

Hanspeter Eicher

Erneuerbare Energien

Umweltfreundliche Versorgung



Inhalt

1. Künftige Energieversorgung	3	Der bakterielle Stoffwechselprozess	106
Energieversorgung der Schweiz	4	Biogasnutzung	109
Raumwärme und Warmwasser	6	Biomasse für die Vergärung	113
Industrielle Prozesswärme	10	Vergären oder verbrennen?	115
Geräte und Anlagen	12	Varianten der Vergärung	117
Mobilität	12	Beispiel einer regionalen	
Erneuerbare Elektrizität	13	Vergärungsanlage	121
2. Systemauswahl	17	8. Windenergie	125
Kriterien der Systemwahl	17	Technik der Windenergienutzung	125
Einzel oder im Verbund?	18	Windenergienutzung in der Schweiz	128
3. Solarwärme	23	Windenergienutzung Europa	130
Solarstrahlung	23	Projektierung von Anlagen	131
Sonnenkollektoren	24	Wirtschaftlichkeit	133
Thermische Leistung	26	9. Geothermie	135
Funktionstests und Haltbarkeit	28	Hydro- und petrothermale	
Hauptanwendungen	29	Geothermie	135
Warmwasseranlagen	29	Umwandlung von Wärme in Strom	140
Heizungsunterstützende Solaranlagen	33	Kosten und Wirtschaftlichkeit	141
Stagnationsverhalten	35	Umweltrelevanz, Ökobilanz	143
Solarwärme für Mehrfamilienhäuser	36	Potenzial in der Schweiz	144
Konzentrierende Kollektoren	38	10. Das künftige Stromsystem	145
4. Photovoltaik	41	Stromsystem heute und 2065	146
Solarzelle	41	Prioritäre Massnahmen	146
Komponenten der PV-Anlage	42	Smart-grids-Technologien	147
Planung einer PV-Anlage	50	Stromerzeugung und Netze	148
Anlagebeispiele	59	Massnahmen und Gesetze	150
Spezialanwendungen	59	11. Effiziente nachhaltige Kälte	153
Wirtschaftlichkeit	61	Erneuerbare Kälte	154
5. Wärmepumpen	65	Erdwärmesonden	155
Kompressionswärmepumpen	65	Aktive Kälteerzeugung	156
Auslegung von Anlagen	75	12. Grundlagen und Hilfsmittel	161
Gebäudeeinzelheizung	77	Gebäudetechnik- und Energienormen	161
Nahwärmeversorgungen	80	Energetisch relevante Anforderungen	163
6. Holzenergie	85	Berechnungsmethoden und Tools	164
Energieholzsituation Schweiz	85	Baustandards	168
Brennstoffsortimente	86	13. Förderung	171
Holzverbrennung	90	Fördermodelle	171
Handbeschickte Holzheizungen	94	Förderung von erneuerbaren Energien	172
Pelletsheizungen	95	14. Anhang	177
Automatische Holzheizungen	100	Autoren	177
7. Biogas	105	Stichwortverzeichnis	178
Vergärung	105		

Impressum

**Erneuerbare Energien – Umwelt-
freundliche Versorgung**

Herausgeberin: Fachhochschule Nord-
westschweiz, Institut Energie am Bau

Autoren: 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. Autorenhinweise auf Seite
Seite 177.

Projektleitung: Achim Geissler, Fachhoch-
schule Nordwestschweiz; Institut für Ener-
gie am Bau, Muttenz

Fachlektorat: Armin Binz

Lektorat und Seitenherstellung: Faktor
Journalisten AG, Zürich; Othmar Humm,
Christine Sidler, Sarah Jost, Noemi Bösch

Diese Publikation ist Teil der Fachbuchreihe
«Nachhaltiges Bauen und Erneuern». Grundlage bilden die Zertifikatskurse des Masterstudienganges «Energie und Nachhaltigkeit am Bau» (www.enbau.ch), ein Weiterbildungsangebot von fünf schweizerischen Fachhochschulen. Die Publikation wurde durch das Bundesamt für Energie BFE/EnergieSchweiz und die Konferenz Kantonalen Energiedirektoren (EnDK) finanziert.

Bezug: Als Download (kostenfrei) unter
www.energiewissen.ch oder als Buch
beim Faktor Verlag, info@faktor.ch oder
www.faktor.ch

Januar 2014

ISBN: 978-3-905711-26-4

Künftige Energieversorgung

Hanspeter Eicher

Bundesrat und Parlament haben 2011 weitreichende Entscheide im Energie- und Umweltbereich gefällt. Einerseits wurde im CO₂-Gesetz eine Reduktion der CO₂-Emissionen im Inland von 20 % gegenüber 1990 und andererseits der mittelfristige Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Langfristig müssen aus Gründen der Klimaerwärmung die CO₂-Emissionen auf 1 Tonne pro Person und Jahr reduziert werden. Damit steht der Schweiz ein grosser Umbau im Energiebereich bevor, der eine weitgehende Ausschöpfung der Energieeffizienz-Potenziale und eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien unabdingbar macht. Die folgenden Inhalte basieren teilweise auf der Publikation Energierespekt [1] und dem dort verwendeten Ansatz, der aus drei Elementen besteht.

Zum Ersten

Die Schrift konzentriert sich auf Schlüsselbereiche für eine Energiewende, das heisst auf die effiziente Energienutzung und die Versorgung mit erneuerbaren Energien für:

- Raumwärme, Warmwasser
- Antriebe und Prozesse in der Industrie

- Beleuchtung, Geräte, Klimatisierung, Informationstechnologie

- Mobilität

Damit werden rund 90 % des gesamten Energieverbrauchs der Schweiz erfasst. Dies heisst nicht, dass in den anderen Bereichen keine Massnahmen zum Ziel beitragen können und müssen. Aber im Sinne der Konzentration auf das Wesentliche soll diese Vereinfachung gestattet sein.

Zum Zweiten

Die Schrift konzentriert sich auf die technisch und ökonomisch besten der heute im Markt verfügbaren Schlüsseltechnologien und setzt diese konsequent in allen geeigneten Anwendungsbereichen ein. Ob eine Marktdurchdringung 2050 oder erst 2080 erreichbar erscheint, ist damit weniger wichtig als das Aufzeigen, was mit der heutigen Technik bereits erreichbar ist.

Zum Dritten

Die Schrift zeigt den damit erreichbaren quantitativen Beitrag zu den energiepolitischen Zielsetzungen der Schweiz.

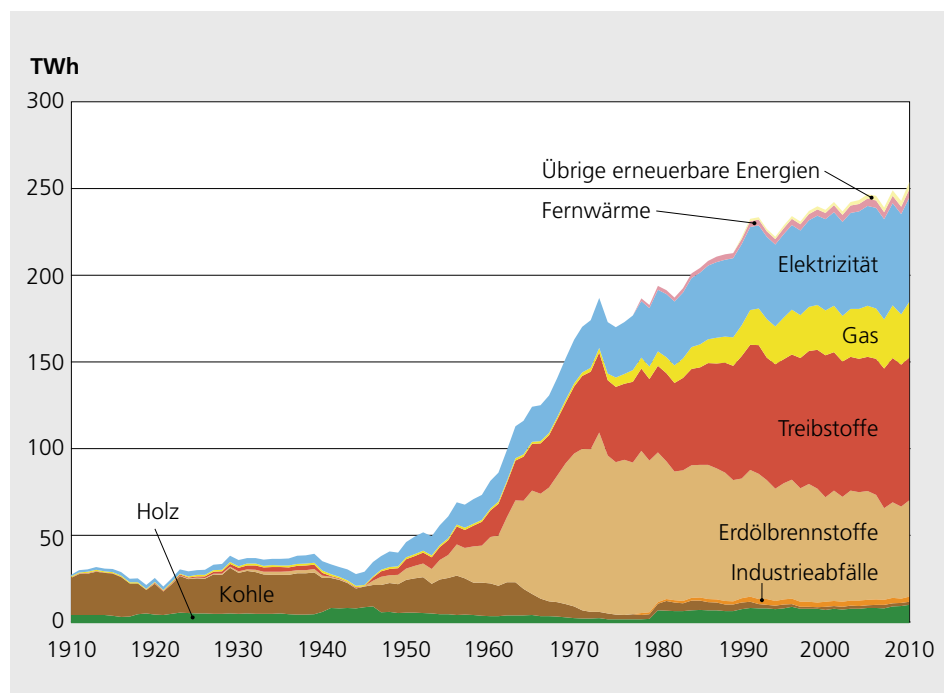


Abbildung 1: Endenergieverbrauch der Schweiz 1910 bis 2010

Energieversorgung der Schweiz

Gesamtenergiestatistik

Um zu verstehen, welche Rolle Energieeffizienz und erneuerbare Energien in Zukunft in der Energieversorgung einnehmen können und müssen, ist es unumgänglich die heutige Verbrauchsstruktur der Schweiz zu kennen (Abbildung 1) [2].

Wirtschaftliche Kenngrössen

Die Kosten der in der Schweiz genutzten Energie sind ein wichtiger volks- und betriebswirtschaftlicher Aufwand, vor allem auch, weil aufgrund der grossen Energieimporte viel Geld ins Ausland abfliesst. Ta-

belle 1 zeigt die wesentlichen ökonomischen Kenngrössen, mit Ausnahme der externen Kosten, welche durch den Energieverbrauch entstehen.

CO₂-Emissionen

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen in der Schweiz gemäss CO₂-Gesetz. Insgesamt wurden im Jahr 2011 38 Mio. t CO₂ emittiert. In der Mobilität konnte das Teilziel nicht erreicht werden, bei den Brennstoffen wurde es übertroffen. Langfristig müssen die CO₂-Emissionen der Schweiz auf 9 Mio. t pro Jahr sinken (1 t pro Jahr und Person). Damit müssen die CO₂-Emissionen gegenüber 2012 um knapp 80 % sinken.

Abbildung 2: CO₂-Emissionen der Schweiz

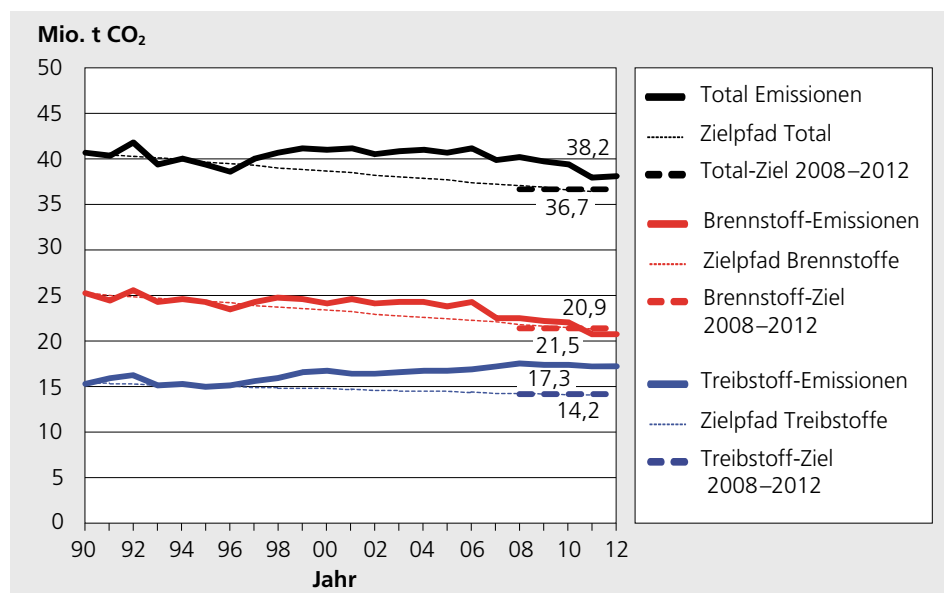


Tabelle 1: Wirtschaftliche Kenngrössen des Endenergieverbrauchs

	2009	2010
Verbraucherausgaben für Endenergie in Mio. Fr.	27 580	30 530*
% des BIP (nominal)	5,1 %	5,6 %
Einfuhrüberschuss		
Mio. Fr.	8 669	9 306**
% aller Einfuhren	4,0 %	4,0 %
Auslandabhängigkeit in %	79,8	78,5
Index der Konsumentenpreise (1990 = 100), real		
Heizöl	150,6	185,4
Benzin	112,0	120,7
Gas	136,3	129,0
Elektrizität	94,5	98,6
Endverbrauch pro Kopf (1990 = 100)	95,3	98,5**
Industrielle Produktion (Index 1990 = 100)	140,1	148,8

* Schätzung, ** provisorisch

Endverbrauch nach Verwendungszwecken

Für die Beurteilung der Potenziale der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien ist es am einfachsten, vom Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken auszugehen (Tabelle 2) [2]. Daraus lassen sich die wichtigsten Handlungsfelder ableiten:

- Raumwärme, Wassererwärmung und Prozesswärme machen 55 % des inländischen Endenergieverbrauchs aus.
- Die Mobilität hat einen Anteil von 28 % am inländischen Endenergieverbrauch.
- Beleuchtung sowie Einrichtungen der Information, Kommunikation und Unterhaltung sowie Antriebe und Prozesse verbrauchen zwar bloss etwas mehr als 10 % der Endenergie, aber 60 % der Elektrizität.

Weitere 30 % des Elektrizitätsverbrauchs werden durch die Erzeugung von Raumwärme und Prozesswärme sowie durch Wassererwärmung verursacht.

Erneuerbare Energien

Der Endverbrauch von erneuerbaren Energien betrug 2010 49,2 TWh, respektive 19,4 % des Endenergieverbrauchs (Abbildung 3). Davon ist der Löwenanteil Elektrizität aus Wasserkraft, gefolgt von Holz und Umweltwärme. Das grösste Wachstumspotenzial weist sicher Umweltwärme sowie – im geringeren Mass – Photovoltaik und Biomasse auf. Die Windenergienutzung in der Schweiz ist wichtig, aber limitiert und zudem sehr stark von Einsparungen behindert.

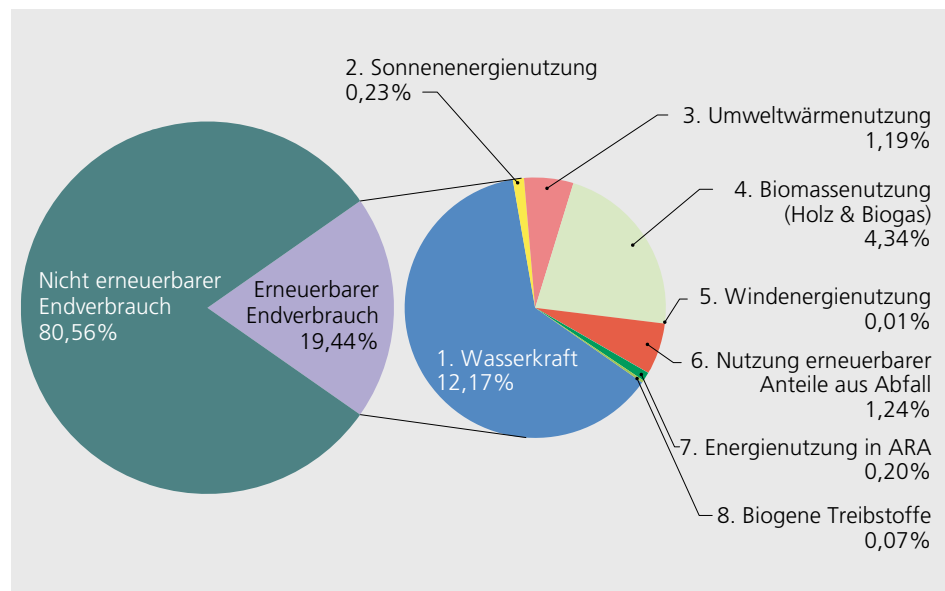


Abbildung 3: Verbrauch an erneuerbarer Endenergie in der Schweiz

Werte in TWh	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Raumwärme	74,9	81,1	81,0	83,0	79,5	70,9	77,2	75,4	83,4
Warmwasser	13,2	13,2	13,4	13,3	13,2	13,3	13,3	13,3	13,4
Prozesswärme	26,4	27,5	28,0	28,1	29,3	29,1	29,4	27,5	28,3
Beleuchtung	7,0	7,2	7,4	7,5	7,5	7,6	7,6	7,5	7,5
Klima, Lüftung und Haustechnik	5,1	5,8	5,4	5,7	5,8	5,3	5,6	5,6	5,9
I&K, Unterhaltungsmedien	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	2,9
Antriebe, Prozesse	18,4	18,5	19,1	19,3	19,4	19,7	19,9	19,2	19,9
Mobilität Inland	62,7	63,1	63,1	63,2	63,0	63,4	63,4	63,1	63,0
Sonstige	3,1	3,5	3,7	3,7	3,8	3,9	3,9	3,9	4,1
Inländischer Endenergieverbrauch	213,2	222,3	223,7	226,5	224,2	216,0	223,0	218,4	228,3
Sonstige Treibstoffe	21,4	16,8	16,3	16,6	18,2	20,1	22,8	21,7	22,4
Total Endenergieverbrauch	234,6	239,1	240,0	243,1	242,4	236,1	245,8	240,0	250,6

Tabelle 2: Endenergieverbrauch in der Schweiz nach Verwendungszwecken in TWh. I & K: Informatik und Kommunikation

Raumwärme und Warmwasser

Die technischen Massnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz sind auf drei Gebäudeeigenschaften ausgerichtet, welche die Heizwärmebilanz bestimmen:

■ Ein guter Wärmeschutz aller Bauteile der Gebäudehülle wie Wand, Dach, Boden, Fenster und Türen.

■ Eine hohe Luftdichtigkeit der Gebäudehülle und die Wärmerückgewinnung aus der warmen Abluft.

■ Die optimale Nutzung von Sonneneinstrahlung und der Abwärme von Beleuchtung, Geräten und Personen.

Die Reduktion des Heizwärmebedarfs packt das Übel an der Wurzel an und ist sozusagen das Gegenteil von End-of-Pipe-Lösungen. Darüber hinaus gibt es aber weitere gute Gründe, die Bedarfsreduktion sehr konsequent und weitgehend umzusetzen. Mit einer guten Dämmung der Gebäudehülle kann die bestehende Heizverteilung als Niedertemperaturheizung genutzt werden, ohne dass teure und platzbeanspruchende Zusatzheizflächen montiert werden müssen. Diese sind Voraussetzung für hohe Wirkungsgrade bei Wärmepumpen, welche die dominierende Technologie der Wärmeerzeugung für Raumheizung und Warmwasser der kommenden Jahrzehnte sein wird. Schliesslich führt die konsequente Umsetzung der bereits heute bekannten Energie-

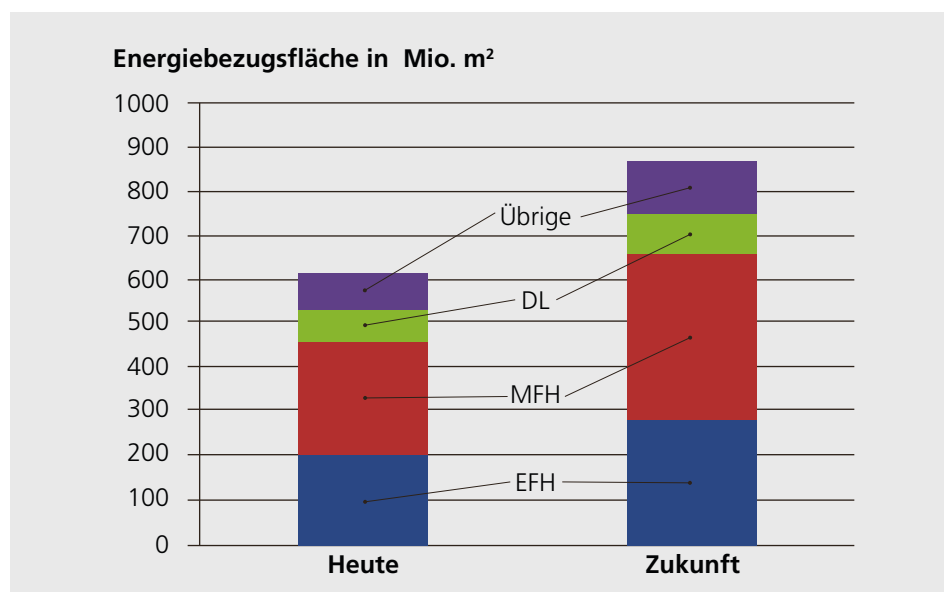
effizienztechnologien in Gebäuden dazu, dass der Restwärmebedarf des um 40 % grösseren Baubestandes, der durch die Heizung dereinst zu decken sein wird, auf rund 30 % des heutigen Heizwärmebedarfs sinken wird. Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen die wesentlichen Ergebnisse dieser Entwicklung.

■ **Wärmebedarf für Raumheizung:** Abbildung 5 illustriert, dass es trotz der Zunahme der Energiebezugsflächen durch die umfassende Anwendung heute bestens bekannter Technologien möglich ist, den Heizwärmebedarf langfristig auf unter 20 TWh/a (Nutzenergie) zu reduzieren. Unter Berücksichtigung der gegenüber heute reduzierten Verteilverluste ist langfristig ein Wärmebedarf für Raumheizung von 21 TWh zu decken.

■ **Wärmebedarf für Wassererwärmung:** 2010 betrug der Endenergiebedarf für Warmwasser 13,3 TWh pro Jahr. Die Komfortansprüche werden in Zukunft nur noch wenig steigen und lassen sich durch Effizienzmassnahmen (Reduktion Wärmeverluste aus Speicherung, Zirkulation und Verteilung) in etwa kompensieren. Der Anstieg ist proportional zur Personenzahl. Bei langfristig 9 Mio. Einwohnern ergäbe sich damit eine Steigerung auf 15 TWh pro Jahr.

■ **Gesamtwärmeverbrauch für Raumheizung und Warmwasser:** Damit ergibt sich langfristig ein Wärmebedarf für Raumheizung und Wassererwärmung von 36

Abbildung 4:
Energiebezugs-
fläche (beheizte
Bruttogeschoss-
fläche) der Gebäude
in der Schweiz,
heute und für das
Jahr 2060 abge-
schätzt (M. Jakob,
H. Wallbaum,
A. Binz, 2009).



TWh pro Jahr, das heisst, weniger als die Hälfte des Wertes von 2010.

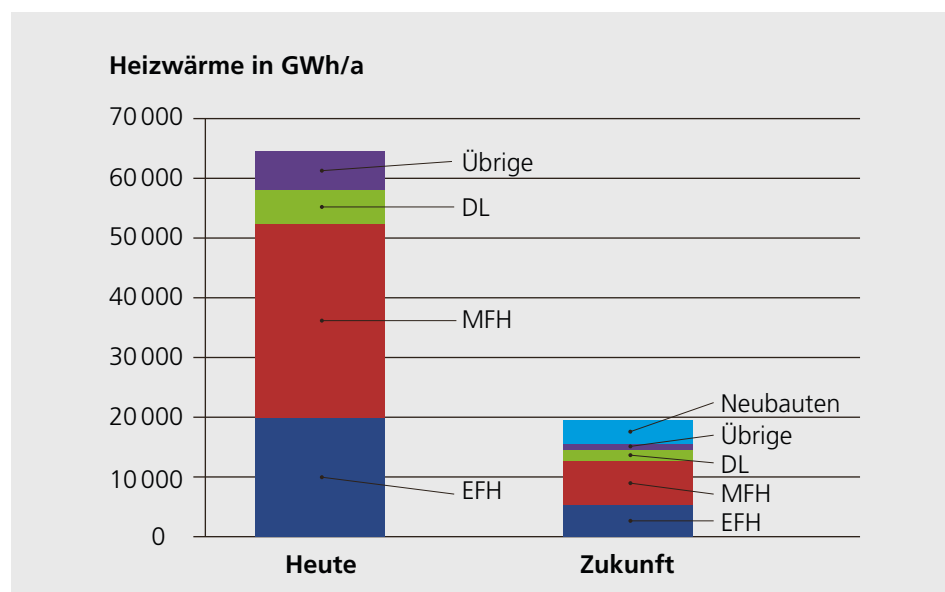
Erneuerbare Wärme für Gebäudeheizungen und Warmwasser

■ **Wärmepumpen für Gebäudeheizungen:** Heute sind gemäss Wärmepumpenstatistik 190 000 Wärmepumpen in Betrieb und erzeugen eine Wärmemenge von 4,5 TWh pro Jahr, das sind ca. 5 % des gesamtschweizerischen Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser. Langfristig wird der überwiegende Anteil der Gebäude wärmetechnisch saniert sein und tiefe Heizungsvorlauftemperaturen aufweisen und für den Einsatz von Wärmepumpen geeignet sein. Auch aus Kostengründen spricht vieles dafür, dass Wärmepumpen langfristig die dominierende Art der Wärmeerzeugung für Gebäudeheizung und Warmwasser sein werden. Die Wärmeproduktion wird von 4,5 TWh langfristig auf 24 TWh pro Jahr ansteigen. Die Anlagen werden wegen der geringen Leistung monovalent betrieben. Langfristig steigt die mittlere Jahresarbeitszahl von heute 3,2 auf 4. Der Strombedarf beläuft sich damit auf 6 TWh pro Jahr.

■ **Solarwärme:** Solarwärme wird wegen dem deutlich kleineren Entwicklungspotenzial im Vergleich zur Photovoltaik langfristig nur ein beschränktes Wachstum aufweisen. Die verfügbaren Dachflächen auf Wohnbauten werden langfristig weitge-

hend mit Photovoltaikanlagen bestückt, da diese in Kombination mit Wärmepumpen bei gleicher Dachflächennutzung bereits heute mehr Wärme bereitstellen können als thermische Solaranlagen. Solarwärme wird längerfristig vor allem in hochwärmegeämmte EFH eingesetzt werden, da hier praktisch eine gänzliche Versorgung möglich ist und weil bei diesen Anwendungen die Wirtschaftlichkeit eine geringere Rolle spielt. In Mehrfamilienhäusern, welche in überwiegendem Mass Renditeobjekte sind, wird sich die Wärmepumpentechnik und die Photovoltaik durchsetzen. Es ist davon auszugehen, dass die langfristige solarthermische Wärmeproduktion von heute 0,5 TWh auf 3 TWh pro Jahr ansteigt.

■ **Ersatz von elektrischen Direktheizungen:** Langfristig werden Elektro-Direktheizungen und Elektroboiler aus Effizienzüberlegungen durch Wärmepumpen ersetzt. Der Verbrauch der Direktheizungen betrug 2010 gemäss Statistik 8,5 TWh respektive 14,4 % des Gesamtstromverbrauchs. Der Anteil Raumheizung beträgt 5,0 TWh pro Jahr, derjenige des Warmwassers 2,6 TWh pro Jahr. Berücksichtigt man den Anteil, welcher bereits von Wärmepumpen gedeckt wird, beträgt der Verbrauch von Elektro-Direktheizungen bei der Raumheizung 4,9 TWh/a und beim Warmwasser 2,4 TWh/a, zusammen ca. 7 TWh/a. Der



DL: Bauten für Dienstleistungen

Abbildung 5: Heutiger und zukünftiger Wärmebedarf für Raumheizung.

Stromverbrauch für die Wärmepumpen ist bereits in der Rubrik Wärmepumpen enthalten.

Die zukünftigen Gebäudeheizungen können CO₂-frei betrieben werden. Bei den monovalenten Wärmepumpen kommt es aber darauf an, dass die Stromproduktion CO₂-frei ist. Erstaunlicherweise hat der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen auch keinen Strommehrverbrauch zur Folge. Im Gegenteil, wenn die heutigen Ohmschen Elektroheizungen und Wassererwärmer durch Wärmepumpen ersetzt werden, resultiert sogar ein Stromminderverbrauch von 2 TWh pro Jahr.

Fernwärme oder Gebäudeheizungen?

Die Wärmenachfrage wird zukünftig aus Kostengründen soweit wie möglich dezentral gedeckt, da sich Fernwärmeversorgungen nur in Gebieten mit hoher Wärmedichte sinnvoll realisieren lassen. Gemäss [5] liegen 2035 40 % des Wärmebedarfs in Gebieten mit so hoher Wärmedichte, dass Nah- und Fernwärme mit Wärmeverteilungskosten von 4,5 Rp./kWh eingesetzt werden kann. Längerfristig wird dieser Anteil wegen dem sich weiter reduzierenden Wärmebedarf für Raumheizung abnehmen und sich auf die dicht bebauten Gebiete innerhalb von Agglomerationen konzentrieren. Der zukünftige Anteil des Wärmebedarfs in diesen Gebieten ist nicht bekannt; es ist von einem Drittel des Schweizer Bedarfs auszugehen. Dies bedeutet, dass langfristig 24 TWh/a in Einzelanlagen und 12 TWh/a über Nah- und Fernwärme erzeugt respektive verteilt

werden. Berücksichtigt man noch die Verteilverluste der Fernwärmesysteme, muss eine Bruttowärmemenge von 13 TWh/a bereitgestellt werden, um den Nutzwärmebedarf von 12 TWh/a zu decken.

Hochtemperaturabwärme aus KVA und Prozesswärme

Gemäss einer Studie [5] könnte bei gleichbleibender Stromproduktion die Fernwärmeauskopplung aus Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) für den Gebäudebereich von heute 3 TWh auf 5 TWh pro Jahr gesteigert werden. Langfristig nimmt jedoch der Energieverbrauch in den Fernwärmegebieten stark ab und dieser Rückgang muss durch Ausdehnung der bestehenden Netze und durch den Einbezug bisher nicht mit KVA-Abwärme versorgten Gebiete kompensiert werden. Der Absatz dürfte damit stabil bleiben.

Abwärmenutzung Industrie

Der Endenergiebedarf für Prozesswärme in der Industrie betrug 2010 knapp 26 TWh. Es ist sehr zurückhaltend von einer Abwärmenutzung von 2 TWh/a auszugehen. Da die Temperatur von Abwärme höher liegt als bei Umweltwärme ist von einer Jahresarbeitszahl der verwendeten Wärmepumpen für die Abwärmenutzung von 6 auszugehen. Abbildung 6 zeigt die Ammoniak-Wärmepumpen in der Ölmühle Florin in Muttenz, die Abwärme nutzen, um die umliegenden Gebäude im Polyfeld mit Fernwärme zu versorgen. Um 2 TWh/a industrielle Abwärme zu nutzen, wären nur etwa 300 Anlagen notwendig.

Tabelle 3: Zusammenfassung Gebäudeheizungen.

* Wärmepumpen verbrauchten 2010 ca. 1,2 TWh Elektrizität und produzierten 4,5 TWh Wärme. Diese Anlagen werden langfristig durch bessere ersetzt, welche dann zusammen mit den neu installierten Wärmepumpen in den wärmetechnisch sanierten Gebäuden insgesamt nur 5,2 TWh/a Elektrizität benötigen. Abzüglich des heutigen Verbrauchs von 1,2 TWh/a ergibt sich eine Strombilanz von + 4 TWh/a.

Anlagentyp	Wärme- produktion	Verbrauch fossile Energien	Bilanz Strom
	TWh/a	TWh/a	TWh/a
Wärmepumpen *	24,0	0	4,0
Solarwärme	3	0	0
Elektro-Heizungen Elektroboiler	0	0	-7,0
Komfortlüftungen in Wohngebäuden	Im Gebäudemodell berücksichtigt		1,0
Total Einzelanlagen	27,0	0	-2,0
Langfristiger Anteil am Bedarf der Schweiz	66 %		

Dies bedeutet einen durchschnittlichen Zuwachs von 6 Anlagen pro Jahr.

ARA-Abwärme für Wärmepumpen

Abwärme aus ARA hat ein hohes Potenzial, das aber wegen seiner Distanz zu Gebieten mit hohem Verbrauch und vielen kleineren Anlagen nur zum Teil genutzt werden kann. Auf Basis der Studie [14] lässt sich abschätzen, dass der langfristige Deckungsanteil aus ARA 2 TWh/a beträgt, davon 10 % aus fossilen Energien für die Spitzendeckung. Der Stromverbrauch beträgt 0,4 TWh/a (JAZ 4,5). Abbildung 7 zeigt eine Wärmepumpenanlage in der ARA Rheinfelden mit einer Leistung von 2 MW. Damit wird die knapp 1 km entfernte Wohnsiedlung Augarten mit 1000 Wohnungen beheizt.

Abbildung 6:
Ammoniak-Wärmepumpen zur Nutzung von Abwärme aus der Ölmühle Florin AG in Muttenz (Dr. Eicher+ Pauli AG).



See-, Fluss- und Grundwasser

Auf Basis der Studie [14] kann langfristig ein Anteil von 3 TWh/a angenommen werden, davon 0,3 TWh aus fossilen Energien. Der zusätzliche Stromverbrauch beträgt 0,6 TWh/a (JAZ 4). Abbildung 8 zeigt die Fassungskörbe für das Grundwasser der Wärmepumpen-Nahwärmeversorgung Liebefeld-Agroscope in Bern.



Tiefen-Geothermie

In die Betrachtung fallen bewährte Technologien; Tiefen-Geothermie zählt nicht dazu. Bei der tiefen Aquifernutzung ist nur eine Anlage in Betrieb und auch in Zukunft muss, wie in der Vergangenheit, mit einem hohen Anteil nicht fündiger Bohrungen gerechnet werden. Hot-Dry-Rock-Anlagen, die überall eingesetzt werden könnten, sind noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Langfristig kann Geothermie hoffentlich fossile WKK-Anlagen ersetzen. Diese bieten mit ihren Nahwärmenetzen eine gute Voraussetzung für die Nutzung von Geothermie aus Grossanlagen.



Abbildung 7:
Abwärmennutzung aus ARA Rheinfelden zur Beheizung der Wohnsiedlung Augarten (Dr. Eicher+ Pauli AG).

Abbildung 8:
Fassungskörbe der Nahwärmeversorgung mit Wärme aus Grundwasser Liebefeld-Agroscop des Bundesamtes für Bauten und Logistik (Dr. Eicher+ Pauli AG).

Wärmeleistung mit Biogas, Holz und fossilen Energien

Für Gebiete mit hoher Wärmedichte, die nicht mit erneuerbarer Umweltwärme oder Abwärme versorgt werden können, steht Holz zur Verfügung. Eine reine Ver-

brennung von Holz kommt jedoch für die Erzeugung von Raumwärme nicht in Frage. Holz kann für die Erzeugung von Prozesswärme bis zu Temperaturen von 300 °C verwendet werden. Für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser darf Holz aus Gründen der Wertigkeit nur in WKK-Anlagen eingesetzt werden. Da diese Anlagen erst ab einer Wärmeleistung von etwa 4 MW (entspricht 500 kW_e) eingesetzt werden können und zur Erreichung der Rentabilität 5000 Betriebsstunden pro Jahr erforderlich sind, muss ein Fernwärmesystem eine Wärmeleistung von mehr als 10 MW erbringen, um rentabel zu sein. Zudem werden derartige Anlagen bivalent betrieben und die fossile Spitzendeckung wird ca. 40 % der Jahresenergie abdecken. Aus diesen Gründen werden die kleineren Anlagen sinnvollerweise auf fossiler Basis betrieben werden. Diese Anlagen können künftig, wenn verfügbar, mit Tiefen-Geothermie betrieben werden.

Industrielle Prozesswärme

Endenergieverbrauch der Industrie

Der gesamte Energieverbrauch der Industrie betrug 2010 47,5 TWh [3]. Der Anstieg seit dem Jahr 2000 betrug 2,8 TWh. Die Anteile sind in Abbildung 9 dargestellt, wobei mehr als die Hälfte auf Prozesswärme entfällt. Der Löwenanteil der fossilen Energie wird für die Wärmeerzeugung verbraucht. Raumwärme und Wasseraufwärmung sind im Kapitel «Gebäude» thematisiert. Es bleiben die beiden übrigen Verbrauchsanteile mit grosser Bedeutung, Prozesswärme sowie Antriebe und Prozesse.

