par principe, éviter au maximum tout ombrage.
- Si des ombres sont consciemment prises en considération (comme p. ex. dans l'il-

lustration 63), leurs conséquences doivent être estimées ou simulées. Attention, même dans les meilleures simulations, de grandes incertitudes persistent.

- Les modules ombragés simultanément doivent dans la mesure du possible être intégrés dans la même branche, même si cela augmente légèrement les travaux de câblage.

- Mieux vaut renoncer complètement aux modules individuels fortement ombragés, ou les remplacer par des modules aveugles.

- Les situations d'ombrage complexes doivent être gérées avec de courtes branches (petits onduleurs ou circuits parallèles), avec des onduleurs dotés de plusieurs trackers MPP ou même avec des onduleurs de modules ou des optimisations de puissance.

Installation électrique

On distingue en principe l'installation AC (installation de courant alternatif, de l'onduleur au réseau électrique) et l'installation DC (installation de courant continu, de l'onduleur aux modules PV). Côté AC, une installation PV doit être traitée essentiellement comme une charge: Les câbles, interrupteurs ou fusibles doivent être dimensionnés dans le bâtiment comme si l'onduleur était une charge, avec la même puissance nominale. Si un autre consommateur est raccordé à un point de raccordement donné à côté de l'installation PV, les intensités maximales des onduleurs et des consommateurs ne doivent pas être additionnées pour le dimensionnement de l'alimentation; celle-ci doit simplement être dimensionnée en fonction de la plus

Illustration 63: Ombrage pris en compte consciemment. Les modules doivent être reliés parallèlement au bord de l'ombre pour minimiser les effets de l'ombre (Basler & Hofmann).

La neige tient-elle sur les modules?

Par rapport aux tuiles de toit, les modules PV possèdent une surface lisse qui permet à la neige de glisser plus facilement. Toutefois, si la neige reste sur les modules, c'est principalement dans une période où le rendement énergétique sur le Plateau suisse est de toute façon faible. Pour le bilan énergétique annuel en plaine, la neige peut ainsi être quasiment négligée. Il en va différemment en montagne: Outre des quantités de neige plus importantes, le rayonnement incident en montagne pendant les mois d'hiver est nettement plus élevé qu'en plaine. Il est donc intéressant, dans le cas d'une installation PV de montagne, d'incliner davantage les modules (> 30°) et de veiller à ce qu'il y ait suffisamment de place au sol pour que la neige puisse facilement glisser. Que l'on soit ou non en montagne, la neige doit dans tous les cas être prise en compte dans le dimensionnement de crochets à neige et dans la statique du système de montage.



grande des deux intensités. Cela peut avoir des conséquences importantes en termes de coût de l'installation (voir l'encadré «Système centralisé ou décentralisé?»).

Interrupteurs et disjoncteurs

Côté AC et DC, chaque onduleur doit pouvoir être commuté par les câbles de raccordement. Le dispositif de commutation côté AC doit en outre être protégé contre tout réenclenchement involontaire. Concrètement, cela signifie qu'à toute installation PV est associé un interrupteur principal AC, qui doit en règle générale être verrouillable. Si l'interrupteur et l'onduleur sont à portée de vue l'un de l'autre, la fonction de verrouillage n'est pas nécessaire. Les interrupteurs DC sont souvent intégrés dans l'onduleur. Dans le cas des petits onduleurs, les fiches des câbles de branche peuvent être considérés comme des interrupteurs DC. Si l'onduleur se trouve dans une zone à risque d'inondation (p. ex. dans la cave d'un bâtiment près d'une rivière), il convient de prévoir des postes de commutation appropriés en dehors de la zone menacée.

Bien entendu, chaque onduleur est garanti sans tension côté AC lorsque l'interrupteur principal est désactivé. Le côté DC, par contre, reste sous tension indépendamment de l'état de fonctionnement de l'onduleur dès que les modules PV sont exposés à la lumière.

Dans certains cas, il est intéressant d'installer des interrupteurs ou disjoncteurs supplémentaires. Côté AC, dans des installations relativement grandes, on installe souvent dans une distribution secondaire un poste de sectionnement supplémentaire pour l'ensemble de l'installation, tandis que côté DC, en présence de longues lignes DC, on installe généralement un interrupteur dans un boîtier collecteur à proximité des modules PV. Si celui-ci peut être déclenché à distance, il est également appelé «interrupteur pompier». Toutefois, plus l'onduleur est proche des modules PV, moins il est utile d'installer un interrupteur pompier: Celui-ci ne protège plus qu'un petit tronçon de câble et représente lui-

même une source d'erreur potentielle, à l'instar de tout composant électrique.

Compteur d'électricité

La revente totale ou partielle de l'électricité d'une installation PV requiert l'installation d'un compteur d'électricité étalonné. Selon l'accord passé avec le fournisseur d'électricité, différentes positions du compteur peuvent être utilisées.

■ **Mesure de l'excédent (illustr. 64):** Dans le cas de la mesure de l'excédent, on mesure le besoin en électricité d'un bâtiment et l'injection d'une installation PV sous forme de somme au niveau d'un unique compteur. Le compteur effectue donc une mesure bidirectionnelle et dispose de deux registres de comptage séparés. Dans un premier registre, il décompte l'électricité consommée, dans un second registre l'électricité produite. Si, à un moment donné, l'installation PV produit une quantité de courant précisément égale à celle consommée dans le bâtiment, le compteur ne bouge pas. Si, à la fin de la période de calcul, le courant injecté est soustrait du courant consommé, on parle d'une mesure de solde ou mesure nette. La mesure de l'excédent n'est aujourd'hui pas autorisée pour les installations PV bénéficiant de la RPC.

Qui peut se charger de l'installation?

Dans la réalisation d'une installation PV, couvreurs et électriciens travaillent main dans la main. Le principe suivant s'applique habituellement (été 2013): Les installations électriques fixes ne doivent être réalisées que par des personnes bénéficiant d'une autorisation d'installation de l'Inspection fédérale des installations à courant fort (IFICF). Le couvreur peut cependant brancher les connecteurs des modules.

Système centralisé ou décentralisé?

Les installations PV sont des installations de production d'énergie décentralisées. L'électricité solaire est produite à proximité du consommateur et ne doit pas être transportée dans de longues lignes électriques. Ce concept peut être appliqué dans le bâtiment. Ainsi, dans les grands complexes immobiliers, il est souvent avantageux de raccorder l'installation PV non pas via de longues lignes jusque dans la distribution principale, mais en petites unités, directement aux distributions secondaires décentralisées. Cela permet non seulement de faire baisser les coûts d'installation, mais également de réduire les déperditions d'énergie dans les lignes électriques.

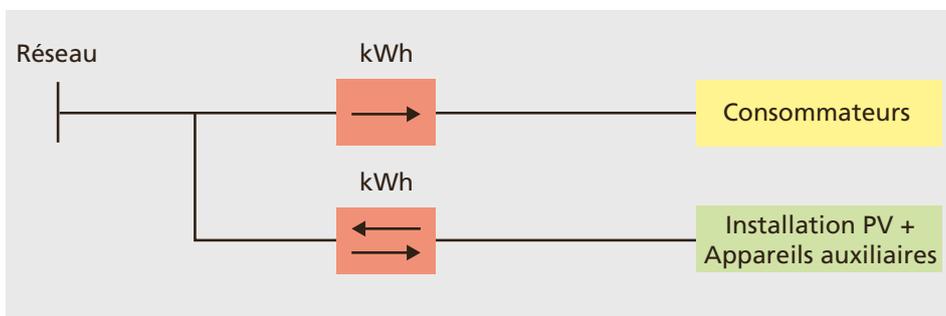
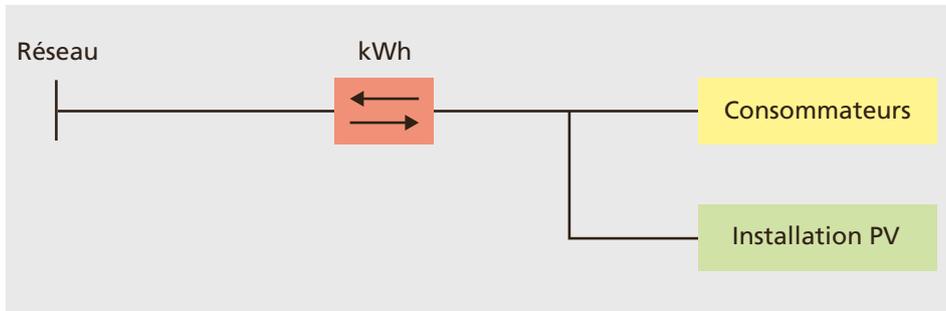
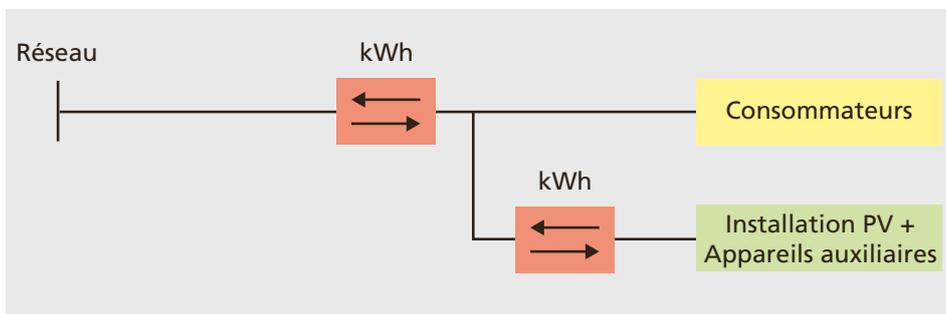


Illustration 64: Mesure de l'excédent

Illustration 65: Mesure de la production

Illustration 66: Mesure combinée



Une mesure est-elle vraiment nécessaire?

En règle générale, oui. En dernier recours, c'est le fournisseur d'électricité qui prescrit ce qui doit être mesuré et de quelle manière. De façon générale, les principes suivants s'appliquent:

- Toute production d'électricité doit être relevée par un système de mesure, quelle que soit sa forme.
- Les installations PV d'une puissance supérieure à 30 kW doivent être équipées d'une mesure de la courbe de charge (avec surveillance à distance par le fournisseur d'électricité) pour la garantie d'origine; les coûts associés sont généralement pris en charge par le producteur d'électricité solaire.
- Le fournisseur d'électricité peut édicter des règles avec certaines restrictions et facturer au producteur d'électricité les coûts associés.

Plus d'interrupteurs ne signifie pas plus de sécurité!

Avec le boom solaire de ces dernières années, on a également assisté à un boom de directives spontanées, insuffisamment réfléchies et parfois non autorisées, émanant des autorités, des pompiers ou des assurances. La prescription forfaitaire d'un interrupteur pompier en est le plus parfait exemple. Chaque interrupteur supplémentaire augmente le coût d'une installation PV, mais pas nécessairement sa sécurité. En effet, chaque poste de commutation constitue également un risque de défaillance potentiel. Pour chaque installation PV, il convient de choisir individuellement la meilleure solution. Ainsi, l'installation de l'onduleur à proximité immédiate des modules PV est souvent non seulement une solution plus sûre que l'ajout d'un interrupteur pompier, mais également la solution la moins coûteuse.

■ **Mesure du courant injecté (illustr. 65):** Dans le cas de ce circuit de compteur, le courant solaire est injecté dans le réseau indépendamment des consommateurs. Le compteur des consommateurs n'est donc pas déchargé par l'installation PV et indique la consommation du bâtiment indépendamment de la production d'électricité solaire.

■ **Mesure combinée (illustr. 66):** Le circuit fonctionne, sur le plan administratif, de la même manière que la mesure du courant injecté mais est techniquement similaire à la mesure de l'excédent. Au niveau d'un unique compteur central situé à l'entrée du bâtiment, l'électricité est mesurée de façon bidirectionnelle. La production et la consommation ne peuvent pas être différenciées au niveau de ce compteur. Au niveau de l'installation PV est installé un second compteur également bidirectionnel, qui mesure uniquement la production et le besoin en énergie auxiliaire de l'installation PV. Grâce à la mesure des deux compteurs, le fournisseur d'électricité peut ainsi déterminer séparément la production et la consommation du bâtiment concerné.

Le circuit arrière est intéressant lorsque l'électricité solaire est revendue ou relevée séparément, mais que l'injection de l'électricité doit s'effectuer de façon décentralisée dans un bâtiment ou dans une zone. C'est souvent le cas des grands bâtiments industriels, dans lesquels l'injection de l'électricité solaire dans la distribution principale nécessiterait la réalisation d'un réseau électrique supplémentaire dans le bâtiment et ainsi un effort de câblage important, avec les pertes de réseau associées.

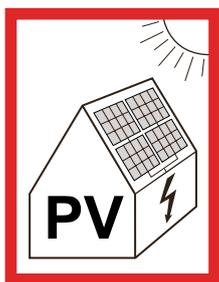


Illustration 67: Panneau indicatif pour les pompiers. Une meilleure information est l'un des principaux facteurs d'augmentation de la sécurité d'une installation PV (pompiers de Filderstadt).

PV et pompiers

Heureusement, il est très rare qu'une installation PV soit impliquée dans un incendie. Et la plupart du temps, le feu n'est pas déclenché par l'installation PV elle-même. Néanmoins, lorsqu'un bâtiment brûle, les risques sont nombreux: Outre le danger du feu lui-même, la statique du bâtiment peut p. ex. ne plus être garantie, d'où un risque d'effondrement. Lorsqu'un bâti-

ment en feu comporte une installation PV, les pompiers doivent relever deux défis supplémentaires:

■ Parfois, les modules PV gênent l'accès au toit. En outre, selon l'installation, ils peuvent tomber plus facilement du toit que les tuiles traditionnelles et présenter ainsi un risque de chute de débris plus important.

■ L'installation électrique entre les modules PV et les onduleurs est sous tension en présence de lumière du jour, même après l'arrêt ou la désactivation de l'installation PV,

Faut-il nettoyer les installations PV?

Une installation PV ne doit être nettoyée que si la chute de rendement due à l'encrassement est supérieure au coût du nettoyage. Avec les prix de plus en plus bas des installations, ce cas se présente de plus en plus rarement. Les installations PV sont en outre en principe autonettoyantes: La majeure partie de l'encrassement (p. ex. pollen au printemps) est lavée par la pluie et ne nécessite aucun nettoyage. En général, le nettoyage s'impose seulement lorsqu'une couche de saleté croît sur les cellules solaires à partir du bord du module, ce qui peut se produire après 3 à 10 ans selon l'angle d'inclinaison. Les installations PV présentant de faibles inclinaisons des modules (moins de 10° env.) tendent à être davantage encrassées et doivent donc être nettoyées.

Réseaux intelligents

Tandis que quelques rares installations PV déchargent encore le réseau électrique, de très nombreuses installations présentes sur un même site peuvent engendrer une charge supplémentaire du réseau. Dans ce cas, c'est le gestionnaire de réseau de distribution compétent qui détermine les mesures à prendre.

Les onduleurs proposent aujourd'hui, dans la configuration standard, toute une série de fonctions permettant de soutenir les réseaux. Ils sont capables de limiter la puissance automatiquement ou à distance, de régler le facteur de puissance (c.-à-d. de consommer ou d'injecter la puissance réactive) ou de mettre à disposition à tout moment les données de mesures souhaitées. Ils sont aujourd'hui déjà préparés à des «réseaux intelligents» (Smart grids).

Les réseaux, pour leur part, n'en sont pas encore là en Suisse. Ils sont d'ailleurs pour le moment exploités de façon uniquement passive, sans aucune régulation automatique comme pour les réseaux à grande distance. Avec des durées d'amortissement de l'infrastructure des réseaux de plusieurs décennies, on peut comprendre que le passage d'un réseau traditionnel à un réseau intelligent ne puisse pas s'effectuer du jour au lendemain. Il serait toutefois souhaitable que les installations PV puissent réellement utiliser les fonctions d'assistance du réseau qu'elles ont déjà intégré aujourd'hui.

c'est pourquoi il ne faut jamais toucher les câbles DC sans protection.

Ces deux risques ne sont pas nouveaux pour les pompiers et peuvent être réduits comme suit:

- Information: Le point le plus important est l'information, ou la collaboration avec les pompiers. En règle générale, ceux-ci évaluent le risque supplémentaire, en cas d'intervention d'extinction, comme faible s'ils disposent d'informations sur l'installation PV. La pose d'avertissements et de plans simplifiés de l'installation constitue une mesure concrète d'amélioration de l'information.
- Protection accrue contre tout contact avec les lignes DC, p. ex. en posant celles-ci dans des tubes métalliques.
- Utilisation de goulottes de câbles présentant des classes de résistance au feu élevées.
- Installation des onduleurs à proximité des modules PV afin de réduire la longueur des lignes DC.
- Pose des lignes DC à l'extérieur du bâtiment.
- Pas de lignes DC dans les issues de secours et voie d'accès.
- Dans les parties combustibles du bâtiment, protection particulièrement soignée des lignes DC.
- Possibilité de déconnexion à distance des longues lignes DC à l'aide d'un interrupteur pompier.

Exploitation et entretien

Une installation PV doit pouvoir injecter de l'électricité dans le réseau pendant des années sans connaître aucun dysfonctionnement. Afin de le garantir, il est nécessaire de procéder à certains contrôles et travaux d'entretien. La plupart des dysfonctionnements sont de grands classiques:

- Le système de communication chargé de signaler les dysfonctionnements est lui-même, par expérience, l'élément le plus sensible de l'installation PV.
- La plupart des onduleurs fonctionnent certes de façon très fiable, mais possèdent une espérance de vie inférieure à celle de l'installation PV. Il faut donc envisager de

les remplacer une fois sur une période de 20 à 30 ans d'exploitation.

La gestion classique d'une installation PV comprend, outre la surveillance automatique de la production et la transmission des alarmes en cas de dysfonctionnement, un contrôle régulier par un spécialiste. La période de contrôle prescrite correspond à celle du bâtiment sur lequel se trouve l'installation. Il est en outre recommandé de réaliser tous les un à cinq ans un contrôle des points suivants:

- Contrôle visuel de tous les composants installés
- Modifications mécaniques de la sous-structure
- Logement correct de toutes les connexions (y compris mises à la terre, cofret de raccordement de générateur etc.)
- Etat et installation des câbles (notamment câbles de branches à l'extérieur)
- Encrassement (notamment bord inférieur des modules)
- Gros œuvre de la toiture, croissance de plantes
- Si la surveillance ne s'effectue pas automatiquement: intensités DC (I_{MPP}) et tensions DC (U_{OC}), éventuellement valeurs d'isolation.

PV sur toitures végétalisées

La combinaison d'une installation photovoltaïque et d'une toiture végétalisée est intéressante sur le plan écologique. Grâce aux ombres projetées par l'installation PV, la diversité des espèces présentes sur une toiture végétalisée augmente. Lors de la construction d'une installation PV sur une toiture végétalisée, il convient toutefois de prévoir une distance nettement plus élevée entre le substrat de la toiture et les modules PV, par rapport à une installation comparable sur une toiture en gravier. Les systèmes spéciaux pour toitures végétalisées présentent la plupart du temps une distance au substrat d'env. 40 cm. La prise au vent est donc plus importante, le système de montage doit répondre à des exigences accrues, accroissant ainsi la charge de toit. En outre, à l'inverse d'un toit avec gravier ou avec membrane de bitume, une

toiture végétalisée ne peut pas être garnie de modules PV sur toute sa surface, ce qui réduit la puissance maximale de l'installation. L'entretien de l'installation PV n'est pas différent avec une toiture végétalisée, bien qu'il faille de temps en temps couper les plantes, qui ne doivent jamais dépasser du bord inférieur des modules.

Exemples d'installations

Maison familiale

Dans une maison familiale construite selon le standard Minergie-P à Küsnacht, une toiture légèrement inclinée a été intégralement recouverte de modules PV. L'installation PV injecte chaque année dans le réseau env. 3 fois la quantité d'énergie électrique consommée par le bâtiment lui-même. Cette maison a reçu en 2011 le Prix Solaire Suisse.

Illustration 68: Maison à énergie positive à Küsnacht dotée d'une installation PV de 13,2 kWc intégrée dans la toiture (Huber, Metzler, Rufer).

Tableau 12: Données relatives à la maison familiale de Küsnacht.



Maison familiale Minergie-P à Küsnacht	
Mise en service	Décembre 2010
Puissance de l'installation / Surface des modules	13,2 kWc / 75 m ²
Modules PV	60 Sunpower SPR 220 blk, 220 Wc
Onduleur	Fronius IG Plus 150-3, 12 kW
Système de montage	Solrif
Orientation	35° ouest, 15° d'inclinaison
Rendement énergétique annuel	Env. 13 000 kWh

ter au maximum les surfaces de toiture, les modules ont pour certains été installés avec seulement 3 degrés d'inclinaison.

Applications spéciales

Cellules solaires colorées

Les cellules solaires traditionnelles sont soit noires, soit bleutées (cellules cristallines et certaines cellules à couche mince), ou encore rougeâtres (cellules à couche mince). Dans le cas des cellules en silicium cristallin, quelques fabricants produisent toutefois des cellules dans différentes couleurs (et formes). Tous ont cependant les trois éléments suivants en commun:

1. Ces cellules possèdent un rendement inférieur aux cellules non colorées (env. 1 à 3 %).
2. Ces cellules sont légèrement plus chères que les cellules non colorées.
3. L'intensité des couleurs est faible, toutes les couleurs sont relativement sombres et mates. Les tons rappellent les couleurs de la terre.

Illustration 69: Centre de maintenance de marchandises de la société Pistor AG à Rothenburg doté d'une installation PV apposée d'une puissance de 850 kWp.

Tableau 13: Données relatives à l'installation PV de la société Pistor AG – Edisun Power AG.



Halle industrielle à Rothenburg	
Mise en service	Novembre 2010
Puissance de l'installation / Surface des modules	850 kWc / 6092 m ²
Modules PV	3692 REC 230 AE, 230 Wc
Onduleur	26 SMA STP 17000 TL, 17 kW, 1 Sputnik Solarmax 300C, 300 kW
Système de montage	Spécifique au client
Orientation	Diverse, minimum 3° d'inclinaison
Rendement énergétique annuel	Env. 720 000 kWh

Capteurs hybrides

L'idée n'est pas nouvelle: Produire de la chaleur et de l'électricité dans un même capteur. La difficulté, dans ce cas, réside dans le fait qu'un bon capteur thermique possède une température de stagnation la plus élevée possible, tandis que les cellules solaires, en fonctionnement, doivent être les plus froides possibles. Pour que la température des cellules solaires reste faible, il faut donc évacuer une grande quantité de chaleur basse température (30 à 40 °C). Cela n'est aujourd'hui possible qu'à l'aide d'accumulateurs thermiques longue durée, notamment géothermiques. Les obstacles financiers et techniques au raccordement de tels accumulateurs expliquent en partie pourquoi les capteurs hybrides sont aujourd'hui très peu utilisés.

Systèmes hybrides (PV-diesel)

Dans les pays possédant une mauvaise infrastructure électrique, mais également dans les régions isolées de pays industrialisés, le générateur diesel représente aujourd'hui encore l'une des principales sources de production d'électricité. Dans la plupart des régions du monde, l'électricité solaire est toutefois aujourd'hui déjà moins chère que l'électricité produite par des générateurs diesel. Sans grandes adaptations de ces systèmes, on peut utiliser une partie d'électricité solaire pour économiser du diesel. Néanmoins, si l'électricité solaire doit être la source d'énergie primaire, une nouvelle gestion de l'énergie et une certaine capacité d'accumulation sont généralement requises.

Systèmes en îlotage

Il y a à peine quelques années, les systèmes en îlotage représentaient encore la principale voie de développement des modules PV. La plupart du temps, par l'intégration d'une batterie au plomb, quelques modules PV alimentaient un bâtiment éloigné du réseau électrique. Malgré une popularité croissante de ces systèmes, ils ne jouent plus aujourd'hui qu'un rôle secondaire en raison de la dominance des installations PV raccordées au réseau sur le marché mondial du photovoltaïque.

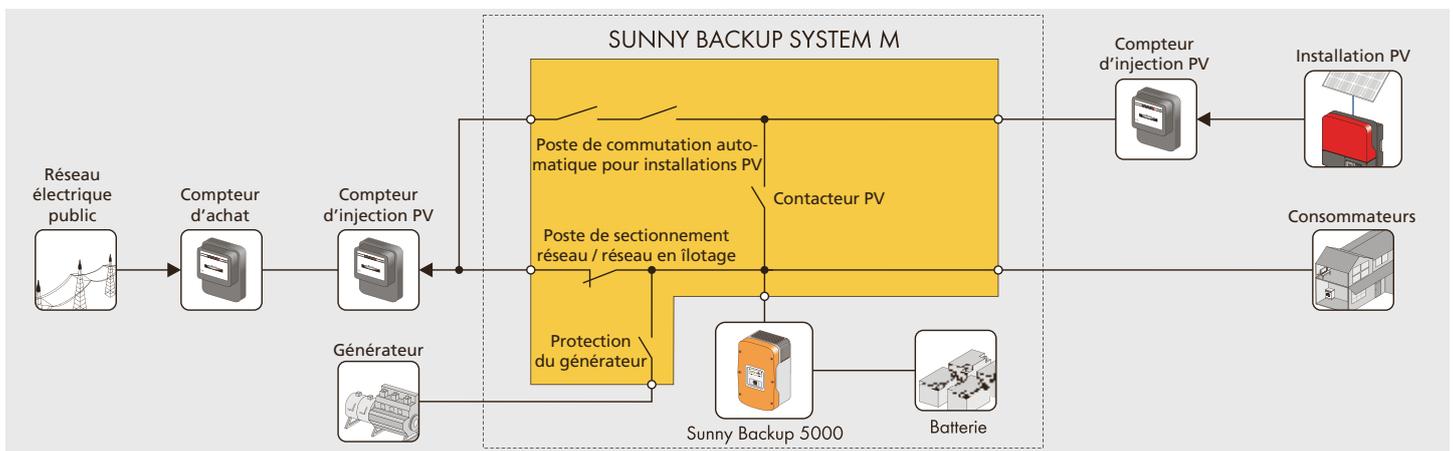
Systèmes solaires mobiles et intégrés

On retrouve du photovoltaïque dans différents appareils et systèmes mobiles: Les feux de signalisation mobiles, les parcimètres, les calculatrices de poche mais également les satellites sont équipés depuis des années de cellules solaires. La plupart du temps, l'objectif est de minimiser les coûts: L'électricité solaire, associée à un accumulateur, est souvent moins chère que le raccordement de l'appareil à l'aide d'un câble ou le changement régulier d'une batterie, notamment pour les appareils peu gourmands en énergie.

Systèmes autonomes et systèmes de gestion de l'énergie

A partir des systèmes en îlotage et des alimentations sans coupure (ASC) ce sont les systèmes de secours (illustr. 70) et plus récemment les systèmes de gestion de l'énergie qui se sont tout d'abord développés. Tous ces systèmes ont en commun le fait de pouvoir exploiter une installation PV

Illustration 70: Système autonome de SMA pour l'intégration d'installations PV, de batteries et de générateurs diesel (SMA Solar Technology AG).



ainsi que des consommateurs avec ou sans raccordement au réseau. Les systèmes autonomes sont en premier lieu utilisés pour accroître la sécurité d'approvisionnement, tandis que les systèmes de gestion de l'énergie, grâce à leurs atouts économiques, diminuent la consommation propre et déchargent ainsi le réseau électrique. Les deux systèmes représentent aujourd'hui, par rapport aux installations classiques reliées au réseau, une part de marché relativement faible et en régression.

Installations PV à concentrateurs (CPV)

On sait certes fabriquer aujourd'hui des cellules solaires ayant un rendement pouvant atteindre 40 %, mais on ne sait généralement pas les utiliser de façon économique et écologique. Les CPV proposent un début de solution: Sur une cellule haute puissance de la taille d'un ongle, la lumière du soleil est concentrée jusqu'à 500 fois à l'aide d'un système de lentilles. Les notions de coût et d'écologie de la cellule ne jouent alors qu'un rôle secondaire, toutefois le système global est nettement plus complexe, notamment en raison du système de guidage requis. L'avantage financier initial de ces systèmes a quasiment disparu en raison de la forte chute des prix des cellules

solaires traditionnelles, de sorte que la part de marché des CPV est aujourd'hui réduite, et en constante régression.

Rentabilité

Prix des installations

A mesure que les prix des modules PV ont chuté, la pression sur les prix s'est répercutée sur d'autres composants des installations PV ainsi que sur l'intervention de l'installateur, de sorte qu'une installation PV clé en main ne coûte plus aujourd'hui qu'env. la moitié à un quart de ce qu'elle coûtait il y a 10 ans (illustr. 71). Les coûts spécifiques du projet sont donc aujourd'hui d'autant plus conséquents.

Malgré tout, notamment pour les petites installations PV, les coûts restent nettement plus élevés en Suisse qu'en Allemagne (tabl. 14). Outre les facteurs traditionnels de «l'îlot de cherté Suisse», cela est également dû à la taille encore relativement petite du marché suisse et au manque d'efficacité qui en résulte dans la chaîne de valeur ajoutée globale.

Instruments de subvention

Avec la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), la Suisse dispose d'un

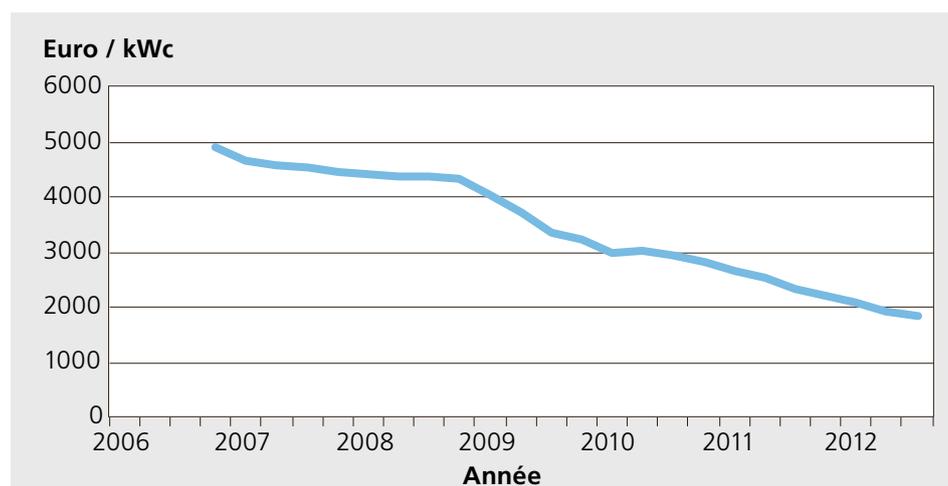


Illustration 71: Les prix des installations PV de 10 kWc ont chuté de deux tiers en Allemagne en 5 ans. En Suisse, les prix ont évolué de la même manière, bien qu'à un niveau un peu plus élevé (BSW Solar).

Taille de l'installation	Gamme de prix pour installations clé en main
Jusqu'à 5 kWc	3500 Fr. à 8000 Fr. par kWc
Jusqu'à 20 kWc	3000 Fr. à 6000 Fr. par kWc
Jusqu'à 50 kWc	2500 Fr. à 4500 Fr. par kWc
Grandes installations	2000 Fr. à 3000 Fr. par kWc

Tableau 14: Prix spécifiques en fonction de la taille des installations en Suisse (Niveau de prix 2013).

instrument de subvention national. Ce n'est pas l'installation PV elle-même qui est subventionnée, mais l'électricité produite. Les taux de rétribution dépendent des prix du marché et ont ainsi baissé chaque année. La RPC est financée par une taxe payée par tous les consommateurs sur l'électricité consommée. Une limite supérieure (plafond) est définie pour cette taxe. Les taux de rétribution actuels sont indiqués sur le site Internet de Swissgrid (www.swissgrid.ch) à la rubrique «Energies renouvelables». Outre la RPC, il existe toute une série d'instruments de subvention cantonaux et communaux, ainsi que quelques bourses solaires privées sur un modèle similaire à celui de la RPC. Swissolar, l'Association suisse des profes-

sionnels de l'énergie solaire, s'efforce de proposer une liste toujours actualisée des instruments de subvention cantonaux disponibles (www.swissolar.ch).

Calcul de rentabilité

Le calcul de rentabilité présenté ici poursuit deux objectifs:

- La détermination du prix de revient de l'électricité pour un prix du système donné et un taux d'intérêt donné

- La détermination des rendements (taux d'intérêt) pour une rétribution d'injection donnée

Pour simplifier, on laissera de côté les considérations de rentabilité prenant en compte les prix du marché de l'électricité conventionnelle.

Année	Production	Revenu brut	Entretien	Frais d'intérêt	Revenu net	Solde
	kWh	Fr.	Fr.	Fr.	Fr.	Fr.
0						-17 500
1	4 800	1 594	336	791	467	-17 033
2	4 776	1 586	336	770	480	-16 553
3	4 752	1 578	336	748	494	-16 060
4	4 728	1 570	336	726	508	-15 552
5	4 705	1 562	336	703	523	-15 029
6	4 681	1 554	336	679	539	-14 490
7	4 658	1 546	336	655	556	-13 934
8	4 634	1 539	336	630	573	-13 361
9	4 611	1 531	336	604	591	-12 770
10	4 588	1 523	336	577	610	-12 160
11	4 565	1 516	336	550	630	-11 530
12	4 543	1 508	336	521	651	-10 879
13	4 520	1 501	336	492	673	-10 206
14	4 497	1 493	336	461	696	-9 510
15	4 475	1 486	336	430	720	-8 790
16	4 452	1 478	336	397	745	-8 046
17	4 430	1 471	336	364	771	-7 274
18	4 408	1 463	336	329	799	-6 476
19	4 386	1 456	336	293	827	-5 648
20	4 364	1 449	336	255	858	-4 791
21	4 342	1 442	336	217	889	-3 902
22	4 320	1 434	336	176	922	-2 980
23	4 299	1 427	336	135	957	-2 023
24	4 277	1 420	336	91	993	-1 030
25	4 256	1 413	336	47	1 030	0

Tableau 15: Calcul de rentabilité pour la détermination des rendements du projet ou du prix de revient de l'électricité pour une installation PV de 5 kWc.

Le calcul de rentabilité s'effectue à l'aide d'un plan des flux de trésorerie. D'année en année, on calcule les entrées et sorties par rapport au capital investi, jusqu'à ce que le capital ait été totalement remboursé à la fin de la durée de vie de l'installation. Cela permet de déterminer le rendement du capital ou, pour un rendement donné du capital, de calculer le prix de revient de l'électricité. Considérons une installation PV à poser de 5 kWc, raccordée au réseau en 2013 au prix de 17 500 francs et recevant une rétribution du courant injecté de 33,2 ct./kWh (tarifs RPC). L'installation produit la première année 4800 kWh, puis chaque année 0,5 % de moins. Les coûts d'entretien s'élèvent à 7 ct./kWh, ce montant se référant toujours à la première année de service.

Le tableau des flux de trésorerie calcule ainsi année par année les grandeurs suivantes:

- Production en kWh: en baisse de 0,5 % chaque année
- Revenu brut en francs: production en kWh multiplié par 33,2 ct./kWh
- Entretien en francs: production en kWh de la première année multiplié par 7 ct./kWh
- Frais d'intérêt en francs: solde de l'année précédente multiplié par le taux d'intérêt non encore connu

■ Revenu net en francs: revenu brut moins entretien moins frais d'intérêt

■ Solde en francs: solde de l'année précédente plus revenu net

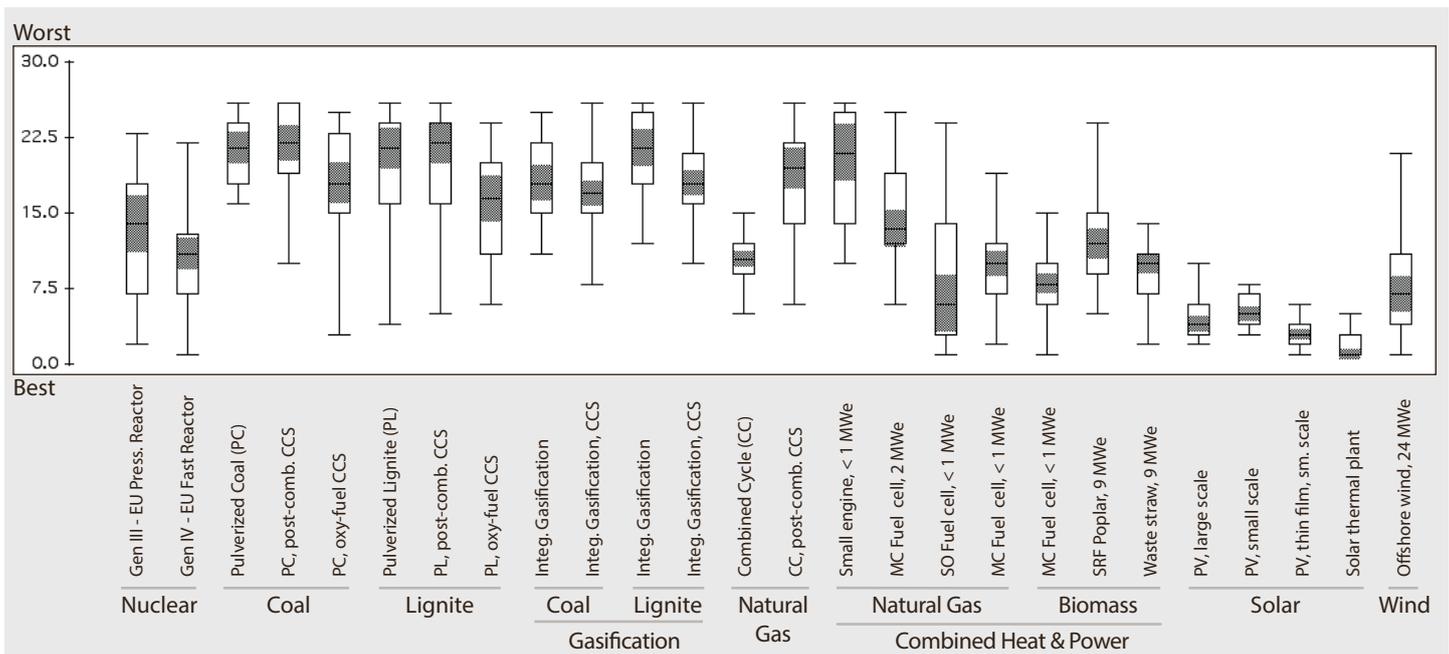
Toutes les grandeurs peuvent être modifiées pour calculer une situation donnée. Dans cet exemple (tabl. 15), le taux d'intérêt est modifié jusqu'à ce que le solde de la dernière année tombe à zéro. Cela signifie qu'après 25 ans, le capital investi a été entièrement remboursé. Le taux d'intérêt ainsi déterminé s'élève à 4,52 %.

Ecologie

Par rapport à d'autres méthodes de production d'électricité, le photovoltaïque possède un très bon bilan environnemental global. Il est toutefois très compliqué d'appréhender globalement l'influence environnementale d'une forme d'énergie et les études s'y rapportant sont à considérer avec précaution. L'une des études les plus complètes à ce sujet a été publiée en 2009 par l'Institut Paul Scherrer (illustr. 72). Cette étude a pris en compte non seulement les émissions de CO₂, mais également 61 critères issus des domaines de l'environnement, de l'économie et de la société.

Le photovoltaïque se différencie très fortement des centrales conventionnelles, c'est pourquoi il est particulièrement difficile de

Illustration 72: Bilan écologique de différentes technologies de production d'électricité en prenant en compte 61 critères des secteurs de l'environnement, de l'économie et de la société. Les valeurs extrêmes ont été supprimées pour une meilleure lisibilité. (PSI).



réaliser des comparaisons directes. Voici quelques remarques relatives au photovoltaïque qui peuvent donner quelques pistes sur le caractère écologique des installations PV:

■ Une installation PV clé en main possède en Suisse un **facteur de retour énergétique** d'env. 10, c.-à-d. qu'elle injecte dans le réseau, au cours de sa durée de vie, 10 fois plus d'énergie qu'elle n'en nécessite pour sa production.

■ Le **délai d'amortissement énergétique** d'une installation PV clé en main est en Suisse d'env. 2 à 3 ans. Ensuite, l'énergie consommée par tous les composants de l'installation PV est compensée par sa production électrique.

■ Par rapport à des centrales conventionnelles, la dépense d'énergie pour la construction d'une centrale photovoltaïque est élevée. Toutefois, cette énergie est plusieurs fois récupérée, tandis que dans le cas des centrales utilisant des énergies fossiles ou nucléaires, il faut sans cesse faire venir de l'énergie sous forme de combustible.

■ La quantité de matières premières utilisée pour chaque kWh converti est également relativement élevée dans le cas du photovoltaïque. Les matières premières peuvent toutefois être quasi entièrement recyclées et, à la fin de la durée de vie d'une installation PV, être réutilisées dans une nouvelle installation.

■ Le bilan CO₂ de l'électricité solaire est moins bon que celui de l'électricité ato-

mique et hydraulique. Cela est dû au fait que les modules PV sont fabriqués avec une énergie ayant un très mauvais bilan CO₂. Si les modules PV étaient fabriqués en circuit fermé avec de l'électricité solaire, ils seraient quasiment neutres en CO₂, comme l'énergie qu'ils produisent.

■ Les modules PV sont un produit hautement industrialisé. Pour leur production, comme dans l'ensemble du secteur de l'électronique, des substances toxiques pour l'environnement sont utilisées. A la différence de l'achat d'un appareil électronique de divertissement, l'acheteur moyen d'une installation PV possède toutefois une conscience environnementale élevée. Très récemment, cela a poussé de nombreux fabricants à respecter, sur une base volontaire, des standards environnementaux élevés et à produire leurs modules PV de façon aussi écologique que possible.

Sources

[1] Leitfaden Photovoltaische Anlagen, www.swissolar.ch

[2] Häberlin Heinrich: Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, 2. wesentlich erweiterte und aktualisierte Auflage 2010, Electrosuisse Verlag, Fehraltorf

[3] Allgemeine Informationen zur Sonnenenergie in der Schweiz, Verzeichnis von Solarprofis, diverse Merkblätter: Swissolar, Association suisse des professionnels de l'énergie solaire, www.swissolar.ch

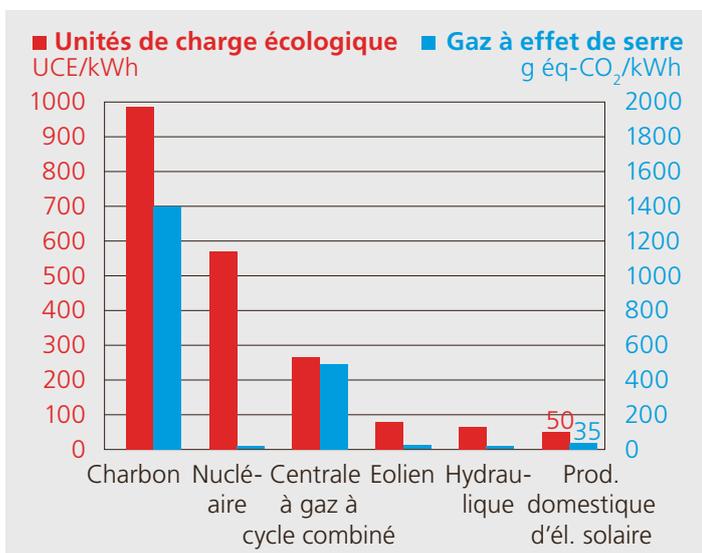
[4] Prescriptions importantes sur la réalisation d'installations PV: Norme sur les installations basse tension (NIBT 2010), notamment partie 7.12, www.electrosuisse.ch

[5] Informations et prescriptions relatives à la protection incendie: Association des établissements cantonaux d'assurance incendie (AEAI), www.praever.ch

[6] Informations et prescriptions sur la protection contre la foudre: Principes directeurs de la SEV sur la protection contre la foudre: 4022:2008, www.electrosuisse.ch

[7] Calculs des charges de vent et de neige: SIA 261 Actions sur les structures porteuses, SN 505261

Illustration 73: Charge environnementale de différentes productions d'électricité (Huber H., Metzler Th., Ruffer D., Plusenergie-Haus, Faktor Verlag 2013).



Pompes à chaleur

Philippe Hennemann, Hanspeter Eicher

Les pompes à chaleur (PAC) sont des machines qui, à l'aide d'une précieuse source d'énergie, permettent d'élever la température d'une chaleur basse température (chaleur environnementale ou rejets de chaleur) à un niveau plus élevé, approprié à des applications de chauffage et de production d'eau chaude.

Les pompes à chaleur entraînées par une énergie mécanique sont appelées pompes à chaleur à compression. Les modules entraînés par de la chaleur haute température sont appelés pompes à chaleur à absorption. Ces dernières n'ont jusqu'à présent joué qu'un rôle secondaire dans la technologie des pompes à chaleur et sont surtout utilisées pour la production de froid. Cette technologie est traitée au chapitre 11 «Production de froid renouvelable».

PAC à compression

Le rôle d'une pompe à chaleur à compression est d'élever la température de la chaleur jusqu'à la valeur requise pour l'application prévue, en utilisant le moins d'énergie mécanique possible. Par exemple, le chauffage nécessite une élévation jusqu'à 30 à 45°C selon le système de chauffage utilisé, et la production d'eau chaude jusqu'à 50 à 60°C selon le domaine d'utilisation.

Le rapport entre la chaleur utile et l'énergie mécanique dépensée est la principale valeur décrivant l'efficacité d'une pompe à chaleur. Dans la pratique, on s'intéressera surtout à l'efficacité maximale possible de pompes à chaleur réelles, sur le banc d'essai et en exploitation.

Principes de base

Le cycle de Carnot d'une pompe à chaleur décrit le processus réversible idéal permettant de transformer, avec une performance maximale, un travail mécanique en chaleur ou, à l'inverse, de la chaleur en travail. Il correspond au processus thermodynamique qui permet d'obtenir l'efficacité maximale. Le cycle de Carnot d'une pompe à chaleur se compose de quatre processus partiels ré-

versibles idéaux, représentés dans un diagramme température-entropie (illustr. 74).

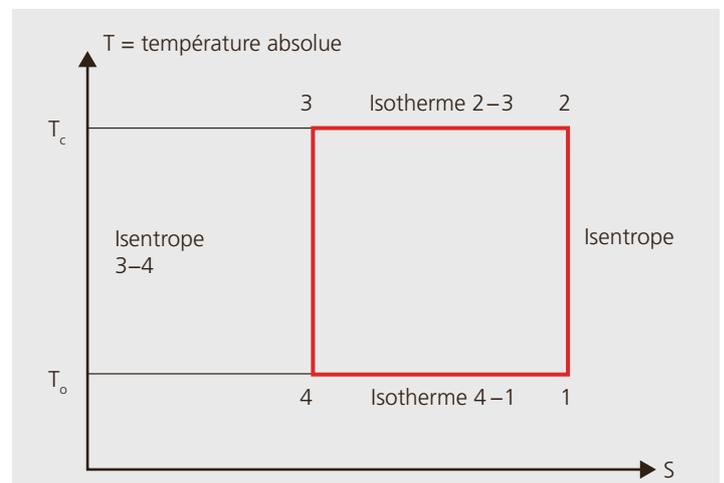
Les processus isothermes sont ceux qui se déroulent à température constante. Les processus isentropiques ou adiabatiques sont ceux pour lesquels en présence de changements d'états réversibles, la capacité thermique reste inchangée. Les quatre étapes du cycle sont les suivantes:

1. Compression adiabatique de l'état 1 à l'état 2, accompagnée d'une augmentation de température de T_0 (basse température) à T_c (haute température). Pour ce faire, un travail mécanique doit être fourni.
2. Dégagement de chaleur isotherme (Q_{PAC}) à la température T_c , de l'état 2 à l'état 3. Cela correspond à la distribution de chaleur utile.
3. Détente adiabatique de l'état 3 à l'état 4, associée à une diminution de température de T_c à T_0 . Un travail mécanique est ainsi récupéré.

Apport de chaleur isotherme à basse température T_0 de l'état 4 à l'état 1. Cela correspond à l'apport de chaleur de la source de chaleur.

L'énergie mécanique nette W_{PAC} fournie est la somme de l'énergie mécanique apportée et récupérée. La chaleur utile est désignée par Q_{PAC} . L'indice de performance ϵ_c de ce cycle met en relation la quantité d'énergie mécanique W_{PAC} qui doit être fournie pour mettre à disposition la chaleur

Illustration 74: Cycle de Carnot dans le diagramme température-enthalpie.



Q_{PAC} dégagée à haute température T_c à partir de la chaleur apportée à basse température T_o . La thermodynamique permet de déduire la formule suivante du cycle de Carnot pour les pompes à chaleur:

$$\varepsilon_c = \frac{Q_{PAC}}{W_{PAC}} = \frac{T_c}{(T_c - T_o)}$$

L'indice de performance de Carnot est certes de nature théorique, et ne peut en pratique jamais être atteint. Toutefois, il montre qu'il est primordial, pour obtenir une efficacité élevée des pompes à chaleur, que la différence entre les températures T_c et T_o reste la plus faible possible. Si T_o est essentiellement déterminée par le choix de la source de chaleur, T_c peut quant à elle être très fortement influencée par les niveaux de température choisis pour la distribution de chaleur. En outre, la construction de la pompe à chaleur influe elle aussi considérablement sur cette différence de température.

L'illustration 75 montre l'indice de performance de Carnot ε_c qui peut être atteint en fonction des températures T_o et T_c .

Principaux composants de la pompe à chaleur à compression

Les pompes à chaleur réelles permettent seulement d'approcher le cycle de Carnot idéal. Outre ses quatre principaux composants (illustr. 76), une pompe à chaleur possède également un fluide caloporteur (fluide frigorigène) qui change quatre fois d'état au cours du cycle:

1. Compresseur pour l'apport mécanique de l'énergie et l'augmentation de température du fluide frigorigène
2. Condenseur (échangeur de chaleur) pour la distribution de chaleur au système de chauffage à haute température
3. Détendeur pour la diminution de la température par détente
4. Evaporateur (échangeur de chaleur) pour l'absorption de chaleur à partir de la source de chaleur

Le fluide frigorigène utilisé doit permettre d'approcher le plus possible le cycle de Carnot, tout en remplissant également d'autres exigences importantes telles que la non toxicité, la non inflammabilité, le respect de l'environnement et des coûts bas. Il passe au cours du cycle par différents changements d'état. Dans la moitié gauche de l'illustration 76, le fluide frigorigène est à l'état liquide et dans la moitié droite, à l'état vapeur. Dans la moitié supérieure, il présente une pression élevée, dans la moitié inférieure une pression basse.

Le cycle réel d'une pompe à chaleur

Pour expliquer un cycle réel de pompe à chaleur avec des fluides caloporteurs donnés (fluides frigorigènes), on utilise le diagramme log-p-h (diagramme pression-enthalpie). Sur l'axe vertical est reportée de façon logarithmique la pression p , sur l'axe horizontal est reportée de façon linéaire l'enthalpie h . Dans la zone bleue, le fluide frigorigène est à l'état liquide, dans la zone orange (en dessous de la courbe en cloche) il se trouve dans un état mi-liquide, mi-vapeur (vapeur humide) et dans la zone rouge,

Illustration 75: Indices de performance selon Carnot en fonction des températures basses et hautes (T_o et T_c).

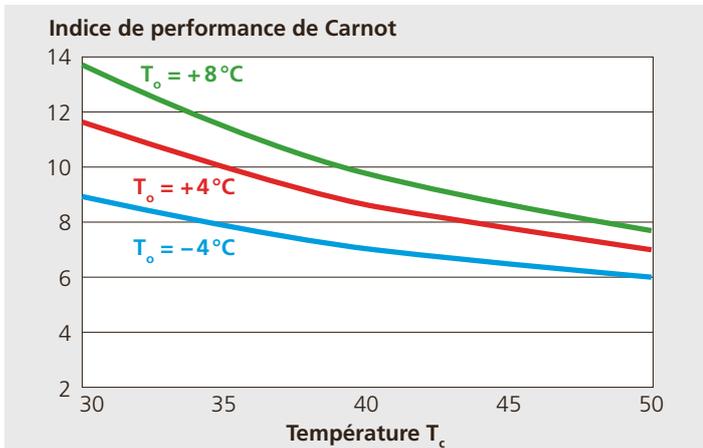
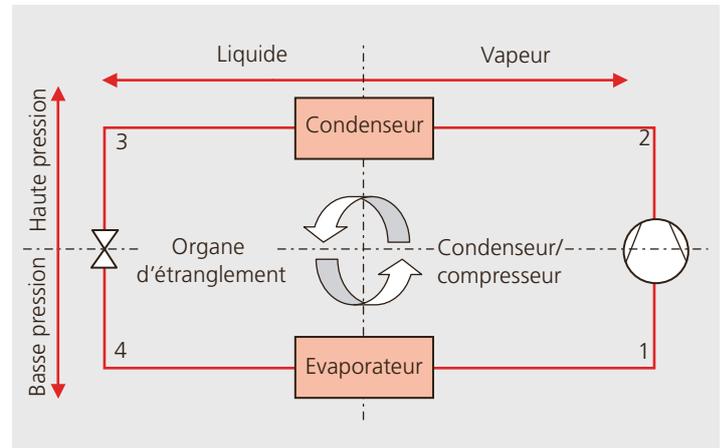


Illustration 76: Cycle d'une machine de production de froid à compression.



il est à l'état de vapeur uniquement. Ce diagramme illustre ainsi les variations d'état thermodynamiques importantes du cycle de la pompe à chaleur. Les isothermes sont des lignes de température constante, les isobares celles de pression constante. Le long des isenthalpes, la somme de l'énergie interne (dans cette considération simplifiée, la chaleur) et de l'énergie mécanique est constante, mais une transformation de l'énergie mécanique en chaleur ou inversement reste possible. Les isentropes (ou adiabatiques) sont des lignes d'entropie constante, c.-à-d. des lignes sur lesquelles la quantité de chaleur reste constante dans des changements d'état réversibles. Toutes ces lignes correspondent à des changements d'états thermodynamiques idéalisés, qui ne peuvent qu'être approchés dans la pratique. Le rapport entre l'indice de performance de Carnot et l'indice de performance réel est appelé niveau de qualité. Les pompes à chaleur actuelles atteignent des niveaux de qualité d'env. 0,6. Des valeurs de 0,7 seraient techniquement possibles, mais ne font aujourd'hui pas partie du standard pour des raisons de coût.

Au point 1, le compresseur aspire le fluide frigorigène à l'état de vapeur et le compresse à un niveau de pression et de température plus élevé, le long d'une adiabatique jusqu'au point 2. L'énergie mécanique fournie est entièrement convertie en travail volumique et permet, avec le plus petit apport de travail mécanique possible, d'obtenir l'augmentation de température souhaitée dans le fluide frigorigène. L'énergie mécanique requise pour la compression adiabatique (augmentation de température) résulte de l'augmentation de l'enthalpie entre le point 1 et le point 2. Les fluides frigorigènes les plus performants sur le plan thermodynamique sont donc ceux qui présentent des isentropes raides, car ils permettent ainsi d'atteindre l'augmentation de température souhaitée avec peu d'énergie mécanique.

La distribution de chaleur s'effectue ensuite en deux étapes. Premièrement lors de la désurchauffe, lors de laquelle la température est réduite sans modification d'état jusqu'à ce que la ligne de vapeur saturée

soit atteinte et qu'il n'y ait plus aucune vapeur surchauffée. Ensuite, le fluide frigorigène se condense dans la zone de vapeur humide en dégageant de la chaleur à pression constante et à température constante, jusqu'à ce qu'il se liquéfie totalement au niveau de la ligne d'ébullition et soit ensuite encore sous-refroidi jusqu'à atteindre le point 3. Ce sous-refroidissement permet d'optimiser le processus, sinon le point 4 se trouveraient trop bas dans la zone de vapeur humide et le fluide frigorigène perdrait une partie de sa capacité à absorber la chaleur pendant l'évaporation. La variation d'enthalpie entre le point 2 et le point 3 correspond précisément à la quantité de chaleur que la pompe à chaleur idéale cède au système de chauffage. En effet, l'énergie mécanique dans le fluide frigorigène ne varie pas lorsque la pression reste constante. Entre le point 3 et le point 4, il se produit une détente sans déperdition d'énergie, donc le long d'une adiabatique qui s'étend

Illustration 77: Diagramme log-p-h

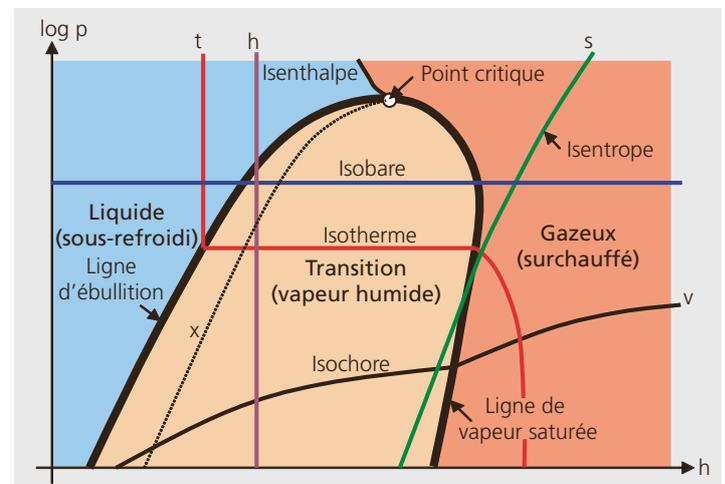
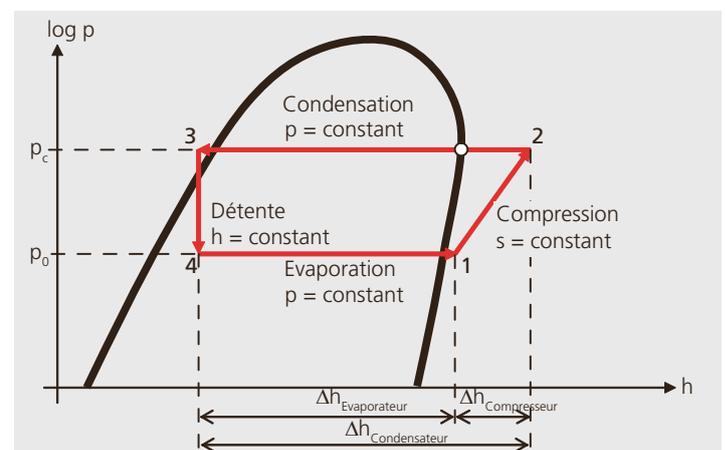


Illustration 78: Diagramme log-p-h du cycle de pompe à chaleur idéal d'une pompe à chaleur à compression, avec un fluide frigorigène donné.



verticalement conformément au diagramme. Par définition, la capacité énergétique du fluide frigorigène ne varie pas et le travail volumique fourni est converti en chaleur, ce qui entraîne une évaporation d'une partie du fluide frigorigène. Il se produit ensuite entre le point 4 et la courbe de vapeur saturée l'évaporation du fluide frigorigène par apport de chaleur à partir de la source de chaleur, à pression et à température constantes.