Prozesswärme

Der Endenergiebedarf für Prozesswärme betrug 2010 gemäss Statistik 25,8 TWh/a [3]. Davon sind 6,5 TWh/a Elektrizität und 19,3 TWh/a Brennstoffe. Der industrielle Wärmebedarf wird gemäss der Gesamt-

Erneuerbare und energieeffiziente Fernwärme 2060

Anlagentyp	Wärme- produktion	Verbrauch fossile Energien *	Stromverbrauch **
Nah und Fernwärme	TWh/a	TWh/a	TWh/a
Kehrichtverbrennungs- anlagen	3,0	0,3	-0,3
Industrieabwärme	2,0	0,2	0,3
ARA Abwärme	2,0	0,2	0,4
Grund- und Oberflächen- wasser	3,0	0,3	0,6
Total Fernwärme	10,0	1,0	1,0
Wärmekraftkopplung	Wärme- produktion	Endenergie- verbrauch	Strom- produktion
Tiefen-Geothermie	Langfristig als Ersatz fossiler WKK		
WKK mit erneuerbaren Energien	1,5	2,5 (erneuerbar) 0,2 (fossil)	-0,5
WKK mit fossilen Energien	1,5	3,3 (fossil)	-1,5
Total WKK	3,0	7,0 davon 4,5 fossil	-2,0
Total Fernwärme	13,0		
Langfristiger Anteil am Bedarf der Schweiz	34 %		

* Der fossile Verbrauch ist der für die gesamte Wärme- und Stromproduktion notwendige Verbrauch.

** Die Strombilanz ergibt sich aus dem Mehrverbrauch (+) und der Mehrproduktion (-) im Vergleich zu 2010.

Tabelle 4: Energieträger und Technologien, deren Ertrag sich für eine Verteilung über Fernwärmesysteme eignen.

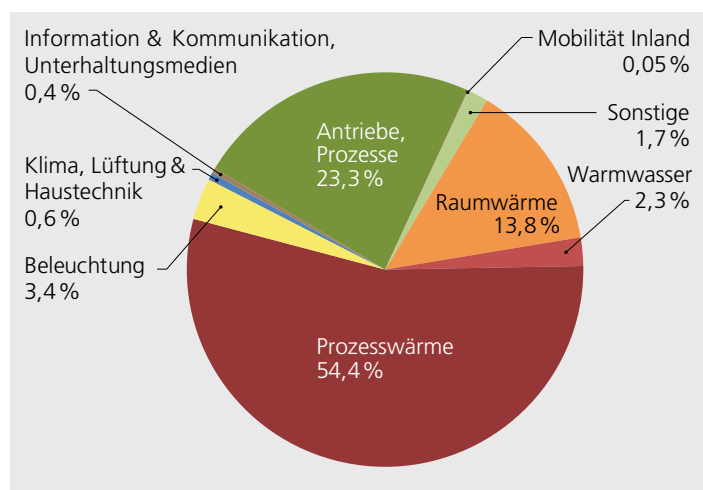
tenergiestatistik zu 73 % mit fossilen Energieträgern gedeckt. Verwendet man den gleichen Prozentsatz für Prozesswärme, beträgt der fossile Endenergieverbrauch für Prozesswärme 14,2 TWh/a. Der aus Abfällen und erneuerbaren Energien gedeckte Anteil beträgt damit 5,1 TWh/a. Wald-, Rest- und Altholz weisen gemäss [12] ein Potenzial von 17 TWh/a auf. Da diese Energien langfristig nicht mehr für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt werden, stehen sie für Prozesswärme zur Verfügung. Dazu kommen 2,8 TWh aus Industrieabfällen, die bereits 2010 in diesem Umfang verwendet wurden. Insgesamt stehen damit 19,8 TWh/a an Holz und Abfällen zur Verfügung. Davon werden die bereits eingesetzten 5,1 TWh Abfälle und erneuerbare Energien (Annahme 100 % Holz) wieder abgezogen. Damit ist das verbleibende Holzpotenzial 14,7 TWh/a. Die Stromproduktion in diesen Anlagen betrug 2010 ca. 0,2 TWh. Es wird davon ausgegangen dass diese beibehalten werden.

Mangels entsprechender statistischer Daten nehmen wir an, dass etwa 20 % des industriellen fossilen Endenergiebedarfs durch Wärmekraftkopplung mit holzbeheizten Anlagen gedeckt werden kann. Wir gehen hier von einem Anteil von 3,2 TWh/a aus, der mit Holz gedeckt wird. Der verbleibende fossile Endenergiebedarf beträgt damit 11 TWh/a (14,2 TWh/a minus 3,2 TWh/a). Zusätzlich können in diesen Anlagen 0,6 TWh/a Elektrizität erzeugt werden. Der Endverbrauch Holz für diese WKK-Anlagen wird mit 4,7 TWh/a zugrundegelegt, da die Anlagen teilweise auch im Kondensationsbetrieb laufen, um genügend hohe jährliche Betriebszeiten zu erreichen. Damit verbleibt ein Holzenergiepotenzial von gerade 10 TWh/a. Davon wurden bereits 2,5 TWh/a in Nahwärmenetzen für Raumwärme und Warmwasser verwendet. Für die industrielle Prozesswärme verbleiben damit 7,5 TWh/a. Damit kann etwa 7 TWh/a fossiler Endenergiebedarf substituiert werden und es verbleibt ein fossiler Endenergiebedarf von 4 TWh/a. Die Hälfte davon wird durch Biogas-WKK-Anlagen ersetzt, die dort eingesetzt wer-

den, wo Prozesswärme mit einer Temperatur von weniger als 120 °C benötigt wird. Diese Biogas-WKK-Anlagen produzieren zusätzlich 1,6 TWh/a Elektrizität. Der gesamte Endenergiebedarf an Biogas beträgt damit etwa 4 TWh/a. Das Potenzial an noch nicht genutzter Biomasse für die Vergärung ist gemäss [12] genügend hoch. Die verbleibenden 2 TWh/a Prozesswärme müssen fossil erzeugt werden. Soweit möglich werden diese Anlagen als WKK-Anlagen ausgeführt. Wir gehen von einer Elektrizitätsproduktion von 0,6 TWh/a aus. Der fossile Endenergiebedarf wird mit 3 TWh/a angenommen (2 TWh/a für Wärme, 1 TWh/a für Elektrizität). Für 2060 ergibt sich ein Endenergieverbrauch für den Wärmebedarf der Industrie gemäss Tabelle 5.

Tabelle 5: Der industrielle Endenergiebedarf 2060 wird gleich hoch wie 2010 angenommen (Effizienzpotenziale werden durch Mehrproduktion kompensiert). Neben dem fossilen und elektrischen Verbrauch werden auch Industrieabfälle im Umfang von 2,8 TWh/a (wie bereits 2010) sowie 14,5 TWh/a Holz und 3 TWh/a Biogas eingesetzt. Die Zunahme der Stromproduktion gegenüber 2010 beträgt 0,6 TWh/a aus Holz und 1,6 TWh/a aus Biogas, insgesamt also 2,2 TWh/a aus erneuerbaren Energien. Zusätzlich werden 0,6 TWh/a Elektrizität in fossilen WKK-Anlagen erzeugt, die einen fossilen Endenergiebedarf von 1,0 TWh/a generieren.

Abbildung 9: Endenergieverbrauch 2010 in der Industrie.



Verwendungszweck	Endenergiebedarf TWh/a	Verbrauch fossile Energien TWh/a	Verbrauch Elektrizität TWh/a	CO ₂ -Emissionen Mio. t/a
Raumwärme	Bei den Gebäuden bereits berücksichtigt			0
Warmwasser	Bei den Gebäuden bereits berücksichtigt			0
Prozesswärme	25,8	2	6,5	0,4
Total	25,8	2	6,5	0,4

Geräte und Anlagen

Effizienzpotenzial

Im Vordergrund steht bei Geräten und Anlagen die effiziente Energienutzung. Prognos gibt in den Energieperspektiven [6] im Szenario «Neue Energiepolitik» bei Antrieben, Prozessen, Geräten, Beleuchtung, Klima und Informatik eine Einsparung von – 20 % von 2010 bis 2050 an. Diese Zahlen berücksichtigen bereits das Wachstum bei Haushalten und Branchen. Erneuerbare Energien können in Zukunft jedoch deutlich vermehrt bei der Klimatisierung und Kühlung eingesetzt werden. Bei der Klimatisierung, die nicht zuletzt wegen den steigenden sommerlichen Aussentemperaturen ein deutliches Wachstumspotenzial aufweist, steht in Zukunft vor allem die passive Kühlung über Erdsonden, Grund- und Oberflächenwasser oder auch Umgebungsluft im Fokus. Diese Art der passiven Kühlung hat grosse Vorteile, weil diese Kältequellen während der Heizperiode als Wärmequelle für Heizwecke (Wärmepumpen) zur Verfügung stehen. Besonders vorteilhaft ist es, wenn zum Beispiel Grundwasser zu Heizzwecken zuerst abgekühlt

und dann direkt – ohne weiteren Energieeinsatz – zu Kühlzwecken verwendet werden kann. Als Beispiel für eine solche Anlage möge das kombinierte Wärme-Kälte System des neuen Verwaltungszentrum Neumatt in Burgdorf, welches nach Minerergie-P-Eco zertifiziert ist, dienen. Die Kühlung des gesamten Gebäudekomplexes erfolgt über Grundwasser ohne Kältemaschine. Die Gebäudeheizung erfolgt primär mit gebäudeeigener Abwärme ergänzt mit einer Grundwasserwärmepumpe.

Mobilität

Energieeffizienz im Vordergrund

Vier Faktoren bestimmen den Energieverbrauch im Verkehr und seine Klimarelevanz:

- die Verkehrsmenge, d.h. die Nachfrage nach Verkehrsleistungen
- der Anteil der verschiedenen Verkehrsmittel (ÖV, MIV, Langsamverkehr) an der Gesamtnachfrage
- der Mix der jeweiligen Antriebstechnologien (Verbrennungsmotor, Elektroantrieb, etc.) bei den Verkehrsmitteln
- die CO₂-Intensität der verschiedenen Treibstoffe

Tabelle 6: Durch technologische Massnahmen, namentlich durch Effizienzverbesserungen bei der Antriebstechnologie, sowie durch Verlagerung zur Elektromobilität wie auch durch Modal-Split-Verschiebungen (hin zum ÖV) kann der Energieverbrauch im Landverkehr mehr als halbiert werden – von heute rund 55 TWh auf unter 25 TWh pro Jahr (verkehrliches Mengengerüst 2010 gemäss Energiestrategie 2050; Veränderungen für das Bild «Zukunft» gemäss Annahmen in der Tabelle).

Heute								
Antriebsart		Personenwagen	Leichte Nutzfahrzeuge	Schwere Nutzfahrzeuge	Schiene, ÖV	Übriger Verkehr (Busse, Motorräder)	Non-Road	Total
Verbrennungsmotor	TWh	42,5	3,3	6,5		2,3	4,5	59,1
Elektromotor	TWh				3,3			3,3
Total	TWh	42,5	3,3	6,5	3,3	2,3	4,5	62,4
Zukunft								
Antriebsart		Personenwagen	Leichte Nutzfahrzeuge	Schwere Nutzfahrzeuge	Schiene, ÖV	Übriger Verkehr (Busse, Motorräder)	Non-Road	Total
Verbrennungsmotor	TWh	5,1	1,1	4,4		1,2	3,1	14,9
Elektromotor	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
Veränderung zwischen heute und der Zukunft								
Antriebsart		Personenwagen	Leichte Nutzfahrzeuge	Schwere Nutzfahrzeuge	Schiene, ÖV	Übriger Verkehr (Busse/Motorräder)	Non-Road	Total
Verbrennungsmotor	%	–88 %	–70 %	–30 %		–47 %	–32 %	–75 %
Elektrisch	%				28 %			338 %
Total	%	–68 %	–54 %	–23 %	28 %	–30 %	–24 %	–53 %

Die Tabelle 6 zeigt den von M. Keller in [1] dokumentierten heutigen und zukünftigen Endenergieverbrauch.

Erneuerbare Energien im Mobilitätsbereich

Welche Rolle erneuerbare Energien in Zukunft in der Mobilität spielen werden, kann heute noch nicht abschliessend beurteilt werden. Ausgeschlossen werden hier speziell für energetische Zwecke eingesetzte nachwachsende Rohstoffe, welche die Nahrungsmittelproduktion und umweltgerechte Landwirtschaft beeinträchtigen könnten. Im Wesentlichen bleibt Biogas aus Vergärungsprozessen von organischen Abfällen übrig, welche nicht stofflich wiederverwendet werden können. Dies kann auch energetisch sinnvoll sein, weil der Einsatz von Biogas in Wärmekraftkopplungsanlagen häufig mit einer nicht vollständigen Wärmenutzung einhergeht. Dieses Biogas wird kaum von der Erzeugungsanlage direkt in den Tank eines Fahrzeugs gelangen, sondern muss in das Erdgasnetz eingespiesen werden. Ist es einmal im Erdgasnetz, kann es in Wärmekraftkopplungsanlagen, in der Industrie oder im Verkehr eingesetzt werden.

(Quelle [1]: Energierespekt, Mario Keller)

Erneuerbare Elektrizität

Mittels Kernenergie wurden 2010 24,5 GW Elektrizität erzeugt. Diese Strommenge ist nach Ablauf der Nutzungszeit der entsprechenden Anlagen soweit möglich mit erneuerbaren Energien zu ersetzen. In Frage kommen folgende Energieträger:

- Wasserkraft
- Elektrizität aus Solarenergie
- Windenergie
- Biomasse
- Geothermie

Wasserkraft

Wasserkraft ist heute und in Zukunft der Hauptpfeiler der schweizerischen Elektrizitätsproduktion. Die durchschnittliche jährliche Produktionsmenge aus den 557 Anlagen grösser als 300 kW beträgt knapp 36 GWh pro Jahr (Quelle: Bundesamt für

Energie). Der Bund will die Wasserkraftnutzung in Zukunft mit verschiedenen Massnahmen verstärkt fördern. Bestehende Werke sollen erneuert und unter Berücksichtigung der ökologischen Anforderungen ausgebaut werden, um so das realisierbare Potenzial zu nutzen. Instrumente hierfür sind die Kostendeckende Einspeisevergütung für Wasserkraftwerke bis zu einer Leistung von 10 Megawatt sowie die im Aktionsplan «Erneuerbare Energien» vorgesehenen Massnahmen zur Förderung der Wasserkraftnutzung. Quantitatives Ziel bis 2030 ist eine Steigerung der mittleren Produktionserwartung durch Um- und Neubauten um mindestens 2000 GWh gegenüber dem Stand des Jahres 2000 (Quelle: Bundesamt für Energie). Prognos weist ein zusätzliches Wasserkraftpotenzial, je nach Szenarium, von 5 bis 8 TWh/a aus [6]. Die Wasserkraft spielt nicht nur eine entscheidende Rolle, weil sie den Löwenanteil an die zukünftige Elektrizitätsproduktion beizusteuern hat, sondern auch, weil sie mittels Speicherkraftwerken eine grosse Bedeutung bei der Stabilisierung des elektrischen Netzes im Tages- und Jahresablauf hat. Elektrizität aus Sonnen- und Windenergieanlagen fällt unregelmässig und Solarenergie vorwiegend im Sommerhalbjahr an und Überschüsse müssen ins Winterhalbjahr transferiert werden. Der Ausbau der Wasserkraft ist jedoch in Kreisen des Natur und Landschaftsschutzes nicht unbestritten und es müssen zahlreiche Einsprachen bei den Ausbauvorhaben befürchtet werden. In jüngster Zeit hat sich zudem die Wirtschaftlichkeit von neuen Wasserkraftwerken und Kraftwerksausbauten wegen dem momentanen Überangebot von Elektrizität im europäischen Markt, auch infolge der stark zunehmenden Produktion aus Windkraft und Solaranlagen, verschlechtert.

Photovoltaik

Elektrizität aus Photovoltaikanlagen weist zwar aktuell noch die höchsten Gestehungskosten der neuen erneuerbaren Energien aus. Diese Kosten sanken jedoch in den letzten Jahren beträchtlich und liegen heute je nach Anlagengrösse und Ein-

bauart, Kapitalzins und Nutzungsdauer zwischen 25 und 45 Rp./kWh an einem Standort im Schweizer Mittelland [11].

Für die Abschätzung des Potenzials gibt es unterschiedliche Quellen. Beschränkt man sich auf gut geeignete Flächen auf Gebäuden und Infrastrukturanlagen liegen die Potenziale zwischen 8 und 18 TWh/a [8, 9]. Basierend auf geeigneten Dach- und Fassadenflächen wurde das Potenzial 2002 auf 18 TWh/a geschätzt [10]. Dieses Potenzial hat sich durch den seit 2002 gestiegenen Wirkungsgrad weiter erhöht und wird durch die technische Entwicklung weiter zunehmen. Zudem stehen auch andere geeignete Flächen neben Dach- und Fassadenflächen zur Verfügung und auch die Flächen an Gebäuden werden durch Bautätigkeit weiter zunehmen. Insgesamt wird damit das Potenzial langfristig auf deutlich über 20 TWh/a ansteigen. Bei hohen Anteilen an Photovoltaikstrom in Schweizer Stromnetz werden Investitionen notwendig für den Tag-und-Nacht- und den Sommer-und-Winter-Ausgleich. Beim Tag-Nacht-Ausgleich kann die Bereitstellung von Warmwasser und Klimakälte einen wesentlichen Beitrag leisten, indem diese Produktion vor allem in den Schwachlaststunden erfolgt. Auch das

Laden von Batterien von Elektrofahrzeugen kann der Glättung des Tagesprofils dienen.

Windenergie

Die Schweiz ist kein sehr gutes Produktionsland für Windenergie. Zudem liegen die besten Standorte entweder an abgelegenen, kaum zugänglichen Orten in den Alpen oder in Gebieten mit schützenswerter Natur und Landschaft. Trotzdem gibt es geeignete Standorte und das Potenzial liegt gemäss dem Windenergiekonzept der Schweiz langfristig bei etwa 4 TWh. Die Umsetzung ist allerdings sehr verhalten, da Landschaftsschutzzkreise praktisch bei jedem Standort bis vor Bundesgericht ziehen, um den Bau von Anlagen zu verhindern.

Biomasse

Das unter Berücksichtigung ökologischer Aspekte energetisch nutzbare langfristige Potenzial beträgt nach [12] rund 35 TWh. Davon wurden gemäss [13] im Jahr 2010 ca. 15,5 TWh/a respektive 45 % genutzt. Gemäss den Energieperspektiven 2035 des BFE beläuft sich das ökologische Ausbaupotenzial der Elektrizitätsproduktion aus Biomasse auf 3,2 TWh bis 4,2 TWh,

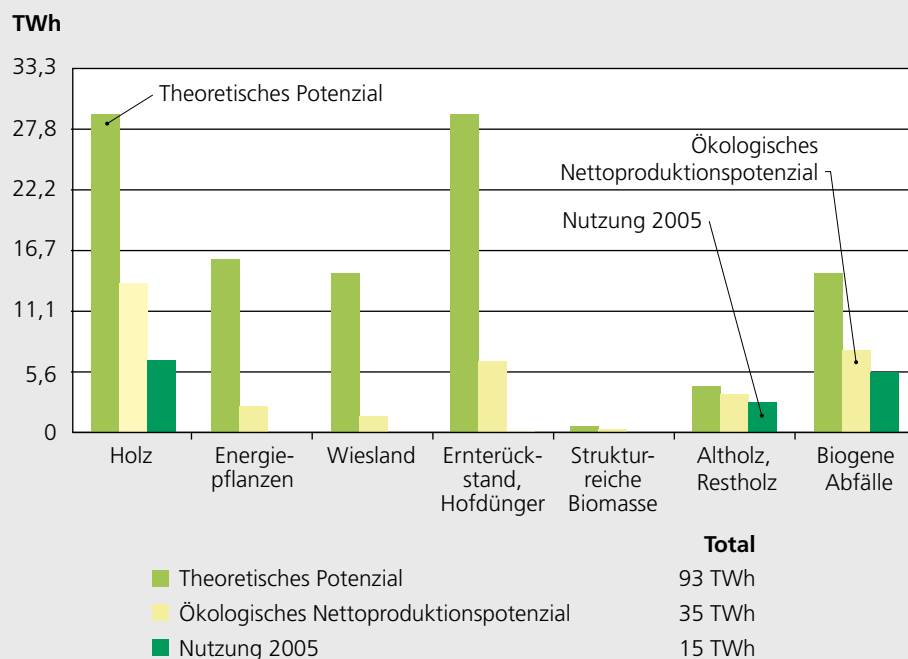


Abbildung 10: Biomassepotenzial der Schweiz [12]

Endenergiebilanz 2010 und 2060 (inländischer Energieverbrauch, in TWh/a)		
Verwendungszwecke		
Fossile Energieträger	2010	2060
Raumwärme	73,9	2,5
Prozesswärme	14,2	2,0
Mobilität	59,7	12,9
Sonstige	1,0	0,0
Total fossile Energieträger	148,8	17,4
Erneuerbare Energieträger und Abfälle	2010	2060
Raumwärme und Warmwasser	16,7	34,5
Prozesswärme	5,2	17,3
Mobilität	0,1	2,0
Sonstige	0,3	0,0
Total Erneuerbare Energieträger und Abfälle	22,3	53,8
Elektrizität	2010	2060
Raumwärme, Warmwasser, Komfortlüftung	8,9	6,4
Prozesswärme Industrie	6,5	6,5
Antriebe, Prozesse, Geräte, Beleuchtung, Klima, Informatik, Prozesswärme, Wohnen, Dienstleistung	37,3	29,8
Mobilität	3,2	14,5
Sonstige	3,3	3,3
Total Elektrizität	59,8	60,5
Inländischer Energieverbrauch	230,9	131,7
Sonstige Treibstoffe, nicht inländisch verbraucht	22,4	0,0
Endenergieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik	253,2	131,7
Differenz	0,1	
Energieträger		
Fossile Brenn- und Treibstoffe	2010	2060
Öl	114,9	10,0
Gas	32,1	7,4
Kohle	1,3	0,0
Sonstige Treibstoffe, nicht inländisch verbraucht	22,4	0,0
Total fossile Brenn- und Treibstoffe	170,7	17,4
Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe	2010	2060
Holz und Biomasse	11,2	18,8
Thermische Solarenergie	0,5	3,0
Umweltwärme	3,0	22,0
Sonstige (Fernwärme, Abfälle etc.)	7,6	10,0
Total erneuerbare Energieträger	22,3	53,8
Elektrizitätsproduktion	2010	2060
Wasserkraft	37,5	40,5
Photovoltaik	0,1	14,0
Windenergie	0,0	4,0
Thermische Kraftwerke nicht erneuerbar	2,3	4,0
Thermische Kraftwerke erneuerbar	1,2	5,0
Kernenergie	25,2	0,0
Import	0,5	0,0
Eigenverbrauch Energiesektor	-7,0	-7,0
Total Elektrizitätsproduktion	59,8	60,5
Endenergieverbrauch	252,8	131,7
Endenergieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik	253,2	131,7

Tabelle 7: Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken (oben) und nach Energieträgern (unten), jeweils für 2010 und 2060. Werte von 2010 gemäss [2] und [3]; die Werte 2060 basieren auf Ausführungen in [1]. Die geringen Unterschiede in der Struktur der Verbrauchsbilanz rühren daher, dass die offiziellen Endenergiebilanzen nach Verwendungszwecken und Gesamtenergiestatistik nicht vollständig übereinstimmen.

wenn ein Drittel des Biomassepotenzials zur Stromerzeugung verwendet wird (BFE 2007). Eine entsprechende Einschätzung des Energie-Triologs Schweiz (ETS 2009) liegt bei 5 TWh. Die Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse steht in Konkurrenz zur Erzeugung von Prozesswärme und zur Umwandlung in flüssige oder gasförmige Treibstoffe. Erste Priorität haben die Erzeugung von Prozesswärme und der Einsatz in Wärmekraftkopplungslagen, da hier die höchsten Nutzungsgrade erreichbar sind und weil Prozesswärme über 80 °C heute nicht mit anderen erneuerbaren Energien bereitgestellt werden kann (Umweltwärme) respektive nur zu hohen Kosten (solare Prozesswärme).

Quellen

- [1] Energierespekt: Rainer Bacher, Armin Binz, Hanspeter Eicher, Rolf Iten, Mario Keller. Faktor Verlag AG, Zürich 2014
- [2] Schweizerische Gesamtenergiestatistik: Bundesamt für Energie
- [3] Verwendungszwecke: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2010 nach Verwendungszwecken, Prognos, Basics, INFRAS, TEP, Oktober 2011
- [4] Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien: U. Kaufmann, Dr. Eicher + Pauli AG im Auftrag des BFE
- [5] Thermische Stromproduktion inklusive WKK in der Schweiz, Dr. Eicher + Pauli AG, 2010 im Auftrag des BFE, 2011
- [6] Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Prognos im Auftrag des BFE, 2012
- [7] Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz: INFRAS im Auftrag des BFE, 2004
- [8] Akademie der Technischen Wissenschaft: Zukunft Stromversorgung Schweiz, 2012
- [9] Energie-Triolog Schweiz: Energie-Strategie 2050, Grundlagenbericht
- [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. Studie von Dr. Eicher + Pauli AG im Auftrag des Fernwärmeverbandes Schweiz und des BFE, 2013

Systemauswahl

Hanspeter Eicher

Bei der Systemwahl geht es um Kriterien für die Auswahl eines Systems zur Nutzung eines erneuerbaren Energieträgers, wenn an einem Standort mehrere Energieträger verfügbar sind.

Bei der Elektrizitätsproduktion stellt sich die Frage, welche erneuerbaren Energien welche Potenziale aufweisen und zu welchen Stromgestehungskosten diese erschlossen werden können und welche Widerstände bei der Realisation entsprechender Anlagen zu erwarten sind. Standortkonkurrenz und damit eine Freiheit bei der Systemwahl ist kaum vorhanden. Windkraftwerke werden nicht auf Hausdächern und PV-Anlagen (hoffentlich) nicht auf der grünen Wiese gebaut. Wasserkraftwerke kommen nur an Standorten mit Gewässern in Frage und ihr Platz wird ihnen nicht durch Windkraftwerke oder PV-Anlagen streitig gemacht.

Anders sieht es bei der Wärme für Raumheizung, Warmwasser und Prozesse aus. Hier gibt es nicht nur eine Standortkonkurrenz zwischen erneuerbaren Energien für die reine Wärmeherzeugung, sondern auch mit Anlagen für die kombinierte Wärme- und Stromerzeugung oder die reine Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien. Beispiel: die Konkurrenz zwischen thermischen und photovoltaischen Solargewinnflächen in Bezug auf den verfügbaren Platz auf einem Gebäudedach. Für diese Art von Standortkonkurrenz sollen Systemwahlkriterien bei der Auswahl helfen.

Kriterien der Systemwahl

Die Kriterien sollen sicherstellen, dass:

- die erneuerbare Energie mit der besseren Wirtschaftlichkeit zuerst genutzt wird.
- das Potenzial der erneuerbaren Energien möglichst vollständig genutzt werden kann.
- technisch möglichst einfache, optimal funktionierende und unterhaltsarme Anlagen realisiert werden.

Wirtschaftlichkeitskriterien

Sind an einem Standort mehrere erneuerbare Energieträger verfügbar und sprechen nicht Standortkriterien oder Energiequalitätskriterien in erheblichem Masse dagegen, erfolgt die Auswahl nach dem Kriterium der besten Wirtschaftlichkeit im Sinne von Life-Cycle-Kosten. Damit durch diese betriebswirtschaftlich orientierte Sicht nicht unerwünschte volkswirtschaftliche Kosten auftreten, muss der Gesetzgeber allerdings externe Kosten der Energienutzung über eine Lenkungsabgabe in die Preise der Energieträger internalisieren.

Standortkriterien

Hier geht es um die Frage, ob es Kriterien gibt, welche die Auswahl eines Energieträgers erleichtern, falls an einem Standort mehr als ein Energieträger zur Verfügung steht. Da nicht alle erneuerbaren Energien in unerschöpflichen Mengen verfügbar sind, geht es nebst der Wirtschaftlichkeit in erster Linie darum, denjenigen erneuerbaren Energieträger auszuwählen, der standortgebunden ist und nicht in anderen Objekten genutzt werden kann. Energieträger mit höchster Standortpriorität sind:

- Abwärme aus ortsfesten Anlagen (Industrie, KVA, ARA)
- Umweltwärme und Umweltkälte aus Erdsonden, Grundwasser und Oberflächenwasser
- Wärme aus tiefen Geothermieranlagen
- Wärme aus Holz und Biomasse
- Umweltwärme und Umweltkälte aus Luft und Solarwärme

Kriterien der Energiequalität

Energiequalität bedeutet: Eine möglichst umfassende Nutzung von verfügbaren erneuerbaren Energieträgern und von Abwärme im Sinne einer kombinierten Produktion von Elektrizität, Wärme und Kälte. Dies führt zu folgenden Kriterien (Reihenfolge bedeutet keine Prioritätenfolge):

- Für Niedertemperaturwärme (Heizung und Warmwasser) möglichst geringwertige

Energien einsetzen (Umweltwärme und Abwärme mit tiefen Temperaturen).

- Erzeugung von Prozesswärme mit Biomasse, Solarenergie oder hochwertiger Abwärme
- Kombinierte Wärme- und Stromproduktion (Wärme-Kraftkopplung mit erneuerbaren Energien)
- Kombinierte Wärme- und Kälteproduktion mit Grundwasser, Oberflächenwasser und Erdsonden

Komplexitätskriterien

Eine nicht zu unterschätzende Wichtigkeit haben Komplexitätskriterien. Einfache, möglichst monovalente Systeme (mit nur einem Energieträger) sind komplexen bivalenten Systemen vorzuziehen. Sie führen zu tieferen Wartungs- und Instandhaltungskosten und ermöglichen einen optimalen Betrieb bei deutlich geringerem Überwachungsaufwand. Insbesondere gilt dies bei Einzelanlagen für Gebäudeheizung und Wassererwärmung. Grosse Anlagen für die Prozesswärmeerzeugung und für Nahwärmeversorgungen sind aus Wirtschaftlichkeitsgründen immer bivalente Systeme, in denen neben dem erneuerbaren Energieträger ein lagerbarer fossiler Energieträger für die Spitzendeckung und die Sicherstellung der Redundanz zum Einsatz kommt. Der fossile Anteil sollte 10 % bis 15 % des gesamten Energieverbrauchs nicht übersteigen.

Eindeutigkeit der Auswahl

Diese Kriterien führen in vielen Fällen rasch zu eindeutigen Resultaten bei der Auswahl des geeigneten Energieträgers für einen bestimmten Standort. Allerdings sind heute die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht so, dass der aus energetischen Gründen optimale Energieträger auch der wirtschaftlich beste ist. Daher bestimmt in Fällen, in denen zwei oder mehrere erneuerbare Energieträger zur Auswahl stehen, meist das Wirtschaftlichkeitskriterium die Auswahl. Hier muss die Energiepolitik entsprechende Rahmenbedingungen setzen, damit betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Ziele übereinstimmen.

Einzel oder im Verbund?

Der Wärme- und Kältebedarf muss längerfristig weitgehend mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Falls die Versorgung eines Einzelgebäudes mit erneuerbarer Wärme und Kälte kostengünstig und mit einem hohen Deckungsgrad möglich ist, steht aus Gründen der Einfachheit eine Einzelgebäudeversorgung im Vordergrund. Vor allem in dicht besiedelten Gebieten ist es jedoch vielfach gar nicht möglich, alle Objekte einzeln mit erneuerbaren Energien zu heizen und zu kühlen, weil zum Beispiel kein Platz für Erdsonden vorhanden ist oder Grundwasser nur in einem Teil des Gebietes nutzbar ist.

Die Nutzung interessanter erneuerbarer Wärme- und Kältequellen, wie zum Beispiel Grund- und Seewasser, Abwärme aus Kehrlichtverbrennungen, Produktionsstätten und Abwasserreinigungsanlagen, usw. ist zudem nur in genügend grossen zentralen Anlagen wirtschaftlich möglich.

In solchen Gebieten werden sinnvollerweise Verbundsysteme für erneuerbare Wärme und Kälte eingesetzt. Neue Analysen zeigen, dass auch bei einer langfristigen Reduktion des Wärmebedarfs um 50 % immer noch mehr als ein Drittel des gesamtschweizerischen Bedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Gebieten anfällt, welche eine genügend hohe Verbrauchsdichte für Verbundsysteme aufweisen.

Einzelobjekte

Bei Einzelgebäuden geht es nicht nur um die Wärme- und Kälteversorgung, sondern zunehmend auch um die Produktion von Elektrizität mittels Photovoltaikanlagen, welche auf Dachflächen und längerfristig wohl auch auf Fassaden installiert werden. In Neubauten sind Wärmepumpen für Raumheizung und Warmwasser im Leistungsbereich bis 20 kW bereits heute das mit Abstand am häufigsten eingesetzte Heizungssystem. Bestehende Gebäude weisen nach einer energetischen Gebäudesanierung Heizungsvorlauftemperaturen von unter 40 °C auf und sind für den Einsatz von Wärmepumpen ebenfalls gut geeignet. Bereits heute weisen gute Wär-

mepumpenanlagen für Raumheizung und Warmwasser Jahresarbeitszahlen von 3,0 (Umgebungsluft), 4,0 (Erdreich) und 5,0 (Grundwasser) auf. Wärmepumpen haben jedoch im Gegensatz zu Heizkesseln noch ein deutliches Verbesserungspotenzial.

Heizen und Kühlen

Dazu kommt, dass eine Wärmepumpe gleichzeitig eine Kältemaschine ist und Objekte mit Klimakältebedarf mit der gleichen Anlage und nur geringen Mehrinvestitionen auch gekühlt werden können. Bei der Nutzung von Erdreich oder Grundwasser als Wärmequelle kann ausserdem ein grosser Anteil der Klimakälte passiv, das heisst: ohne Kältemaschine, direkt erzeugt werden. Aus diesen Gründen werden sich Wärmepumpensysteme in Zukunft vermehrt durchsetzen und langfristig in Einzelobjekten aller Grössen dominieren.

Solarenergie

Der wichtigste Einsatz von Solarenergie zu Heizzwecken ist die passive Nutzung von Solarstrahlung über transparente Bauteile eines Gebäudes. Damit kann ein bedeutender Anteil des Heizwärmebedarfs gedeckt werden. Dieser wird zukünftig durch Einsatz verbesserter Fenster und Reduktion des Wärmeverlustes der opaken Teile der Gebäudehülle noch deutlich zunehmen. Thermische Solarkollektoren in Kombination mit Wärmepumpen sind aus zwei Gründen in den meisten Fällen nicht sinnvoll. Erstens wird dadurch die Gesamtanlage komplexer und teurer, da zwei unterschiedliche Anlagen miteinander verbunden werden müssen. Zweitens ist die Kombination einer hocheffizienten Photovoltaikanlage mit einer Wärmepumpe bereits heute energetisch effizienter. Allerdings muss auch gesagt werden, dass Photovoltaikanlagen die im Sommer produzierten Überschüsse ins elektrische Netz abgeben und damit die Lösung des Speicherproblems dem Betreiber des Netzes überlassen, was aber in der Schweiz mit Pumpspeicherkraftwerken relativ kostengünstig lösbar ist.

Monovalente thermische Solaranlagen haben den Nachteil, dass es aus klimatischen

Gründen bei uns nicht möglich ist, eine kostengünstige Abdeckung von 100 % des Wärmebedarfs zu erreichen und dass in bestehenden Objekten meistens kein Platz für den Einbau eines Jahresspeichers vorhanden ist. In neuen Einfamilienhäusern wiegen diese Nachteile nicht so schwer und ein Einsatz von «Vollsolarheizungen» ist deshalb, zusammen mit einer einfachen Spitzenlastdeckung mit Holz (Cheminéeofen), eine mögliche Alternative.