Juste avant le point 1, le fluide frigorigène est surchauffé afin que le compresseur n'aspire pas de liquide. La chaleur nécessaire à la surchauffe est récupérée du sous-refroidis-

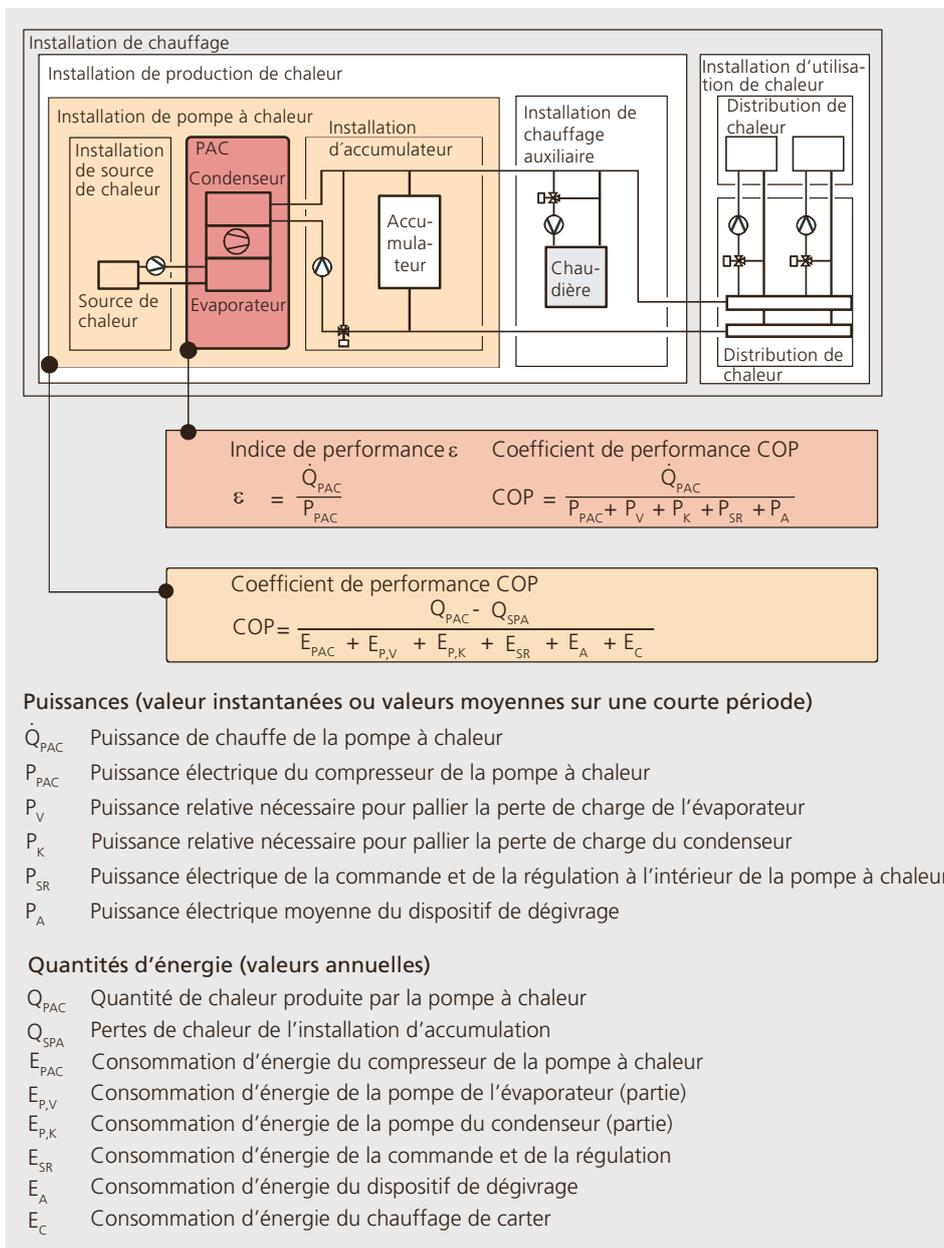
sement qui se produit avant le point 3. L'efficacité du cycle d'une pompe à chaleur est le résultat du gain de chaleur utile (delta h du condenseur) divisé par la consommation d'énergie mécanique (delta h du compresseur).

Valeurs d'efficacité des pompes à chaleur à compression

Les principales valeurs d'efficacité d'une pompe à chaleur dans la pratique sont les suivantes:

■ Coefficient de performance, COP

■ Coefficient de performance annuel, COP_{an}



*Illustration 79:
Limites du système
et caractéristiques
des pompes à cha-
leur.*

COP

Le coefficient de performance COP est le rapport de la puissance de chauffe sur la puissance absorbée de tous les consommateurs électriques (pompes, dégivrage etc.) de la pompe à chaleur qui ne sont pas également présents dans une installation de chauffage conventionnelle. Les valeurs de COP sont déterminées conformément à la norme européenne, dans des centres de test des pompes à chaleur. En Suisse, le Centre de test des pompes à chaleur (WPZ) se situe à Buchs (St-Gall) à la Haute école spécialisée de Buchs NTB. Ce Centre propose des prestations de contrôle relatives à la technologie des pompes à chaleur pour les entreprises de production et de distribution de la branche. Les valeurs de COP des pompes à chaleur air-eau et saumure-eau n'ont cessé de s'améliorer au cours des dernières années (illustr. 80 et 81). Etant donné que les valeurs de COP dépendent de la température d'évaporation et de condensation, les conditions suivantes s'appliquent:

■ **Pompe à chaleur air-eau:** A2/W35 avec température extérieure 2°C et température de départ de l'eau de chauffage 35°C

■ **Pompe à chaleur saumure-eau:** B0/W35 avec température du sol 0°C et température de départ de l'eau de chauffage 35°C

■ **Pompe à chaleur eau-eau:** W10/W35 avec température de l'eau de captage 10°C et température de départ de l'eau de chauffage 35°C

Pour obtenir le label de qualité de l'EHPA, les pompes à chaleur doivent présenter depuis 2011, aux points de fonctionnement indiqués, les valeurs de COP minimales suivantes:

- Pompes à chaleur air-eau: 3,1
- Pompes à chaleur saumure-eau: 4,3
- Pompes à chaleur eau-eau: 5,1

Les améliorations importantes de ces dernières années sont surtout dues à l'utilisation de compresseurs Scroll spécialement conçus pour les applications de pompes à chaleur, ainsi qu'à l'utilisation de détendeurs électroniques. Dans les installations réalisées, c'est le coefficient de performance annuel (COP_{an}) qui est déterminant. Pour fournir une indication d'efficacité sur toute une année, la quantité de chaleur produite doit être mesurée et comparée à la consommation d'énergie électrique de l'installation de pompe à chaleur. Lorsque les installations de pompe à chaleur sont planifiées de façon optimale, elles peuvent atteindre des coefficients de performance annuels qui, dans les mêmes conditions, correspondent quasiment aux valeurs de COP mesurées. Dans les constructions nouvelles optimisées, le COP_{an} pour le chauffage et la production d'eau chaude, dans le cas des pompes à chaleur air-eau, est compris entre 3 et 3,5. Dans le cas des pompes à chaleur à sondes géothermiques, il est compris entre 4 et 4,5 et dans le cas des pompes à chaleur à eaux souterraines, entre 4,5 et 6,5.

Illustration 80:
Evolution du COP
des pompes à chaleur
air-eau depuis
1993 (WPZ Buchs).

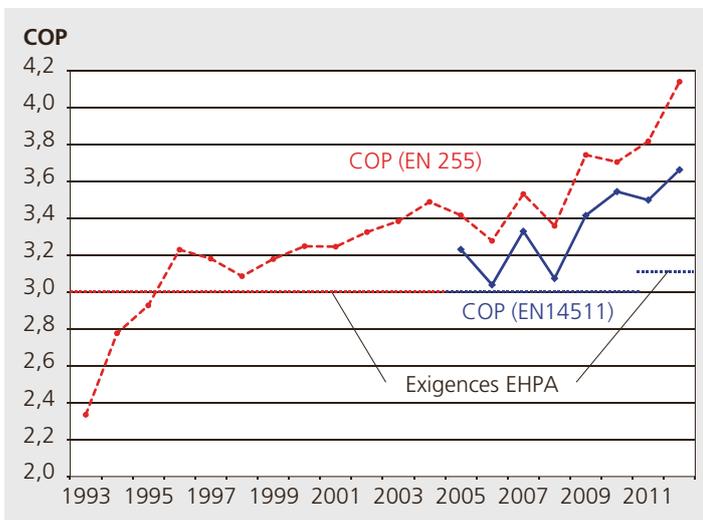
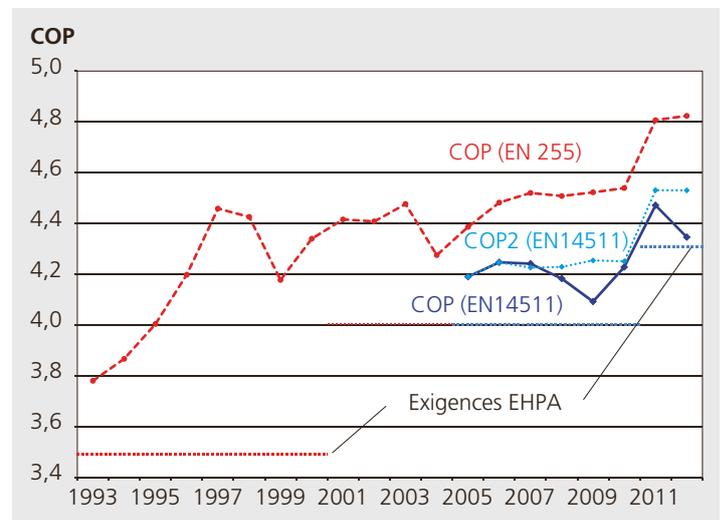


Illustration 81:
Evolution du COP
des pompes à chaleur
saumure-eau depuis
1993 (WPZ
Buchs).



Sources de chaleur

Pour l'utilisation d'une source de chaleur, les critères suivants sont déterminants:

- Disponibilité
- Fiabilité de l'utilisation
- Courbe annuelle de la température
- Encrassement
- Corrosion

Sur le plan de l'efficacité, les critères les plus pertinents sont ceux de la température et de l'encrassement. Toutefois, il ne faut pas surestimer l'importance de l'augmentation de température d'une source de chaleur. Si la température d'évaporation augmente de 1 K sur toute l'année, le coefficient de performance annuel s'améliore d'env. 3 %. Avec une augmentation de 5 K, on obtient ainsi une augmentation d'env. 15 %. Dans le cas d'une pompe à chaleur d'une puissance de chauffe de 10 kW avec 2000 heures de plein régime, on obtient, pour un coefficient de performance annuel initial de 3,0, une économie d'électricité de 870 kWh par an, soit une économie d'env. 130 francs par an (prix de l'électricité 15 ct./kWh). L'utilisation d'une source de chaleur correspondante présentant une température utile supérieure de 5 K, une durée d'utilisation de 20 ans et un intérêt du capital de 2,5 % (annuité 6,4 %) ne doit donc pas coûter plus de 2000 francs, soit 200 francs par kW de puissance de chauffe, ce qui est quasiment impossible.

sance permet déjà d'alimenter un immeuble d'habitation de 8 à 10 logements, neuf ou rénové sur le plan thermique, soit une grande partie de tous les bâtiments d'habitation de Suisse. Le principal inconvénient de l'air extérieur réside dans les coefficients de performance annuels encore relativement bas par rapport aux autres sources de chaleur. Pour atteindre des valeurs supérieures à 3, les températures de départ du chauffage doivent être nettement inférieures à 40 °C.

Des améliorations sont néanmoins possibles dans ce domaine, comme le montrent les mesures effectuées au Centre de test des pompes à chaleur de Buchs (illustr. 80). Un autre inconvénient réside dans la sollicitation élevée du réseau électrique en présence de basses températures extérieures, en raison des coefficients de performance bas à ce point de fonctionnement. A ne pas négliger non plus, les émissions sonores qui peuvent par exemple limiter l'utilisation des pompes à chaleur air-eau dans les zones densément peuplées.

Des études de coûts montrent que pour une maison familiale ayant une puissance de chauffe de 6 kW, un investissement de seulement 1200 francs peut être amorti s'il permet d'augmenter le coefficient de performance annuel de 3,0 à 3,5. Cela montre que par exemple, l'utilisation d'accumulateurs de glace ou de surfaces d'absorbeur solaire spéciales est très peu pertinente sur le plan économique pour l'amélioration du coefficient de performance annuel, et compliquerait en outre inutilement l'installation et son exploitation. Les améliorations nécessaires peuvent être réalisées plus avantageusement au niveau de la pompe à chaleur elle-même.

Tableau 16: Principales sources de chaleur pour les pompes à chaleur.

Les eaux souterraines et la chaleur rejetée sont majoritairement utilisées pour les grandes installations.

L'air extérieur comme source de chaleur

Le grand avantage de l'air extérieur est sa disponibilité, garantie partout. Aujourd'hui, des installations compactes standardisées pour placement intérieur sont disponibles dans des puissances jusqu'à 20 kW et pour placement extérieur, dans des puissances jusqu'à env. 40 kW par module. Cette puis-

Source de chaleur	Plage de température	Autorisation requise
Air environnant	Air extérieur – 15 °C à + 35 °C	Non
Sol	7 °C à 12 °C (jusqu'à env. 400 m de profondeur)	Oui
Eau: lacs, rivières, eaux souterraines	4 °C à 20 °C proche de la surface, variable selon les saisons, à des profondeurs supérieures à 20 m autour de 12 °C	Oui
Chaleur rejetée de: stations d'épuration, production de froid, p. ex. centres de calcul, processus industriels, eau de refroidissement d'installations d'air comprimé	Stations d'épuration 13 °C à 15 °C, centres de calcul 18 °C à 25 °C	Non

Des sondes géothermiques comme source de chaleur

Les sondes géothermiques peuvent être utilisées dans de nombreuses régions de Suisse, mais pas partout. Dans certains cantons, des systèmes SIG indiquent les endroits où les sondes géothermiques sont autorisées. Leurs principaux avantages sont les suivants:

- Coefficients de performance plus élevés qu'avec l'air extérieur. Des valeurs de 4 et plus peuvent aujourd'hui être atteintes dans les constructions nouvelles.

- A la température de dimensionnement (-8°C sur le Plateau suisse), un coefficient de performance élevé peut encore être atteint et le réseau électrique est bien moins sollicité qu'avec l'air extérieur en tant que source de chaleur.

- Les sondes géothermiques permettent également de produire du froid climatique renouvelable en été, quasiment sans investissement supplémentaire. Pour ce faire, aucune machine de froid séparée n'est nécessaire, ce qui fait fortement chuter les coûts d'exploitation. Selon le rapport entre le besoin en énergie de chauffage hivernal et le besoin de froid estival, ces systèmes permettent de produire de façon renouvelable jusqu'à 90 % du froid climatique. Pour les 10 % restants, la pompe à chaleur peut être utilisée pour la production de froid sans requérir aucune installation de climatisation séparée. Ces installations sont donc très économiques. En outre, les sondes géothermiques peuvent être rechargées quasiment sans investissement supplémentaire, ce qui permet d'économiser de l'électricité dans la période de chauffe. Pour le dimensionnement de ces champs de sondes géothermiques, on dispose de programmes de simulation appropriés permettant d'optimiser le champ de sondes sur le plan économique. Malgré tout, les inconvénients sont les suivants:

- Les sondes géothermiques destinées au simple soutirage de chaleur sont nettement plus chères que les sources de chaleur basées sur l'air extérieur. Il faut toutefois relativiser cela car les sondes géothermiques peuvent être utilisées sur deux cycles de vie de pompes à chaleur, voire davantage.

En outre, l'exploitation des pompes à chaleur saumure-eau, pour une puissance de chauffe identique, est moins coûteuse que celle des pompes à chaleur air-eau.

- La recharge des sondes géothermiques à l'aide de capteurs solaires n'est pas intéressante sur le plan économique. Une recharge avec des rejets thermiques non récupérables pour d'autres usages peut être intéressante, mais nécessite dans tous les cas une analyse coûts/bénéfices détaillée.

Eaux souterraines et eaux de surface

L'utilisation d'eaux souterraines et d'eaux de surface en tant que sources de froid et de chaleur est une solution jusqu'à présent largement sous-estimée. Souvent, ces eaux sont relativement proches des sites ayant un besoin en chaleur et en froid. Il suffit de jeter un œil sur une carte pour constater que les zones habitées sont souvent proches des berges de lacs et de rivières. Toutefois, les démarches préalables à leur utilisation sont relativement complexes. Dans le cas des eaux souterraines, des études préliminaires complètes sont généralement requises afin de déterminer précisément la quantité qui peut être captée. Dans le cas des lacs et des rivières, les principaux freins sont les autorisations nécessaires, ainsi que l'encrassement et le coût des ouvrages de captage. C'est pourquoi les eaux souterraines et les eaux de surface ne sont appropriées que pour les grands bâtiments individuels et notamment pour les systèmes de chauffage à distance et les systèmes de froid. Les eaux souterraines et de surface n'entrent donc pas vraiment en concurrence avec les sondes géothermiques. De plus, dans les régions disposant de ce type d'eau, les sondes géothermiques ne sont de toute façon pas autorisées. Les eaux souterraines et de surface permettent d'atteindre des coefficients de performance annuels de 4,5 à 6. Ces installations sont la plupart du temps également intéressantes sur le plan économique. Les installations de production combinée de chaleur et de froid permettent elles aussi d'obtenir une très bonne rentabilité.

Rejets thermiques des processus des secteurs de l'industrie et des services

Les sources de rejets thermiques pour les pompes à chaleur sont nombreuses. Les principales comprennent les rejets thermiques des processus de la production industrielle, celle des processus de refroidissement dans les entreprises du secondaire et du tertiaire et celle des stations d'épuration. Dans le cas des rejets thermiques industriels issus des processus, les températures sont comprises entre 15°C et plusieurs centaines de degrés. En présence de températures supérieures à 60°C, le chauffage peut s'effectuer directement sans qu'aucune pompe à chaleur ne soit nécessaire. L'inconvénient de l'utilisation des rejets thermiques industriels pour des bâtiments externes réside dans le fait que le fournisseur de celle-ci ne peut en garantir la disponibilité jusqu'à l'amortissement du réseau de chauffage à distance. L'idéal est de disposer déjà d'une source de remplacement, par exemple des eaux souterraines utilisées pour le refroidissement des processus.

De gauche à droite:

Illustration 82:
Compresseur Scroll
(Copeland)

Illustration 83:
Compresseur à vis
(Bitzer)

Illustration 84:
Turbocompresseur
(Turboacor)

Illustration 85: Com-
presseur à pistons
élevateurs, com-
presseur industriel
(Grasso)

Le potentiel de l'utilisation des rejets thermiques industriels est malgré tout très important. En 2010, 26 TWh d'énergie finale ont été utilisés pour la chaleur de processus industriels, sans compter l'énergie électrique utilisée dans les installations de froid techniques. Si l'on compare ces 26 TWh/an avec le besoin énergétique final à long terme pour le chauffage et la production d'eau chaude, de presque 40 TWh/an, l'importance de cette ressource ne fait aucun doute. Etant donné que les rejets thermiques industriels présentent la plupart du temps des températures élevées, les coefficients de performance annuels pouvant être atteints avec les systèmes de pompes à chaleur sont également très élevés.

Rejets thermiques des stations d'épuration

Les rejets thermiques des stations d'épuration présentent plusieurs avantages: une disponibilité assurée sur le long terme et des sources dont la taille permet tout particulièrement son utilisation.

Les inconvénients sont souvent la distance par rapport à des consommateurs de chaleur suffisamment grands et l'encrassement des eaux usées traitées. Cela produit un biofilm sur les échangeurs de chaleur qui nuit au transfert de chaleur. Le problème de l'encrassement peut être résolu à l'aide d'échangeurs de chaleur redondants, permettant un nettoyage automatique. Les eaux usées traitées possèdent une température comprise entre 10 et 14°C et peuvent être utilisées aussi bien pour la production de chaleur que pour la production de froid, ce qui représente un important intérêt économique.

Composants des pompes à chaleur

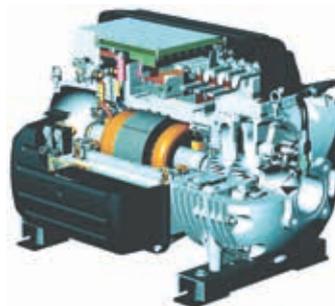
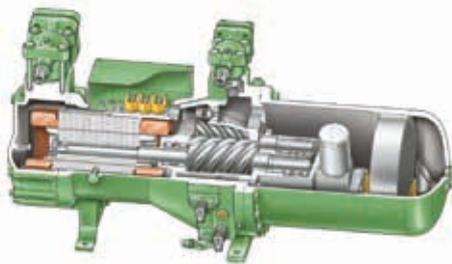
Une pompe à chaleur à compression se compose de quatre éléments principaux:

- Compresseur
- Condenseur
- Organe d'étranglement (détendeur)
- Evaporateur

Compresseur

Principaux types de compresseurs:

- Les compresseurs Scroll sont utilisés de façon standard dans les installations de pompe à chaleur dans une plage de puissance comprise entre 5 et 150 kW. Aujourd'hui déjà, ils permettent de chauffer la majeure partie de tous les bâtiments d'habitation et de services. Les derniers développements s'orientent clairement vers des compresseurs Scroll à vitesse variable, per-



mettant d'adapter la puissance thermique aux besoins de l'objet.

■ Les compresseurs à vis présentent une structure très compacte et sont utilisés dans des plages de puissance moyennes à élevées, principalement dans l'industrie.

■ Les turbocompresseurs présentent des COP élevés et un très bon comportement en charge partielle. L'inconvénient est leur élévation de température relativement faible d'env. 20 à 25 K. Ils sont principalement utilisés dans le domaine du froid.

■ Les compresseurs à pistons permettent une grande élévation de température et ainsi des températures de chauffage jusqu'à env. 70°C. Ils sont utilisés dans les installations de PAC relativement grandes, notamment avec l'ammoniac comme fluide frigorigène.

Evaporateur et condenseur

Les condenseurs et évaporateurs sont des échangeurs de chaleur spécialement conçus pour une utilisation particulière. Les échangeurs de chaleur à plaques sont utilisés de façon standard en tant qu'évaporateurs dans les pompes à chaleur destinées aux maisons familiales et aux immeubles d'habitation, utilisant la géothermie ou les eaux souterraines comme source de chaleur. Ils sont compacts et bon marché et sont souvent proposés en exécution brasée. Si un nettoyage est nécessaire, par exemple dans l'industrie alimentaire, on utilisera plutôt des exécutions vissées. Les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires représentent une technologie éprouvée depuis de très longues années et sont par exemple utilisés avec de la chaleur provenant de fluides non traités tels que les eaux usées et les fluides corrosifs, ou en présence de pressions élevées. Pour une puissance identique, ils ont besoin de plus de place que les échangeurs de chaleur à plaques. Les échangeurs de chaleur à lamelles servent d'évaporateurs pour les pompes à chaleur utilisant l'air comme source de chaleur.

Détente

En tant qu'organes d'étranglement, on utilise des détendeurs. Le détendeur thermos-



Illustration 86:
Echangeur de chaleur à plaques (BMS)



Illustration 87:
Echangeur de chaleur à faisceaux tubulaires (Bitzer)

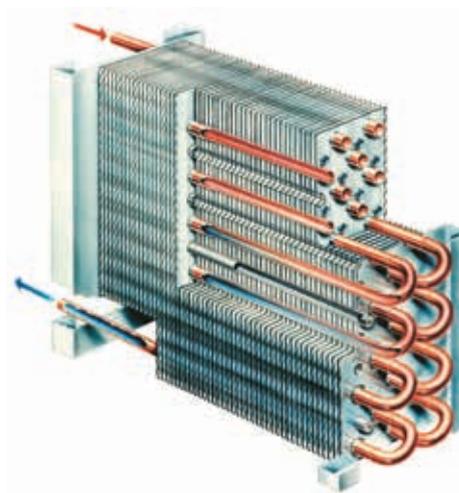


Illustration 88:
Echangeur de chaleur à lamelles (Günther)



Illustration 89
(à gauche): Détendeur électronique (Stulz)

Illustration 90 (à droite): Détendeur thermostatique (Danfoss)

tatique ne requiert aucune énergie auxiliaire. Aujourd'hui, on utilise principalement des détendeurs électroniques permettant d'améliorer l'efficacité.

Fluide frigorigène

La plupart des fluides frigorigènes peuvent endommager la couche d'ozone ou avoir

un impact néfaste sur le réchauffement climatique. Malgré les progrès qui ont été réalisés dans ce domaine au cours des dernières années, la tendance s'oriente clairement vers des fluides frigorigènes naturels n'ayant quasiment aucun effet nocif sur l'environnement. Pour des raisons de protection de l'environnement, il convient

Fluides frigorigènes initiaux	Fluides frigorigènes de transition/service		Fluides frigorigènes à moyen et long terme			
CFC (chlorofluorocarbones halogénés)	HCFC / HFC (parfois chlorés)		HFC (hydrofluorocarbones)		Naturels (combustibles)	
	Fluides frigorigènes à un composant	Mélanges (Blends)	Fluides frigorigènes à un composant	Mélanges (Blends)	Fluides frigorigènes à un composant	Mélanges (Blends)
p. ex. R11 R12 R502 R13B1	p. ex. R22 R123 R124 R142b	Majoritairement contenant du R22 R401A MP39 R402B HP81 R408A FX10 R409A FX56	p. ex. R134a R125 R32 R143a R152a	p. ex. R404A R507 R407A/C R410A R417A ISc 59 R413A ISc 49 Icepion 29 Icepion 29	p. ex. R717 NH₃ R290 Propane R1270 Propylène R600a Isobutane R170 Ethane R744 CO₂ R718 H₂O	p. ex. R290 + R600a R290 + R170
Peuvent continuer à fonctionner mais le remplissage est interdit Obligation de signalement et de tenue d'un cahier de maintenance	Interdiction pour les nouvelles installations Peuvent continuer à fonctionner Obligation de signalement et de tenue d'un cahier de maintenance		Autorisé pour les nouvelles installations si aucune alternative avec des fluides frigorigènes naturels n'est possible, obligation de signalement et de tenue d'un cahier de maintenance		A privilégier pour les nouvelles installations Non concerné par l'Ordonnance sur les substances dangereuses car aucune substance stable dans l'air	

Illustration 91:
Fluide frigorigène

Tableau 17: Caractéristiques des fluides frigorigènes

Fluide frigorigène	GWP _{100a} (CO ₂ =1,0)	Valeur limite pratique (kg/m ³)	Indications relatives à la sécurité	Température critique (°C)	Glissement de température à 1 bar _a (K)	Température d'ébullition à 1 bar _a (°C)
R-134a	1200	0,25	–	101	0	–26
R-407C	1520	0,31	–	87	7,4	–44
R-404A	3260	0,48	–	73	0,7	–47
R-410A	1720	0,44	–	72	<0,2	–51
R-417A	1950	0,15	–	90	5,6	–43
R-507A	3300	0,52	–	71	0	–47
<i>R-290 (Propane)</i>	<i>3</i>	<i>0,008</i>	<i>Inflammable</i>	<i>97</i>	<i>0</i>	<i>–42</i>
<i>R-717 (NH₃)</i>	<i>0</i>	<i>0,00035</i>	<i>Toxique</i>	<i>133</i>	<i>0</i>	<i>–33</i>
<i>R-723 (NH₃ & DME)</i>	<i>8</i>	–	<i>Toxique</i>	<i>131</i>	<i>0</i>	<i>–37</i>
<i>R-744 (CO₂)</i>	<i>1</i>	<i>0,07</i>	<i>Haute pression</i>	<i>31</i>	<i>0</i>	<i>–57*</i>
<i>R-718 (H₂O)</i>	<i>0</i>	–	–	<i>374</i>	<i>0</i>	<i>100</i>

Italique: Fluide frigorigène naturel

*En raison de la formation de glace, le CO₂ doit être exploité au-dessus de 5,3 bars (point triple).

«GWP_{100a}» désigne l'effet de serre rapporté à CO₂ = 1, sur une période de 100 ans.

La «Valeur limite pratique (GWP)» désigne la valeur limite maximale admissible du fluide frigorigène dans l'air. Cette valeur prend déjà en compte les marges de sécurité pour des concentrations inhomogènes (stratification).

La «Température critique» désigne la température au-dessus de laquelle il est impossible de liquéfier un gaz quelle que soit la pression.

Le «Glissement de température» désigne la différence entre la température d'ébullition et la température du point de rosée, pour une pression constante.

ainsi de minimiser la quantité de fluide et d'utiliser si possible des agents frigorigènes naturels (ammoniac, propane, CO₂ et eau). En raison de leur effet nocif, certains fluides frigorigènes ont déjà été interdits, d'autres ne peuvent plus être utilisés que de façon limitée. Les installations fonctionnant avec des agents halogénés et chlorés (CFC) peuvent continuer à fonctionner mais aucun remplissage n'est autorisé. Pour les nouvelles installations, les extensions et les modifications, ces fluides frigorigènes ne sont plus autorisés. Dans le cas des installations comprenant des agents partiellement chlorés (HCFC), une interdiction s'applique aux nouvelles installations, aux extensions et aux transformations. Les installations existantes peuvent être remplies en fluide frigorigène recyclé jusqu'à fin 2014.

Pour les fluides frigorigènes sans chlore (HFC), les nouvelles installations, extensions et transformations sont soumises à autorisation. Ces agents sont autorisés à condition de prouver que l'utilisation d'un fluide frigorigène naturel est impossible. Les installations ayant une quantité de remplissage en fluide frigorigène supérieure à 3 kg sont soumises à une obligation de signalement et de tenue d'un cahier de maintenance. Elles doivent se soumettre à des contrôles d'étanchéité périodiques. L'utilisation de fluides frigorigènes naturels doit être privilégiée dans tous les cas. Conformément à l'Ordonnance sur les substances dangereuses, les installations de froid climatique et de pompe à chaleur d'une puissance supérieure à 600 kW ne doivent plus fonctionner avec des fluides frigorigènes stables dans l'air. Pour les installations de froid industriel, cette règle s'applique dès 400 kW.

Dimensionnement des installations

Efficacité énergétique

■ Dans le cas des constructions nouvelles, le bâtiment doit être planifié de manière à pouvoir atteindre une basse température de départ du chauffage dans toutes les pièces. Disposer de la meilleure isolation thermique ne sert à rien si une seule pièce, par exemple

en raison d'une grande baie vitrée située dans un angle, nécessite une température de départ élevé. Dans ce cas, l'ensemble du système de chauffage doit être dimensionné en fonction de cette température de départ.

■ Les circuits de chauffage des différentes pièces d'habitation doivent être dimensionnés de manière à fonctionner partout avec de basses températures de départ. Ils ne doivent pas fonctionner inutilement à des températures de départ élevées pour répondre aux exigences de température ambiante accrues d'une seule pièce.

■ L'eau chaude doit être produite de manière à utiliser la basse température de l'eau froide amenée. Sa température ne doit pas dépasser la température prescrite pour des raisons hygiéniques.

■ Les systèmes de circulation de l'eau chaude doivent être dimensionnés de manière à ce que la température de retour dans le chauffe-eau soit la plus basse possible.

■ Il convient de déterminer la source de chaleur la plus appropriée au niveau local, en prenant en compte non seulement des critères d'efficacité mais également des aspects de rentabilité.

■ L'efficacité ne doit pas être atteinte au détriment du confort ou de la fonctionnalité.

Système monovalent ou bivalent?

Les installations monovalentes comprennent un seul type de générateur de chaleur. Dans l'idéal, on cherchera toujours à réaliser l'installation la plus simple possible pour atteindre l'objectif fixé. Leur exploitation est en général plus sûre que celle d'une installation complexe. Les installations de pompe à chaleur monovalentes sont donc à privilégier, néanmoins cela n'est pas toujours possible pour différentes raisons:

■ Toutes les sources de chaleur ne sont pas utilisables à des puissances élevées.

■ Dans le cas des grandes installations, les solutions bivalentes sont plus avantageuses.

En présence de puissances thermiques relativement faibles, les installations monovalentes, au regard des coûts d'investisse-

ment, sont toujours plus avantageuses que les installations bivalentes. En effet, l'infrastructure d'une seconde installation de génération de chaleur, par exemple au mazout pour les petites installations, implique un investissement supplémentaire important pour la cuve à mazout, la chaudière, le brûleur, la cheminée et l'intégration dans l'ensemble du système de chauffage. En outre, les coûts de l'énergie sont également nettement supérieurs par rapport aux pompes à chaleur.

Les grandes installations sont conçues de façon bivalente car les coûts spécifiques d'un système supplémentaire au mazout baissent fortement à mesure que la puissance augmente, de sorte que l'on obtient des coûts totaux plus bas pour une installation bivalente que pour une installation monovalente. La puissance à laquelle il devient plus intéressant d'opter pour une installation bivalente dépend de la source de chaleur et des conditions locales et doit être déterminée lors de la planification. Le principe suivant peut être retenu:

- Les pompes à chaleur air-eau standard ne sont aujourd'hui que très rarement utilisées dans des puissances supérieures à 40 kW, elles sont donc monovalentes, et suffisantes pour la majeure partie des bâtiments. Des installations bivalentes peuvent éventuellement être intéressantes dans le cas de grandes installations spéciales.

- En présence de sondes géothermiques, la transition entre installation monovalente et installation bivalente se situe à une puissance thermique d'env. 250 kW, ou davan-

tage en cas de production combinée de chaleur et de froid. Ces puissances sont suffisantes pour équiper même de très grands objets avec des pompes à chaleur à sondes géothermiques. Dans le cas des constructions nouvelles, elles permettent, selon le standard d'isolation, d'alimenter en chauffage et en eau chaude 10 000 à 15 000 m² de surface de référence énergétique, soit 100 à 200 logements. Dans les grands lotissements, les logements sont en général répartis sur plusieurs bâtiments, qui peuvent être chauffés avec leur propre pompe à chaleur. La question de la bivalence ne se pose alors pas.

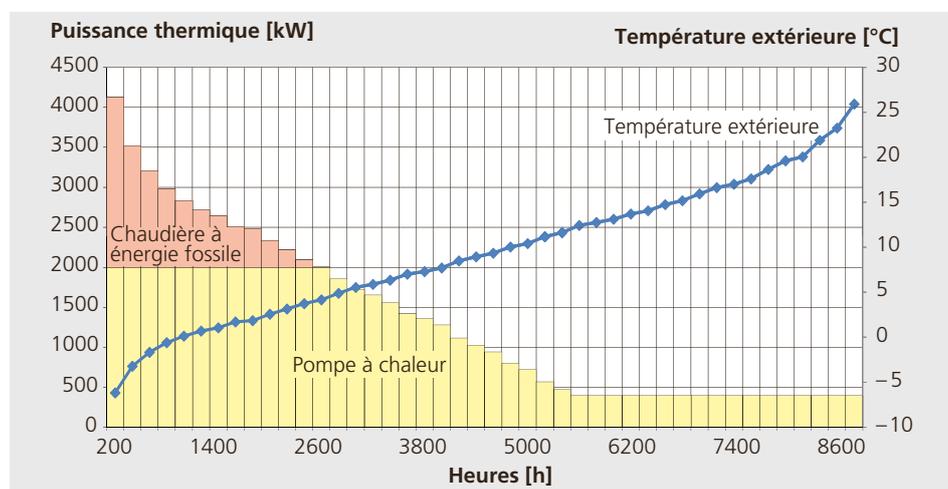
- En présence d'eaux souterraines, la plage de puissance correspondante est de l'ordre de 500 kW.

On peut donc en conclure que les pompes à chaleur, hormis pour les grands systèmes de chauffage à distance, peuvent être conçues de façon monovalente. Les grandes installations dans les systèmes de chauffage à distance sont la plupart du temps planifiées et conçues sous forme bivalente pour deux raisons:

- Cela permet d'obtenir une meilleure rentabilité, car la pompe à chaleur coûteuse ne représente qu'env. la moitié de la puissance de chauffe et couvre malgré tout la plus grande partie du besoin annuel en chaleur.

- Le réseau de chauffage à distance peut, à la température de dimensionnement (-8 °C sur le Plateau suisse), fonctionner avec une température de départ de 90 °C et une tem-

Illustration 92:
Diagramme de fréquence cumulée d'une installation de PAC.



avec priorité sur le chauffage. L'accumulateur d'eau chaude est dimensionné en fonction des besoins d'une journée et est rechargé pendant la journée en cas de besoin.

Chauffage individuel de bâtiments

L'air comme source de chaleur

Placement intérieur d'une pompe à chaleur air-eau: Ce type d'installation est utilisé pour les petits objets, par exemple les maisons familiales. L'air extérieur est aspiré via un saut-de-loup, ou au niveau de la façade au-dessus du sol. L'ouverture dans la

façade est recouverte d'une grille pare-pluie (si elle se situe au-dessus du sol) ou d'une grille à maillage grossier (illustr. 94). L'air extérieur est acheminé à travers l'évaporateur à l'aide d'un ventilateur et est à nouveau rejeté via un second saut-de-loup ou à travers la façade. Afin d'éviter tout court-circuit, c.-à-d. tout mélange, entre l'air entrant et l'air rejeté, l'idéal est de disposer l'entrée et la sortie de l'air de chaque côté d'un angle de façade. La protection phonique doit également être soigneusement étudiée. Souvent, l'intégration de silencieux est requise pour pouvoir respecter les valeurs de protection contre le bruit sur le lieu de disposition. Tous les composants de la pompe à chaleur sont installés dans un caisson: L'évaporateur, le condenseur, le ventilateur, les circulateurs, le circuit de fluide frigorigène, le compresseur, le détendeur, la régulation etc. Les installations comportent parfois également un petit accumulateur thermique intégré. La distribution du chauffage peut être raccordée directement à la pompe à chaleur, et s'effectue souvent via un plancher chauffant. La pompe à chaleur est ainsi compacte et ne nécessite qu'une petite surface d'installation. Le volume de fluide frigorigène reste quant à lui inférieur à la valeur limite d'obligation de contrôle (3 kg conformément à l'Ordonnance sur les substances dangereuses).

Illustration 96: Principe de la pompe à chaleur split.



Illustration 97: Unité d'évaporateur à l'extérieur.



Illustration 98: Unité intérieure d'une pompe à chaleur split. A gauche, l'unité intérieure compacte de la pompe à chaleur. Elle comprend le compresseur, le condenseur, le détendeur, les circulateurs, la régulation etc. Etant donné que dans ce bâtiment, la distribution de chaleur s'effectue via des corps de chauffe, l'accumulateur-tampon de chauffage à droite dans l'image est requis.



Illustration 99: Principe de disposition extérieure d'une pompe à chaleur air-eau.



Illustration 100: Disposition extérieure d'une pompe à chaleur.

Disposition split d'une pompe à chaleur air-eau: Dans le cas des pompes à chaleur air-eau, l'évaporateur est disposé à l'extérieur, donc le circuit de fluide frigorigène est nettement plus long. Cette variante est notamment recommandée dans la rénovation, car elle évite de faire passer à travers la façade existante une grande canalisation d'air. La liaison entre l'unité extérieure et l'unité intérieure s'effectue via des conduites en cuivre isolées dans lesquelles circule un fluide frigorigène. Dans des systèmes plus récents, l'évaporateur et le compresseur sont placés à l'extérieur et seul le condenseur se trouve à l'intérieur.

Disposition extérieure d'une pompe à chaleur air-eau: Lorsqu'il n'y a pas assez de place dans la maison pour la pompe à chaleur, celle-ci peut être placée à l'extérieur du bâtiment. L'ensemble de la pompe à chaleur est conçu de façon compacte. A partir de cette unité extérieure, la chaleur est acheminée jusque dans la maison à la température de départ requise pour le chauffage du bâtiment, puis jusqu'aux surfaces de chauffe ou au chauffe-eau. Les installations standardisées de ce type sont disponibles dans des puissances de chauffe jusqu'à 30 kW par module, ce qui est suffisant, selon le standard d'isolation, pour des immeubles d'habitation comprenant jusqu'à 10 logements.

Des sondes géothermiques comme source de chaleur et de froid

Premier laboratoire Minergie-Eco: En juin 2011 a été inauguré le nouvel Institut de pathologie et de médecine légale de l'hôpital cantonal de St-Gall, planifié par Silvia Gmür Reto Gmür Architekten (illustr. 13). Ce laboratoire ultramoderne allie des exigences de convivialité, d'écologie et de fonctionnalité et a été le premier laboratoire en Suisse à obtenir la certification Minergie-Eco (illustr. 13 page 20). Pour l'approvisionnement en chaleur et en froid de cette nouvelle construction pionnière, on a utilisé 13 sondes géothermiques d'une longueur de 200 m. Celles-ci sont également utilisées pour la production passive de froid et ont permis de renoncer presque totalement à la production active

de froid. Grâce au système de dalles actives (TABS), utilisé pour l'introduction de la charge de base pour la chaleur et le froid, de très basses températures de départ sont nécessaires dans le bâtiment, ce qui permet d'obtenir une efficacité maximale des pompes à chaleur en mode de chauffage et une bonne exploitation de la puissance de refroidissement des sondes géothermiques. La régulation fine du refroidissement dans les laboratoires s'effectue par le biais de convecteurs d'air circulation rapide.

Eaux souterraines comme source de chaleur et de froid

Maison de retraite et centre de soins de la Könizstrasse à Berne: L'ancien immeuble de Losinger réalisé dans les années 1960 à Berne servait d'immeuble administratif. La rénovation totale par les architectes bernois Jordi + Partner AG a donné le jour au centre de soins et de résidence Fischermätteli. Les 10 étages supérieurs de l'immeuble accueillent 80 patients et abritent 21 logements pour personnes âgées. Différentes entreprises de services ont élu domicile aux étages inférieurs.



*Illustration 101:
Principe d'une
pompe à chaleur à
sondes géother-
miques.*



*Illustration 102:
Maison de retraite
et centre de soins
de la Könizstrasse à
Berne (Dr. Eicher +
Pauli AG).*

Grâce à la nouvelle façade bien isolée et à la distribution de chaleur par plancher chauffant, le chauffage à mazout a pu être supprimé au profit d'une pompe à chaleur à eaux souterraines. En été, l'utilisation des eaux souterraines assure en outre le refroidissement renouvelable et économique du bâtiment, sans utiliser aucune installation de production de froid mécanique. Pour les personnes âgées, le gain de confort est considérable (coefficient de performance annuel supérieur à 5,0).

Du froid et de la chaleur captés à 50 m de profondeur: Sur le site de l'Agroscope de Berne, le système de production de froid devait être rénové pour des raisons légales. En même temps, un nouveau grand quartier résidentiel était réalisé à proximité, à Dreispitz. Grâce à l'association intelligente de ces deux projets, l'Office fédéral des constructions et de la logistique (OFCL) a pu mettre en œuvre un projet de captage des eaux souterraines.

Le froid nécessaire pour les installations de climatisation de l'Agroscope est produit à l'aide d'une nouvelle machine de froid spéciale; la chaleur rejetée produite est transférée vers les bâtiments d'habitation.

Le gain réalisé sur la fourniture de chaleur a permis de financer un captage d'eaux

souterraines avec un puits de 50 m de profondeur. Sa capacité a été dimensionnée de manière à être maximale. Il permettra ainsi de chauffer de façon économique de futures constructions nouvelles, via des pompes à chaleur et de refroidir directement. Les eaux souterraines sont également utilisées pour produire du froid industriel et refroidir un fermenteur exploité par l'Agroscope à l'aide de froid renouvelable, sans énergie supplémentaire. Jusqu'à présent, ces processus utilisaient pour certains de l'eau potable pour leur refroidissement. Le nouveau système a donc permis de réaliser non seulement des économies d'énergie mais également d'améliorer les processus et d'accroître la sécurité de fonctionnement. Le volume de captage des eaux souterraines s'élève à 70 l/s au maximum. La puissance maximale possible des pompes à chaleur est de 1800 kW.

Les rejets thermiques comme source de chaleur chez Coop

A l'origine de l'utilisation complète des rejets thermiques au moyen de pompes à chaleur, il y a eu une étude de variantes sur l'avenir de l'installation de recyclage des déchets propre à l'entreprise dans le centre de distribution Coop à Berne. Celle-ci recyclait chaque année env. 3000 tonnes de déchets et atteignait ainsi une puissance de 4,5 MW. La chaleur sert au chauffage et à la production de vapeur. Une partie de cette vapeur entraîne des installations de froid à absorption pour la production de froid. Les nouvelles pompes à chaleur installées produisent du froid pour le centre de distribution et un centre de calcul. Les rejets thermiques des machines de froid à compression sont utilisés par Coop pour réduire l'utilisation de combustibles fossiles et les émissions de CO₂. Les deux nouvelles pompes à chaleur ont une puissance thermique de 1300 kW, ce qui permet de couvrir presque 50 % du besoin en puissance maximal et env. 90 % du besoin énergétique annuel pour le chauffage et l'eau chaude. Parallèlement, le système permet également de produire du froid pour le refroidissement du centre de calcul, sans consommation supplémentaire d'électri-

*Illustration 103:
Pompe à chaleur/
machine de froid
combinée au centre
de distribution
Coop à Berne (Dr.
Eicher+Pauli AG).*



*Illustration 104:
Centre de distribu-
tion Coop à Berne
(Dr. Eicher+Pauli
AG).*



cité. Ce nouveau concept prouve que l'utilisation des rejets thermiques disponibles et la production combinée de chaleur et de froid sont non seulement considérablement plus efficaces sur le plan énergétique, mais également beaucoup plus économiques, que l'ancien système de production séparée de chaleur et de froid.

Systèmes de chauffage à distance

Des rejets thermiques pour 1000 logements

Ewz exploite une installation de pompe à chaleur qui utilise les rejets thermiques du bâtiment de Swisscom à Zurich. Les locaux

Illustration 105 (en haut à gauche): La pompe à chaleur utilisée est disposée dans une salle des machines conçue à cet effet (ewz).

Illustration 106 (en bas à gauche): Dans la salle des machines sont installés 4 compresseurs à pistons (ewz).

Illustration 107: Les échangeurs de chaleur pour l'évaporateur et le condenseur (ewz) sont installés sur un socle dans la salle des machines.

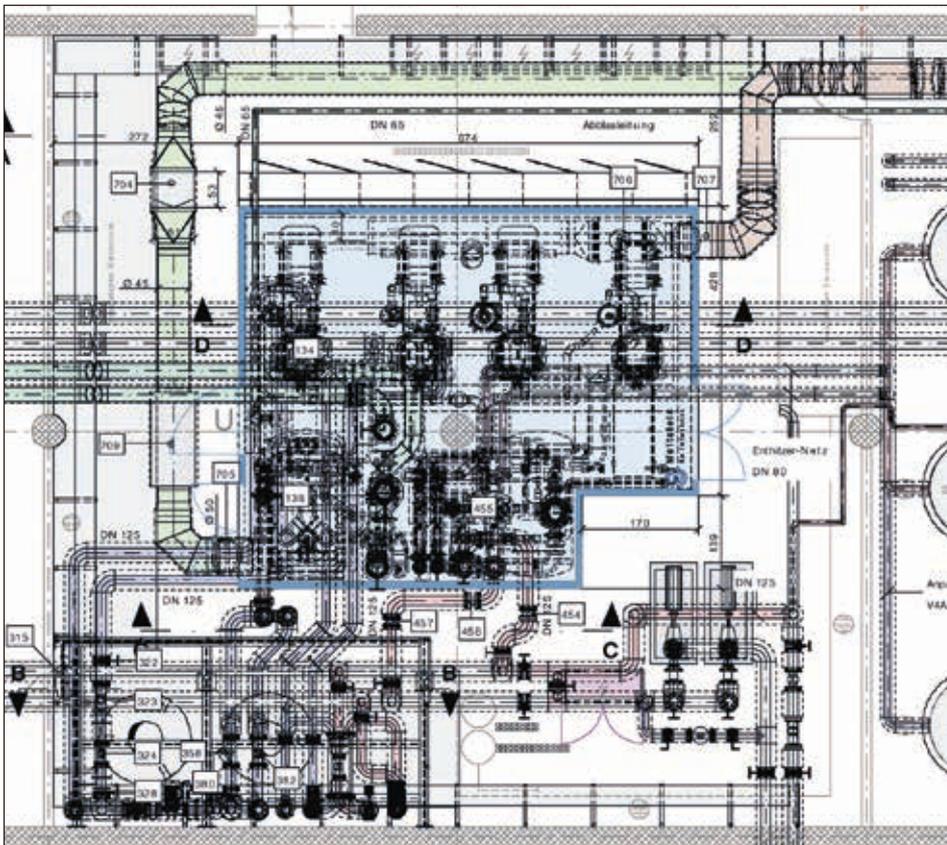


Illustration 108: Plan de la centrale technique comprenant les armoires électriques et la salle des machines de la pompe à chaleur (bleu clair).

de l'exploitation sont refroidis à l'aide de machines de froid. Les rejets thermiques de ce processus de refroidissement sont disponibles à une température de 24 °C. Une pompe à chaleur utilisant de l'ammoniac comme fluide frigorigène élève cette température à deux niveaux différents. Cela permet d'alimenter d'une part un réseau basse température qui approvisionne en chauffage le bâtiment Swisscom et d'autre part un réseau de chaleur à une température de

Illustration 109: Réseau de conduites dans le sol avec manchons de dilatation blancs (Dr. Eicher + Pauli AG).



Illustration 110: Pour pouvoir acheminer l'énergie jusqu'aux nombreux consommateurs, des circulateurs redondants sont nécessaires (ewz).



Illustration 111: Pour absorber la dilatation de l'eau à différentes températures, une telle installation requiert des vases d'expansion (ewz).



Illustration 112: Réseau de chauffage de Binz à Zurich (Dr. Eicher+Pauli AG).



67 °C. Ce dernier produit l'eau chaude sanitaire du bâtiment et approvisionne 1000 logements situés dans deux résidences adjacentes en chaleur pour le chauffage et la production d'eau chaude.

Salle des machines: La pompe à chaleur est installée dans une salle des machines séparée. Celle-ci permet de garantir l'isolation phonique et surtout le confinement de sécurité, car l'ammoniac est toxique et ne doit en aucun cas pouvoir s'infiltrer dans des locaux adjacents ou dans le bâtiment. La puissance thermique de la pompe à chaleur est de 2000 kW. Avec un coefficient de performance de 4,7, ce sont ainsi 1600 kW de rejets thermiques provenant de Swisscom qui sont utilisés pendant la période de chauffe. En d'autres termes, 1 kWh d'électricité et 3,7 kWh de rejets thermiques produisent 4,7 kWh de chaleur utile.

Afin que le fluide frigorigène puisse être évacué en cas de fuite d'ammoniac, une installation de ventilation a été spécialement installée à cet effet. L'air est évacué par le toit. A l'extérieur de la salle des machines, la chaleur est stockée dans de grands accumulateurs de 38 m³ et distribuée selon le besoin. Les 1000 logements des deux résidences sont alimentés en chaleur via un réseau de conduites enfoui dans le sol.

Couverture du besoin en énergie: La courbe annuelle de l'illustration 92 page 76 montre la quantité d'énergie couverte par la pompe à chaleur et la quantité couverte à l'aide de la chaudière dédiée à la couverture fossile des besoins de pointe. Sur l'axe Y à gauche est reporté le besoin en puissance thermique de l'ensemble du réseau de chaleur. Sur l'axe X sont reportées les 8760 heures d'une année. L'axe Y de droite indique la fréquence cumulée de la température extérieure. Pendant env. 700 heures par an, la température extérieure est inférieure à 0°C. La puissance thermique maximale n'est nécessaire que pendant très peu d'heures dans l'année (pointe rouge), c'est pourquoi il est intéressant, du point de vue économique, de produire cette énergie non pas à l'aide d'une pompe à chaleur coûteuse mais à l'aide d'un générateur de chaleur moins cher, c.-à-d. une chaudière. Celle-ci ne fonctionne que dans les périodes

de charge de pointe. Le besoin en chaleur baisse à mesure que la température extérieure augmente jusqu'à la limite de chauffe de 12 °C. En présence de températures extérieures plus élevées, la chaleur n'est plus nécessaire que pour la production d'eau chaude (en jaune). Le degré de couverture des différents générateurs de chaleur par rapport au besoin annuel total en chaleur sert de référence pour l'évaluation économique. C'est à cela que servent les surfaces dans le diagramme de fréquence cumulée. Les surfaces rouge et jaune correspondent aux besoins en chaleur du réseau de chaleur. La surface jaune représente la part de couverture de la pompe à chaleur d'env. 80 % et la surface rouge correspond aux 20 % env. de la chaudière. Ce rapport constitue, dans les conditions s'appliquant à cet exemple, l'optimum économique.

Investissement et vente de chaleur: Les investissements s'élèvent à env. 6 millions de francs. Ewz Energiedienstleistungen a réalisé ce projet et approvisionne env. 1000 logements sur la base de contrats à long terme. Les ventes de chaleur se montent à env. 12 000 MWh par an, dont 9600 MWh proviennent de la pompe à chaleur.

Production combinée de chaleur et de froid dans une exploitation industrielle

Une machine de froid à PAC dans une exploitation industrielle permet d'utiliser la

chaleur rejetée de la production à des fins de chauffage. Cela permet d'économiser chaque année 2500 tonnes de CO₂.

Concept d'installation: Pour l'évacuation des rejets thermiques issus de la production industrielle, on utilise les eaux souterraines. Celles-ci sont alors chauffées à 21 °C et étaient auparavant rejetées à cette température dans une rivière proche. Désormais, cette chaleur rejetée est récupérée à l'aide d'une pompe à chaleur et injectée à 70 °C dans le réseau de chauffage de l'entreprise. Toutefois, l'installation n'est pas seulement conçue sous forme de pompe à chaleur. En présence d'un besoin de froid, l'installation fonctionne sous forme de pompe à chaleur/machine de froid combinée, en utilisant directement comme source de chaleur les rejets thermiques de la production de froid afin de ne soutirer aux eaux souterraines réchauffées que la partie manquante. Si le



Illustration 114: Alimentation en eau de l'usine avec filtres.

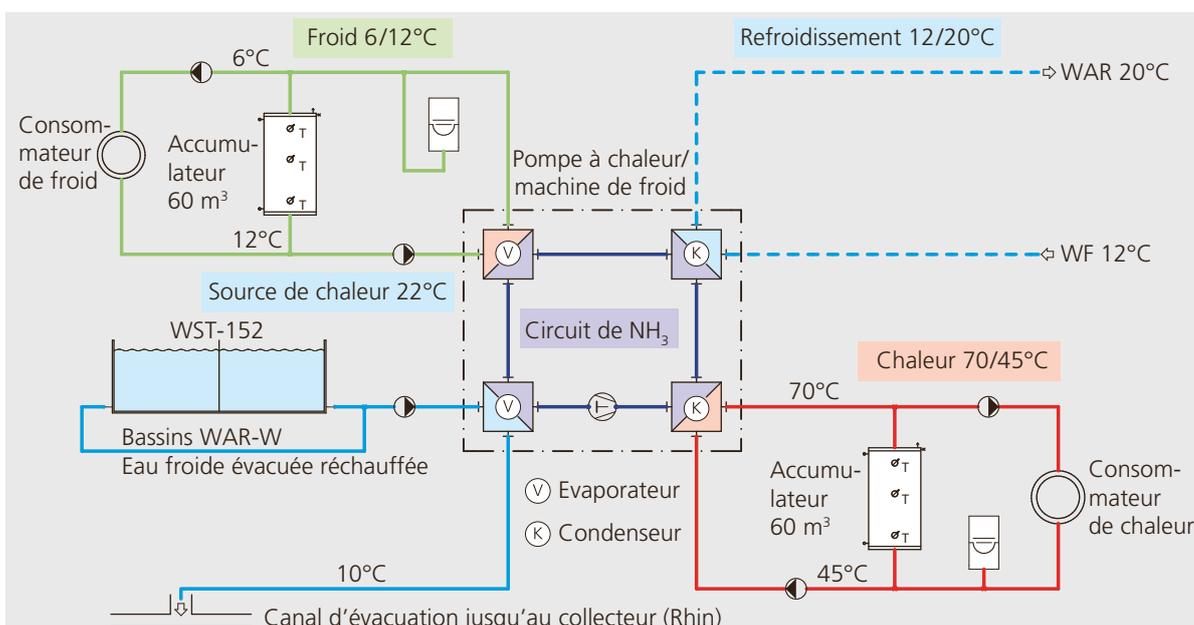


Illustration 113: Schéma de principe de l'installation de production de chaleur et de froid.

besoin de froid est supérieur au besoin en chaleur, la chaleur en excès est refroidie par le biais des eaux souterraines. Cette installation combinée permet de réaliser des économies de coût par rapport à une production séparée de chaleur et de froid.

L'eau d'usine comme source de chaleur:

Les eaux souterraines sont captées et traitées, puis utilisées comme eau d'usine pour le refroidissement des processus. Elles sont ensuite collectées sur tout le site de l'usine et stockées dans deux citernes souterraines bétonnées de 1000 m³. Un circulateur permet d'acheminer l'eau jusqu'à la pompe à chaleur dans le bâtiment voisin. L'eau en excès, si elle n'est pas polluée, est rejetée dans la rivière proche.

L'ammoniac comme fluide frigorigène:

La pompe à chaleur fonctionne avec le fluide frigorigène naturel qu'est l'ammoniac. Celui-ci a l'avantage de posséder une efficacité thermique élevée et de ne pas être nocif pour l'environnement. Toutefois, l'ammoniac est très toxique et nécessite des précautions de sécurité pour empêcher toute fuite dans l'environnement. Outre les précautions de sécurité mises en œuvre sur

l'installation elle-même, celle-ci est disposée toute entière dans une salle des machines séparée. Quatre compresseurs industriels permettent de produire jusqu'à 2500 kW de chaleur ou 1500 kW de froid.

Compresseurs: On utilise dans ce système des compresseurs à pistons éleveurs ouverts, ou compresseurs industriels. Les compresseurs à pistons sont équipés de régulations et entraînés par un moteur électrique. La puissance électrique s'élève à env. 130 kW (illustr. 115).

Régulation, système d'automatisme:

Cette installation combinée de chaleur et de froid dispose de deux évaporateurs et de deux condenseurs. Pour réguler l'installation, un automate programmable est nécessaire.

Accumulateur: La chaleur et le froid produits sont stockés en fonction du besoin dans un accumulateur de froid et un accumulateur de chaleur d'une contenance de 65 m³ chacun. Etant donné que, pour obtenir une stratification de température importante, les accumulateurs doivent être les plus hauts et les plus fins possibles, il a fallu les installer, pour des raisons de place, à l'extérieur du bâtiment (illustr. 116).

Distribution de chaleur et de froid: La conduite à distance chaude permet d'alimenter de nombreux bâtiments en chaleur sur le site, et la conduite à distance froide permet d'alimenter en froid un bâtiment de production. Etant donné que, pour des raisons de rentabilité, l'installation de PAC n'a pas été dimensionnée en fonction du besoin maximal en chaleur de tous les bâtiments, une couverture des besoins de pointe est requise. Celle-ci s'effectue via l'ancien réseau de vapeur alimenté par des énergies fossiles. Lorsque la pompe à chaleur n'atteint pas les 70°C souhaités au départ, un désurchauffeur assure le réchauffage en série dans chaque station de transfert.

Investissement et rentabilité: Les investissements pour la pompe à chaleur/machine de froid, y c. le découplage énergétique du froid et de la chaleur jusqu'aux stations de désurchauffeur, se sont montés à env. 4,5 millions de francs. Les coûts annuels de l'énergie ont pu être nettement réduits, ce qui garantit la rentabilité de l'installation.

*Illustration 115:
Compresseur à pistons éleveurs ouverts (compresseur industriel).*

*Illustration 116:
Accumulateur de chaleur.*



Energie bois

Maurus Wiget **Le bois énergie en Suisse**

Le bois est un agent énergétique renouvelable qui, s'il est utilisé de façon durable, est neutre en CO₂. Dans les forêts suisses, le bois croît chaque année à raison de 9 à 10 millions de m³. La croissance biologique est un potentiel théorique, car différents facteurs viennent restreindre le potentiel utilisable pour la production d'énergie. Par exemple, de nombreuses forêts sont difficilement accessibles, voire inaccessibles, pour pouvoir être exploitées avec les technologies et l'infrastructure actuelles. En outre, l'exploitation matérielle de la récolte de bois est soumise à des restrictions économiques et à une âpre concurrence. Voici quelques-unes des restrictions à l'exploitation du potentiel existant pour la production d'énergie.

Autour du bois de récupération, les exploitants de centrales à bois sont en concurrence avec l'industrie des produits dérivés du bois. En 2009, 70 % de la réserve de bois de récupération ont été exportés à l'étranger et notamment en Italie du Nord, qui consomme plus de 50 % de cette quantité exportée pour l'industrie des panneaux agglomérés.

En 2012, env. 4 millions de m³ de bois ont été utilisés pour produire de l'énergie. Selon l'OFEN, Document de stratégie «workinprogress», les potentiels supplémentaires de bois énergie utilisables à court ou moyen terme s'élèvent encore à 2,3 millions de m³. A l'échelle du pays, l'extraction de bois destiné à une utilisation énergétique est en augmentation. Entre 1990 et 2011, elle est passée de 2,8 à 9,7 TWh. La part du bois énergie dans la statistique énergétique globale s'élève à 4,0 %. Au total, rapporté à la consommation de 1990, le bois pourrait couvrir env. 5 % de la consommation d'énergie totale ou env. 10 % de la consommation d'énergie thermique. Avec l'augmentation de l'efficacité énergétique,

Source: Documentation suisse du bâtiment sur le thème de l'énergie bois.



Illustration 118: A la fin de leur utilisation, les produits bois deviennent du bois de récupération. La majeure partie du bois de récupération provient des chantiers de démolition (AWEL).



Illustration 117: Le bois qui croît en dehors des forêts est appelé bois hors forêts. Cette désignation regroupe également le bois flotté entraîné par les eaux courantes (Beat Jordi, Bienne).

Bois forestier	Bois hors forêts	Résidus de bois	Bois usagé
Croît dans les forêts.	Croît en dehors de la forêt, p. ex. dans les haies, les rives boisées, les talus routiers ou les allées.	Issus des exploitations industrielles ou commerciales de traitement du bois, p. ex. copeaux de rabotage ou déchets de bois.	Provient des démolitions de bâtiments et des chantiers, des meubles et des emballages.

Tableau 18: Types de bois d'importance économique.

c.-à-d. la baisse de la consommation énergétique moyenne du bâtiment, la part de l'énergie bois sur la production de chaleur augmente en conséquence.

Installations de combustion

Dans le domaine des installations de combustion, la tendance s'oriente nettement vers l'abandon des installations à alimentation manuelle au profit des installations de combustion automatiques. Entre 1990 et 2011, la part des chaudières à bûches sur la consommation énergétique totale a chuté de 80 à 40 %. Dans la même période, la part des chauffages à bois automatiques a plus que triplé, passant de 13 à 44 %. Si l'on considère les installations existantes destinées au chauffage des pièces individuelles, on constate un recul des poêles, cheminées ouvertes et cuisinières à bois au profit de poêles-cheminées et de poêles à granulés. Le nombre de chaudières à bûches a diminué de plus de moitié entre 1990 (152 673 unités) et 2011 (70 353 appareils), tandis que dans la même période, le nombre de chauffages automatiques est passé de 2254 à 7191 installations (soit une augmentation de 219 %). Par rapport à d'autres agents énergétiques renouvelables tels que le soleil et le vent, le bois présente l'avantage de pouvoir être utilisé dans des applications nécessitant de hautes températures et une énergie en ruban. C'est pourquoi à plus long terme, le bois devra être moins utilisé pour le chauffage et la production d'eau chaude, mais davantage pour la chaleur de processus et les couplages chaleur-force.

Types de combustible

Pour connaître les types de combustible appropriés aux différentes applications, on

Tableau 19: Total du potentiel de bois énergie annuel.

Utilisation 2009, tous types	3,9 mio. de m ³
Potentiels supplémentaires	
Bois forestier (OFEV, politique des ressources)	1 mio. de m ³
Bois hors forêts (EBP, oct. 09)	0,3 mio. de m ³
Résidus de bois issus de la transformation du bois (OFEV)	0,3 mio. de m ³
Bois usagé	0,4 mio. de m ³
Exportations actuelles	0,3 mio. de m ³
Total du bois énergie disponible par an	6,2 mio. de m ³

se base sur des critères économiques et techniques ainsi que sur les prescriptions légales. Les combustibles-bois se différencient selon leur origine, leur transformation et leur stockage. Le tableau 20 présente les principales caractéristiques de différenciation des types de bois. Les types de bois les plus fréquemment utilisés sont les bûches, les plaquettes de bois d'origine forestière, le bois issu de l'entretien paysager, les plaquettes de scierie et les granulés de bois.

■ **Le bois en bûches** est utilisé dans les chauffages à bois à alimentation manuelle. Lors de l'utilisation de bûches, il convient de veiller à ce que celles-ci soient suffisamment sèches. Elles doivent être stockées pendant deux ans dans un endroit sec et bien ventilé avant d'être brûlées.

■ **Les plaquettes de bois** d'origine forestière sont du bois forestier transformé pour former des plaquettes. Selon la chaîne d'approvisionnement, celles-ci sont transportées directement à partir de la forêt ou d'un entrepôt intermédiaire, jusqu'au consommateur. La combustion des plaquettes fores-

Tableau 20: Caractéristiques de différenciation courantes des différents types de bois.

Bois énergie	Calibre	Bois refendu
		Bûches
		Plaquettes
		Granulés
		Copeaux de rabotage / sciure
	Espèce	Bois de feuillu
		Bois de résineux
	Bois à l'état naturel	Bois forestier
		Bois hors forêts
	Bois usagé	Bois issu des chantiers de démolition, des transformations et des rénovations
Meubles en bois		
Emballages, palettes		
Déchets de bois		
■ Problématiques avec revêtement PVC		
■ Bois traité avec des produits de protection du bois		
Humidité	Fraîchement coupé	
	Séché	
	■ Séchage thermique	
Résidus de bois issus de l'industrie de transformation du bois	■ Séchage à l'air libre	
	A l'état naturel	
	Traité	

tières s'effectue dans des installations de combustion automatiques.

■ Le bois issu de l'entretien paysager provient du nettoyage de haies, de talus, de parcs et de berges. Il peut contenir de grandes parts de peuplier et de saule et est difficile à brûler.

■ Les **plaquettes de scierie** sont des dosses, des délignures ou des écorces transformées pour obtenir des plaquettes de bois. En règle générale, il s'agit de bois énergie à l'état naturel pouvant contenir des copeaux de rabotage et de la sciure.

■ Les **granulés de bois** sont des produits cylindriques compressés fabriqués à partir de bois à l'état naturel. Les matériaux de départ sont des sous-produits de l'industrie de transformation du bois, tels que la sciure et les copeaux de rabotage. Les granulés

destinés aux chauffages conventionnels sont normalisés et remplissent des exigences élevées en termes de pouvoir calorifique, de part de cendres et d'humidité. Il existe également d'autres types de combustibles sous forme de granulés, provenant p.ex. d'écorces, de paille ou de résidus de céréales, qui ne sont toutefois pas appropriés à une combustion dans des chauffages conventionnels sans nettoyage des gaz de combustion.

L'**Ordonnance sur la protection de l'air (OPair)** définit d'une part les types de bois qui peuvent être brûlés dans les différentes installations et prescrit d'autre part les valeurs limites d'émissions. Le tableau 21 répertorie les types de bois appropriés, ou non, en tant que combustibles-bois.

Critères de qualité des granulés de bois

Matière première: Copeaux de rabotage ou sciure
Dimension: 6 mm de diamètre
Pouvoir calorifique: 5 kWh/kg
Poids en vrac: 650 kg/m³
Teneur en eau: <10 %
Cendre: 0,5 %

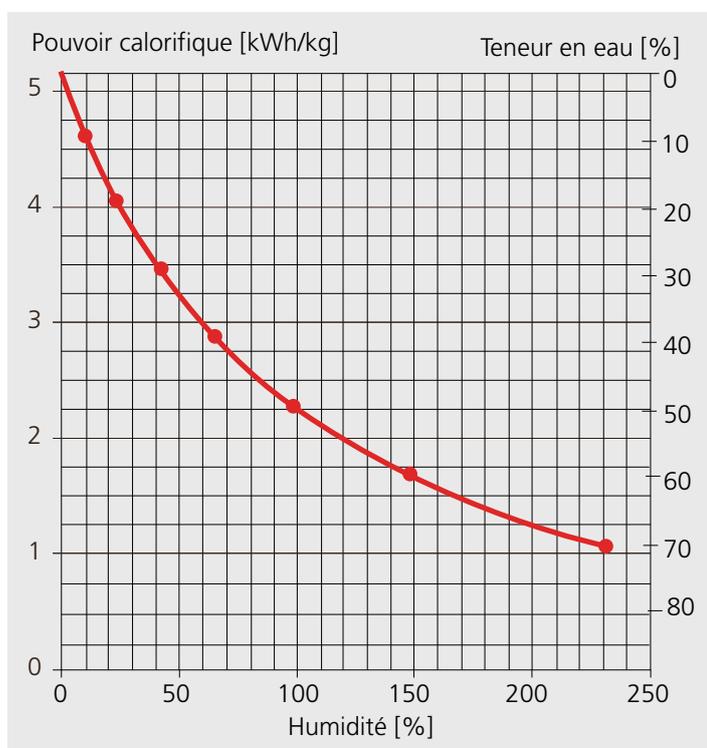
La **teneur en eau des combustibles-bois** est une caractéristique importante pour déterminer la qualité du matériau. Une teneur élevée réduit le pouvoir calorifique du combustible et augmente les exigences du système de combustion. Pour indiquer la teneur en eau du bois, on uti-

Tableau 21: Désignations des types de bois selon l'OPair et exigences relatives aux installations de combustion et aux émissions.

	Combustibles-bois		Non combustibles-bois	
Désignation OPair	Bûches à l'état naturel ainsi que ramilles et pommes de pin	Bois non en bûches à l'état naturel, notamment granulés de bois, plaquettes, copeaux, sciure et écorce	Bois usagé issu de chantiers de démolition, de travaux de transformation ou de rénovation, résidus de chantiers, bois usagé provenant d'emballages y c. palettes et vieux meubles en bois	Bois usager ou déchets de bois qui ont été imprégnés avec des produits de protection du bois selon un procédé par pression ou qui présentent des revêtements issus de composés organohalogénés.
		Résidus de bois provenant de l'industrie de transformation du bois		Déchets de bois ou bois de récupération traités intensivement avec des produits de protection tels que le pentachlorophénol
Désignation OPair	OPair, annexe 5, chiffre 3, alinéa 1, lettre a	OPair, annexe 5, chiffre 3, alinéa 1, lettres b et c	OPair, annexe 5, chiffre 3, alinéa 2, lettre a	OPair, annexe 5, chiffre 3, alinéa 2, lettre b
Installations de combustion	Chauffages à alimentation manuelle et cheminées de salon	Chauffages à alimentation automatique	Installations de combustion de bois usager, de papier et de déchets similaires, avec une puissance calorifique de combustion > 350 kW	Installations de combustion de déchets ménagers et déchets spéciaux
Valeurs limites de l'OPair	Aucune obligation de mesure	Aucune obligation de mesure jusqu'à 70 kW, OPair, annexe 3, chiffre 522, alinéa 1	OPair, annexe 3, chiffre 522, alinéa 1	OPair, annexe 2, chiffre 714, alinéa 1

lise généralement deux grandeurs. La teneur en eau w désigne le poids de l'eau en fonction de celui du bois humide. L'humidité du bois u désigne le rapport entre le poids de l'eau et le poids de la substance bois sèche. L'illustration 119 montre le rapport entre la teneur en eau w ou l'humidité du bois u et le pouvoir calorifique. En dessous d'un pouvoir calorifique de 1,7 kWh/kg ou pour une teneur en eau supérieure à 60 %, une combustion automatique n'est plus possible. En présence d'une teneur en eau d'env. 88 %, le pouvoir calorifique est nul. Le tableau 23 ré-

Illustration 119:
Pouvoir calorifique et teneur en eau en fonction de l'humidité.



pertorie les valeurs typiques de w et u pour les types de bois traditionnels.

$$\text{Teneur en eau } w = \frac{m_{\text{Eau}}}{m_{\text{Bois}} + m_{\text{Eau}}}$$

$$\text{Humidité du bois } u = \frac{m_{\text{Eau}}}{m_{\text{Bois}}}$$

Le bois forestier frais peut contenir plus d'eau que de substance bois. La teneur en eau du bois forestier frais est comprise, selon l'espèce de l'arbre, son âge et la saison, entre 45 et 60 %. Un séchage de deux ans à l'air frais permet d'atteindre une teneur en eau de 15 à 20 %. Seul un séchage thermique à des températures de plus de 100 °C permet de sécher entièrement le bois. Un bois exempt d'eau est appelé bois en siccité absolue (atro, «absolut trocken»).

Unités de mesure, pouvoir calorifique et densité énergétique

Pour désigner le pouvoir calorifique et la densité énergétique, on utilise pour le bois énergie différentes unités de mesure dont les plus courantes sont le mètre cube plein, le stère et le mètre cube de bois déchiqueté. Les indications de pouvoir calorifique des différents types de combustible

Tableau 22: Unités de mesure pour le bois énergie.

Tableau 23: Parts d'eau typiques de différents types de combustibles.

Symbole	Signification
m ³	Mètre cube ou mètre cube plein Masse de bois pleine sans interstices
Stère	1m x 1m x 1m de bûches empilées avec interstices
map	Mètre cube apparent de plaquettes, mètre cube en vrac

Type		w	u
Bûches	Séchées à l'air	20 %	25
Plaquettes naturelles	Fraîchement récoltées dans la forêt	30 % – 55 %	43 % – 122 %
	Grumes séchées en forêt	30 % – 40 %	43 % – 67 %
	Stockées sous toiture	20 % – 30 %	25 % – 43 %
	Séchées à l'air	15 % – 20 %	18 % – 25 %
Résidus de bois	En provenance de la scierie	25 % – 60 %	33 % – 150 %
	En provenance de la charpenterie	13 % – 20 %	15 % – 25 %
	En provenance de la menuiserie	7 % – 17 %	7 % – 20 %
Granulés de bois		< 10 %	< 11 %
Copeaux de scierie		40 % – 50 %	67 % – 100 %
Ecorce		40 % – 60 %	67 % – 150 %
Bois usagé		10 % – 20 %	11 % – 25 %

divergent souvent légèrement les unes des autres dans la littérature. Cela est dû au fait que les types de bois énergie, à l'exception des granulés de bois, ne sont pas homogènes. Dans la pratique, la teneur énergétique d'un type de combustible n'est pas une valeur constante en raison de variations de qualité, de teneur en eau,

de volume et de part d'écorce. C'est pourquoi les indications relatives à la teneur énergétique sont souvent données en plages de valeurs. Le tableau 24 donne des valeurs indicatives de la teneur énergétique de plaquettes de résineux, de feuillus et de résidus de coupe présentant différents taux d'humidité. Les résidus de

Plaquettes de bois			
Humidité atro	Epicéa/sapin	Feuille	Résidus de coupes (cônes, branches)
100 %	450–550 kWh/map	800–900 kWh/map	350–500 kWh/map
75 %	500–600 kWh/map	850–950 kWh/map	400–550 kWh/map
50 %	550–650 kWh/map	900–1000 kWh/map	450–600 kWh/map
25 %	600–700 kWh/map	950–1050 kWh/map	500–650 kWh/map

map = mètre cube apparent de plaquettes

Tableau 24: Teneur énergétique des plaquettes de bois.

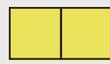
Tableaux de conversion		
Plaquettes de bois	Epicéa/sapin	Hêtre
1 mètre cube plein m ³	2,8 map 1,4 stère 550 kg bois 200 l mazout extra-léger 2,0 MWh = 2000 kWh	2,8 map 1,4 stère 750 kg bois 280 l mazout extra-léger 2,8 MWh = 2800 kWh
1 mètre cube apparent de plaquettes map	0,36 m ³ 0,5 stère 200 kg bois 70 l mazout extra-léger 0,7 MWh = 700 kWh	0,36 m ³ 0,5 stère 270 kg bois 100 l mazout extra-léger 1,0 MWh = 1000 kWh

Tableau 25: Tableau de conversion pour différents types de bois et grandeurs de référence.

Combustibles: Comparaison des besoins en espace de stockage

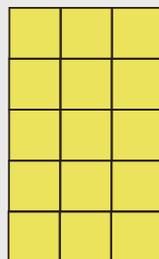
Volume pour 20 000 kWh d'énergie stockée (besoin énergétique annuel d'une maison familiale moyenne)

Mazout



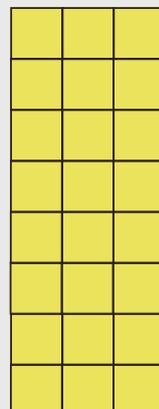
2 m³
= 2000 l
1 m³ = 10 MWh

Bois en bûches



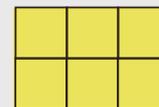
15 stères
w = 20 % (lutro)
1 m³ = 1,333 MWh

Plaquettes



= 24 Sm³
w = 25 % (type mixte)
1 m³ = 0,833 MWh

Granulés de bois



6 m³ = 4 t
w = 10 %
1 m³ = 3,333 MWh

Illustration 120: Grande différence de volume entre les différents types de bois.

coupe correspondent à la partie des arbres délaissée après la récolte de bois. La teneur énergétique par unité de volume des bois de résineux et des bois de feuillus varie en raison de la densité différente de ces espèces d'arbres. C'est pourquoi les indications de teneur énergétique par rapport au volume sont toujours différenciées en fonction des bois de résineux tendres et des bois de feuillus durs. Le tableau 25 permet d'effectuer des conversions pour différents types de combustibles et grandeurs de référence.

Les combustibles-bois présentent, par rapport au mazout, une densité énergétique nettement moindre. Il en résulte donc des volumes de stockage plus importants, une logistique plus complexe et des exigences accrues en termes de dispositifs d'acheminement du combustible. Le stockage de combustible des chauffages à bois est toujours nettement plus grand que celui des chauffages à mazout. Dans le cas des chauffages à granulés de bois, le volume de stockage doit en général correspondre au besoin d'une année, tandis que dans les grandes installations de combustion, il doit pouvoir accueillir au moins la capacité de livraison d'un poids lourd (env. 25 m³). Pour le stockage d'un besoin saisonnier sous forme de bûches, il faut compter env. 5 fois l'encombrement d'une cuve à mazout. Les plaquettes de bois nécessitent, pour la même durée d'approvisionnement, un volume 10 fois plus élevé qu'une cuve à mazout. Toutefois, dans le cas des plaquettes, pour des raisons de coût, les réserves de combustibles ne sont dimensionnées, selon les régions, que pour 5 à 7 besoins journa-

liers à charge nominale. Le facteur décisif pour le dimensionnement est le concept d'approvisionnement, qui se base sur la logistique de manutention du combustible.

Prix de l'énergie bois

Comme tous les prix de l'énergie, les prix de l'énergie bois ont également tendance à augmenter. En tant que matière première renouvelable, le bois conserve toutefois des prix relativement stables et est peu affecté par la crise. Un avantage évident, par rapport aux agents énergétiques fossiles dont les prix évoluent de façon incontrôlable à mesure qu'ils se raréfient et que notre dépendance vis-à-vis de l'étranger augmente. Les prix des plaquettes indiqués dans le tableau 26 concernent les plaquettes d'origine forestière. Les plaquettes de bois issues de l'entretien paysager ou de résidus de bois de l'industrie de transformation du bois sont moins chères. Les prix des granulés varient non seulement en fonction des quantités mais également en fonction des saisons. Pour réduire leurs volumes de stockage, les fournisseurs proposent en été des granulés 5 à 6 % moins chers que pendant la période de chauffage.

Les prix indicatifs actuels du bois énergie, ainsi qu'un indice de prix pour les plaquettes, figurent sur le site Internet d'Energie-bois Suisse: www.holzenergie.ch/holzenergie/energieholz/richtpreis-fuer-energieholz.html

Combustion du bois

En raison de sa faible densité énergétique, qui nécessite la manutention de grandes quantités de combustible, de sa teneur en

Type	Prix indicatif	Coûts spécifiques
Plaquettes de bois d'origine forestière		
Bois de feuillu frais		5,5–6,5 ct./kWh
Bois de feuillu sec		40–46 Fr./map
Bois de résineux frais		44–51 Fr./map
Bois de résineux sec		27–33 Fr./map
		32–38 Fr./map
Granulés de bois		
Quantité 3 t	394 Fr./t	7,9 ct./kWh
Quantité 5 t	380 Fr./t	7,6 ct./kWh
Quantité 8 t	369 Fr./t	7,4 ct./kWh

Tableau 26: Prix indicatifs pour différents types de bois énergie (Economie forestière suisse, 2012).

eau souvent élevée et de son point de fusion des cendres bas, le bois est considéré comme un combustible difficile. Les types de bois moins coûteux, par exemple issus de l'entretien paysager ou de bois de récupération, nécessitent une technologie plus complexe pour obtenir une combustion de bonne qualité. Dans un chauffage à bois, la libération des substances volatiles s'effectue par gazéification du bois dans le lit de braises. Les substances qui dégagent des gaz sont mélangées à l'air de combustion primaire et brûlées dans la chambre de combustion avec formation de flammes. Pour garantir la combustion complète des gaz, de l'air secondaire est apporté. La combustion du bois se déroule ainsi en trois phases. Celles-ci sont parfois simultanées, parfois successives (illustr. 121). Dans la phase de séchage, de la chaleur est amenée au bois humide par rétrodiffusion à partir de la troisième phase de combustion (oxydation). De cette manière, au-dessus d'une température de 100°C, l'humidité du combustible s'évapore. A partir de 250°C, l'effet de la chaleur provoque la décomposition du bois. Dans la seconde phase, la pyrolyse, se produit la gazéification par apport d'air primaire. Les produits qui en résultent sont des gaz et du carbone solide. La gazéification du carbone s'effectue à partir d'une

température de 500°C. Dans la troisième phase de combustion, à une température comprise entre plus de 700 et 1500°C, les gaz combustibles sont oxydés, ce qui conduit à la formation de dioxyde de carbone et d'eau. C'est dans cette phase de combustion que doit s'effectuer le dégagement de chaleur vers les parois entourant la chambre de combustion et vers le nouveau combustible acheminé.

Polluants

La combustion du bois produit des polluants qui dépendent de la composition du combustible et des conditions de combustion. Le système de combustion a pour tâche de créer de bonnes conditions pour que le processus de combustion puisse se dérouler de façon optimale dans les trois phases décrites. En outre, seule une exploitation correcte permet de réduire à un minimum la quantité de polluants émis. L'apport ciblé et le dosage de l'air sont nécessaires pour obtenir une combustion efficace et peu polluante. Les polluants résultant d'une combustion incomplète peuvent être évités par de hautes températures et par un bon mélange des gaz avec l'air de combustion. Pour garantir la combustion de bois humide sans émission de polluants, il est indispensable de disposer d'une chambre de combustion chaude dotée d'une zone de séchage chaude et suffisamment grande. Dans le cas d'un foyer à grille, le combustible humide peut traverser les trois phases de combustion dans la chambre de combustion chaude avec un temps de

Illustration 121: Déroulement de la combustion du bois

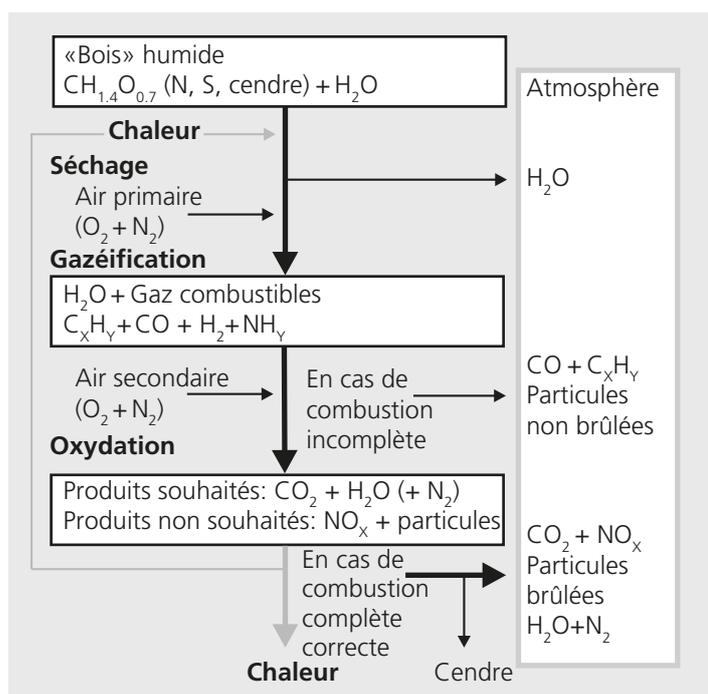


Illustration 122: Emissions d'un chauffage à bois au niveau de la cheminée.



séjour suffisant jusqu'à ce que la cendre tombe finalement de la grille. Dans un système à alimentation manuelle, le combustible doit impérativement être sec pour que la chambre de combustion puisse atteindre la température nécessaire à une combustion complète et peu polluante.

Les émissions d'oxydes d'azote proviennent d'une part de l'azote contenu dans le combustible et d'autre part d'oxydes d'azote produits lors de la combustion. Les émissions d'oxydes d'azote produites par les chauffages à bois dépendent donc également de la teneur en azote du combustible. Pour réduire les émissions d'oxydes d'azote, des mesures primaires sans utilisation d'additifs, ou des mesures secondaires utilisant un agent réducteur, peuvent être mises en œuvre. Dans le cas des chauffages à bois, les mesures secondaires consistent à appliquer un procédé de réduction non catalytique sélective (SNCR), qui utilise comme agent réducteur l'ammoniac ou une solution d'urée. L'utilisation du procédé de réduction catalytique sélective (SCR) n'a pas été éprouvée dans le cas des installations de combustion du bois.

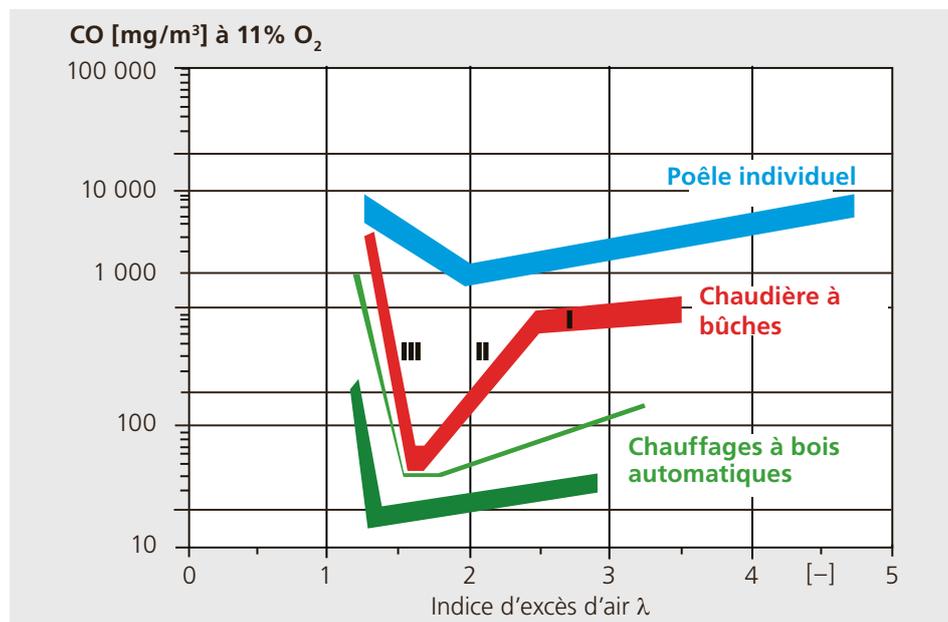
Indice d'excès d'air

Le rapport entre la quantité d'air apportée et la quantité de combustible est une grandeur d'exploitation importante qui

influence les émissions et le rendement. Pour les combustibles solides, avec lesquels il est plus difficile d'obtenir le mélange des gaz combustibles avec l'air qu'avec des combustibles liquides ou gazeux, un indice d'excès d'air λ de 1,5 à 2,5 est généralement requis. L'illustration 123 montre le comportement de combustion d'installations de combustion, à l'aide de la caractéristique CO-lambda. Les émissions de CO sont un bon indicateur pour l'évaluation de la qualité de combustion. La plupart des polluants non brûlés se comportent en termes de quantités de façon similaire au monoxyde de carbone. C'est pourquoi une bonne qualité de combustion est nécessaire pour que la part de polluants non brûlés reste faible. Dans l'exemple d'une chaudière à bûches (courbe rouge dans l'illustration 123), on peut différencier trois zones dans le diagramme. La zone I indique une combustion incomplète en présence d'un excès d'air élevé et d'une température de combustion basse. Dans la zone II ($1,5 < \lambda < 2,5$), la température de combustion augmente à mesure que l'excès d'air diminue. Par conséquent, la qualité de combustion augmente et la teneur en monoxyde de carbone des gaz de combustion diminue. La zone III avec $\lambda < 1,5$ est caractérisée par un manque d'oxygène local et la qualité de combustion se dégrade. En raison du

Illustration 123:
Emissions de monoxyde de carbone en fonction de l'excès d'air (Documentation suisse du bâtiment, Energie-bois partie I).

De haut en bas:
Chauffage à bois à alimentation manuelle simple; Chaudière à bûches avec combustion inférieure; Chauffage à bois automatique avec technique de combustion simple; Chauffage à bois automatique avec technique de combustion performante.



mélange insuffisant de l'air de combustion et des gaz combustibles, les émissions de monoxyde de carbone augmentent. L'OPair définit des valeurs limites d'émissions pour les particules, le CO et les NO_x pour les installations destinées à la combustion de combustibles-bois soumises à obligation de mesure (c.-à-d. d'une puissance thermique supérieure à 70 kW). Les cantons sont autorisés à fixer des valeurs limites plus strictes que celle de l'OPair.

Exploitation correcte des chauffages au bois

Pour garantir une combustion peu polluante, il ne suffit pas de disposer d'un bon système de combustion, il faut également que celui-ci soit correctement dimensionné et correctement exploité.

■ **Utiliser un combustible approprié:** Chaque système de combustion correspond plus particulièrement à certains combustibles. Ainsi, dans les chauffages à bois à alimentation manuelle, il ne faut utiliser que du combustible sec car il est techniquement impossible d'obtenir une combustion peu polluante avec des bois humides. Les systèmes de combustion automatiques, quant à eux, ne peuvent pas être utilisés de façon universelle avec tous les types de bois, mais doivent être adaptés au combustible en termes d'humidité, de calibre, de part de particules fines et de part de corps étrangers.

■ **Régler correctement les paramètres de combustion:** Dans chaque système, qu'il soit manuel ou équipé d'une technique de combustion moderne, les paramètres de combustion doivent être correctement réglés. Ces réglages doivent être réalisés en fonction du combustible et de la puissance de combustion et doivent être adaptés en cas de modification.

■ **Veiller aux limites des systèmes de combustion:** Chaque système de combustion possède ses limites d'utilisation, non seulement au regard des types de combustible pouvant être utilisés, mais également au regard de la plage de puissance. Les chauffages à alimentation manuelle ne possèdent qu'une possibilité de régulation très limitée en termes de puissance de combus-

tion. Les chauffages automatiques à plaquettes peuvent être réglés en fonction de l'humidité du combustible, dans une plage de puissance comprise entre 30 et 100 %. Si ces limites d'utilisation ne sont pas respectées, des émissions accrues sont à craindre.

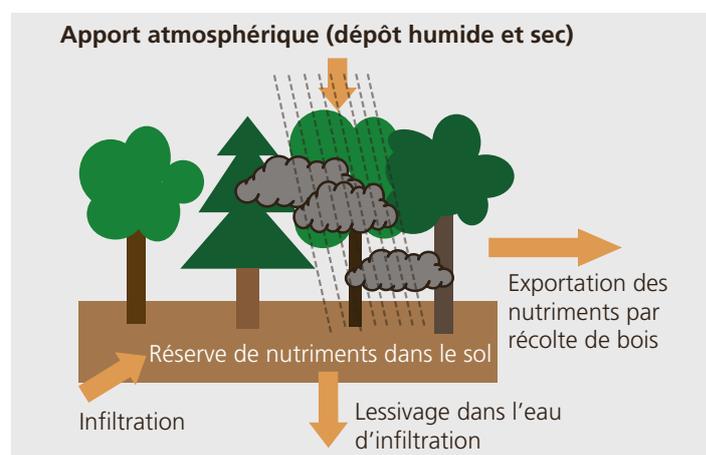
■ **Limiter les cycles d'allumage:** Tout feu qui s'éteint dans une installation de combustion à alimentation manuelle ou automatique traverse des phases dans lesquelles les conditions de combustion sont mauvaises. Au cours de ces phases, des températures de chambre de combustion trop basses et des quantités d'air de combustion non contrôlées génèrent des émissions de polluants trop élevées. C'est pourquoi il convient de réduire ou d'éviter autant que possible les cycles d'allumage, grâce à une exploitation appropriée.

■ **Proscrire la combustion de déchets**
Les chauffages au bois ne doivent pas être utilisés pour la combustion illégale de déchets. Dans les systèmes de combustion existants, seuls doivent être utilisés les types de bois autorisés conformément aux prescriptions de l'OPair (tabl. 21). La combustion d'autres substances peut endommager l'installation et engendrer des émissions de polluants considérables ainsi que des résidus toxiques dans la cendre.

Production de cendres et élimination

Lors de la combustion du bois, des résidus de combustion solides sont produits sous forme de cendres. La teneur en cendres des combustibles-bois varie fortement. Elle est comprise entre 0,2 et 12 % en poids. Selon sa qualité, la cendre peut être recyclée ou

*Illustration 124:
Modèle des principaux flux d'éléments nutritifs dans un écosystème forestier exploité.*



éliminée de différentes façons. Elle se compose de substances minérales telles que le potassium, le magnésium et le calcium ainsi que de substances étrangères telles que le sable, la roche et éventuellement d'autres additifs. La cendre est enrichie en polluants, notamment en métaux lourds. Les cendres de résidus de bois et de bois de récupération, en particulier, contiennent des parts élevées de métaux lourds. On trouve également des métaux lourds dans la cendre volante de types de bois à l'état naturel. Dans le cas des métaux lourds très volatils, on en trouve des teneurs très variables dans les différentes fractions de cendres. Les teneurs en plomb, zinc, cadmium et mercure augmentent nettement entre la cendre grossière et la cendre fine volatile.

Selon la composition de la cendre et le niveau de température dans la chambre de combustion, la cendre peut se ramollir, voire fondre intégralement. Des températures de chambre de combustion élevées qui dépassent la température de fusion de la cendre peuvent causer des dommages sur la maçonnerie et des encrassements considérables de la chaudière en raison des phénomènes de goudronnage.

A l'heure actuelle, on ne recycle que très rarement la cendre en Suisse, son élimination s'effectue généralement dans des décharges. Parallèlement, la tendance s'oriente vers l'utilisation d'arbres entiers. L'utilisation de branches ou même de cimes d'arbres entraîne un prélèvement important d'éléments nutritifs pour la forêt, ce qui peut, sur quelques rares sites, être compensé par un réapprovisionnement à partir du sol ou par infiltration. Pour garantir une utilisation durable de la forêt après un prélèvement répété d'éléments nutritifs, il faut envisager leur réintroduction par de la cendre, ce qui n'est actuellement pas autorisé.

Chauffages à bois à alimentation manuelle

Les chauffages à bois à alimentation manuelle peuvent être utilisés comme chauffage principal ou d'appoint pour des pièces individuelles, des maisons familiales et des immeubles. Ils se caractérisent par

une combustion qui dépend de la charge de remplissage de la chambre de combustion. Etant donné que la plupart du temps, l'énergie thermique libérée lors de la combustion ne correspond pas au besoin, un stockage intermédiaire de la chaleur est nécessaire pour garantir une exploitation peu émissive. Dans le cas des chaudières de chauffage central, cela s'effectue à l'aide d'un accumulateur d'eau, tandis que dans le cas des chauffages situés dans l'habitation, l'accumulation s'effectue dans la masse du système de chauffage. Pour garantir une exploitation peu émissive des systèmes de chauffage à alimentation manuelle, il est impératif d'utiliser exclusivement du bois de chauffage sec, naturel et correctement stocké. Toutefois, le plus important reste de veiller à une exploitation correcte avec un allumage peu émissif. Des informations à ce sujet sont disponibles à l'adresse: www.holzenergie.ch/holzenergie/richtig-anfeuern.html

Une fumée visible et malodorante à la sortie de la cheminée est le signe d'une combustion incomplète et d'une exploitation incorrecte. Au plus tard 15 minutes après l'allumage, aucune fumée ne doit plus être visible au niveau de la cheminée.

Systèmes de chauffage à bois à alimentation manuelle

Tout d'abord, il convient de différencier les poêles et les chaudières à alimentation manuelle. Dans le cas des poêles, la transmission de chaleur dans la pièce s'effectue par rayonnement et convection, tandis que dans le cas des chaudières, la chaleur est transférée à l'eau de chauffage. Il existe en outre des systèmes combinés, par exemple des poêles à accumulation avec échangeur de chaleur à eau intégré pour le raccordement à des chauffages centraux.

Les chaudières à bûches sont combinées à un accumulateur d'eau, permettant de stocker l'excédent de chaleur résultant de la différence entre la chaleur produite lors de la combustion et le besoin en chaleur momentané. Cela permet d'éviter les cycles répétés d'enclenchements de la chaudière ou la réduction de l'apport d'air, qui engendrent des émissions de polluants

élevées. L'utilisation d'un accumulateur permet à la combustion de se dérouler à charge nominale et avec de faibles émissions. La catégorie des chaudières comprend également les cuisinières de chauffage central dont une partie de la chaleur sert à cuisiner, l'autre étant transmise à un chauffage central. Les poêles, quant à eux, existent sous de nombreuses formes: poêles de salon, poêles-cheminées, cheminées ouvertes et fermées, poêles à accumulation de toutes sortes et cuisinières à bois. Les poêles à accumulation sont no-

tamment des poêles en faïence ou en stéatite. Les cheminées ouvertes se font aujourd'hui de plus en plus rares car elles n'apportent aucune contribution au chauffage de la pièce en raison de l'échappement d'air ambiant chaud.

Dans le cas des chaudières à bûches à alimentation manuelle et des poêles, on différencie deux principes de combustion: la combustion supérieure (également appelée combustion continue) et la combustion inférieure. La combustion est associée à une grande puissance instantanée, grâce à une combustion brève et intense de l'ensemble de la quantité de bois. Cette libération de puissance brève et intense nécessite une grande chambre de combustion, afin de garantir un temps de séjour suffisamment long des gaz. Dans le cas de la combustion inférieure, seule la couche de combustible la plus basse brûle, et non l'ensemble de la quantité de bois. La combustion s'effectue ainsi sur une durée plus longue et à une plus faible puissance. La combustion peut alors durer jusqu'à cinq heures et au-delà. Malgré leur durée de combustion plus longue, les systèmes à bûches à combustion inférieure nécessitent également un accumulateur. Néanmoins, étant donné qu'une plus grande partie de la chaleur peut être directement acheminée jusqu'au bâtiment, l'accumulateur peut être dimensionné plus petit.

Essai de type et label de qualité: Pour garantir une qualité élevée des chaudières à bois et poêles neufs, Energie-bois Suisse attribue un label de qualité aux systèmes de chauffage à bois performants. Les standards de qualité contrôlés en termes d'émissions et de rendement se basent sur l'OPair et sur les normes européennes.

Chauffages à granulés de bois

Les chauffages à granulés fonctionnent avec un combustible bois homogène et sec à haute densité énergétique. La combustion des granulés est peu émissive et présente un rendement élevé. Grâce à la qualité du combustible, ces installations peuvent être exploitées de façon fiable et entièrement automatique. Dotées d'un allumage automatique, elles réduisent au

Illustration 125:
Chambre de combustion avec combustion supérieure ou inférieure.

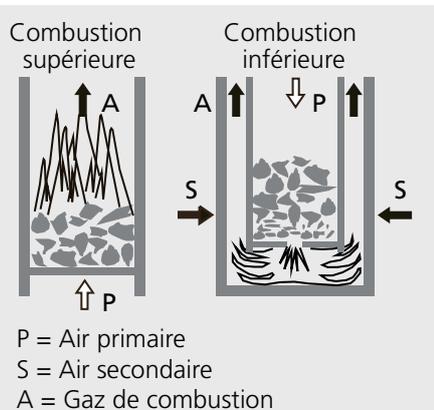


Illustration 126:
Chaudière à bûches avec combustion inférieure (Fröling GmbH).



Illustration 127:
Chaudière à bûches (Liebi LNC AG).



minimum l'intervention manuelle. Le chauffage des habitations peut s'effectuer au moyen de poêles ou de chaudières à granulés. Les poêles sont alimentés manuellement en granulés, livrés en sacs. Un poêle à granulés disposé dans une habitation possède un feu visible avec de belles flammes, et représente une alternative aux poêles à bûches. Les chaudières à granulés sont alimentées de façon mécanique ou pneumatique à partir d'une réserve de combustible. Lorsque le chauffage à granulés est utilisé comme chauffage exclusif, les cycles d'allumage sont nombreux dans l'entre-saison. Ils le sont également en été si la production d'eau chaude s'effectue toute l'année à l'aide du chauffage à granulés. C'est pourquoi l'utilisation d'un accumulateur de chaleur est dans ce cas recommandée. Celui-ci permet également d'intégrer facilement une installation de capteurs solaires dans le système de chauffage.



Illustration 128:
Livraison des granulés en sac (AEK Energie AG).

Illustration 129:
Livraison des granulés en big-bags (AEK Energie AG).

Formes de livraison des granulés

Les granulés sont proposés à la vente sous différentes formes. Leur stockage pour les poêles situés dans l'habitation s'effectue dans des sacs. La livraison des granulés pour les chaudières à granulés s'effectue en vrac, par des camions qui remplissent un espace de stockage disposé à l'intérieur ou à l'extérieur du bâtiment. Les camions sont équipés de dispositifs de soufflage ou de pompage. Le remplissage de la réserve de combustible s'effectue donc par transport d'air via un flexible d'une longueur de 30 m au maximum. Une autre forme de livraison moins courante est la livraison en big-bags.

Formes de stockage des granulés

Les réserves de combustible peuvent être réalisées dans la chaufferie elle-même, dans des pièces adjacentes ou dans des citernes enterrées. Il convient dans tous les cas de respecter les prescriptions en matière de protection incendie de l'Association des établissements cantonaux d'assurance incendie (AEAI) (<http://bsvonline.vkf.ch>). Les silos solides sont en général équipés d'un plan incliné avec vis sans fin ou d'une extraction centrale avec bras articulé. Ces deux systèmes peuvent être com-

binés à une alimentation pneumatique jusqu'à l'installation de combustion. Des silos textiles ou silos-sacs peuvent également être utilisés à la place des silos solides. Suspendus dans des châssis porteurs, ils peuvent être facilement intégrés dans une pièce existante mais présentent l'inconvénient de n'être pas étanches à la poussière. Si aucun local n'est disponible à l'intérieur du bâtiment pour le stockage des granulés, on peut également utiliser des citernes à granulés enterrées en matière synthétique, en acier ou en ciment, de forme cylindrique ou sphérique. L'extraction à partir des citernes s'effectue à l'aide de dispositifs d'alimentation pneumatiques. Quel que soit le type d'espace de stockage des granulés choisi, il convient de veiller à ce que ceux-ci, lors du soufflage, ne heurtent pas la paroi de la réserve, ce qui provoquerait leur désagrégation. Dans les silos fixes, on utilise à cet effet des tapis de rebond en caoutchouc. Le remplissage s'effectue à l'aide de deux «tubulures» dont l'une est raccordée à un ventilateur d'aspiration doté d'un filtre pour la séparation de la poussière.

Le volume de l'espace de stockage des granulés doit être choisi de manière à correspondre, si possible, à la consommation d'une année. En général, on compte un volume de stockage de 0,9 à 1 m³ par kW de besoin en puissance de chauffe. La quantité de stockage minimale ne doit toutefois



Illustration 130:
Silo textile pour granulés de bois.

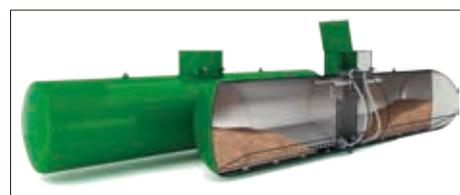


Illustration 131:
Réservoir à granulés enterré horizontal (Freudenthaler GmbH & Co KG).

pas être inférieure à 6 m³ (soit env. 4 t). Dans le cas des grandes installations de chauffage à granulés, il est intéressant de pouvoir stocker au moins la capacité de livraison d'un poids lourd entier, c.-à-d. 25 m³. Pour des raisons de sécurité, aucune installation électrique (lampes, interrupteurs, prises de courant, boîtier de distribution) ne doit être intégrée dans le silo. Les portes ainsi que la réserve elle-même doivent être étanches à la poussière. Il convient en outre de veiller à ce que l'humidité ne puisse pas s'infiltrer dans la réserve de combustible, car cela entraînerait le gonflement et la désagrégation des granulés. Lors du dimensionnement du volume de stockage, il convient de veiller à ce qu'aucun remplissage complet ne soit possible et que le volume utile ne soit nettement réduit par l'intégration d'éléments tels que des fonds inclinés.

Remarque importante: Pendant leur stockage, les granulés de bois émettent des gaz toxiques, notamment du monoxyde de carbone (CO), qui peuvent être mortels pour les personnes séjournant à proximité des réserves de granulés. Pour éviter tout accident, ces espaces de stockage doivent être ventilés mécaniquement à fond, de façon continue ou au moins avant tout accès.

Domaines d'application et types de chauffages à granulés

Comme dans le cas des foyers à alimentation manuelle, il faut différencier, dans le cas des chauffages à granulés de bois, les poêles et les chaudières. Dans le cas des poêles, la distribution de chaleur s'effectue par rayonnement et convection, tandis que pour les chaudières, la chaleur est transférée à l'eau de chauffage. Il existe en outre des systèmes combinés, c.-à-d. des poêles de chauffage central dotés d'un échangeur de chaleur à

eau intégré, qui peuvent être raccordés au chauffage central.

Poêle à granulés: Ils sont installés dans les pièces d'habitation et possèdent une puissance de chauffe comprise entre 2 et 12 kW. Les poêles à granulés intègrent un réservoir d'une capacité de 30 à 50 kg. La régulation de la puissance s'effectue par le biais d'un mode marche-arrêt ou via une régulation de puissance continue. Un ventilateur d'allumage ou un allumeur à incandescence démarre automatiquement le feu. Les poêles à granulés sont généralement équipés de brûleurs à coque ou de brûleurs à cuve.

Les poêles à granulés peuvent être utilisés en tant que chauffage d'appoint, ou en tant que chauffage exclusif dans les bâtiments construits selon le standard Minergie P ayant une faible puissance de chauffe. Les bâtiments Minergie ne sont pas appropriés à une distribution de chaleur par le biais de l'air. L'inconvénient des poêles à granulés réside dans la nécessité de manipuler les



Illustration 132:
Coupe d'un poêle à granulés avec réservoir à granulés intégré (Rika).



Illustration 133: Allumage automatique avec allumeur à incandescence céramique dans la coque du brûleur (Rauschert GmbH).

sacs de granulés dans la pièce, ce qui introduit de la poussière dans l'habitation.

Poêle de chauffage central: Le poêle de chauffage central est un système combiné entre le poêle et la chaudière. Une partie de la chaleur parvient directement dans la pièce via la surface chaude tandis qu'une autre partie est transmise à l'eau de chauffage. La plage de puissance de ces systèmes est comprise entre 3 et 20 kW. La pièce reçoit directement env. un tiers de l'énergie, les deux tiers restants étant transmis à l'eau de chauffage. Les bons poêles de chauffage central à granulés sont équipés d'une régulation de puissance continue et d'un allumage automatique. Ils comprennent également un silo intermédiaire d'une capacité pouvant atteindre 100 kg, dont le remplissage s'effectue tous les 2 à 3 jours seulement. En d'autres termes, ces systèmes nécessitent une manutention de quantités plus élevées de granulés, générant davantage de poussière. Ces systèmes peuvent être utilisés comme chauffages exclusifs dans les bâtiments optimisés sur le plan énergétique, ou comme chauffages d'étage. L'association d'un accumulateur de chaleur au poêle de chauffage central est recommandée. Celui-ci permet également d'intégrer facilement la chaleur produite par une installation solaire.

Chaudière à granulés de bois: L'encombrement et l'exploitation d'une chaudière à granulés de bois avec silo correspondent

à peu près à ceux d'un chauffage à mazout doté d'une citerne. Leur plage de puissance typique est comprise, pour les maisons familiales et les immeubles d'habitation, entre 5 et 50 kW. L'alimentation du système de chauffage à partir du silo s'effectue directement à l'aide de vis sans fin ou à l'aide de dispositifs d'alimentation pneumatiques, via un réservoir intermédiaire à proximité. Faciles à utiliser, peu encombrantes et très disponibles, ces installations sont de plus en plus souvent utilisées dans des puissances thermiques élevées supérieures à 500 kW, à la place de systèmes à plaquettes. Par rapport aux systèmes de combustion à plaquettes, les chaudières à granulés sont également avantageuses en termes de dimension de la réserve de combustible et des dispositifs d'alimentation, ainsi qu'en termes de coût. En outre, l'alimentation du combustible entre la réserve et le système de chauffage est moins exigeante en termes de changements de direction et de différences de hauteur. Les chauffages à granulés de bois représentent une alternative intéressante lors de la rénovation de chauffages à mazout, au regard de leur encombrement et de leur facilité d'utilisation.

Illustration 135:
Chaudière à granulés avec alimentation directe par vis sans fin à partir de la réserve de combustible (Hargassner).



Illustration 136:
Chaudière à granulés avec réservoir intermédiaire et alimentation pneumatique à partir de la réserve de combustible (Hargassner).

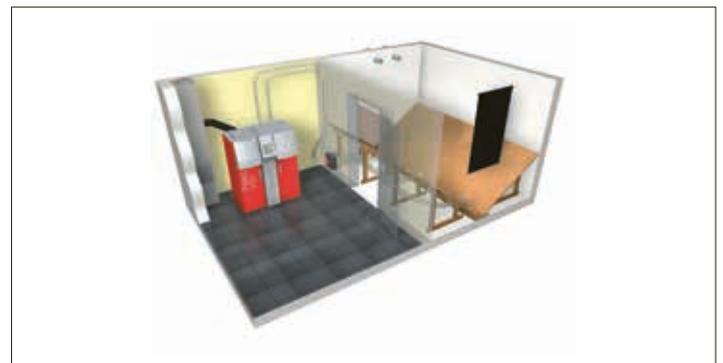


Illustration 134:
Coupe d'un poêle de chauffage central avec réservoir à granulés intégré (Rika).



Fonctionnement d'un système de chauffage à granulés de bois: Les granulés sont directement acheminés à l'aide d'une vis sans fin, depuis le silo ou un réservoir intermédiaire à alimentation pneumatique, via un étage de chute doté d'un sas à roue cellulaire, jusque dans la chambre de combustion chamottée. Le réservoir intermédiaire est équipé d'un détecteur de niveau. Le ventilateur d'allumage automatique (en vert dans l'illustr. 132) est placé derrière la vis sans fin. En dessous de la chambre de combustion se trouve un tiroir à cendres. L'apport d'air primaire s'effectue en dessous de la chambre de combustion, tandis que l'air secondaire est acheminé latéralement. Dans la zone de circulation située au-dessus de cette chambre s'effectue la combustion complète, avant que les gaz de combustion chauds ne parviennent dans l'échangeur de chaleur vertical. Celui-ci comprend des turbulateurs qui améliorent l'échange thermique tout en permettant, via un mécanisme de levier, le nettoyage automatique de l'échangeur de chaleur (illustr. 132). On aperçoit également au-dessus de l'échangeur de chaleur le ventilateur d'aspiration qui permet de maintenir l'installation de chauffage en dépression et d'acheminer les gaz de combustion jusqu'à la cheminée. Les granulés de bois sont généralement brûlés dans des cornues, également appelées cuvettes ou, pour des puissances élevées, sur des grilles. L'allumage automatique, un apport ciblé d'air primaire et d'air secondaire ainsi qu'une régulation modulante de la combustion via une sonde lambda ou une technologie similaire sont

des éléments essentiels d'un bon chauffage à granulés.

Exemple: Chauffage à granulés de bois pour un quartier de maisons mitoyennes à Möhlin

Le quartier résidentiel de la Salzstrasse à Möhlin est chauffé à l'aide d'un chauffage à granulés de bois monovalent. Pour créer de bonnes conditions pour le mode de faible charge du chauffage au bois, le système de chauffage est équipé d'un allumage automatique et d'un accumulateur. Ce chauffage a une puissance de 180 kW, permet de chauffer 42 maisons familiales mitoyennes et est exploité par la société AEW Energie AG dans le cadre d'un contracting énergétique.

En raison du combustible normalisé qu'ils utilisent, les chauffages à granulés de bois sont réputés être peu exigeants en termes de maintenance et peu sensibles aux pannes. En cas de panne prolongée du chauffage monovalent, l'installation est équipée de tubulures préparées pour le raccordement d'une centrale de chauffage mobile. La disponibilité de la centrale de

Illustration 138: Le quartier de la Salzstrasse comprenant 42 maisons mitoyennes est équipé d'un chauffage à bois monovalent de 180 kW.

Illustration 139: Chauffage à granulés de bois avec allumage automatique et nettoyage automatique des conduits de chaudière. La faible dimension du réservoir à cendre induit la faible production de cendres, de seulement 0,5% du poids du combustible.



Illustration 137: Vue en coupe d'une chaudière à granulés avec réservoir intermédiaire (Hargassner).

Données de l'objet

Lieu	Möhlin
Utilisation	Production de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude
Année de construction	2007
Investissement sans bâtiment	170 000 francs
Puissance du chauffage à bois	180 kW
Production d'énergie	378 MWh/an
Remarque	Chauffage à granulés pour l'approvisionnement en chaleur monovalent toute l'année, pour le chauffage et la production d'eau chaude

chauffage mobile dans un temps de réaction défini est garantie par un contrat passé avec une société de location de centrales de chauffage mobiles.

Chauffages automatiques

Les chauffages à bois automatiques sont proposés dans une large gamme de puissances, généralement comprises entre 200 kW et 5 MW. Ils sont utilisés pour chauffer des bâtiments individuels mais aussi de grands réseaux de chauffage, ainsi que pour des applications industrielles destinées p.ex. à la production de chaleur ou au chauffage d'huile thermique. Les types de combustibles les plus courants sont les plaquettes forestières ou les résidus de bois issus de l'industrie de transformation du bois, mais également des types de bois de qualité moindre tels que le bois issu de l'entretien paysager ou le bois de récupération.

Illustration 140:
Foyer à combustion inférieure

Illustration 141:
Foyer à grille
(Schmid energy solutions)



Technologies de combustion et domaines d'utilisation

Les types de foyers les plus utilisés sont les foyers à propulsion inférieure et les foyers à grille, ainsi que dans de rares applications, les foyers à pulvérisation ou à lit fluidisé. Ces derniers sont installés en présence de puissances élevées, généralement nettement supérieures à 5 MW, ainsi que pour des combustibles spéciaux, toutefois nous n'aborderons pas ces systèmes dans le présent ouvrage. Les foyers à propulsion inférieure et foyers à grille modernes sont fortement automatisés. Les installations jusqu'à une puissance de 500 kW peuvent être équipées d'un allumage automatique. En plus du décendrage automatique des foyers, les conduits de chaudière peuvent être automatiquement nettoyés par de l'air comprimé ou par ultrasons.