Holz muss aus exergetischen Gründen mittel- bis langfristig aus dem Komfortwärmebereich verschwinden und primär für Prozesswärme oder für Wärmekraftkopplung eingesetzt werden.

Wohngebäude

BSR Architekten SIA AG hat für die npg, AG für nachhaltiges Bauen in Bern die Mehrfamilienhäuser der Wohnsiedlung Burgunder geplant und realisiert (Abbildung 11). Ein wichtiger Aspekt war neben der hohen Wohn- und energetischen Qualität auch die Verwirklichung eines autofreien Konzepts in der Nachbarschaft einer S-Bahn-Station. Die hohen Ansprüche der Planer führten zu Gebäuden nach Minergie-P-Eco.

Aufgrund technischer und wirtschaftlicher Abwägungen fiel der Systementscheid zugunsten von Erdwärme aus. Es wurden 10 Erdsonden mit einer Länge von 150 m abgeteuft und die Wärmepumpe liefert Wärme für Heizung und Warmwasser. Im Sommer dienen die Erdsonden über die

Abbildung 11: MFH Burgunder in Bern (Dr. Eicher + Pauli AG)



Bodenheizung als sanfte Raumkühlung und dadurch wird das genutzte Erdreich energetisch wieder aufgeladen. Die Warmwassertemperatur an den Zapfstellen in den Wohnungen beträgt minimal 45 °C und das Legionellenproblem konnte durch eine spezielle hydraulische Schaltung gelöst werden.

Dienstleistungsgebäude

Durch die von alb Architekten realisierte Umnutzung eines alten Lagergebäudes an der Fellerstrasse konnte das Bundesamtes für Bauten und Logistik (BBL) ein Minergie zertifiziertes Verwaltungsgebäude als neuen Hauptsitz beziehen (Abbildung 12). Der grosse, offene Lichthof (Atrium), welcher über alle 6 Stockwerke in den bestehenden Gebäudekomplex eingeschnitten ist, stellte besondere Herausforderungen an das Planungsteam. Für die Heizung und Kühlung wurden im Bodenüberzug Rohrschlangen eingebaut. Dieses Heiz- und Kühlsystem ist kostengünstig und bietet durch die kleinen Temperaturunterschiede eine optimale Behaglichkeit. Auch in energetischer Hinsicht wird das Gebäude seiner Vorbildfunktion gerecht. Die Kühlung im gesamten Haus erfolgt mit Grundwasser ohne Einsatz einer mechanischen Kälteanlage. Für die Wärmeerzeugung wird Abwärme aus dem benachbarten Rechenzentrum genutzt.

Abbildung 12: Das nach Minergie zertifizierte Hauptgebäude des Bundesamtes für Bauten und Logistik (Marco Schibig).



Labors und Spitäler

Im Juni 2011 wurden das von Silvia Gmür Reto Gmür Architekten geplante neue Ins-

titut für Pathologie und Rechtsmedizin im Kantonsspital St. Gallen eröffnet (Abbildung 13). Das hochmoderne Laborgebäude vereint arbeitnehmerfreundliche, ökologische sowie betriebliche Bedürfnisse und erreichte als erster Laborbetrieb in der Schweiz die Minergie-Eco-Zertifizierung. Für die Wärme- und Kälteversorgung des fortschrittlichen Neubaus wurden 13 Erdsonden mit einer Länge von 200 m eingesetzt. Auf aktive Kälteerzeugung konnte fast gänzlich verzichtet werden. Dank thermoaktivem Bauteilsystem (TABS) werden zur Temperaturregulierung im Gebäudekomplex nur sehr geringe Vorlauftemperaturen benötigt, womit eine maximale Effizienz der Wärmepumpen erzielt wird. Die Feinregulierung der Temperaturen in den Laborräumen erfolgt über ein flinkes separates Kühlsystem. Das Lüftungssystem entspricht den neuesten Hygieneanforderungen und regelt für jedes Labor individuell die Luftmenge je nach CO₂-Gehalt oder Raumtemperatur. Die Wärmerückgewinnung aus der Lüftung und dem Serverräumen steht für eine optimale Nutzung der vorhandenen Energieressourcen.

Verbundsysteme

■ **Abwärme aus Abwasser:** Seit Ende 2011 wird in Luzern Energie aus Abwasser zu Heizzwecken verwendet. Die Gebäude auf dem Kasernenplatz sowie angrenzende Liegenschaften können mit der Abwärme aus dem Abwasserkanal am Hirschengraben CO₂-neutral versorgt werden (Abbil-

Abbildung 13: Neubau Pathologie und Rechtsmedizin des Kantonsspitals St. Gallen. Passive Kühlung mit Erdsondenfeld; Heizung mittels Abwärme aus Rechenzentrum und Erdsondenwärmepumpe (Helen Binet).



dung 14). Aufgrund seines konstanten Wasservolumens weist der Hirschengraben auch an kältesten Tagen eine verhältnismässig hohe Abwassertemperatur auf. In der Heizzentrale wird das Temperaturniveau auf rund 65 °C angehoben.

Die von ewl (Energie Wasser Luzern) realisierte neue Heizzentrale Hirschengraben ersetzt vier bestehende Ölheizzentralen. Die Abwasser-Wärmepumpe produziert jährlich ca. 2 200 MWh für Raumwärme und Warmwasser. Jährlich werden rund 130 000 Liter Heizöl substituiert und damit mehr als 300 t CO₂ pro Jahr eingespart.

■ **Wärme- und Kälte aus Abwärme:** Kälte wird aus Abwärme des benachbarten Gebäudes erzeugt. Die von den Industriellen Werken der Stadt Basel realisierte Stücki IWB'Powerbox verknüpft den Abwärmeüberschuss bestehender Infrastrukturanlagen mit Energieverbrauchern. Energetisch wurden hier innovative Wege beschritten. Die Industriellen Werke Basel (IWB) versorgen als Contractor sowohl das von Diener & Diener Architekten geplante Stücki Einkaufszentrum mit angegliederter Hotel als auch den nahe gelegenen Stücki Business Park mit der erforderlichen Wärme und Kälte. Abwärme aus den benachbarten Infrastrukturbetrieben wird mittels einer Absorptionskälteanlage für die Kälteerzeugung genutzt. Die Wärmeversorgung erfolgt mit direkt nutzbarer Abwärme. Es handelt sich um die grösste derartige Anlage in der Schweiz mit einer Kälteleistung von 7 450 kW und einer Wärmeleistung von 8 000 kW was etwa 2000

neuen Einfamilienhäusern entspricht. IWB als Contractor und Eicher+Pauli als Planer wurden für diese Leistung vom Bundesamt für Energie mit dem Watt d'Or ausgezeichnet.

Industriedampf aus Restholz

Die Oberland Energie AG, eine gemeinsame Firma der AVAG und der BKW hat in Spiez ein Biomassezentrum gebaut (Abbildung 15). Dieses ausgeklügelte Wiederverwertungssystem besteht aus einer Vergärungsanlage, einem Kompostierwerk sowie einer Alt- und Restholzheizung. Die Alt- und Restholzheizung liefert Dampf an die nahegelegene Nitrochemie AG, die damit fast vollständig auf fossile Brennstoffe verzichten kann. Der erzeugte CO₂-neutrale Dampf wird über eine Ferndampfleitung von ca. 450 m Länge in die Nitrochemie AG geführt und dort für die Produktionsprozesse verwendet. Als Brennstoff dient Restholz aus der Vergärung, Holz aus Landschaftspflege sowie Altholz.

Abnehmer der Fernwärme ist ausserdem das ABC-Zentrum in Spiez. In erster Linie wird dafür die Abwärme aus der mit Biogas beschickten Wärme-Kraft-Kopplungsanlage eingesetzt und damit eine höchst effiziente Energienutzung aus dem Vergärungsprozess erzielt. Sollte diese nicht ausreichen, wird zusätzlich Energie aus der Alt- und Restholzheizung eingespeist. Die Oberland Energie AG wurde für diese Anlage zusammen mit Eicher+Pauli vom Bundesamt für Energie mit dem Watt d'Or ausgezeichnet.

Abbildung 14: Abwasserkanal am Hirschengraben mit Wärmetauschern in der Abwasserrinne (ewl).



Abbildung 15: Alt- und Restholzheizung in Spiez (Dr. Eicher + Pauli AG).



Solarwärme

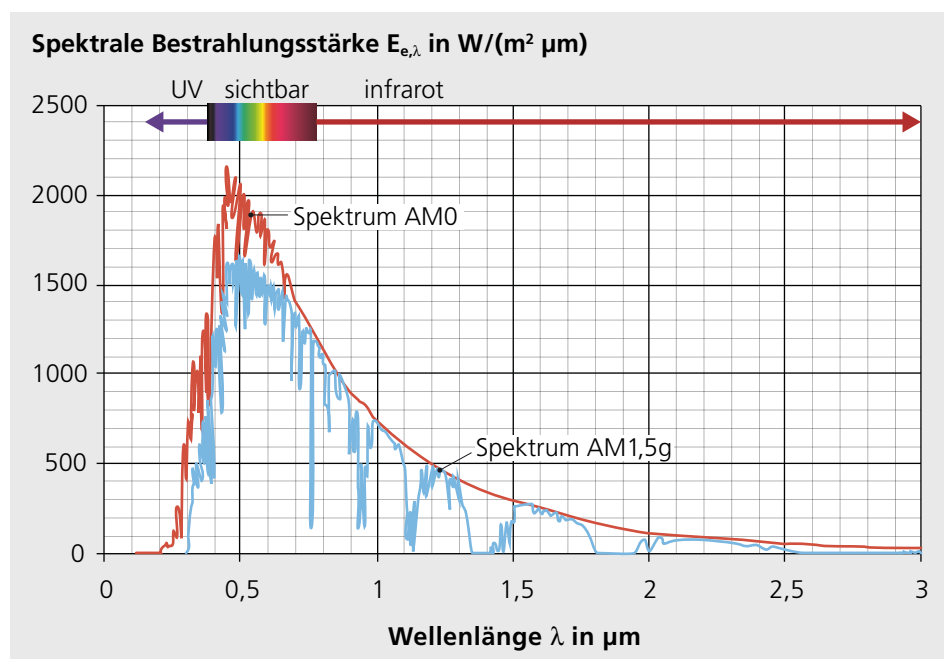
Matthias Rommel Solarstrahlung

Alles Leben auf unserem Planeten Erde wird durch die Energie der Sonne ermöglicht. Wir können Solarstrahlung direkt mit Kollektoren in Solarwärme und mit Photovoltaikmodulen in elektrischen Strom umwandeln. Physikalisch gesehen ist die Energie der Sonne elektromagnetische Strahlung im Wellenlängenbereich (λ) von 300 nm bis 2500 nm (Abbildung 16). Mit einem wichtigen Teil des Solarspektrums kennen wir Menschen uns gut aus, denn es ist der Wellenlängenbereich von 400 nm bis 800 nm, in dem wir sehen können. Licht ist also ein Teil des Solarspektrums. Etwa die Hälfte der Energie der Solarstrahlung liegt in diesem für uns sichtbaren Wellenlängenbereich. Etwa 45 % im Bereich der nahen Infrarotstrahlung (800 nm bis 2500 nm) und weitere 5 % im Bereich der UV Strahlung. Die Solarstrahlung wird von der Sonne aufgrund ihrer Oberflächentemperatur von etwa 5800 K in den Weltraum abgestrahlt. Aufgrund des Abstandes zwischen der Sonne und der Erde beträgt die Intensität der Solarstrahlung 1367 W/m² ausserhalb der Atmosphäre («Solarkonstante»). Bei klarem Himmel wird sie nur

wenig durch die Lufthülle der Erde abgeschwächt, so dass man am Erdboden Intensitäten von etwa 1000 W/m² messen kann. Das bedeutet übrigens auch, dass man an einem klaren, unbewölkten Tag in der Schweiz genauso hohe Intensitäten misst wie am Äquator. Die Sonne scheint in den sonnenreichen Gebieten in Afrika oder in den arabischen Ländern eben nur häufiger und länger, aber nicht intensiver!

Solarstrahlung setzt sich aus Direkt- und Diffusstrahlung zusammen: Direktstrahlung + Diffusstrahlung = Globalstrahlung, siehe Abbildung 17. Direktstrahlung ist gerichtete Strahlung (paralleles Licht, das nur aus der Richtung der Sonne kommt und das Schatten verursacht). Diffusstrahlung dagegen ist ungerichtet und «kommt aus allen Richtungen». Wenn keine Wolke vor der Sonne steht, ist der Direktstrahlungsanteil hoch. Aber er beträgt nicht 100 %. Der Anteil an Diffusstrahlung, der ja nicht nur durch Streuung an den Wolken, sondern auch an anderen Bestandteilen der Atmosphäre entsteht (Aerosole), beträgt selbst bei klarem Himmel etwa 10 % bis 20 %. (Bei 0 % Diffusstrahlungsanteil wäre der Himmel schwarz und völlig

Abbildung 16: Mit AM0 wird das extra-terrestrische Solarstrahlungsspektrum bezeichnet, das ausserhalb der Atmosphäre der Erde gemessen wird. Mit AM1.5g wird das Spektrum der Globalstrahlung bezeichnet, das bei klarem Himmel am Erdboden gemessen wird, wenn die Sonne 41,8° über dem Horizont steht. Die Einbrüche (z. B. im Bereich bei 1400 nm) entstehen durch Absorptions- und Streuprozesse an Wasserdampf, CO₂ und anderen Bestandteilen der Lufthülle. Die Spektralverteilung der Solarstrahlung ist bei der Entwicklung von Kollektoren, PV-Modulen und Fenstern wichtig für die optischen Eigenschaften von Absorbieren, Reflektoren, Glasscheiben, und Halbleitermaterialien.



dunkel.) Für die Solartechnik ist wichtig zu berücksichtigen, dass nur Direktstrahlung durch Spiegel und Linsen konzentriert werden kann. In unserem Klima in Mitteleuropa fällt aber weniger als die Hälfte der Solarenergie als Direktstrahlung an. Wegen des hohen Diffusstrahlungsanteils machen in unserem Klima sehr oft konzentrierende Kollektoren und konzentrierende PV-Technik weniger Sinn, weil dann von vornherein die Diffusstrahlung ungenutzt bleibt. Flachkollektoren und PV-Module können aber die gesamte Globalstrahlung ausnutzen. Wegen des hohen Diffusstrahlungsanteils in Mitteleuropa lohnen sich auch Nachführeinrichtungen von Flachkollektoren oder PV-Modulen nicht. Sie wür-

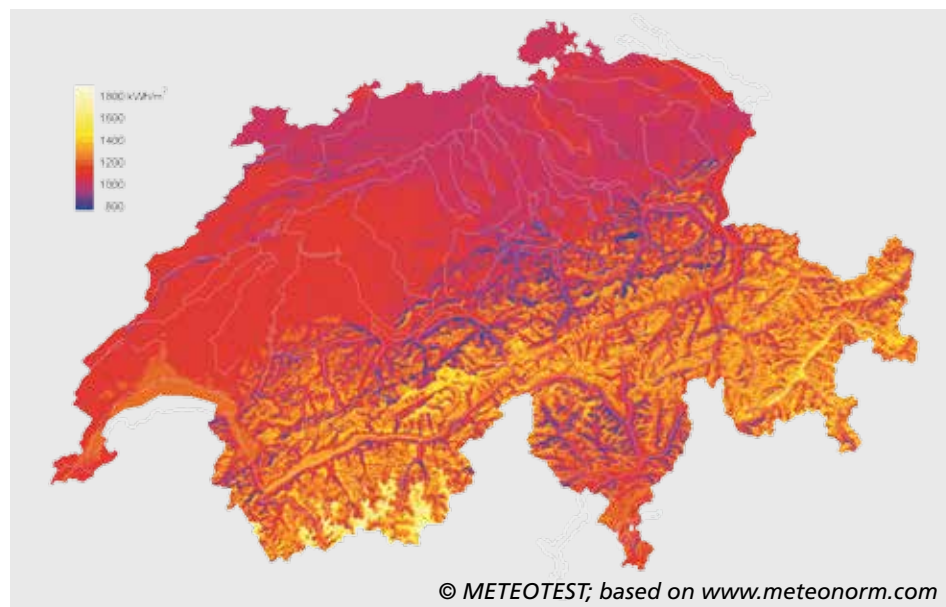
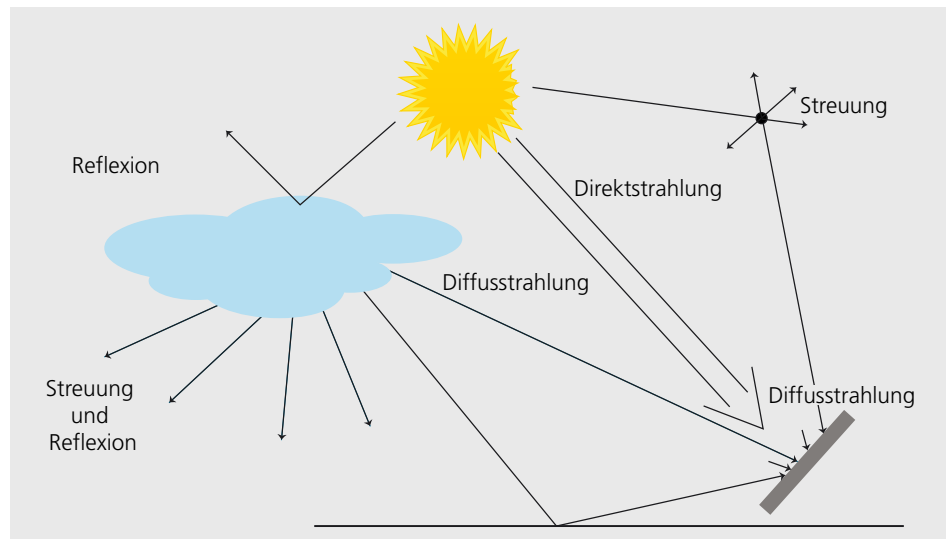
den die Technik anfälliger machen und die Kollektoren und PV-Module könnten nicht so gut in die Gebäudehülle integriert werden. In grossen Bereichen beträgt die jährliche Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche etwa 1000 bis 1200 kWh/m² (Abbildungen 18 und 19). In Höhenlagen über der Nebelgrenze erreicht die jährliche Strahlungssumme 1400 bis 1600 kWh/m².

Sonnenkollektoren

Kollektoren sind das wichtigste Bauteil einer thermischen Solaranlage. In technischer Hinsicht ist es sinnvoll, zwischen unbedeckten Kollektoren, Flachkollektoren, und Vakuumröhrenkollektoren zu unterscheiden (Abbildung 20). Diese wandeln die ge-

Abbildung 17: Direktstrahlung ist gerichtete Strahlung (paralleles Licht, das Schatten verursacht), Diffusstrahlung dagegen ist ungerichtet und «kommt aus allen Richtungen». Die gesamte Solarstrahlung, die auf den Empfänger fällt, wird als Globalstrahlung bezeichnet. Für einen horizontalen Empfänger gilt: Globalstrahlung = Direktstrahlung + Diffusstrahlung.

Abbildung 18: Globalstrahlungskarte Schweiz Jahresmittelwert 1981 bis 2000. Jährliche Summe der Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche. Als Faustregel kann man für grosse Bereiche der Schweiz von 1000 bis 1200 kWh/(m²a) ausgehen. Das entspricht dem Energieinhalt von etwa 100 Litern Öl, die jährlich pro Quadratmeter eingestrahlt wird. Trotz unterschiedlichem Wetter schwankt die Globalstrahlungssumme nur um weniger als 10% von Jahr zu Jahr.



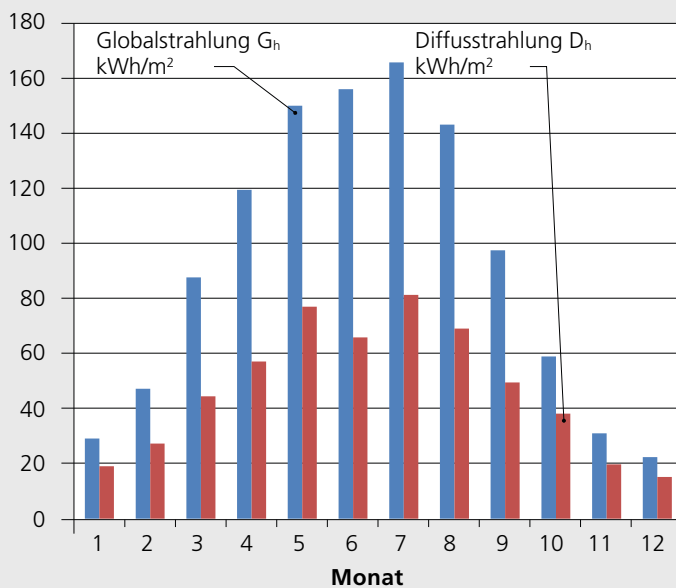
samte Globalstrahlung in Wärme um. Daneben gibt es die konzentrierenden Kollektoren wie z.B. Parabolrinnenkollektoren und Fresnelkollektoren, die nur den Direktstrahlungsanteil umwandeln, aber höhere Temperaturen erreichen. Der grundsätzliche Aufbau und die einzelnen Hauptkomponenten eines Kollektors sind dabei immer die gleichen. In Abbildung 21 sind sie am Beispiel eines Flachkollektors dargestellt.

Der Absorber hat die Aufgabe, die auf ihn auftreffende Solarstrahlung in Wärme umzuwandeln und möglichst effektiv und mit wenig Wärmeverlusten an ein ihn durchströmendes Fluid (in der Praxis ein Gemisch aus ca. 60 % Wasser und 40 % Polypropylen glykol oder bei Luftkollektoren eben Luft) zu übertragen. Bei Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren werden für die Warmwasser- und Heizungsanwendungen in Mitteleuropa fast nur noch Absorber mit selektiven Absorberbeschichtungen eingesetzt. Die Eigenschaften dieser Oberflächen ermöglichen eine sehr hohe Absorption im Wellenlängenbereich der Solarstrahlung (typischerweise $\alpha = 0,92$ bis $0,96$). Im Betrieb wird der Absorber warm und strahlt selber aufgrund seiner Temperatur Infrarotstrahlung ab. Deshalb ist die zweite Eigenschaft der selektiven Beschichtung wichtig, die sie von einer einfachen schwarzen Farbe unterscheidet, nämlich ein niedriger Emissionsgrad für Infrarotstrahlung im Wellenlängenbereich grösser 2500 nm. Der Emissionsgrad von selektiven Absorbern liegt typischerweise bei $\varepsilon = 0,05$ bis $0,10$. (Bei einer schwarzen Farbe wäre er etwa $0,90$.) Durch den niedrigen Emissionsgrad werden die Wärmeverluste des Absorbers drastisch reduziert. Das Absorberblech mit der selektiven Beschichtung besteht meistens aus Kupfer (0,2 mm dünn) oder aus Aluminium (0,4 mm). Die in Abbildung 21 dargestellte Blech-Rohr- oder Fin-and-tube-Konstruktion wird häufig verwendet. Die Fluidführenden Absorberrohre haben typischerweise Durchmesser von 8 mm und eine Wandstärke von 0,5 mm. Sie sind in einem Abstand von etwa 10 cm durch Ultraschall- oder Laserpunktschweissen mit dem Blech verbunden. Daneben gibt es auch vollflächig durchströmte Absorberkonstruktionen wie den Edelstahlabsorber (Abbildung 20) oder Aluminium-Rollbond-Absorber.

Die transparente Abdeckung eines Kollektors muss einen möglichst hohen Transmissionsgrad im gesamten Wellenlängenbereich der Solarstrahlung haben. Eingesetzt wird spezielles Solarglas (auch bezeichnet als «Weissglas» oder «eisenarmes Glas») mit typischen Transmissionsgraden von $\tau = 0,89$ bis $0,91$. Wenn Anti-Reflex-

Abbildung 19: Monatliche Global- und Diffusstrahlungssummen auf eine horizontale Fläche für ein typisches Jahr in Rapperswil. Jahressumme der Globalstrahlung = 1104 kWh/m^2 , Diffusstrahlung = 556 kWh/m^2 . Der Diffusstrahlungsanteil beträgt also 49 %. Im Winter ist der Diffusstrahlungsanteil sogar höher. Ausserdem wird deutlich, dass im Winter nur etwa ein Siebtel der Globalstrahlung im Sommer vorliegt (für eine horizontale Fläche).

Monatliche Strahlungssumme in kWh/m²



Wichtige Werte zur Solarstrahlung

- **Solarkonstante:** 1367 W/m^2 (Intensität der Solarstrahlung ausserhalb der Erdatmosphäre)
- **Intensität am Erdboden bei wolkenlosem Himmel:** 1000 W/m^2 (sowohl in Rapperswil als auch in der Sahara)
- **Tagessumme der Globalstrahlung an einem durchschnittlichen Tag im Sommer im Schweizer Mittelland:** 5250 Wh/m^2 pro Tag (horizontal). (Entspricht einem normalen Tag im Jahresdurchschnitt in der Sahara.)
- **Tagessumme Globalstrahlung an einem schönen Tag im Sommer im Schweizer Mittelland:** 6000 bis 7000 Wh/m^2 pro Tag (horizontal)
- **Jahressumme Schweizer Mittelland (horizontal):** 1100 bis 1200 kWh/m^2 (das entspricht dem Energieinhalt von 110 Litern Öl!)
- **Jahressumme Sahara:** 2500 kWh/m^2 (nur etwa doppelt so viel wie in der Schweiz!)
- **Durchschnittliche Dauerleistung im Jahr in der Schweiz (gemittelt über Tag und Nacht, Sommer und Winter):** $1200000 \text{ Wh/m}^2 / 8760 \text{ h} = 137 \text{ W/m}^2$

Beschichtungen eingesetzt werden, kann der Transmissionsgrad auf 0,94 bis 0,96 gesteigert werden. Die Gläser sind thermisch vorgespannt, weil sie eine höhere mechanische (Hagel, Wind- und Schneelasten) und thermische Belastbarkeit benötigen als Fensterglas.

Als rückseitige Wärmedämmung werden verschiedene Materialien eingesetzt (z. B. Mineral- oder Steinwolle, PU-Schaum), wobei neben den Dämmeigenschaften auch das Ausgasungsverhalten und das Feuchteverhalten wichtig ist. Flachkollektoren sind nicht hermetisch dicht. Die Komponenten im Kollektor und auch die Wärmedämmung stehen im ständigen Austausch mit der Umgebungsluft und ihrem wechselnden Feuchtegehalt. Ausserdem muss auf die Temperaturbeständigkeit, die Verarbeitbarkeit im Herstellungsprozess des Kollektors, die Lebensdauer und, abhängig von der Gehäusekonstruktion, auch auf mechanische Eigenschaften (Verwindungssteifigkeit) geachtet werden.

Das Gehäuse mit all seinen Dichtelelementen muss sehr viele wichtige Bedingungen erfüllen, die starken Einfluss auf die Lebensdauer eines Kollektors haben. Es hört sich zwar selbstverständlich an, aber es ist dennoch von höchster Priorität, dass das Gehäuse regendicht und mechanisch ausreichend stabil für Sturm-, Schnee- und Hagelbelastungen ist. Kollektoren müssen eine Lebensdauer von 25 bis 30 Jahren erreichen. Das Gehäuse muss ausserdem eine gute Dach- oder Fassadenmontage ermöglichen.

Thermische Leistung

Die thermische Leistung von Kollektoren wird nach der Kollektortestnorm EN12975 (oder ISO 9806) bestimmt und über fünf Parameter beschrieben: η_0 , a_1 und a_2 , IAM, C_c .

■ Die Wirkungsgradkennlinie mit den Parametern η_0 , a_1 und a_2 beschreibt den Wirkungsgrad bei senkrechter Bestrahlung des Kollektors: $\eta = \eta_0 - (a_1 + a_2 \cdot \Delta T) \cdot \Delta T/I$,

Abbildung 20:
Kollektorformen

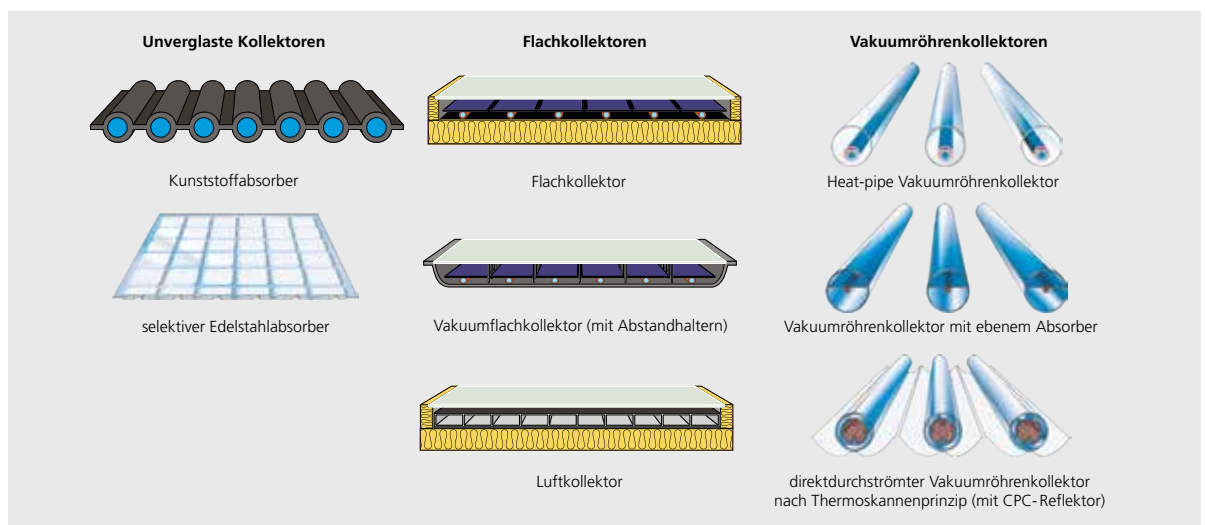
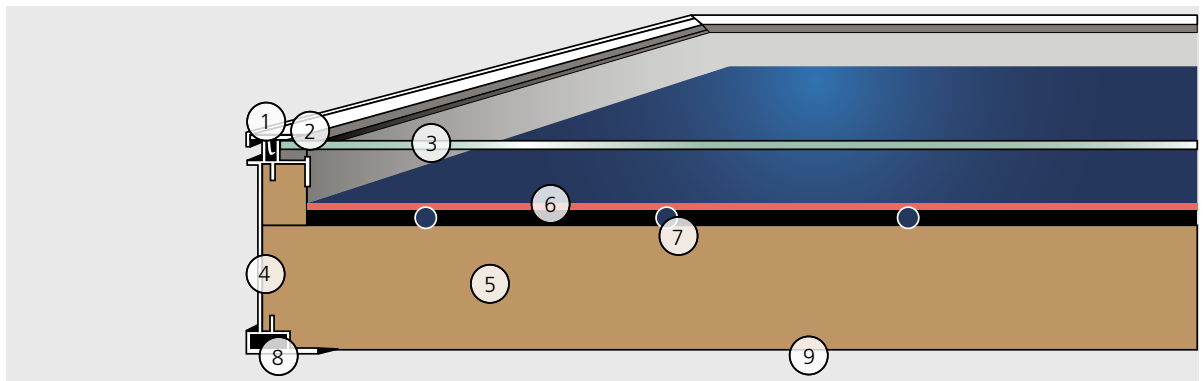


Abbildung 21:

Flachkollektor

- 1 Rahmen
- 2 Dichtung
- 3 transparente Abdeckung
- 4 Rahmen
- Seitenwandprofil
- 5 Wärmedämmung
- 6 selektiver Absorber
- 7 Flüssigkeitskanal
- 8 Befestigungsnut
- 9 Rückwand



wobei $\Delta T = T_{\text{Fluid}} - T_{\text{Umgebungsluft}}$ und I = Globalstrahlung in der Kollektorebene.

■ Der Einstrahlungswinkelkorrekturfaktor IAM (IAM = Incidence Angle Modifier) beschreibt, wie sich der Wirkungsgrad ändert, wenn die Bestrahlung nicht senkrecht, sondern schräg auf den Kollektor fällt.

■ Die Thermische Kapazität des Kollektors C_c berücksichtigt die Trägheit, mit der sich der Kollektor selbst erwärmt.

In Abbildung 22 sind typische Parameter und Wirkungsgradkennlinien von verschiedenen Kollektoren dargestellt. Der Wirkungsgrad (η = Output/Input) gibt die Effizienz an, mit der die Energie der Solarstrahlung (= Input) durch den Kollektor in thermische Energie, also in erwärmtes Fluid (= Output), umgewandelt wird. Je höher die Temperatur des Kollektors, um so grösser sind aber die thermischen Verluste des Absorbers an die Umgebungsluft und um so niedriger wird deshalb der Wirkungsgrad.

Die Grafik gilt für eine Globalstrahlung von 800 W/m^2 . Aus dem Schnittpunkt der Wirkungsgradkennlinien mit der x-Achse kann man die höchste Temperatur ablesen, die der Kollektor bei dieser Einstrahlung erreichen kann. Zum Beispiel ist das für den selektiven Flachkollektor bei $\Delta T = 125^\circ\text{C}$ der Fall. Wenn zusätzlich für die Umgebungslufttemperatur 25°C angenommen wird, ergibt sich als höchste erreichbare Temperatur 150°C (bei einer Einstrahlung von 800 W/m^2 , die der Grafik zugrunde liegt). Allerdings ist bei diesen Bedingungen der Wirkungsgrad gleich Null, das heisst, der Kollektor liefert dann keine Nutzenergie. Wird er aber bei den gleichen Wetterbedingungen zur Wassererwärmung eingesetzt, also z.B. bei Kollektorfluidtemperaturen von 60°C , ist $\Delta T = 60^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C} = 35^\circ\text{C}$ und aus der Kennlinie in Abbildung 22 kann man den Wirkungsgrad von 62 % bestimmen. Der Kollektor heizt dann also das Fluid mit 496 W/m^2 auf: $\text{Output} = \eta \cdot \text{Input} = 0,62 \cdot 800 \text{ W/m}^2 = 496 \text{ Watt pro m}^2 \text{ Kol-}$

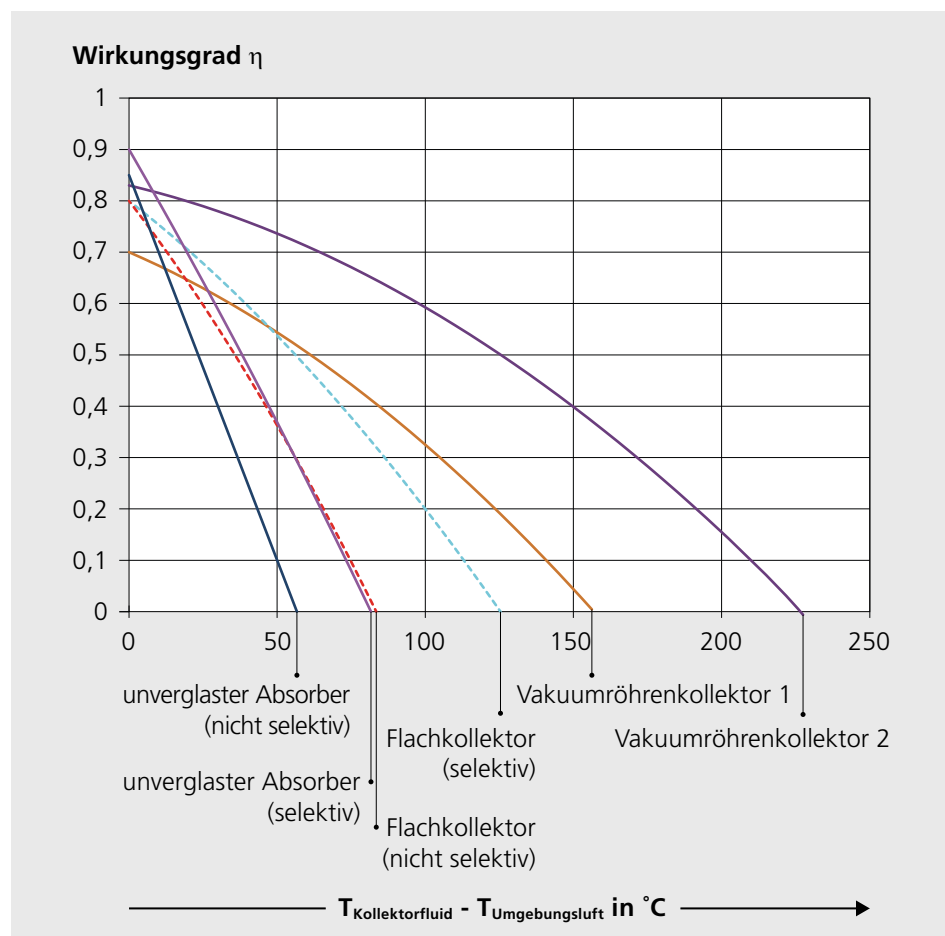


Abbildung 22:
Typische Wirkungs-
gradkennlinien
von verschiedenen
Bauarten von
Kollektoren.