Foyer à propulsion inférieure: Dans le cas d'un foyer à propulsion inférieure, le combustible est introduit dans la cornue par le bas, à l'aide d'une vis sans fin. C'est là que se déroulent les trois phases de séchage, de pyrolyse et d'oxydation de la combustion. En raison de la géométrie de la cornue et de la possibilité limitée de séchage du combustible, les foyers à propulsion inférieure ne peuvent être utilisés qu'avec des combustibles présentant une teneur en eau de 50 % au maximum. L'air primaire est acheminé en dessous de la cornue, tandis que l'air secondaire s'écoule latéralement jusque dans la chambre de combustion chaude. En aval de celle-ci, les gaz de combustion passent ensuite à travers l'échangeur de chaleur dans lequel de la chaleur leur est prélevée, puis ils sont acheminés jusqu'au système de dépoussiérage. Les foyers à propulsion inférieure sont particulièrement appropriés à la biomasse à grain fin, tels que les copeaux de scierie et les plaquettes de bois présentant une teneur en eau comprise entre 5 et 50 %. La configuration des chambres de combustion et de post-combustion doit être adaptée à l'humidité du combustible et leurs coûts d'investissement sont inférieurs à ceux des foyers à grille. Par contre, l'extraction des cendres exige un effort d'intervention plus important et ces sys-

tèmes ne sont pas appropriés à des types de combustibles plus humides et plus exigeants. L'alimentation continue du combustible et un lit de combustible stable et calme permettent une régulation simple et efficace de la puissance, même en mode de faible charge. Ce type de foyer est en concurrence, dans la plage de faibles puissances, avec les chauffages à granulés. Si l'on dispose de suffisamment de place pour le stockage du combustible et que des systèmes d'alimentation simples sont possibles, il s'avère cependant plus avantageux que les chauffages à granulés en raison du coût réduit du combustible.

Foyer à grille: Dans le cas d'un foyer à grille, le combustible est poussé sur la grille à l'aide d'un module d'alimentation (convoyeur à vis ou système d'introduction hydraulique). La grille sur laquelle se déroulent les trois phases de la combustion peut être horizontale ou inclinée. Leurs éléments mobiles acheminent le combustible sur celle-ci. À l'extrémité de la grille, le combustible doit être complètement brûlé, et le décendrage peut avoir lieu. Le mouvement de ces éléments doit être adapté au combustible et à son taux d'humidité afin que les trois phases de la combustion se déroulent sur toute la longueur de la grille. En raison de la configuration plus étendue, nécessaire au bon déroulement de la combustion, par rapport à la cornue d'un foyer à propulsion inférieure, des types de bois plus humides peuvent être utilisés, ainsi que des combustibles riches en cendres et en scories de différents calibres, présentant une teneur en eau de 5 à 60 %. L'air primaire nécessaire à la combustion est introduit sous la grille, tandis que l'air secondaire est acheminé dans la zone de combustion au-dessus de la grille. Les gaz combustibles se mélangent avec l'air secondaire dans la chambre de combustion chaude, afin de garantir une combustion complète. Les coûts d'investissement ainsi que les coûts d'entretien des foyers à grille sont supérieurs à ceux des foyers à propulsion inférieure. Néanmoins, les foyers à grille peuvent être utilisés avec des types de combustibles plus humides donc plus

avantageux, mais plus exigeants en termes de combustion. En outre, le décendrage des foyers à grille est mieux automatisé, ce qui réduit l'effort d'intervention.

Exemple: Réseau de chauffage à distance d'Aeschembündten à Möhlin

La société Möhlin AG exploite à Möhlin 6 réseaux de chauffage. La commune promeut l'utilisation du bois-énergie en exigeant, dans les zones de constructions nouvelles raccordées au chauffage à distance, non seulement des taxes de raccordement pour l'eau et les eaux usées mais également pour l'approvisionnement en chauffage à distance. Les taxes sont dues que la construction nouvelle soit ou non raccordée au chauffage à distance. De cette manière, la commune crée de bonnes conditions pour favoriser une densité de raccordement élevée dans les zones concernées.

La centrale comporte deux chauffages à bois de 1200 et 450 kW. Le réseau dessert à la fois des quartiers neufs et anciens, ainsi que des maisons individuelles et des immeubles. L'investissement total pour les installations techniques dans la centrale de

Illustration 142: Quartier d'habitation d'Aeschembündten chauffé par une centrale de chauffe comprenant deux chaudières à bois. À gauche de l'entrée dans les garages souterrains, on distingue les deux couvercles de silo.

Illustration 143: Chauffages à bois présentant des puissances thermiques de 1200 kW et 450 kW sous des espaces habités; tous les composants de l'installation sont fixés ou logés avec découplage acoustique (Schmid energy solutions).



Données de l'objet

Lieu	Möhlin
Application	Réseau de chauffage, eau chaude à 90 °C
Année de construction	2012
Investissement sans centrale avec conduites de chauffage à distance	3,2 millions de francs
Puissance des chauffages à bois	1200 kW et 450 kW
Production d'énergie	3400 MWh/an dans l'aménagement final
Remarques	Exigences élevées en termes de protection phonique, car des logements se trouvent au-dessus du chauffage à bois

chauffage et pour le chauffage à distance s'élève à 3,2 millions de francs. Pour la centrale de chauffe, Möhlin AG a loué les locaux du nouveau quartier d'habitation d'Aeschmerbündten. Cette installation a la particularité de n'intégrer aucune chaudière de secours ou de charge de pointe fossile dans le réseau, et de répondre à des exigences acoustiques très élevées. En effet, étant donné que la centrale se situe sous des espaces habités, toutes les installations ont dû faire l'objet d'un découplage acoustique.

Dans le cas des foyers à grille comme dans le cas des foyers à propulsion inférieure, il convient, en présence de combustibles secs et de cendres à bas point de fusion, de prendre des mesures pour empêcher le goudronnage. Pour cela, la température dans la chambre de combustion doit être réduite. Cela peut s'effectuer sur le plan technique par recirculation des gaz de combustion ou par refroidissement actif de la chambre de combustion. Cela se fait par des éléments de grille fixes traversés

par de l'eau et par refroidissement des parois latérales de la chambre de combustion. Les chauffages à bois automatiques sont également utilisés dans des exploitations industrielles et commerciales ainsi que dans des couplages chaleur-force. Ils permettent également de produire de la vapeur pour l'industrie ou pour l'entraînement de turbines. Une autre application est le chauffage d'huile thermique destiné à des applications industrielles, p. ex. pour les boulangeries industrielles ou les couplages chaleur-force utilisant le processus ORC (voir le chapitre sur la géothermie).

Régulation et exploitation: Les chauffages au bois automatiques peuvent être modulés dans une plage de 30 à 100 % de la puissance nominale. En présence de combustibles très humides, une exploitation dans la plage de puissance inférieure peut engendrer des émissions de polluants accrues et doit ainsi être évitée. Pour la régulation des chauffages à bois automatiques, on utilise des régulations de dépression, de puissance et de combustion. Ces régulations ont pour tâche, même en présence de conditions de combustible et d'environnement variables, de garantir une exploitation durablement peu émissive et avec un rendement élevé.

Accumulateurs de chaleur: En raison de la possibilité de régulation limitée des chauffages à bois et de l'inertie du système due à la combustion de solides, on adjoint généralement aux chauffages à bois des accumulateurs de chaleur dimensionnés pour la capacité d'une heure de charge nominale. Etant donné que les chauffages à bois sont des générateurs de chaleur inertes ayant une capacité de régulation limitée, un accumulateur facilite l'exploitation en présence de variations de charge rapides ainsi que dans les phases d'exploitation à très faible charge. Le dimensionnement recommandé permet de distribuer pendant une heure le double de la puissance de la chaudière. Cela permet, pour les installations bivalentes, de mieux couvrir avec le bois les pointes de chauffage ou pour les installations monovalentes, de dimensionner la chaudière un peu plus petite.

Illustration 144:
Chaudière à bois
avec chaudière à
huile thermique
(Sägewerk Echtle
KG).



Illustration 145:
Centrale à bois avec
installation ORC à
Nordrach, Alle-
magne (Sägewerk
Echtle KG).



Exemple: Centre de biomasse de Spiez – Chauffage à bois de récupération et à résidus de bois

La société Oberland Energie AG a construit un centre de biomasse à Spiez. Ce système de recyclage intelligent se compose d'une installation de fermentation, d'une usine de compostage et d'un chauffage utilisant du bois de récupération et des résidus de bois. Ce chauffage comporte deux chauffages à bois permettant de produire de la vapeur pour une exploitation industrielle voisine, la société Nitrochemie AG. La vapeur ainsi générée est acheminée via une conduite de vapeur à distance d'env. 450 m de long jusqu'à la société Nitrochemie AG, où elle est utilisée pour les processus de production et le chauffage des bâtiments. La société peut ainsi quasi complètement renoncer aux combustibles fossiles. Outre la production de vapeur pour l'exploitation industrielle, le chauffage à bois permet également de produire de la chaleur à distance pour le centre ABC de Spiez. Les combustibles utilisés sont des résidus de bois issus de la fermentation, du bois provenant de l'entretien paysager et du bois de récupération dont la part s'élève à 50 %. Le combustible est acheminé à l'aide de chargeuses sur roues sur le système d'extraction à fond mobile de la réserve de combustible ou-

Illustration 146: Conduite de vapeur à distance d'une longueur d'env. 450 m pour l'approvisionnement énergétique des processus de production et le chauffage de la société Nitrochemie Wimmis AG.

Illustration 147: Réserve de combustible ouverte du chauffage à bois de récupération et résidus de bois de Spiez, directement alimenté par des chargeuses sur roues sur les systèmes d'extraction à fond mobile. Le besoin annuel en plaquettes de bois s'élève à env. 55 000 m³.



Données de l'objet

Lieu	Spiez
Application	Production de vapeur à 18 bars
Année de construction	2011
Investissement avec bâtiment	15 millions de francs
Puissance des chauffages à bois	2 fois 6 t/h (vapeur)
Production d'énergie	30 000 MWh/an
Remarque	Combustion de types de combustibles-bois de moindre qualité avec disponibilité élevée de l'installation

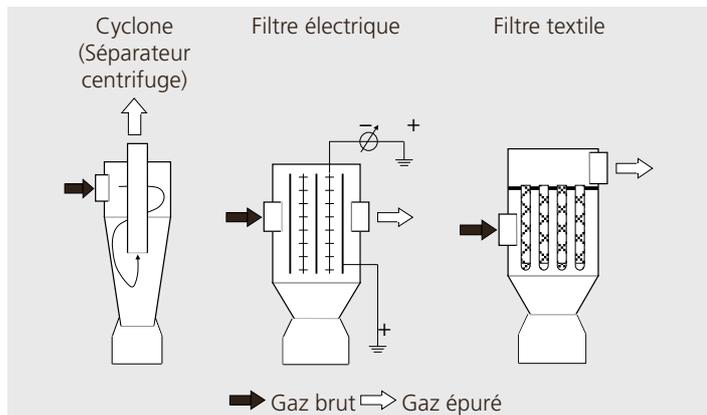
verte. Le chauffage à bois possède un degré d'automatisation élevé et est équipée pour une «exploitation sans surveillance constante» (BOSB72). Cet exemple montre que les chauffages à bois permettent de garantir une disponibilité élevée de l'approvisionnement énergétique d'exploitations industrielles, même avec des combustibles bois de moindre qualité.

Emissions: Les chauffages à bois automatiques bien réglés et correctement exploités atteignent une bonne qualité de combustion et n'émettent que de faibles quantités de polluants sous forme de gaz ou de particules non brûlées telles que le goudron et la suie. Si l'exploitation est rigoureuse, les problèmes d'odeurs sont quasi-inexistants. Les chauffages à bois automatiques sans séparateur contribuent toutefois en hiver au dépassement des valeurs d'émission de particules fines, c'est pourquoi des mesures de filtration sont nécessaires. Dans les grands chauffages à bois, en particulier avec des combustibles ayant une teneur élevée en azote (p. ex. bois de récupération avec parts de panneaux agglomérés, écorce), le débit massique déterminant dans l'OPair de 2500 g/h peut être dépassé. Ces installations sont donc soumises à une obligation de respect des valeurs limites d'oxydes d'azote. Cela requiert des dispositifs de dénitrification avec injection d'un agent réducteur (SNCR).

Filtres à particules: Jusqu'au renforcement de l'OPair en janvier 2009, les valeurs limites de particules fixées pour tous les chauffages à bois exigeaient uniquement la présence d'un séparateur de cendre volante. Dans le cadre du plan de mesures pour la réduction des particules fines de la Confédération, les valeurs limites d'émissions pour les particules ont été renforcées de manière échelonnée jusqu'en janvier 2012. Les installations existantes disposent d'un délai d'assainissement de 10 ans, délai qui peut être raccourci par les cantons. Les principaux procédés de filtration des particules pour les chauffages à bois sont les filtres à cyclones pour la séparation des grosses particules et les filtres électriques et filtres textiles pour la séparation des particules fines. L'illustration 149 montre le principe de fonctionnement

des trois procédés. Dans le séparateur électrique, la séparation s'effectue par charge des particules dans un champ électrique et séparation de la poussière au niveau d'une surface métallique. La surface métallique sur laquelle s'accumulent les particules est nettoyée périodiquement de façon mécanique. L'efficacité de ce système dépend de la tension et du temps de séjour des particules dans le séparateur. Etant donné la faible vitesse d'écoulement requise dans le séparateur, les dimensions de l'appareil sont importantes et les coûts sont élevés. Pour réduire la pollution du gaz brut en amont du filtre, il est donc intéressant de connecter un cyclone en amont du séparateur électrique. Dans le filtre textile, la séparation s'effectue sur une surface filtrante et sur la couche de particules qui y est déposée. Après dépassement d'une perte de pression définie à travers le filtre et le gâteau de filtration qui s'est formé, un nettoyage à l'air comprimé est effectué. Les filtres textiles présentent des dimensions plus faibles, mais en raison de la perte de pression élevée, du besoin en air comprimé et de la durée d'utilisation limitée des tuyaux de filtre, les coûts d'exploitation sont plus élevés. Un autre inconvénient des filtres textiles réside dans la projection d'étincelles ou dans les phénomènes d'adhérence lorsque l'on passe en dessous du point de rosée, en cas d'utilisation de combustibles ayant une teneur élevée en eau. C'est notamment pour cela que les filtres textiles sont plutôt rarement utilisés dans les chauffages à bois.

Illustration 148:
Principe de fonctionnement d'un cyclone, d'un filtre électrique et d'un filtre textile.



Exemple: Boulangerie industrielle Coop à Gossau

La boulangerie industrielle Coop à Gossau utilise depuis 2011 un chauffage à bois pour le chauffage des lignes de cuisson et la production de vapeur. En termes de fiabilité et de fonctionnalité, les exigences sont élevées. Le chauffage à bois chauffe de l'huile thermique à env. 290 °C et prend en charge, à raison de 3600 MWh par an, l'approvisionnement de la charge de base de la boulangerie. Les anciennes chaudières servent à la couverture des charges de pointe, ce qui permet une économie annuelle d'env. 900 tonnes de CO₂ par rapport au précédent système de chauffage fossile (gaz naturel et mazout). Une extraction transversale hydraulique achemine les plaquettes directement jusque dans la chambre de combustion et assure une alimentation extrêmement fiable du chauffage à bois. La manutention du bois s'effectue à l'aide de deux conteneurs interchangeables, afin de réduire les émissions de poussières et d'odeurs à un minimum dans cette entreprise de production de denrées alimentaires. L'investissement total s'élève à 3,1 millions de francs. Bien que cette transformation n'atteigne que tout juste la limite de rentabilité, Coop continue à miser sur cette technique de génération de chaleur de processus à l'aide de bois dans d'autres projets.

Illustration 149:
Chaudière à huile thermique verticale réalisée sur le chauffage à bois, avec une pression d'essai de 32 bars, une température d'huile thermique de 290 °C et un nettoyage automatique à air comprimé.

Illustration 150:
Réserve de combustible appropriée à une entreprise de production de denrées alimentaires, avec deux conteneurs interchangeables et une porte à enroulement. Cette solution permet de réduire à un minimum les émissions de poussières et d'odeurs causées par la manutention du bois.



Données de l'objet

Lieu	Gossau
Application	Huile thermique 290 °C
Année de construction	2011
Investissement avec bâtiment	3,1 millions de francs
Puissance des chauffages à bois	600 kW
Production d'énergie	3600 MWh/an
Remarque	Prescriptions strictes en matière d'émissions de poussières et d'odeurs (denrées alimentaires)

Biogaz

Mike Keller Fermentation

La notion de fermentation désigne la dégradation de matière biogène par des microorganismes en l'absence d'oxygène, c'est-à-dire dans des conditions anaérobies. Plusieurs groupes de bactéries transforment le carbone dégradé en biogaz. 1 m³ de biogaz pèse env. 1,2 kg. Le biogaz se compose pour l'essentiel de:

- 60 % de méthane
- 35 % de dioxyde de carbone
- 5 % d'eau, d'azote, d'hydrogène, d'oxygène et d'hydrogène sulfuré

Le gaz méthane est une forme d'énergie qui existe depuis l'origine des temps, que ce soit par fermentation dans le cycle naturel ou dans le tube digestif des êtres vivants: Des microbactéries transforment des produits naturels (biomasse) en biogaz ou gaz méthane, dans le cadre d'un processus biologique complexe. Les bactéries anaérobies sont apparues alors que l'atmosphère terrestre était encore exempte d'oxygène. Ces bactéries unicellulaires

rondes, en forme de bâtonnets ou de fils mesurent moins d'un micron. Etant donné que la majeure partie de l'énergie de la matière dégradée est préservée dans le méthane, il ne reste aux bactéries que peu d'énergie pour vivre et se multiplier. Ainsi, lors de la fermentation (à l'inverse du compostage), aucune énergie en excès ne se dégage sous forme de chaleur. Les matières non dégradées par les bactéries dans le cadre du processus anaérobie forment les résidus de fermentation ou le digestat. Réintroduites dans la nature, ces substances nutritives favorisent la croissance d'une nouvelle biomasse. Les conditions du processus de dégradation anaérobie sont les suivantes:

- Humidité – substances organiques humides
- Chaleur
- Obscurité
- Milieu pauvre en oxygène



*Illustration 151:
Un tas de digestat
compte plus de mi-
croorganismes que
la terre ne compte
d'êtres humains!*

Le processus métabolique bactérien

La biomasse est traitée mécaniquement pour le processus métabolique bactérien. Le broyage de la biomasse augmente la surface utile, permettant ainsi une dégradation plus complète, donc une production de biogaz plus importante. La fermentation anaérobie, à l'inverse du compostage dans lequel des champignons primitifs et d'autres êtres vivants primaires participent également à la dégradation, est un processus purement bactérien. Les bactéries anaérobies étant particulièrement actives dans l'eau ou dans un environnement très humide, les processus de dégradation anaérobie conviennent surtout à des substrats humides. Les bactéries dégradent pratiquement toute matière biogène à l'exception du bois, dont un élément leur résiste: la lignine. La fermentation, qui se déroule dans un récipient fermé (fermenteur ou réacteur de fermentation) dans des conditions contrôlées, est un processus métabolique en quatre étapes.

■ Dans la première étape, l'hydrolyse, les composés complexes de la matière de départ (hydrates de carbone, protéines et graisses) sont divisés en composés plus simples (acides aminés, sucres et acides gras). Les bactéries qui participent à ce processus libèrent à cet effet des enzymes (c.-à-d. des ferments et des catalyseurs de la transformation chimique dans les cellules vivantes), qui décomposent la matière de façon biologique (c.-à-d. formation et dé-

composition de substances chimiques dans la cellule).

■ Les produits intermédiaires ainsi formés sont ensuite, dans une phase d'acidification, dégradés par des bactéries acidifiantes, pour former des acides gras primaires tels que l'acide acétique, l'acide propionique et l'acide butyrique, ainsi que du dioxyde de carbone et de l'hydrogène. Parallèlement, d'infimes quantités d'acide lactique et d'alcool sont également produites.

■ Ensuite, lors de la formation de l'acide acétique, ces produits sont transformés par des bactéries en précurseurs du biogaz (acide acétique, hydrogène et dioxyde de carbone). Etant donné qu'une teneur en hydrogène trop élevée est nuisible pour les bactéries responsables de la formation de l'acide acétique, celles-ci doivent s'allier aux bactéries de la dernière étape, la méthanogénèse. En effet, lors de la formation du méthane, ces bactéries consomment de l'hydrogène et assurent ainsi des conditions de vie acceptables pour les bactéries responsables de la formation de l'acide acétique.

■ Enfin, lors de la méthanogénèse, du méthane est formé à partir de l'acide acétique, de l'hydrogène et du dioxyde de carbone.

Selon le type de résidus organiques, on obtient différentes productions de biogaz. L'importance de la teneur en méthane dans le biogaz est principalement déterminée par la teneur en matière sèche organique et la teneur du substrat en protéines et graisses. Les substrats contenant des

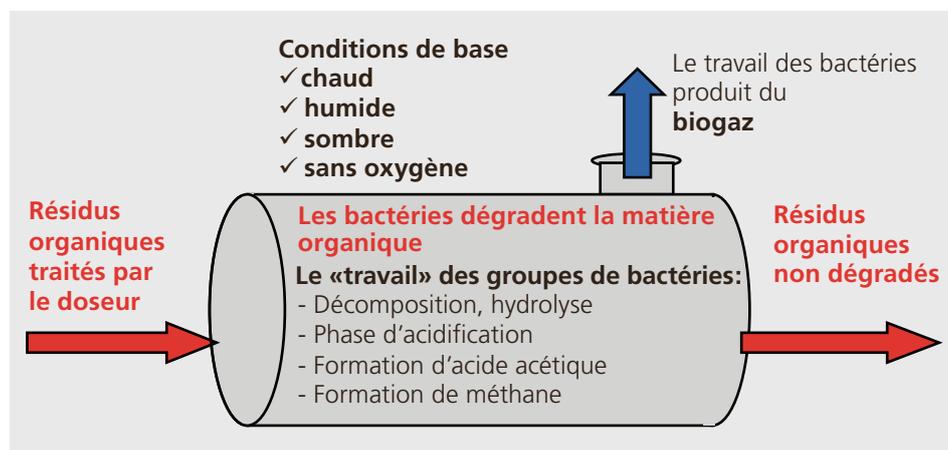


Illustration 152: Le processus de métabolisation dans le fermenteur.

graisses permettent d'obtenir les productions de biogaz les plus élevées, ceux contenant des protéines les productions les plus basses. La matière sèche organique (MSo) d'une substance désigne les

composés organiques restants après élimination totale de l'eau et de toutes les substances non organiques. C'est la MSo qui fermente dans l'installation et est transformée en biogaz. La biodégradabilité et la

MS = Matière sèche
MSo = Matière sèche organique

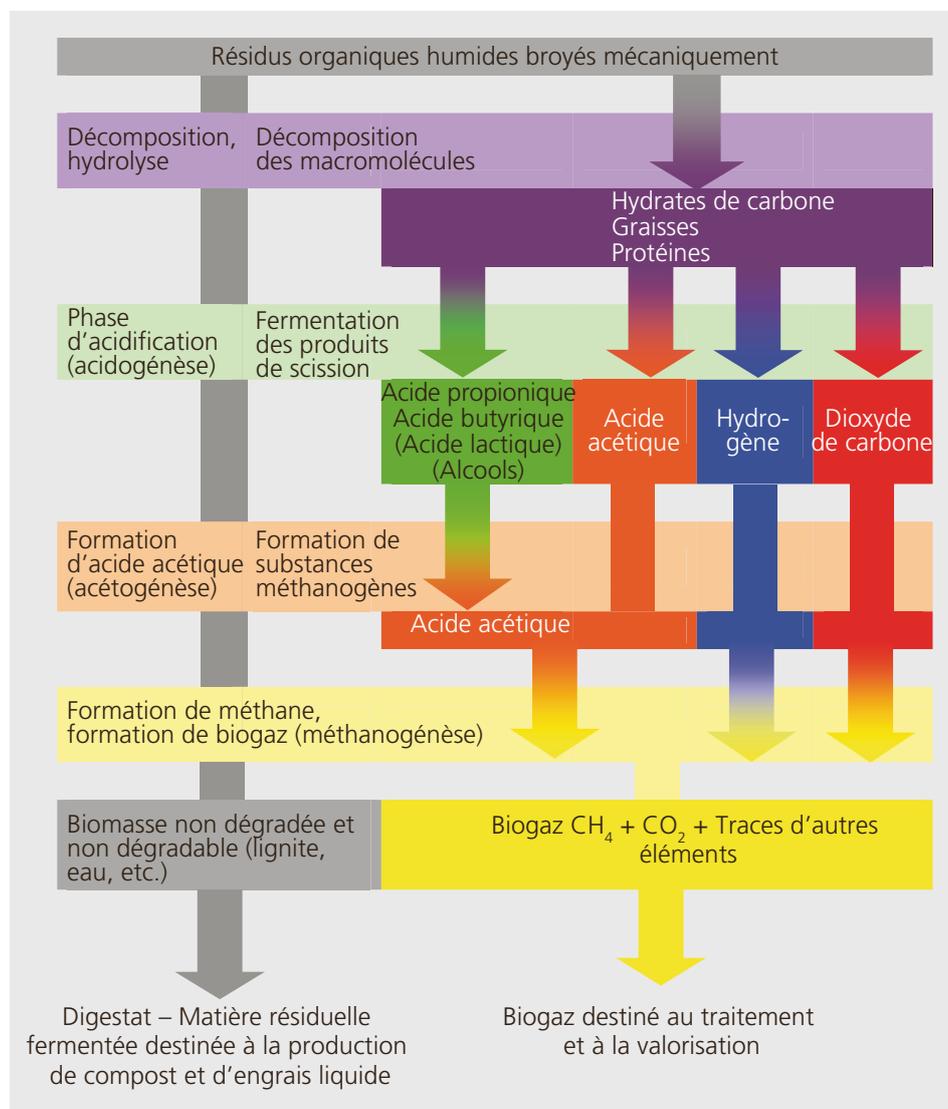


Illustration 153: Le processus métabolique biochimique.

Exemple de calcul

- 1 tonne de restes de repas présente une teneur en MS d'env. 18 %.
1 tonne x 18 % = 0,180 tonne de MS
- La teneur en MSo d'une tonne de restes de repas s'élève à env. 90 %.
0,180 tonne MS x 90 % = 0,162 tonne de MSo
- La production de gaz à partir d'une tonne de MSo de restes de repas s'élève, selon des analyses de laboratoire, à env. 900 m³ de biogaz.
0,162 tonne MSo x 900 m³/tonne = 146 m³ de biogaz
- 1 m³ de biogaz possède env. 60 % de part de méthane avec une teneur énergétique d'env. 10 kWh/m³ (9,94 kWh/m³).
146 m³ de biogaz x 60 % de part de méthane x env. 10 kWh/m³ de biogaz = 876 kWh

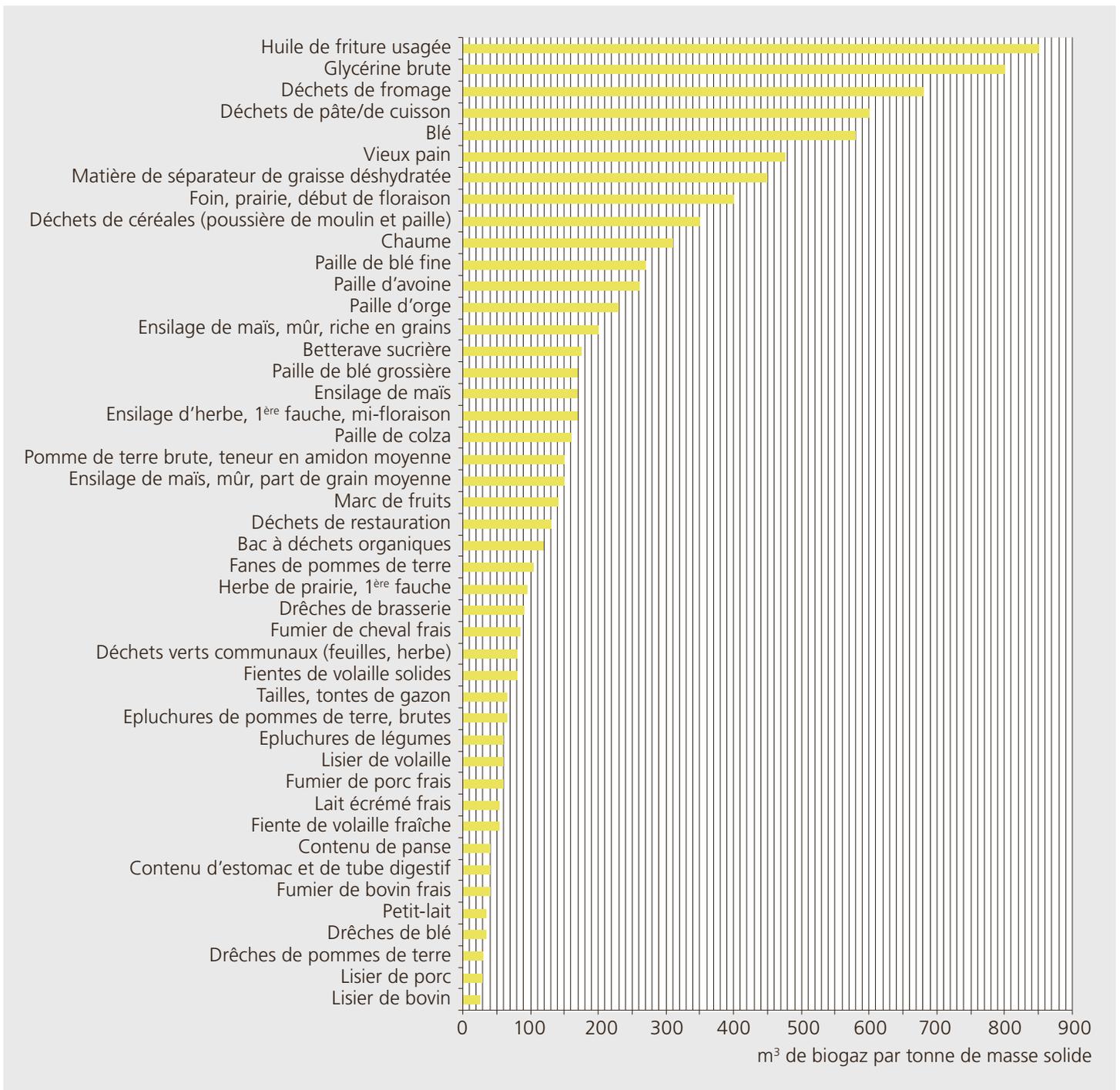
Illustration 154: Exemple de calcul de la teneur énergétique de la biomasse.

part de MSo sont donc déterminantes pour la production de biogaz et sa teneur en méthane.

Pour déterminer la production de biogaz, on se base sur des valeurs indicatives. Très grossièrement, la production de biogaz d'une installation fonctionnant avec des déchets verts et des biodéchets communaux et industriels peut être estimée à 100 m³ de biogaz par tonne de biodé-

chets. La production énergétique peut être évaluée en multipliant la production de biogaz par 6 kWh par m³ de biogaz. Pour des calculs plus précis, on se référera à des analyses spécifiques détaillées sur la biomasse.

Illustration 155: Valeurs indicatives grossières de la production de biogaz (selon la littérature spécialisée).



Utilisation du biogaz

En sa qualité d'énergie renouvelable, le biogaz peut être utilisé directement comme combustible à des fins de chauffage, être traité pour servir de carburant pour véhicules ou être transformé en chaleur et en électricité via un couplage chaleur-force

Production d'électricité et de chaleur

Pour produire de l'électricité et de la chaleur à partir du biogaz, on utilise:

- Des couplages chaleur-force
- Des microturbines à gaz
- La technologie du Cycle organique de Rankine (ORC)

Ces technologies d'exploitation du biogaz appartiennent à «l'état de l'art» et ont été éprouvées et optimisées. De nombreux fabricants sont actifs sur le marché. En règle générale, l'électricité est injectée dans le réseau local, tandis que la chaleur permet d'alimenter un réseau de chauffage à distance. Les centrales thermiques combinées, dans lesquelles la chaleur de l'installation de biogaz fournit la chaleur de ruban, une installation à plaquettes de bois ou à granulés fournit la chaleur hivernale et un brûleur à gaz ou à mazout la chaleur de pointe, sont de plus en plus fréquentes.

Couplages chaleur-force (CCF)

Les couplages chaleur-force sont généralement des centrales de cogénération constituées d'un moteur à combustion et d'un générateur. Les rejets thermiques utilisés proviennent du refroidissement des moteurs et des gaz de combustion. Dans le cas des installations combinées ou à cycle combiné, de l'électricité est produite à deux reprises: Une première fois à l'aide d'une turbine à gaz et une seconde fois à partir de la vapeur de la chaudière de récupération de la turbine à gaz. Les piles à combustible sont également des couplages chaleur-force. Elles produisent de l'électricité et de la chaleur à partir d'hydrogène et d'oxygène selon un processus électrochimique. Le couplage chaleur-force désigne rudimentairement un sys-

tème de chauffage qui produit en même temps de l'électricité, ou une centrale électrique qui fournit en même temps de la chaleur. Le consommateur reçoit ainsi les deux énergies les plus importantes, l'électricité et la chaleur. La chaleur produite lors de la génération d'électricité peut être utilisée pour produire de l'eau chaude, de la vapeur ou de la chaleur de séchage. Le combustible est ainsi utilisé à hauteur de 80 à 95 %. Selon leur taille, les rendements des CCF modernes utilisant du biogaz sont les suivants:

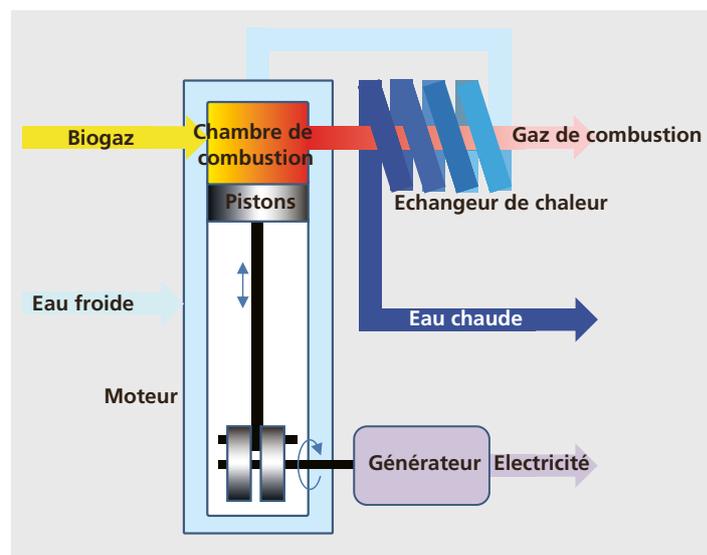
- Electrique: 38 à 40 %
- Thermique: 42 à 45 %

Carburant pour véhicules

Lorsque le biogaz doit être traité pour servir de carburant pour véhicules, sa qualité doit correspondre à celle du gaz naturel. Par conséquent, le gaz doit contenir au moins 96% de méthane. Il convient donc

*Illustration 156:
Schéma de principe
d'un CCF.*

*Illustration 157:
Exemple de calcul
de la production
d'électricité et de
chaleur.*



Exemple de calcul

Si le gaz produit dans l'installation de biogaz est utilisé au moyen d'un CCF, la production d'électricité et de chaleur peut être déterminée grossièrement comme suit:

- Production de biogaz: env. 2 millions m³/an
- Teneur énergétique: env. 6 kWh/m³ biogaz
2 millions m³ biogaz x 6 kWh/m³ = 12 millions kWh/an
- Disponibilité du CCF: env. 95 % par an
- Production d'électricité: rendement électrique 38 %
12 millions kWh/an x 95 % x 38 % = 4,332 millions kWh/an
- Production de chaleur: rendement thermique 42 %
12 millions kWh/an x 95 % x 42 % = 4,788 millions kWh/an

de séparer du biogaz, en différentes étapes, l'eau, l'azote, l'hydrogène, l'oxygène, l'hydrogène sulfuré ainsi que le CO₂. Pour ce faire, on utilise différentes technologies de traitement du biogaz:

- Adsorption à modulation de pression ou Pressure Swing Adsorption (PSA) dans des filtres à charbon actif
- Lavage à l'eau sous pression dans des empilements à garnissage
- Lavage au polyglycol dans des empilements à garnissage
- Lavage à l'éthanolamine dans des empilements à garnissage
- Technologie à membrane
- (Technique de liquéfaction du gaz)

Les technologies de traitement du biogaz

visant à obtenir la qualité du gaz naturel dans les installations de fermentation n'ont fait leur apparition sur le marché que très récemment. Les procédés de base sont cependant connus puisqu'ils sont déjà utilisés depuis plusieurs décennies pour le traitement du gaz naturel. On peut considérer qu'à moyen terme, ces technologies prendront de plus en plus d'importance. En règle générale, le biogaz ainsi traité est injecté dans le réseau de gaz naturel puis acheminé jusqu'à une station de remplissage de gaz naturel-biogaz. Le réseau de gaz naturel est alors utilisé non seulement comme moyen de transport mais également comme stockage.

Exemple de calcul

Si le gaz produit dans l'installation de biogaz est épuré et injecté dans le réseau de gaz naturel, la production de biogaz pur peut être calculée grossièrement comme suit:

- **Production de biogaz brut: env. 2 millions m³/an**
- **Quantité de méthane CH₄ humide: env. 60 % de la quantité de biogaz brut**
2 millions m³/an x 60 % = 1,2 million m³ de quantité de méthane brut CH₄
- **Facteur pour le gaz méthane sec: 0,88**
1,2 million m³ CH₄/an de gaz méthane humide x 0,88 = 1,056 million m³ CH₄/an
- **Emanations de méthane de l'installation d'épuration des gaz: 1 % – 3 % (selon le procédé)** 1,056 million m³ CH₄/an x (100 % – hypothèse 2 % d'émanations) = 1,035 million m³ CH₄/an
- **Disponibilité de l'installation: env. 95 % par an**
1,035 million m³/an x 95 % = 0,983 million m³ CH₄/an
- **Teneur énergétique du gaz méthane: 10,6 kWh/m³ CH₄**
0,983 million m³ CH₄/an x 10,6 kWh/m³ CH₄ = 10,421 millions kWh/an

Illustration 158:
Exemple de calcul pour la détermination du biogaz pur.

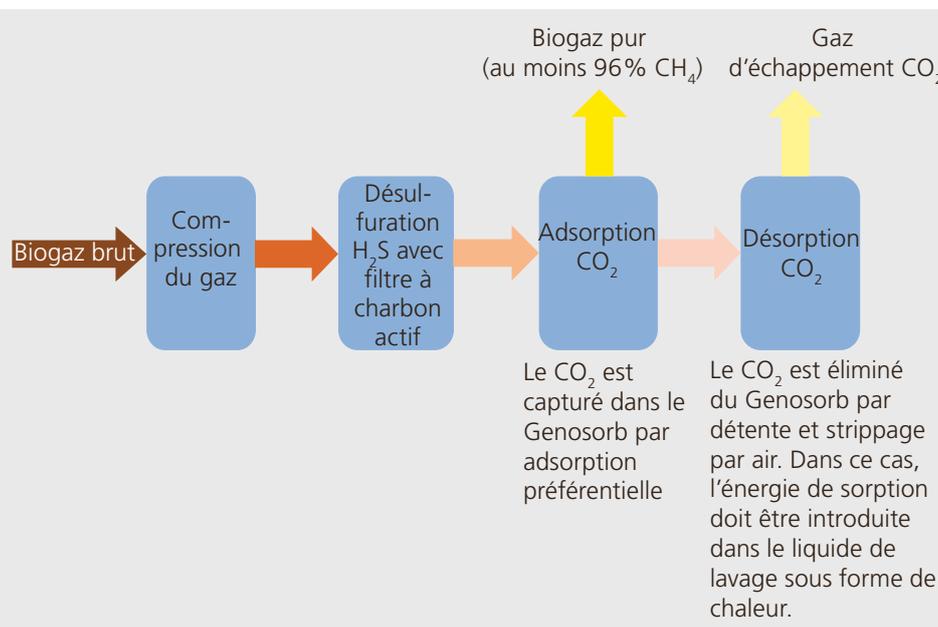


Illustration 159:
Principe d'une installation d'épuration du gaz PSA avec liquide de lavage.

Remarques

- Pour garantir l'exploitation économique d'une installation de traitement de biogaz, un débit minimum de 100 m³ par heure de biogaz brut est requis.
- Le biogaz doit être injecté à la pression qui règne dans la conduite de gaz naturel. Selon le procédé de traitement du biogaz choisi, un compresseur supplémentaire est requis, ou un poste de détente.
- Avant de réaliser une installation de traitement de biogaz, il convient de définir avec l'exploitant du réseau de gaz naturel s'il est possible d'injecter directement du biogaz brut avec une teneur en méthane d'env. 60%. Cela est éventuellement possible lorsque la part de biogaz dans le gaz naturel représente une part négligeable, quelle que soit la saison.

Procédé de traitement du gaz PSA: Ce procédé se base sur un lavage physique du gaz à l'aide du liquide de lavage Genosorb.

Procédé à membrane: Après un traitement préalable, le flux de biogaz brut est comprimé à plus de 10 bars et traité par le biais d'un circuit de modules à membrane à plusieurs étages. L'utilisation de membranes à fibres creuses à haute sélectivité permet d'obtenir une concentration de plus de 97 % de méthane en volume. Le biométhane obtenu est sec et remplit les exigences en termes de point de rosée pour l'injection dans le réseau.

Procédé de lavage aux amines: Il s'agit d'un procédé thermorégulé de production de biométhane à partir de biogaz brut. Le

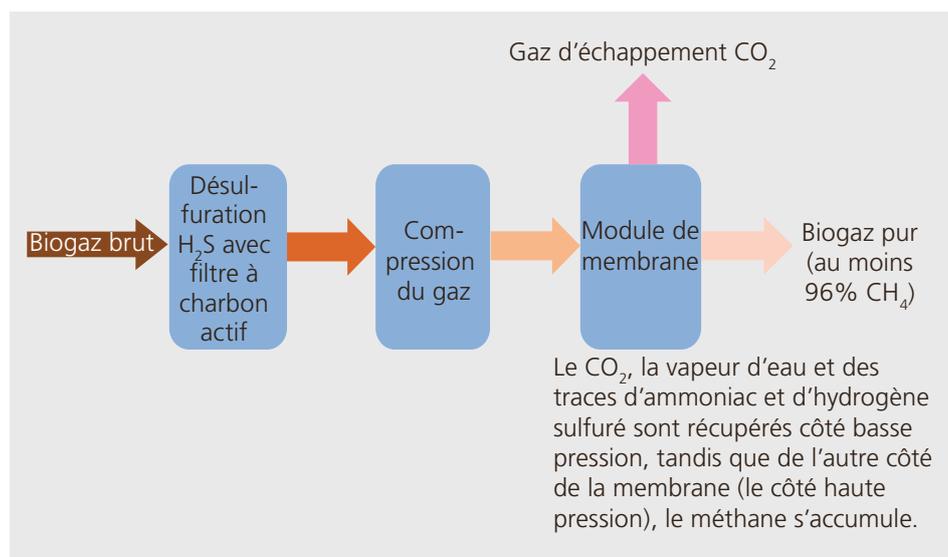


Illustration 160: Principe d'une installation d'épuration des gaz à membrane.

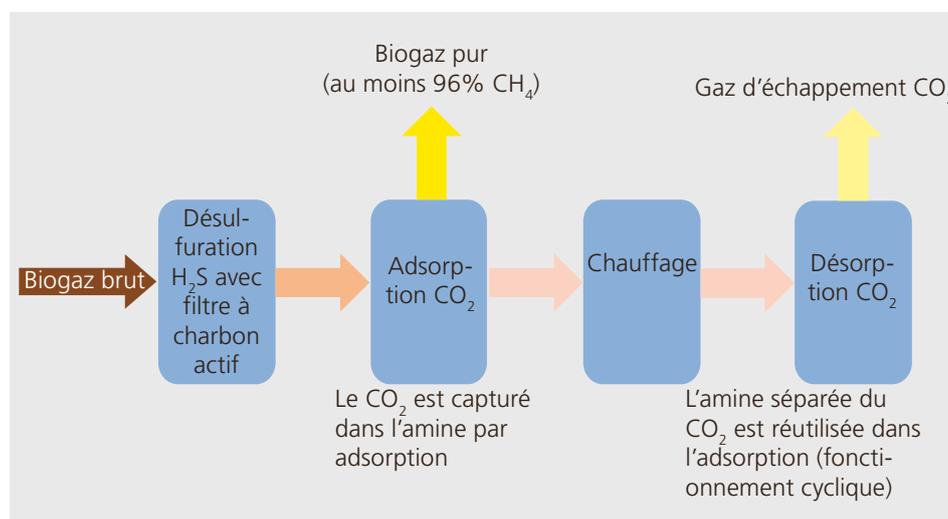


Illustration 161: Principe d'une installation d'épuration du gaz par lavage aux amines.

biogaz est d'abord séché puis désulfuré. Ensuite, un lavage chimique augmente la teneur en méthane par séparation du dioxyde de carbone. Le lavage aux amines permet d'obtenir un méthane pur à 99 % avec moins de 0,1 % de perte d'énergie au cours du processus.

est intéressant d'opter pour des véhicules roulant au gaz. Pour des raisons environnementales, le gaz naturel-biogaz devrait être favorisé en tant que carburant à l'avenir.

Caractéristiques du biogaz

- 1 m³ de biogaz correspond à environ 0,5 kg de carburant conventionnel (p.ex. essence).
- La teneur énergétique de 1 m³ de biogaz correspond à env. 6 kWh.
- 1 m³ de biogaz correspond à environ 0,6 à 0,65 litre de mazout.
- Une voiture roulant au biogaz-gaz naturel consomme env. 0,06 kg de carburant par km, et en moyenne de 1000 kg de carburant par an.
- 1 kg de gaz naturel-biogaz correspond env. à 1,5 litre d'essence ou 1,3 litre de diesel.
- Pour des raisons environnementales, le gaz naturel-biogaz devrait être favorisé en tant que carburant à l'avenir. Les gaz d'échappement des véhicules roulant au gaz naturel-biogaz sont nettement moins polluants que ceux des véhicules à essence-diesel (tabl. 27).

Tableau 27: Réduction des émissions en % grâce à l'utilisation de biogaz par rapport aux carburants essence et diesel.

Il est avéré que le biogaz est le plus propre de tous les carburants; il respecte encore mieux l'environnement que le gaz naturel, car il est neutre en CO₂. Plus les prix de l'essence et du diesel augmentent, plus il

Illustration 162: Potentiel énergétique des biodéchets.

Avec 20 peaux de banane ...

- ... 1 km de parcours avec une voiture particulière, neutre en CO₂
- ... 90 minutes de TV neutre en CO₂
- ... 10 minutes de repassage, neutre en CO₂



Pour chaque km parcouru avec du biogaz, on réalise une économie de 100 g de CO₂.

Réduction des émissions		
Substance émise	Essence	Diesel
Dioxyde de carbone CO ₂	25 %	15 %
Oxyde d'azote NOx	55 %	85 %
Monoxyde de carbone CO	55 %	98 %
Ozone	65 %	85 %

Tableau 28: Valeurs caractéristiques relatives aux carburants.

Produit	Composition	Pouvoir calorifique	Conversion	Equivalent	Remarques
Biogaz brut	60 % – 65 % CH ₄ (méthane) et 35 % – 40 % CO ₂	env. 6 kWh/m ³	env. 1,2 kg/m ³		Le biogaz brut est le gaz obtenu par fermentation des biodéchets.
Biogaz pur	96 % CH ₄ (méthane)	10,3 kWh/m ³	0,8 kg/m ³	1 kg correspond à env. 1,5 litre d'essence ou env. 1,3 litre de diesel.	Le biogaz pur est le gaz injecté dans le réseau de gaz naturel après épuration du biogaz.
Gaz naturel	98 % CH ₄ (méthane)	10,5 kWh/m ³	0,81 kg/m ³		
Essence		11,4 kWh/kg	9300 kWh/m ³		
Diesel		11,8 kWh/kg	9800 kWh/m ³		

Biomasse destinée à la fermentation

Pour la dégradation anaérobie, c'est-à-dire la digestion ou fermentation, il est préférable de disposer d'une biomasse peu structurée, humide ou mouillée

Résidus biogènes, déchets organiques ou «biodéchets»

Ce type de fermentation de biomasse permet une gestion des déchets respectueuse de l'environnement. Exemple de biodéchets:

- Cuisine et jardins des ménages privés (déchets verts, épluchures et restes de repas, aliments gâtés ou périmés, huiles de friture)
- Restauration, p.ex. restaurants, hôpitaux, cantines, casernes (épluchures et restes de repas, aliments gâtés ou périmés)
- Entretien paysager (déchets verts tels que feuilles, herbe, petit bois, fleurs etc.)
- Industrie agroalimentaire, de la production à la vente en passant de la production, par l'entreposage et le transport (résidus et déchets de production, produits alimentaires et d'agrément gâtés et périmés)

En règle générale, les biodéchets sont collectés séparément puis envoyés dans une installation de fermentation. Cette procédure repose sur la Loi fédérale sur la protection de l'environnement, selon laquelle:

- Un résidu ne peut être éliminé que si aucune valorisation n'est possible et appropriée. La fermentation permet de valoriser les résidus organiques.
- Les résidus valorisables ne doivent pas être mélangés avec les autres déchets si une séparation est raisonnablement possible.

La valorisation des biodéchets se base donc avant tout sur le cycle d'un produit recyclé. Lorsque les biodéchets sont valorisés dans une installation de fermentation, du biogaz est produit en plus du produit recyclé. Ce biogaz ne représente qu'un effet secondaire positif du processus de valorisation des biodéchets. Le passage à des sources d'énergie renouvelables et

neutres en CO₂ est un objectif central de notre politique énergétique. Toutefois, nous avons également besoin de produits alimentaires qui proviennent tous de sols appropriés à la croissance des plantes. Celles-ci ont besoin de substances organiques et de phosphore. Sous nos latitudes, cette matière se raréfie lentement mais sûrement. Plus le changement climatique avance, plus ce phénomène prendra de l'ampleur, comme c'est déjà le cas aujourd'hui dans de nombreux pays du Sud. Le phosphore issu du cycle naturel ne suffit plus à l'agriculture intensive actuelle. Il doit être extrait de mines. Il constitue malheureusement une matière première non renouvelable, à l'instar des combustibles fossiles. Lorsque l'on brûle les biodéchets, ceux-ci finissent sous forme de cendres dans une décharge et leurs constituants sont perdus pour le cycle naturel. Les biodéchets fermentés et compostés, à l'inverse, restent dans le cycle de la nature. Epandus sur le sol, le phosphore qu'ils contiennent peut à nouveau contribuer à la croissance des plantes. Ainsi, brûler une plante pour en tirer un maximum d'énergie revient à renoncer à des substances précieuses pour la nature, qui doivent être remplacées à court terme par des engrais produits à partir de pétrole. En d'autres termes, lorsque la fertilité du sol est réduite par une extraction nette de matières organiques, la consommation de matières premières non renouvelables et l'émission de gaz nocifs pour le climat augmentent. La fermentation et le compostage de biodéchets permettent d'obtenir des produits recyclés précieux et nécessaires pour la nature. Il est donc doublement intéressant de valoriser les biodéchets plutôt que de les éliminer. Dans le cas de la fermentation ou digestion des biodéchets, on différencie le traitement anaérobie des eaux usées et des biodéchets.

Traitement anaérobie des eaux usées de sources communales et industrielles

Dans les stations d'épuration (STEP), du biogaz ou du gaz d'épuration est produit à partir des eaux usées ou des boues d'épu-

ration. Les grandes STEP reçoivent également des co-substrats pour une digestion commune (p. ex. huiles et graisses, déchets d'abattage et déchets alimentaires). Les boues résiduelles ne peuvent pas être épandues dans la nature pour des raisons hygiéniques ou législatives et doivent être brûlées. En Suisse, on comptait fin 2012 trois STEP (la plus importante à Berne) qui valorisent conjointement les biodéchets sous forme de co-substrat dans la chambre de digestion de la STEP. On dénombre également 16 installations de production de biogaz à partir d'eaux usées industrielles, sous forme d'installations de prétraitement des eaux usées dans des exploitations industrielles.

Traitement anaérobie des biodéchets

Les biodéchets collectés séparément sont acheminés dans des installations centrales destinées à leur valorisation. Si les installations de compostage et de fermentation étaient auparavant en concurrence directe, la combinaison des deux procédés est de plus en plus courante. Dans ce cas, les biodéchets réceptionnés sont divisés en déchets «fermentescibles» et «compostables». Tandis que la matière fermentescible «métabolise» dans une installation de fermentation pour produire du biogaz, la matière compostable parvient directement au pourrissoir. Elle y est à nouveau mélangée et compostée avec la matière

fermentée issue du digesteur. Le compost fini revient, sous forme de produit de qualité recyclé, selon le raffinage, dans le cycle naturel (horticulture et entretien paysager, secteur phytosanitaire et agriculture). Le biogaz produit lors de la fermentation est utilisé à des fins énergétiques. En Suisse, 23 installations de fermentation industrielles étaient en exploitation fin 2011 et 7 étaient en construction. Elles possèdent des capacités de 3000 à 30000 t par an.

Les biodéchets (peu structurés) peuvent également être acheminés en tant que co-substrat jusqu'à une installation de fermentation agricole. Celle-ci utilise le lisier et le fumier comme substrat de base. La matière fermentée est épandue sur les champs agricoles. La co-digestion agricole est actuellement en pleine expansion en Suisse. Fin 2011, on comptait 103 installations de fermentation agricoles en exploitation et douze en construction. Elles possèdent généralement des capacités annuelles de 500 à 5000 t, parfois même jusqu'à 20000 t.

Fermentation de matières premières renouvelables (MPR)

Les matières premières renouvelables proviennent de matière vivante et sont utilisées par l'homme pour des applications ciblées, hors secteur de l'alimentation et du fourrage. Les matières premières renouvelables (MPR) peuvent être cultivées

Illustration 164: Installation Biopower de Liesberg (BL), installation de fermentation et de compostage combinée.



spécifiquement pour la production d'énergie, par exemple le maïs pour la production de biogaz, le blé ou la betterave sucrière pour la production de bioéthanol ou le colza et le tournesol pour la production de biodiesel. Cela engendre parfois des conflits entre la protection du climat, des eaux et du sol et la biodiversité, ou des concurrences de surface entre la culture de plantes énergétiques et la production de denrées alimentaires. En Suisse, l'utilisation de biomasse issue de déchets est prioritaire par rapport à l'utilisation de MPR, pour des raisons écologiques et économiques. C'est aussi pour cela qu'il n'existe aucun soutien financier aux installations de production de MPR. Dans l'UE, à l'inverse, la production de biogaz à partir de MPR est très importante et largement subventionnée. Rien qu'en Allemagne, plus de 3000 installations de production de biogaz à partir de MPR étaient en exploitation fin 2010. Les plus grandes traitent plus de 100 000 t de MPR par an.

Fermentation ou combustion?

La controverse autour de l'élimination des biodéchets est toujours vive lorsqu'il s'agit de décider de mettre en place une éventuelle collecte de biodéchets. Lorsqu'il n'y a pas de collecte séparée, les biodéchets (déchets alimentaires et parfois également déchets verts du jardin) sont éliminés avec les autres ordures ménagères dans un sac-poubelle et incinérés à l'usine d'incinération, qui produit ainsi de l'énergie sous

forme de chaleur et d'électricité. Une collecte séparée permet d'acheminer les biodéchets jusqu'à une installation de fermentation et de compostage combinée. On obtient des produits recyclés tels que le compost et une sorte d'engrais liquide agricole, ainsi que du biogaz qui peut être utilisé après traitement en tant que carburant pour véhicules ou sous forme d'électricité et de chaleur. En termes de bilan écologique global, la collecte séparée avec fermentation et compostage combinés est généralement plus avantageuse que l'élimination globale des déchets dans l'UIOM. Néanmoins, dans un bilan écologique global, les conditions régionales et spécifiques à l'objet, ainsi que la définition des limites du système, jouent un rôle important. Avant de décider si les biodéchets doivent être collectés séparément et fermentés ou brûlés avec les ordures ménagères dans l'UIOM, les éléments suivants doivent être pris en compte:

■ A l'inverse des UIOM, la fermentation ne produit aucun résidu devant être mis en décharge.

■ Lors de la fermentation, entre 80 et 95 % des biodéchets sont traités pour devenir des produits recyclés qui, sous forme d'engrais liquide et de compost, réintroduisent des nutriments dans les sols régionaux. Même dans les régions éloignées, ils se substituent aux engrais minéraux dont la fabrication est artificielle et énergivore. L'utilisation de compost et d'engrais liquide issus de la fermentation et du compostage à la place des engrais minéraux présente en outre un potentiel de réduction du CO₂

Critère	Combustion		Fermentation	
Rendement énergétique (énergie produite en excès)	55 % – 80 %		75 % – 87 %	
Part d'énergie renouvelable sur l'énergie produite (selon la législation)	50 %		100 %	
Bilan de matière résiduelle	Quantité annuelle	100 %	Quantité annuelle	100 %
	Cendres	15 % – 20 %	Élimination	0 % – 5 %
	Poussière de filtration	3 % – 5 %	Biodégradation	5 % – 15 %
	Gâteau de filtration	0 % – 1 %		
	Combustion	70 % – 80 %		
	Produits recyclés	1 % – 2 %	Produits recyclés	80 % – 95 %

Tableau 29: Comparaison d'un procédé de combustion et de fermentation.

important. A l'inverse de la fermentation, lors de la valorisation dans les UIOM, seuls env. 1 à 2 % de la quantité réceptionnée peuvent être collectés en tant que produits recyclés sous forme de métaux ferreux et non ferreux. La valeur nutritive et le potentiel CO₂ des biodéchets sont alors perdus.

■ L'électricité, la chaleur et la vapeur peuvent être produites à l'aide de différentes technologies dans une UIOM. Le biogaz combustible, tel qu'il est fabriqué dans l'installation de fermentation, représente une réelle substitution à l'essence et au diesel, qui deviendront à moyen terme une denrée rare.

■ Les expériences montrent que les ménages placent env. 15 à 18 % de leurs ordures ménagères dans la collecte de biodéchets. La valorisation séparée des déchets de cuisine biogènes réduit ainsi la quantité de déchets dans le sac d'ordures ménagères ou la quantité annuelle de déchets acheminés jusqu'à l'UIOM. La suppression des déchets de cuisine biogènes influence de façon négative le processus de combustion. En effet, le pouvoir calorifique des ordures ménagères augmente et accroît la sollicitation thermique de l'installation, son usure ainsi que ses coûts d'entretien annuels. Un pouvoir calorifique plus élevé réduit en outre la capacité de combustion de l'installation.

■ Dans le cas d'une collecte séparée de biodéchets et de déchets verts, il convient de s'assurer que la tournée de collecte séparée ne consomme pas plus d'énergie que l'on ne peut en produire à partir de ces matières. Lorsque la collecte des déchets verts existante est combinée à la collecte des déchets de cuisine, ou lorsque la collecte des ordures ménagères est réalisée en alternance avec la collecte des biodéchets et des déchets verts, aucun trajet supplémentaire n'est requis.

Variantes de la fermentation

Fermentation industrielle

Dans le cas de la fermentation industrielle, on valorise généralement une large gamme de biodéchets. Tout récemment, des installations de valorisation de biodéchets constituées d'un étage de fermentation et d'un étage de compostage ont également vu le jour.

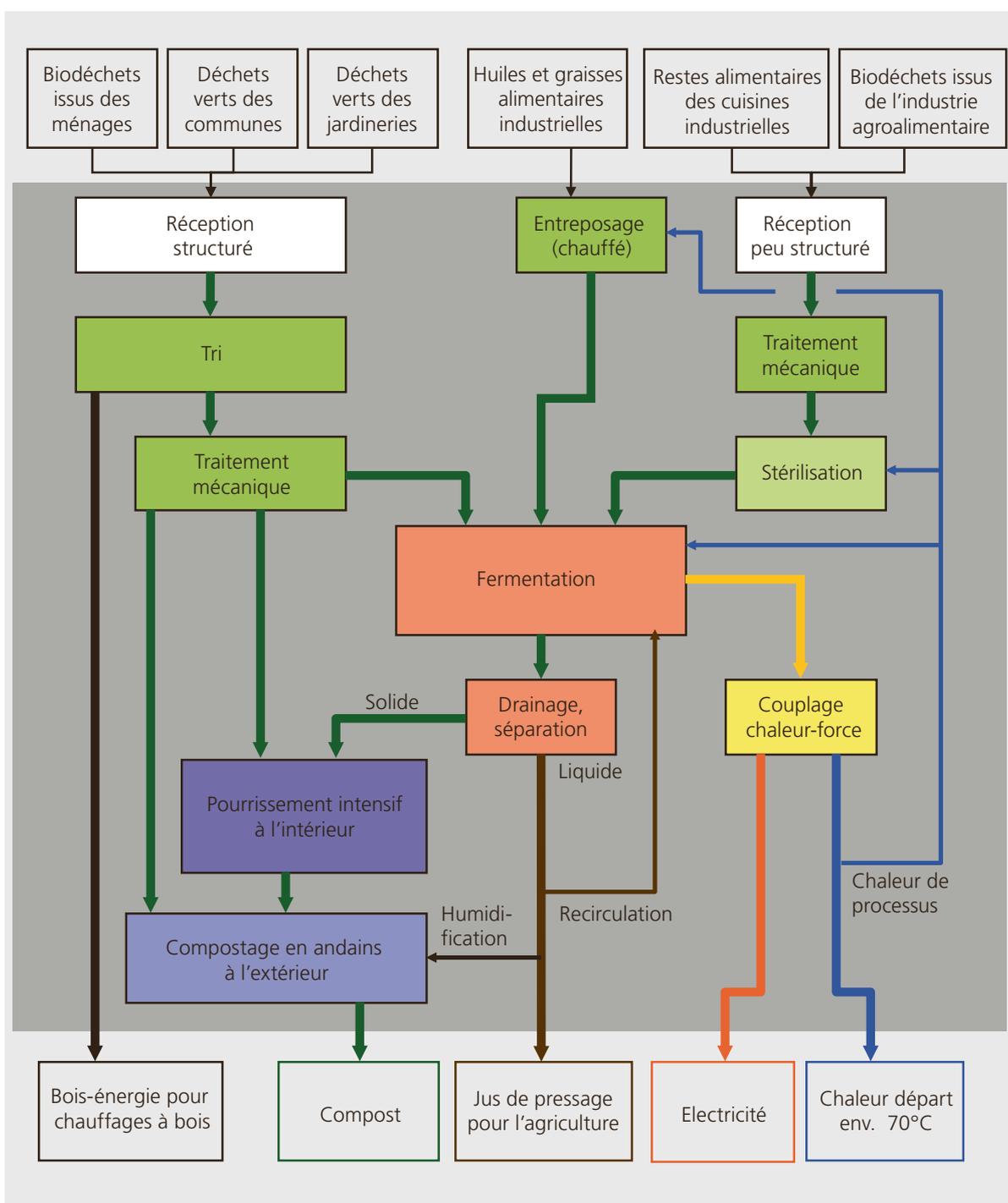


Illustration 166: Processus et produits de la fermentation industrielle.

Fermentation agro-industrielle

Cette solution valorise non seulement les biodéchets issus des ménages, de l'entretien paysager, de la restauration et de l'industrie agroalimentaire, mais également le lisier et le fumier issus des exploitations agricoles.

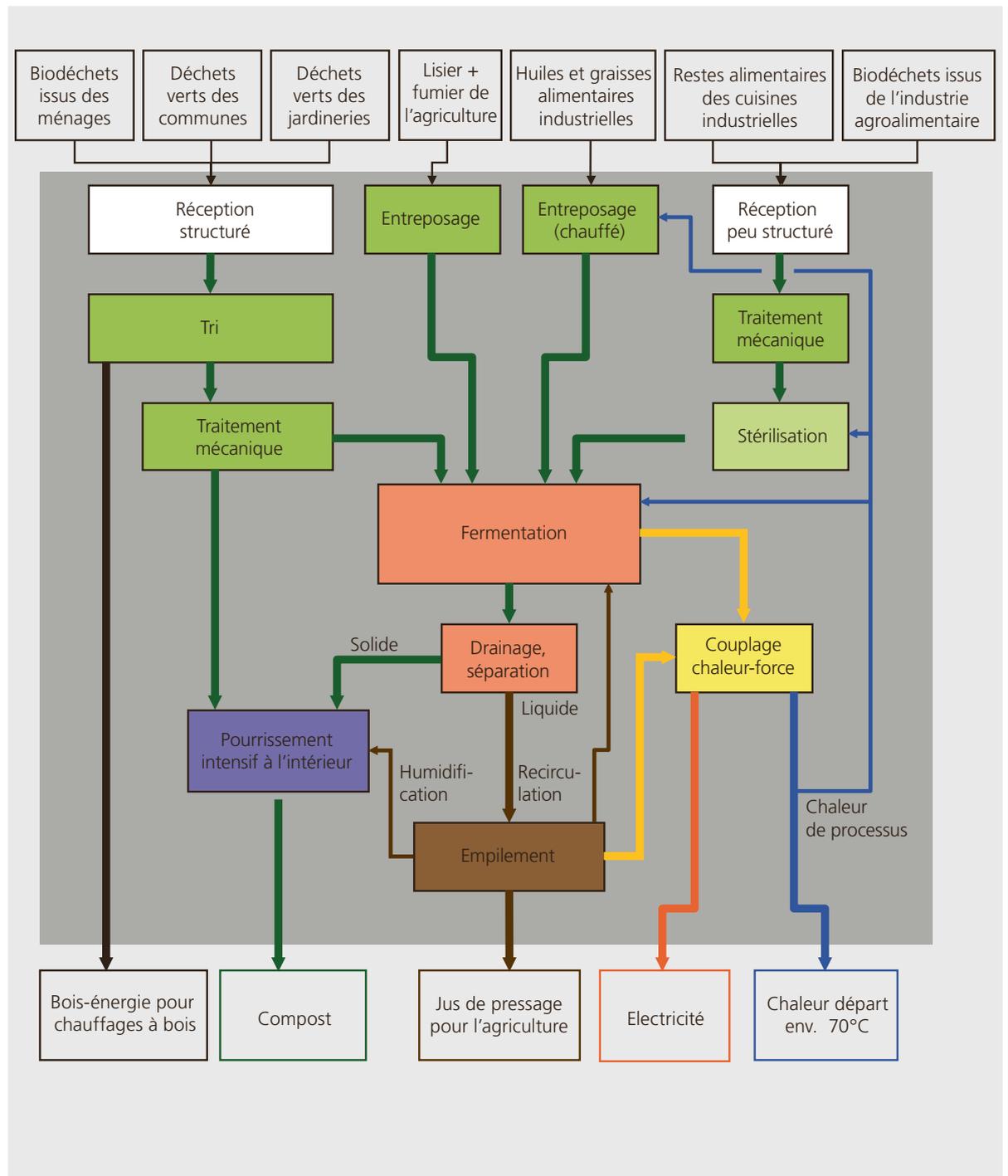


Illustration 167: Processus et produits de la fermentation agroindustrielle.

Co-digestion agricole

Dans le cas de la co-digestion agricole, le lisier et le fumier fermentent conjointement avec des biodéchets peu structurés issus de la restauration et de l'industrie agroalimentaire. Il existe également des installations destinées uniquement au lisier et au fumier sans co-substrat.

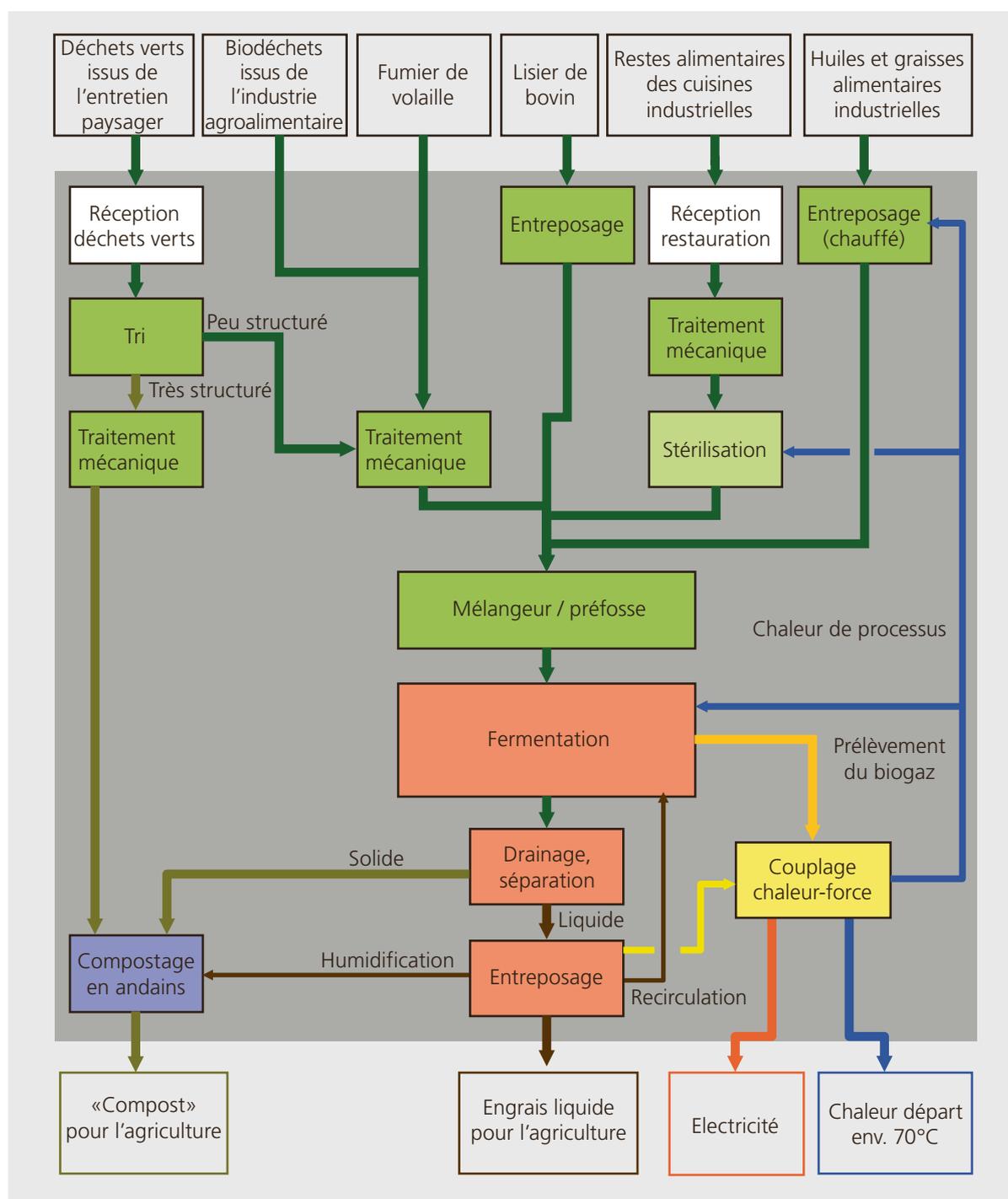


Illustration 168: Processus et produits de la co-digestion agricole.

Installation de co-digestion dans une station d'épuration

La co-digestion de biodéchets peu structurés et de boues d'épuration issues du traitement des eaux usées dans une STEP permet d'exploiter de nombreuses synergies. Il ne faut toutefois pas oublier que la coboue digérée doit être brûlée! En effet, l'épandage des boues d'épuration est interdit en Suisse.

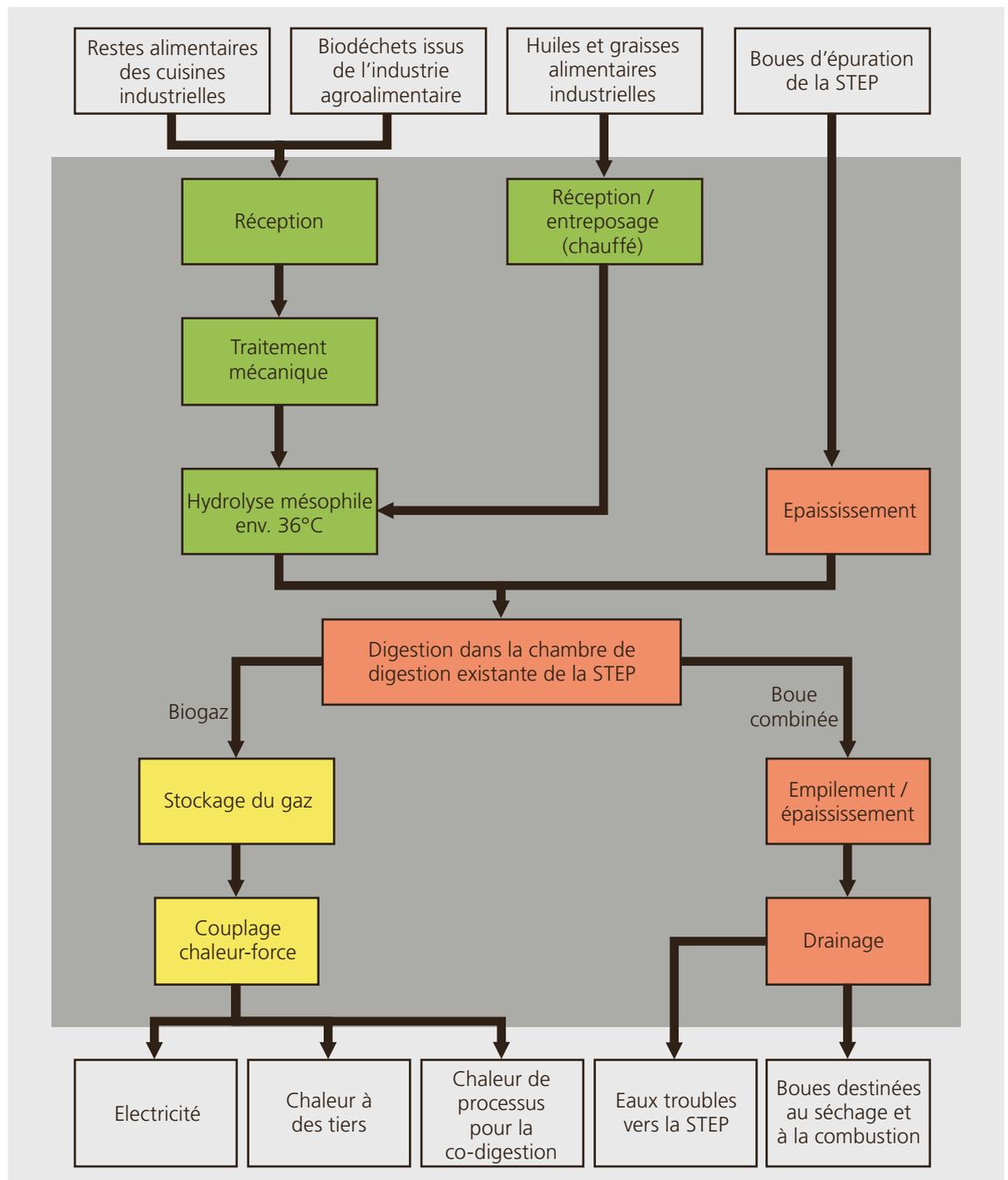


Illustration 169: Processus et produits de l'installation de co-digestion d'une station d'épuration.

Exemple d'une installation de fermentation régionale

Conditions générales

La réalisation d'une installation de fermentation régionale de biodéchets requiert les conditions de base suivantes:

- 1) Accord politique
- 2) Aptitude à remplir les conditions légales et administratives
- 3) Disponibilité de la biomasse
- 4) Valorisation pertinente du biogaz
- 5) Garantie des ventes de digestat ou de compost.
- 6) Site de l'installation approprié sur le plan stratégique
- 7) Obligation de désigner un exploitant de l'installation
- 8) Disponibilité d'une technologie reposant sur les conditions de base
- 9) Possibilité de taxes d'entrée de la biomasse couvrant les frais et analyse préalable de la situation de la concurrence
- 10) Garantie de rentabilité
- 11) Garantie de financement

Installation Biopower de Pratteln

L'installation Biopower de Pratteln traite des résidus organiques provenant du jardin et de la cuisine des ménages, de l'en-

retien paysager, de l'industrie agroalimentaire et de la restauration, afin de produire du carburant pour véhicules ainsi que du compost et de l'engrais liquide. Chaque année, l'installation permet de traiter jusqu'à 20 000 t de résidus organiques et de produire ainsi env. 1,1 million de Nm³ de biogaz et plus de 8 000 t de substrat de culture sous forme de compost pour le secteur phytosanitaire et l'aménagement paysager. La production annuelle de biogaz permet à 1 000 voitures à gaz de parcourir chacune 11 000 km.

L'installation Biopower de Pratteln se compose des parties suivantes (illustr. 175) :

- 1 **Entrée et sortie**
- 2 **Pesée:** Le poids de chaque livraison de matière est enregistré
- 3 **Halle de réception de la matière structurée:** Le contenu des bacs de déchets verts et de biodéchets est broyé et



Illustration 170:
Installation Bio-
power à Pratteln.



Illustration 171:
Installation Bio-
power à Pratteln –
Halle de réception.

*Illustration 172:
Installation Bio-
power à Pratteln –
Réception humide.*

*Illustration 173:
Installation Bio-
power à Pratteln –
Drainage du diges-
tat.*



tamisé afin de séparer les fractions «fines» destinées à la fermentation et les fractions «grosses» destinées au compostage.

4 Réception de la matière liquide et stérilisation: Les déchets de restauration, fruitiers et végétaux ainsi que les huiles et graisses usagées et les déchets de viande sont déversés, broyés mécaniquement puis cuits entre +85 et +133 °C à des fins de stérilisation.

5 Mélangeur et doseur: La matière structurée finement broyée provenant de la halle de réception, la matière humide stérilisée et le jus de pressage sont mélangés et introduits dans le réacteur de fermentation.

6 (Plan: 5) Réacteur de fermentation (fermenteur, digesteur): En l'espace d'env. 15 jours, en l'absence d'oxygène, dans une obscurité totale et à une température de +55 °C, avec un brassage régulier, les bactéries transforment la biomasse en biogaz. Le biogaz est aspiré en continu.

7 Drainage: La matière non décomposée dans le réacteur de fermentation est pressée. La matière solide tombe dans la halle de compostage et le jus de pressage dans une citerne. Ce dernier est utilisé d'une part dans l'installation elle-même pour être inoculé dans le fermenteur (produit de recirculation) et humidifier le compost. D'autre part, il est utilisé comme engrais liquide sur les surfaces agricoles de la région.

Illustration 174: Installation Biopower à Pratteln – Installation d'épuration du biogaz.



8 (Plan: 6) Halle de compostage: La matière solide pressée provenant du réacteur de fermentation et la matière structurée grossière provenant de la halle de réception sont mélangées et disposées en gros tas (andains). En l'espace d'env. 5 semaines, des microorganismes et des champignons transforment la matière en compost frais sous une ventilation intensive.

9 (Plan: 7) Entrepôt de substrat et de compost: La matière compostée est stockée, tamisée et mélangée selon la finalité d'utilisation. Les substrats de culture à base de compost ainsi traités sont fournis pour valorisation aux secteurs de l'horticulture couverte et non couverte, du génie civil, aux terrains de sport et à l'agriculture.

10 Installation de biofiltration: Les gaz d'échappement odorants présents dans l'air extrait des halles sont dégradés par des microorganismes dans un lit bactérien.

11 (Plan: 8) Installation de traitement de biogaz: Le biogaz se compose d'env.



Illustration 175:
Plan de l'installation Biopower de Pratteln.

Domaine	Grandeurs caractéristiques (valeurs indicatives)	
Investissement	11 millions de Fr.	
Mise en service	Avril 2006	
Surface totale du site	7000 m ²	
Quantité de valorisation de biodéchets annuelle	20 000 tonnes	
Composition des biodéchets	<ul style="list-style-type: none"> ■ 45 % de déchets verts et de biodéchets ménagers ■ 25 % de déchets verts de l'entretien paysager ■ 30 % de biodéchets de la restauration et de l'industrie agroalimentaire 	
Production annuelle de biogaz	1,1 million de Nm ³ de biogaz brut	
Injection annuelle de biométhane	12 millions de kWh	
Substitution annuelle de CO ₂	900 tonnes	
Production de compost annuelle	8000 tonnes	
Production annuelle de jus de pressage	9000 tonnes	
Production annuelle de bois-énergie	1500 tonnes	
Bilan énergétique	Production d'énergie totale	100 %
	Besoin propre en électricité, chaleur, gaz	-17 %
	Quantité d'énergie en excès	83 %
Bilan matière	Quantité totale réceptionnée	100 %
	Elimination des impuretés	-2 %
	Fabrication de produit recyclé	98 %
Type de fermenteur	Réacteur à écoulement à piston, exploitation thermophile type Kompogas, volume utile 990 m ³	
Procédé d'épuration du biogaz	Technologie à membrane, type Evonik, pression de service 16 bars, rendement env. 99 %	
Besoin en personnel	1,5 personne	
Résultat de l'exploitation	Bénéfice d'exploitation 1 % à 4 %	

Tableau 30:
Caractéristiques relatives à l'installation Biopower de Pratteln.

60 % de méthane, env. 35 % de CO₂ et 5 % de gaz divers. Lors de son traitement, le biogaz est comprimé, déshumidifié, puis le méthane est séparé des autres composants du gaz. Le méthane est injecté dans le réseau de gaz et alimente la station de remplissage en gaz naturel de l'aire de service autoroutière.

12 (Plan: 9) Bureau et atelier

L'installation Biopower utilise un procédé qui combine fermentation et compostage dans une même installation. Les résidus organiques réceptionnés sont séparés en

résidus «fermentescibles» et «composables». Tandis que la matière fermentescible est «métabolisée» à l'aide de la technique de fermentation Kompogas afin de produire du biogaz, la matière compostable parvient directement dans la salle de pourrissement, où elle est mélangée à la matière fermentée et compostée. Le compost produit revient dans le cycle naturel pour valorisation. Le biogaz obtenu par fermentation est traité et injecté dans le réseau de gaz naturel ou acheminé jusqu'à la station de remplissage de gaz naturel sur l'aire de service autoroutière.

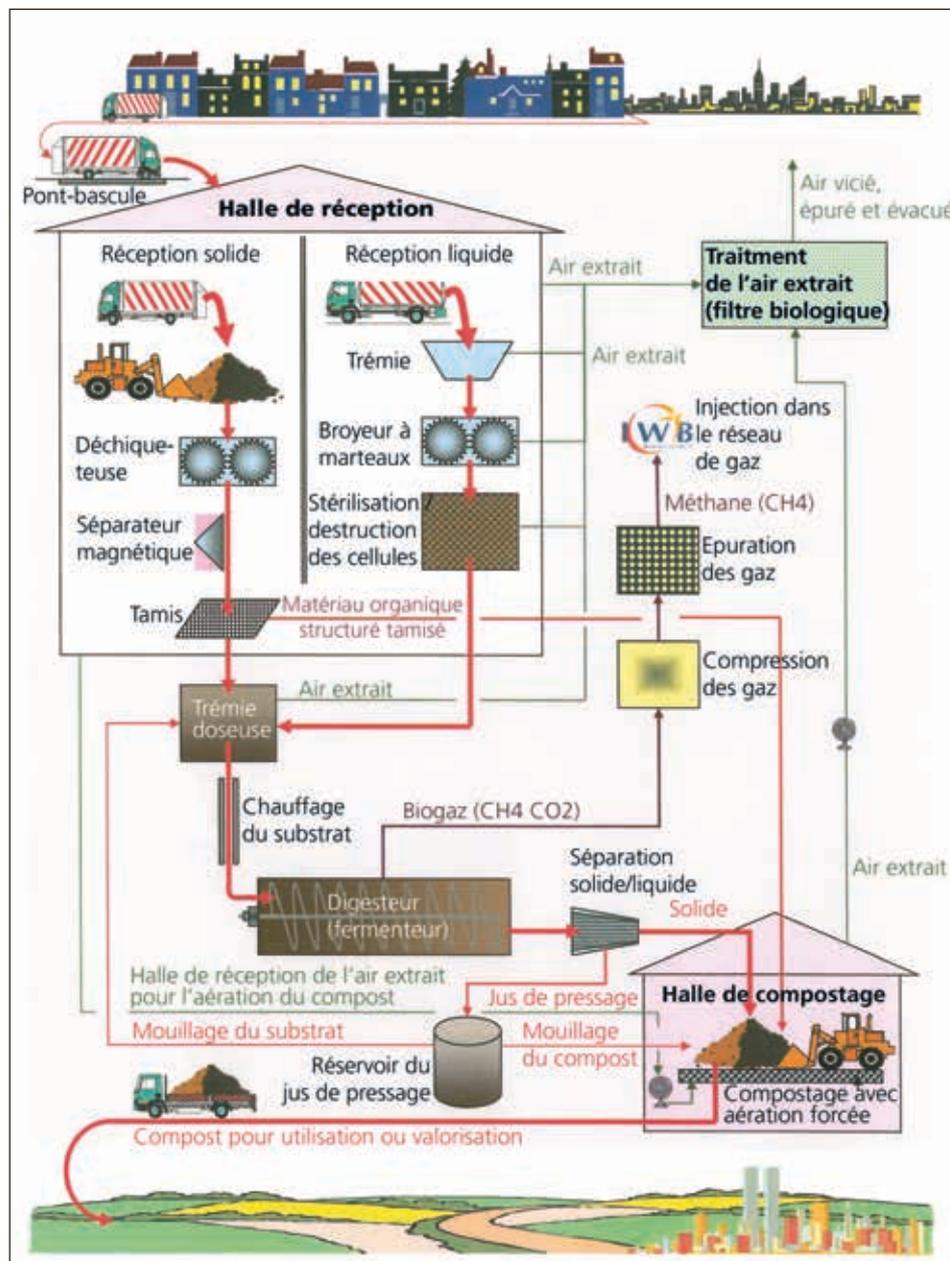


Illustration 176:
Schéma de procédé
de l'installation Bio-
power à Pratteln.

Energie éolienne

Reto Rigassi Technologies d'utilisation de l'énergie éolienne

Teneur énergétique du vent

L'énergie éolienne est l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement dans l'atmosphère. La puissance contenue dans le vent correspond donc à la puissance cinétique du débit massique de l'air (encadré). Bien entendu, une installation éolienne ne permet pas d'utiliser entièrement l'énergie cinétique du vent, sinon la masse d'air présente derrière l'installation serait immobile (vitesse 0). Le physicien allemand Albert Betz (1885-1968) a démontré qu'avec une roue éolienne idéale, la conversion de puissance optimale est obtenue lorsque la vitesse du vent après le plan du rotor n'est plus égale qu'à un tiers de la vitesse avant le plan du rotor. Le rendement aérodyna-

mique, ou coefficient de puissance c_p , est alors égal à $16/27 = 0,59$. Ainsi, une turbine éolienne idéale peut utiliser au maximum 59% de la puissance disponible dans le vent. Il est en outre important de noter que la puissance utile augmente à la puissance 3 par rapport à la vitesse du vent, à la puissance 2 par rapport à la longueur de pale du rotor et proportionnellement à la densité de l'air.

Distribution de fréquence

La vitesse du vent est le principal facteur qui détermine la rentabilité d'une exploitation éolienne sur un site donné. Etant donné que la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse, le rendement annuel d'une installation doit être calculé à l'aide d'une distribution de fréquence des vitesses. Sur des sites comparables, la

Calcul de la puissance utile du vent

Formule de base de l'énergie cinétique
Calcul de la masse en mouvement

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

$$m = d \cdot A \cdot v \cdot t = d \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v \cdot t$$

$$E = \frac{1}{2} \cdot d \cdot \pi \cdot R^2 \cdot t \cdot v^3$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot d \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3$$

$$P = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot d \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3$$

Puissance du vent

Puissance utile selon Betz

A = Surface balayée par la pale de rotor

R = Longueur de pale du rotor

v = Vitesse du vent

d = Densité de l'air

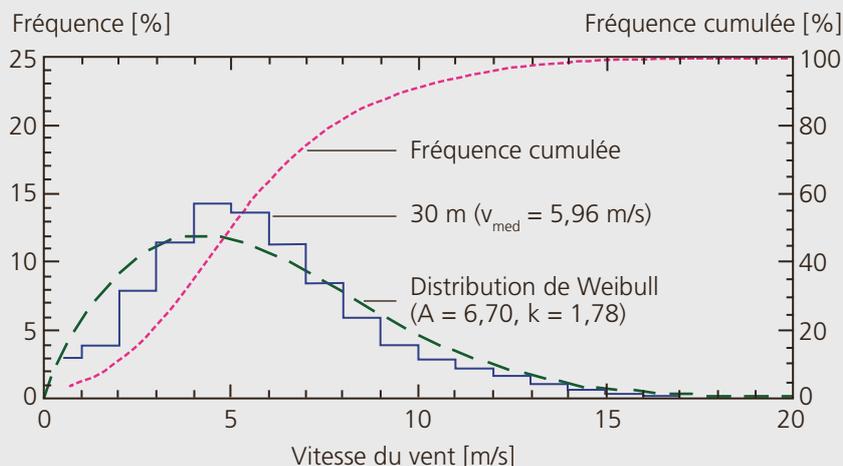


Illustration 177: Distribution de fréquence mesurée et distribution de Weibull pour une mesure sur le Gothard. La vitesse moyenne du vent à 30 m de hauteur est de 5,96 m/s; A : Facteur d'échelle; k: Facteur de forme (détermination de potentiel et de site pour un projet éolien au col du Gothard, NEK, 2002, études cofinancées par l'OFEN).

vitesse moyenne du vent peut certes donner une indication du rendement, mais ne doit en aucun cas être utilisée pour le calculer.

La distribution de fréquence peut être estimée de façon relativement précise, et décrite de façon simplifiée, à l'aide d'une distribution de Weibull, une fonction statistique courante pour les distributions asymétriques. Elle se compose d'un facteur d'échelle (A) et d'un facteur de forme (k). Le facteur d'échelle est proportionnel à la valeur moyenne de la vitesse du vent. Le facteur de forme prend une valeur comprise entre 1 et 3: Une faible valeur k correspond à des vents très variables, tandis que des vents constants donnent une valeur k plus élevée.

Tableau 31: Classes de rugosité et longueurs de rugosité des surfaces de terrain.

Profil vertical de la vitesse du vent

Les obstacles au sol freinent le vent. Plus la hauteur augmente, moins cet effet est important. C'est la rugosité de la surface du terrain qui détermine l'importance du freinage du vent à proximité du sol ou l'importance de l'augmentation de la vitesse du vent à mesure que la hauteur

augmente. Ce phénomène est appelé cisaillement du vent. En terrain plat et en présence d'une stratification atmosphérique neutre, le profil logarithmique est une bonne approximation du cisaillement vertical du vent:

$$v_2 = v_1 \frac{\ln \frac{h_2}{z_0}}{\ln \frac{h_1}{z_0}}$$

La vitesse de référence v_1 est mesurée à la hauteur de référence h_1 ; v_2 est la vitesse du vent à la hauteur h_2 ; z_0 est la longueur de rugosité. Sur un terrain irrégulier, p. ex. sur des crêtes, au niveau de cols etc., le profil logarithmique du vent n'est plus utilisable car des effets d'accélération entrent en jeu.

Influence de l'altitude sur la densité de l'air

La densité de l'air dépend de la pression de l'air et de la température. Plus l'altitude augmente, plus la pression de l'air baisse, ainsi que sa densité. En Suisse, il est donc important de tenir compte de la densité de l'air en fonction du site (tabl. 32).

Technologie des installations éoliennes modernes: Structure

Les grandes installations éoliennes (de l'ordre du MW) sont aujourd'hui généralement dotées d'un axe horizontal et de trois pales de rotor. Elles disposent d'un très bon rendement et présentent, avec relativement peu de matière, une grande surface au vent. D'autres types d'installations (à axe vertical, avec plus de pales etc.) existent dans des puissances plus faibles, pour lesquelles la quantité de matière et le rendement sont moins déterminants.

Le délai d'amortissement énergétique des grandes installations est en général nettement inférieur à 1 an. Une fois l'installation parvenue en fin de vie, elle peut être recyclée à env. 98 % (en poids). La déconstruction des fondations ne présente aucun intérêt écologique.

Nacelle: Elle comporte les composants de la ligne d'entraînement, est accessible via le mât pour les travaux d'entretien et est montée de façon rotative sur celui-ci afin

Tableau 32: Densité de l'air en fonction du site.

Classe de rugosité	Longueur de rugosité z_0	Types de surfaces de terrain
0	0,0002 m	Surfaces aquatiques: mer et lacs
0,5	0,0024 m	Terrain ouvert avec surface lisse, p. ex. béton, herbe tondue etc.
1	0,03 m	Terrain agricole ouvert sans clôtures ni haies, éventuellement avec des bâtiments épars
2	0,1 m	Terrain agricole avec quelques maisons et des haies de 8 m de hauteur éloignées d'env. 500 m
3	0,4 m	Villages, petites villes, terrain agricole avec haies nombreuses ou hautes, forêts et terrain irrégulier

Station	Hauteur (m)	Pression (Pa)	Température (°C)	Densité (kg/m ³)
Altitude	0	101 300	12,0	1,24
La Chaux-de-Fonds	1018	90 000	5,5	1,13
Säntis	2490	74 870	-1,8	0,96

que les pales de rotor puissent être orientées de façon optimale selon le sens du vent. Les composants de la ligne d'entraînement, en bleu dans l'illustration. 178 (de droite à gauche) sont:

■ **Pales de rotor:** En matière synthétique renforcée de fibres de verre. Dans les installations actuelles avec régulation du pas, la rotation s'effectue via des entraînements électriques. Les pales sont en général fabriquées d'une seule pièce et ne peuvent pas être démontées pour le transport.

■ **Palier principal** pour le logement du rotor ou de l'arbre de rotor.

■ **Transmission:** La grande majorité des fabricants d'éoliennes utilisent des transmissions capables de modifier la vitesse de rotation entre le rotor et le générateur.

■ **Frein à disque:** Pour bloquer le rotor lors des travaux d'entretien. Une installation éolienne est principalement freinée de façon aérodynamique via le réglage de l'angle de pale.

■ **Générateur:** Aujourd'hui en général soit un générateur asynchrone à double alimentation, soit un générateur synchrone. Tous deux peuvent fonctionner dans une large plage de vitesse de rotation et s'adapter ainsi de façon optimale aux conditions de vent. Le courant produit doit toutefois être ajusté à la fréquence de réseau par un transformateur.

■ **Mât:** Les mâts sont en acier, en béton ou de composition hybride. Les mâts en acier comportent 3 à 4 segments, ceux en béton de nombreux segments préfabriqués. Les

mâts en treillis restent très rares. En général, des mâts de différentes longueurs correspondent à chaque type de turbine.

■ **Fondations:** Sur terre en général des fondations plates (principe à gravité), parfois également des fondations sur pieux.

Caractéristique de puissance

Les installations éoliennes sont démarrées par l'électronique de régulation en présence de vitesses du vent prometteuses de rendement (vitesse de démarrage) et sont à nouveau désactivées en présence de vitesses du vent trop élevées (vitesse de désactivation). A partir de la vitesse de démarrage et juste avant d'atteindre la puissance nominale, le coefficient de puissance (rendement) est maintenu maximum par le réglage de l'angle de pale et de la vitesse de rotation. La puissance nominale est atteinte, selon la conception de l'installation (rapport entre la surface au vent et la puissance nominale), pour 10 à 15 m/s. Une fois la puissance nominale atteinte, la régulation maintient la puissance constante



Illustration 178: Composants d'une installation éolienne avec transmission (Nordex Pressebild www.nordex-online.com).

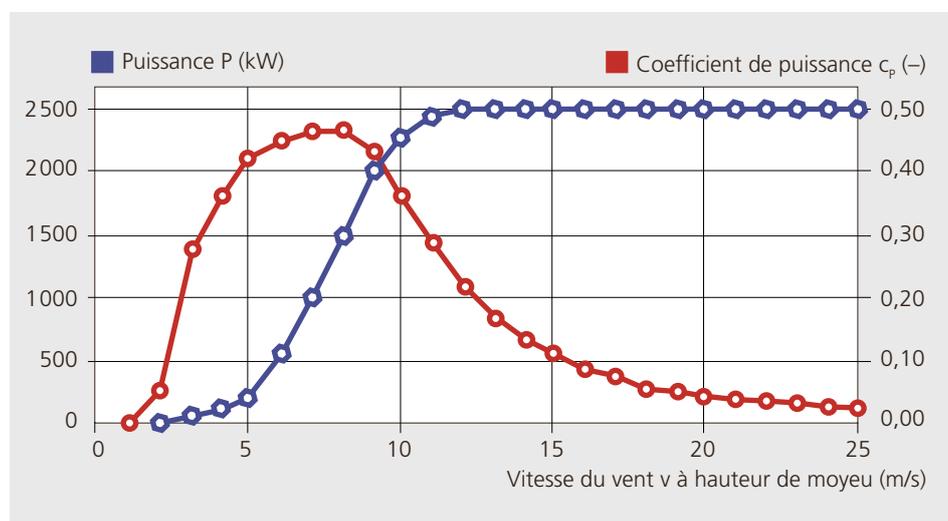


Illustration 179: Caractéristique de puissance et tracé du coefficient de puissance d'une installation moderne. L'installation représentée dispose d'une régulation de tempête (non représentée dans la caractéristique de puissance). Source: www.enercon.de

par le réglage de l'angle de pale. Dans les installations sans régulation de tempête, la vitesse de désactivation s'élève à 20 à 25 m/s et dans les installations avec régulation de tempête, à 30 à 35 m/s.

Utilisation de l'énergie éolienne en Suisse

Conditions géographiques

La Suisse dispose, dans les régions d'altitude (Jura, Alpes et Préalpes), de conditions de vent suffisantes à bonnes, les conditions en Suisse occidentale étant globalement meilleures qu'en Suisse orientale. Bien entendu, il existe dans les régions d'altitude des restrictions importantes en termes d'accessibilité pour le transport et la construction de grandes installations éoliennes. Les zones protégées ainsi que les zones bâties isolées en dehors des régions urbanisées constituent également des facteurs limitatifs.

Potentiel

Le potentiel technico-économique de l'exploitation de l'énergie éolienne en Suisse s'élève à env. 20 TWh/an, si l'on se base sur les installations existantes à ce jour dotées d'un diamètre de rotor de presque 130 m. Si l'on prend en compte les zones de protection de la nature et du paysage d'importance nationale ainsi que les sites d'importance culturelle et historique, le potentiel durable est de 9 à 11 TWh/an. Le Conseil fédéral a évoqué, dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, un objectif d'env. 4 TWh/an d'ici à 2050. Le secteur suisse de l'éolien estime réaliste de tabler sur 6 TWh/an d'ici à 2035. Cet objectif nécessite la réalisation de 120 parcs éoliens dotés chacun de 5 à 10 installations.

Etat actuel, développement futur

Fin 2012, la Suisse comptait seulement 32 grandes installations éoliennes produisant moins de 0,1 TWh/an d'électricité. Le lancement de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), ainsi que la nouvelle orientation de la stratégie énergétique de

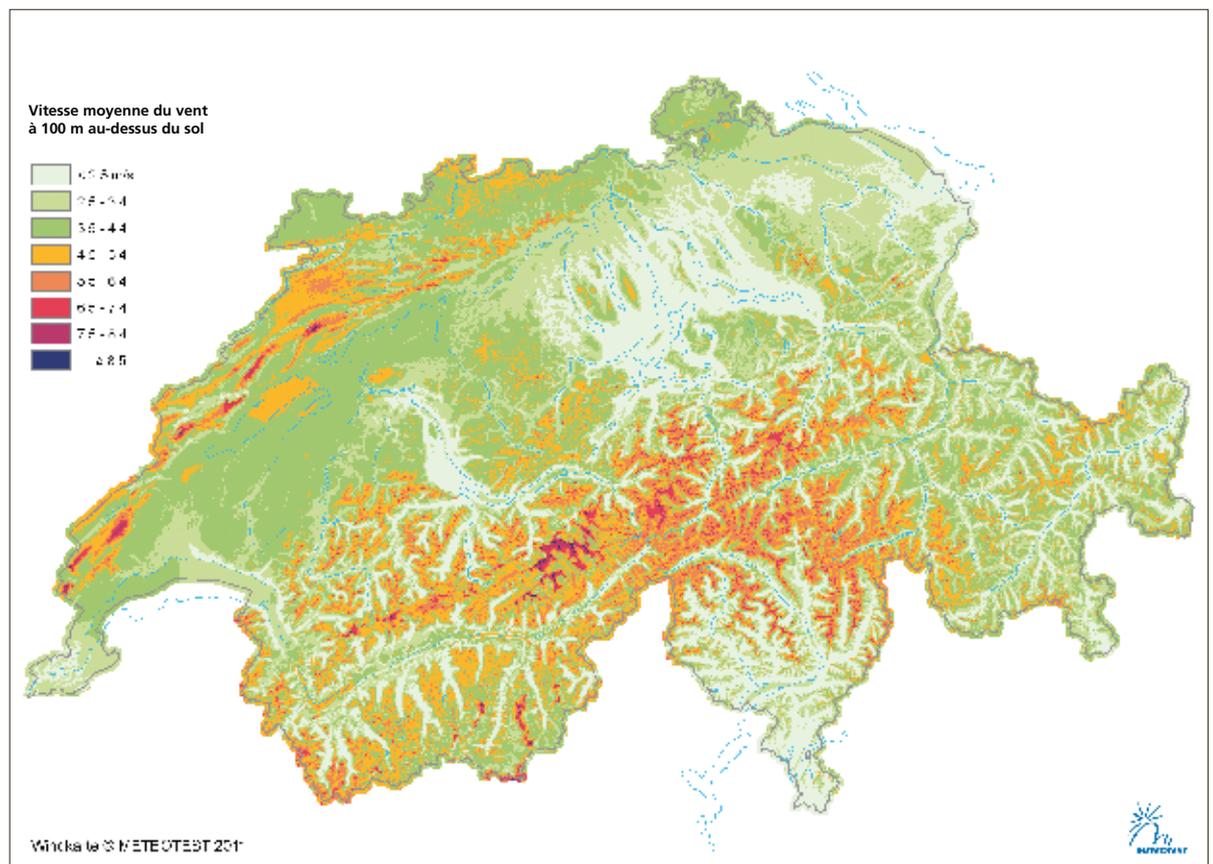


Illustration 180:
Carte des vents de
Suisse (www.winddata.ch).

la Confédération, des cantons et de nombreux fournisseurs d'électricité, ont déclenché un véritable boom dans le secteur. Ainsi, la production électrique prévue des installations signalées auprès de la RPC s'élevait fin 2012 à presque 3,4 TWh/an. Les procédures de planification et d'autorisation dans les cantons et communes concernés sont décisives pour l'évolution future du secteur. En principe, la volonté d'utiliser les potentiels disponibles semble être acquise. Les planifications actuelles dans les cantons correspondent déjà à une production électrique de plus de 2 TWh. Rien que dans le canton de Vaud, on vise une production électrique annuelle issue de l'éolien de 0,5 à 1 TWh. Toutefois, la situation est très variable, les procédures sont extrêmement laborieuses et leur issue incertaine. Il est donc essentiel qu'elles soient simplifiées et accélérées, comme le

prévoit le Conseil fédéral. Il s'agit notamment, malgré la structure fédéraliste de la Suisse, d'élaborer une procédure cohérente entre la Confédération, les cantons et les communes.

Défis technologiques

Bien que l'utilisation de l'énergie éolienne soit devenue une technologie entièrement maîtrisée les conditions topographiques et climatiques particulières en Suisse représentent des défis importants à relever. Pour le transport et l'édification des installations, des solutions spéciales sont souvent requises. Sur un terrain complexe, il est plus difficile de prévoir précisément les quantités produites. Les turbulences et écoulements obliques sollicitent particulièrement les installations. Le gel des pales de rotor peut provoquer des chutes de rendement et représenter un risque pour les per-

Illustration 181: Parc éolien du Mont-Crosin avec anciennes et nouvelles installations (www.suisse-eole.ch).



Parc éolien du Mont-Crosin

Le parc éolien du Mont-Crosin est un modèle de développement technologique. Les trois premières installations éoliennes de type Vestas V44 ont été mises en service en 1996. Elles disposent d'une hauteur de moyeu de 45 m, d'un diamètre de rotor de 44 m et d'une puissance nominale installée de 600 kW. Le parc éolien a été aménagé en quatre étapes. Lors de la dernière étape d'aménagement en 2010, 8 installations de type Vestas V90 dotées d'une hauteur de moyeu et d'un diamètre de rotor de 90 m ont été installées. Pour une puissance nominale de 4 MW, chacune de ces installations produit env. 4 GWh/a d'électricité, soit plus de cinq fois la quantité produite par une installation de 1996. Le parc éolien du Mont-Crosin, un site d'excursion apprécié grâce à une offre aménagée et à une bonne publicité, attire env. 50 000 visiteurs par année.

Illustration 182: Installation éolienne du col de Gries, 2465 m d'altitude (www.swisswinds.ch).



Installation éolienne du col de Gries

La construction de l'installation éolienne la plus haute d'Europe au col de Gries dans le Valais (2465 m d'altitude) fut un défi de taille pour les promoteurs du projet, en raison du peu de place disponible sur le chantier et de la mauvaise accessibilité. Le transport des segments de mât et des pales de rotor a requis l'utilisation de véhicules spécialement conçus à cet effet. L'éolienne est une Enercon E70 dotée d'une hauteur de moyeu de 85 m, d'un diamètre de rotor de 71 m et d'une puissance nominale de 2,3 MW. Les conséquences sur l'environnement sont faibles sur ce site. La centrale hydraulique du lac de Gries avait déjà laissé son empreinte dans l'espace naturel il y a plusieurs décennies. L'infrastructure existante a pu être réutilisée pour l'installation pilote, au prix de quelques mesures d'aménagement et de remise en état.

sonnes qui se trouvent à proximité. Une planification soignée et des mesures adéquates (p.ex. pales de rotor chauffantes) permettent toutefois généralement de résoudre ces problèmes.

Utilisation de l'énergie éolienne en Europe

En Europe, l'énergie éolienne est devenue l'une des principales sources de production d'électricité. Entre 2000 et 2011, env. 1/3 de la puissance produite par les nouvelles centrales était issue de l'éolien. En 2012, la puissance installée des installations éoliennes en Europe a dépassé la barre des 100 GW, ce qui permet de couvrir près de 7 % de la consommation. Mais les différents pays ne sont pas tous égaux en la matière. Si des pays comme le Danemark, l'Espagne, le Portugal et l'Irlande couvrent déjà nettement plus de 10 % de leur consommation grâce à l'éolien, d'autres pays disposant pourtant de bonnes conditions, tels que la France et la Pologne, restent encore en dessous des 3 %. Il faut toutefois noter que la part des pays pionniers (Danemark, Allemagne et Espagne) sur la puissance nouvellement installée, de 85 % en 2000, a aujourd'hui chuté à un tiers. Dans certaines régions, notamment au Danemark et en Allemagne, les sites côtiers sont déjà quasi-saturés. Les nouvelles installations sont donc érigées plus loin des côtes, soit en mer avec des installations offshore, soit à l'intérieur des terres. Grâce à des conditions de vent exceptionnelles et à un potentiel gigantesque, les installations offshore sont particulièrement attractives. Pour la même puissance installée, la production électrique offshore est 1,5 à 2 fois plus élevée que celle des sites terrestres typiques. Néanmoins, les besoins pour la réalisation des fondations et le raccordement au réseau sont nettement plus élevés. De plus, les installations sont fortement sollicitées par les vagues, le vent et la corrosion, et ne sont que difficilement accessibles. Le prix de revient de l'électricité reste donc encore deux fois plus élevé que celui des installations terrestres.

Depuis quelques années, les fabricants développent des installations spécialement optimisées pour des conditions de vent faibles à moyennes à l'intérieur des terres. Ces installations compensent un vent plus faible par des pales de rotor plus longues et des mâts plus hauts. Tandis que les installations côtières présentent, par kW de puissance installée, une surface de rotor au vent de 1,7 à 2,5 m², ces installations atteignent 3 à 4 m² par kW. Même des sites forestiers peuvent être exploités grâce à des mâts plus hauts (jusqu'à 140 m).

L'Association européenne de l'énergie éolienne EWEA souhaite d'ici à 2030 couvrir env. 30 % de la consommation des pays européens grâce à l'éolien, dont la moitié proviendrait d'installations offshore. Afin que le réseau puisse accepter des parts élevées de production fluctuante, il est nécessaire de disposer de capacités de transport plus importantes, d'une plus grande flexibilité des centrales conventionnelles et de capacités d'accumulation plus élevées.

Planification d'installations

Etudes préliminaires

Une première évaluation très grossière des sites suisses peut être réalisée à l'aide du système de géoinformation basé sur Internet Wind-Data (www.wind-data.ch). Celui-ci propose une carte des vents approximative ainsi que des informations sur les restrictions éventuelles (zones protégées nationales, bâtiments habités etc.), dans la mesure où celles-ci peuvent être cartographiées.

Le déroulement d'un projet éolien est déterminé avant tout par les risques que représente un site donné et par les prescriptions des autorités d'autorisation. En Suisse, un projet requiert non seulement l'accord du canton mais également celui de la commune. Les cantons déterminent, dans le cadre du plan directeur cantonal, dans quelles conditions et sur quels sites ils souhaitent autoriser la construction d'installations éoliennes. Toutefois, bon nombre de cantons n'ont pas encore établi de prescriptions claires à ce sujet. Les communes débattent d'un projet éolien dans le cadre de la modification du plan d'urbanisme, généralement traitée lors d'une assemblée de commune. Il est donc important de planifier le projet avec la commune, de manière à ce qu'il soit bien perçu ou au moins toléré par la majorité de la population locale. Les risques pour le pro-

jet peuvent résulter des conditions techniques (ressources de vent, raccordement etc.), des éventuelles conséquences environnementales (oiseaux, chauves-souris, protection contre le bruit etc.) ou de la non-acceptation par la population. Chaque promoteur de projet doit identifier le plus tôt possible les principaux risques et s'y adapter. Un déroulement de projet standardisé ne présente donc aucun intérêt.

Prévisions de production

Une prévision de production fondée est primordiale pour l'évaluation de la rentabilité et pour l'acquisition de capital étranger pour le financement. La manière de mesurer le vent doit être choisie en fonction du site et des grandeurs de l'installation concernées. On utilise généralement un mât de mesure dont la hauteur est à peu près égale à la hauteur de moyeu prévue. Une mesure à différentes hauteurs permet, pour une topographie simple, d'évaluer les conditions de vent sur toute la surface balayée par le rotor. En présence d'une topographie plus complexe et pour des hauteurs de moyeu à partir de 100 m, la mesure du vent est souvent complétée par une mesure LIDAR ou SODAR, capable de déterminer, au moyen d'un procédé de mesure optique ou acoustique, la vitesse du vent jusqu'à 200 m au-dessus du sol. La mesure au mât dure au minimum une an-

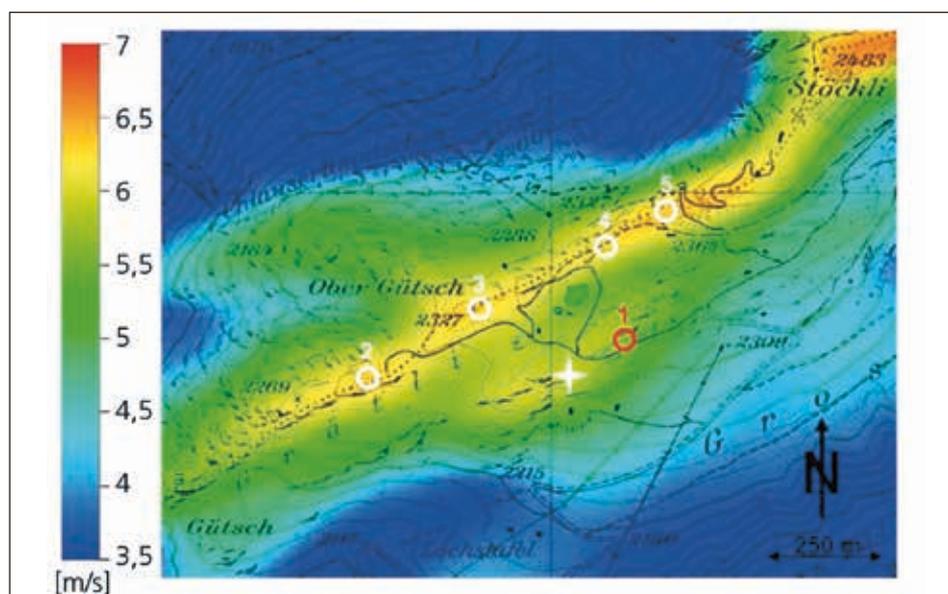


Illustration 183: Modélisation de la vitesse moyenne du vent à 50 m au-dessus du sol sur le Gütsch en 2006. Le cercle rouge désigne l'installation éolienne existante, les cercles blancs les installations encore en projet à l'époque (parc éolien de Gütsch, EW Ursern Andermatt UR, rapport final 2006, sur mandat de l'OFEN).

née entière, une mesure LIDAR ou SODAR complémentaire généralement 2 à 3 mois. Dans tous les cas, les données de mesure du vent relevées doivent être converties en une valeur moyenne pluriannuelle, ce qui s'effectue sur la base de données de mesure du vent pluriannuelles sur des sites comparables. Sur des sites étendus ou dotés d'une topographie complexe, l'installation de mâts de mesure supplémentaires, souvent de hauteur réduite, peut être recommandée. Généralement, on réalise également sur de tels sites une modélisation du vent à l'aide d'un modèle d'écoulement, alimenté avec les données de mesure du vent ainsi que les données du terrain (topographie, rugosité etc.).

Dans les prévisions de production, il convient également de prendre en compte l'effet de parc, c.-à-d. les pertes de rendement dues à l'ombre projetée par des installations disposées les unes derrière les autres. Dans le sens principal du vent, on choisit en général une distance entre les installations d'au moins 5 fois le diamètre du rotor, de sorte que les pertes de production dues à l'effet de parc restent inférieures à 10%. Contre le vent, des distances plus faibles sont possibles.

Toute prévision de production reste cependant empreinte d'incertitudes, qui doivent impérativement être calculées et prises en compte lors de la planification.

Raccordement

Sur les sites de montagne notamment, la faisabilité des projets éoliens dépend également de la faisabilité des opérations de transport jusqu'au site, de montage sur le site et de raccordement au réseau. Dans les Alpes, il faut également prendre en compte l'accessibilité du site pour la maintenance. En Suisse, les voies d'accès sont souvent une donnée déterminante dans le choix du type d'installation. Il est donc intéressant de faire appel très tôt à une entreprise de transport spécialisée. En raison de leurs dimensions, les pales de rotor ainsi que le segment inférieur du mât et, en raison de son poids, la nacelle, représentent des défis particuliers. Les rayons de courbure minimums requis par les fabricants pour un

transport traditionnel, selon le type d'installation et la pente maximale, ne peuvent pas être respectés dans de nombreuses régions de Suisse. Des véhicules de transport spécialement conçus à cet effet ont néanmoins permis, ces dernières années, d'atteindre des endroits difficilement accessibles. Les points critiques sont les traversées de localités, les passages sous tunnels ainsi que les ponts ayant une capacité de charge limitée. La largeur de la chaussée doit en général s'élever à 4 m, la largeur de passage libre être bien plus élevée. 1000 à 1500 m² sont requis pour la pose durable de la grue et 500 à 2000 m² pour la surface de dépôt et de montage temporaires.

Respect de l'environnement

Selon le site, une installation éolienne peut avoir des répercussions négatives sur la faune et la flore, mais également sur les hommes par des bruits, des ombres projetées ou la modification de l'image du paysage. L'analyse des conséquences attendues doit permettre de réduire celles-ci par des mesures appropriées (p. ex. nombre, type et emplacement des installations) et doit servir de base de décision pour une pesée des intérêts, primordiale pour l'autorisation de tout projet. En ce qui concerne la flore et la faune, les zones protégées nationales, cantonales et communales doivent être respectées. Cependant, même en dehors de celles-ci, il est souvent nécessaire de faire réaliser des expertises spéciales sur le risque potentiel pour les oiseaux nicheurs ou migrateurs et les chauves-souris. Une prise de contact précoce avec les représentants des différents groupes d'intérêt est judicieuse. En ce qui concerne les conséquences possibles sur l'homme, outre la modification inévitable de l'image du paysage, c'est surtout le bruit produit par l'installation qui doit être étudié, les installations éoliennes étant évaluées très sévèrement en tant qu'installations nouvelles ou installations industrielles conformément à l'Ordonnance sur la protection contre le bruit. Les distances requises par rapport aux bâtiments habités doivent être déterminées dans le cadre d'une expertise détaillée, et sont en général de l'ordre 300 m.