*Abbildung 23: Flachkollektor.**Abbildung 24: Selektiver unabgedeckter Kollektor zur Warmwasservorwärmung (Energie Solaire S.A.).**Abbildung 25: Vakuumröhrenkollektor, an der Fassade installiert (Universität Stuttgart).**Abbildung 26: Schwimmbadkollektor (Roos GmbH).*

lektorfläche. Den höchsten Wirkungsgrad hat der Kollektor, wenn das Fluid die gleiche Temperatur wie die Umgebungsluft hat. Dann sind die thermischen Verluste gleich Null und der Flachkollektor hat einen Wirkungsgrad von 80 %. In Firmenprospekten wird oft die maximale Leistung bei 1000 W/m^2 angegeben. Angenommen der Flachkollektor habe eine Fläche von $2,35 \text{ m}^2$, dann würde man im Prospekt die Angabe finden: Kollektorleistung = 1880 W ($= 1000 \text{ W/m}^2 \cdot 0,8 \cdot 2,35 \text{ m}^2 = 1880 \text{ W}$).

Funktionstests und Haltbarkeit

Es ist wichtig, dass für die Bewertung von Kollektoren im Markt neben der thermischen Leistung auch die Qualität beachtet wird. Das heisst, dass die Eigenschaften der Haltbarkeit, der Montagefreundlichkeit und der Zuverlässigkeit sowie das Preis-Leistungs-Verhältnis beachtet werden müssen. Eine zuverlässige Funktion bei langer Lebensdauer ist für alle regenerativen Energieanlagen essenziell. Kollektoren müssen deshalb wichtige Tests nach EN12975 bestehen, um das Solar Keymark Qualitätslabel zu erreichen, das auch in der Schweiz, wie in immer mehr Ländern, für Behörden als Voraussetzung für Fördermittel gefordert wird:

- Innendruckprüfung des Absorbers
- Hochtemperatur-Beständigkeitstest
- Expositionstest
- Schneller äusserer Temperaturwechsel
- Schneller innerer Temperaturwechsel
- Dichtigkeit gegen Regenwasser
- Mechanische Belastung (Schlagfestigkeit, Hagel, Schnee- und Windlasten)
- Frostbeständigkeit
- Stillstandtemperaturtest

Für gute Kollektoren kann man aufgrund der Qualitätstests von einer Lebensdauer im Bereich von 25 bis 30 Jahren ausgehen. Abbildung 23 bis Abbildung 26 zeigen Fotos der vier wichtigsten Kollektorarten: Flachkollektoren, selektive unabgedeckte Kollektoren, Vakuumröhrenkollektoren und Schwimmbadkollektoren.

Hauptanwendungen

Die Hauptanwendung für Kollektoren ist die Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung in Wohnhäusern. Abbildung 27 zeigt die Verteilung der Kollektorflächen in Anlagen, die in der Schweiz in den Jahren 2001 bis 2011 installiert wurden. Der Anteil der Anlagen für Warmwasser und Heizung sowie der Anteil in Mehrfamilienhausanlagen wird in Zukunft steigen. Während der letzten vier Jahre (2008 bis 2012) wurden in der Schweiz im Durchschnitt pro Jahr 135 000 m² verglaste Flach- und Vakuumröhrenkollektoren neu installiert, wobei zu etwa 90 % Flachkollektoren und zu etwa 10 % Vakuumröhrenkollektoren eingesetzt wurden.

Warmwasseranlagen

Abbildung 28 zeigt den Aufbau und die Komponenten einer Solaranlage zur Wassererwärmung in einem Einfamilienhaus.

1. **Kollektorkreispumpe:** Es werden nicht mehr Pumpen aus der Heizungstechnik, sondern spezielle Solarkreisumpen eingesetzt, die auf die Betriebsbedingungen von Solaranlagen angepasst und deshalb effizienter sind (geringeres Fördervolumen und grössere Förderhöhen als bei Heizkreisumpen).

2. Die Pumpe fördert das kalte Fluid zum Einlauf des Kollektorfeldes. Analog zur Heizungstechnik wird die kalte Seite des Kollektorfeldes als **«Kollektorrücklauf»** und die warme Seite als **«Kollektorvorlauf»** bezeichnet.

3. **Kollektorfeld:** Abhängig von der Konstruktion des Kollektorabsorbers (Durchmesser der in Harfenanordnung oder in Serpentina verlegten Fluidröhrchen und der Sammelkanäle, Druckverlust) und nach Vorgaben des Systemanbieters können eine bestimmte Anzahl von Kollektoren (in der Praxis oft bis zu 6 oder 8 Kollektoren)

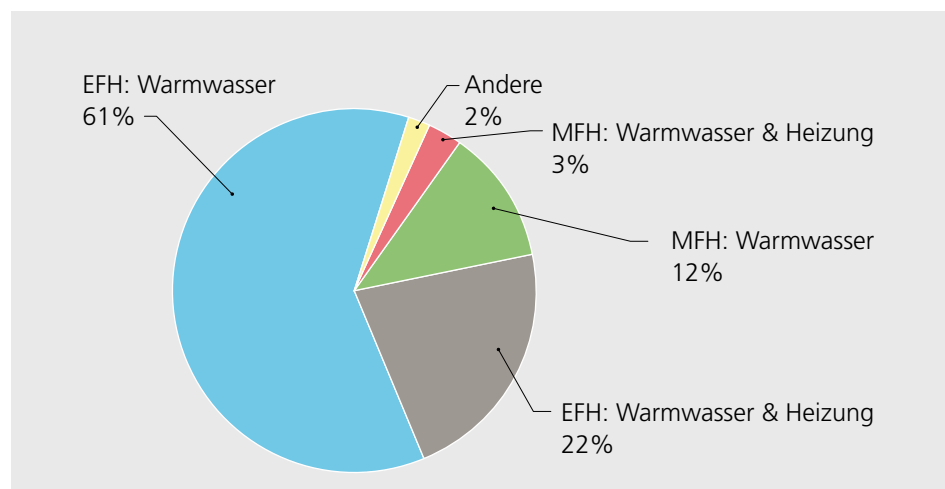


Abbildung 27: Verteilung der installierten Kollektorflächen in Anlagen, die in der Schweiz in den Jahren 2001 bis 2011 installiert wurden (Swissolar Entwurf Roadmap).

Kollektortyp	η_0	a_{1a}	a_{2a}	Einsetzbar bis zu Betriebstemperaturen von
	ohne Einheit	W/(m ² · K)	W m ⁻² · K ⁻²	°C
Unverglaster Absorber (nicht selektiv)	0,85	12	0	35
Unverglaster Absorber (selektiv)	0,9	8	0,01	40
Flachkollektor (nicht selektiv)	0,8	6	0,02	50
Flachkollektor (selektiv)	0,8	3,6	0,012	80
Vakuumröhrenkollektor 1	0,83	1,1	0,008	140
Vakuumröhrenkollektor 2	0,7	2	0,01	90

Die hier angegebenen Parameter beziehen sich auf die Aperturfläche (Index a). Sie können auch auf die Absorberfläche (Index A) oder die Bruttofläche (Index B) umgerechnet werden.

Tabelle 8: Kennwerte von Kollektorarten.

in einer Reihe in Serie verschaltet werden. Ebenfalls nach Vorgaben des Systemanbieters können mehrere Reihen parallel verschaltet werden. Die Systemanbieter berücksichtigen durch ihre Vorgaben die Bedingungen für eine möglichst gleichmässige Durchströmung des Kollektorfeldes, wobei gleichzeitig der Druckverlust des Kollektorfeldes (zusammen mit dem Druckverlust der übrigen Komponenten des Solarkreises) auf die Förderhöhe der Solarpumpe abgestimmt sein muss.

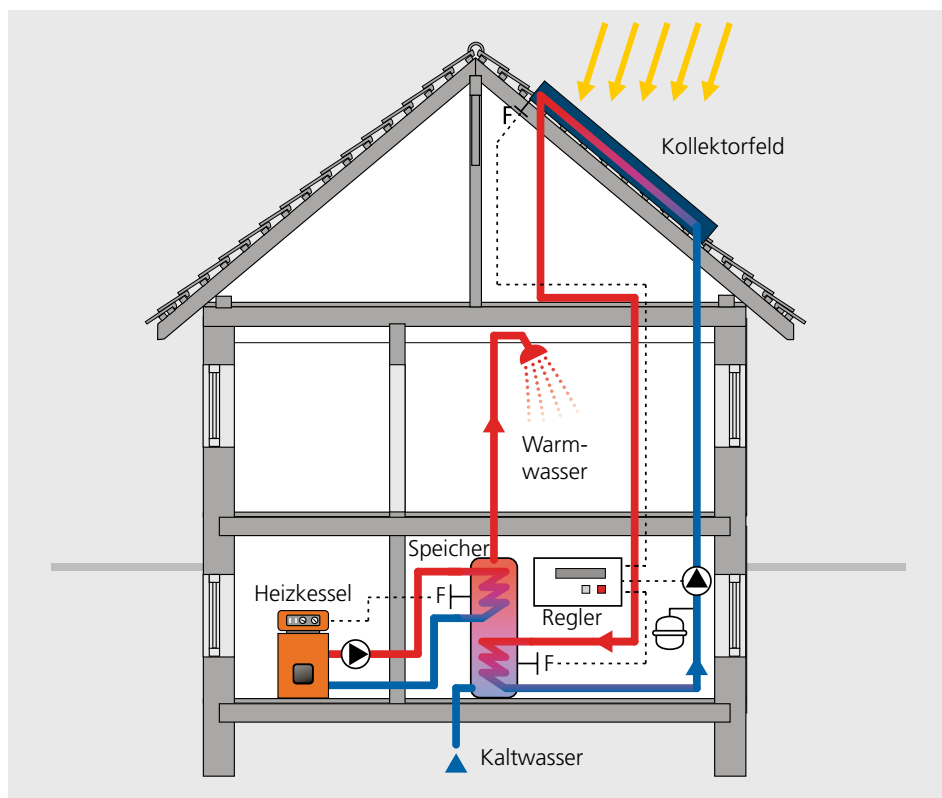
4. Bei typischen Betriebsbedingungen (Einstrahlung 800 W/m^2 , Fluideinlaufftemperatur 50°C und Umgebungslufttemperatur 20°C) wird das Fluid beim Durchströmen des Kollektorfeldes um etwa 10 K erwärmt. Das gilt für sogenannte **High-flow-Anlagen**, bei denen der Fluiddurchsatz im Kollektorfeld bei etwa $50 \text{ Litern pro Stunde pro Quadratmeter Kollektorfläche}$ eingestellt wird. In Anlagen mit grösseren Speichern, die aber auch für eine Schichtbeladung geeignet sein müssen, können noch kleinere Volumenströme von $15 \text{ l/(m}^2\text{h)}$ eingesetzt werden, wodurch die Temperaturerhöhung im Kollektorfeld auf 20 K bis 30 K steigt. Auf den Vorteil von

solchen Low-flow-Anlagen wird bei den Mehrfamilienhausanlagen eingegangen.

5. Das **Solarfluid** ist eine wichtige Komponente des Solarkreises. Weil es im Winter nicht einfrieren darf, kann kein Wasser, sondern muss ein Gemisch aus 60% Wasser und 40% Propylenglykol eingesetzt werden (auf das Volumen bezogen). Damit ist der Kollektorkreis bis etwa -20°C frostgeschützt. (Propylenglykol ist im Gegensatz zu Etylenglykol, das in Autokühlern und Wärmepumpen eingesetzt wird, nicht toxisch. Das ist aus gesundheitlichen Gründen wichtig, weil im Prinzip Leckagen im Trinkwasserwärmetauscher auftreten könnten (Solarfluid). Etylenglykol ist andererseits leichter biologisch abbaubar, was für mögliche Leckagen in Autokühlern und Wärmepumpenkreisen wichtiger ist. Ausserdem sind dem Solarfluid Inhibitorstoffe beigelegt, die der möglichen Korrosion während der Lebensdauer der Anlage vorbeugen.

6. Das im Kollektor erwärmte Fluid wird in der **gut wärmegeprägten Solar-kreisverrohrung** in den Keller zum Speicher geleitet. Faustregeln: Fließgeschwindigkeit kleiner als 1 m/s , um Fließgeräusche zu vermeiden; Dicke der Wärmedäm-

Abbildung 28: Der hydraulische Aufbau und die Komponenten einer Solaranlage zur Wassererwärmung in einem Einfamilienhaus.



mung entspricht ungefähr dem Rohrdurchmesser. Die Rohrleitungsverluste dürfen nicht unterschätzt werden. Bei Kleinanlagen können die Rohrleitungsverluste dem Energiegewinn von einem halben bis fast einem Quadratmeter des Kollektorfeldes entsprechen!

7. Speicher: Abbildung 29 zeigt drei Wasserspeicher, die in Solaranlagen eingesetzt werden. Im Fall von Warmwasseranlagen in Einfamilienhäusern (EFH) werden die links dargestellten **«Solarspeicher»** eingesetzt. Es sind «bivalente Speicher», weil Trinkwasser sowohl über den Solarkreis als auch über den Nachheizkreis erwärmt werden kann. Beide Wärmetauscher sind «eingetauchte Glattrohr-Rohrwendel-Wärmeübertrager»; im Speicher befindet sich Trinkwasser (Frischwasser-Einlauf unten, Auslauf oben). Der untere Wärmetauscher wird an den Solarkreis angeschlossen, so wie in Abbildung 28 gezeigt: warm oben, kalt unten. Über diesen Wärmetauscher kann im Wesentlichen das Volumen (das **Solarspeichervolumen**) bis zur Unterkante des Nachheiz-Wärmetauschers erwärmt werden. An den oberen Wärmetauscher wird der Wärmetauscher der Nachheizung angeschlossen (Öl, Gas, Pellets, Wärmepumpe, ebenfalls warm oben, kalt unten). Das **Bereitschaftsspeichervolumen** reicht von der Unterkante des Nachheizwärmetauschers bis zum Speicherdeckel. Dieser Teil wird ständig von der Nachheizung auf der vom Verbraucher einge-

stellten Warmwassertemperatur von etwa 50°C bis 60°C gehalten. Im Wesentlichen steht für die Speicherung der Solarwärme nur das Solarspeichervolumen zur Verfügung. Es darf nicht zu klein dimensioniert werden. Bei Kleinanlagen wird das Gesamtspeichervolumen etwa auf den Warmwasserbedarf von 2 Tagen ausgelegt (400 bis 500 Liter für einen 4-Personen-Haushalt).

8. An der Verschaltung gemäss Abbildung 28 erkennt man, dass es sich um eine rein solare Warmwasseranlage handelt, mit der keine Raumwärmeunterstützung möglich ist: Solarwärme kann nicht vom Speicher an die Heizung übertragen werden. Diese wird ausschliesslich über den konventionellen Wärmeerzeuger versorgt.

9. Das durch den Solarwärmetauscher abgekühlte Fluid fliesst dann zur Solarkreispumpe zurück (Abbildung 28). Der Solarkreis ist ein druckbehafteter geschlossener Kreis, in dem sich die Fluidtemperatur ständig ändert (nachts Umgebungstemperatur, während des Tages etwa Warmwassertemperatur). Dadurch entstehen Volumenänderungen, weshalb ein **Membranausgleichsgefäss, MAG**, in den Solarkreis eingebaut werden muss. (Der Druck im Solarkreis ist wegen der wechselnden Temperaturen nicht konstant. Er soll bei den niedrigsten Temperaturen im Kollektor (obere Absorberrohre) etwa 0,5 bar über dem Atmosphärendruck liegen. Im Keller ist der Druck aufgrund des statischen Drucks entsprechend der Haushöhe grösser.)



Abbildung 29: Die drei wesentlichen Typen von Wasserspeicher, die in Solaranlagen eingesetzt werden: Bivalenter Trinkwasserspeicher (links), Pufferspeicher (Mitte) und Kombispeicher, System Tank-in-Tank (rechts).

10. Damit ist der Solarkreis geschlossen. Für den Betrieb bedarf es aber noch weiterer Komponenten, die von den Systemanbietern auf ihre Anlagen abgestimmt und in sogenannten **Solarstationen** vormontiert zusammengefasst sind. Dazu gehören die in Abbildung 30 genannten Komponenten.

■ **Solarregler:** Wenn die Temperatur im Kollektor etwa 6 K bis 8 K höher ist als die Temperatur im Speicher auf Höhe des Solartauschers, wird die Solarkreispumpe eingeschaltet. Bei 4 K wird sie ausgeschaltet. (Die Ein- und Ausschaltemperaturen (Hysterese) werden von den Systemanbietern vorgegeben.)

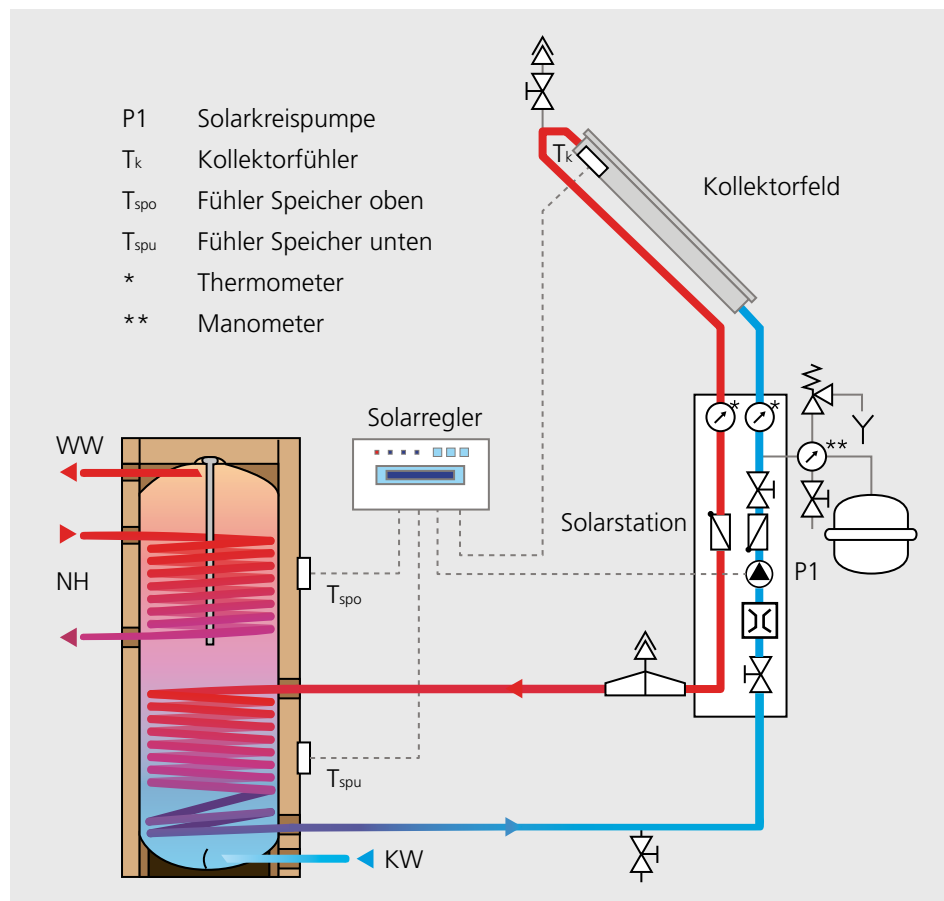
■ **Sicherheitsventil:** Es öffnet sich, wenn aus unvorhergesehenen Gründen der Druck im Solarkreis über den Maximalwert ansteigt (oft auf 6 bar ausgelegt, manchmal 10 bar).

■ **Rückschlagklappen** verhindern durch Thermosiphonkräfte ausgelöste Zirkulationen, durch die der Speicher nachts über das Kollektorfeld ausgekühlt werden kann.

■ **Entlüfter** sind notwendig, um insbesondere bei der Befüllung und Inbetriebnahme den Solarkreis vollständig mit Solarfluid zu füllen. Luft im Solarkreis führt zu Betriebsstörungen und zu reduzierter Leistung der Anlage.

■ **Befüllventile:** Ein Ventil wird vor und ein weiteres hinter der Solarkreispumpe montiert, damit bei der Inbetriebnahme mit einer Befüllpumpe parallel zur Solarkreispumpe mit hoher Fließgeschwindigkeit Luft aus dem Solarkreis und der Kollektorfeldverrohrung verdrängt werden kann.

Die **Auslegung und Dimensionierung der Anlagen** (Grösse des Kollektorfeldes und des Speichervolumens) erfolgt durch den Systemanbieter, der sein Gesamtsystem durch viele Jahre Betriebserfahrungen optimiert hat (Auswahl der Komponenten, Anschlusshöhen der Rohre am Speicher, Fühlerpositionen, Einstellungen der Regelung, MAG-Dimensionierung und Vordruckeinstellung, usw.). Die Installation und Inbetriebnahme sollte nur durch Installateure



erfolgen, die genau diese Systeme gut kennen und vom Systemanbieter ausgebildet wurden. Als Faustregel kann für die Dimensionierung von Warmwasseranlagen in Einfamilienhäusern angesetzt werden:

- 1,5 bis 2 m² Kollektorfläche pro Person
- 80 bis 120 Liter Warmwasserspeichervolumen pro Person

Damit können im Jahr etwa 50 % bis 60 % des Warmwasserbedarfs gedeckt werden. Während der meisten Zeit von Mai bis September kann der Heizkessel komplett ausgeschaltet bleiben. Bei dieser Dimensionierung liegt der jährliche Kollektorertrag bei etwa 350 bis 550 kWh/m² (bezogen auf die Absorberfläche).

Auch bei der Berücksichtigung der Dachorientierung für die Festlegung der Kollektorfeldgrösse sollte man sich auf die Erfahrung der Systemanbieter verlassen, die dafür EDV-Programme (wie z.B. Polysun oder T-Sol) einsetzen. Oft wird von Laien intuitiv die Auswirkung der Dachorientierung stark überschätzt. Aus Abbildung 31 kann man entnehmen, dass eine Warmwasseranlage, deren Kollektorfläche um 30° geneigt und nach Südwesten ausgerichtet ist, nur etwa 7 % weniger Ertrag hat als ein optimal ausgerichtetes Kollektorfeld, nämlich 42° Neigung und Orientierung nach Süden mit 5° Abweichung nach Westen bei den für die Simulationsrechnungen verwendeten Wetterdaten. Selbst wenn die Neigung 30°

beträgt und das Kollektorfeld genau nach Westen orientiert ist, wird nur etwa 20 % mehr Kollektorfläche benötigt um die Ertragsreduktion infolge der Orientierung auszugleichen. (Der Grund für den geringen Einfluss der Kollektorfeldorientierung ist der hohe Diffusstrahlungsanteil in unserem Klima.)

Heizungsunterstützende Solaranlagen

Wenn die Solarwärme nicht nur für das Trinkwarmwasser, sondern in den Übergangsjahreszeiten auch für einen Teil der Raumwärme genutzt werden soll, muss im Wesentlichen ein anderer Speicher eingesetzt werden. Die in der Schweiz am häufigsten eingesetzte Variante ist ein «Kombispeicher» mit einem Tank-im-Tank-Konzept (Abbildung 32). Im äusseren Behälter befindet sich kein Trinkwasser, sondern das Heizungswasser, das auch durch die Heizkörper fliesst. Im unteren Teil dieses Speicherbereichs ist der Wärmetauscher des Solarkreises installiert. Alle Komponenten des Solarkreises sind genau die gleichen, wie bei Warmwasseranlagen. Das Trinkwasser befindet sich im inneren Speicher (Kaltwasserzulauf unten im schmalen Bereich, Warmwasserentnahme oben im erweiterten Bereich). Die Nachheizung des Warmwassers erfolgt durch den konventionellen Wärmeerzeuger, der

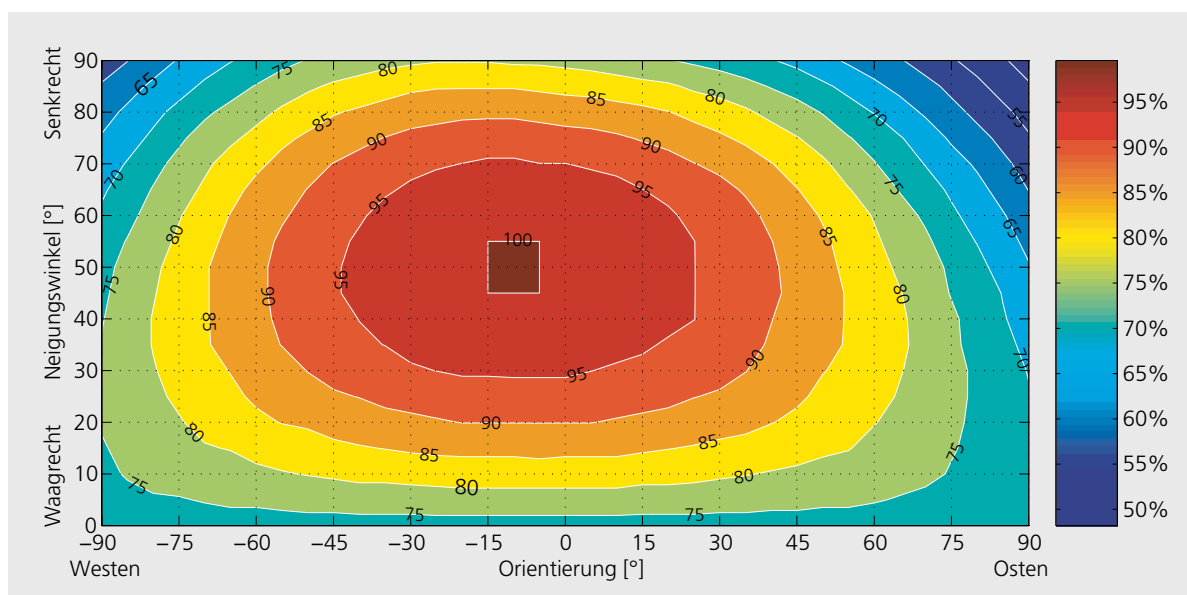


Abbildung 31:
Einfluss der
Orientierung und
der Neigung des
Kollektorfeldes.

den oberen Teil des Heizwasserbereichs erwärmt. (Die Mantelfläche des oberen Bereichs des Trinkwasserspeichers ersetzt quasi den Nachheizwärmetauscher der solaren Warmwasseranlage von Abbildung 28.) An den Heizwasserteil des Kombispeichers ist der Heizungskreis mit seiner Rücklaufbeimischung angeschlossen. Um Solarwärme für den Heizkreis nutzen zu können, ist es wichtig, dass möglichst grosse Heizflächen in der Wohnung installiert sind, z. B. Fussboden- und Wandheizflächen. Dadurch kann die Heizung mit niedrigen Vorlauftemperaturen (z. B. 35°C) betrieben werden. Bei den kleinen Heizflächen von konventionellen Heizkörpern sind Vorlauftemperaturen von 60°C notwendig, um die Wärme vom Heizkörper in den Wohnraum zu übertragen. Während der Heizperiode wird aber der Speicherteil des Kombispeichers, an dem der Heizungsvorlauf angeschlossen ist, nur sehr selten auf 60°C erwärmt, so dass der Beitrag der Solarwärme zur Raumwärme bei Heizungsvorlauftemperaturen von 60°C deutlich geringer ist als bei 35°C.

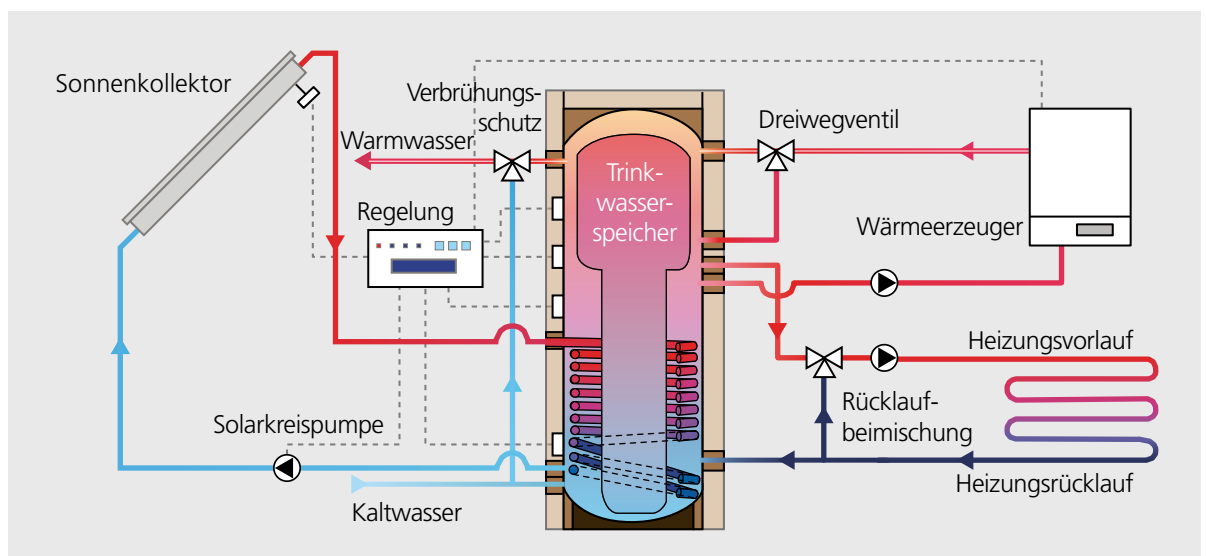
Ausser Kombispeicher nach dem Tank-im-Tank-Prinzip gibt es mehrere andere Systemmöglichkeiten (z. B. Trinkwassertank als grosser Rohrwendelwärmetauscher, Trinkwasserentnahme über Frischwassermodul, Heizungsrücklaufanhebung), die im Ordner «Solarthermische Anlagen» von DGS und Swissolar beschrieben werden. Insbesondere Kombinationen von Solarkol-

lektoren mit Holz- oder Pelletheizungen ergeben günstige Synergien für beide Techniken, weil ein grosser Pufferspeicher für geringes Takten des Brenners sorgt.

Bei heizungsunterstützenden Solaranlagen ist es noch wichtiger als bei solaren Warmwasseranlagen, optimierte Gesamtanlagen von Systemanbietern einzusetzen. Die Installationshöhe und geometrische Ausführung der Speicheranschlüsse, die Fühlerpositionen zusammen mit den Reglereinstellungen haben einen sehr grossen Einfluss auf einen guten solaren Systemertrag.

Sehr deutlich wird das auch bei der Kombination von Solarkollektoren mit Wärmepumpen: ein Pufferspeicher, der gut geeignet ist für Nachheizung durch Öl- oder Gasbrenner, kann ungeeignet sein für die Kombination mit einer Wärmepumpe. Für die Wärmepumpe werden für die Übertragung einer bestimmten Wärmeleistung höhere Volumenströme benötigt, weil sie einen kleineren Temperaturhub als Öl- oder Gasbrenner erzeugt. Dies führt zu höheren Fließgeschwindigkeiten, wodurch wiederum Vermischungen im Speicher verursacht werden. Durch die Zerstörung der Schichtung sind die Fühler an ungeeigneten Orten angebracht bzw. sind die Abstände der Ein- und Auslaufanschlüsse des Speichers in Bezug auf die Lage der Wärmetauscher nicht mehr richtig gewählt, so dass die Regelungen nicht so funktionieren können, wie sie konzipiert waren für den Fall von Öl- oder Gasbrennern. Dadurch ar-

Abbildung 32:
Heizungsunter-
stützende Solar-
anlage mit einem
Kombispeicher nach
dem Tank-im-Tank-
Konzept.



beiten die Wärmepumpen dann unnötigerweise oft im Warmwassermodus und durch die fehlende Speicherwasserschichtung wird der Solarteil des Speichers über die Wärmepumpe aufgeheizt, wodurch ein Solareintrag unterbunden wird bzw. die Kollektoren bei unnötig hohen Betriebstemperaturen und dadurch geringem Wirkungsgrad arbeiten müssen. Die Systemanbieter müssen deshalb für die Kombination von Solarkollektoren und Wärmepumpe sehr sorgfältig die Kombispeicherkonstruktion und Regelung an diese Technik anpassen. Die Dimensionierung der Anlagen in Einfamilienhäusern ist stark von der konventionellen Heiztechnik und den benötigten Heizungsvorlauftemperaturen abhängig und wird vom Systemanbieter erarbeitet. Häufig werden Kollektorflächen von 12 m² bis 20 m² installiert mit 800 l bis 1500 l Gesamtspeichervolumen. Damit wird ein solarer Anteil am Gesamtwärmebedarf (Heizung plus Warmwasser) von 10% bis 50% erreicht, natürlich sehr stark abhängig vom Dämmstandard des Hauses und der benötigten Heizungsvorlauftemperatur (Abbildung 33). In solchen Systemen liegt der jährliche Kollektorkreisenertrag zwischen 250 kWh und 350 kWh pro Quadratmeter Kollektorfläche.

Stagnationsverhalten

Bei Solaranlagen zur Heizungsunterstützung treten im Sommer zwangsläufig sogenannte Stillstandssituationen auf, in denen das Kollektorfeld mehr Energie produziert, als im Speicher aufgenommen werden kann. Wenn die maximal zulässige Speichertemperatur erreicht ist (z. B. 95 °C), muss die Solarkreispumpe durch die Regelung ausgeschaltet werden. Das Solarfluid in den Kollektoren wird dadurch sehr schnell auf Temperaturen über der Verdampfungstemperatur erhitzt. Das Fluid an den heissesten Stellen in den Kollektoren beginnt zu verdampfen, was mit einer grossen Volumenzunahme verbunden ist. Der Dampf verdrängt dabei das Fluid aus dem Kollektorfeld und drückt es in das Membranausgleichsgefäss (MAG). Damit das möglich ist, muss das Kollektorfeld konsequent entleeren und der Solarkreis hydraulisch so aufgebaut sein, dass das Fluid ungehindert den Weg bis zum MAG nehmen kann. Das betrifft auch die Lage des Rückschlagventils und der Solarkreispumpe zum MAG sowie die Rohrführung im Kollektorfeld und vom Dach zum Speicher im Keller. Das MAG muss so gross ausgelegt werden, dass das verdrängte Fluid aus dem Kollektorfeld vollständig im MAG

Energieeinsparung in %

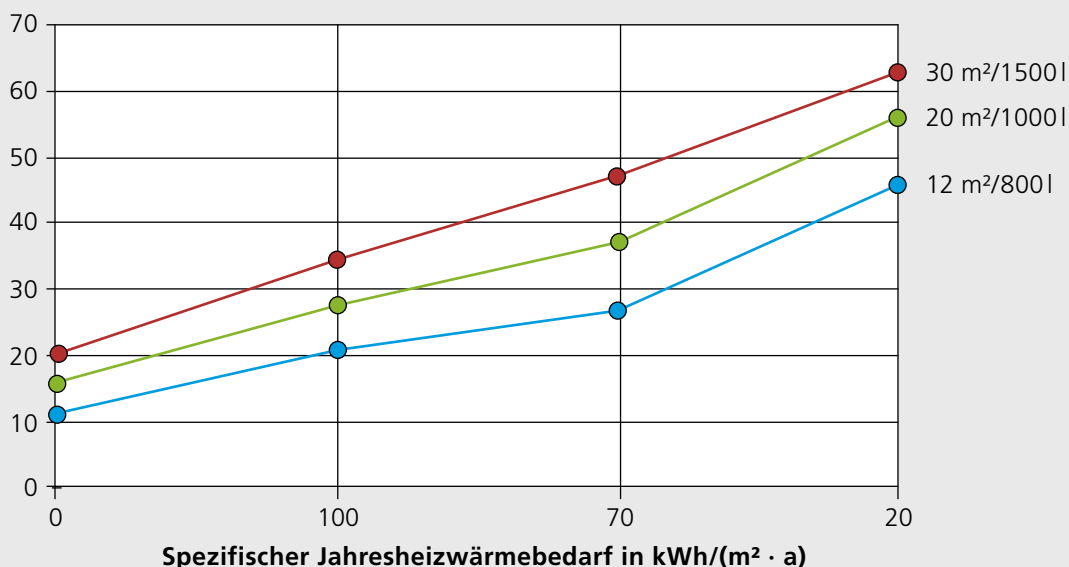


Abbildung 33:
Die Energieeinsparung durch eine heizungsunterstützende Solaranlage ist sehr stark abhängig vom Heizwärmebedarf des Hauses und der Vorlauftemperatur des Heizsystems (Kollektorfläche/ Speichervolumen).

aufgenommen werden kann. Das eben kurz beschriebene System mit Verdampfung eines kleinen Teils des Fluids wird auch als Steam-back-System bezeichnet, weil der Dampf das Fluid zurück zum MAG drückt. Daneben gibt es sogenannte Drain-back-Systeme, bei denen sich schon im Normalbetrieb das Kollektorfeld bei ausgeschalteter Solarkreispumpe immer entleert. Dadurch befindet sich bei Stillstandssituationen kein Fluid im Kollektor und die Anlage kommt auch mit Stillstandssituationen im Sommer klar.