Rentabilité

Le fait que l'énergie éolienne puisse ou non être utilisée de façon rentable sur un site donné dépend en premier lieu des conditions de vent, des coûts d'investissement, des coûts d'exploitation et de la rétribution du courant produit. Les conditions de vent sont décisives non seulement pour le rendement d'un type d'installation donné mais également pour le choix du type d'installation optimal sur un site donné, et ainsi pour les coûts d'investissement. En présence d'une surface de terrain rugueuse ou dans la forêt, on utilise des mâts plus hauts (jusqu'à 140 m), et des conditions de vent suboptimales peuvent être compensées jusqu'à un certain degré par des pales de rotor plus longues.

Coûts d'investissement

On distingue les coûts de l'installation et les coûts de l'infrastructure. Les coûts de l'installation comprennent généralement les éventuels équipements spéciaux ainsi que le transport et le montage. Ils dépendent notamment du diamètre du rotor et de la hauteur du mât et sont compris, pour les installations terrestres, entre 1200 et 1800 Fr./kW. Les coûts de l'infrastructure comprennent les coûts des fondations, de la parcelle, des voies d'accès, du raccordement au réseau, de la planifica-

tion et si nécessaire des moyens de transport particuliers. Ce sont notamment les coûts du raccordement au réseau et des voies d'accès déterminés par les conditions du site qui peuvent faire varier très fortement les coûts de l'infrastructure. S'ils sont élevés, ils doivent être relativisés par un parc éolien suffisamment grand pour permettre une exploitation rentable. Pour les sites terrestres, les coûts de l'infrastructure peuvent représenter 15 à 40 % max. de l'investissement total.

Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation comprennent les coûts de la maintenance, du service, des réparations, du loyer foncier, de la gestion, de l'assurance et des fonds de réserve. La plupart des fabricants proposent des contrats de maintenance complets, qui prennent en charge tous les frais de maintenance, de service et de réparation ainsi que certaines prestations de garantie. La durée de ces contrats peut s'élever à 15 ans. Les coûts annuels d'exploitation représentent généralement 3 à 5 % des coûts d'investissement.

Rendement

La plupart des projets atteignent des productions de 2000 à 2500 kWh par kW installé. Grâce à des installations éoliennes



Illustration 184: Parc éolien sur le Güttsch près d'Andermatt. Grâce aux installations militaires existantes, les coûts de raccordement ont été relativement faibles (EW Ursern, Markus Russi).

adaptées (diamètre de rotor plus important, éventuellement mât plus haut), ces valeurs sont atteignables même en Suisse.

Prix de revient de l'électricité

Le prix de revient de l'électricité dépend très fortement des conditions de vent et des coûts de l'infrastructure. Sur les sites côtiers bien desservis, il peut être nettement inférieur à 10 ct./kWh. Sur les sites difficiles à raccorder dotés de conditions de vent moyennes, il dépasse facilement 20 ct./kWh. En Suisse, la RPC prévoit, selon le rendement, un tarif de 15,5 à 21,5 ct./kWh. Les sites à haut rendement sont nettement plus intéressants sur le plan économique malgré le tarif plus bas. Pour les sites présentant une vitesse du vent moyenne inférieure ou égale à 5,0 m/s, il n'est en général pas possible, même avec la rétribution maximale de 21,5 ct./kWh, d'atteindre le seuil de rentabilité.

Illustration 185:
Parc éolien offshore
de Thorntonbank,
Belgique (www.re-power.de).

Projets offshore

Les projets offshore atteignent des productions nettement plus élevées que les installations terrestres (jusqu'à 4500 kWh/kW). Toutefois, le prix de revient de l'électricité est nettement supérieur à celui des projets terrestres et ce, principalement en raison de coûts de l'infrastructure nettement plus élevés (fondations et raccordement au réseau), de coûts d'exploitation bien supérieurs ainsi que, en raison des risques plus grands, du délai d'amortissement nettement plus court. Au vu de l'immense potentiel et des possibilités de réduction des coûts, la solution offshore reste une option prometteuse pour un approvisionnement durable en énergie.

Illustration 186:
Construction des
fondations à gravité
sur la terre ferme
(www.c-power.be).

Illustration 187:
Sous-station en mer
(www.c-power.be).

Parc éolien offshore de Thorntonbank

Le parc éolien de Thorntonbank, d'une puissance de 325 MW, était au moment de son achèvement en 2013 l'un des plus grands de sa catégorie en Europe continentale. Situé à 30 km de la côte belge, le parc se compose au total de 54 installations ayant un diamètre de rotor de 126 m et une hauteur de moyeu de 94 m. Avec des profondeurs d'eau de 12 à 27 m, on a utilisé tantôt des fondations à gravité, tantôt des structures en acier. Les investissements se montent à 1,3 milliard d'euros au total et la production d'électricité attendue devrait atteindre env. 1000 GWh/an (à partir de septembre 2013).



Géothermie

Peter Meier **Géothermie hydrothermale et pétrothermale**

A l'échelle mondiale, la géothermie est une technologie fréquemment utilisée notamment dans la ceinture de feu, c.-à-d. dans les régions de volcanisme actif le long des limites de plaques tectoniques. En raison des températures élevées, supérieures à 200 °C, la vapeur passe directement dans des turbines. La puissance électrique installée à l'échelle mondiale est d'au moins 11 GW, ce qui correspond à 11 grandes centrales nucléaires. San Francisco p.ex. reçoit en majeure partie de l'électricité issue de la géothermie.

Dans de grandes parties d'Europe centrale, la géothermie peut être exploitée par pompage d'eau à une température comprise entre 100 et 200 °C du sous-sol profond à la surface, via un ou plusieurs forages d'exploitation. La chaleur stockée dans l'eau est transformée en électricité dans une centrale ou transférée à un réseau de chauffage à distance dans une centrale de chauffage. Par le biais d'au moins un forage d'injection, l'eau une fois refroidie est réinjectée dans les profondeurs, afin qu'un soutirage de grands vo-

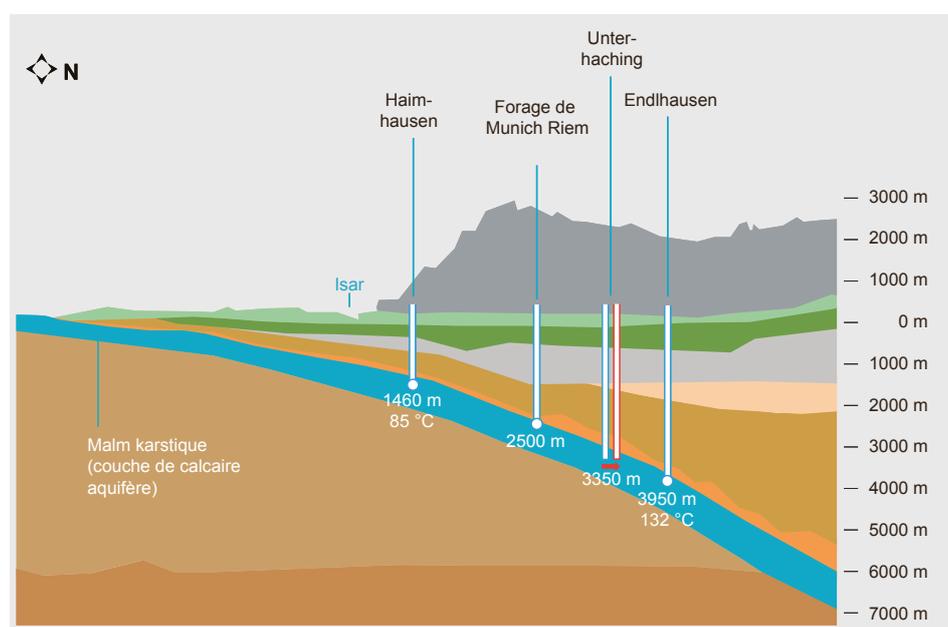
lumes d'eau dans le sous-sol ne provoque aucun affaissement à la surface et pour éviter de coûteuses opérations d'épuration de l'eau profonde souvent très saline, qui précéderaient nécessairement un rejet dans les eaux de surface.

On distingue en principe deux types de systèmes de géothermie profonde: les systèmes hydrothermaux et pétrothermaux (illustr. 188 et 189).

Installations hydrothermales

Les installations hydrothermales utilisent l'eau présente à l'état naturel dans les profondeurs, dans la porosité de la roche ou dans des fissures ouvertes et reliées les unes aux autres, qui se forment dans les zones tectoniquement actives. Les systèmes hydrothermaux, à quelques exceptions près, possèdent un potentiel très limité car d'une part, une grande quantité d'eau doit pouvoir circuler à l'état naturel dans le sous-sol et d'autre part, les températures doivent être suffisamment élevées. En présence de bonnes conditions géologiques, les installations hydrothermales peuvent être très rentables à l'échelle locale et régionale, on parle alors d'une bonne exploitabilité. L'agglomération de

Illustration 188: Système hydrothermal. L'eau est pompée à la surface à partir d'aquifères profonds à l'aide d'un forage d'extraction. Après le soutirage de chaleur, l'eau est réinjectée dans l'aquifère. Les formations géologiques doivent être bien perméables et être assez profondes pour que leur température soit suffisante pour la production d'électricité. Ces deux conditions ne sont remplies en Suisse que sur peu de sites. C'est pourquoi, pour assurer une production d'électricité importante, il convient de développer des systèmes pétrothermaux.



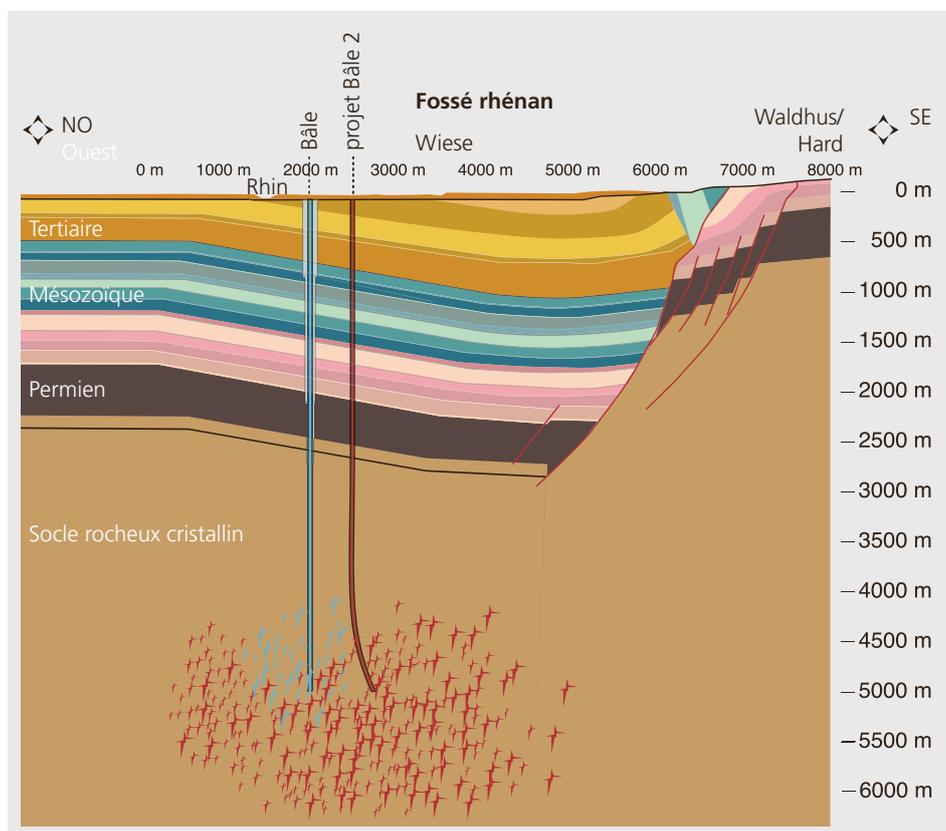
Munich en est un bon exemple. Env. 80 à 90 % des forages réalisés ont porté leurs fruits et depuis la réussite du projet d'Unterhaching (illustr. 190), 11 centrales géothermiques ont déjà été réalisées. 12 autres sont en phase de réalisation et 86 en phase de planification. L'initiative «Bayerische Geothermieallianz» s'est fixé pour but de couvrir entièrement le besoin en chauffage de l'agglomération de Munich grâce à la géothermie d'ici à 2040 et d'installer d'ici à 2030 env. 200 MW de puissance électrique utilisant la géothermie. Pour garantir une exploitation fructueuse des systèmes hydrothermaux, il est indispensable de connaître précisément les conditions géologiques régionales et locales. L'aspect de la perméabilité naturelle à l'eau est un élément décisif. La Suisse ne dispose de gisements exploitables à grande échelle comme à Munich que dans les couches sédimentaires le long des Préalpes. En raison de leur profondeur d'au moins 4000 m, les sédiments atteignent dans ces régions des températures optimales pour la production d'électricité.

St-Gall a initié un projet pilote, dans lequel des forages devaient montrer si la grande zone de faille mise en évidence à l'aide de méthodes géophysiques présente la perméabilité requise pour une exploitation rentable. Ce projet aurait pu donner naissance à la première centrale géothermique de production d'électricité de Suisse. Des problèmes géologiques ont provoqué l'arrêt du projet. Depuis les années 90, la Suisse dispose de 5 petites installations hydrothermales de production d'énergie de chauffage, pour une puissance géothermique installée de 3,4 MW au total. La plus grande, et de loin, se situe à Riehen. Depuis 1994, on y extrait dans le calcaire coquillier perméable, à une profondeur



Illustration 190: Exemple d'Unterhaching. Ce projet pilote dans l'agglomération de Munich alimente env. 3000 ménages en chauffage à distance et env. 6000 ménages en électricité.

Illustration 189: Système petrothermal. En général, le sous-sol profond, notamment le socle cristallin, n'est que faiblement perméable en Suisse. C'est pourquoi les fines failles présentes dans la roche à l'état naturel doivent être rendues perméables au moyen d'une stimulation hydraulique.



d'env. 1500 m, de l'eau chaude à env. 65°C à un débit de 20 l/s. Cette eau est ensuite réinjectée à une température de 25°C après valorisation de la chaleur. En raison du niveau de température relativement bas, l'installation est également combinée à deux couplages chaleur-force à gaz, qui produisent de l'électricité et complètent grâce à leurs rejets thermiques l'énergie de chauffage géothermique.

De vastes régions de Suisse sont dotées d'un sous-sol profond constitué majoritairement de roches cristallines relativement peu perméables (illustr. 191). Ainsi, si la géothermie doit contribuer pour une part importante à l'approvisionnement futur en électricité, il est impératif de développer en grand nombre des installations pétrothermales adaptées à la géologie suisse.

Installations pétrothermales

Les installations pétrothermales (illustr. 189) sont utilisées lorsque pour des raisons géologiques, l'eau ne dispose d'aucune voie d'écoulement naturelle. Les installations pétrothermales sont ainsi indépendantes du site et peuvent théoriquement être réalisées dans de nombreux types de roches. Actuellement, le cristallin du Plateau suisse et du Jura est le principal objectif d'exploration. Dans un système pétrothermal, l'eau circule entre les forages

profonds en circuit fermé. L'eau réinjectée revient lentement à travers la roche chaude jusqu'au forage d'extraction, en se réchauffant au passage. La zone d'influence hydraulique ou thermique d'une centrale géothermique dans le sous-sol est appelée réservoir géothermique. Le sous-sol fonctionne alors comme un chauffe-eau géant doté d'un énorme échangeur de chaleur.

Stimulation hydraulique

Pour la réalisation d'un système pétrothermal, on injecte de l'eau sous pression dans les couches profondes de la roche via un forage profond. On réalise ainsi une stimulation hydraulique, afin d'ouvrir ou d'agrandir les microfissures naturellement présentes par des mouvements de cisaillement (illustr. 192) et de créer des voies d'écoulement suffisamment perméables entre les deux forages. Ces systèmes sont également appelés Enhanced Geothermal Systems (EGS). Dans la pratique, il n'existe pas de transition nette entre les systèmes hydrothermaux et pétrothermaux (illustr. 193) puisque même dans les projets hydrothermaux, on augmente généralement la perméabilité par une stimulation chimique ou hydraulique.

En Europe, trois centrales sont aujourd'hui exploitées à Soultz-sous-Forêts, Landau et Insheim. Elles peuvent être assimilées à des

Illustration 191: Carte conceptuelle géologique du sous-sol de la Suisse à 5000 m de profondeur. Les températures à cette profondeur atteignent entre 150 et 200 °C et sont ainsi appropriées à la production d'électricité. Les types de roche les plus fréquents à cette profondeur sont le granite et d'autres roches cristallines du socle, qui conviennent uniquement aux systèmes pétrothermaux. Les sédiments nécessaires aux systèmes hydrothermaux atteignent les températures requises pour la production d'électricité uniquement sous les Préalpes du Nord (ceinture verte) et dans le sud du Tessin (bleu clair). En Suisse, seule la technologie pétrothermale permet à la géothermie de contribuer à long terme à la production d'électricité.



Illustration 192: Mouvements de cisaillement lors de la stimulation hydraulique. Schéma très simplifié de l'élargissement de paires de surfaces de séparation naturelles par stimulation hydraulique de roche solide. Les surfaces de séparation naturelles (1) commencent à s'ouvrir lors de la stimulation hydraulique sous pression (2) et se décalent ensuite l'une par rapport à l'autre dans la phase de haute pression (3). De l'énergie sismique se dégage. Lorsque la pression baisse à nouveau, la fissure reste ouverte et la roche est durablement perméable (4).

projets EGS une sismicité induite importante a été observée chaque fois durant la stimulation hydraulique du socle ou durant la circulation de l'eau entre les deux forages. Toutes trois se situent dans le fossé rhéno. La centrale EGS d'Insheim (illustr. 194 et 195) a été mise en service en novembre 2012 et produit à pleine charge 5 MW de puissance électrique. En Suisse, l'unique projet EGS a dû être abandonné en raison de fortes secousses en 2006. Toutefois, Bâle représente une étape très importante pour le développement de la technologie EGS en Suisse. Ce projet a permis de prouver que la perméabilité du socle suisse profond, dans un système de failles de très grande dimension (1 km horizontalement sur 1 km verticalement), peut être augmentée durablement et de façon importante sans stimulation chimique (illustr. 196). Des études ultérieures des données bâloises ont également montré que la sismicité augmente avec l'expansion des zones stimulées. Sur la base de ces découvertes, la société Geo-Energie Suisse AG, qui a succédé à Geopower Basel AG, a développé un nouveau concept appelé système multi-fractures horizontal (illustr. 197, 198, 199). Les avantages par rapport à la stimulation hydraulique massive traditionnelle utilisée à Bâle sont multiples:



Illustration 194. Centrale géothermique d'Insheim. Refroidisseur et bâtiments d'exploitation.



Illustration 195. Centrale géothermique d'Insheim avec procédé ORC. Turbine et générateur, à l'arrière échangeur de chaleur à tubes et évaporateur. ORC = Organic Rankine Cycle.

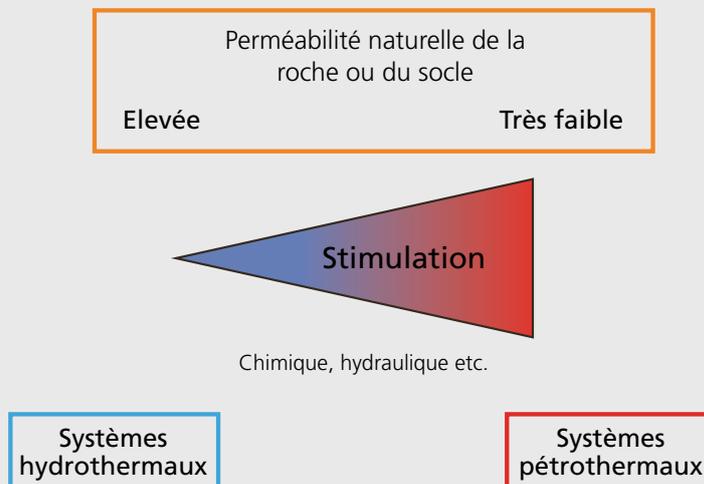
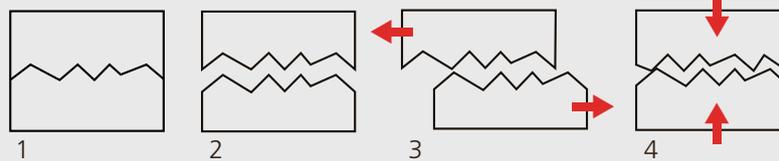


Illustration 193: Transition douce entre les systèmes hydrothermaux et pétrothermaux (geothermie.ch).

Illustration 196: Activité microsismique mesurée dans le réservoir stimulé de Bâle présentant des dimensions d'env. 1000 m sur 1000 m. Les événements entourés en rouge possèdent une magnitude supérieure à 3,0 et ont été perçus à la surface. Au moins l'un de ces événements a causé de légères fissures sur les crépis de maisons. En raison du grand nombre de bâtiments, la somme des dommages cumulés s'est montée à env. 7 millions de francs.

- La magnitude maximale possible de la sismicité induite est nettement plus faible que dans le cas d'une stimulation massive, car les surfaces stimulées sont beaucoup plus petites.
- La circulation d'eau à travers le réservoir peut être bien mieux contrôlée.
- Les réservoirs sont créés le long des sections horizontales des forages, au sein d'une zone profonde limitée et ainsi au sein d'une zone de température bien définie, de sorte que la température d'extraction souhaitée peut être mieux contrôlée.

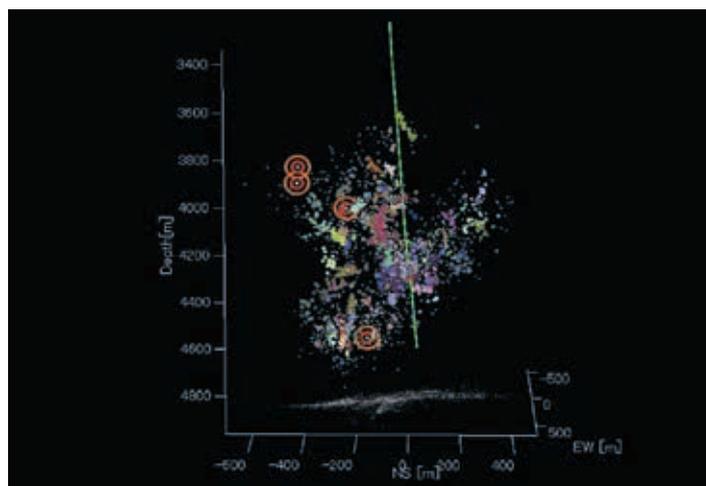


Illustration 197: Géothermie pétrothermale. Concept du projet Deep Heat Mining de Bâle (à gauche) et nouveau système multi-fractures horizontal (à droite). Le concept du projet de Bâle reposait sur une stimulation de grande amplitude du sous-sol en une étape. Cela a causé des secousses relativement importantes. Sur la base des données de Bâle, le nouveau système multi-fractures horizontal a pu être développé. La taille des 20 à 40 surfaces d'échange de chaleur individuelles est optimisée de telle sorte que seules des secousses relativement faibles peuvent survenir.

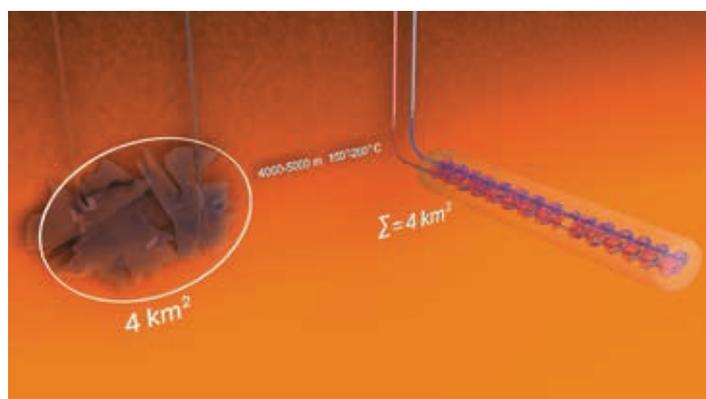


Illustration 198: Dans le concept de Bâle, en raison de processus de mécanique des roches, ce sont surtout des chemins d'écoulement individuels qui se forment dans la zone supérieure plus froide, ce qui nuit à la production d'énergie et ainsi au rapport coût-efficacité des forages profonds.

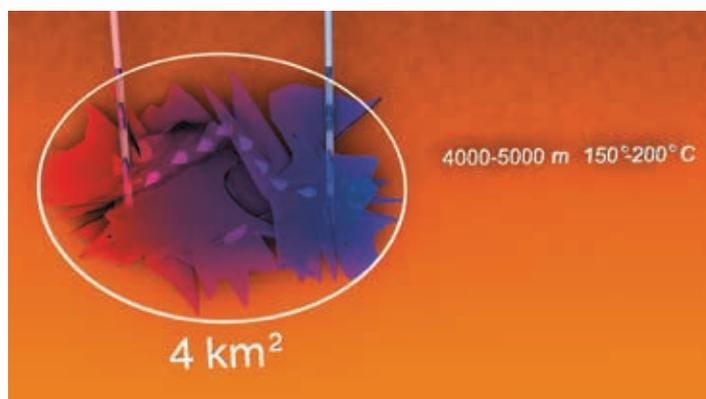


Illustration 199: Dans le système multi-fractures horizontal, le niveau de température à la profondeur-cible est d'une part entièrement exploité et d'autre part, la circulation de l'eau dans le réservoir peut être bien mieux contrôlée que dans le concept de Bâle. Ces deux éléments permettent d'obtenir un rendement énergétique bien meilleur.



Transformation de chaleur en électricité

Le choix du type de centrale dépend du niveau de température de la source de chaleur. En présence de températures très élevées, p. ex. dans les régions volcaniques, le fluide peut être utilisé directement dans des centrales à vapeur sèche ou à vapeur humide. Dans les conditions souterraines qui règnent en Suisse, les températures de fluide aux profondeurs de réservoir actuellement considérées sont trop faibles pour une utilisation directe de l'eau profonde. C'est pourquoi un second système de circulation est requis dans la centrale (centrale binaire). Les fluides caloporteurs utilisés dans le circuit binaire présentent une température d'ébullition nettement plus basse que l'eau (illustr. 200).

Intéressant à partir de 120 °C

Sur le plan thermodynamique, les installations binaires peuvent être utilisées à partir d'une température de réservoir de 80 °C, mais avec un mauvais rendement. Sur le plan économique, il est préférable de disposer de températures à partir d'env. 120 °C, le rendement croissant de façon constante à mesure que les températures augmentent. A partir d'env. 180 °C, les processus vapeur directs dominent. Pour le moment, le rendement moyen des centrales binaires est compris entre env. 10 et 13 %. Ce rendement relativement faible représente uniquement un problème économique et non écologique, car la chaleur terrestre parvient naturellement et conti-

nuellement dans l'atmosphère et se renouvelle en permanence de façon quasi-inépuisable.

La plage de puissance d'une installation géothermique destinée à la production d'électricité, comprenant 2 à 3 forages profonds, selon les connaissances actuelles, s'étend d'env. 3 à 6 MW_{él.}. Env. 4 MW_{él.} suffisent à couvrir le besoin en électricité d'une petite ville de 10 000 habitants.

Dans les centrales binaires, le transfert de chaleur s'effectue dans l'évaporateur. La chaleur issue des eaux profondes est alors transmise via des surfaces d'échange de chaleur au fluide caloporteur qui s'évapore et peut être acheminé à travers la turbine qui entraîne un générateur électrique. Le fluide caloporteur n'est pas un mélange eau-vapeur, mais un fluide dont le point d'ébullition se situe à des températures et à des pressions nettement plus faibles.

Cycle ORC

Pour le cycle organique de Rankine (ORC), on utilise dans le circuit secondaire p. ex. des hydrocarbures halogénés (fréon, frigène), du propane, de l'isobutane ou du pentane. Avant de revenir dans l'évaporateur, la vapeur doit être refroidie. On utilise pour cela un refroidisseur à air ou à eau. La technologie ORC est utilisée non seulement en géothermie mais également dans de nombreux processus de production d'électricité, notamment pour l'utilisation des rejets thermiques de la biomasse et du bois. Il s'agit d'une technologie éprouvée et fiable.

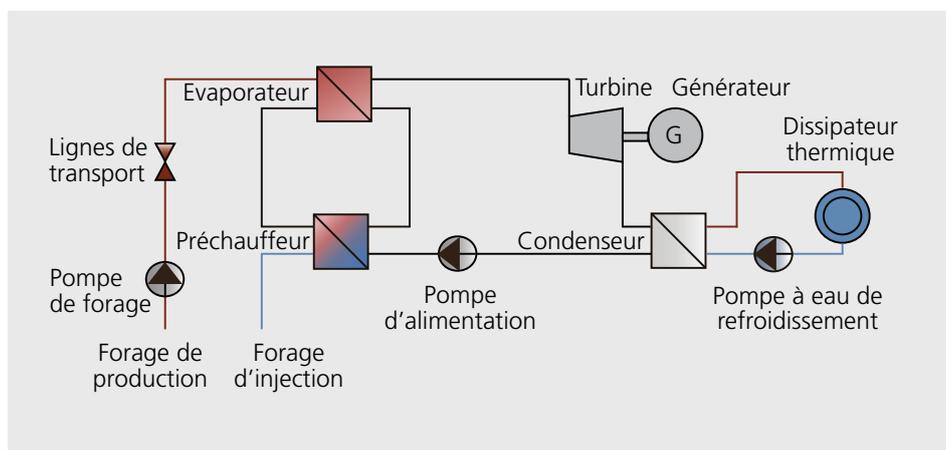


Illustration 200:
Schéma d'un processus ORC.

Cycle de Kalina

Un nouveau procédé, le cycle de Kalina, a tout récemment été développé. Ce type de cycle se différencie par de nombreux paramètres, notamment le fluide caloporteur utilisé dans le circuit secondaire, la structure du système, la surface nécessaire, l'efficacité de la transformation en électricité, la disponibilité de la centrale (heures de service) ainsi que les coûts d'investissement. Le cycle de Kalina n'utilise pas un fluide caloporteur pur pour le circuit secondaire, mais un mélange de substances, p. ex. ammoniac et eau. L'avantage du cycle de Kalina réside dans les conditions de transfert de chaleur plus favorables lors de l'évaporation et de la condensation. Le choix de la composition du mélange permet d'adapter spécifiquement le processus aux températures de la source de chaleur (réservoir profond). Dans le cadre d'un projet de géothermie, il permet, notamment dans le cas de la variante optimisée pour l'électricité, de mieux exploiter la chaleur issue du réservoir et d'abaisser la température d'injection, afin d'atteindre théoriquement dans les mêmes conditions des rendements plus élevés qu'avec le cycle ORC. Si les différents composants de la technologie Kalina ont déjà été éprouvés, celle-ci n'est toutefois pas encore à maturité en raison du faible nombre d'installations réalisées. D'autres procédés encore en développement visent à augmenter les rendements en présence de basses températures. Ils permettront à l'avenir de réduire les coûts des forages en réduisant la profondeur.

Coûts et rentabilité

Les données les plus fiables et les plus récentes relatives aux coûts des centrales géothermiques proviennent d'installations de référence réalisées en Allemagne. Les coûts de la centrale d'Insheim, d'une puissance électrique de 5 MW, s'élevaient en 2012 à env. 50 millions d'euros. Avec des coûts spécifiques de 10 millions d'euros par MW, on se situe dans la plage des nouvelles centrales nucléaires. Les coûts de forage représentent env. les 2/3 des coûts totaux, c'est donc là que se situe le potentiel maximal d'économie. La réduction de ces coûts doit passer par le développement d'un marché européen duquel pourrait également bénéficier la Suisse, par la réalisation de plusieurs forages dans des régions similaires en termes de technique de forage (courbe d'apprentissage connue de l'industrie pétrolière et des projets de géothermie bavarois) et par la réduction des profondeurs de forage grâce à une technologie de transformation plus efficace de la chaleur en électricité à basse température. Sachant que les coûts de forage augmentent de façon exponentielle avec la profondeur, ce dernier point est crucial. On estime que les coûts de la géothermie pétrothermale, en raison des mesures de stimulation, sont env. 10 à 20% plus élevés que ceux des installations hydrothermales.

Les paramètres décisifs pour la rentabilité d'une installation de géothermie profonde sont, côté production, le débit d'extraction, qui dépend directement de la perméabilité de la roche, la température à la profondeur cible et le rendement de la transformation de chaleur en électricité.

30 K tous les 1000 m

Dans les systèmes hydrothermaux, la perméabilité de la roche dépend fortement de la liaison hydraulique naturelle des cavités et fissures dans le sous-sol. Dans les systèmes pétrothermaux, la perméabilité requise est créée artificiellement par une stimulation du sous-sol.

La température peut-être estimée grossièrement en amont car en Suisse, la température augmente en moyenne d'env. 30 à

35 K tous les 1000 m de profondeur à partir de la température atmosphérique moyenne de 12 °C. En d'autres termes, la température minimale de 120 °C requise pour la production d'électricité est supposée régner à des profondeurs d'env. 3100 à 3600 m. Plus la température est élevée, meilleur est le rendement de la transformation de chaleur en électricité. C'est pourquoi on vise plutôt des profondeurs cibles de 4000 à 5000 m. Le rendement s'élève actuellement à env. 10 à 13 %.

40 centimes par kWh

Aujourd'hui, le prix de revient est de l'ordre de 40 ct./kWh pour les projets pilotes hydrothermaux et d'env. 50 ct./kWh pour les projets pétrothermaux. Si un grand nombre de projets de géothermie sont réalisés en Suisse et en Europe, le prix de revient devrait à long terme, selon les estimations de l'OFEN, se stabiliser à 10 à 20 ct./kWh, ce qui est comparable au prix de revient des nouvelles centrales hydro-électriques. L'OFEN mise à long terme sur un potentiel à plusieurs niveaux pour faire baisser le prix de revient (tabl. 33).

Les centrales géothermiques fournissent de l'énergie de ruban et n'engendrent

ainsi, du point de vue macroéconomique, aucun frais supplémentaire pour le stockage de l'électricité ou l'aménagement des réseaux électriques. S'il devait y avoir à l'avenir un besoin de flexibilisation de la production de courant sur une journée, la chaleur extraite du sous-sol pourrait être stockée de façon intermédiaire pendant quelques heures dans des citernes et être restituée le soir. Cela serait intéressant surtout durant les journées très ensoleillées, lors desquelles la production des installations photovoltaïques est élevée.

L'électricité au premier plan

La plupart des projets de géothermie prévus en Suisse sont destinés à la production d'électricité. Pour exploiter de la façon la plus optimale possible l'énergie extraite, la chaleur résiduelle doit également être utilisée. Cela peut s'effectuer dans de bonnes conditions dans les régions dotées d'un réseau de chauffage à distance déjà planifié et extensible. Selon le niveau de température, on peut envisager différentes technologies indiquées dans le tableau 34.

Le prix de revient de la chaleur à un niveau de température d'au moins 90 °C se situe, selon l'étude de faisabilité de St-Gall, en dessous de 10 ct./kWh. Cette valeur s'applique également à d'autres études de projets suisses. Le prix de consommation du chauffage à distance à Unterhaching près de Munich s'élève dans le cas d'un raccordement domestique à env. 7 ct./kWh. Les bases de calcul sont les suivantes: Projet typique en Suisse (St-Gall) et en Bavière, profondeurs de forage de 3500 à 4500 m, températures de 110 à 140 °C, production d'électricité et de chaleur. En présence de températures inférieures à 90 °C, les projets de géothermie ne présentent plus grand intérêt, hormis en combinaison avec un réchauffage comme à Riehen.

Tableau 33: Potentiels de réduction du prix de revient de l'électricité dans le cas des centrales géothermiques (Office fédéral de l'énergie).

Tableau 34: Technologies d'utilisation de la géothermie selon les températures disponibles.

Réduction des coûts de forage à moyen terme	- 25 %
Réduction des coûts de forage à long terme	- 50 %
Echange de chaleur amélioré à moyen terme	+ 50 % production
Echange de chaleur amélioré à long terme	+ 100 % production
Installations de centrales standardisées	
Coûts des centrales	- 25 %
Coûts d'exploitation et d'entretien	- 25 %

150 °C à 90 °C	Production d'électricité à l'aide d'une installation ORC ou Kalina
90 °C à 65 °C	Utilisation de la chaleur résiduelle dans un réseau de chauffage à distance urbain (hiver)
95 °C à 65 °C	Production de froid au moyen d'un système à absorption (été)
65 °C à 30 °C	Utilisation de chaleur basse température pour quartiers durables, serres, pisciculture

Respect de l'environnement, bilan écologique

In En général, l'installation de forage profond requiert une surface d'env. 10 000 m² et la centrale une surface d'env. 5 000 m², pour une puissance électrique de 5 MW. Dans l'idéal, la centrale se situe dans une zone industrielle ou à proximité immédiate.

■ **Les émissions sonores** peuvent être fortement réduites à l'aide de mesures adéquates. Ainsi, un forage a été réalisé en plein centre ville de Zurich, à proximité de l'hôpital Triemli, sans nuisances importantes. Pour l'exploitation des centrales, des mesures de protection contre le bruit permettent également d'éviter les conflits avec les voisins.

■ **Protection des eaux souterraines:** Les procédés hydrothermaux ne nécessitent aucune injection de produits chimiques dans le sous-sol. Dans le cas d'une stimulation pétrothermale des réservoirs géothermiques, on peut également souvent renoncer à l'adjonction de produits chimiques et utiliser principalement de l'eau pure. Même lorsque des additifs sont requis, une contamination du sous-sol ou des eaux souterraines est improbable. Les risques environnementaux du fracking hydraulique, lors duquel des produits chimiques hautement toxiques sont injectés dans le sous-sol pour l'extraction de gaz naturel, sont bien plus élevés. (Citation de www.umweltallianz.ch → Stromzukunft → Geothermie)

■ **Refroidissement du sous-sol:** Selon la rapidité avec laquelle la chaleur du sous-sol voisin reflue, la température des eaux thermales ou de la roche chaude utilisées reste constante ou ne diminue que très lentement. La distance entre le forage d'extraction et le forage d'injection permet d'influer sur la taille du système est ainsi sur la durée du refroidissement. Les projets géothermiques sont planifiés de manière à ce que le lent abaissement de température de l'eau thermique extraite ne débute qu'après plus de 30 ans d'exploitation. Les risques écologiques résultant de ce refroidissement ne sont pas connus à l'heure actuelle.

(Citation de www.umweltallianz.ch → Stromzukunft → Geothermie)

■ **Faibles émissions de CO₂:** Lors de la transformation de chaleur terrestre en électricité, mais également lors de l'utilisation directe de la chaleur, la quantité de CO₂ dégagée est faible et intervient principalement pendant la phase de forage.

■ **Courte durée d'amortissement énergétique:** L'amortissement énergétique des installations de géothermie profonde est de seulement 3,2 ans. Si l'on utilise en supplément les rejets thermiques, le temps d'amortissement est encore réduit.

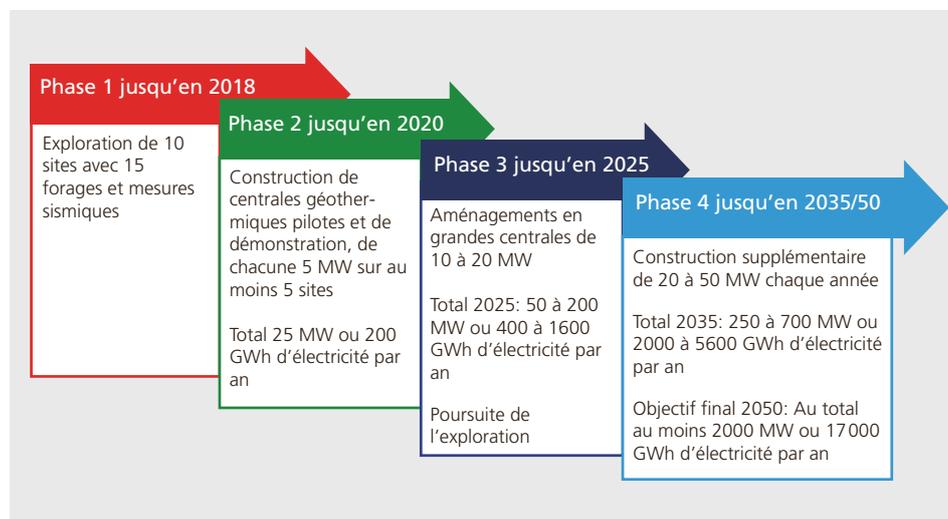
■ **Ressource locale:** La géothermie profonde présente le grand avantage d'être disponible de façon décentralisée. L'énergie peut être captée localement, sans longs trajets de transport comme dans le cas du mazout, du gaz naturel et parfois de l'électricité issue d'installations de production éloignées. La géothermie profonde est ainsi indépendante des décisions politiques ou des crises et peut contribuer de façon importante à la sécurité d'approvisionnement. Elle permet en outre de créer des emplois au niveau local.

Potentiel en Suisse

Les estimations du potentiel de la géothermie profonde destinée à la production d'électricité à partir de 2050 en Suisse varient entre à peine plus de 0 et 17 TWh/an. Cela n'est pas surprenant puisque la Suisse ne dispose d'aucune expérience en la matière; en outre, les projets de production d'électricité mis en œuvre jusqu'à présent n'ont pas encore porté leurs fruits. La Confédération a reconnu le grand potentiel de la géothermie profonde et table d'ici à 2050 sur une contribution à hauteur de 4400 GWh d'électricité par an dans le cadre de sa nouvelle orientation de politique énergétique. Le plus grand potentiel réside, selon la Confédération, dans les installations pétrothermales. L'illustration 201 montre le plan d'action «Géothermie profonde en Suisse» de différents fournisseurs d'énergie. Il nécessite tout d'abord de meilleures connaissances du sous-sol profond et une optimisation des technologies au moyen d'installations pilotes et de démonstration. L'objectif est d'évaluer le potentiel à moyen et long terme en Suisse d'ici à 2020 et de démontrer la faisabilité technique et économique. Le développement pourra ensuite s'effectuer par étapes. Les coûts de la phase 1 s'élèvent à env. 500 millions de francs et ceux de la phase 2 à env. 200 millions de francs. Si l'on apporte la preuve de la faisabilité technique d'ici à 2020, des questions de rentabilité détermineront le développement des centrales géothermiques. La

phase 3 consistera à développer un marché pour les appareils de forage profond et les technologies de centrales, une condition pour la réalisation de la phase 4. Il s'agit de technologies existantes d'exploration des hydrocarbures. La percée de la géothermie profonde ne nécessite aucune recherche de fond, mais en premier lieu un développement de technologies adaptées au sous-sol suisse. Les régions de Suisse les plus appropriées à l'utilisation de la géothermie seront choisies en fonction des propriétés mécaniques du socle et du fait que la chaleur sera ou non utilisée en plus de la production d'électricité. La demande de chaleur concerne surtout les zones à forte densité de population sur le Plateau suisse. Du point de vue de la production d'électricité, des sites isolés en haute altitude, c.-à-d. avec des températures atmosphériques basses dans les Alpes ou dans le Jura, sont également appropriés dans la mesure où ils se situent à proximité des lignes électriques. Car plus la température ambiante est basse, plus la transformation de chaleur en électricité est efficace et économique.

*Illustration 201:
Plan d'action pour
la géothermie pro-
fonde en Suisse. La
réalisation et l'amé-
nagement peuvent
se dérouler en 4
phases d'ici à 2050.*



Le système électrique de demain

Rainer Bacher Pour que demain, la Suisse bénéficie d'un approvisionnement en électricité sûr, durable et bon marché sans centrale nucléaire, il faut agir sur les coûts réels des autres sources d'énergie avec ou sans accumulation, ainsi que sur ceux des réseaux. Les coûts externes des émissions de CO₂ devront être pris en compte et les subventions en faveur des énergies renouvelables devront être supprimées à long terme. De même, il faudra étendre et déconstruire ponctuellement les réseaux, en les coordonnant avec les accumulations. Il faudra par ailleurs disposer d'un marché pour tous, qui prenne en compte la mise à disposition des capacités de production et du réseau.

Priorité à la sécurité

La sécurité et la qualité de l'approvisionnement électrique basé sur des sources indigènes doivent être prioritaires. Parallèlement, la Suisse doit aussi participer au commerce international de l'électricité et étendre et assurer l'accès aux installations de production, d'accumulation et surtout aux réseaux étrangers, de manière à utiliser l'approvisionnement indigène en électricité, aussi bien dans le cadre d'une exploitation habituelle pour l'optimisation économique des ressources qu'en cas d'urgence, lorsque la puissance disponible dans le pays est insuffisante.

Calcul des coûts globaux

L'approbation des coûts globaux de la production d'électricité et des réseaux permet de définir des conditions légales, visant à garantir la sécurité de planification et à trouver une solution de mise en œuvre durable avec un marché pour tous. Seul un approvisionnement en électricité basé sur les lois du marché permettra à l'économie suisse de réaliser des profits. Cela conduira à une formation transparente des prix, permettra d'inciter de façon efficace les investissements et par là même les solutions novatrices. Un système électrique in-

telligent, basé sur le marché et coordonné par des technologies de réseaux intelligents, offrira à notre économie un approvisionnement sûr en électricité à des prix transparents et prévisibles.

La fin des centrales nucléaires

Dans ce système électrique suisse de demain, seules seront utilisées les sources de production d'électricité utilisables du point de vue actuel et déjà acceptées par la majorité de la population: hydraulique, photovoltaïque, éolien et couplage chaleur-force. Elles devront toutefois supporter la totalité de leurs coûts, y c. les coûts externes. L'utilisation de la géothermie pour produire de l'électricité ne sera par exemple pas prise en compte jusqu'à ce que l'on ait défini avec certitude sa disponibilité, ses risques, ses chances et ses coûts. Les centrales nucléaires seront remplacées, mais pas les centrales à gaz (dé)centralisées. Celles-ci ne seront toutefois utilisées que si l'on ne dispose d'aucune autre électricité renouvelable indigène moins coûteuse et atteignant le même standard en termes de sécurité d'approvisionnement. En outre, les émissions annuelles de CO₂ des centrales fossiles devraient être limitées à 2,5 millions de tonnes.

Stratégie d'accumulation

En raison de l'augmentation des unités de production d'électricité dispersées fonctionnant avec des sources renouvelables, le réseau de distribution intelligent prend une importance capitale. L'extension et la gestion d'accumulateurs d'énergie (des batteries de voitures électriques aux lacs de retenue dans les Alpes) doivent impérativement être coordonnés afin que l'électricité injectée en grande quantité et de façon décentralisée provenant du PV et des CCF puisse être stockée de manière efficace, et d'éviter toute surcharge ou instabilité du réseau existant.

Le système électrique aujourd'hui et en 2065

L'illustration 202 montre le système électrique actuel de Suisse avec les niveaux de réseau 1 à 7, ainsi que les utilisateurs raccordés (producteurs, consommateurs, accumulateurs). L'objectif premier est de réduire au minimum les coûts annuels totaux. Ceux-ci comprennent les coûts annuels totaux du capital et d'exploitation du système électrique de demain, c.-à-d. de la production d'électricité (y c. les processus associés pour l'accumulation, la fourniture d'énergie primaire etc.) et du réseau électrique ainsi que de sa surveillance et de sa commande. On doit pour cela disposer d'informations sur le meilleur investissement possible dans les capacités des divers composants du réseau, accumulateurs et générateurs. Cela s'accompagne de l'optimisation des coûts d'exploitation dans le cadre d'une utilisation à l'heure ou au quart d'heure. Dans ce contexte, on suppose d'importantes augmentations de l'efficacité des appareils consommateurs d'électricité par rapport à 2011. Ainsi, malgré la croissance

de la population, la consommation électrique totale en 2065 sera similaire à celle d'aujourd'hui. La consommation actuelle d'énergies fossiles pour la mobilité et le chauffage des bâtiments sera fortement réduite, mais sera remplacée par une consommation électrique supplémentaire (charge des batteries des voitures électriques et pompes à chaleur). A cela s'ajoute la production d'électricité par des centrales thermiques décentralisées (notamment avec CCF), dédiées aux processus industriels et au chauffage des bâtiments, qui restera nécessaire à l'avenir malgré les pompes à chaleur et l'isolation des bâtiments.

Mesures prioritaires

Des études montrent que pour le système intelligent de demain, les investissements importants suivants doivent être réalisés en priorité:

■ **Priorité 1.** Augmentation de l'efficacité énergétique pour tous types d'utilisation de l'énergie: L'objectif est la réduction relative de la consommation électrique par rapport à aujourd'hui. La production électrique supplémentaire dédiée à la génération de cha-

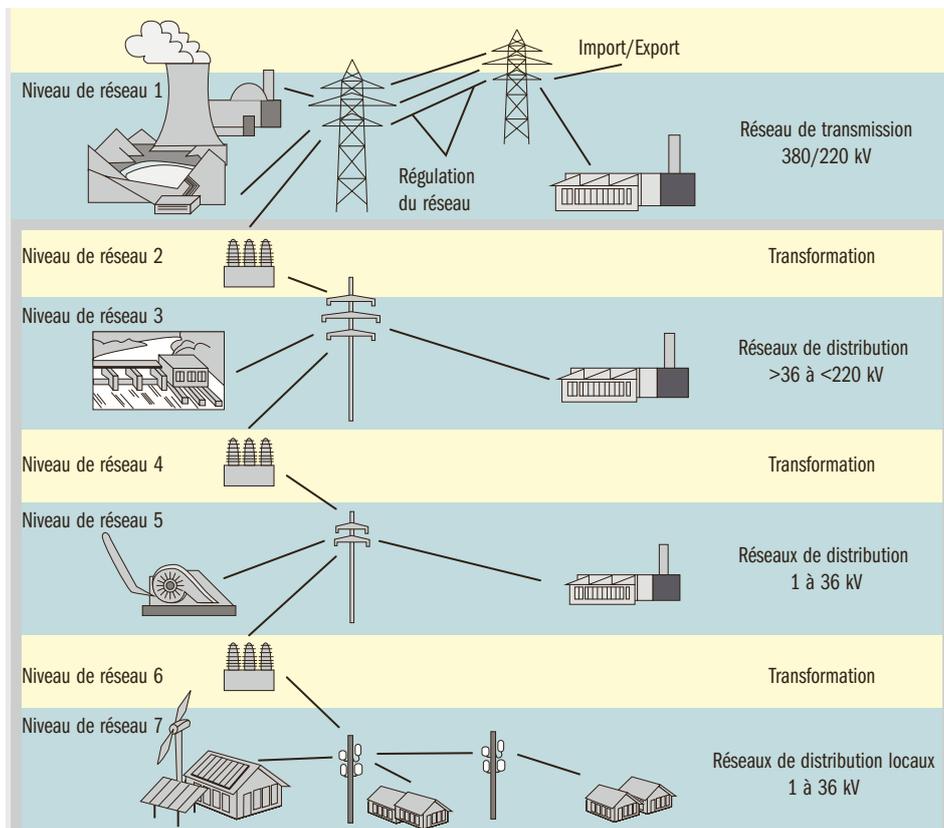


Illustration 202: Niveaux du réseau électrique avec utilisateurs du réseau (UCS).

leur (pompes à chaleur à la place des chauffages fossiles) et à l'électromobilité est cruciale. On estime que la consommation électrique annuelle sera à l'avenir d'env. 67 TWh au total, y c. pour le pompage et pour les pertes de réseau.

■ **Priorité 2.** Injection de grandes quantités d'électricité issues du PV, entre 6 et 15 TWh/an répartis sur toute la Suisse: L'objectif est une production d'électricité la plus décentralisée possible issue principalement de sources renouvelables en combinaison avec des consommateurs électriques en mode de fonctionnement automatisé.

■ **Priorité 3.** Utilisation renforcée de voitures électriques avec batteries associées (env. 10 TWh/an de consommation électrique): L'objectif est d'une part la réduction de la consommation d'énergie fossile par davantage d'électromobilité, d'autre part l'utilisation de l'électricité produite par les installations PV au moment où elle est produite. Cela permettra de décharger le réseau électrique et de simplifier son extension, car cette électricité ne sera pas injectée dans le réseau.

■ **Priorité 4.** Utilisation d'installations de production d'électricité réparties fonctionnant à l'énergie fossile-thermique ou renouvelable-thermique, env. 9 TWh/an. Objectif: Production électrique surtout en hiver, coïncidant avec la production de chaleur requise en cette saison.

■ **Priorité 5.** Transformation ponctuelle et partielle des niveaux de réseau 6 et 7 (env. 15 %). Objectif: Coûts de réseau les plus bas possibles sans réduction de la sécurité d'approvisionnement. Grâce à la production décentralisée flexible et maîtrisable et à l'accumulation dans les voitures électriques, aucune extension plus importante ne sera requise, limitant ainsi l'augmentation des coûts de réseau totaux.

■ **Priorité 6.** Extension à long terme des niveaux de réseau 3, 4 et 5, entre 7 et 15 %. Objectif: Les coûts totaux doivent rester minimums. Une grande partie de la production la plus avantageuse à long terme, notamment installations CCF et grandes installations PV, devrait être rattachée à ces niveaux de réseau et intégrée dans les systèmes techniques.

Technologies de réseaux intelligents (smart grid)

Des mesures opérationnelles, notamment dans les domaines de l'informatique et de la communication ainsi que de la commande de processus basée sur le réseau, sont également prioritaires.

■ **Priorité 1.** Utilisation de technologies de réseaux intelligents pour préserver la coordination des tensions techniques de tous les nœuds du réseau dans les limites normalisées. L'objectif est de garantir à tout moment un haut niveau de qualité et de stabilité de l'approvisionnement.

■ **Priorité 2.** Utilisation de technologies de réseaux intelligents pour préserver la coordination des intensités de tous les éléments de réseau dans les limites normalisées. L'objectif est de garantir à tout moment un haut niveau de qualité et de stabilité de l'approvisionnement.

■ **Priorité 3.** Utilisation de technologies de réseaux intelligents pour coordonner de façon préventive l'exploitation du système de manière à maintenir les courants suivant immédiatement une panne d'élément de réseau dans tous les éléments du réseau, dans des limites tolérables sur le plan thermique et physique. Cela doit passer par une modification coordonnée des accumulateurs et producteurs programmables ou des consommateurs flexibles, immédiatement après l'incident. Objectif: Étendre et transformer les réseaux de manière à ce que même en cas de pannes imprévues, la sécurité d'approvisionnement reste garantie et ce, pour des coûts d'investissement minimums pour la transformation du réseau.

■ **Priorité 4.** Utilisation de technologies de réseaux intelligents pour coordonner sur la journée et de façon avantageuse pour le réseau la charge des batteries des voitures électriques. Objectif: Charger les batteries lorsque suffisamment de courant PV est injecté, afin d'éviter une extension coûteuse du réseau.

■ **Priorité 5.** Utilisation de technologies de réseaux intelligents pour coordonner sur la journée et de façon avantageuse pour le réseau la limitation de la production issue de producteurs PV. Objectif: «Couper» le

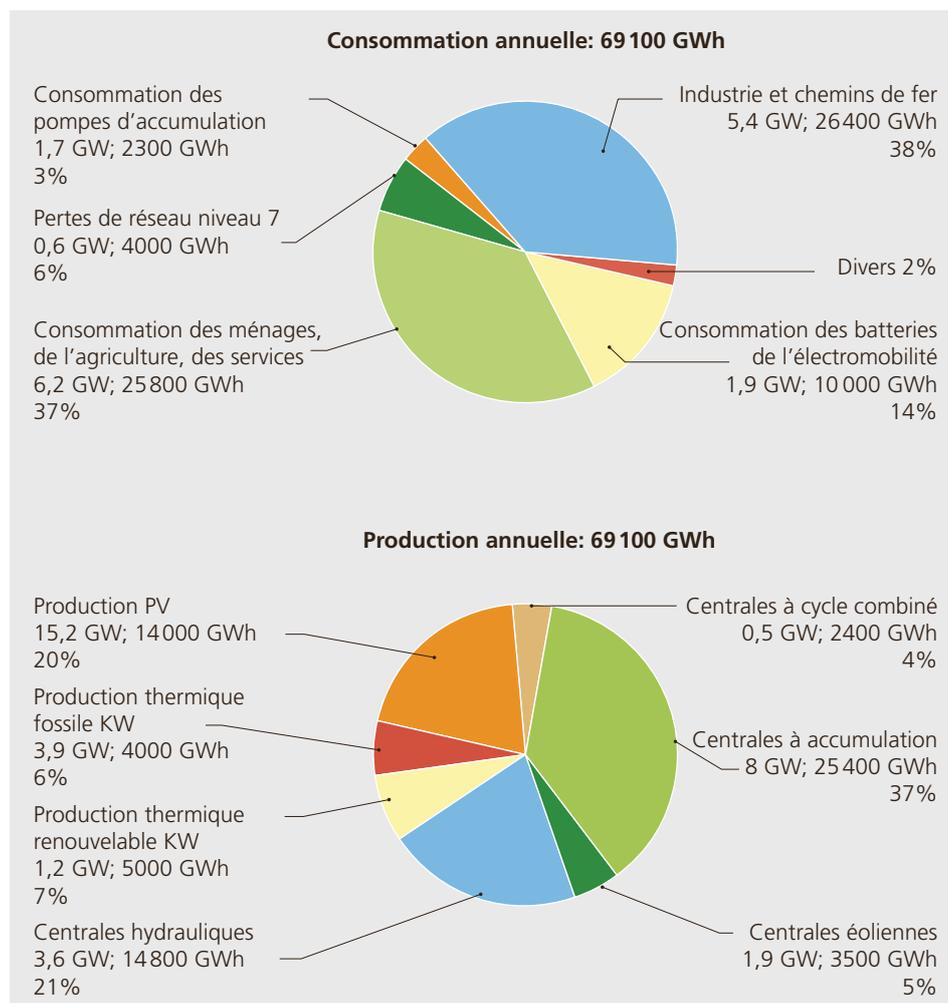
courant PV ou empêcher l'injection dans le réseau de façon à ce que celui-ci ne soit jamais surchargé ou ne requière pas d'extension coûteuse. Le courant coupé issu du PV ne doit engendrer que de faibles pertes d'énergie; il n'est pas perdu s'il est stocké au niveau local dans des accumulateurs financés de façon «privée» (outre l'électromobilité) et non injecté dans le réseau.