Solarwärme für Mehrfamilienhäuser

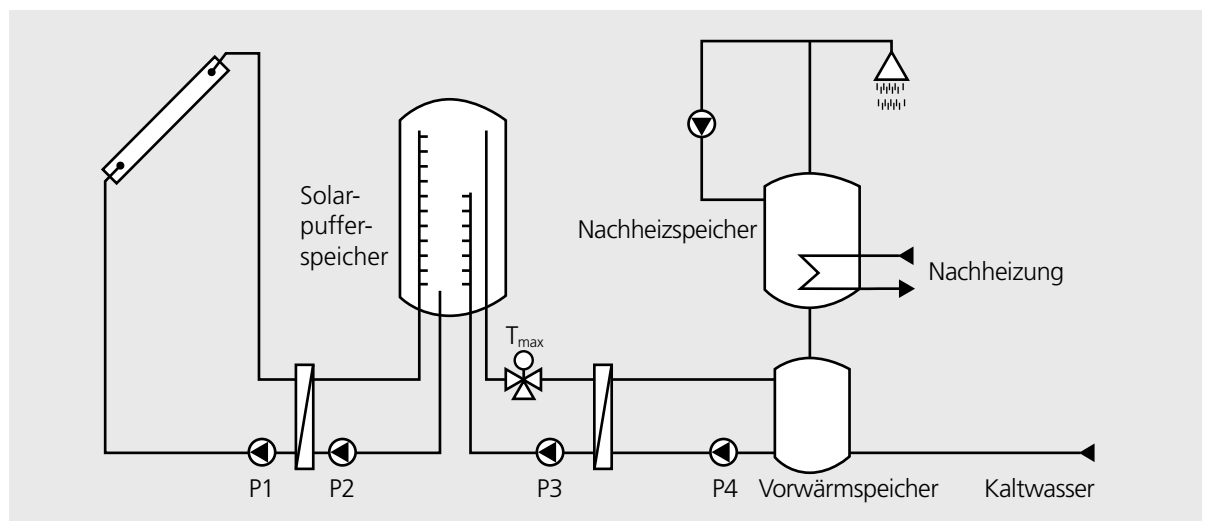
Ab Kollektorflächen von ca. 50 m² kommen Kombispeicherkonzepte an ihre Grenzen. (Weil z.B. im Speicher der Platz für eine ausreichende Wärmeübertragungsfläche für solare Rohrwendelwärmeübertrager fehlt und Speicherschichtungen schlecht realisiert werden können.) Deshalb werden Pufferwasserspeicher eingesetzt. Der Solarkreis ist genauso aufgebaut, wie im Kapitel «Warmwasseranlagen» beschrieben und wird vom Solarkreisfluid durchströmt. Im Pufferspeicher befindet sich Pufferwasser, das im Laufe der Anlagenlebensdauer nicht ausgetauscht wird. Die Speicherbeladeeinheit besteht aus einem Plattenwärmetauscher und den beiden Pumpen P1 und P2. Die Solarkreisregelung schaltet die beiden Pumpen gemeinsam ein, wenn Solarwärme

zur Verfügung steht und diese in den Pufferspeicher übertragen werden soll. Dabei werden immer Schichtladeeinrichtungen eingesetzt. Entweder sind es Schichtladelanzen, wie in Abbildung 34 skizziert, oder die Schichtbeladung wird durch schaltbare Dreiwegventile realisiert, die den Solarwärmeeintrag auf unterschiedlichen Speicherhöhen ermöglichen. Die Energieentnahme aus dem Pufferspeicher erfolgt durch die Entladestation (oder «Frischwasserstation»), die aus einem Plattenwärmetauscher und den gemeinsam geschalteten Pumpen P3 und P4 besteht. Über sie wird das Trinkwasser im Vorwärmespeicher erwärmt. Besonders wichtig bei der Auslegung der Anlage sind ausreichend gross dimensionierte Plattenwärmetauscher, um im Solarkreis möglichst niedrige Kollektoreinlaufftemperaturen, und deshalb hohe Kollektorwirkungsgrade zu ermöglichen. In beiden Wärmetauschern soll die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz nicht höher als 5 K sein. Die Grösse des Wärmetauschers der Entladestation ist dabei noch wichtiger als die des Wärmetauschers der Beladestation.

Warmwasser für 60 Personen

Als konkretes Beispiel für eine Warmwasseranlage in einem Mehrfamilienhaus soll eine Anlage dienen, die im Jahr 2011 in der Nähe von Winterthur durch die Lutz Bodenmüller AG installiert wurde. In dem Haus befinden sich 20 Wohneinheiten, in denen insgesamt etwa 60 Personen leben.

Abbildung 34:
Grosse solare
Warmwasseranlage
mit schichtendem
Pufferspeicher für
Mehrfamilienhäuser
(MFH).



Der tägliche Warmwasserbedarf liegt bei 3000 Liter. Die Anlage wurde zusätzlich zur bestehenden Warmwasserbereitung, einem liegenden 600-Liter-Boiler über einem Ölkessel, installiert. Auf dem Flachdach wurde ein Kollektorfeld aus 18 Flachkollektoren (Querformat) aufgebaut (Abbildung 35). Das Feld besteht aus drei Kollektorreihen, die nach Süden ausgerichtet hintereinander angeordnet und hydraulisch parallel verschaltet sind. Eine Kollektorreihe besteht dabei aus sechs hintereinandergeschalteten Kollektoren. Die gesamte Absorberfläche des Kollektorfeldes beträgt $41,4 \text{ m}^2$. Das Feld ist nach dem sogenannten Tichelmann-Prinzip verrohrt (gleiche Strömungslängen für alle Kollektorteilfelder, Abbildung 36). Über die Leitung ganz rechts im Foto wird das zu erwärmende Kollektorfluid von der Solarkreispumpe vom Speicher im Keller auf das Dach geführt.

Die Kosten der Anlage für den Endkunden inklusive MWST liegen bei 76 150 Fr. (Abbildung 37). Unterschätzt werden sehr oft die Nebenarbeiten für die Montage (Verlegung und Isolierung der Solarleitungen in Keller, Fassade und Dach, Maurer- (Kernbohrung) und Elektroarbeiten, Gerüst, Kranzug zum Hochheben der Kollektoren, Sanitäranschlüsse Kaltwasser, Zirkulation).

Was bedeutet das für die Wärmegegestehungskosten? Man kann für die meteorologischen Bedingungen des Standorts und die technischen Daten der Anlage einen

jährlichen Kollektorertrag von etwa 500 kWh pro m^2 Absorberfläche abschätzen. Bei einer Lebensdauer von 30 Jahren bedeutet das einen Gesamtenergieertrag von $500 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a}) \cdot 41,4 \text{ m}^2 \cdot 30 \text{ a} = 621\,000 \text{ kWh}$. Wenn in einer sehr vereinfachten Betrachtung die sogenannte statische Amortisationszeit zugrunde gelegt wird (und damit die zukünftige Entwicklung der Inflation und der Kapitalkosten sowie die Wartungskosten nicht berücksichtigt werden), ergeben sich Wärmegegestehungskosten von $76\,150 \text{ Fr.}/621\,000 \text{ kWh} = 0,12 \text{ Fr./kWh}$. Das ist nur wenig mehr als die Wärmegegestehungskosten für die Warmwasserbereitung mit konventionellen Energieträgern, selbst bei heutigen Energiepreisen. Leider kann niemand vorhersehen, wie sich die Preise der konventionellen Energieträger in den kommenden 30 Jahren entwickeln werden. Wer hätte vor 30 Jahren – also im Jahr 1983 als das Barrel Öl noch 27,59 \$ kostete, – geahnt, dass es Ende 2012 vier Mal (!) mehr kosten würde, nämlich 111,27 \$ und der Liter Heizöl für Kunden in der Schweiz etwa 1 Fr. pro Liter kostet? Bei Annahme eines mittleren (Sommer und Winter) Anlagenwirkungsgrades von 80 % und einem Energieinhalt von 10 kWh/Liter Öl ergibt sich ein kWh-Preis von 0,125 Fr./kWh für die Warmwasserbereitung mit Öl, also etwa der gleiche Wert wie für die solare Warmwasserbereitung. Wegen der Unsicherheit der Energiepreisentwicklung über Zeiträume von 20 bis 30 Jahren, ist

Abbildung 35: Die Rohrleitungen (hier in Edelstahl mit Pressfittings ausgeführt) sind noch nicht isoliert, so dass man das hydraulische Konzept der Kollektorfeldverschaltung gemäss Abbildung 36 nachvollziehen kann. Die Kollektoren werden von unten (kalt, «Kollektoreinlauf» oder entsprechend des Sprachgebrauchs in der Heizungstechnik auch als «Kollektorrücklauf» bezeichnet) nach oben (warm, «Kollektorauslauf» oder «Kollektorvorlauf») durchströmt. Am Auslauf jeder Kollektorreihe befindet sich ein Entlüftungsventil. Ausserdem ist die mechanische Sicherung der Kollektoren über Betonplatten-gewichte (insgesamt 126 Betonplatten à 38 kg) sichtbar.



es sehr fraglich, ob man mit angeblich genaueren Rechnungen unter Berücksichtigung von Inflationsraten und Kapitalkosten zu aussagekräftigeren Ergebnissen kommt als mit Abschätzungen durch einfache statische Amortisationsrechnungen. Selbst wenn für die Anlage nur ein Ertrag von $400 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ und eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen wird, liegt der statisch berechnete Wärmegestehungspreis bei etwa $0,23 \text{ Fr./kWh}$ und die Anlage wird sich vermutlich im Verlauf der Lebensdauer immer noch betriebswirtschaftlich amortisieren. Und im hier zugrunde gelegten Endpreis von 76 150 Fr. sind ausserdem keine etwaigen Fördermittel berücksichtigt. Volkswirt-

schaftlich gesehen ist die Solarwärmanlage aufgrund der Nutzung regenerativer Energien und des damit vermiedenen Ausstosses von CO_2 und sonstigen Schadstoffen sowie des Beitrags zu gesicherten Arbeitsplätzen und zur erhöhten Unabhängigkeit der Schweizer Energieversorgung auf jeden Fall ein Gewinn.

Konzentrierende Kollektoren

Die Direktstrahlung der Sonne kann mit Spiegeln und Linsen konzentriert werden. Durch konzentrierende Kollektoren wird aber der Diffusstrahlungsanteil der Globalstrahlung nicht genutzt, und dadurch ist der Wirkungsgrad bezogen auf die Globalstrahlung von vornherein geringer

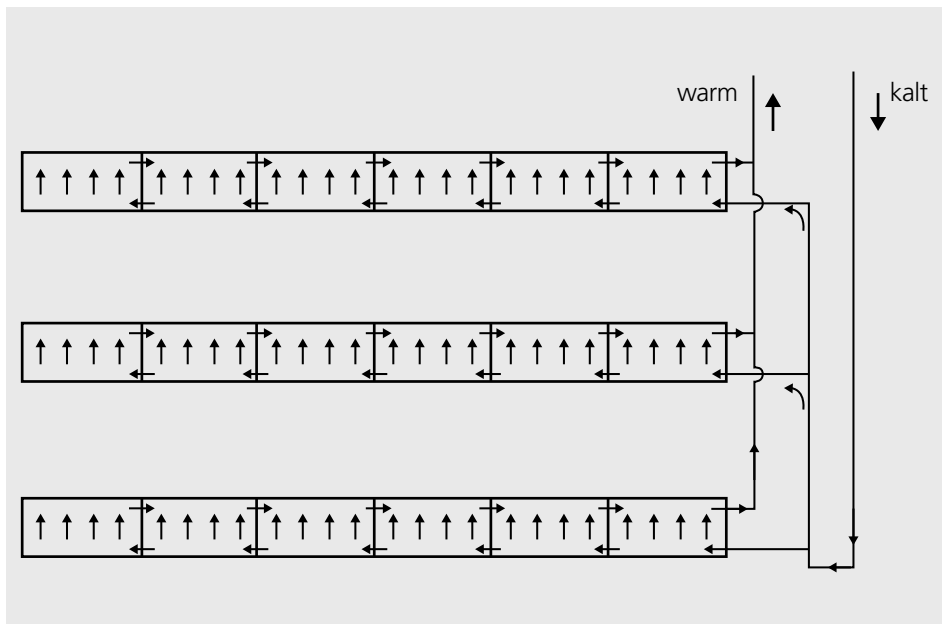


Abbildung 36: Hydraulisches Verschaltungsschema des Kollektorfeldes.

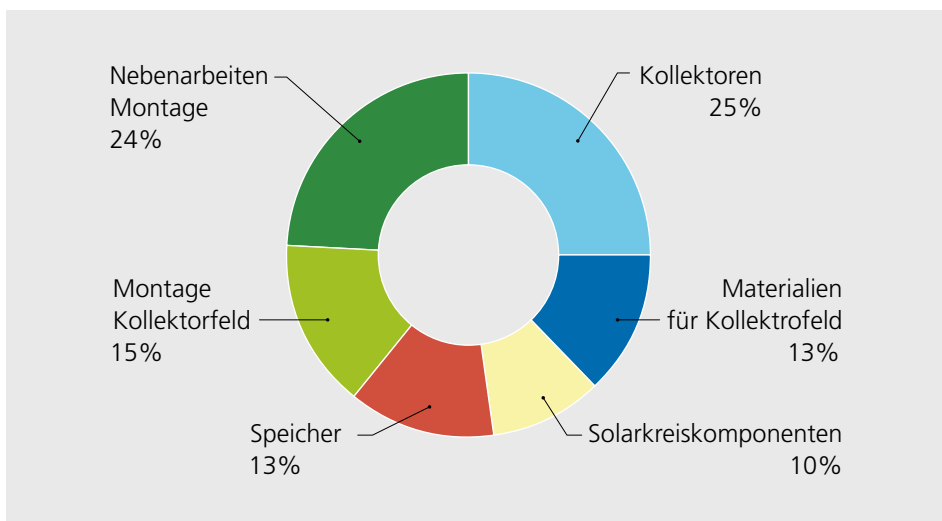


Abbildung 37: Kosten der installierten Anlage für den Endkunden inklusive MWST, ohne Berücksichtigung allfälliger Förderung. Gesamtkosten 76 150 Fr. (inklusive MWSt).

als bei nicht-konzentrierenden Kollektoren. Andererseits können aber durch die Konzentration der Strahlung deutlich höhere Kollektortemperaturen erreicht werden. Mit nicht-konzentrierenden Kollektoren sind selbst mit guten Vakuumröhrenkollektoren Wirkungsgrade über 30 % nur bis Temperaturen unter 200 °C möglich. Die Nutzung der Solarstrahlung für höhere Temperaturen ist nur durch Konzentration der Direktstrahlung möglich. Abbildung 38 zeigt die prinzipiellen Reflektorkonstruktionen für Linienkonzentration (Parabolrinnenkollektor und Fresnelkollektor) und für Punktkonzentration (Dish-Konzentrator und Solarturmkraftwerk). Durch die Strahlungsphysik sind die theoretisch maximal erreichbaren Konzentrationen C ($C = \text{Eintrittsfläche} / \text{Absorptionsfläche}$) für Linienkonzentration 215 und für Punktkonzentration 46225. In der Praxis erreichen Kollektoren etwa die Hälfte dieser Konzentrationswerte. In Parabolrinnenkollektoren (Abbildung 39) wird Thermoöl auf 400 °C oder mehr erhitzt. Die Aperturweite der Reflektoren

beträgt etwa 6 m. Sie konzentrieren die Direktstrahlung auf das Absorberrohr von 70 mm Durchmesser. Der Receiver besteht aus dem selektiv beschichteten Absorberrohr, das sich in einer evakuierten Glasröhre befindet. Die Kollektorreihen sind mehrere hundert Meter lang und werden einachsigt der Sonne nachgeführt. Die Energie des solar erhitzten Thermoöls wird über Wasserdampf und einen konventionellen Stromgenerator in elektrische Energie umgewandelt. Die typische Einheit eines Solarkraftwerkes hat eine elektrische Leistung von 50 MW_{el}. Im Jahr 2012 waren weltweit Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 2600 MW_{el} installiert, die jährlich Elektrizität von ca. 4,6 TWh produzieren. Solarthermische Kraftwerke stehen in Konkurrenz zu grossen PV-Anlagen, bei denen gerade in den letzten Jahren deutliche Kostenreduktionen erzielt wurden. Allerdings haben solarthermische Kraftwerke die Möglichkeit, über Wärmespeicher (bei 400 °C!) Energie zu speichern, wodurch die Stromproduktion auch in die Nacht verlängert

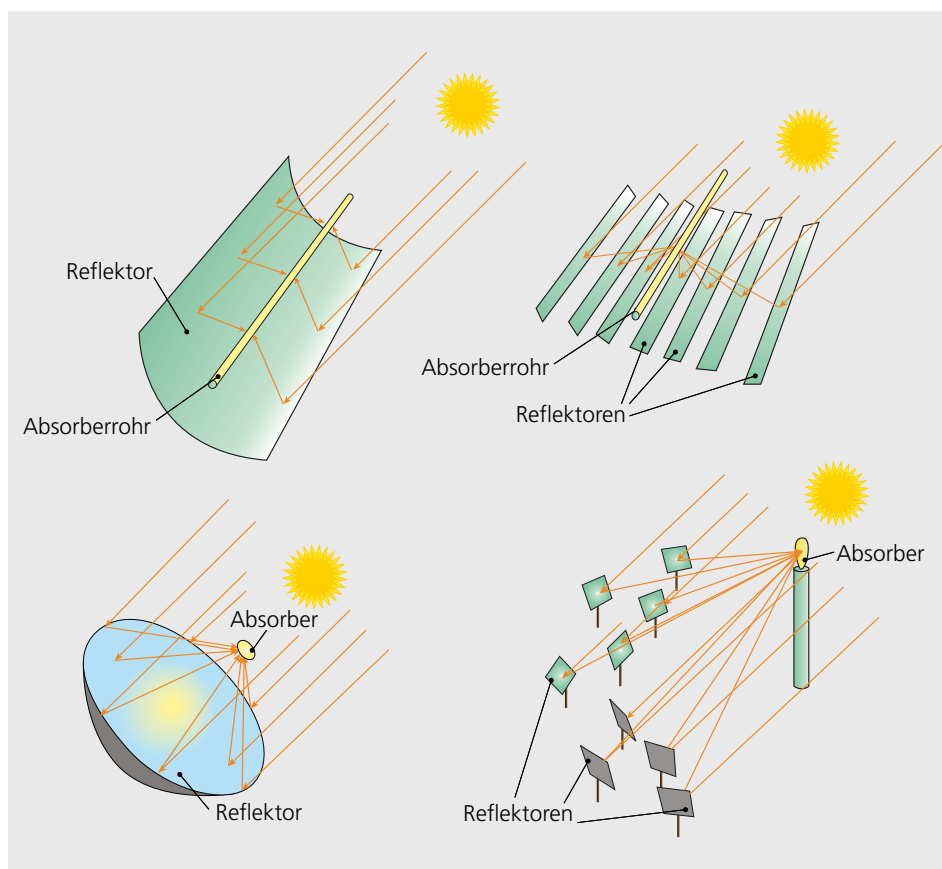


Abbildung 38:
Konzentrierende
Kollektoren. Einach-
sig nachgeführte
Reflektoren für Lini-
enkonzentratoren
(oben), Zweiachsig
nachgeführte Re-
flektoren für Punk-
konzentratoren
(unten).



Beispiele von konzentrierenden Kraftwerkskollektoren mit
Abbildung 39: Parabolrinnenkollektoren für
industrielle Prozesswärme von 200 °C (ewz).

Abbildung 40: Dish-Konzentrator

mit Stirling-Motor (Volker Quaschnig).

Abbildung 41: Solarturmkraftwerk mit Heliostatenfeld
(Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, DLR).

werden kann und sie zur Regelung der stark fluktuierenden regenerativen Stromproduktion beitragen können.

Im Prinzip gleich aufgebaut sind Parabolrinnenkollektoren, die in der Industrie (z. B. Molkereien, Brauereien, pharmazeutische Industrie, solarthermische Kälteanlagen) für Prozesswärmeanwendungen bis etwa 250 °C eingesetzt werden. Die Dimensionen dieser Kollektoren liegen typischerweise bei Aperturweiten von 2 m, Absorberrohrdurchmessern von 35 mm und Kollektorlängen von 20 m bis 40 m).

Beim Solarturmkraftwerk wird über Heliostaten Solarstrahlung auf den oben links sichtbaren Receiver konzentriert. Als Fluid werden Gase verwendet. Im Prinzip sind aufgrund der grösseren Konzentrationswerte höhere Betriebstemperaturen (1300 °C) möglich, womit bessere thermodynamische Bedingungen für hohe Wirkungsgrade der Kreisprozesse zur Stromerzeugung gegeben sind. Bislang gibt es allerdings nur sehr wenige kommerzielle solare Turmkraftwerke.

Quellen

Volker Quaschnig: Regenerative Energiesysteme, Hanser-Verlag ISBN 978-3-446-43526-1 (2013, 8. Auflage). Standardlehrbuch; inklusive DVD mit umfangreicher Software-Sammlung zur Simulation regenerativer Energiesysteme.

Viktor Wesselak, Thomas Schabbach: Regenerative Energietechnik, Springer Verlag, ISBN 978-3-540-95881-1 (2009). Lehrbuch, etwas mehr technische Details zu Kollektoren und ihrer physikalischen Modellierung.

Swissolar: Leitfaden Solarthermische Anlagen, ISBN 978-3-9805738-8-7, (2013). Ein sehr praxisnaher Leitfaden für das SHK-, Elektro- und Dachdeckerhandwerk, Fachplaner, Architekten, Bauherren und Weiterbildungsinstitutionen.

John A. Duffie & William A. Beckman: Solar Engineering of Thermal Processes, (ISBN 978-0-471-69867-8 (2006, 3rd Edition). Standardwerk der Solarthermie.

Polysun: Eine kostenlose Demoversion dieses Simulationsprogramms kann unter www.velasolaris.com bezogen werden.

Photovoltaik

Christof Bucher Solarzelle

Abbildung 42 (oben): Aufbau und Funktionsprinzip einer kristallinen Silizium-Solarzelle (Swissolar).

Abbildung 43 (unten): Strom und Leistung als Funktion der Spannung bei Standard-Testbedingungen (STC). Siehe auch Kasten Watt-Peak auf Seite 44.

Funktionsweise

In der Solarzelle (auch Photovoltaikzelle, PV-Zelle) wird Licht in Strom umgewandelt. Durch den photoelektrischen Effekt, für dessen Beschreibung Albert Einstein 1921 mit dem Nobelpreis geehrt wurde, wird die Energie von Photonen (Licht) auf Elektronen übertragen. Dies führt zu einer Spannung zwischen der Vorder- und der Rückseite einer Solarzelle. Die Spannung ist abhängig vom Material der Solarzelle und beträgt bei Silizium ca. 0,5 bis 0,6 Volt.

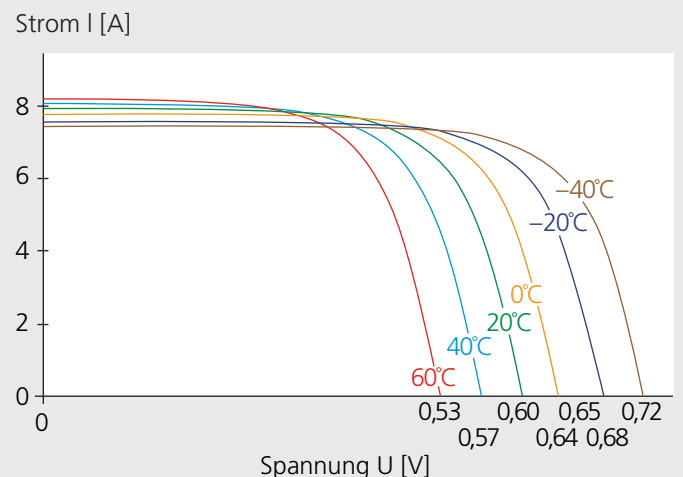
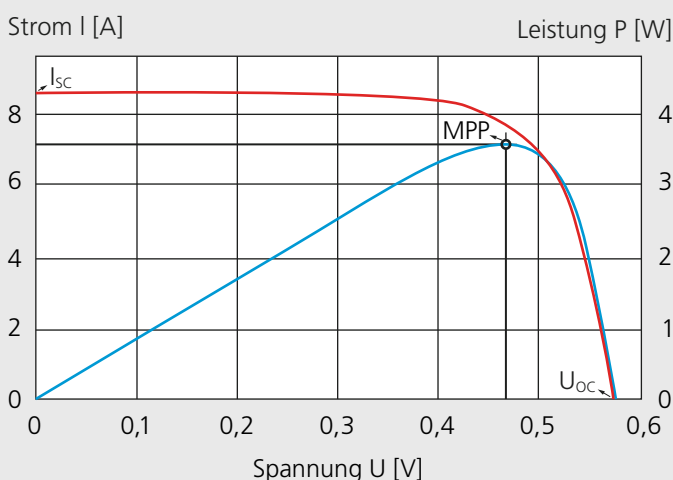
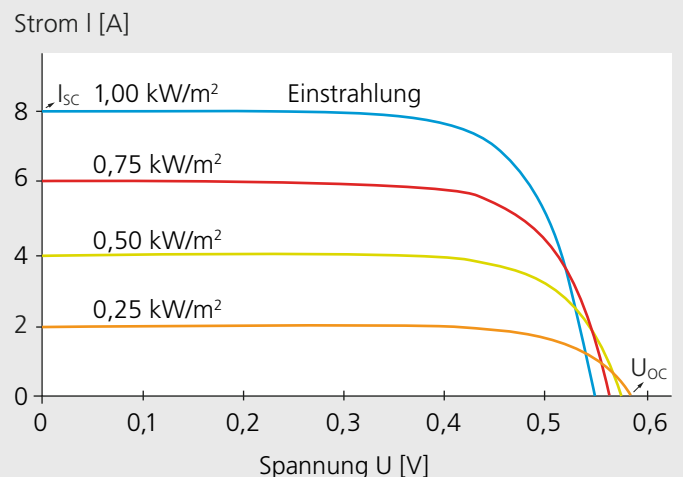
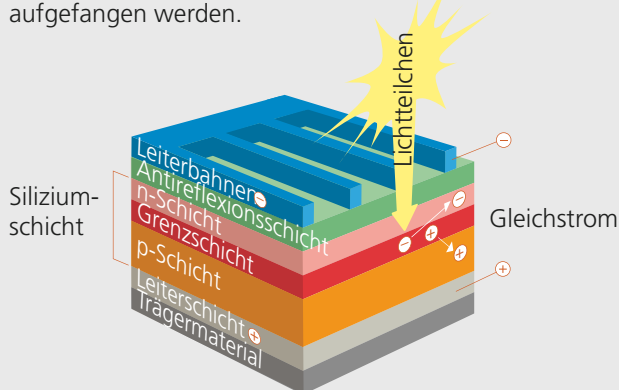
Elektrische Eigenschaften

Fällt Licht auf eine nicht angeschlossene Solarzelle, hat diese eine bestimmte Leerlaufspannung U_{OC} . Wird ein Verbraucher an die Zelle angeschlossen, so fließt Strom durch den Verbraucher und die Zellspannung sinkt. Im Extremfall (Kurzschluss) ist die Spannung null und der Strom entspricht dem Kurzschlussstrom I_{SC} . Die maximale Leistung gibt die Zelle dann ab, wenn das Produkt aus Strom und Spannung (also die Leistung) maximal ist. Dieser Betriebspunkt wird Maximum Power Point (MPP) genannt, der zugehörige Strom I_{MPP} und die zugehörige Spannung U_{MPP} (Abbildung 43).

Abbildung 44 (oben): Kennlinie für verschiedene Einstrahlungen bei 25°C Zelltemperatur.

Abbildung 45 (unten): Kennlinie für verschiedene Temperaturen bei einer Sonneneinstrahlung von 1000 W/m².

Lichtquanten heben Elektronen auf das höhere Potenzial, wo sie von den Leiterbahnen aufgefangen werden.



Die Spannung der Zelle ist abhängig vom Zellmaterial sowie dessen Temperatur. Pro Grad Celsius Temperaturerhöhung sinkt die Spannung um knapp 0,5 % (Abbildung 45). Der Strom hingegen ist proportional zur Einstrahlung (Abbildung 44), der Fläche der Zelle und deren Wirkungsgrad. Eine Sechszoll-Standard-Siliziumzelle hat typischerweise einen Kurzschlussstrom von 8 Ampère.

Arten von Solarzellen

Solarzellen können aus verschiedenen Materialien hergestellt werden. Silizium steht mit einem Weltmarktanteil von 90 % aber klar an der Spitze. In Tabelle 9 sind die wichtigsten Technologien und ihre Relevanz aufgeführt. Die grössten Vorteile von Silizium sind die schier unbegrenzte Verfügbarkeit des Materials sowie der relativ hohe Wirkungsgrad. Andere Materialien konnten sich bisher nur in Nischenmärkten durchsetzen, beispielsweise Mehrschichtzellen aus Indium, Gallium, Phosphor, Arsen und Germanium, welche dank ihrer hohen Wirkungsgrade unter anderem in Weltraumapplikationen Verwendung finden. Neben einer aufwändigen Herstellung ist dabei die Verfügbarkeit der Rohstoffe ein limitierender Faktor.

Komponenten der PV-Anlage

PV-Modul und Strang

Mehrere Solarzellen werden zu einem PV-Modul (Solarmodul) laminiert. Die meistverbreiteten Abmessungen sind 0,8 m auf 1,6 m sowie 1 m auf 1,6 m, bestehend aus

60 oder 72 Solarzellen (Abbildung 46). Um eine möglichst hohe Modulspannung zu erhalten (zur Verringerung von Kabelverlusten) werden die Solarzellen im Modul in Serie geschaltet. Dabei addieren sich die Zellspannungen auf typischerweise 30 Volt bis 40 Volt. Der Strom hingegen bleibt gleich und fliesst durch jede Zelle. Das hat zur Folge, dass beim Ausfall einer Zelle ohne Gegenmassnahme das ganze Modul ausfällt. Im Modul verbaute Bypassdioden (siehe Kasten) mindern diesen Effekt.

PV-Module haben üblicherweise ein gehärtetes und entspiegeltes Frontglas und eine mehrschichtige Rückseitenfolie aus Kunststoff, dazwischen weitere Kunststoffe zur Laminierung der Solarzellen. Diese Einkapselungsmaterialien sind Gegenstand laufender Verbesserungen und Optimierungen, nicht zuletzt weil sie als Hauptverursacher verschiedener Moduldefekte wie zum Beispiel Delamination,

Kristallin oder Dünnschicht?

Bisher konnten sich Solarzellen aus amorphem Silizium (auch Dünnschichtzellen genannt) gegenüber den kristallinen Zellen nicht durchsetzen. Ihr vermeintlicher Kostenvorteil wurde von einer Photovoltaikindustrie mit langjährigen hohen zweistelligen Wachstumsraten und der damit eingehenden Lernkurve überkompensiert. Der deutlich tiefere Wirkungsgrad von amorphen Siliziumzellen ist bei weiter sinkenden Preisen ein stetig zunehmender Nachteil. Vorteile wie ein besseres Temperatur- und Schwachlichtverhalten haben sich in der Praxis nur bedingt bewahrheitet und werden von oft höheren Degradationsraten wieder zunichte gemacht. Einzig das homogene Erscheinungsbild sowie die deutlich tieferen Kosten je Fläche sprechen in bestimmten Projekten klar für Dünnschichtzellen.

Tabelle 9: Die wichtigsten Solarzellentypen, ihre Wirkungsgrade und Weltmarktanteile sowie Verwendungszwecke. Nicht aufgeführte Nischenprodukte sind meist nur für die Forschung relevant (Stand 2013).

Zelltyp	Zellwirkungsgrad	Weltmarktanteil 2011	Primäre Verwendung
Silizium monokristallin	18 % bis 23 %	30,9 %	Standard für viele Anwendungen
Silizium polykristallin	12 % bis 18 %	57 %	
Silizium amorph respektive mikromorph (Dünnschicht)	6 % bis 12 %	3,4 %	Grosskraftwerke, Gebäudeintegration
Cadmium-Tellurid	7 % bis 12 %	5,5 %	Grosskraftwerke
Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)	7 % bis 13 %	2,4 %	Gebäudeintegration
Gallium-Arsenid	23 % bis 30 %	unter 1 %	Konzentratorsysteme, Spezialanwendungen, Weltraum
Mehrschicht (diverse Materialien)	bis 40 %	unter 1 %	
Organische Zellen (OPV), Farbstoffzellen	Labor: ca. 12 %	kommerziell noch nicht von Bedeutung	Labor, Ziel: Gebäudeintegration, indoor

Degradation, «Schneckenspuren» oder «Browning» gelten.

Die meisten PV-Module werden mit einem Aluminiumrahmen eingefasst. Dieser dient als mechanischer Schutz und vereinfacht die Montage. Ungerahmte Module kommen oft bei architektonisch anspruchsvollen PV-Anlagen zum Einsatz oder bei geringen Modulneigungen zur Vermeidung von Schmutzablagerungen an den Modulrändern.

Bis zu ca. 20 PV-Module respektive 5 kWp Leistung werden seriell zu einem Strang (deutsch für String) verschaltet. Dabei addieren sich die Modulspannungen zu einer Strangspannung von typischerweise 200 Volt bis 800 Volt. Bei grösseren PV-Anlagen werden mehrere Stränge parallel geschaltet. Die Spannung bleibt somit konstant, und die Ströme addieren sich. Die Gesamtheit aller Stränge inklusive der dazugehörigen DC-Kabel sowie das mechanische Befestigungssystem wird PV-Generator genannt. Die maximalen und minimalen Werte von Spannung, Strom und Leistung werden durch den Wechselrichter (siehe dazu Abschnitt Wechselrichter) vorgegeben. Weil in einem Strang bis zu 20 Module und damit rund 1 200 Solarzellen in Serie geschaltet sind, kann die Verschattung einer einzelnen Zelle gravierende



Abbildung 46: Standard-PV-Modul mit 60 monokristallinen Solarzellen (LG).

Bypassdioden

Üblicherweise sind in einem PV-Modul zwei bis drei Bypassdioden eingebaut. Diese haben zwei Funktionen:

- Sie überbrücken beim Ausfall einer Zelle den betroffenen Modulteil und schützen die defekte Zelle dadurch von der thermischen Zerstörung.
- Sie reduzieren damit den Energieertragsausfall beim Ausfall oder Verschattung einer Zelle.

Wenn eine Bypassdiode leitet, schliesst sie den betroffenen Modulteil kurz und die Strangspannung sinkt. Sind mehrere Stränge parallel geschaltet, wird die Strangspannung von den intakten Modulen fast auf dem ursprünglichen Niveau gehalten, und im betroffenen Strang fließt wegen der defekten oder verschatteten Zelle ein reduzierter Strom.

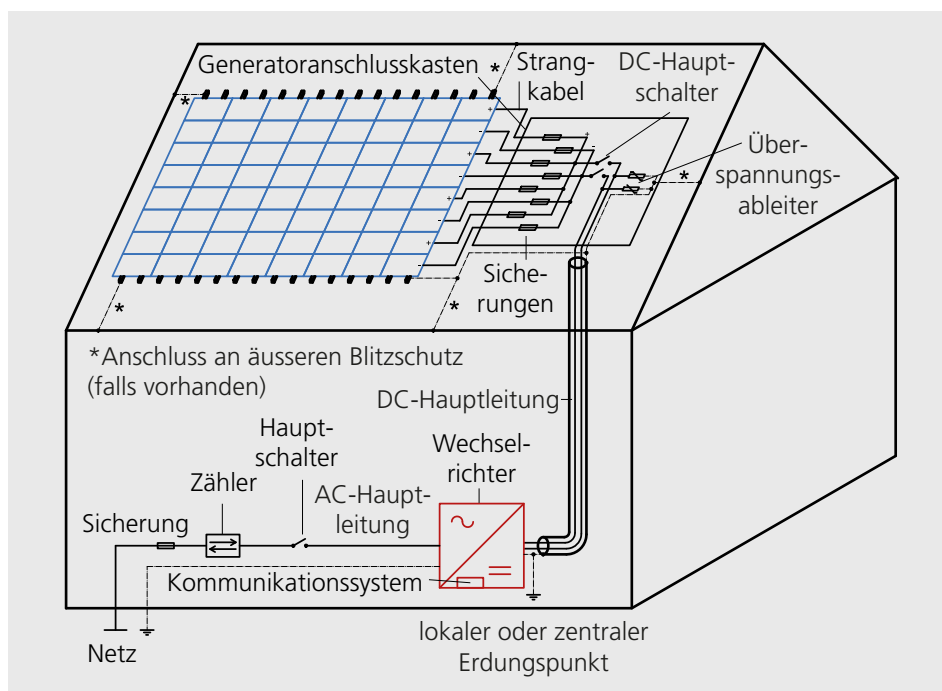


Abbildung 47: Elektro-Prinzipschema einer PV-Anlage (Basler & Hofmann AG).

Auswirkungen haben. In der Serieschaltung muss der Strom durch jede Zelle fließen. Wird er in einer einzelnen Zelle unterbrochen, so ist er im ganzen Strang unterbrochen. Bypassdioden können diesen Effekt zwar mindern, jedoch nicht vollständig unterdrücken.

Solarkabel

Auf die Solarkabel ist ein spezielles Augenmerk zu richten: Im Gegensatz zu anderen Elektrokabeln sind sie täglich Witterungseinflüssen ausgesetzt. Hinzu kommt, dass sie Gleichstrom führen und oft weder mit Schalter noch mit Sicherungen geschützt werden können. Folgende Grundsätze

Watt-Peak (W oder Wp)

In der PV-Branche hat sich die Bezeichnung «Watt-Peak» (Spitzenleistung) mit der formal nicht korrekten Einheit «Wp» eingebürgert. Gemeint ist damit die Leistung eines PV-Moduls in Watt unter Standard-Testbedingungen (Standard Test Conditions STC), d. h. 1000 W/m² Einstrahlung bei 25°C Zelltemperatur und einem Lichtspektrum von Air Mass (AM) 1,5 (Standardwert für Sonnenlicht). Diese Leistung sowie weitere Kenndaten, welche unter STC ermittelt werden, sind auf jedem Moduldatenblatt angegeben.

Gefahr durch Gleichstrom

Während Wechselstrom (deutsch für alternating current, AC) hundert Mal pro Sekunde einen Nulldurchgang hat, fließt Gleichstrom (deutsch für direct current, DC) konstant. Das hat zur Folge, dass ein Lichtbogen bei einem losen Kontakt bei Wechselstrom hundert Mal pro Sekunde erlöscht und oft nach kurzer Zeit gar nicht mehr zu brennen beginnt, wohingegen bei Gleichstrom der Lichtbogen selbst bei grösserem Abstand zwischen den losen Kontakten noch weiterbrennen kann. Ein Wackelkontakt bei Gleichstrom führt deshalb schneller zu einem Schaden als bei Wechselstrom. Mit einer qualitativ hochwertigen Installation kann dieses Risiko jedoch stark reduziert werden.

sind deshalb bei der Wahl und Installation von Solarkabeln zu beachten:

- Doppelt isolierte Kabel mit hoher UV-Resistenz verwenden.
- Kabel sollen trotz UV-Schutz nicht direkter Sonnenstrahlung ausgesetzt sein.
- Erhöhter Schutz gegen mechanische Beanspruchung, Verlegung wo möglich in geschlossenen und geerdeten Metallkanälen und Rohren.
- Stecker dürfen zwar nass werden, sollen aber nicht im Wasser liegen.

Bei den Solarkabeln unterscheidet man im Wesentlichen die sogenannten Strangkabel von den PV-Modulen bis zum Generatoranschlusskasten und die Gleichstromhauptleitung vom Generatoranschlusskasten bis zum Wechselrichter.

Generatoranschlusskasten (GAK)

Im GAK werden die Strangkabel gesammelt und parallel auf die Gleichstromhauptleitung geschaltet. Üblicherweise sind folgende Schutz- und Schaltelemente eingebaut:

- Strangsicherungen
- Überspannungsableiter
- Gleichstromhauptschalter
- Überwachungseinheit

Bei PV-Anlagen mit kleinen Wechselrichtern wird meistens auf einen GAK verzichtet. Die Strangkabel werden in diesem Fall direkt am Wechselrichter angeschlossen, welcher nicht nur die Kabel sammelt, sondern auch die Schutz- und Schaltfunktion des GAK übernehmen muss.

Wechselrichter

Der Wechselrichter hat zwei Hauptaufgaben: Er wandelt den Gleichstrom von den PV-Modulen in netzkonformen Wechselstrom um, und er betreibt die PV-Module im optimalen Betriebspunkt (MPP). Darüber hinaus hat er die Erhaltung der Netzqualität sicherzustellen, was eine Reihe von Detailanforderungen mit sich bringt. Moderne Wechselrichter sind wahre Multitalente und können in aller Regel mehr, als die aktuellen Vorschriften verlangen. Dies ist auch zwingend notwendig, denn die Vorschriften rund um den Anschluss von PV-Anlagen

werden zurzeit laufend angepasst, was natürlich nicht zu einem Austausch der Wechselrichter führen soll. Wechselrichter gibt es in Leistungsklassen von wenigen hundert Watt bis zu über einem Megawatt. Dabei ist es jedoch nicht immer die Grösse einer PV-Anlage, welche die Grösse des Wechselrichters bestimmt. Auch viele Grossanlagen werden mit einer Vielzahl kleiner Wechselrichter betrieben. In Tabelle 10 sind die heute üblichen Wechselrichterkonzepte einander gegenüber gestellt.

Schutz- und Sicherungselemente

Verschiedene Schutz- und Sicherheitselemente müssen in eine PV-Anlage integriert werden. Mit der rasanten Zunahme der PV-Anlagen sind die diesbezüglichen Vorschriften im Wandel. Wo lange Zeit Vorschriften für «vergleichbare» Anlagen und Einrichtungen wie z.B. Hausinstallationen herangezogen wurden, sind heute spezifische Regelungen für PV-Anlagen in Kraft. Die wichtigsten sind hier vorgestellt:

■ **Blitzschutz:** Eine PV-Anlage löst keine Blitzschutzpflicht aus. Ob ein Gebäude einen Blitzschutz benötigt oder nicht, ist von der PV-Anlage unabhängig und wird von den Feuerversicherungen bestimmt. Die Vorschriften zur Umsetzung werden in den Leitsätzen des SEV (Blitzschutzsysteme, 4022) festgehalten.

■ **Überspannungsableiter:** Mit Überspannungsableitern wird verhindert, dass eine von einem Blitzschlag induzierte Spannung Schaden an Elektroinstallationen anrichten kann. Überspannungsableiter wer-

den im Idealfall beim Gebäudeeintritt der Kabel der PV-Anlage installiert. Je nachdem ob mit einem direkten Blitzschlag gerechnet werden muss oder nicht, sind die Anforderungen an die Überspannungsableiter strenger oder weniger streng.

■ **Sicherungen:** Wechselstromseitig werden Sicherungen identisch zu herkömmlichen Elektroinstallationen eingesetzt. Auf der Gleichstromseite verhindern Sicherungen, dass im Kurzschlussfall bei einer Parallelschaltung mehrere intakte Stränge auf einen kurzgeschlossenen Strang Strom einspeisen. Der Kurzschluss in einem einzelnen, isolierten Strang kann nicht abgesichert werden, weil der Kurzschlussstrom ungefähr dem normalen Betriebsstrom entspricht.

■ **Fehlerstromschutzschalter (FI-Schalter):** Der FI-Schalter trennt eine PV-Anlage vom Netz, wenn z.B. durch einen Isolationsfehler Strom aus der Anlage auf die Erde abfließt. Für PV-Anlagen, welche nicht galvanisch vom Netz getrennt sind (also PV-Anlagen mit Wechselrichter ohne Transformator) ist eine Fehlerstromüberwachung vorgeschrieben. Oft ist diese aber bereits im Wechselrichter integriert. Ein zusätzlicher FI-Schalter ist dann notwendig, wenn das Wechselstromkabel zum Wechselrichter durch brandgefährdete Räume verlegt wird (z.B. durch einen Stall in einem Bauernhof).

Trenn- und Schaltelemente

Als Trenn- und Schaltelemente kommen wechselstromseitig dieselben Komponenten

Abbildung 48:
Generatoranschluss-
kasten für Solar-
kabel mit Sicherun-
gen, Überspan-
nungsableiter,
Strangüber-
wachung und
Gleichstromhaupt-
schalter (SMA Solar
Technology AG).



Abbildung 49:
Gleichstromsiche-
rungen und Mess-
anzeigen in einem
Generatoranschluss-
kasten (Basler &
Hofmann AG).



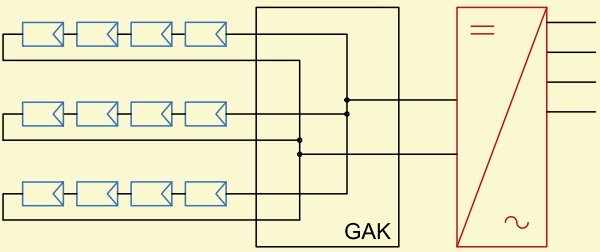

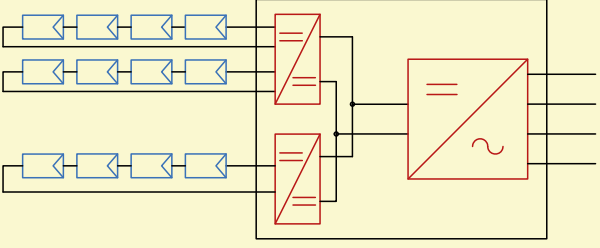

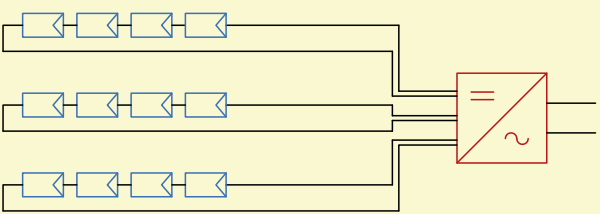

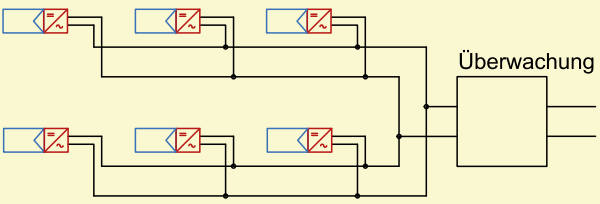

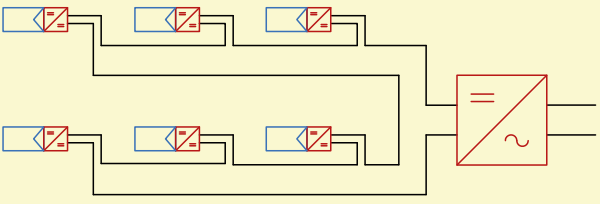

Schema	Produktebeispiel	Beschreibung
Zentralwechselrichter		
	 Sunny Central 630 www.sma.de	<ul style="list-style-type: none"> Leistung: 20 kW – 2 MW Gewicht: 100 kg – 10 000 kg Ein MPP-Tracker Meist mit Transformator Dreiphasig Benötigt in der Regel Generatoranschlusskasten
Multistrangwechselrichter		
	 SolarMax 15MT3 www.solarmax.ch	<ul style="list-style-type: none"> Leistung: 8 kW – 20 kW Gewicht: 50 kg – 100 kg Ein- oder mehrere MPP-Tracker Mit oder ohne Transformator Dreiphasig Wandmontage In der Regel ohne Generatoranschlusskasten Anschluss von 3 bis 6 Strängen
Strangwechselrichter		
	 SolarMax 3000S www.solarmax.ch	<ul style="list-style-type: none"> Leistung: 0,5 kW – 10 kW Gewicht: 10 kg – 50 kg Ein MPP-Tracker Mit oder ohne Transformator Meist einphasig Wandmontage Anschluss von 1 bis 3 Strängen
Modulwechselrichter		
	 Aurora Micro 0,3 I www.power-one.com	<ul style="list-style-type: none"> Leistung: 150 W – 300 W Gewicht: einige kg Ein MPP-Tracker Einphasig Montage an Modul oder PV-Montagesystem Meist zusätzliche Netzüberwachung nötig Keine Langzeiterfahrungen, Zuverlässigkeit unbekannt
Leistungsoptimierer		
	 OPJ300-LV www.solaredge.de	<ul style="list-style-type: none"> Leistung: 150 W – 300 W Gewicht: unter 1 kg Ein MPP-Tracker Montage an Modul oder PV-Montagesystem Zweistufiges Konzept: DC/DC-Wandler in jedem Modul, DC/AC-Wandler zentral Keine Langzeiterfahrungen, Zuverlässigkeit unbekannt

Tabelle 10: Vergleich der fünf gängigen Wechselrichterkonzepte (Basler & Hofmann).

ten wie in herkömmlichen Elektroinstallationen zum Einsatz. Gleichstromseitig sind gleichstromtaugliche Schalter zu verwenden. Bei PV-Anlagen mit langen Gleichstromleitungen oder schlecht zugänglicher Elektroinstallation werden teilweise fernauslösbare Schalter eingesetzt. Mehr dazu in den Abschnitten «Elektroinstallation» und «PV und Feuerwehr».

Kommunikationssystem

Ein Kommunikationssystem gehört heute zum Standard einer PV-Anlage, einzig bei Kleinanlagen wird manchmal darauf verzichtet. Typischerweise nimmt das Kommunikationssystem folgende Funktionen wahr:

- Bidirektionale Schnittstelle zwischen PV-Anlage und Betreiber
- Täglicher Versand der Anlageertragsdaten per Email
- Alarmierung im Fehlerfall per Email oder SMS

Das System ist dabei über Breitbandinternet oder Mobilfunk mit dem Internet verbunden. Fast jeder Wechselrichterhersteller liefert zu seinen Geräten ein passendes Kommunikationssystem. Damit ist zwar die bestmögliche Anlagebedienung und Anlageüberwachung gegeben, jedoch ist keine Kompatibilität zu anderen Wechselrichtern gegeben. Wer also ein Portfolio von verschiedenen PV-Anlagen überwachen möchte, setzt besser auf ein anlageunabhängiges Kommunikationssystem.

Montagesysteme

Montagesysteme geben einerseits den PV-Modulen die gewünschte Ausrichtung und Neigung, andererseits sichern sie die PV-Module gegen Wind- und Schneelasten. Im Schweizer Mittelland sind die Windlasten die dominierende Grösse für die Auslegung. Tabelle 11 zeigt fünf gängige Montagekonzepte.

Für **Flachdächer** werden heute vorwiegend Systeme eingesetzt, welche das bestehende Dachsubstrat als Schwerlastfundation verwenden. Dabei wird zunächst das bestehende Dachsubstrat abgetragen und die Dachhaut mit einer zusätzlichen Bautenschutzmatte geschützt. Darauf



Abbildung 50: Das Kommunikationssystem Solar-Log ist eines von noch wenigen Monitoring-Produkten, welches mit vielen Wechselrichterfabrikaten kompatibel ist (Solare Datensysteme GmbH).

Kommunikation: Fluch oder Segen?

Das Kommunikationssystem soll die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit einer PV-Anlage überwachen und erhöhen. Erfahrungsgemäss führt dieses System jedoch häufig zu Störungen. Guter Support vom Hersteller oder Lieferant können der Bauherrschaft deshalb viel Ärger ersparen.

werden Kunststoffplatten oder Kunststoffwannen gelegt, an welche ein Aluminiumprofil geschraubt wird. Das alte Dachsubstrat wird anschliessend auf die Kunststoffplatten verteilt. Ein Aufständersystem mit beliebigem Neigungswinkel trägt die PV-Module und leitet Wind- und Schneelasten in das Dach ein (Abbildung 51).

Für **Flachdächer mit reduzierter Lastreserve** wurden in den letzten Jahren aerodynamische Montagesysteme entwickelt, welche die Windkräfte so ausnützen, dass die PV-Module vom Wind nicht abgehoben, sondern stärker auf das Dach gepresst werden (Abbildung 52). Bei deren Einsatz ist jedoch Vorsicht geboten: Nur in den wenigsten Fällen kommt ein Aerodynamiksystem gänzlich ohne Zusatzgewichte aus, auch wenn dies in Broschüren so dargestellt wird. Ein statisches Gutachten für ein entsprechendes Projekt ist in jedem Fall notwendig.

Auf **Ziegeldächern** wird oft mithilfe von Dachhaken, welche unter die Ziegel greifen, ein Schienen- oder Kreuzschienensystem aus Aluminium installiert. Auf dieses



Schienensystem werden die PV-Module festgeschraubt oder in ein U-Profil eingelegt (Abbildung 53).

Die wohl materialsparendsten Montagesysteme gibt es für **Blechdächer**. Kurze Profilschienen werden mit Dichtnieten oder Klammern auf dem Blechdach installiert und die gerahmten PV-Module daran befestigt. Damit lassen sich heute die kostengünstigsten PV-Anlagen realisieren (Abbildung 54).

Beim klassischen integrierten System für **Schrägdächer** ersetzen PV-Module die Ziegel. Dazu werden entweder die Module mit einem Rahmen ausgerüstet, welcher die Dichtungsfunktion ähnlich wie bei einem Dachziegel wahrnimmt (Abbildung 55), oder unter den PV-Modulen wird ein wasserführendes Kanalsystem angebracht. Integrierte Systeme werden im Allgemeinen als ästhetischer empfunden als angebaute, und erhalten wegen den meist etwas höheren Systemkosten in vielen Fällen eine höhere Stromvergütung.

Abbildung 51:
Montagesystem von Schletter mit Kies als Schwerlastfundation (Basler & Hofmann).

Abbildung 52:
Aerodynamisches Montagesystem von Solventure mit Windableitblechen, geeignet für Dachflächen mit geringer Lastreserve (Basler & Hofmann).

Tabelle 11: Fünf Arten von Montagesystemen.

Montagesystem	Vorteile	Nachteile	Einsatzgebiet, Bemerkung
Schwerlastfundation mit Zusatzgewicht	<ul style="list-style-type: none"> Modular Dachsubstanz wird nicht berührt Keine Dachdurchdringung nötig 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Dachbelastung Ungeeignet für grosse Module 	<ul style="list-style-type: none"> Flachdach Heute wegen Dachstatik und Modulgrössen kaum mehr verwendet
Schwerlastfundation mit Dachsubstrat als Gewicht	<ul style="list-style-type: none"> Materialsparend Keine Dachdurchdringungen nötig Geringes Mehrgewicht 	<ul style="list-style-type: none"> Dachsubstrat muss bewegt werden 	<ul style="list-style-type: none"> Heute Standard für Flachdach Geeignet für Kies- und Gründächer Punktuelle zusätzliche Ballastierung möglich
Verschraubung mit dem Gebäude	<ul style="list-style-type: none"> Geringes Mehrgewicht Materialsparend Hohe Festigkeit Präzise Positionierung 	<ul style="list-style-type: none"> Dachdurchdringung nötig Bei Flachdächern teuer Risiko für Wärmebrücken 	<ul style="list-style-type: none"> Standard für Schrägdächer und Fassaden Für statisch wenig belastbare Flachdächer eine teure Lösung
Verklebung mit dem Gebäude	<ul style="list-style-type: none"> Geringes Mehrgewicht Materialsparend 	<ul style="list-style-type: none"> Dauerhaftigkeit nicht geklärt Modulaustausch und Rückbau relativ aufwändig 	<ul style="list-style-type: none"> Für Foliendächer (Nacktdächer) Nur vereinzelt verwendet
Aerodynamische Systeme (Windableitblech)	<ul style="list-style-type: none"> Sehr geringes Gewicht Tiefe Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> Nur bedingt kompatibel mit SIA 261 Zum Teil unseriöse Angebote respektive Statikberechnungen 	<ul style="list-style-type: none"> Neu am Markt Geeignet für statisch ausgereizte Flachdächer

Gebäudeintegration und Fassade

PV-Anlagen lassen sich heute fast beliebig in die Gebäudehülle integrieren. Dabei sind neben verschiedenen Farben und Formen auch verschiedene Moduleigenschaften wie Verbundsicherheitsglas oder Isolierglas realisierbar. Die Abmessungen von PV-Modulen können bis zu ca. 2 m x 5 m frei gewählt werden. Unter dem Stichwort «BIPV» (building integrated Photovoltaics, gebäudeintegrierte Photovoltaik) findet sich eine große Anzahl an Referenzprojekten im Internet. Die optischen und mechanischen Ansprüche an Modul und Montagesystem sind ungleich höher als für klassische PV-Anlagen, was nicht zuletzt mit dem gewünschten individuellen Erscheinungsbild der meisten Fassaden zusammenhängt. Kostentreibende Faktoren sind:

- Sonderanfertigung der PV-Module (Spezialglas, Sonderformate, insbesondere nicht rechteckige Module)

Abbildung 53: Standard-Einlegesystem für PV-Module auf Ziegeldächern (Tritec AG).

Abbildung 54: Auf Blechdächern lassen sich z. B. mit dem Montavent-System materialsparend PV-Anlagen befestigen (Montavent AG).

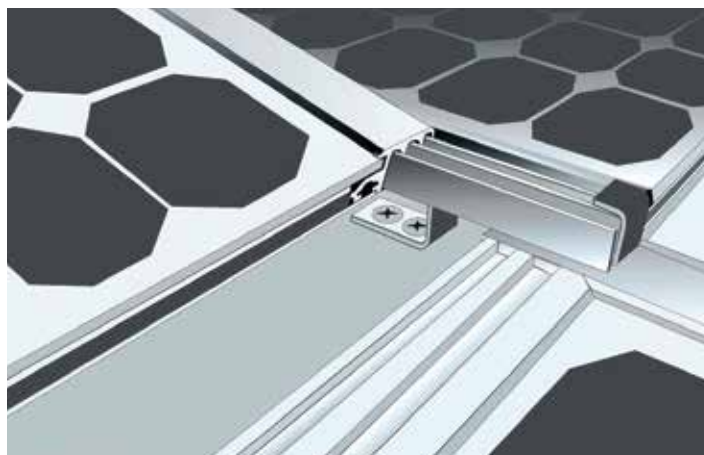


Integriert oder angebaut?

Die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) kennt die drei Anlagekategorien freistehend, angebaut und integriert, für welche jeweils andere Einspeisetarife gelten (Stand 2013). Eine Anlage gilt dann als integriert, wenn sie neben der Stromproduktion noch eine weitere Funktion übernimmt. Üblicherweise sind bei einer integrierten Anlage die PV-Module ein Ziegelsatz und bilden somit die wasserführende Dachhaut. Eine PV-Anlage kann aber auch dann in diese Kategorie fallen, wenn sie rein optisch integriert wird. Dies kann z. B. erreicht werden, indem um eine angebaute Anlage herum ein Rand gebaut wird, so dass die ganze Dachfläche ein homogenes Erscheinungsbild ergibt. Im Folgenden werden einige typische Systeme gegliedert nach Einsatzbereich vorgestellt.

Abbildung 55: Typische Lösung für dachintegrierte Systeme. Beim Solrif-System werden PV-Module mit einem Spezialrahmen ausgerüstet, so dass sie die Funktion von Dachziegeln übernehmen können (Ernst Schweizer Metallbau).

Abbildung 56: Massgeschneidertes Montagesystem für die Fassade eines Bürogebäudes (Basler & Hofmann/Stücheli Architekten).



■ Segmentierte PV-Anlagen, insb. einzelne in die Fassade eingesetzte PV-Module

■ Randabschlüsse der PV-Module

Um eine PV-Anlage mit einem überschaubaren Budget in eine Fassade zu integrieren, sind folgende Punkte empfohlen:

■ Schaffung von grossflächigen zusammenhängenden Fassadenabschnitten für PV (z. B. gebäudeumlaufende Bänder)

■ Verwendung von PV-Modulen mit Standardformaten (z. B. 1 m x 1,6 m), diese dürfen dabei sehr wohl auch homogen schwarz oder sogar semitransparent sein.

Planung einer PV-Anlage

In der Schweiz werden Photovoltaikanlagen sinnvollerweise vorwiegend auf Gebäuden installiert. Das führt dazu, dass die Planung und Realisierung einer PV-Anlage eine interdisziplinäre Aufgabe ist. In der Regel erfordert eine PV-Anlage deshalb immer das Knowhow und die Qualifikation von einer Dachdecker- wie auch von einer Elektrofachkraft.

Berechnung Energieertrag

Der jährliche Energieertrag einer PV-Anlage lässt sich bereits mit sehr wenigen Angaben zur Anlage erstaunlich genau abschätzen. Der «ideale Jahresertrag» E_{ideal} einer PV-Anlage berechnet sich nach

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

Dabei ist P die Anlageleistung in kW, welche bei STC (also pro $I_{\text{STC}} = 1 \text{ kW/m}^2$ Be-

strahlungsstärke) gilt, und G die Jahressumme der Globalstrahlung in kWh/m^2 . Diese Formel sagt aus, dass eine 1-kWp-PV-Anlage, welche einer Globalstrahlungssumme von 1000 kWh/m^2 ausgesetzt ist, idealerweise elektrische Energie von 1000 kWh erwirtschaftet. In der Realität fällt der jährliche Anlageertrag E_{real} , welcher effektiv ins Stromnetz eingespeist wird, meist geringer aus. Dafür sind eine Reihe von Verlusten verantwortlich, wie der Wirkungsgrad des Wechselrichters, die ohmschen Verluste in den Kabeln, die verminderte Effizienz der PV-Module durch hohe Zelltemperaturen oder eine geringe Globalstrahlung. Das Verhältnis von realem zu idealem Energieertrag wird «Performance Ratio» (PR) genannt:

$$\frac{E_{\text{real}}}{E_{\text{ideal}}} = \text{PR}$$

Die Erfahrung zeigt nun, dass die allermeisten PV-Anlagen übers Jahr gesehen einen PR von 75 % bis 85 % (0,75 bis 0,85) haben. Sind von einer geplanten PV-Anlage also nur gerade die Leistung, der Standort sowie die Ausrichtung und Neigung bekannt, lässt sich mit dem geschätzten PR von 80 % (0,8) der Anlageertrag mit guter Genauigkeit vorhersagen:

$$E_{\text{real}} = \text{PR} \cdot E_{\text{ideal}}$$

Als Rechenbeispiel sei eine 5-kWp-PV-Anlage gegeben, die bei einer guten Südaus-

Vorteil Stromnetz

Ohne Speicher lassen sich übers Jahr gesehen in den meisten Fällen nur geringe Energieerträge einer PV-Anlage vor Ort verbrauchen. Batteriespeicher zum Speichern einer Tagesproduktion einer PV-Anlage kosten heute rund gleich viel wie die PV-Anlage selber, saisonale Batteriespeicher sind finanziell undenkbar und wegen der Selbstentladung der Batterien auch nicht effizient. Wenn eine PV-Anlage in der Nähe eines Stromnetzes gebaut wird, sollte sie deshalb mit diesem verbunden werden. Inselfsysteme machen heute nur dann Sinn, wenn kein Stromnetz verfügbar ist.



Abbildung 57: Gebäudeintegrierte PV-Anlage auf dem Novartis-Campus in Basel.

richtung einer jährlichen Globalstrahlungssumme von 1200 kWh/(m²a) ausgesetzt ist. Der jährliche Energieertrag beträgt unter Annahme eines PR von 80 % somit $0,8 \cdot 5 \cdot 1200 = 4800$ kWh. Simulationsprogramme können helfen, den Energieertrag noch genauer abzuschätzen. Allerdings ist eine höhere Genauigkeit der Berechnung tückisch: Die grossen Unbekannten sind unter anderem die wirkliche Globalstrahlungssumme, die Verschmutzung der PV-Module und das Schwachlicht- und Temperaturverhalten der PV-Module. Diese Faktoren sind in Summe deutlich ausschlaggebender als die Fehler einer vereinfachten Rechenmethode. Auf eine präzise Ertragssimulation kann deshalb bei PV-

Anlagen ohne starke Teilverschattung in der Regel verzichtet werden.

Bei einer typischen PV-Anlage im Schweizer Mittelland werden etwa zwei Drittel des Jahresertrags im Sommerhalbjahr er-

Vollbetriebsstunden

Unter Vollbetriebsstunden oder synonym Nennbetriebsstunden versteht man die Zeit, welche eine PV-Anlage im Jahr kumuliert auf Nennleistung läuft. Erwirtschaftet eine 5-kWp-PV-Anlage eine elektrische Energie von 4800 kWh, so läuft sie folglich während $4800 \text{ kWh} / 5 \text{ kW} = 960$ Stunden. Gute PV-Anlagen erreichen im Schweizer Mittelland knapp 1000 Vollbetriebsstunden.

Leistung (W)

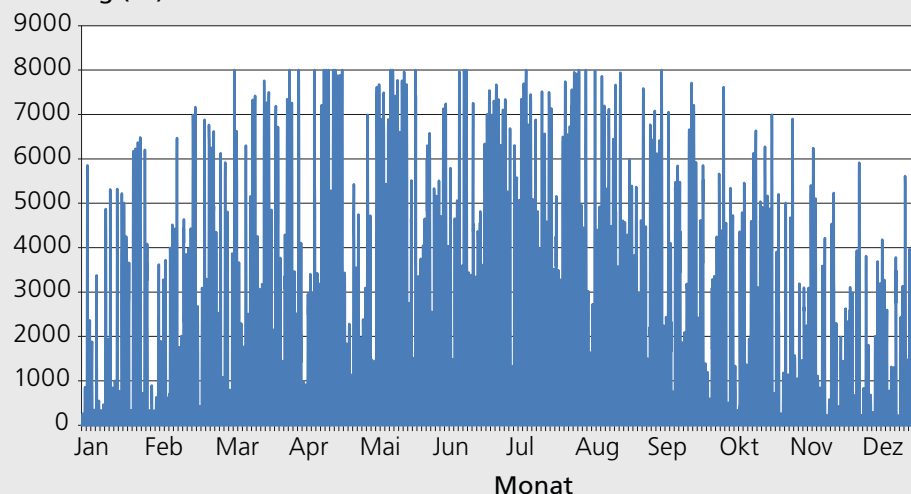


Abbildung 58: Leistung einer 10-kWp-PV-Anlage in Bern mit einem 8-kW-Wechselrichter im Jahresverlauf. Der Energieertrag im gezeigten Jahr beträgt 10615 kWh (Basler & Hofmann).

Leistung (kW)

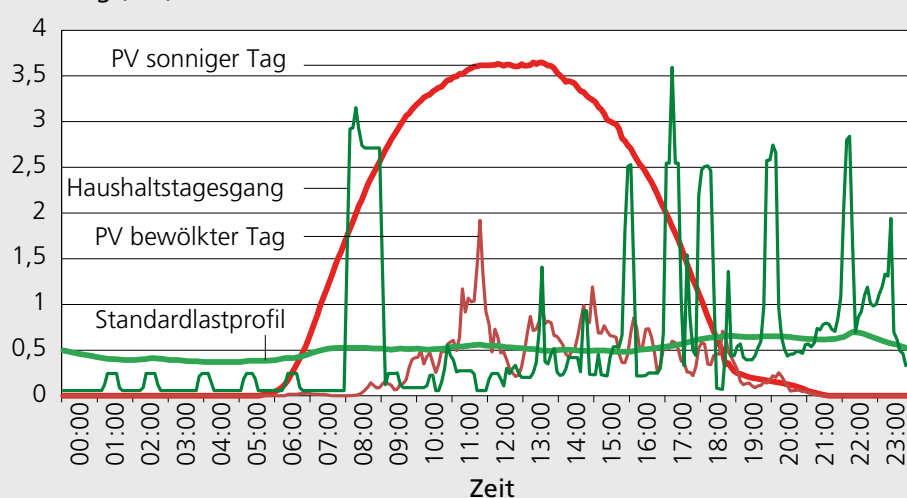


Abbildung 59: Tagesgang einer 5-kWp-PV-Anlage mit einem 4-kW-Wechselrichter an einem sonnigen und einem bewölkten Junitag. Die PV-Module sind mit 40° Südabweichung gegen Osten ausgerichtet und um 20° geneigt. Darübergelegt sind ein Standardlastprofil für Haushalte sowie ein realer Tageslastgang eines Haushalts. Der Jahresverbrauch der Haushaltsprofile entspricht mit 4500 kWh ungefähr der Jahresproduktion der PV-Anlage (Basler & Hofmann).

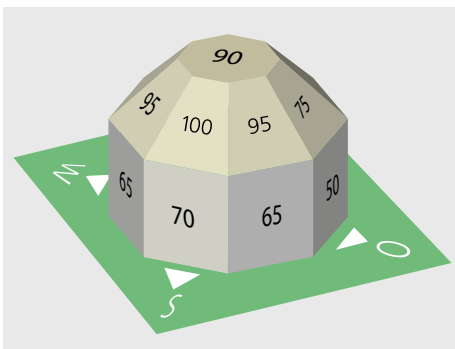
Macht PV in der Fassade Sinn?