■ **Priorité 6.** Utilisation renforcée de technologies de réseaux intelligents pour organiser de façon coordonnée et avantageuse pour le réseau le remplissage et la vidange des lacs de retenue sur l'année. Objectif: La teneur énergétique minimum des lacs de retenue ne doit pas tomber en dessous d'une limite critique au mois de mars, afin de garantir la fourniture d'énergie p. ex. en saison froide). La teneur énergétique maximum des lacs de retenue doit être atteinte en septembre pour une mise à disposition maximale de l'énergie en hiver.

Production d'électricité et réseaux

En tant que technique de production d'électricité dotée d'externalités locales négatives très faibles, le photovoltaïque jouera un rôle majeur. La production électrique attendue issue du PV nécessite une surface de 150 km² (30 % de la surface des bâtiments). En raison des vitesses de vent plutôt faibles, de la mauvaise accessibilité de nombreuses régions et des fortes oppositions des organisations de protection du paysage, le potentiel d'avenir de l'énergie éolienne en Suisse est estimé à seulement env. 3,8 TWh/an. La production d'électricité basée sur la chaleur des installations CCF (qui peuvent produire aussi bien de l'électricité que de la chaleur utile) devrait représenter en hiver env. 9 TWh/an. Les installations CCF peuvent fonctionner avec différents agents énergétiques

Illustration 203: Répartition de la consommation annuelle (en haut) et de la production annuelle (en bas) dans l'avenir (p. ex. 2065) dans l'hypothèse d'une promotion importante de l'injection PV à hauteur de 15 GW, d'émissions de CO₂ par des centrales fossiles limitées à un max. de 2,5 millions de tonnes par an et de coûts annuels minimums du système global pour les réseaux et la production ou leurs coûts du capital et d'exploitation (simulations de Bacher).



(bois, biogaz, déchets, à l'avenir géothermie et agents énergétiques fossiles). Les CCF fossiles générateurs d'émissions de CO₂ pourront à l'avenir compléter l'électricité renouvelable, notamment en hiver. Les centrales à cycle combiné à gaz et à vapeur, d'utilisation flexible, joueront elles aussi un rôle, notamment pour les processus industriels et plutôt à proximité d'installations industrielles. Bien entendu, chaque part de l'électricité produite au niveau national peut en principe également être produite à l'étranger. L'importation d'électricité en tant que partie intégrante de l'approvisionnement prévu n'est pas abordée, car on souhaite ici présenter les propriétés et les coûts d'un approvisionnement intérieur.

Pour limiter les émissions de CO₂ à 2,5 millions de t/an, l'utilisation d'électricité issue de sources fossiles doit être réduite. Si cette limite de CO₂ est atteinte, les coûts de production d'électricité de tous les générateurs augmenteront dans les intervalles dans lesquels ces centrales émettrices de CO₂ devront être mises en service. Celles-ci ne seront toutefois plus utilisées, dans le cadre d'une minimisation des coûts annuels globaux, que dans les intervalles de marché (c.-à-d. les heures de la journée) dans lesquels il n'existe aucune solution physiquement stable impliquant un autre mix de production d'électricité national bon marché et exempt de CO₂. Un prix variable, basé sur le marché de l'électricité, ponctuellement élevé, pourrait en 2065 permettre à de telles centrales fossiles de couvrir leurs coûts annuels variables. En outre, un marché des capacités de production doit faire en sorte que la production d'électricité basée sur les CCF et les centrales à cycle combiné puisse couvrir les coûts du capital même en cas d'utilisation effective faible. Dans le système électrique dont on parle, on suppose que la production PV atteindra à l'avenir 14 TWh/an pour 15,2 GW de puissance PV installée*.

* Des simulations montrent que les formes de répartition basées sur le marché sans rétribution spécifique des coûts pour les installations PV génèrent des coûts annuels env. 1 milliard de

La production d'électricité annuelle à l'échelle nationale et la consommation correspondante en Suisse se composeront à l'avenir (p.ex. en 2065) des éléments présentés dans l'illustration 203.

En termes de consommation, on suppose que la mobilité aujourd'hui fossile deviendra principalement électrique et que la charge des batteries sera optimisée de façon intelligente de manière à ne nécessiter qu'une extension faible voire nulle des réseaux. Grâce aux mesures d'efficacité appliquées aux appareils consommateurs, on estime que la consommation annuelle d'électricité en 2065 sera similaire à celle d'aujourd'hui. Les coûts annuels globaux attendus pour une exploitation horaire** «parfaite» (c.-à-d. sans énergie de régulation et autres services, sans technologies de réseaux intelligents et sans taxes publiques) du système électrique, avec la capacité de production et de réseau minimum requise, sans électricité nucléaire ni son remplacement par des productions issues de sources principalement renouvelables et thermiques, sont finalement compris entre 12,1 et 13,2 milliards de francs par an. Ces coûts annuels comprennent les coûts attendus du capital et de l'exploitation par an pour les réseaux et la production, y c. les accumulateurs. La part des coûts de réseau annuels est comprise entre 4,3 et 4,1 milliards de francs, les coûts annuels pour la production d'électricité et de chaleur entre 7,9 et 9 milliards de francs.

francs inférieurs par rapport à une subvention importante du PV. La capacité PV installée est alors d'env. 9,7 GW et d'env. 9,5 TWh/an. L'électricité manquante pour la couverture de la consommation nationale annuelle est produite par des installations à cycle combiné ou est importée. Les émissions de CO₂ des centrales fossiles peuvent être limitées à 2,5 millions de t de CO₂ par an. Ainsi, elles restent largement inférieures à 1 t par habitant et par an pour la production nationale d'électricité.

** Programme horaire: Chaque groupe-bilan estime 24 h à l'avance la production et la consommation au ¼ d'heure dans son groupe pour la journée du lendemain. Les écarts en temps réel sont gérés par Swissgrid sous forme d'énergie de régulation.

En ce qui concerne les centrales d'accumulation, on estime que l'infrastructure déjà existante pourra être réutilisée dans ce futur système sans nécessiter de constructions nouvelles. Ainsi, suffisamment d'énergie pourra être stockée en automne pour, conjointement avec les installations à cycle combiné et les CCF, couvrir l'hiver suivant la majeure partie du besoin en électricité. Les batteries des voitures électriques devront être chargées durant les journées d'été ensoleillées ou la nuit en hiver, lorsque aucune production d'électricité par le PV n'est possible.

Coûts du système électrique de 2065

Technologies de réseaux intelligents:

En plus des 12,1 à 13,2 milliards de francs dédiés uniquement aux réseaux et à la production ainsi qu'à l'exploitation horaire, il faudra également supporter des coûts d'investissement et d'exploitation pour des technologies de communication et d'information liées aux réseaux intelligents. L'OFEN estime que ces coûts supplémentaires seront largement compensés à long terme par le gain d'efficacité réalisé grâce à l'utilisation de ces technologies ainsi que par la pression accrue sur les prix du marché due à un changement de clientèle et éventuellement à des coûts du capital réduits pour les réseaux.

Transit, commerce transfrontalier: Des coûts sont également générés par la société nationale du réseau de transport (niveau transmission) qui doit être utilisée par des tiers pour le commerce ou le transit transfrontalier.

Prestations de la société nationale du réseau de transport: Outre les coûts annuels mentionnés, les consommateurs devront également supporter les coûts des services (services auxiliaires) concernant notamment la régulation des écarts production moins consommation sur l'ensemble de la Suisse par rapport à l'horaire au quart d'heure. Si cette puissance de régulation était fournie uniquement par les centrales d'accumulation, les coûts annuels pour les capacités requises augmenteraient d'env. 0,5 milliard de francs par an pour atteindre ainsi 12,6 à 13,7 milliards de francs.

Limitation des coûts de la mobilité: Les coûts supplémentaires de l'investissement et du capital pour les accumulateurs à batterie des voitures électriques ne sont pas affectés aux coûts annuels du système électrique, mais à ceux de la mobilité qui ne sont pas pris en compte dans le «calcul de l'électricité».

Limitation des coûts de l'habitat: De même, les coûts de l'investissement et du capital pour l'efficacité énergétique améliorée des bâtiments (isolation thermique etc.), qui entraînent une consommation de chaleur réduite et une consommation d'électricité différente des bâtiments, ne sont pas affectés au système électrique mais aux dépenses liées à l'habitat. Seule la modification de la production de courant et du réseau électrique, due à l'évolution de la mobilité et du bâtiment, est affectée aux coûts du système électrique mentionnés ici.

En résumé: Les coûts du système électrique de demain peuvent être estimés à env. 12,6 à 13,7 milliards de francs par an, y c. les prestations de la société nationale du réseau de transport. Ces coûts totaux minimums du système électrique présupposent deux produits de marché bien adaptés:

- D'une part un marché fonctionnant par appel d'offres organisé de façon centrale, pour la capacité de production flexible installée avec des horaires d'utilisation normalisés (éventuellement uniquement pour les producteurs sans coûts variables du «combustible»), éventuellement combiné à un marché des capacités de réseaux de distribution.

- D'autre part un marché pour la production variable d'énergie électrique.

La combinaison de ces deux produits de marché entraînera la coexistence, complémentaire et minimale en termes de coûts, de producteurs avec des coûts d'investissement élevés et des coûts variables bas ou nuls (PV, éolien) et de producteurs avec des coûts d'investissement bas mais des coûts variables élevés (centrales à cycle combiné, CCF).

Mesures et lois

Les responsables de la politique énergétique en Suisse et dans l'UE ont récemment pris des mesures pour accélérer le développement et garantir la stabilité des réseaux, et proposer un approvisionnement en électricité renouvelable en réduisant les émissions de CO₂. Dans de nombreux pays de l'UE, la libéralisation de l'installation et la lecture automatique des compteurs électriques (compteurs intelligents) permettent aux fournisseurs d'électricité de se distinguer de leurs concurrents grâce à une technologie moderne à des tarifs variables.

En Suisse, les lois en vigueur en 2013, notamment la Loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et la Loi sur l'énergie (LEne), ne traitent pas des réseaux intelligents. La réduction des émissions de CO₂ pour le chauffage des bâtiments et dans les transports, le remplacement des centrales nucléaires d'ici env. 2035 (tournant énergétique), l'introduction du marché libre pour tous les consommateurs, la régulation plus poussée des réseaux électriques avec des incitations pour une qualité d'approvisionnement élevée, un approvisionnement durable pour une meilleure efficacité des coûts des réseaux et l'adaptation de la subvention des énergies renouvelables, sont aujourd'hui les éléments prioritaires de la législation suisse. Les technologies de compteurs et de réseaux intelligents ainsi que les nouvelles tâches, les nouveaux droits et les nouvelles obligations de toutes les parties concernées qui en découlent, ne sont pas encore règlementés en Suisse.

Gestion de la charge

L'OFEN et la branche de l'électricité se sont déjà lancés dans la promotion ou la réalisation de projets pilotes et de démonstration relatifs aux réseaux intelligents à l'échelle régionale. Les différentes technologies de réseaux intelligents pour le système électrique intelligent de 2020 sont déjà disponibles, au moins à l'état de prototypes. Reste à savoir si la coordination des réseaux intelligents doit être centralisée ou non. Leur réalisation représente

également un défi, car il n'existe encore aucune solution en ce qui concerne les standards de communication entre les différents utilisateurs du réseau. A long terme, le système électrique coordonné à base de réseaux intelligents devra être installé partout. Il est donc important de disposer d'incitations, de contrats, de technologies, de standards et de lois, afin que l'électricité soit consommée pendant la journée, lorsqu'elle peut être produite de façon durable et renouvelable (p.ex. à midi, lorsque le soleil brille). De même, des actionneurs intelligents doivent être installés au niveau des prises de courant (pour des investissements privés minimums) sous forme d'appareils de mesure et de commutation, p.ex. en amont du chauffe-eau électrique, de la pompe à chaleur, de l'installation PV, afin d'activer ou de désactiver ces installations automatiquement et imperceptiblement.

Les technologies de réseaux intelligents ne sont toutefois pas utiles uniquement pour les ménages et les entreprises de services. L'industrie forte consommatrice de courant a déjà installé des compteurs et des technologies de commande de processus qui enregistrent et commandent le déroulement horaire du besoin en énergie. Etant donné que dans l'industrie, la consommation électrique et plus généralement la consommation d'énergie participent pour beaucoup aux coûts de production totaux, la réduction au minimum des coûts de l'énergie en est d'autant plus importante. De nombreux exploitants du réseau, malgré toutes les possibilités technologiques, ne voient pour l'instant pas l'intérêt de mieux exploiter le réseau, par une structure tarifaire adéquate variable dans le temps ou des signaux de commande automatiques et coordonnés à l'échelle régionale pour les ménages, l'industrie et les entreprises de services, mais également pour commuter brièvement les installations PV et les batteries automobiles, ce qui entraînerait une baisse supplémentaire des coûts de réseau spécifiques. Le système électrique intelligent de demain doit reposer sur une législation qui mette en œuvre les mesures prioritaires (tabl. 35).

Mesures	Objectif
<p>Règlementation d'un choix libre du fournisseur d'électricité pour tous; à moyen terme plus de subvention des énergies renouvelables, pour cela limitation importante des émissions de CO₂ de la production d'électricité fossile p. ex. par des taxes d'incitation ou explicitement par le mesurage.</p> <p>Etablissement d'un système électrique basé sur le marché, coordonné par des technologies de réseaux intelligents, avec un accès au réseau réglementé pour tous.</p>	<p>Véritable marché de l'électricité pour tous; coûts externes corrects pour le CO₂ dans le prix de l'électricité basé sur le marché; réglementation intelligente des réseaux et technologies de réseaux intelligents afin de réduire au minimum les coûts du système global; réglementation des recettes de tous types provenant de la gestion de la congestion; réglementation pour empêcher le pouvoir de marché.</p>
<p>Règlementation des droits et obligations d'un système électrique coordonné par des technologies de réseaux intelligents.</p> <p>Détermination des responsabilités, droits et obligations pour l'exploitant du réseau, le fournisseur d'électricité, le groupe-bilan et les utilisateurs du réseau en exploitation normale, mais également en cas de brefs excédents et déficits de courant, prévus et imprévus, dans le bilan électricité local et régional.</p>	<p>Responsabilités claires dans le bilan électricité local et régional en temps réel et dans l'utilisation du réseau; réglementation de la distinction entre les coûts des réseaux intelligents, comme pouvant être pris en compte (réglementés) ou faisant partie du marché (Smart Market)</p>
<p>Règlementation d'une responsabilité propre élevée du consommateur d'électricité par la mise à disposition de technologies d'information, de communication et d'automatisation avantageuses et flexibles.</p> <p>Implication des consommateurs et de leurs appareils producteurs et consommateurs d'électricité par des informations transparentes et facilement accessibles sur l'état du système à tout moment et mesures en faveur d'une gestion flexible et contrôlable de l'électricité.</p>	<p>Rendre efficiente, plus flexible et si possible équilibrer localement la consommation électrique nette à tout moment. Continuer à enregistrer statistiquement la consommation électrique brute à tout moment (c.-à-d. sans la production locale) et chaque production d'électricité.</p>
<p>Nouveaux marchés pour des capacités de production installées sur plusieurs années, pour la production avec stockage et pour une flexibilité élevée de l'exploitation dans des intervalles au quart d'heure.</p> <p>Prix basés sur le marché pour les produits liés à l'électricité: Introduction d'un appel d'offres p. ex. de 5 ans pour les nouvelles capacités à installer pour les installations de production (y c. PV et éolien) et leurs accumulateurs, éventuellement également pour les réseaux, comme incitation pour des investissements coordonnés de façon optimisée. Réglementation des recettes provenant de la gestion de la congestion via des prix du marché différenciés, de façon similaire aux «marchés de l'électricité paneuropéens implicites».</p>	<p>Nouveaux produits pluriannuels et prix basés sur le marché pour des capacités installées limitatrices pour le marché dans le système électrique, en plus des prix de production avec des coûts variables.</p>
<p>Règlementation incitative pour des capacités installées à des coûts minimums, sûres et flexibles, effectivement disponibles.</p> <p>Introduction d'une réglementation incitative liée à la fois aux coûts et à la qualité pour les capacités installées avec prise en compte des technologies de réseaux intelligents coordonnées avec l'exploitation du réseau.</p>	<p>Haute qualité et coûts minimums du système global pour les réseaux, la production et le stockage, comme objectif d'une réglementation incitative pour le système intelligent de distribution électrique de demain. Responsabilités clairement réglementées sur les tarifs et les prix (dédommagements) en cas de panne de courant, à la fois pour l'exploitant du réseau et pour l'utilisateur.</p>

Tableau 35: Principales mesures pour le système électrique de demain en Suisse.

Froid durable efficace

Daniel Trüssel Sur le plan écologique, économique et macroéconomique, l'énergie la plus avantageuse en termes de kWh est celle qui n'est pas consommée. Dans le domaine du froid, ce principe est d'or, car dans de nombreux processus de refroidissement (refroidisseurs à eau, appareils de climatisation split ou autres machines de froid), une planification intelligente permet de réaliser des économies d'énergie et de coûts considérables. En outre, l'utilisation de froid renouvelable issu des eaux souterraines et de surface ou du sol est très importante et permet d'économiser de grandes quantités d'électricité.

Besoin

Dans les ménages, le froid intervient surtout en lien avec des appareils destinés à des applications de réfrigération et de congélation, qui ne présentent que peu de potentiel pour le froid renouvelable.

Dans le secteur des services, qui requiert principalement du froid de climatisation et du refroidissement informatique, le potentiel d'économie est important car les températures requises ne sont pas trop basses, ce qui permet d'utiliser le froid renouvelable environnemental. Dans l'industrie, le besoin en froid pour l'exploitation des processus est relativement constant sur toute

l'année et permet d'utiliser notamment dans la saison d'hiver les basses températures de l'air extérieur. Il en va de même dans l'agriculture, bien que dans ce secteur, le besoin en froid augmente en automne lors du stockage du produit des récoltes.

Froid climatique

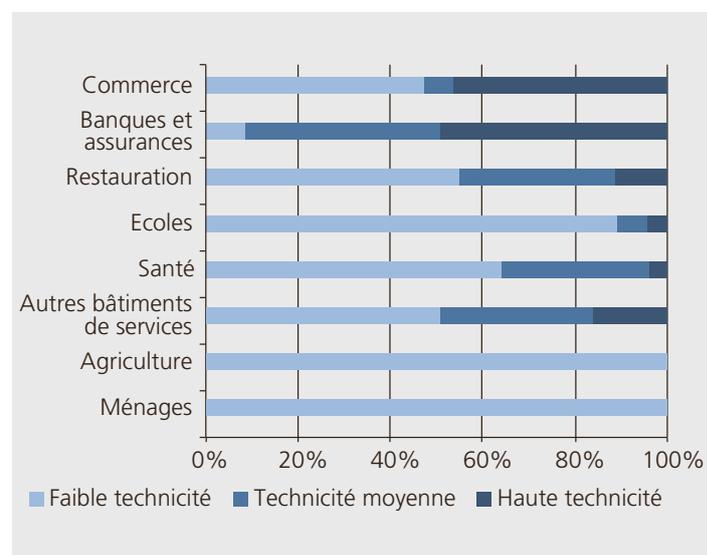
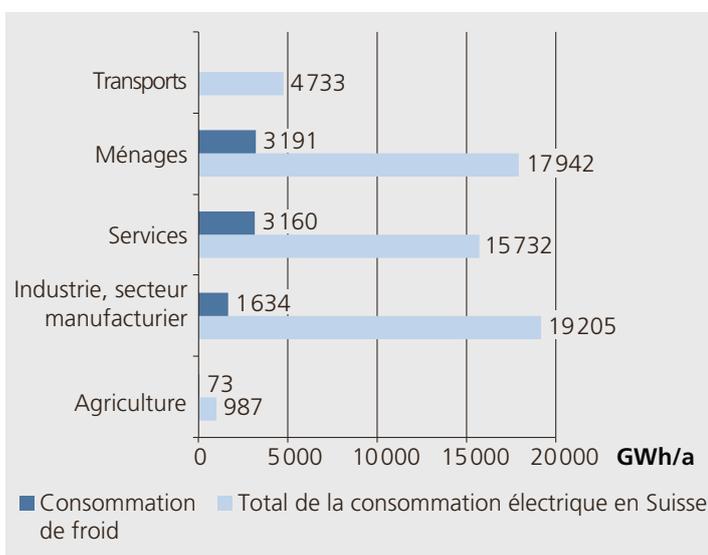
Le froid climatique (installations de climatisation) désigne les applications de froid servant au conditionnement de l'air ambiant.

Tableau 36: Besoin en électricité et consommation d'énergie pour la production de froid climatique.

Illustration 205: Degré de technicité des surfaces utiles approvisionnées en froid par secteur (SuisseEnergie, campagne pour le froid efficace).

Domaine	Surface de référence énergétique (m²)	Consommation d'énergie (GWh/an)	Part (%)
Commerce	22 000	355	31
Banques et assurances	7 000	143	12
Restauration	12 000	41	4
Ecoles	25 000	38	3
Santé	18 000	62	5
Autres bâtiments de services	25 000	419	36
Agriculture	6 000	0	0
Ménages	–	11	1
Industrie	–	94	8
Total		1 163	100

Illustration 204: Consommation totale et consommation de froid par secteur en GWh (SuisseEnergie, campagne pour le froid efficace).



La consommation électrique associée dépend principalement du degré de technicité du bâtiment:

- Faible technicité: pas de froid
- Technicité moyenne: installation de climatisation simple
- Haute technicité: installation de climatisation avec humidification ou déshumidification de l'air

Les analyses statistiques (tabl. 36 et illustr. 204) montrent un grand potentiel d'économie dans le domaine des services.

Froid renouvelable

Le froid renouvelable (ou Freecooling) désigne la production de froid sans machine frigorifique mécanique. L'utilisation de sources d'énergie présentes dans la nature permet de produire de l'énergie frigorifique de façon durable et efficace. L'air extérieur, la terre, les eaux souterraines et de surface sont disponibles de façon quasiment inépuisable et suffisent souvent à répondre aux exigences de confort ou à alimenter des processus techniques.

Air extérieur

Lorsque l'air extérieur est utilisé pour le refroidissement, on distingue froid industriel et froid de confort.

- **Production de froid industriel:** En présence d'un besoin de froid indépendant de la température extérieure, p. ex. pour des centres de calcul ou des processus indus-

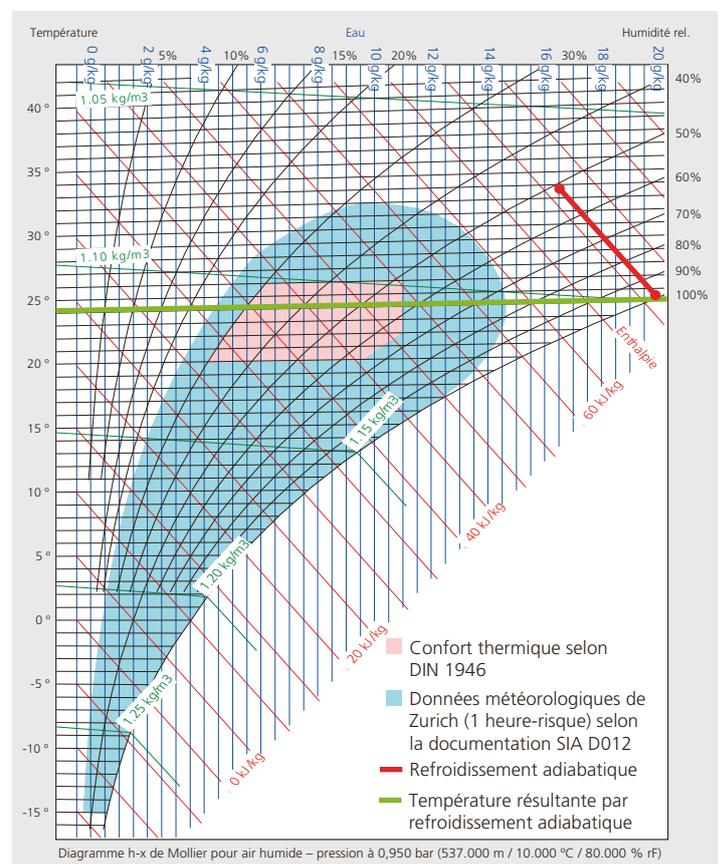
triels et commerciaux (eau froide), un aérorefroidisseur permet, si la température extérieure est inférieure à la température de l'eau froide requise, de transférer la chaleur rejetée vers l'air extérieur. Plus la température extérieure est basse, plus la puissance de refroidissement de l'aérorefroidisseur est élevée. Lors de la planification, il convient de veiller à ce que les températures d'eau de refroidissement soient les plus élevées possibles. Plus le dimensionnement des échangeurs de chaleur (intérieurs et extérieurs) est précis, plus la fréquence d'utilisation de l'air extérieur pour le refroidissement augmente.

- Des captages d'eau lacustre profonds permettent également de produire du froid à des températures de 8°C pour le refroidissement industriel.

- **Production de froid climatique:** Plus la température extérieure augmente, plus grand est le besoin de froid dans le bâtiment. Parallèlement, le potentiel de transfert de chaleur vers l'air extérieur via l'enveloppe du bâtiment diminue.

Illustration 206: Humidification adiabatique de l'air extérieur en été (Hürli-mann Engineering AG).

Illustration 207: Centre de calcul Swisscom de Berne Wankdorf. Refroidissement de l'air extérieur à l'aide de refroidisseurs hybrides. Premier centre de calcul sans machine de froid. Concept: Dr. Eicher und Pauli AG (Dr. Eicher + Pauli AG).



Air extérieur avec refroidissement adiabatique supplémentaire

Dans la saison d'été, les températures augmentent fortement et le potentiel de refroidissement par l'air extérieur diminue de façon importante. L'humidification de l'air aspiré par l'aérefroidisseur permet toutefois d'abaisser nettement la température de l'air. Cela augmente la puissance de l'aérefroidisseur et donc également le potentiel du freecooling. L'illustration 206 représente une journée d'été avec une température extérieure de 33 °C et une humidité de l'air de 50 %. L'air est humidifié et se refroidit à la température de bulbe humide de 24,3 °C.

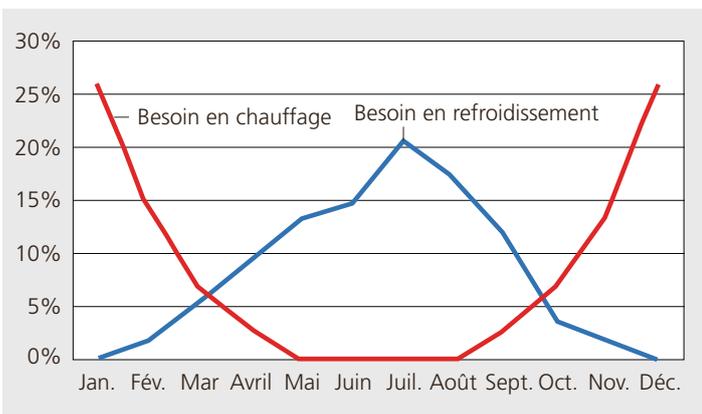
Sondes géothermiques

A partir d'une profondeur d'env. 10 m, la température du sol reste quasiment inchangée tout au long de l'année et s'élève, sur le Plateau suisse, à env. 11 °C. Elle augmente avec la profondeur (1 K tous les 30 m). La profondeur d'un forage dépend de la structure géologique du sous-sol et est comprise aujourd'hui entre 100 et 300 m. Pour les applications combinées de chaleur et de froid, la profondeur optimale se situe entre 100 et 200 m.

Applications

Les sondes géothermiques servent principalement à capter la chaleur terrestre au moyen de pompes à chaleur. Cependant, une variante de refroidissement des pièces d'habitation peut aussi être mise en œuvre via des sondes géothermiques. Dans ce cas, la chaleur des bâtiments est transférée dans le sol, qui sert à refroidir le fluide ca-

Illustration 208: Répartition des charges de chauffage et de refroidissement sur le Plateau suisse pour un bâtiment de services.



loporteur. Celui-ci ne peut pas être plus froid que la température du sol. Si des températures plus froides sont requises, une machine de froid en aval est nécessaire. La combinaison de l'utilisation de la géothermie au moyen de pompes à chaleur en hiver et de la production de froid climatique à l'aide d'un raccordement direct au sol en été est particulièrement avantageuse et économique. Les sondes géothermiques profondes sont utilisées exclusivement pour le chauffage car les températures du sous-sol sont trop élevées. Pour assurer un refroidissement, la profondeur de forage peut être réduite, suite à la capacité d'accumulation. Le dimensionnement correct des sondes géothermiques pour des applications de chauffage et de refroidissement passe inévitablement par une simulation du sol à l'aide de valeurs mensuelles. Si l'on ne connaît pas le profil des charges de chaleur et de froid, on peut estimer une distribution approximative des charges de chauffage et de refroidissement à l'aide de l'illustration 208.

Illustration 209: Institut de pathologie et de médecine légale de St-Gall (Helen Binet).



Institut de pathologie et de médecine légale de St-Gall

L'approvisionnement en chaleur et en froid est assuré par 13 sondes géothermiques d'une profondeur de 200 m. Grâce au système de dalles actives (TABS), seules des températures de départ modérément basses sont nécessaires, ce qui permet d'obtenir une efficacité maximale des pompes à chaleur. Le bâtiment est refroidi dans la mesure du possible au moyen de froid terrestre. Si la température du sol augmente trop en été, la pompe à chaleur est utilisée comme installation de froid et prend en charge entièrement ou partiellement la fonction de refroidissement.

Eaux souterraines

A partir d'env. 10 m de profondeur, des températures relativement stables règnent dans les eaux souterraines. Généralement comprises entre 10 et 12°C, elles correspondent à peu près à la température moyenne annuelle de l'air. Sous les zones densément peuplées, la température des eaux souterraines peut être jusqu'à 3 K plus élevée, en raison du dégagement de chaleur (p.ex. des caves et des conduites d'eaux usées), ainsi que des intrants thermiques plus importants via les surfaces en dur. Des variations de température saisonnières plus importantes surviennent à proximité des eaux de surface infiltrées.

Afin de préserver la qualité de notre eau souterraine ou potable pour les générations futures, son utilisation est soumise à des règles strictes. Les risques liés à l'utilisation thermique de l'eau souterraine et du sous-sol doivent être réduits au minimum par différentes mesures, de manière à pouvoir exclure à long terme toute dégradation de la qualité de l'eau. Dans la planification de l'utilisation de la chaleur et dans l'attribution des concessions et auto-

Illustration 210: Construction nouvelle d'un bâtiment administratif à Berthoud doté d'un chauffage et d'un refroidissement à l'eau souterraine, servant de source de chaleur ou de froid (Dr. Eicher und Pauli AG).



Neumatt

9 bâtiments au total selon le standard Minergie-P-eco pour 32 921 m² de surface de référence énergétique. La puissance de chauffage de 450 kW est produite au moyen d'une pompe à chaleur (COP 6,0). La puissance de refroidissement de 900 kW est produite au moyen d'eaux souterraines selon le principe du freecooling avec un COP de 25. Le COP désigne le rapport entre la puissance de chauffage ou de refroidissement et la puissance électrique. Un COP de refroidissement de 25 signifie donc qu'un kWh d'électricité permet de produire 25 kWh de froid.

risations pour les installations de production de chaleur, les cantons s'efforcent de mettre en œuvre ce principe. L'eau souterraine froide est pompée jusque dans les bâtiments au moyen d'une pompe de forage et absorbe, via un échangeur de chaleur, l'énergie du fluide à refroidir. L'eau souterraine réchauffée et ensuite réinjectée. Lors de la planification, il convient d'éviter tout court-circuit entre le captage et la réinjection. Les principaux éléments à prendre en compte pour la planification sont les suivants:

- Zones de protection des eaux
- Profondeur et puissance de l'aquifère
- Qualité chimique de l'eau souterraine
- Encrassement et particules en suspension dans l'eau souterraine (p.ex. tourbe)
- Exigences en termes de dispositifs de sécurité

Eaux de surface

L'eau lacustre est captée à des profondeurs entre 20 et 30 m. A ces profondeurs, sous la thermocline, dans la couche dans laquelle la circulation est faible, la température de l'eau est comprise toute l'année entre 4 et 6°C et peut être mise à profit.

En principe, les prescriptions et exigences sont identiques à celles qui s'appliquent à l'utilisation des eaux souterraines. Les éléments suivants doivent cependant être également pris en compte dans la planification:

- Variations de température sur l'année
- Variations entre hautes et basses eaux
- Objets flottants suite aux intempéries
- Fond brassé par vent fort
- Salissures

Production active de froid

Pour des raisons énergétiques, le froid passif produit à l'aide d'énergies renouvelables est prioritaire par rapport au refroidissement actif, puisqu'il permet d'obtenir le même effet de refroidissement avec beaucoup moins d'électricité ou d'agents énergétiques fossiles. Le refroidissement passif à l'aide d'énergies renouvelables atteint cependant souvent ses limites pour des raisons de température et parfois également de capacités et de coût, comme le montrent les deux exemples suivants.

■ En cas de refroidissement avec l'air extérieur en été, la réduction adiabatique de la température de l'air avec de l'eau permet d'atteindre des températures suffisantes pour le refroidissement des équipements techniques, comme dans le cas de Swisscom (Swisscom 2013) et de son nouveau centre de calcul à Berne. Cependant, la température ambiante requise pour le confort des postes de travail, conformément aux normes SIA, ne peut pas être garantie.

■ Un accumulateur géothermique dimensionné de telle sorte qu'en hiver, des sondes géothermiques et une pompe à chaleur peuvent être utilisées à des fins de chauffage, ne suffit pas en été au refroidissement ambiant pour des raisons de capacité, et un dimensionnement en fonction du refroidissement estival requis serait bien trop coûteux.

Dans de tels cas, il convient d'utiliser une production de froid complémentaire à l'aide d'énergies renouvelables. Même si une source de refroidissement renouvelable suffisait sur le plan quantitatif, il peut être intéressant sur le plan économique ou pour des raisons de sécurité d'installer une solution de refroidissement active pour la couverture des besoins de pointe ou la redondance, p. ex. dans les grandes installations qui utilisent l'eau souterraine ou l'eau lacustre à des fins de chauffage et de refroidissement.

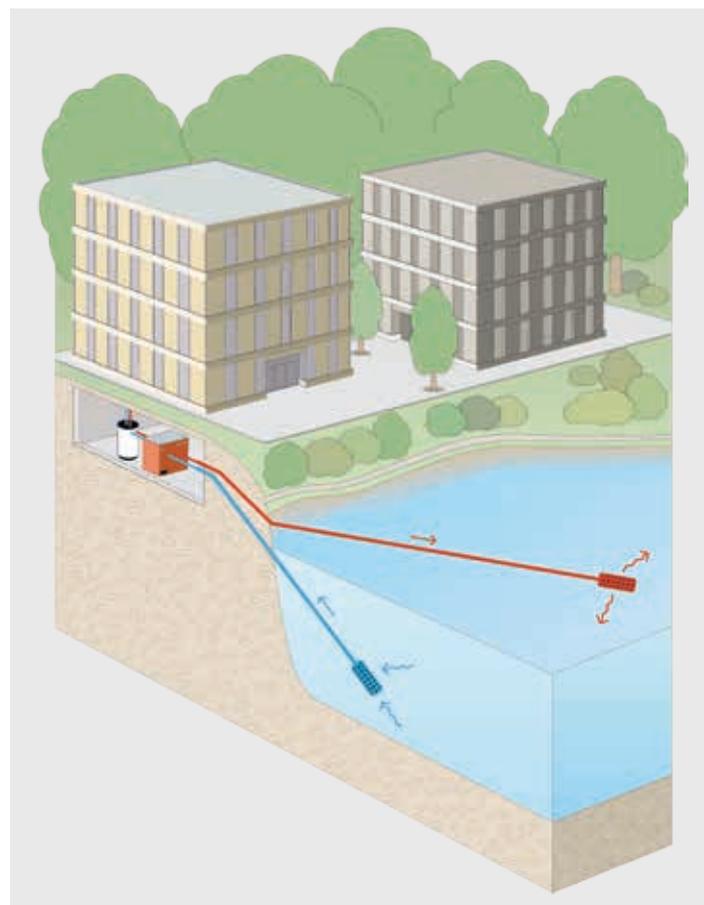
Tableau 37: Zones de protection des eaux souterraines et leurs possibilités d'utilisation (AWEL Utilisation de l'énergie du sous-sol et des eaux souterraines).

Domaine d'eau souterraine	Zone de protection des eaux, zone de protection des eaux souterraines	Sondes géothermiques	Dalles actives, registres terrestres, corbeilles énergétiques	Utilisation de la chaleur des eaux souterraines
Gisement d'eau souterraine approprié au captage d'eau potable	Zone de protection des eaux souterraines	En principe interdit	Exceptions possibles dans certaines conditions	En principe interdit
Gisement d'eau souterraine non approprié au captage d'eau potable	Zone de protection des eaux (eaux souterraines)		En principe autorisé (autorisation nécessaire) dans certaines conditions	
Zones en dehors des aquifères utilisables	En dehors de la zone de protection des eaux	En principe autorisé (autorisation nécessaire)		

Technologies disponibles

La production de froid s'effectue aujourd'hui principalement sur la base de deux technologies, également utilisées pour la production de chaleur à l'aide d'énergies renouvelables: Les machines de froid à compression et les machines de froid à absorption ou pompes à chaleur. Tandis que le processus à absorption n'est

Illustration 211: Schéma d'un captage d'eau lacustre (EKZ).



quasiment jamais utilisé pour la production de chaleur, son utilisation dans les grandes installations de froid est une alternative valable selon les paramètres économiques.

La principale différence entre les deux technologies, du point de vue pratique, réside dans le fait que la machine de froid à absorption peut être entraînée par de la chaleur tandis que la machine de froid à compression nécessite de l'énergie électrique. La machine de froid à absorption est ainsi surtout utilisée lorsque l'on dispose de rejets thermiques bon marché non autrement utilisables. Pour que le processus soit relativement efficace, le niveau de température de la chaleur doit cependant dépasser 90 °C. Sur le plan économique, les installations à absorption actuelles ne sont utilisables de façon rentable que lorsque la chaleur disponible est env. cinq fois moins chère que l'énergie électrique consommée par une machine de froid à compression. Avec un prix de l'électricité de 15 ct./kWh, la chaleur doit ainsi coûter moins de 3 ct./kWh pour que le processus à absorption soit rentable. Le cas ne se présente aujourd'hui que lors de l'utilisation de chaleur estivale en excès provenant d'UIOM, ou en présence de rejets thermiques industriels non autrement utilisables.

Illustration 212: Installation de froid à absorption de l'Hôpital de l'île de Berne, fonctionnant avec les rejets thermiques des usines d'incinération des ordures ménagères d'Energie Wasser Bern (EWB).



Energies renouvelables et rejets thermiques

Les agents énergétiques suivants sont envisageables pour la production active de froid à partir d'énergies renouvelables et de rejets thermiques:

- Rejets thermiques des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM)
- Rejets thermiques des processus industriels
- Energie solaire
- Biomasse

Rejets thermiques

Actuellement, la priorité est donnée en Suisse à l'utilisation de la chaleur estivale en excès provenant de l'incinération des ordures ménagères. Le nouvel approvisionnement en froid de l'Hôpital de l'île de Berne, dans lequel les nombreuses installations de froid décentralisées ont été remplacées par un approvisionnement en froid central, en est un bon exemple. On y a utilisé une machine de froid à absorption à deux étages hautement efficace qui, dans la saison chaude, utilise les rejets thermiques en excès de l'UIOM pour produire du froid.

Rejets thermiques des processus industriels

En Suisse, plus de 25 TWh d'énergie finale sont chaque année dédiés à la chaleur de processus industrielle. Seule une très faible part de celle-ci est utilisée. Pour l'instant, on ne sait pas quelle proportion de ces rejets thermiques possèdera un niveau de température suffisant pour pouvoir être utilisée pour la production de froid. Le potentiel devrait cependant être très important et intéressant sur le plan économique. Le réseau de rejets thermiques et d'énergie de Kleinhünigen, réalisé par les services industriels de Bâle-Ville (IWB), en est un bon exemple. Les rejets thermiques de l'installation d'incinération des boues de la STEP de Bâle et de l'usine d'incinération des déchets spéciaux régionale sont directement utilisés à des fins de chauffage et, via la plus grande installation frigorifique à absorption à deux étages de Suisse, à des fins de refroidissement pour le centre commercial Stücki et le Stücki Business Park voisins.

Energie solaire

L'énergie solaire offre en Suisse deux possibilités de production de froid. Les capteurs thermiques peuvent chauffer des machines de froid à absorption et l'électricité des cellules solaires peut entraîner des machines de froid à compression. Deux critères permettent de déterminer laquelle de ces possibilités utiliser:

- Rentabilité
- Quantité de froid pouvant être produite et utilisée chaque année par m² de surface de capteurs ou de cellules solaires

Considérations économiques

Une installation frigorifique à absorption à 1 étage nécessite des températures d'env. 90°C, afin de produire env. 0,7 kWh de froid à partir d'un kWh de chaleur. Une chaleur de 90°C issue de capteurs thermiques coûte aujourd'hui, selon la taille de l'installation, entre 15 et 30 ct./kWh. En d'autres termes, 1 kWh de froid coûte entre 20 et 40 ct. si l'on considère uniquement les coûts d'exploitation résultant de la consommation d'énergie.

Le prix de revient de l'électricité d'une installation PV est aujourd'hui compris entre 20 et 30 ct./kWh. Une installation frigorifique à compression fonctionnant avec du courant PV peut toutefois, à partir d'un kWh d'électricité PV, selon la taille et la technologie de la production de froid, produire entre 3 (machine à pistons) et 6 (turbomachine) kWh de froid. 1 kWh de froid de compression présente donc des coûts

d'exploitation de l'énergie entre 3 et 13 centimes.

La production de froid à l'aide de capteurs thermiques et de machines de froid à absorption n'est donc pas une option intéressante. En outre, on table à moyen terme sur des réductions de coûts dans le domaine du PV, la technologie d'absorption est plus coûteuse que la technologie de compression et les aérorefroidisseurs sont très encombrants.

De plus, au vu du prix de l'électricité en 2013, la production de froid à partir d'électricité produite par des installations PV et directement consommée n'est pas intéressante du point de vue économique.

Considérations énergétiques

D'un point de vue purement énergétique, la situation est la suivante:

- La production de chaleur en présence d'une température de travail de 90°C ne dépasse pas, avec les meilleurs capteurs à tubes sous vide disponibles aujourd'hui sur le marché, 400 kWh/(m²an). Cela permet de produire 280 kWh/(m²an) de froid, sans compter les pertes.
- Les meilleurs modules photovoltaïques du marché (Sunpower X21-345) présentent un rendement de 21,5 % à la livraison. Le rendement moyen sur 25 ans s'élève, selon les indications de Sunpower, à plus de 90 % (Sunpower 2013). La taille des modules est de 1,6 m² brut pour une puissance moyenne sur 25 ans de 310 Wc. On dispose donc d'une puissance de



Illustration 213: Installation de froid à absorption à 2 étages de la Stücki Power Box pour l'approvisionnement en froid du site de Stücki et du Stücki Business Park. Pour la planification et la réalisation de cette installation, l'IWB et la société Dr. Eicher und Pauli AG ont reçu le Watt d'Or pour des performances exceptionnelles dans le domaine de l'énergie (Bernd Zellweger).

190 Wc par m² de surface de module. Si l'on considère une production électrique de 900 kWh par kWc, on obtient une production électrique moyenne à long terme de 170 kWh/m² de surface de module. Les machines de froid à compression (COP min. = 3, COP max. = 6) permettent ainsi de produire entre 500 et 1000 kWh de froid par m² de surface de PV, c.-à-d. nettement plus que les capteurs thermiques et les installations de froid à absorption. De plus, le photovoltaïque présente, en termes de rendement, un potentiel d'amélioration nettement supérieur à celui de la technologie solaire thermique.

Biomasse

Tout comme la chaleur issue des autres processus de combustion, la chaleur issue de la biomasse (biogaz ou bois) peut également être utilisée pour la production de froid au moyen de machines de froid à absorption. La situation économique actuelle n'est toutefois pas très avantageuse, car les coûts de l'énergie bois, selon sa qualité, sont de l'ordre de 3 à 6 ct./kWh et ceux du biogaz sont encore plus élevés. Les installations frigorifiques à absorption à 1 étage avec un COP frigorifique de 0,7 présenteraient des coûts du froid (uniquement coûts d'exploitation issus de la consommation d'énergie) entre 4 et 8 ct. kWh, ce qui équivaut à une production de froid au moyen d'installations de froid à compression fonctionnant au moyen de courant PV. Le bois, en tant qu'agent énergétique renouvelable pouvant être stocké, ne devrait toutefois pas être utilisé pour la production de froid climatique en été, mais pour la production de chaleur de processus et la production combinée de chaleur et d'électricité.

Bases et outils

Heinrich Huber Normes relatives à la technique du bâtiment et à l'énergie

Normalisation européenne et référence à la Suisse

Le CEN) est mandaté par l'UE pour mettre en application l'EPBD dans les normes. La Suisse s'est engagée à reprendre les normes européennes du CEN. Si les normes sur les produits et normes d'essai sont reprises telles quelles, les normes de planification se basent certes sur les normes CEN, mais sont adaptées aux particularités nationales. L'organisation faîtière de la normalisation suisse est l'Association suisse de normalisation (SNV). Hormis l'électrotechnique et les télécommunications, elle traite tous les secteurs de normalisation techniques. La SIA est en charge des normes suisses relatives à la construction.

Normes énergétiques de la SIA

La puissance requise et le besoin en énergie des bâtiments climatisés sont calculés selon SIA 382/2 (illustr. 214). Dans la version SIA 382/2:2011, il est toutefois précisé que des calculs obligatoires et des justificatifs énergétiques selon SIA 384.201 et 380/1 sont nécessaires. En d'autres termes, différentes normes doivent être utilisées pour les calculs, ce qui devrait changer à moyen terme.

Illustration 214: Rapports entre les normes et cahiers techniques SIA importants dans le domaine de l'énergie.

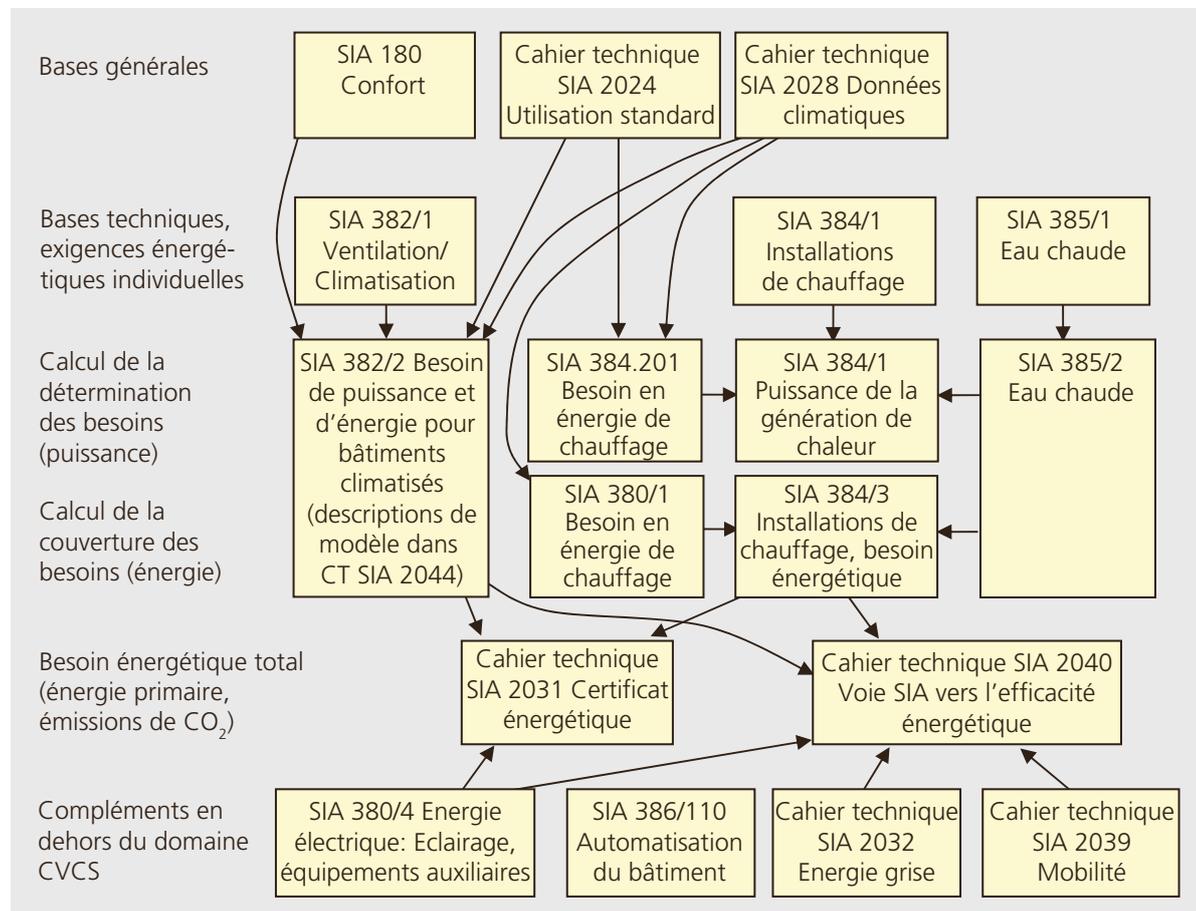


Tableau 38: Normes et cahiers techniques importants de la SIA dans le domaine de l'énergie.

N° (année)	Titre	Remarque
SIA 180 (2014)	Protection thermique, protection contre l'humidité et climat intérieur dans les bâtiments	L'isolation thermique des bâtiments en été est transposée de la norme SIA 382/1 dans celle-ci.
SIA 380/1 (2009)	L'énergie thermique dans le bâtiment	Calcul du besoin en chaleur de chauffage et exigences individuelles pour les éléments de construction.
SIA 380/4 (2015*)	L'énergie électrique dans le bâtiment	L'édition 2006 contient notamment la climatisation et l'énergie auxiliaire CVCS. A l'avenir, ces énergies seront traitées dans SIA 382/2, SIA 384/3 et SIA 385/2. La nouvelle version de SIA 380/4 prendra mieux en compte l'électricité des ménages.
SIA 382/1 (2014*)	Installations de ventilation et de climatisation – Bases générales et performances requises	L'édition 2007 comprend entre autres le confort et la protection thermique en été. Ces thèmes sont transférés dans la nouvelle norme SIA 180.
SIA 382/2 (2011)	Bâtiments climatisés – Puissance requise et besoins d'énergie	Dans le cas des bâtiments climatisés, le besoin en énergie finale pour le chauffage est également calculé à l'aide de cette norme. Ne remplace toutefois pas provisoirement la justification SIA 380/1.
SIA 384/1 (2009)	Installations de chauffage dans les bâtiments – Bases générales et performances requises	Exigences individuelles comme p. ex. température de départ maximale. Mais aucune exigence relative à la production de chaleur.
SIA 384.201 (2005)	Systèmes de chauffage dans les bâtiments – Méthode de calcul des déperditions calorifiques de base	Calcul de la charge calorifique normalisée des différentes pièces et bâtiments, comme base de la distribution et de la production de chaleur.
SIA 384/3 (2013)	Installations de chauffage dans les bâtiments – Besoins en énergie	Méthode de calcul pour le besoin en énergie finale du chauffage et de la production d'eau chaude, y c. l'énergie auxiliaire.
SIA 384/6 (2010)	Sondes géothermiques	Dimensionnement de sondes géothermiques comme source de chaleur pour pompes à chaleur.
SIA 385/1 (2012)	Installations d'eau chaude sanitaire dans les bâtiments – Bases générales et exigences	Exigences en termes d'isolation thermique, d'énergie auxiliaire et de production d'eau chaude.
SIA 385/2 (2014*)	Installations d'eau chaude sanitaire dans les bâtiments – méthodes de calcul	Décrit le dimensionnement et le calcul (énergie et puissance) des systèmes de production d'eau chaude.
SIA 2024 (2006)	Conditions d'utilisation standard pour l'énergie et les installations du bâtiment	Profils d'utilisation pour 44 types de pièces. Les conditions d'utilisation standard n'ont pas encore été reprises dans toutes les normes. Certaines données, notamment dans le domaine de l'habitation, sont discutables.
SIA 2028 (2010)	Données climatiques pour la physique du bâtiment, l'énergie et les installations du bâtiment	Base pour le dimensionnement et le besoin en énergie finale des installations de chauffage et de climatisation. Les valeurs horaires sont disponibles au format électronique.
SIA 2031 (2009)	Certificat énergétique des bâtiments	Détermination du besoin en énergie primaire et des émissions de CO ₂ . Base pour le CECB.
SIA 2032 (2010)	L'énergie grise des bâtiments	L'énergie grise fait partie de la voie SIA vers 'efficacité énergétique
SIA 2040 (2011)	La voie SIA vers l'efficacité énergétique	Mise en œuvre de la société à 2000Watts ou à 1 tonne de CO ₂ dans le bâtiment
SIA 2044 (2013*)	Bâtiments climatisés – Méthode de calcul standard pour la puissance requise et les besoins d'énergie	Décrit des modèles pour SIA 382/2: Installations de ventilation et de climatisation, machines frigorifiques, générateurs de chaleur, énergie auxiliaire et pertes.

* Publication prévue

Exigences pertinentes sur le plan énergétique

Enveloppe du bâtiment

Pour le justificatif thermique selon SIA 380/1, on peut choisir entre des exigences individuelles et des exigences globales. Dans le cas de bâtiments avec façades rideaux et en présence de vitrages de protection solaire ayant une valeur $g < 0,3$, la justification avec des exigences individuelles n'est toutefois pas autorisée. Les exigences individuelles se basent sur des valeurs U maximales des éléments de construction. Dans le cas de l'exigence globale, le besoin en chaleur de chauffage est calculé dans les conditions d'utilisation standard et comparé à une valeur limite ou cible.

Installations de chauffage

La norme SIA 384/1 traite essentiellement du chauffage ambiant. Celui-ci comprend également la production de chaleur pour l'eau chaude et les systèmes connectés, dans la mesure où il s'agit d'une production de chaleur commune. Cette norme définit des exigences individuelles propres aux différents composants et parties du système.

Les principales exigences sont les suivantes:

- Température de départ max., p. ex. 35 °C pour les chauffages de sol. *
- Les chauffages électriques résistifs ne doivent pas être utilisés pour la couverture des besoins de pointe. *

■ Respecter soit les exigences en termes de perte de charge spécifique (valeur R), soit la puissance des pompes.

■ Isolation thermique minimale des conduites et accumulateurs. *

■ Régulation individuelle des pièces, si la température de départ est supérieure à 30 °C. *

Eau chaude

La norme SIA 385/1 définit des exigences hygiéniques et énergétiques pour les systèmes de production d'eau chaude. Les premières concernent principalement la protection contre les légionelles et définissent des températures minimales d'eau chaude. Le système d'alimentation d'eau chaude doit être dimensionné de manière à ce que l'on atteigne une température de 60 °C à la sortie du chauffe-eau, 55 °C dans les conduites maintenues chaudes et 50 °C au niveau des points de soutirage. Pour les logements individuels, ces valeurs sont uniquement recommandées. Elles ne s'appliquent pas non plus aux chauffe-eau instantanés si dans le système de distribution jusqu'au soutirage, l'eau chaude ne stagne pas plus de 24 h à une température comprise entre 25 et 50 °C.

* Ces exigences sont également mentionnées dans les Prescriptions énergétiques des cantons [1].

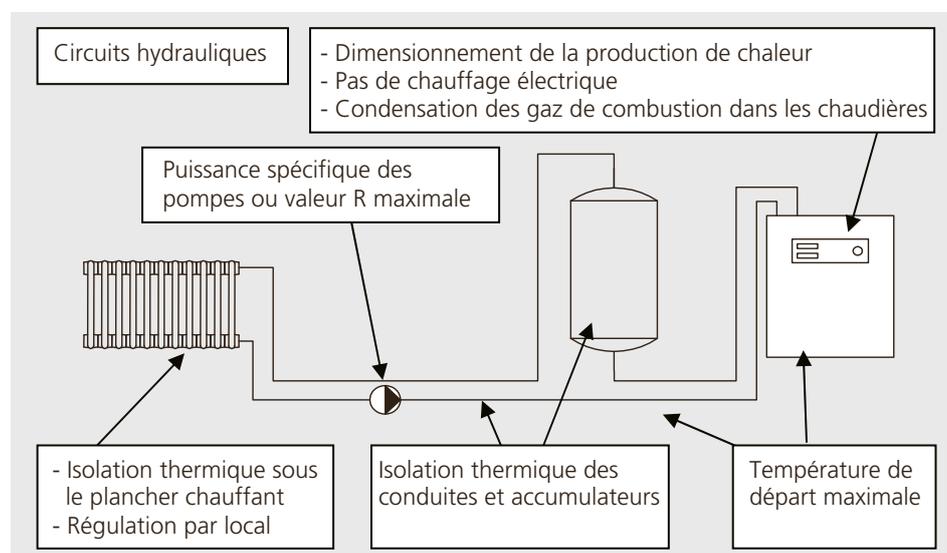


Illustration 215:
Aperçu des exigences individuelles dans SIA 384/1.

Les principales exigences de la norme sont les suivantes:

- Pas de chauffage purement électrique de l'eau dans les bâtiments d'habitation
- Coefficient de performance min. des pompes à chaleur pour la production d'eau chaude
- Isolation thermique min. des conduites maintenues chaudes et des accumulateurs.

Sur certains points, les lois cantonales sur l'énergie ne coïncident pas avec la norme SIA 385/1. Ainsi, les exigences en termes d'isolation thermique sont différentes et sont généralement moins strictes que dans la norme, de même que les exigences relatives aux installations solaires. En outre, les lois sur l'énergie limitent la température de l'eau chaude à max. 60°C [1].