Gegenüber einer optimal ausgerichteten PV-Anlage ist der Energieertrag einer PV-Anlage in der Südfassade im Schweizer Mittelland rund 30% geringer, bei einer Anlage in der Ost- oder Westfassade macht die Differenz rund 50% aus. Die Energierücklaufzeit bleibt dabei unter ca. 5 Jahren, weshalb auch eine Fassadenanlage ökologisch sinnvoll ist. Die Kosten der Fassadenanlage sind wegen der hohen ästhetischen Ansprüche oft höher als die einer Dachanlage. Wird mit einer PV-Anlage jedoch eine hochwertige und ebenfalls teure alternative Fassade substituiert, so kann sie mit nur geringen oder gänzlich ohne Mehrkosten realisiert werden. Ebenfalls attraktiv sind Fassadenanlagen im Gebirge: Aufgrund der hohen Einstrahlung im Winter kann der Energieertrag höher sein als derjenige einer Dachanlage.

wirtschaftet, das letzte Drittel im Winterhalbjahr. Abbildung 58 zeigt die Leistung einer PV-Anlage während einem Jahr. Der Energieertrag eines einzelnen Tages kann je nach Witterung sehr unterschiedlich ausfallen. Abbildung 59 zeigt die Tagesgänge einer PV-Anlage an einem sonnigen und an einem bewölkten Tag. Zudem wird der Tagesverbrauch eines Haushalts aufgezeigt (normiertes Lastprofil sowie realistischer Tagesgang), dessen Jahresverbrauch mit der Jahresproduktion der PV-Anlage übereinstimmt.

Im Schweizer Mittelland erzielt eine nach Süden ausgerichtete PV-Anlage mit rund 30° bis 45° Neigungswinkel die höchsten Erträge. Doch selbst relativ starke Abweichungen von dieser optimalen Ausrichtung reduzieren den Energieertrag nicht übermässig. So lässt sich z. B. auf einem Flachdach, auf welchem die Module horizontal installiert und nicht geneigt werden, immer noch 90 % des maximalen Energieertrags erzielen, jedenfalls in nicht allzu schneereichen Gegenden (Abbildungen 60 und 61).

Abbildung 60: Relativer Energieertrag von PV-Anlagen auf verschiedenen ausgerichteten Flächen in Prozent des Maximums (Swissolar).



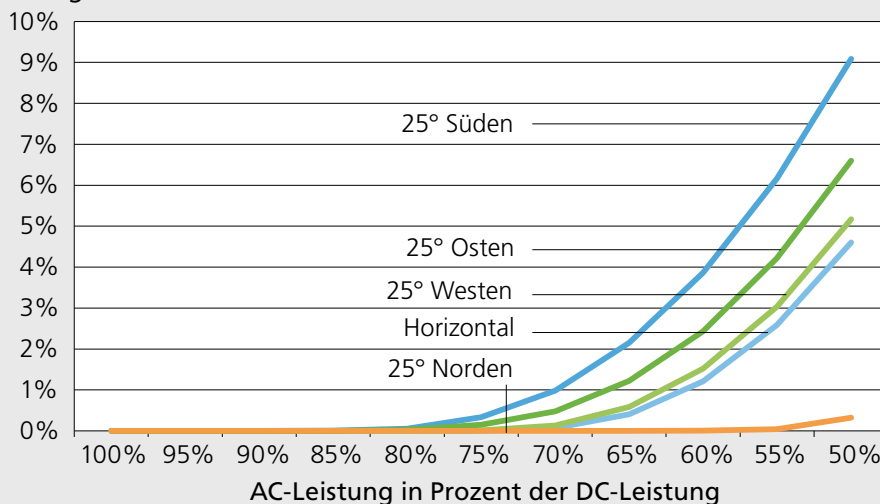
Auslegung von PV-Modul und Wechselrichter

Heute ist fast jedes PV-Modul mit fast jedem Wechselrichter kompatibel. Folgende Punkte müssen für die Kompatibilität beachtet werden:

- Die maximale Strangspannung darf die maximal zulässige Eingangsspannung des Wechselrichters nicht überschreiten.

Abbildung 61: Ertragsverlust in Abhängigkeit der Wechselrichterdimensionierung für eine PV-Anlage in Zürich (Basler & Hofmann).

Ertragsverlust in Prozent



■ Der maximale Strom aller Stränge darf den maximal zulässigen Eingangsstrom des Wechselrichters nicht überschreiten.

■ Gewisse PV-Module müssen geerdet werden. In diesem Fall muss der Wechselrichter über eine galvanische Trennung von Gleich- und Wechselstromseite verfügen (Transformator).

■ Leistung von PV-Modul und Wechselrichter müssen aufeinander abgestimmt sein. Der letzte Punkt gibt dabei immer wieder Anlass zu Diskussionen: Weil die Nennleistung der PV-Module nur selten oder bei schlecht ausgerichteten Modulen gar nie erreicht wird, kann der Wechselrichter kleiner dimensioniert werden als die PV-Module. Doch wie viel kleiner? Abbildung 60 zeigt die Energieertragsverluste als Funktion der Wechselrichtergrösse mit Anlagestandort Zürich. Je kleiner der Wechselrichter gewählt wird, desto tiefer sind

die Kosten für Wechselrichter und Netzanschluss. Diese Einsparungen müssen den erwarteten Ertragsverlusten gegenübergestellt werden, um die optimale Wechselrichtergrösse zu finden. Bei stetig sinkenden Kosten für die PV-Module dürfte man jedoch mit ca. 1 bis 2 Prozent Ertragsverlust nicht ganz falsch liegen. Bei einer optimal nach Süden ausgerichteten Anlage in Bern ist dies bei ca. 70 % Wechselrichterleistung der Fall, eine horizontal installierte Anlage braucht hingegen nur 60 % der Wechselrichterleistung, um 99 % der Solarenergie ins Netz einzuspeisen.

Neigungswinkel der PV-Module

Auf einem Flachdach kann der Neigungswinkel der PV-Module im Prinzip frei gewählt werden. Je mehr sich die Neigung der PV-Module der optimalen Neigung (in der Schweiz ca. 35°) nähert, desto grösser wird die jährliche Energieausbeute für jedes einzelne Modul. Im Gegenzug dazu muss jedoch der Abstand zwischen den Modulen vergrössert werden, damit sie sich nicht gegenseitig beschatten. Dadurch haben weniger Module auf dem Dach Platz. Es stellt sich also zwangsläufig die Frage, wo nun das wirkliche Optimum ist. Abbildung 62 zeigt für ein exemplarisches Flachdach von 100 m² die absoluten Energieerträge in Abhängigkeit des Neigungswinkels. Damit werden zwei allgemeingültige Fakten deutlich: Erstens führt das Optimieren des Neigungswinkels für

Die Dimensionierung des Wechselrichters ist standortabhängig!

Vorsicht ist geboten bei PV-Anlagen in sehr sonnigen Gebieten: So wären bei einer PV-Anlage auf dem Jungfrauoch selbst bei einer 1:1-Dimensionierung des Wechselrichters bis zu 3 % Ertragsverlust wegen abgeschnittenen Leistungsspitzen hinzunehmen. In diesem Fall kann es sinnvoll und notwendig sein, die Wechselrichterleistung sogar grösser zu wählen als die Modulleistung.

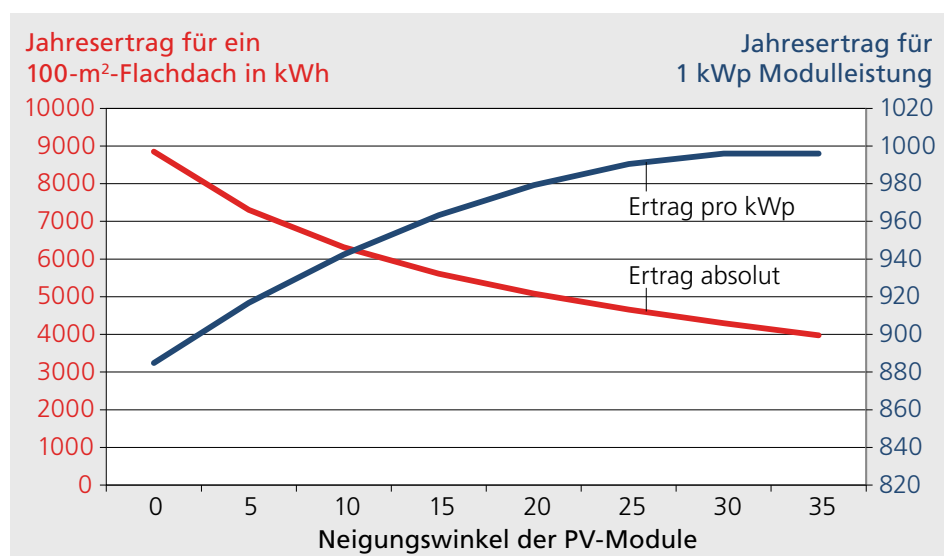


Abbildung 62: Mit zunehmender Modulneigung nimmt der Ertrag pro PV-Modul zwar zu, der Gesamtertrag einer gegebenen Dachfläche jedoch stark ab. Die erhöhte Modulverschmutzung bei geringen Neigungswinkeln ist nicht berücksichtigt. Eine Modulneigung von weniger als 5° wird deshalb nicht empfohlen (Basler & Hofmann).

die PV-Module zu einem Mehrertrag pro Modul von rund 10 %. Zweitens lassen sich dabei durch die erhöhten Reihenabstände zwischen den Modulen deutlich weniger Module auf dem Dach installieren, so dass der Gesamtenergieertrag um mehr als Faktor zwei abnimmt.

Die Frage nach der finanziellen Optimierung hängt nun stark von der Aufteilung in Projektfixkosten und variablen Kosten ab. Sind die Kosten mehrheitlich fix (z. B. bei einem kleinen Dach mit hohem Planungsaufwand), so ist eine maximale Anlagengrösse, also ein geringer Neigungswinkel, zu wählen. Sind die Fixkosten hingegen gering (z. B. bei einem Grossprojekt), so werden die Module zur finanziellen Projektoptimierung stärker geneigt. Ganz allgemein gilt jedoch, dass bei zunehmend sinkenden Modulpreisen bei gleichzeitig konstanten oder sogar steigenden Fixkosten die Module zunehmend mit geringen Neigungswinkeln installiert werden. Nicht mehr das einzelne Modul, sondern die gesamte Dachfläche sollen künftig optimiert werden.

Bleibt Schnee liegen?

Im Vergleich zu Dachziegeln haben PV-Module eine glatte Oberfläche, der Schnee rutscht leichter ab. Bleibt Schnee doch auf den Modulen liegen, ist dies meistens in den Monaten, in welchen der Energieertrag im Schweizer Mittelland ohnehin gering ist. Für die Jahresenergiebilanz im Flachland kann deshalb der Schnee praktisch vernachlässigt werden. Anders sieht es im Gebirge aus: Nebst grösseren Schneemengen ist dort die Einstrahlung in den Wintermonaten deutlich höher als im Flachland. Es lohnt sich bei einer alpinen PV-Anlage deshalb, die Module stärker zu neigen ($> 30^\circ$), und auf eine ausreichende Bodenfreiheit zu achten, damit der Schnee auch abrutschen kann. Ob Gebirge oder nicht, muss der Schnee jedoch in jedem Fall bei der Dimensionierung von Schneefänger und Statik des Montagesystems berücksichtigt werden.

Umgang mit Beschattungen

Beschattungen verursachen einen überproportionalen Leistungseinbruch bei einer PV-Anlage. Ursachen für Beschattungen können sehr vielfältig sein und sind insbesondere dann kritisch, wenn sie einen Kernschatten auf die Module werfen. Abbildung 63 zeigt ein Beispiel einer teilverschatteten PV-Anlage.

Folgende Punkte sind beim Umgang mit Beschattungen zu beachten:

- Beschattungen grundsätzlich möglichst vermeiden.
- Werden Beschattungen bewusst in Kauf genommen (wie z. B. in Abbildung 63), sollen ihre Auswirkungen abgeschätzt oder simuliert werden. Zu beachten ist, dass selbst die besten Simulationen einer relativ grossen Unsicherheit unterliegen.
- Gleichzeitig verschattete Module möglichst im gleichen Strang unterbringen, selbst wenn dadurch der Verkabelungsaufwand etwas grösser wird.
- Einzelne stark verschattete Module besser ganz weglassen respektive mit einem Blindmodul ersetzen.
- Komplexe Verschattungssituationen mit kurzen Strängen (kleinen Wechselrichter oder Parallelschaltungen), Wechselrichtern mit mehreren MPP-Trackern oder sogar mit Modulwechselrichtern oder Leistungsoptimierern ausführen.

Elektroinstallation

In der Elektroinstallation wird grundsätzlich zwischen AC-Installation (Wechselstrominstallation, Wechselrichter bis zum Stromnetz) und DC-Installation (Gleich-

Abbildung 63: Bewusst in Kauf genommene Beschattung. Die Module müssen parallel zur Schattenkante verbunden sein, um die negativen Auswirkungen der Beschattung zu minimieren (Basler & Hofmann).



strominstallation, Wechselrichter bis zu den PV-Modulen) unterschieden. AC-seitig ist eine PV-Anlage weitgehend wie eine Last zu behandeln: Kabel, Schalter oder Sicherungen sind im Gebäude zu dimensionieren, als wäre der Wechselrichter eine Last mit gleicher Nennleistung. Ist an einem bestimmten Anschlusspunkt neben der PV-Anlage aber noch ein Verbraucher angeschlossen, so müssen die maximalen Ströme von Wechselrichtern und Verbrauchern für die Dimensionierung der Zuleitung nicht addiert werden; die Zuleitung muss lediglich nach dem grösseren der beiden Ströme ausgelegt werden. Dies kann weitreichende Folgen für die Anlagekosten haben (siehe Kasten «Zentral oder dezentral?»).

Schalt- und Trenneinrichtungen

AC- und DC-seitig muss jeder Wechselrichter von den Anschlusskabeln freischaltbar sein. Die AC-seitige Schaltvorrichtung muss zudem gegen unbeabsichtigtes Wiedereinschalten geschützt sein. Konkret bedeutet dies, dass zu jeder PV-Anlage ein AC-Hauptschalter gehört, welcher in der Regel abschliessbar sein muss. Sind Schalter und Wechselrichter in Sichtweite zueinander, so kann auf die Abschliessbarkeit verzichtet werden. DC-Schalter sind oft im Wechselrichter integriert. Bei kleinen Wechselrichtern dürfen die Steckkontakte der Strangkabel als DC-Schalter betrachtet werden. Falls der Wechselrichter in einem überflutungsgefährdeten Bereich steht (z. B. im Keller eines Gebäudes nahe an einem Flussufer), sind geeignete Schaltstellen ausserhalb des gefährdeten Bereiches vorzusehen.

Es versteht sich von selbst, dass jeder Wechselrichter AC-seitig garantiert spannungsfrei ist, wenn der AC-Hauptschalter ausgeschaltet wird. Die DC-Seite hingegen steht unabhängig vom Betriebszustand des Wechselrichters unter Spannung, sobald Licht auf die PV-Module fällt.

In gewissen Fällen macht es Sinn, zusätzliche Schalter oder Trennvorrichtungen zu installieren. AC-seitig wird bei grösseren Anlagen oft in einer Unterverteilung eine zusätzliche Trennstelle für die Gesamtan-

lage angebracht, während DC-seitig bei langen DC-Leitungen in der Regel ein Schalter in einem Sammelkasten in der Nähe der PV-Module installiert wird. Kann dieser fernausgelöst werden, wird er auch als «Feuerwehrscharter» bezeichnet. Je näher der Wechselrichter jedoch bei den PV-Modulen steht, desto weniger sinnvoll ist ein Feuerwehrscharter: Er bietet dann nur noch für ein kurzes Kabelstück erhöhten Schutz, ist aber wie jedes elektrische Betriebsmittel selber eine potenzielle Fehlerquelle.

Stromzähler

Soll der Strom einer PV-Anlage ganz oder teilweise verkauft werden, so ist ein geeichter Stromzähler zu installieren. Je nach Vereinbarung mit dem Elektrizitätswerk kommen verschiedene Positionen des Zählers zur Anwendung.

■ **Überschussmessung (Abbildung 64):** Bei der Überschussmessung werden der

Wer darf installieren?

Dachdecker und Elektroinstallateur arbeiten beim Bau einer PV-Anlage Hand in Hand. Dabei gilt voraussichtlich (Stand Sommer 2013): Ortsfeste Elektroinstallationen dürfen nur von Personen mit einer Installationsbewilligung des Eidgenössischen Starkstrominspektorats (ESTI) vorgenommen werden. Der Dachdecker darf jedoch die Modulstecker zusammenstecken.

Zentral oder dezentral?

PV-Anlagen gelten als dezentrale Energieerzeugungsanlage (EEA). Solarstrom wird nahe am Verbraucher produziert und muss nicht erst durch lange Stromleitungen transportiert werden. Dieses Konzept lässt sich bis ins Gebäude weiterverfolgen. So ist es bei grossen Gebäudekomplexen oft vorteilhaft, die PV-Anlage nicht über lange Leitungen in der Hauptverteilung, sondern in kleinen Einheiten direkt den dezentralen Unterverteilungen anzuschliessen. Dies senkt nicht nur die Installationskosten, sondern reduziert zusätzlich die Energieverluste in den Stromleitungen.

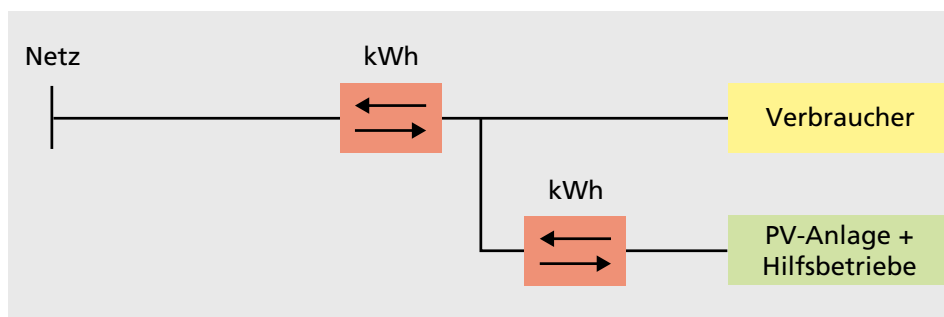
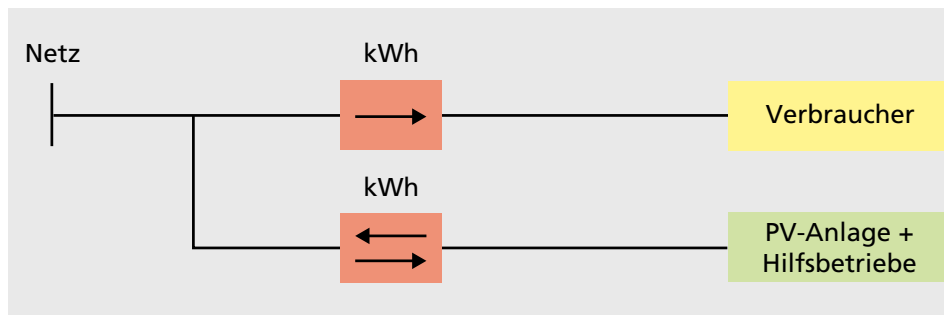
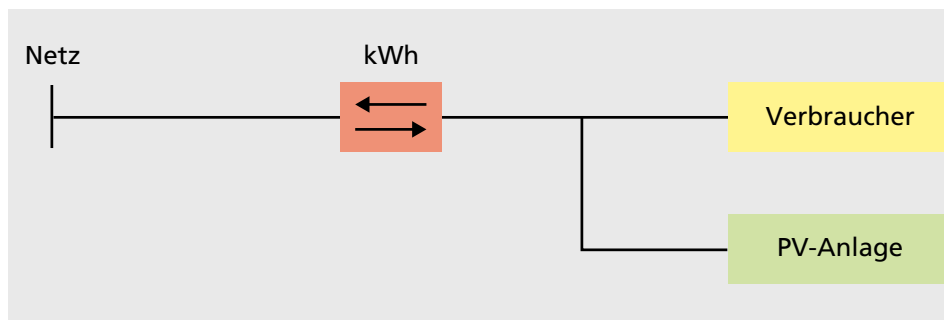


Abbildung 64:
Überschussmessung

Abbildung 65: Ein-
speisemessung

Abbildung 66: Hin-
terschaltung

Braucht es überhaupt eine Messung?

In der Regel ja. In letzter Instanz gibt das Elektrizitätswerk vor, was und wie gemessen werden muss. Als Faustregel gelten folgende Punkte:

- Jede Stromproduktion muss in irgendeiner Form messtechnisch erfasst werden.
- PV-Anlagen mit einer Leistung größer als 30 kW müssen zur Erbringung des Herkunftsnachweises (HKN) mit einer Lastgangmessung (fernüberwacht vom Elektrizitätswerk) ausgerüstet sein, die Kosten dafür trägt meist der Solarstromproduzent.
- Das Elektrizitätswerk darf mit gewissen Einschränkungen andere Regeln erlassen und die dadurch entstehenden Kosten dem Stromproduzenten verrechnen.

Mehr Schalter bedeuten nicht mehr Sicherheit!

Im Zuge des Solarbooms der vergangenen Jahre boomten auch spontane, nicht ausgereifte und teils nicht zulässige Auflagen von Behörden, Feuerpolizei oder Versicherungen. Die pauschale Vorschrift eines Feuerweherschalters ist wohl die bekannteste davon. Jeder zusätzliche Schalter erhöht die Kosten einer PV-Anlage, jedoch nicht notwendigerweise deren Sicherheit. Denn jede Schaltstelle ist auch ein potenzielles Fehlerrisiko. Für jede PV-Anlage ist die individuell beste Lösung zu wählen. So ist die Installation der Wechselrichter in unmittelbarer Nähe der PV-Module oft nicht nur sicherer als ein Feuerweherschalter, sondern auch noch günstiger.

Strombedarf eines Gebäudes und die Einspeisung einer PV-Anlage in Summe an einem einzigen Zähler gemessen. Der dafür notwendige Zähler misst bidirektional und verfügt über zwei separate Zählregister. In einem Register wird der bezogene, im zweiten Register der abgegebene Strom gezählt. Produziert die PV-Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt genau so viel Strom, wie im Gebäude verbraucht wird, bleibt der Zähler folglich stehen. Falls am Ende der Verrechnungsperiode der eingespeiste Strom vom bezogenen Strom abgezogen wird, spricht man von einer Saldo- oder Nettomessung. Die Überschussmessung ist bis heute für PV-Anlagen, welche von der KEV profitieren, nicht zulässig.

■ **Einspeisemessung (Abbildung 65):** Bei dieser Zählerschaltung wird der Solarstrom unabhängig von den Verbrauchern ins Netz eingespeist. Der Verbraucherszähler wird von der PV-Anlage somit nicht entlastet und zeigt unabhängig von der Solarstromproduktion den Verbrauch des entsprechenden Gebäudes an.

■ **Hinterschaltung (Abbildung 66):** Die Hinterschaltung funktioniert administrativ wie die Einspeisemessung, ist aber technisch der Überschussmessung ähnlich. An einem einzigen, zentralen Zähler beim Gebäudeeintritt wird der Strom bidirektional gemessen. Produktion und Verbrauch können an diesem Zähler nicht unterschieden werden. An der PV-Anlage wird ein zweiter, ebenfalls bidirektionaler Zähler angebracht, welcher nur die Produktion und den Hilfsenergiebedarf der PV-Anlage misst. Mit der Verrechnung beider Zähler kann ein Elektrizitätswerk nun separat Produktion und Verbrauch des betroffenen Gebäudes ermitteln.

Die Hinterschaltung macht immer dann Sinn, wenn der Solarstrom zwar verkauft respektive separat erfasst wird, die Einspeisung des Stroms jedoch dezentral in einem Gebäude respektive auf einem Areal geschehen soll. Dies ist oft bei grossen Industriebauten der Fall, bei denen die Einspeisung des Solarstroms in der Hauptverteilung zum Aufbau eines zusätzlichen Stromnetzes im Gebäude und damit zu einem unverhältnismässigen Verkabe-

lungsaufwand mit entsprechenden Netzverlusten führen würde.

PV und Feuerwehr

Dass eine PV-Anlage in einen Brand involviert ist, kommt zum Glück nur sehr selten vor. Und meistens wird der Brand auch nicht von der PV-Anlage ausgelöst. Steht ein Gebäude jedoch mal im Vollbrand, so gehen von ihm viele Gefahren aus: Nebst der Gefahr durch das Feuer ist z. B. die Gebäudestatik nicht mehr gewährleistet und das Gebäude kann einstürzen. Ist auf ei-

Müssen PV-Anlagen gereinigt werden?

Eine PV-Anlage sollte dann gereinigt werden, wenn der Ertragsausfall durch die Verschmutzung grösser ist als die Reinigungskosten. Bei zunehmend sinkenden Anlagepreisen ist dies immer seltener der Fall. PV-Anlagen sind zudem grundsätzlich selbstreinigend: Der Grossteil der Verschmutzung (z. B. Blütenstaub im Frühjahr) wird durch Regen heruntergewaschen und muss nicht gereinigt werden. Eine Reinigung macht meist erst dann Sinn, wenn ausgehend vom Modulrand eine Schmutzschicht über die Solarzellen wächst. Dies kann je nach Neigungswinkel der Module nach drei bis zehn Jahren der Fall sein. PV-Anlagen mit geringen Modulneigungen (kleiner als ca. 10°) neigen zu stärkeren Verschmutzungen und müssen eher gereinigt werden.

Intelligente Netze

Während einige wenige PV-Anlagen das Stromnetz noch entlasten, können sehr viele Anlagen am ähnlichen Standort zu einer zusätzlichen Netzbelastung werden. Der zuständige Verteilnetzbetreiber (VNB) bestimmt, welche Massnahmen in diesem Fall zu treffen sind.

Die Wechselrichter bieten heute standardmässig ein grosses Repertoire an Funktionen zur Unterstützung der Netze. Sie können automatisch oder ferngesteuert die Leistung abregeln, sie können den Leistungsfaktor verstellen (d. h. Blindleistung verbrauchen oder einspeisen) oder beliebige Messdaten jederzeit zur Verfügung stellen. Sie sind heute schon auf «intelligente Netze» (Smart grids) vorbereitet.

Die Netze ihrerseits sind in der Schweiz noch nicht soweit. Gerade Verteilnetze werden bisher rein passiv betrieben, automatische Regelungen wie bei den Übertragungsnetzen gibt es nicht. Bei Amortisationszeiträumen der Netzinfrastruktur von mehreren Jahrzehnten ist es auch verständlich, dass die Umstellung von einem traditionellen auf ein intelligentes Netz nicht von heute auf morgen geschehen kann. Trotzdem wäre es wünschenswert, wenn die PV-Anlagen die netzunterstützenden Funktionen, welche sie bereits heute eingebaut haben, auch einsetzen könnten.

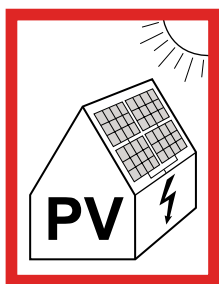


Abbildung 67: Hinweisschild für die Feuerwehr – mehr und bessere Information ist einer der Hauptfaktoren zur Erhöhung der Sicherheit einer PV-Anlage (Feuerwehr Filderstadt).

an brennenden Gebäude eine PV-Anlage installiert, so kommen zwei zusätzliche Herausforderungen für die Feuerwehr hinzu:

- Die PV-Module erschweren unter gewissen Umständen den Zugang zum Dach, zudem können sie je nach Installation leichter vom Dach herunterfallen als herkömmliche Dachziegel und deshalb ein erhöhtes Trümmerrisiko bilden.

- Die Elektroinstallation von PV-Modulen bis zu den Wechselrichtern steht bei Tageslicht auch nach Ausfall respektive Abschaltung der PV-Anlage unter Spannung, DC-Kabel dürfen deshalb nicht ungeschützt berührt werden.

Beide Gefahren sind für die Feuerwehr nicht neu und können unter Berücksichtigung folgender Punkte gemindert werden:

- Information: Der wichtigste Punkt überhaupt ist die Information respektive die Zusammenarbeit mit der Feuerwehr. In der Regel schätzt diese das zusätzliche Risiko bei einem Löscheinsatz als gering ein, wenn sie über die PV-Anlage Bescheid weiss. Das Anbringen von Warnhinweisen und einfachen Anlageschemen ist eine konkrete Massnahme zur besseren Information.

- Erhöhter Schutz gegen Berührung der DC-Leitungen, z. B. mittels Verlegung der Leitungen in Metallrohren.

- Verwendung von Kabelkanälen erhöhter Feuerwiderstandsklassen.

- Wechselrichter nahe an den PV-Modulen installieren, um die DC-Leitungen kurz zu halten.

- DC-Leitungen ausserhalb des Gebäudes verlegen.

- Flucht- und Zugangswege frei von DC-Leitungen halten.

- Im Bereich von brennbaren Gebäudeteilen die DC-Leitungen besonders gut geschützt verlegen.

- Lange DC-Leitungen mit einem Feuerwehrscharter aus der Ferne abschaltbar machen.

Betrieb und Unterhalt

Eine PV-Anlage soll über Jahre störungsfrei Strom ins Netz einspeisen. Damit dies mit

grosser Sicherheit möglich ist, bedarf es gewisser Kontrollen und Unterhaltsarbeiten. Dabei gibt es zwei Klassiker, die für die meisten Störfälle verantwortlich sind:

- Die Kommunikationseinrichtung, welche Störungen melden soll, ist selber erfahrungsgemäss das anfälligste Element der PV-Anlage.

- Die meisten Wechselrichter laufen zwar sehr zuverlässig, haben aber eine geringere Lebenserwartung als die PV-Anlage insgesamt. Mit einem Austausch während 25 bis 30 Betriebsjahren ist deshalb zu rechnen.

Die klassische Betriebsführung einer PV-Anlage umfasst neben der automatischen Ertragsüberwachung und Alarmierung im Fehlerfall eine regelmässige Kontrolle durch einen Fachmann. Die vorgeschriebene Kontrollperiode entspricht derjenigen des Gebäudes, auf dem die Anlage steht. Zusätzlich empfiehlt sich alle ein bis fünf Jahre eine Kontrolle der folgenden Punkte:

- Sichtkontrolle aller installierten Komponenten

- Mechanische Veränderungen der Unterkonstruktion

- Fester Sitz aller Verbindungen (auch Erdungen, GAK etc.)

- Zustand und Installation von Kabeln (insbesondere Strangkabel im Aussenbereich)

- Verschmutzung (insbesondere Modulunterkante)

- Dachsubstanz, Pflanzenbewuchs

- Falls nicht automatisch überwacht: DC-Ströme (I_{MPP}) und DC-Spannungen (U_{OC}), allenfalls Isolationswerte.

PV auf Gründächern

Die Kombination von PV und Gründach ist ökologisch sinnvoll, die Artenvielfalt auf einem Gründach nimmt Dank den beschatteten Bereichen durch die Installation einer PV-Anlage in der Regel zu. Beim Bau einer PV-Anlage auf einem Gründach ist jedoch ein deutlich grösserer Abstand zwischen Dachsubstrat und PV-Modulen zu berücksichtigen als bei einer vergleichbaren Anlage auf einem Kiesdach. Spezielle Gründachsysteme weisen meist eine Bodenfreiheit von ca. 40 cm auf. Dies gibt dem Wind mehr Angriffsfläche und führt

deswegen zu erhöhten Anforderungen an das Montagesystem, was meist eine höhere Dachlast zur Folge hat. Zudem lässt sich ein Gründach im Gegensatz zum Kies- oder Foliendach nicht flächendeckend mit PV-Modulen belegen, was die maximale Anlageleistung reduziert. Die Unterhaltsarbeiten an der PV-Anlage selber verändern sich mit dem Gründach nicht, der Pflanzenbewuchs muss jedoch von Zeit zu Zeit geschnitten werden. Die Pflanzen sollen nie über die Modulunterkante ragen.

Abbildung 68: Plusenergiehaus in Küsnacht mit einer dachintegrierten 13,2-kWp-PV-Anlage (Huber, Metzler, Rufer).

Tabelle 12: Daten zum Einfamilienhaus in Küsnacht.



Minergie-P-EFH in Küsnacht	
Inbetriebnahme	Dezember 2010
Anlageleistung / Modulfläche	13,2 kWp / 75 m ²
PV-Module	60 Stück Sunpower SPR 220 blk, 220 Wp
Wechselrichter	Fronius IG Plus 150-3, 12 kW
Montagesystem	Solrif
Ausrichtung	35° West, 15° Neigung
Jährlicher Energieertrag	ca. 13 000 kWh

Das Gebäude wurde 2011 mit dem Schweizer Solarpreis ausgezeichnet.

Industriegebäude

Auf den Liegenschaften der Pistor AG in Rothenburg hat Edisun Power die seinerzeit grösste PV-Anlage der Zentralschweiz errichten lassen. Um die Dachflächen maximal ausnützen zu können, wurden die Module zum Teil mit nur gerade 3 Grad Neigung installiert.

Spezialanwendungen

Farbige Solarzellen

Herkömmliche Solarzellen sind entweder schwarz oder bläulich (kristalline Zellen und gewisse Dünnschichtzellen), oder aber rötlich (Dünnschichtzellen). Gerade bei kristallinen Siliziumzellen gibt es aber einige Hersteller, welche Zellen in verschiedenen Farben (und Formen) produzieren.

Abbildung 69: Warenumschlagzentrum der Pistor AG in Rothenburg mit einer angebauten PV-Anlage von 850 kWp Leistung.

Tabelle 13: Daten zur PV-Anlage der Pistor AG – Edisun Power AG.



Industrie Halle in Rothenburg	
Inbetriebnahme	November 2010
Anlageleistung / Modulfläche	850 kWp / 6092 m ²
PV-Module	3692 Stück REC 230 AE, 230 Wp
Wechselrichter	26 Stück SMA STP 17000 TL, 17 kW, 1 Stück Sputnik Solarmax 300C, 300 kW
Montagesystem	kundenspezifisch
Ausrichtung	verschiedene, minimal 3° Neigung
Jährlicher Energieertrag	ca. 720 000 kWh

Allen gemeinsam sind jedoch folgende drei Punkte:

1. Die Zellen haben einen geringeren Wirkungsgrad als nicht eingefärbte (ca. ein bis drei Prozentpunkte).
2. Die Zellen sind etwas teurer als nicht eingefärbte.
3. Die Farbtintensität ist gering, alle Farben sind relativ dunkel und matt. Die Farbtöne erinnern an Erdfarben.

Hybridkollektoren

Die Idee ist nicht neu: Wärme und Strom in einem einzigen Kollektor ernten. Eine der Herausforderungen dabei ist, dass ein guter thermischer Kollektor eine möglichst hohe Stagnationstemperatur hat, die Solarzellen im Betrieb hingegen möglichst kühl sein sollten. Um die Temperaturen für die Solarzellen tief zu halten, muss deshalb eine grosse Menge an Niedertemperaturwärme (30 °C bis 40 °C) abgeführt werden. Dies ist heute nur mit thermischen Langzeitspeichern, insbesondere Erdwärmespeichern möglich. Die finanziellen und technischen Hürden zur Erschliessung solcher Speicher zählen denn auch zu den Hauptgründen, warum Hybridkollektoren heute kaum eingesetzt werden.

Hybridsysteme (PV-Diesel)

In Länder mit einer schlechten elektrischen Infrastruktur, aber auch in abgelegenen Gebieten industrialisierter Länder gehört der Dieselgenerator heute noch zu den wichtigsten Stromerzeugungsaggregaten. In den allermeisten Gebieten der Welt ist

aber Solarstrom heute schon billiger als Strom aus Dieselgeneratoren. Ohne grosse Systemanpassungen kann in diesen Systemen ein gewisser Teil Solarstrom zum Einsparen von Diesel verwendet werden. Soll Solarstrom jedoch die primäre Energiequelle sein, so sind meist ein neues Energiemanagement sowie eine gewisse Speicherkapazität notwendig.