Installations de climatisation et de ventilation

La norme SIA 382/1 traite du dimensionnement des installations de ventilation, définit des exigences individuelles et réglemente la détermination des besoins pour le refroidissement et l'humidification. Deux variantes sont possibles pour le transport de l'air: respect des exigences relatives à la vitesse de l'air, à la perte de charge et au rendement du ventilateur ou

respect des exigences relatives à la puissance spécifique du ventilateur. En présence d'un débit volumique d'air > 1000 m³/h et d'une durée d'exploitation > 500 h/an, une récupération de chaleur ou une utilisation des rejets thermiques est obligatoire. Les exigences énergétiques SIA 382/1 ont été pour l'essentiel reprises dans les prescriptions énergétiques cantonales [2].

Les bâtiments d'habitation sont soumis au cahier technique SIA 2023. Celui-ci rassemble des exigences définies dans d'autres normes et interprète leurs applications dans le cas des ventilations des habitations.

Méthodes de calcul et outils

Détermination du besoin en chaleur

■ **Puissance:** Le besoin en puissance de chauffage est calculé pour chaque pièce selon SIA 324.201. Par rapport à l'ancienne norme SIA 384/2:1985, la norme SIA 384.201:2005 définit un besoin en puissance de chauffage jusqu'à 30% plus élevé. En effet, des températures extérieures plus basses sont utilisées pour le dimensionnement. Cet effet inattendu doit être corrigé lors d'une prochaine révision de la norme.

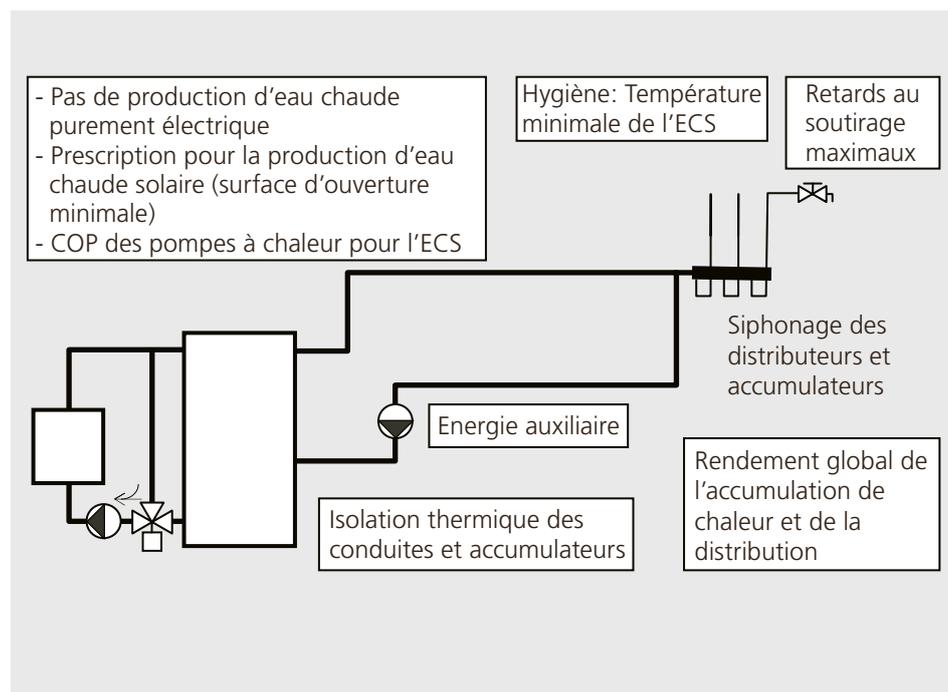


Illustration 216:
Aperçu des exigences individuelles de la norme SIA 385/1.

■ **Energie:** La norme SIA 380/1 présente une méthode de réalisation d'un bilan mensuel, très utile pour les autorités d'exécution et le standard Minergie. Le besoin en chaleur de chauffage est calculé à l'aide de programmes certifiés [T1]. Un programme gratuit mais non certifié est proposé par les services de l'énergie de Suisse centrale [T2].

Couverture des besoins en chaleur

Méthodes SIA 384/3 Installations de chauffage dans les bâtiments – Besoin en énergie: La norme SIA 384/3 décrit des méthodes de détermination du besoin en énergie finale des installations de chauffage. Les interfaces de calcul pour la chaleur dégagée par l'installation de chauffage sont les suivantes:

- Besoin en chaleur de chauffage selon SIA 380/1
- Besoin en chaleur pour l'eau chaude selon SIA 385/2 (jusqu'à la publication de la norme SIA 385/2, les calculs pouvaient être effectués avec les valeurs standard de la norme SIA 380/1).
- Besoin en chaleur des systèmes connectés, p. ex. piscine couverte privée

Le besoin en énergie finale est calculé à partir des différentes parts du besoin en chaleur. Les pertes de la distribution de

chaleur, de l'accumulation et de la production de chaleur y sont ajoutées.

■ **Méthode typologie:** On prédétermine pour chaque partie de l'installation des degrés d'utilisation, au format tableur. La sélection des valeurs de calcul s'effectue à l'aide de la description (typologie) de l'installation. Le tableau 39 illustre à titre d'exemple la méthode typologie pour le COPan de pompes à chaleur. Plutôt qu'un tableur, on peut également utiliser des équations d'approximation. La norme SIA 384/3 propose des équations simples pour les installations solaires thermiques et l'énergie auxiliaire. La méthode typologie permet d'estimer très rapidement le besoin en énergie finale dans une phase de planification précoce. Etant donné que la méthode typologie, par définition, simplifiée et émet des hypothèses, le besoin en énergie finale déterminé est souvent supérieur à celui calculé avec des méthodes plus détaillées.

■ **Méthode Bin:** La méthode Bin n'est rien d'autre que l'application, dans un procédé de calcul, de la méthode graphique des fréquences cumulées. Le terme «Bin» provient de l'anglais et signifie boîte. Les besoins annuels de chaleur sont donc classés dans différentes boîtes (Bins). Chaque Bin correspond à une température exté-

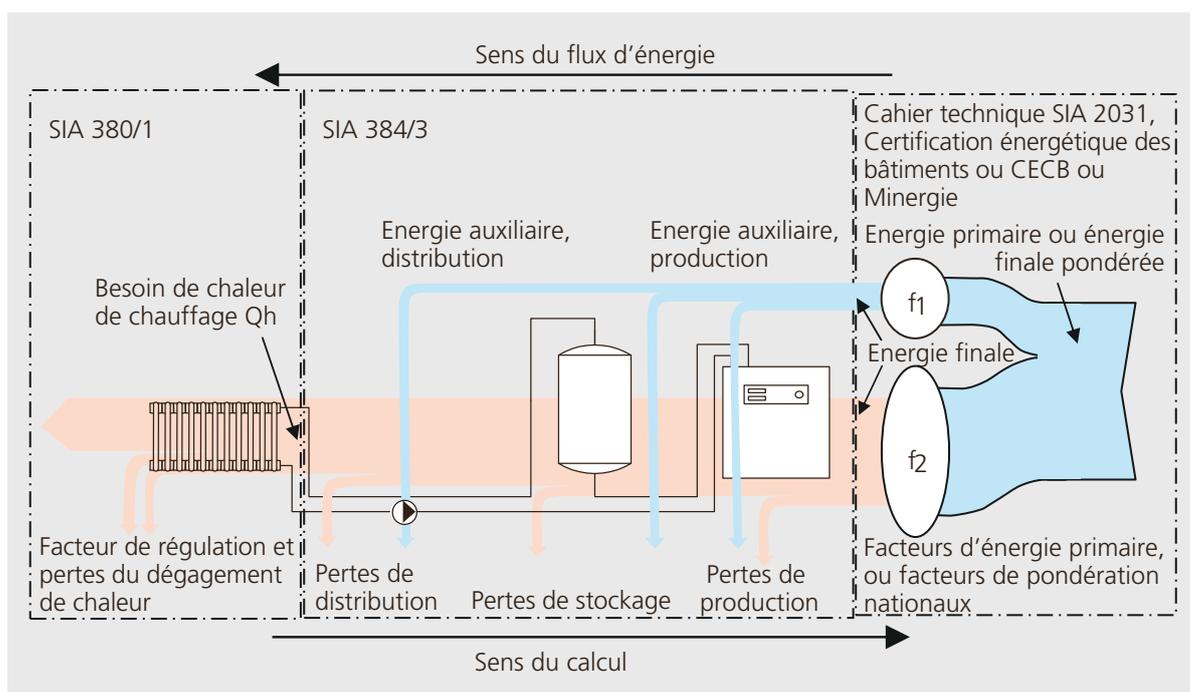


Illustration 217: Limitation et direction du flux d'énergie et du calcul selon SIA 384/1.

rieure exprimée par paliers de 1 K. En multipliant la durée du Bin par la puissance du Bin, on obtient le contenu calorifique du Bin. Les grandeurs d'entrée sont le besoin en chaleur de chauffage selon SIA 380/1 et le besoin annuel en chaleur pour l'eau chaude et les systèmes connectés. On part de l'hypothèse que la charge de chauffage augmente de manière linéaire avec la différence entre température intérieure et extérieure. La charge en ruban sert, elle, de base à la puissance requise pour l'eau chaude sanitaire. La caractéristique de puissance des éventuels systèmes connectés doit éventuellement être déterminée. Le calcul selon SIA 380/1 fournit non seulement le besoin en chaleur de chauffage mais également les pertes (transmission et renouvellement d'air) ainsi que les gains de chaleur. Ces derniers sont répartis en une part régulière et une part irrégulière. Les gains internes (personnes, lumière) sont supposés être réguliers. Le rayonnement solaire, par contre, est typiquement irrégulier. Les gains de chaleur réguliers réduisent non seulement le besoin en cha-

leur de chauffage mais également la charge calorifique moyenne. Ils sont importants dans le cas des systèmes bivalents, car ils influencent l'activation du générateur de chaleur dédié aux charges de pointe. Les gains de chaleur irréguliers n'influent pas sur le besoin en puissance mais influent sur la durée de fonctionnement des générateurs de chaleur. L'illustration 218 représente de façon schématique la répartition du besoin en chaleur de chauffage sur les Bins. La somme de tous les Bins correspond au besoin en chaleur de chauffage selon SIA 380/1. L'annexe de la norme SIA 384/3 décrit des modèles pour chaudières, pompes à chaleur et installations solaires thermiques, appropriés à la méthode Bin. Celle-ci peut être mise en œuvre à l'aide de tableurs. Pour les installations de pompes à chaleur, l'outil WPEst [T3] est disponible gratuitement.

■ **Méthode des incréments horaires:** La méthode des incréments horaires est la méthode de calcul la plus précise mais la plus complexe. Elle est utilisée lorsque la méthode typologie et la méthode Bin ne

Source de chaleur	Utilisation	Condition	Label de qualité EHPA 2011 ³⁾	
			COP non respecté	COP respecté
Air extérieur	Chauffage	Chauffage de sol avec température de départ de max. 35 °C	2,4	3,0
	Chauffage	Température de départ de max. 50 °C	1,8	2,2
	Eau chaude	Charge stratifiée ¹⁾	1,8	2,2
	Eau chaude	Charge par niveau ²⁾	2,1	2,6
Sonde géothermique	Chauffage	Chauffage de sol avec température de départ de max. 35 °C	3,4	4,3
	Chauffage	Température de départ max. 50 °C	2,5	3,1
	Eau chaude	Charge stratifiée ¹⁾	1,9	2,4
	Eau chaude	Charge par niveau ²⁾	2,2	2,8

¹⁾ Echangeur de chaleur extérieur

²⁾ Echangeur de chaleur intérieur, c.-à-d. dans l'accumulateur d'eau chaude

³⁾ Pour le label de qualité de l'EHPA 2011, les coefficients de performance suivants sont requis:

Type	Point nominal	COP
Pompes à chaleur air-eau	A2/W35	3,1
Pompes à chaleur saumure-eau	B0/W35	4,3
Pompes à chaleur eau-eau	W10/W35	5,1

Tableau 39: Coefficients de performance annuels des pompes à chaleur (valeurs standard) jusqu'à une altitude maximum de 800 m.

sont pas applicables et est définie, pour les bâtiments climatisés, dans la norme SIA 382/2 et dans le cahier technique 2044. Etant donné que dans ces documents, l'eau chaude, l'énergie solaire et la géothermie ne sont pas traitées, le domaine d'application est toutefois limité. Dans le domaine des énergies renouvelables, des programmes de calcul tels que Polysun sont disponibles. Les bases normatives pour ces programmes ne sont toutefois que partiellement disponibles.

Bâtiments climatisés

Dans le cas des bâtiments climatisés, la puissance requise et le besoin en énergie pour le chauffage et la climatisation sont calculés selon SIA 382/2. Le calcul se base sur la méthode des incréments horaires dynamiques simplifiée de la norme EN 13790. Le cahier technique SIA 2044 complète la norme avec des descriptions de modèle pour la détermination et la couverture des besoins (chauffage et refroidissement). Le besoin en électricité pour le transport d'air est également traité. Les modèles de génération de chaleur se limitent aux pompes à chaleur ainsi qu'aux chaudières à gaz et à mazout. Avec l'outil TEC, la norme SIA propose un programme de calcul relatif à la norme [T4]. D'autres programmes du marché remplissent également les exigences de la norme SIA 382/2, p.ex. Lesosai [T5]. Ces

outils comportent pour certains des programmes pour les installations solaires (p.ex. Polysun) et l'utilisation de la géothermie. La norme SIA 382/2 définit une exigence globale. Le bâtiment avec les données effectivement prévues est comparé à un projet de comparaison. Dans le projet de comparaison, les calculs sont effectués pour la même géométrie de bâtiment, mais avec des valeurs standard pour l'enveloppe (valeurs U et g), la ventilation, le chauffage et la climatisation. Une pompe à chaleur est présumée pour le chauffage.

Energie électrique

Dans les bâtiments dotés d'une installation PV ou autre installation de production d'électricité, on exige souvent que l'électricité soit le plus possible utilisée pour couvrir les besoins propres. Pour la détermination des besoins, on dispose aujourd'hui des bases suivantes:

- Le besoin en électricité et en puissance des éclairages et des installations de transport interne est calculé selon SIA 380/4.
- Les valeurs correspondantes pour la climatisation et la ventilation sont déterminées à l'aide de SIA 382/2 et SIA 2044.
- Pour l'énergie auxiliaire des installations de chauffage, des modèles sont disponibles dans SIA 384/3 et SIA 2044.
- L'énergie auxiliaire de la production d'eau chaude est traitée dans SIA 385/2.

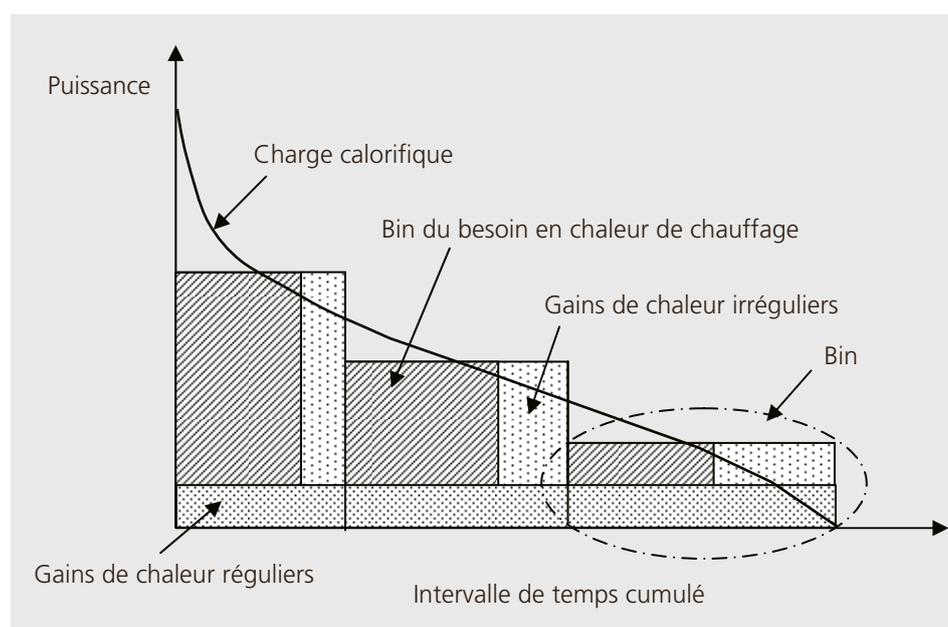


Illustration 218:
Formation des Bins
du besoin en cha-
leur de chauffage
(schéma).

■ Le besoin des pompes à chaleur est déterminé selon SIA 384/3 et SIA 2044.

■ L'électricité des ménages sera prochainement traitée dans SIA 380/4.

A l'exception de SIA 382/2 et SIA 2044, les modèles ne sont pas décrits pour des incréments horaires. Des programmes de calcul permettent toutefois de convertir des valeurs mensuelles ou annuelles en valeurs horaires avec une précision suffisante, p. ex. l'outil SIA TEC, qui calcule le besoin des éclairages et de l'énergie auxiliaire en incréments horaires.

Standards de construction

Facteurs de pondération

Dans les standards énergétiques, l'énergie finale est pondérée. La norme SIA fonctionne avec des facteurs d'énergie primaire non renouvelable et des coefficients pour les gaz à effet de serre. Les cantons et Minergie utilisent des facteurs de pondération nationaux [3]. L'une des principales différences entre les deux systèmes de pondération se situe dans la biomasse. La valeur relativement élevée de 0,7 pour le facteur de pondération national peut se justifier par le fait que la disponibilité de la biomasse en Suisse est limitée. Seule une faible partie de la consommation actuelle en mazout et en gaz pourrait être substituée par de la biomasse.

La voie SIA vers l'efficacité énergétique

La voie SIA vers l'efficacité énergétique (SIA 2040) définit des valeurs indicatives et cibles pour l'énergie primaire non renou-

velable et les émissions de gaz à effet de serre. C'est l'étape 2050 de la société à 2000 Watts qui y est définie. Elle comprend les actions dans les domaines de l'exploitation (chauffage, eau chaude, ventilation/climatisation, énergie électrique), de la réalisation (énergie grise) et de la mobilité induite par les bâtiments, pour les constructions nouvelles et transformations des habitations, bureaux et écoles. Les installations énergétiques qui alimentent directement le bâtiment se trouvent toujours à l'intérieur du périmètre de bilan, les installations alimentant exclusivement des tiers, en dehors. Les applications spéciales très énergivores ne sont pas prises en compte.

Outil de calcul: www.sia.ch [T6].

Minergie

Pour les bâtiments nouveaux, les standards Minergie exigent tout d'abord une bonne isolation thermique. La valeur exigée par Minergie est comparée à la valeur limite de SIA 380/1. La seconde exigence énergétique concerne l'indice énergétique pondéré, formé sur la base des facteurs de pondération nationaux. Cet indice contient le besoin pour le chauffage, la production d'eau chaude et la ventilation/climatisation. Les standards Minergie-P et Minergie-A incluent en supplément l'énergie auxiliaire. Minergie-A exige un bilan énergétique nul pour le chauffage, l'eau chaude et l'énergie auxiliaire. Les concepts avec une biomasse pouvant être stockée et une installation solaire thermique couvrant au moins 50 % du besoin en chaleur font exception. Dans ce cas, un indice énergé-

Tableau 40: Facteurs d'énergie primaire, coefficients de gaz à effet de serre et facteurs de pondération nationaux.

Forme d'énergie	Facteur d'énergie primaire non renouvelable		Coefficient de gaz à effet de serre		Facteurs de pondération nationaux
	kWh _{PENE} /kWh _{END} absolu	Rapport au mazout	Absolu en kg/kWh	Rapport au mazout	
Mazout	1,23	1	1,076	1	1
Gaz naturel	1,11	0,90	0,857	0,80	1
Bois en bûches	0,05	0,04	0,051	0,05	0,7
Granulés de bois	0,21	0,17	0,130	0,12	0,7
Electricité, mix de consommation suisse	2,64	2,15	0,533	0,50	2
Chauffage à distance					
■ Déchets	0,80	0,65	0,583	0,54	0,6
■ Bois	0,10	0,08	0,169	0,16	0,6
■ Géothermie	0,12	0,10	0,051	0,12	0,6

tique pondéré de 15 kWh/m² est admis. Le site Internet www.minergie.ch contient les informations, exigences et outils relatifs aux standards.

Minergie et voie SIA vers l'efficacité énergétique

Les tableaux 41, 42 et 43 illustrent, dans l'exemple d'un immeuble d'habitation, la quantité d'énergie renouvelable nécessaire pour atteindre les standards Minergie-P, Minergie-A et la voie SIA vers l'efficacité énergétique. On présuppose que le besoin en chaleur de chauffage, dans toutes les variantes, s'élève à 60 % de la valeur limite de SIA 380/1. En ce qui concerne la voie SIA vers l'efficacité énergétique, on présuppose que la valeur indicative de l'énergie d'exploitation est incluse. Pour la production de chaleur, deux concepts sont comparés:

- Chauffage et production d'eau chaude à l'aide d'une pompe à chaleur à sondes géothermiques, production d'électricité avec du photovoltaïque
- Chaudière à granulés de bois et installation solaire thermique pour l'assistance au chauffage et la production d'eau chaude

La comparaison montre que:

- Lorsque dans un bâtiment Minergie-P, une bonne installation de pompe à chaleur est réalisée, aucune installation solaire n'est nécessaire.
- Pour atteindre la voie SIA vers l'efficacité énergétique, une installation PV relativement modeste est suffisante.
- En combinaison avec un chauffage à granulés, une production d'eau chaude solaire (degré de couverture env. 60 %) suffit pour atteindre le standard Minergie-P.
- Pour atteindre les valeurs indicatives de la voie SIA vers l'efficacité énergétique,

Hypothèses pour l'exemple de bâtiment

Région climatique: Zurich MétéoSuisse
 Surface de référence énergétique: $A_E = 1000 \text{ m}^2$
 Besoin en chaleur de chauffage avec utilisation standard: $Q_h = 100 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \text{ an})$ (27,8 kWh/m² an)
 Aération douce, récupération de chaleur 80 %, besoin en électricité: 2,5 kWh/(m² an)
 Coefficient de performance annuel de la pompe à chaleur pour le chauffage: 4,3
 Coefficient de performance annuel de la pompe à chaleur pour l'eau chaude: 2,8
 Rendement de la chaudière à granulés: 80 %
 Production des installations solaires thermiques selon la méthode typologie: SIA 384/3
 Energie auxiliaire: 1,0 kWh/(m² an)
 Production photovoltaïque: 900 kWh/kWc

Variante	Minergie	Minergie-P	Minergie-A
Exigence primaire (% de la valeur limite du besoin en chaleur de chauffage selon la norme SIA 380/1)	90 %	60 %	90 %
Indice énergétique pondéré (kWh/(m ² an))	38	30	0 ou 15

Tableau 41: Exigences énergétiques des standards Minergie.

Variante	Minergie-P	Minergie-A	Objectifs SIA
Besoin en énergie électrique pour pompe à chaleur, ventilation, énergie auxiliaire (kWh/(m ² an))	15,0	15,0	15,0
Puissance installée photovoltaïque	0 kWp	17 kWp	4,7 kWp
Production photovoltaïque (kWh/(m ² an))	0	15,0	4,2
Bilan annuel (énergie finale), (kWh/(m ² an))	15,0	0	11,2

Tableau 42: Variante de la pompe à chaleur et du photovoltaïque. Energie en fonction de la surface de référence énergétique.

Variante	Minergie-P	Minergie-A	Objectifs SIA
Surface d'absorbeur des capteurs solaires (m ²)	50	150	0
Production de chaleur de l'installation solaire (kWh/(m ² an))	12,5	29,6	0
Production de chaleur de la chaudière à granulés (kWh/(m ² an))	26,5	9,3	38,9
Besoin énergétique final en granulés (kWh/(m ² an))	33,1	11,6	48,6

Tableau 43: Variante des granulés de bois et de l'installation solaire thermique. Energie en fonction de la surface de référence énergétique.

aucune installation solaire n'est nécessaire avec un chauffage à granulés. Cela résulte du faible facteur de pondération pour les granulés. Avec ce concept, même le standard de base de Minergie ne serait pas atteint.

■ Minergie-A définit dans les deux variantes de production de chaleur les exigences les plus strictes et requiert obligatoirement l'utilisation de l'énergie solaire.

■ Pour Minergie-A et pour la voie SIA vers l'efficacité énergétique, on a supposé que l'enveloppe du bâtiment est mieux isolée que ne l'exigent au minimum ces standards. En d'autres termes, dans les deux standards, l'isolation thermique pourrait être réduite si en contrepartie, des installations solaires étaient réalisées ou agrandies.

[T4] SIA TEC Tool: Programme relatif à SIA 382/2. www.energytools.ch

[T5] Lesosai 7.2: Pack logiciel pour les calculs énergétiques dans le bâtiment. www.lesosai.com

[T6] Outil SIA Objectifs de performance énergétique 2040: www.energytools.ch

Abréviations

CEN	Comité Européen de Normalisation
UE	Union européenne, www.cen.eu
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive
EHPA	European Quality Label for Heat Pumps (anciennement DACH)
PV	Photovoltaïque
SIA	Société suisse des ingénieurs et des architectes, www.sia.ch

Annexe

Bibliographie et sources

Les normes et documentations de la SIA sont présentées dans le tabl. 38.

[1] Aide à l'exécution EN-3: Installations de chauffage et d'eau chaude, édition janvier 2009 [4]

[2] Aide à l'exécution EN-4: Installations de climatisation et de ventilation [4]

[3] Facteurs de pondération énergétique nationaux. www.endk.ch

[4] Aide à l'exécution relative au MoPEC 2008. Disponible sur le site Internet de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) www.endk.ch

Outils

[T1] Liste des programmes informatiques certifiés pour SIA 380/1: www.endk → Professionnels → Aide

[T2] Programme de calcul pour le calcul et la construction optimisés sur le plan énergétique (SIA 380/1): Acquisition sur www.energie-zentralschweiz.ch → Exécution (p. ex. sélectionner Canton de Lucerne) → Aides à la planification

[T3] WPesti: Outil de calcul des coefficients de performance annuels de pompes à chaleur. Base Excel. Disponible sur www.endk.ch

Subventions

**Hans-Heiri Frei,
René Burkhard**

Modèles de subvention

En 2009, l'Europe a défini des objectifs climatiques et énergétiques obligatoires pour 2020 («20-20-20»): Par rapport à 1990, réduire de 20 % les émissions de CO₂ (protection du climat), augmenter à 20 % la part de la production d'énergie renouvelable RES (Renewable Energy Sources) et accroître de 20 % l'efficacité énergétique. La mise en œuvre doit s'effectuer à l'échelle nationale, ce qui a donné naissance à de nombreux modèles de subvention différents. La Suisse a elle aussi défini des objectifs climatiques et énergétiques, et a créé ses propres mécanismes de subvention ou taxes d'incitation. Il existe plusieurs possibilités de subventionner la construction d'installations de production d'électricité à partir d'agents énergétiques renouvelables.

Rétribution du courant injecté («Feed-in Tariff»)

Les producteurs d'énergie renouvelable perçoivent, sur une période donnée, un tarif d'injection fixe pour chaque kWh produit. Le montant de cette rétribution se base sur une installation de référence optimale, sur la production moyenne supposée et sur la durée de vie du système. Le taux de subvention est donc différent pour chaque technologie et est régulièrement ajusté en fonction du progrès technique et de l'évolution des prix des installations.

Avantages: Cette approche offre aux investisseurs une grande sécurité de planification et d'investissement et permet une extension rapide des capacités de production. Grâce à la rétribution de la production effective, les exploitants sont incités à optimiser l'exploitation et la maintenance de leurs installations. Les taux de subvention spécifiques aux différentes technologies empêchent toute concurrence entre elles. Ce modèle de subvention permet également de subventionner les nouvelles technologies non encore commercialisées. Le développement global des construc-

tions est contrôlé par la quantité de fonds disponible.

Inconvénients: La rétribution du courant injecté ne permet pas de garantir que les objectifs quantitatifs politiques pourront être effectivement atteints avec les moyens financiers disponibles. Ce modèle de subvention ne crée aucun lien entre les producteurs et le marché de l'électricité. Les installations ne réagissent pas aux fluctuations des prix du marché de l'électricité. Lorsque la demande est faible, il n'y a aucune incitation à désactiver les installations. En outre, la détermination du taux de subvention par le législateur est difficile et ne varie pas selon l'efficacité énergétique de chaque région.

Modèle de la prime ou du bonus

Le modèle du bonus est un modèle de subvention clair, facile à mettre en œuvre et à ajuster. L'électricité produite est vendue en bourse de la même manière que l'électricité issue de centrales conventionnelles. Le producteur perçoit le prix du marché plus un supplément fixé par le législateur pour plusieurs années (éventuellement selon la technologie). Le bonus est déterminé pour un site idéal et ajusté régulièrement par le législateur en fonction des progrès technologiques. Le nombre de nouvelles installations à subventionner, et par là le volume de subvention, peuvent être limités.

Avantages: Ce modèle favorise le développement efficace de la production d'électricité renouvelable. Les producteurs sont en étroite relation avec le marché réel de l'électricité. Ils sont incités à désactiver leurs installations dès que le prix du marché est inférieur à la différence entre les coûts de production et le supplément (intéressant p.ex. pour les installations à biogaz). Une planification de la production et un comportement régi par les lois du marché sont primordiaux. Les producteurs sont incités à innover et à choisir le meilleur site possible afin d'obtenir la meilleure rentabilité.

Inconvénients: Comme dans le modèle de rétribution du courant injecté, les objectifs de développement ne sont pas forcément atteints. Le producteur doit supporter le risque lié au marché, ce qui peut a priori faire obstacle à sa décision d'investissement. Le couplage avec le marché de l'électricité reste altéré par la prime supplémentaire, mais moins que dans le cas du modèle de la rétribution du courant injecté. Pour le législateur, la fixation régulière du taux de subvention est difficile car il doit estimer non seulement le progrès technique mais également l'évolution des prix de l'électricité.

Quote-part

Le législateur détermine, à l'aide de quotes-parts obligatoires, quel pourcentage de l'énergie doit provenir de sources renouvelables. Les fournisseurs ou producteurs d'électricité doivent mettre en œuvre ces objectifs de production dans la période considérée et produire des certificats dont le volume correspond à la quote-part fixée. Si le fournisseur d'électricité ne respecte pas cette quote-part, il est sanctionné. Cette quote-part constitue certes une incitation économique à investir dans les installations de production. Cependant, elle peut également être respectée par l'achat de certificats RES vendus par d'autres producteurs ayant dépassé leur quote-part. Il faut donc disposer d'une place de marché (p. ex. bourse) pour les certificats, dont le prix dépend du rapport entre l'offre et la demande. L'électricité produite est commercialisée sous forme d'électricité grise. Les coûts supplémentaires des nouvelles installations de production, y compris la vente de certificats, sont facturés aux clients finaux.

Avantages: En théorie, l'objectif de production d'électricité renouvelable peut être facilement atteint. Les producteurs sont en concurrence sur le marché de l'électricité et des certificats. La pression sur les prix qui en résulte incite à investir dans le progrès technologique. Les investissements sont efficaces, car ils sont réalisés lorsque les coûts d'investissement sont inférieurs aux coûts des certificats proposés à la vente.

Inconvénients: Les objectifs d'extension doivent être définis de façon réaliste pour empêcher une augmentation importante des coûts de l'électricité. Les investisseurs subissent l'insécurité relative aux fluctuations des prix de l'électricité et des certificats. L'investissement s'effectue en priorité dans les technologies présentant les coûts de production les plus faibles. Cette optimisation à court terme du portefeuille technologique empêche le développement de technologies d'avenir pour l'instant relativement coûteuses. Dans la pratique, on a pu constater qu'il est difficile d'appliquer des amendes suffisamment élevées. Ainsi, les fournisseurs d'énergie préfèrent ne pas respecter leur quote-part et payer les amendes, plutôt que structurer effectivement leurs capacités de production ou d'acheter des certificats.

Subvention des énergies renouvelables

A son entrée en vigueur en 1998, la Loi sur l'énergie prévoyait déjà une subvention pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, le financement des frais supplémentaires (FFS). Les producteurs d'électricité renouvelable se voyaient garantir pour l'énergie en excès injectée (énergie produite moins besoin en énergie directement couvert) un tarif de rétribution moyen de 15 ct./kWh. En 2008, 2274 installations bénéficiaient du FFS, ce qui représentait env. 50 millions de francs de subvention pour une production de 554,8 GWh.

En raison du lancement de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC), la subvention des installations de production par FFS reste applicable jusqu'en 2035 seulement. Certaines installations nouvelles bénéficiant du FFS ont pu changer pour la RPC.

Rétribution à prix coûtant du courant injecté

La RPC a été introduite avec la révision de la Loi sur l'énergie en 2009. L'objectif de la Loi sur l'énergie est d'augmenter, entre 2000 et 2030, la production annuelle

d'électricité renouvelable de 5400 GWh ce qui, au moment de l'entrée en vigueur de la loi, correspondait à env. 10 % de la consommation suisse d'électricité. La RPC subventionne la production d'électricité issue de l'énergie solaire, de la géothermie, de l'éolien, de l'hydraulique jusqu'à 10 MW ainsi que de la biomasse et des déchets de biomasse. Elle se base sur le prix de revient, applicable au cours de l'année de réalisation, d'installations de référence correspondant à la technologie la plus efficace du moment. Pour la biomasse, l'éolien, la géothermie, l'hydraulique et le photovoltaïque, le recouvrement des coûts est atteint après 25, 20 ou 10 ans.

RPC: Demandes, réalisation et délais

Les projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables peuvent, depuis mai 2008, être annoncés auprès de Swissgrid (gestionnaire du réseau de transport très haute tension suisse) pour la RPC. Le responsable du projet reçoit de Swissgrid une «décision de subvention positive» accompagnée de délais pour la notification de l'avancement du projet et de la mise en service. Ces délais diffèrent selon la technologie et ses durées d'autorisation et de réa-

lisation. Si le responsable du projet ne parvient pas à respecter un délai et qu'aucune raison valable ne justifie une extension de celui-ci, la décision positive est révoquée et les fonds de la RPC réservés à ce projet sont débloqués pour un autre projet. Lorsque l'installation est réalisée dans les délais, l'exploitant perçoit la rétribution RPC pendant les 10 à 25 ans de sa durée de vie, à compter de la mise en service.

Financement de la RPC

Le financement de la RPC s'effectue d'une part via un supplément sur le prix de l'électricité. Celui-ci est légalement limité à max. 1,4 ct./kWh. Les exploitants du réseau de distribution facturent ce supplément aux consommateurs finaux sur la base de l'électricité consommée et versent eux-mêmes ce supplément au fonds de subvention, sur la base des consommations finales dans le réseau de distribution. Avec une consommation finale en Suisse d'env. 58 TWh en 2012, le supplément max. atteint une somme de subvention annuelle max. d'env. 810 millions de francs. Ces fonds de subvention permettent également de financer d'autres programmes de la Confédération: Le financement des frais

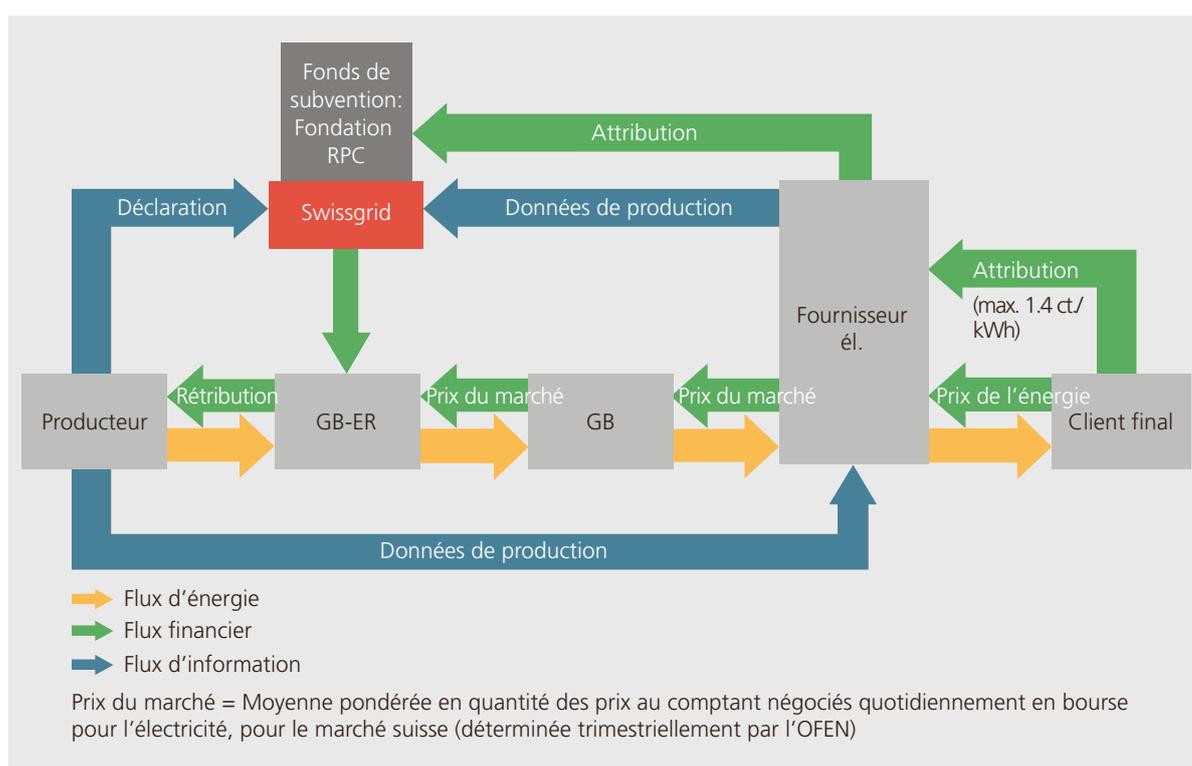


Illustration 219:
Fonctionnement de
la rétribution à prix
coûtant du courant
injecté RPC.

supplémentaires, les appels d'offres publics pour l'augmentation de l'efficacité, la couverture des risques de forage pour les projets de géothermie et les remboursements aux gros consommateurs. La seconde source de prélèvement est la vente de l'énergie produite au prix du marché. Le prix du marché défini pour la RPC correspond à la moyenne pondérée en quantité des prix au comptant négociés quotidiennement en bourse pour l'électricité, pour le marché suisse. L'OFEN détermine et publie cette valeur chaque trimestre. Depuis le lancement de la RPC en 2009, le prix du marché a globalement baissé:

Etant donné que les rétributions accordées aux producteurs d'électricité sont fixes (ct./kWh), la part de la subvention qui doit être versée par le fonds de subvention RPC augmente à mesure que le prix du marché baisse. Cela représente un défi important pour la gestion du fonds de subvention et la planification à long terme, car la capacité de paiement du fonds de subvention doit rester garantie à tout moment et à long terme.

RPC: Injection, vente, paiement

Le GB-ER (groupe-bilan pour les énergies renouvelables) est chargé de prévoir la veille l'injection quotidienne des installations RPC. Ces plans directeurs prévisionnels sont vendus au prix du marché, sur la base d'une clé de répartition, aux groupes-bilan ayant des consommateurs finaux en Suisse. La clé de

répartition est calculée à l'aide des consommations finales de tous les autres groupes-bilan. Le GB-ER verse en outre les rétributions aux producteurs chaque trimestre, en fonction de la production effective. Pour cela, l'exploitant du réseau de distribution fournit les données de production des installations RPC de son réseau à la fondation RPC. Celle-ci verse au GB-ER la différence entre les rétributions totales à tous les producteurs et les recettes de la vente de l'énergie au prix du marché.

Situation de la RPC fin 2012

Fin 2012, plus de 32 600 projets avaient déjà été déclarés pour une subvention RPC. La répartition selon les différentes technologies est illustrée dans le tabl. 44. 7246 projets ont reçu une décision positive, dont plus de 4800 sont déjà en exploitation (tabl. 45). En raison de la limitation légale des fonds («plafond RPC»), tous les projets n'ont pas pu être acceptés, ce qui représente plus de 24 600 projets placés sur liste d'attente. Presque 1000 demandes ont entre-temps été retirées ou les décisions positives ont été révoquées, par exemple pour dépassement des délais.

RPC: Evolution à court et moyen terme

La RPC a été évaluée en 2011 par le Contrôle fédéral des finances et en 2012 dans le cadre d'une étude mandatée par l'OFEN. Ces 2 évaluations ont attesté de

Fr./MWh

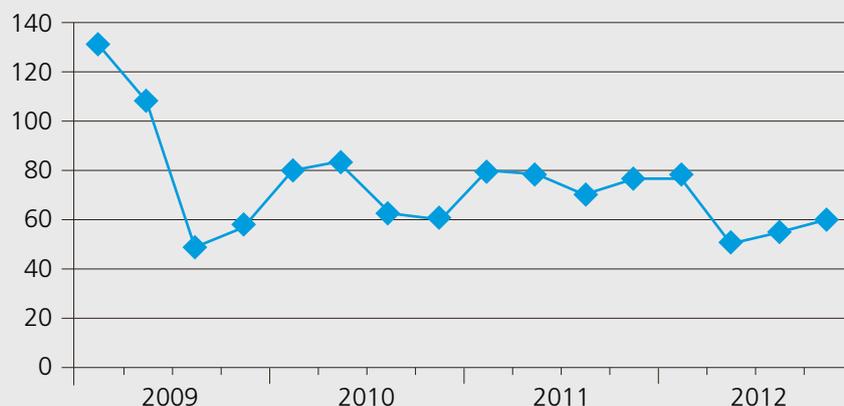


Illustration 220: Prix du marché entre 2009 et 2012.

l'efficacité de la RPC mais ont déploré sa complexité due aux prescriptions légales en vigueur. Dans la prochaine révision de la loi, il faudra donc simplifier le calcul des taux de rétribution et réduire le nombre d'acteurs concernés dans le déroulement de la procédure.

En automne 2012, le Conseil fédéral, en réaction à la catastrophe nucléaire de Fukushima, a présenté un projet de paquet législatif pour la mise en œuvre du tournant énergétique, avec la «Stratégie énergétique 2050». La Loi sur l'énergie, donc également la RPC, sont largement concernées par ce projet. Deux éléments essentiels de la stratégie énergétique sont l'augmentation de l'efficacité énergétique et l'extension des énergies renouvelables.

Dans ce contexte, les éléments suivants de la RPC doivent être révisés:

- Augmentation de l'efficacité énergétique et ainsi extension du programme «Appels d'offres publics»

- Elévation du plafond financier pour les installations utilisant l'énergie hydraulique, éolienne, la biomasse et la géothermie: La liste d'attente pour ces technologies doit être totalement supprimée. Les nouvelles demandes doivent recevoir sans délai une décision positive.

- Les nouvelles constructions d'installations photovoltaïques doivent rester sous contrôle de contingents annuels.

- Les petites installations photovoltaïques d'une puissance < 10 kWc doivent être subventionnées par des rétributions uniques.

- Simplification de l'exécution par la prise en compte des recommandations des évaluations réalisées.

On ne sait pas encore quels éléments de la Stratégie énergétique 2050 seront effectivement repris dans la Loi sur l'énergie. L'entrée en vigueur de la nouvelle Loi sur l'énergie est toutefois attendue pour le début 2016. En attendant, une initiative parlementaire (pa. lv. 12.400: «Libérer les investissements dans le renouvelable sans pénaliser les gros consommateurs») prendra de l'avance sur certains éléments de la Stratégie énergétique 2050, notamment en ce qui concerne les rétributions uniques pour les petites installations PV, l'accroissement des moyens de subvention par une élévation du supplément max. de 1,4 ct./kWh et l'augmentation des remboursements aux gros consommateurs.

Evolution de la RPC

L'objectif premier de la RPC est de soutenir les différentes technologies jusqu'à leur

Technologie	Nombre de demandes		Puissance demandée		Production prévue	
	Absolue	Relative	Absolue [MW]	Relative	Absolue [GWh]	Relative
Biomasse	631	1,93 %	609,078	11,98 %	3,560 671 428	28,75 %
Géothermie	4	0,01 %	4,810	0,09 %	0,03	0,23 %
Photovoltaïque	29 753	91,18 %	1 319,153	25,94 %	1,250 785 609	10,10 %
Hydraulique	1 174	3,60 %	904,223	17,78 %	3,482 744 013	28,12 %
Eolien	1 070	3,28 %	2 248,822	44,22 %	4,064 091 514	32,81 %
Total	32 632	100,00 %	5 086,086	100,00 %	12,386 990 164	100,00 %

Tableau 44: Déclarations pour la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) (état fin 2012).

Technologie	Nombre d'installations	Puissance installée (MW)	Production 2012 (GWh)	Rétribution versée (millions de Fr.)	Part provenant de la vente au prix du marché (millions de Fr.)	Part provenant de fonds de subvention (millions de Fr.)
Biomasse	192	167,2	437,6	89,8	26,8	63,0
Photovoltaïque	4316	120,7	83,9	45,1	4,8	40,4
Hydraulique	280	128,9	554,1	84,8	32,1	52,7
Eolien	16	24,2	47,0	8,8	2,9	5,9
Total	4804	441,0	1122,7	228,5	66,6	161,9

Tableau 45: Rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) en 2012 (installations en exploitation, données de production et de rétribution, état fin 2012).

commercialisation, de manière à ce que les installations de production puissent ensuite exister sur le marché libre. A partir de 2020, la stratégie énergétique prévoit que cette subvention soit supprimée au profit d'une taxe d'incitation, réunissant les objectifs de la politique énergétique et climatique dans un seul instrument. Les installations bénéficiant de la RPC sont soumises à la protection des droits acquis jusqu'à la fin de leur durée de rétribution. Des décisions de subvention positives seront probablement encore accordées jusqu'en 2020, mais la durée de rétribution doit être réduite à 15 à 20 ans. Ainsi, les dernières rétributions devraient être versées dans les années 2035 à 2040.

Stratégie énergétique 2050

Pour 2050, la stratégie énergétique prévoit que la production nationale moyenne issue d'énergies renouvelables s'élève au min. à 24 220 GWh. La production hydraulique doit être étendue d'ici là à 38 600 GWh. Cela implique une forte augmentation de la production décentralisée et des exigences plus strictes en matière d'intégration de la production renouvelable, notamment d'adaptation des courbes de production et de consommation, afin de garantir une exploitation fiable des réseaux électriques. Dans le même temps, les énergies renouvelables doivent être intégrées au marché, ou les règles du marché doivent être complétées avec les modèles de production correspondants. Aujourd'hui, la RPC est souvent critiquée sur le fait que la rétribution des producteurs, toujours identique, est indépendante du besoin. Si des incitations sont créées, il faut donc rétribuer la production d'électricité en fonction de la demande. Toutefois, le relevé et la transmission des données de production des installations concernées devront pour cela s'effectuer «en ligne» (en temps réel). L'équipement technique de la plupart des installations RPC, par exemple les compteurs et la connexion informatique (réseaux et compteurs intelligents), n'y est pas encore préparé.

Annexe

Auteurs

Hanspeter Eicher, Prof. Dr, ingénieur mécanicien dipl., physicien dipl. Directeur CAS Energies renouvelables à la HES-NW. Responsable du groupe Energies renouvelables du Programme Energie 2000. Co-fondateur d'Edisun Power (Photovoltaïque), ADEV (Production d'énergie renouvelable). Président du CA du bureau d'étude Dr. Eicher + Pauli AG.

Rainer Bacher, Dr sc. techn. EPFZ. CEO Bacher Energie AG, Baden. Chargé de cours à la division ITET / Power Systems Laboratory de l'EPFZ.

Christof Bucher, MSc. EPF ETIT (Electrotechnique et technologie de l'information), certificat universitaire. Concepteur spécialisé d'installations photovoltaïques chez Basler & Hofmann AG, Chef de programme CAS Photovoltaïque et solaire thermique dans le bâtiment (EN Construction).

René Burkhard, ingénieur en matériaux dipl. EPFZ, Dr sc. techn. EPF, MBA EPFZ. Chef de la division «Energies renouvelables et attestations d'origine» chez Swissgrid.

Hans-Heiri Frei, ingénieur électricien dipl. EPF. Directeur du groupe «RPC» chez Swissgrid.

Philippe Hennemann, ingénieur CVC dipl. HES. Membre de la direction de Dr. Eicher + Pauli AG, Liestal.

Heinrich Huber, ingénieur mécanicien dipl. et ingénieur CVC dipl. HES, MAS HES-NW Construction durable. Chargé de cours pour la technique du bâtiment à la FHNW, directeur de l'Agence Minergie Bâtiment.

Mike Keller, ingénieur civil dipl. HES. Directeur de Biopower Nordwestschweiz AG, Liestal.

Peter Meier, Dr, ingénieur en génie rural dipl. EPF. Directeur de Geo-Energie Suisse AG, Bâle.

Reto Rigassi, ingénieur électricien dipl. HES, études postgrades Energie HES. Directeur de Suisse Eole, Association pour la promotion de l'énergie éolienne en Suisse.

Matthias Rommel, Prof., physicien dipl. Directeur de l'Institut de Technique solaire SPF et chargé de cours Energies renouvelables et technique environnementale à la Haute école spécialisée de Rapperswil HSR.

Daniel Trüssel, ingénieur en technique du bâtiment dipl. HES, ingénieur en économie dipl. HES. Directeur adjoint chez Dr. Eicher + Pauli AG

Maurus Wiget, ingénieur en génie des procédés dipl. HES. Chef de projet seniors bois-énergie chez Dr. Eicher + Pauli AG

Répertoire des mots-clés

A

Absorbeur 25
 Absorbeur solaire 70
 Accumulateur 70
 Accumulateurs de chaleur 102
 Accumulateurs solaires 31
 Air primaire 100
 Air secondaire 100
 Amorphe 42
 Angle de pale 128
 Appareil de climatisation split 153
 Arséniure de gallium 42

B

Bâtiments de service 20
 Batteries de voitures électriques 145
 Besoin en puissance de chauffage 164
 Biodéchets 114, 119
 Biogaz brut 112
 Biogaz pur 112
 Biomasse 13, 160
 Bois de feuillu 90
 Bois de résineux 90
 Bois en bûches 86
 Bois forestier 85
 Bois hors forêts 85
 Bois usagé 85, 86, 88
 Branche 42
 Bus 12

C

Câble solaire 44
 Capacité de production 149
 Capteur cylindro-parabolique 39
 Capteur de Fresnel 39
 Capteurs à concentration 39
 Capteurs à tubes 159
 Capteurs hybrides 60
 Capteurs solaires 24
 CCF 145
 Cellule photovoltaïque 41
 Cellule solaire 41
 Centrales à cycle combiné à gaz et à vapeur 149
 Centrales à gaz 145
 Centrales fossiles 145
 Centrales nucléaires 145
 CFC 75

Chaleur basse température 18
 Chaleur de chauffage 7
 Chaleur de processus 5, 8, 18
 Chaleur de processus industrielle 11
 Chaleur rejetée 21
 Chaleur solaire 23
 Charge stratifiée 37
 Chaudière à bûches 92
 Chaudière à granulés 169
 Chaudière à granulés de bois 98
 Chauffage 5, 6
 Chauffage à bois automatique 92
 Chauffage à distance 8
 Chauffages à bois à alimentation manuelle 94
 Chauffages électriques résistifs 163
 Chemin de fer 12
 Choix d'un système 17
 Clapets anti-retour 32
 Climatisation 5
 Co-digestion 119
 Coefficient de performance 68
 Coefficient de puissance 127
 Coffret de raccordement du générateur 44
 Comportement de stagnation 36
 Compresseur 66
 Compteur d'électricité 55
 Concentrateur Dish 39
 Concepts d'accumulateur combiné 36
 Condenseur 66, 73
 Conditionnement de l'air 153
 Consommation finale d'énergie 3
 Constante solaire 25
 Convoyeur à vis 101
 COP 69
 Copeaux de scierie 88
 Cornues 99
 Co-substrat 119
 Couche mince 42
 Couplage chaleur-force 10
 Couplages chaleur-force 109
 Courant continu 44
 Cristallines 42
 Critères relatifs à la rentabilité 17
 Critères relatifs au site 17
 Cuivre indium diselenide 42
 Cuvettes 99

Cycle de Carnot 65
 Cycle organique de Rankine
 (ORC) 109, 140

D

Degré de technicité 153
 Départ du capteur 29
 Détendeur pour la diminution 66
 Détente 73
 Diesel 112
 Diffusion 24
 Diodes de dérivation 43
 Disjoncteur à courant de défaut 45
 Disposition split 79

E

Eau chaude 5, 163
 Eaux de surface 71, 135, 153, 156
 Eaux du sol 153
 Eaux souterraines 9, 71, 79, 153, 156
 Echangeur de chaleur à plaques 37
 Echangeurs de chaleur solaires à
 tube en spirale 36
 Eclairage 5
 Ecorce 88
 Emissions de CO₂ 4, 161
 Emissions de monoxyde de carbone 92
 Energie auxiliaire 167
 Energie de régulation 149
 Energie éolienne 13
 Energie hydraulique 13
 Energie primaire 161
 Energie solaire 159
 Energies renouvelables 5
 Enveloppe du bâtiment 163
 Essence 112
 Evaporateur 66, 73
 Exigences globales 163
 Extraction des cendres 100

F

Facteur de forme 126
 Facteur d'énergie primaire 168
 Facteurs de pondération 168
 Feed-in Tariff 171
 Fermentation 105
 Fermenteur 106
 Filtres à particules 103
 Financement des frais
 supplémentaires 172
 Fluide frigorigène 74
 Fluide frigorigène naturel 74

Fluide solaire 30
 Foyer à grille 101
 Foyer à propulsion inférieure 100
 Frein à disque 127
 Froid climatique 153
 Fumier 119

G

Générateur 127
 Géothermie 13, 135
 Géothermie profonde 10, 135
 Gestion de la charge 151
 Granulés de bois 87, 88
 GWP 74

H

HCFC 75
 Héliostat 40
 Heures à pleine charge 51
 HFC 75
 High-flow 30
 Hôpitaux 21

I

Indice de performance de Carnot 66
 Indice d'excès d'air 92
 Industrie agroalimentaire 118
 Informatique et communication 5
 Installation de biofiltration 123
 Installations à absorption 158
 Installations de chauffage 163
 Installations de combustion 86
 Installations de production
 d'eau chaude 29
 Installations de ventilation 164
 Installations domestiques 5
 Installations Hot-Dry-Rock 10
 Installations hydrothermales 135
 Installations «Low-flow» 30
 Installation solaire thermique 169
 Installations pétrothermales 137
 Intégration dans le bâtiment 48
 Interrupteur principal AC 55
 Interrupteurs DC 55
 Isentrope 65
 Isolation thermique minimale 163
 Isotherme 65

L

Laboratoires 21
 Lacs de retenue 145
 Lesosai 167

Limiteur de surtension 45
 Lisier 119
 Loi fédérale sur l'approvisionnement
 en électricité 151
 Loi sur l'énergie 151

M

Machines de froid 153
 Matière sèche 107
 Maximum Power Point (MPP) 41
 Médias de divertissement 5
 Mesure du courant injecté 57
 Méthode Bin 165
 Méthode des incréments horaires 166
 Microturbines à gaz 109
 Minergie 168
 Mobilité 13
 Mobilité nationale 5
 Modèle de la prime 171
 Modèle de rétribution 172
 Modèle du bonus 171
 Module PV 42
 Monocristallin 42
 Moteurs 5
 Motos 12

N

Nacelle 126
 Non-routier 12
 Normes énergétiques 161

O

Offshore 130
 Onduleur 44
 Ordonnance sur la protection de l'air 87
 Ozone 112

P

Pales de rotor 127
 Photovoltaïque 14, 159, 169
 Plaquettes de bois 86
 Plaquettes de scierie 87
 Poêle de chauffage central 98
 Polycristallin 42
 Polysun 167
 Pompe à chaleur air-eau 69, 78
 Pompe à chaleur eau-eau 69
 Pompe à chaleur saumure-eau 69
 Pompes à chaleur 9, 65
 Pompes à chaleur à compression 65
 Pompiers 57
 Procédé de lavage aux amines 111

Procédé de traitement du gaz PSA 111
 Processus 5
 Processus à absorption 157
 Processus industriels 158
 Production d'eau chaude 6
 Production de cendres 93
 Production d'électricité 148
 Production d'énergie
 renouvelable RES 171
 Projets EGS 138
 Protection anti-brûlures 34
 Protection contre la foudre 45
 Protection du climat 171
 Purges 32

Q

Qualité énergétique 18

R

Rayonnement diffus 24
 Rayonnement direct 24
 Rayonnement global 25
 Rayonnement solaire 23
 Récepteur 40
 Réflecteur 39
 Réflexion 24
 Refroidissement informatique 153
 Refroidisseur à eau 153
 Régulateur solaire 32
 Régulation individuelle des pièces 163
 Rejets thermiques 8, 158
 Rejets thermiques des processus 72
 Réseau 18
 Réseaux 148
 Résidus de bois 22, 85
 Restauration 118
 Retour au capteur 29
 Rétribution à prix coûtant du
 courant injecté 172
 RPC 173

S

Silicium 41
 Socle lourd 48
 Sonde géothermique 71
 Sondes géothermiques 79
 Soupape de sécurité 32
 Station solaire 32
 Statistique globale de l'énergie 4
 STEP 120
 Stimulation hydraulique 137
 Stratégie d'accumulation 145

Stratégie énergétique 2050 176
Surface de capteurs par personne 33
Surface de référence énergétique 6
Système d'introduction hydraulique 101
Systèmes autonomes 60
Systèmes de chauffage à distance 81
Systèmes de gestion de l'énergie 60
Systèmes de montage 47
Systèmes d'extraction à fond mobile 103
Systèmes en îlotage 60
Systèmes interconnectés 21
Système steam-back 36

T

Technologies de réseaux intelligents 147
Tellurure de cadmium 42
Température de départ max. 163
Tension en circuit ouvert 41
Trackers MPP 54
Traitement anaérobie 113
Transmission 127
Transports publics 12
Turbulateurs 99
Types de bois 85

U

UIOM 8

V

Vannes de remplissage 32
Vapeur industrielle 22
Vase d'expansion à membrane 32
Véhicules utilitaires légers 12
Véhicules utilitaires lourds 12
Ventilation 5
Vitesse du vent 126
Voie SIA vers l'efficacité énergétique 168
Voitures électriques 150
Voitures personnelles 12
Volume d'accumulateur solaire 31
Volume disponible 31

La bibliothèque spécialisée



Version imprimée disponible à l'adresse: www.faktor.ch

sur des sujets d'actualité

Binz | Bichsel | Geissler | Hall | Huber | Steinke | Weickgenannt

Constructions efficientes

Concepts, critères, systèmes