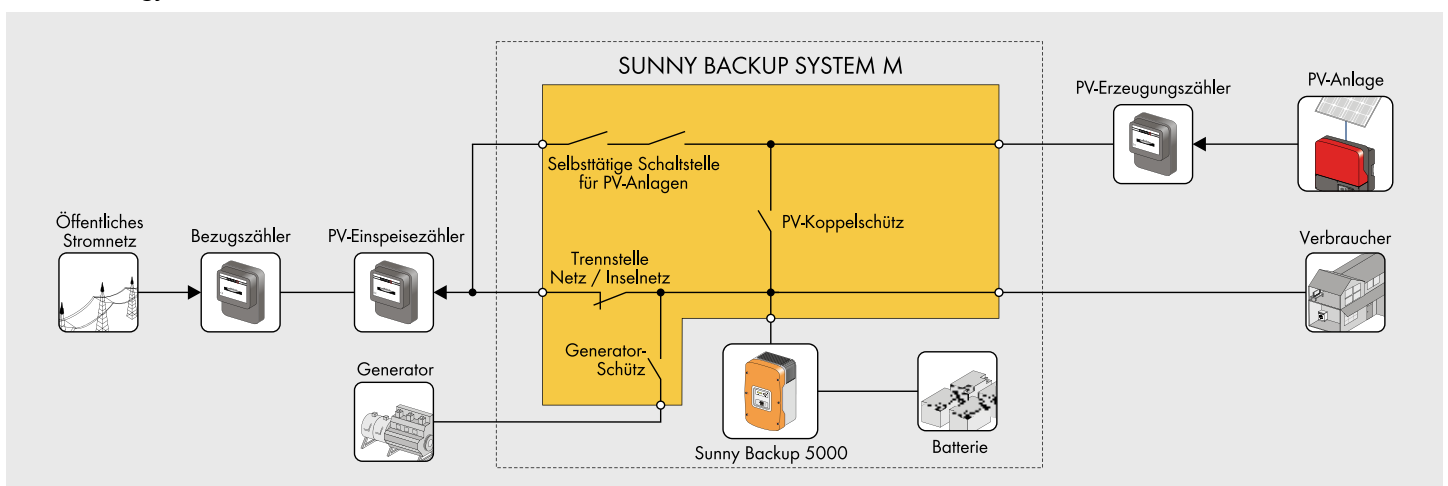
Inselsysteme

Noch vor wenigen Jahrzehnten waren Inselsysteme die treibende Kraft in der Entwicklung von PV-Modulen. Jeweils mit Einbindung eines Bleiakkumulators versorgten meist wenige PV-Module ein Gebäude fernab vom Stromnetz. Trotz steigender Popularität dieser Systeme spielen sie heute wegen der Dominanz der netzverbundenen PV-Anlagen auf dem globalen PV-Markt nur noch eine untergeordnete Rolle.

Mobile und geräteintegrierte Solar-systeme

Einen festen Platz hat die Photovoltaik bei verschiedenen Geräten und mobilen Systemen: Mobile Lichtsignalampeln, Parkuhren, Taschenrechner aber auch Satelliten werden seit Jahren mit Solarzellen ausgerüstet. Dabei geht es meist um die Kostenminimierung: Solarstrom in Verbindung mit einem Batteriespeicher ist gerade bei wenig energieintensiven Geräten oft günstiger als die Erschliessung des Gerätes mit einem Kabel respektive dem regelmässigen Austausch einer Batterie.

Abbildung 70: Back-upsystem von SMA zur Einbindung von PV-Anlagen, Batterien und Dieselgeneratoren (SMA Solar Technology AG).



Backupsysteme und Energiemanagementsysteme

Aus Inselsystemen und unterbrechungsfreien Stromversorgungen (USV) haben sich erst Backupsysteme (Abbildung 70) und seit neuestem Energiemanagementsysteme entwickelt. Gemeinsam ist allen diesen Systemen, dass sie sowohl mit wie auch ohne Netzanschluss eine PV-Anlage sowie Verbraucher betreiben können. Backupsysteme werden dabei primär zur Erhöhung der Versorgungssicherheit eingesetzt, während Energiemanagementsysteme durch wirtschaftliche Anreize den Eigenverbrauch erhöhen und damit das Stromnetz entlasten sollen. Beide Systeme haben heute im Vergleich zu den klassischen Netzverbundanlagen einen verschwindend kleinen Marktanteil.

PV-Anlagen mit Konzentratoren (CPV)

Solarzellen mit bis zu 40 % Wirkungsgrad können heute zwar hergestellt, im Allgemeinen aber nicht wirtschaftlich und ökologisch betrieben werden. Eine Abhilfe dazu bietet CPV: Auf eine Hochleistungszelle in der Grösse eines Fingernagels wird das Sonnenlicht mit einer Linsenkonstruktion bis zu 500-fach konzentriert. Kosten und Ökologie der Zelle spielen dabei nur

noch eine untergeordnete Rolle, das Gesamtsystem wird jedoch unter anderem wegen der erforderlichen Nachführung deutlich komplexer. Der ursprüngliche Kostenvorteil dieser Systeme ist wegen dem starken Preiszerfall herkömmlicher Solarzellen weitgehend dahingeschmolzen, so dass der Marktanteil von CPV heute auf tiefem Niveau und rückläufig ist.

Wirtschaftlichkeit

Anlagepreise

Im Zuge des Preiszerfalls der PV-Module hat sich der Preisdruck auch auf weitere Komponenten einer PV-Anlage sowie auf den Aufwand des Installateurs ausgewirkt, so dass eine schlüsselfertige PV-Anlage heute nur noch etwa die Hälfte bis einen Viertel dessen kostet, was sie vor zehn Jahren gekostet hat (Abbildung 71). Umso relevanter sind deshalb heute die projektspezifischen Kosten.

Trotzdem sind die Kosten gerade für kleinere PV-Anlagen in der Schweiz in der Regel immer noch deutlich höher als in Deutschland (Tabelle 14). Ein Grund dafür ist, neben den üblichen Faktoren für die «Hochpreisinsel Schweiz», die noch relativ kleine Marktgrösse der Schweiz mit den

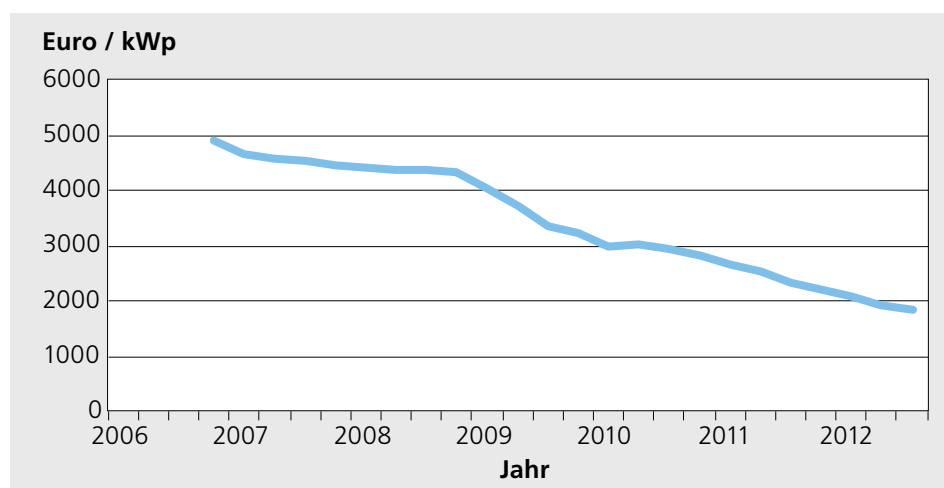


Abbildung 71: Die Preise für 10-kWp-PV-Anlagen sind in Deutschland innert 5 Jahren um zwei Drittel gefallen. Die Preise in der Schweiz entwickelten sich genauso, wenngleich auf einem etwas höheren Niveau (BSW Solar).

Anlagengrösse	Preisspanne für schlüsselfertige Anlagen
bis 5 kWp	3500 Fr. bis 8000 Fr. pro kWp
bis 20 kWp	3000 Fr. bis 6000 Fr. pro kWp
bis 50 kWp	2500 Fr. bis 4500 Fr. pro kWp
Grossanlagen	2000 Fr. bis 3000 Fr. pro kWp

Tabelle 14: Spezifische Preise in Abhängigkeit der Anlagengrösse in der Schweiz (Preisstand 2013).

damit verbundenen Ineffizienzen in der gesamten Wertschöpfungskette.

Förderinstrumente

Die Schweiz kennt mit der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) ein nationales Förderinstrument. Nicht die PV-Anlage selbst, sondern der gelieferte Strom wird vergütet. Die Vergütungssätze richten sich dabei nach den aktuellen Marktpreisen und wurden deshalb bisher mindestens jährlich gesenkt. Finanziert wird die KEV durch eine Abgabe aller Konsumenten auf ihren verbrauchten Strom. Für diese Abgabe ist eine Obergrenze (Deckel) definiert. Die aktuellen Vergütungssätze sind auf der Homepage von Swissgrid (www.

swissgrid.ch) unter «Erneuerbare Energie» zu finden. Nebst der KEV gibt es eine Vielzahl von kantonalen sowie kommunalen Förderinstrumenten, ebenso einige private Solarstrombörsen mit einem Modell ähnlich der KEV. Swissolar, der Fachverband für Sonnenenergie der Schweiz, ist stets bemüht, eine aktuelle Liste der kantonalen Förderinstrumente zu führen (www.swissolar.ch).

Wirtschaftlichkeitsrechnung

Mit der hier vorgestellten Wirtschaftlichkeitsrechnung werden zwei Ziele verfolgt:

- Die Ermittlung der Stromgestehungskosten bei gegebenem Systempreis und Zinssatz

Jahr	Ertrag	Ertrag brutto	Unterhalt	Zinskosten	Ertrag netto	Saldo
	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

Tabelle 15: Wirtschaftlichkeitsrechnung zur Ermittlung der Projektrendite oder der Stromgestehungskosten einer 5-kWp-PV-Anlage.

■ Die Ermittlung der Rendite (Zinssatz) bei gegebener Einspeisevergütung

Auf eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, welche die Marktpreise des konventionellen Stroms berücksichtigt, wird einfachheitshalber verzichtet.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung erfolgt mithilfe eines Geldflussplans. Jahr für Jahr werden Einnahmen und Ausgaben mit dem investierten Kapital verrechnet, bis das Kapital nach der Lebensdauer der Anlage vollständig zurückbezahlt ist. Dabei wird eine bestimmte Kapitalrendite ermittelt respektive bei gegebener Kapitalrendite werden die Stromgestehungskosten berechnet. Als Beispiel wird eine angebaute 5-kWp-PV-Anlage betrachtet, welche im Jahr 2013 zum Preis von 17 500 Fr. ans Netz geht und eine Einspeisevergütung von 33,2 Rp. / kWh erhält (KEV-Tarif). Die Anlage erwirtschaftet im ersten Jahr 4800 kWh, danach jährlich 0,5 % weniger. Die Unterhaltskosten betragen 7 Rp. / kWh, wobei dieser Betrag sich immer auf das erste Betriebsjahr bezieht.

Die Geldflusstabelle berechnet nun Jahr für Jahr folgende Größen:

■ Ertrag kWh: Energieertrag, jährlich 0,5 % weniger

■ Ertrag brutto Fr.: Ertrag kWh multipliziert mit 33,2 Rp. / kWh

■ Unterhalt Fr.: Ertrag kWh des ersten Jahres multipliziert mit 7 Rp. / kWh

■ Zinskosten Fr.: Saldo des Vorjahres multipliziert mit dem noch nicht bekannten Zinssatz

■ Ertrag netto Fr.: Ertrag brutto minus Unterhalt minus Zinskosten

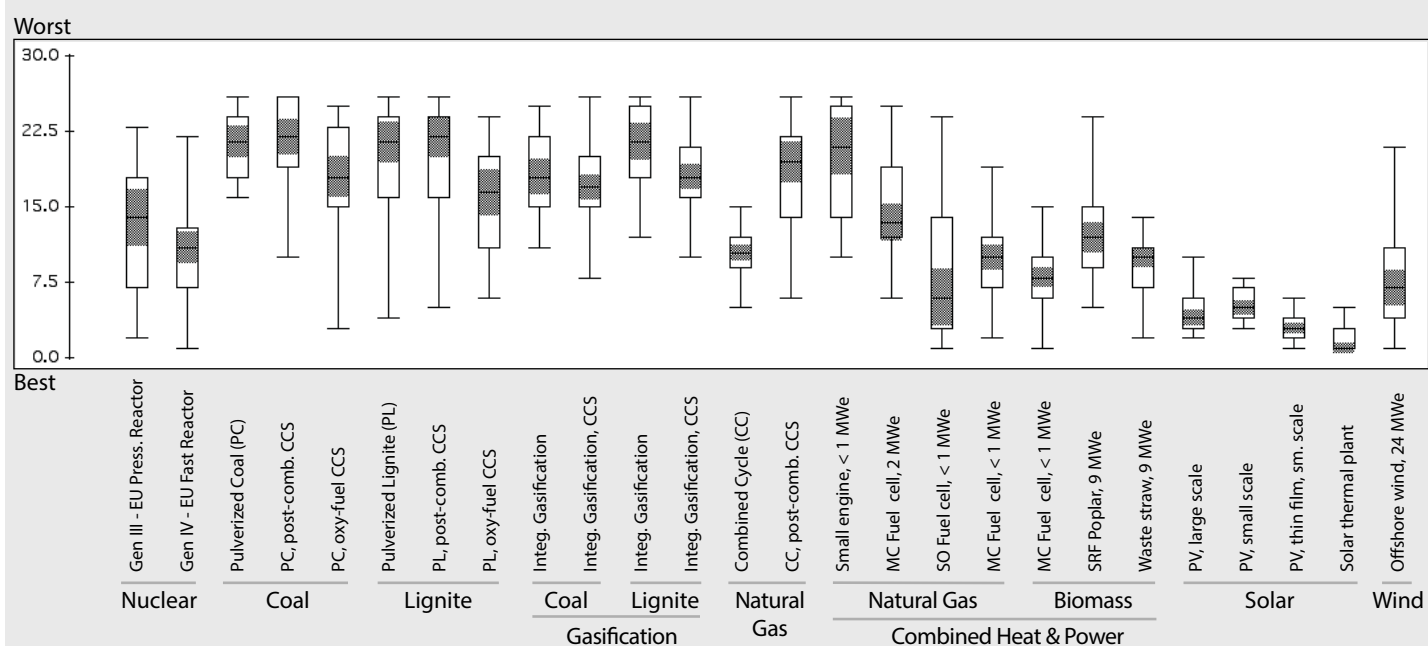
■ Saldo Fr.: Saldo des Vorjahres plus Ertrag netto

Alle Größen können nun variiert werden, um eine bestimmte Situation durchzurechnen. Beim vorliegenden Beispiel (Tabelle 15) wird der Zinssatz so lange variiert, bis der Saldo des letzten Jahres auf null fällt. Dies bedeutet, dass nach 25 Jahren das investierte Kapital vollständig zurückbezahlt wurde. Der dabei ermittelte Zinssatz beträgt 4,52 %.

Ökologie

PV hat im Vergleich zu anderen Stromproduktionsmethoden eine sehr gute Umwelt-Gesamtbilanz. Es ist allerdings sehr komplex, den gesamten Umwelteinfluss einer Energieform zu erfassen, mit entsprechender Vorsicht sind Studien zu geniessen, die dies vorgeben. Eine der umfassendsten Studien zu diesem Thema wurde 2009 vom Paul Scherrer Institut veröffentlicht (Abbildung 72). Dabei wur-

Abbildung 72: Ökobilanz verschiedener Stromerzeugungstechnologien unter Berücksichtigung von 61 Kriterien aus den Bereichen Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft. Statistische Ausreisser wurden zur besseren Lesbarkeit gelöscht. (PSI).



den nicht nur der CO₂-Ausstoss berücksichtigt, sondern 61 Kriterien aus den Bereichen Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft.

PV unterscheidet sich sehr stark von konventionellen Kraftwerken, entsprechend schwierig ist es, direkte Vergleiche anzustellen. Im Folgenden sind einige Anmerkungen zu PV aufgelistet, welche ein Gefühl für die Ökologie von PV-Anlagen vermitteln sollen:

■ Eine schlüsselfertige PV-Anlage hat in der Schweiz einen **Erntefaktor** von ca. zehn, d.h. sie speist in ihrer Lebensdauer zehn Mal mehr Energie ins Netz ein, als sie für die Produktion benötigt.

■ Die **Energierücklaufzeit** einer schlüsselfertigen PV-Anlage beträgt in der Schweiz rund zwei bis drei Jahre. Nach dieser Zeit ist die Produktions- und Installationsenergie aller Komponenten der PV-Anlage durch ihre Stromproduktion kompensiert.

■ Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken ist der Energieaufwand des Kraftwerksbaus bei PV hoch. Aber: Diese Energie wird mehrfach wieder zurückgewonnen, während bei Kraftwerken, welche auf fossile oder nukleare Energien zurückgreifen, ständig neue Energie in Form von Brennstoffen zugeführt werden muss.

■ Auch der Rohstoffeinsatz pro umgewandelte kWh ist bei Photovoltaik vergleichsweise hoch. Die Rohstoffe können jedoch fast vollständig recycelt werden und ste-

hen nach Ende der Lebensdauer einer PV-Anlage für eine neue Anlage zur Verfügung.

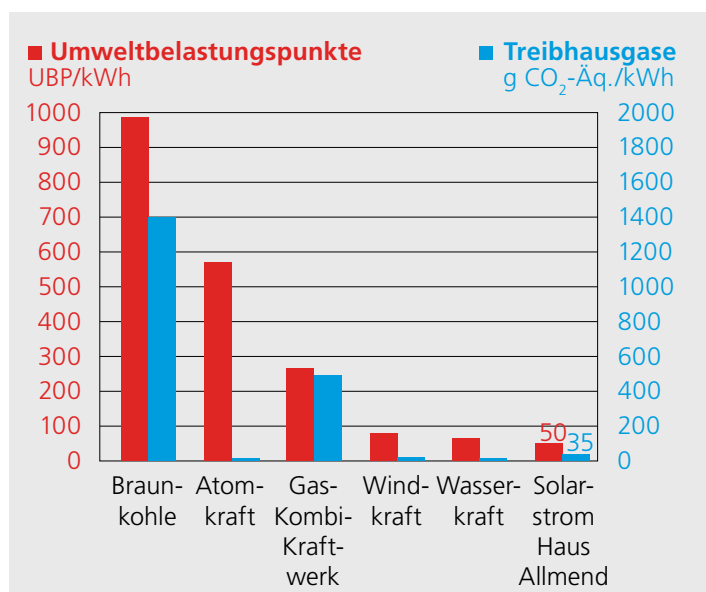
■ Die CO₂-Bilanz von Solarstrom ist schlechter als die CO₂-Bilanz von Atom- und Wasserstrom. Der Grund dafür ist, dass PV-Module mit stark CO₂-belasteter Energie hergestellt werden. Würden PV-Module dereinst in einem geschlossenen Kreislauf mit Solarstrom hergestellt, so wären sie genauso wie die durch sie produzierte Energie weitgehend CO₂-neutral.

■ PV-Module sind ein hochindustrialisiertes Produkt. Bei ihrer Produktion werden wie in der ganzen Elektronikbranche einige umwelttechnisch kritische Stoffe verwendet. Anders als z.B. beim Kauf von Unterhaltungselektronik hat der durchschnittliche Käufer einer PV-Anlage jedoch ein hohes Umweltbewusstsein. Das hat in jüngster Zeit dazu geführt, dass viele Produktionsfirmen auf freiwilliger Basis hohe Umweltstandards einhalten und PV-Module so umweltverträglich wie möglich produzieren.

Quellen

- [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, Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie, www.swissolar.ch
- [4] Relevante Vorschriften zur Installation von PV-Anlagen: Niederspannungs-Installationsnorm (NIN 2010), insbesondere Teil 7.12, www.electrosuisse.ch
- [5] Informationen und Vorschriften zum Brandschutz: Vereinigung Kantonalen Feuerversicherungen (VKF), www.praever.ch
- [6] Informationen und Vorschriften zum Blitzschutz: SEV-Leitsätze zum Blitzschutz: 4022:2008, www.electrosuisse.ch
- [7] Wind- und Schneelastberechnungen: SIA 261 Einwirkungen auf Tragwerke, SN 505261

Abbildung 73: Umweltbelastung verschiedener Stromproduktionen (Huber H., Metzler Th., Rufer D., Plusenergie-Haus, Faktor Verlag 2013).



Wärmepumpen

**Philippe
Hennemann,
Hanspeter Eicher**

Wärmepumpen sind Aggregate, welche unter Einsatz von hochwertiger Energie Wärme mit einem niedrigerem Temperaturniveau (Umgebungswärme oder Abwärme) auf ein höheres, für die Heizung und Wassererwärmung nutzbares Temperaturniveau anheben.

Wärmepumpen, deren Antrieb mit mechanischer Energie erfolgt werden Kompressionswärmepumpen genannt. Aggregate, die mit Wärme mit hoher Temperatur angetrieben werden, heißen Absorptionswärmepumpen. Die letzteren spielen in der Wärmepumpentechnik bis heute nur eine untergeordnete Rolle und werden vor allem in der Kälteerzeugung eingesetzt. Diese Technik wird im Kapitel 11 «Erneuerbare Kälteerzeugung» thematisiert.

Kompressionswärmepumpen

Die Aufgabe einer Kompressionswärmepumpe besteht darin, mit möglichst wenig mechanischer Energie, die Temperatur von Wärme soweit zu erhöhen, wie es für die vorgesehene Nutzung notwendig ist. Zum Beispiel für die Raumheizung auf 30 °C bis 45 °C, je nach vorhandenem Heizsystem, und für die Warmwasserbereitung auf 50 °C bis 60 °C, je nach Einsatzbereich.

Das Verhältnis von nutzbarer Wärme zu aufgewendeter mechanischer Energie ist die wichtigste Kennzahl, welche die Effizienz einer Wärmepumpe beschreibt. Für die Praxis von Interesse sind letztendlich die erreichbare Effizienz realer Wärmepumpen auf dem Prüfstand und im praktischen Betrieb.

Grundlagen

Der Carnot-Prozess einer Wärmepumpe beschreibt die idealisierte, reversible Prozessführung, welche es ermöglicht, mit maximalem Nutzungsgrad mechanische Arbeit in Wärme respektive, im umgekehrten Fall, Wärme in Arbeit umzuwandeln. Der Carnot-Prozess ist diejenige thermodynamische Prozessführung, welche die

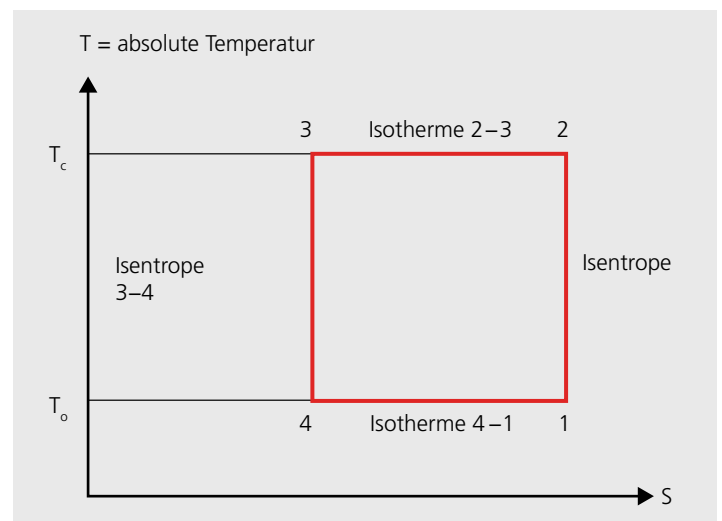
beste Effizienz ermöglicht. Der Carnot-Prozess einer Wärmepumpe besteht aus vier idealisierten, reversiblen Teilprozessen, dargestellt in einem Temperatur-Entropie Diagramm (Abbildung 74).

Isotherm sind Prozesse, welche bei konstanter Temperatur ablaufen. Isentrop werden Prozesse genannt, bei denen bei reversiblen Zustandsänderungen der Wärmehalt unverändert bleibt. Die vier Teilschritte des Kreisprozesses sind:

1. Eine isentrope Kompression von Zustand 1 in Zustand 2, verbunden mit einer Temperaturerhöhung von T_o (tiefe Temperatur) auf T_c (hohe Temperatur). Dazu muss dem Prozess mechanische Arbeit zugeführt werden.
2. Einer isothermen Wärmeabfuhr (Q_{wp}) bei Temperatur T_c von Zustand 2 in Zustand 3. Dies entspricht der nutzbaren Wärmeabgabe.
3. Einer isentropen Expansion von Zustand 3 in Zustand 4, verbunden mit einer Temperaturreduktion von T_c auf T_o . Dabei wird mechanische Arbeit zurückgewonnen.
4. Einer isothermen Wärmezufuhr bei tiefer Temperatur T_o von Zustand 4 in Zustand 1. Dies entspricht der Wärmezufuhr aus der Wärmequelle.

Die netto dem Prozess zugeführte mechanische Energie W_{wp} ist die Summe der zugeführten und abgeführten mechanischen

Abbildung 74:
Carnot-Prozess im
Temperatur-Entropie-Diagramm.



Energie. Die nutzbare Wärme ist Q_{wp} . Die Leistungsziffer ε_c dieses Prozesses gibt an, welche mechanische Energie W_{wp} dem Prozess zugeführt werden muss, um die bei hoher Temperatur T_c abgeführte Wärme Q_{wp} aus der bei tiefer Temperatur T_o zugeführte Wärme bereitzustellen. Aus der Thermodynamik lässt sich folgende Formel des Carnot-Wärmepumpen-Prozesses ableiten:

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

Die Carnot-Leistungsziffer ist zwar theoretischer Natur und kann in der Praxis nie erreicht werden. Sie zeigt aber, dass es von allergrösster Bedeutung für eine hohe Wärmepumpeneffizienz ist, dass die Differenz zwischen den Temperaturen T_c und T_o möglichst klein gehalten wird. Während T_o weitgehend durch die Wahl der Wärmequelle vorgegeben ist, kann die Temperatur T_c sehr stark durch die Planung des Wärmeabgabesystems beeinflusst werden. Einen erheblichen Einfluss auf diese Temperaturdifferenz hat aber auch die Konstruktion der Wärmepumpe.

Abbildung 75 zeigt die erreichbare Carnot-Leistungsziffer ε_c in Abhängigkeit der beiden Temperaturen T_o und T_c .

Abbildung 75:
Leistungsziffern nach Carnot in Abhängigkeit der tiefen und der hohen Temperaturen (T_o und T_c).

Hauptkomponenten der Kompressionswärmepumpe

Reale Wärmepumpen bieten lediglich eine Annäherung an den idealen Carnot-Prozess. Ausser den vier Hauptkomponen-

ten (Abbildung 76) arbeitet eine Wärmepumpe mit einem Arbeitsmittel (Kältemittel), das im Kreisprozess viermal den Zustand ändert:

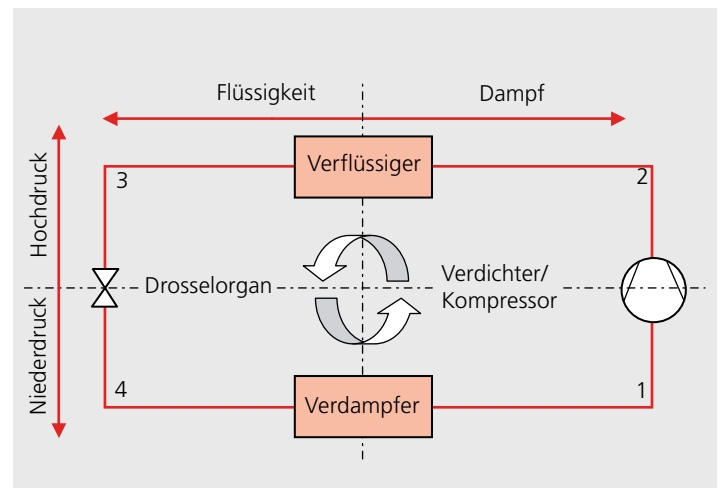
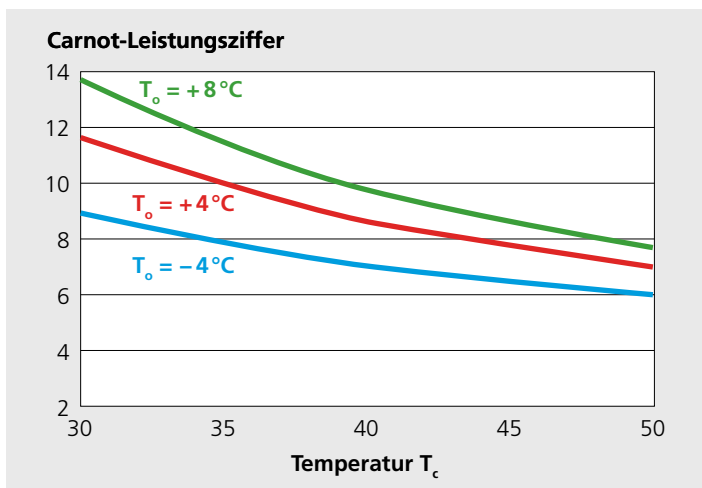
1. Verdichter für die mechanische Energiezufuhr und die Temperaturerhöhung des Kältemittels
2. Verflüssiger (Wärmetauscher) für die Wärmeabgabe an das Heizsystem bei hoher Temperatur
3. Expansionsventil für die Temperaturreduktion mittels einer Expansion
4. Verdampfer (Wärmetauscher) für die Wärmeaufnahme aus der Wärmequelle

Das geeignete Kältemittel soll eine gute Annäherung an den Carnot-Prozess ermöglichen und gleichzeitig andere wichtige Anforderungen wie Ungiftigkeit, Unbrennbarkeit, Umweltverträglichkeit und geringe Kosten erfüllen. Das Kältemittel durchläuft im Prozess verschiedene Zustandsänderungen. In der linken Hälfte von Abbildung 76 ist das Kältemittel flüssig und in der rechten dampfförmig. In der oberen Hälfte weist es einen hohen Druck auf, in der unteren einen tiefen.

Der reale Wärmepumpenkreislauf

Zur Erläuterung eines realen Wärmepumpenprozesses mit bestimmten Arbeitsmitteln (Kältemittel) wird das Log-p-h-Diagramm (Druck-Enthalpie-Diagramm) verwendet. Auf der senkrechten Achse ist der Druck p logarithmisch und auf der horizontalen Achse die Enthalpie h linear aufgetragen. Im blauen Bereich ist das Kälte-

Abbildung 76:
Kreislauf einer Kompressionskältemaschine



mittel flüssig, im orangen Bereich (unterhalb der glockenförmigen Kurve) liegt ein Gemisch von Flüssigkeit und Dampf vor (Nassdampf) und im roten Bereich ist nur noch Dampf vorhanden. Im Diagramm sind die wichtigen thermodynamischen Zustandsänderungen eingetragen, welche für den Wärmepumpenprozess von Bedeutung sind. Isothermen sind Linien konstanter Temperatur, Isobaren stellen einen konstanten Druck dar. Entlang der Isenthalpen bleibt die Summe aus Innerer Energiestellen (in dieser vereinfachten Betrachtung ist das Wärme) und mechanischer Energie konstant, eine Umwandlung von mechanischer Energie in Wärme oder umgekehrt ist jedoch möglich. Die Isentropen sind Linien konstanter Entropie und damit Linien, bei denen in reversiblen Zustandsänderungen der Wärmeinhalt konstant bleibt. Alle diese Linien sind idealisierte thermodynamische Zustandsänderungen, wie sie in der Praxis höchsten angenähert erreicht werden können. Das Verhältnis von Carnot-Leistungsziffer zu realer Leistungsziffer heisst Gütegrad. Heutige Wärmepumpen erreichen Gütegrade von ca. 0,6. Technisch erreichbar wären Werte von 0,7, was aber heute aus Kostengründen noch nicht standardmässig eingesetzt wird.

Bei Punkt 1 saugt der Verdichter dampfförmiges Kältemittel an und verdichtet dieses auf ein höheres Druck- und Temperaturniveau entlang einer Isentrope bis zum Punkt 2. Die zugeführte mechanische Energie wird vollständig in Volumenarbeit umgewandelt und ermöglicht mit der kleinstmöglichen Zufuhr mechanischer Arbeit die gewünschte Temperaturerhöhung im Kältemittel. Die für die isentrope Verdichtung (Temperaturerhöhung) notwendige mechanische Energie ergibt sich aus der Zunahme der Enthalpie von Punkt 1 bis zu Punkt 2. Thermodynamisch ideale Kältemittel sind daher jene, die steile Isentropen aufweisen, weil damit die gewünschte Temperaturerhöhung mit weniger mechanischer Energie erreicht werden kann. Anschliessend erfolgt die Wärmeabgabe in zwei Teilschritten. Erstens in der Enthitzung, bei der die Temperatur ohne Ände-

rung des Aggregatzustands reduziert wird, bis die Sattedampflinie erreicht wird und kein überhitzter Dampf mehr vorliegt. Anschliessend kondensiert das Kältemittel im Nassdampfgebiet unter Wärmeabgabe bei konstantem Druck und konstanter Temperatur, bis es sich an der Siedelinie vollständig verflüssigt und dann noch unterkühlt wird, bis Punkt 3 erreicht ist. Diese Unterkühlung dient zur Optimierung des Prozesses, weil sonst Punkt 4 zu tief im Nassdampfgebiet liegen würde und das Kältemittel einen Teil seiner Kapazität zur Wärmeaufnahme während der Verdampfung verlieren würde. Die Enthalpieänderung von Punkt 2 bis Punkt 3 entspricht gerade der Wärmemenge, welche die ideale Wärmepumpe an das Heizsystem abgibt. Denn die mechanische Energie im Kältemittel ändert sich bei konstantem Druck nicht.

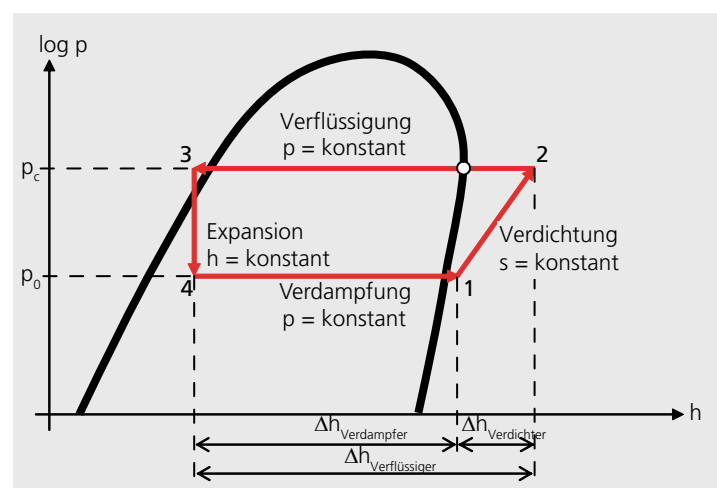
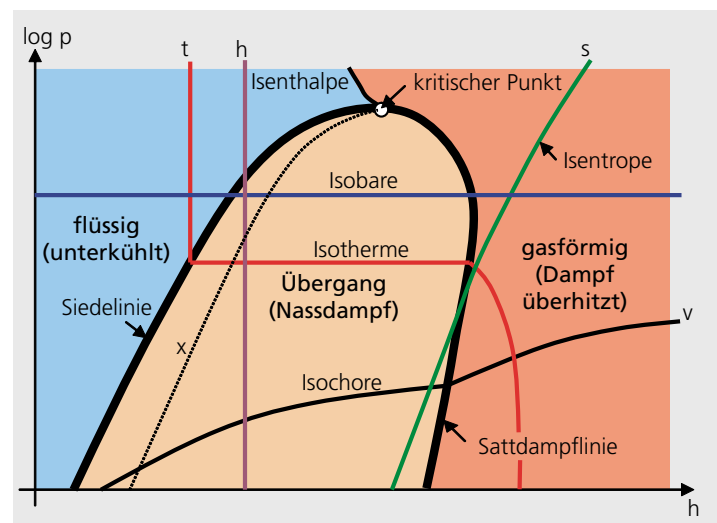


Abbildung 77: Log-p-h-Diagramm

Abbildung 78: Log-p-h-Diagramm für den idealisierten Wärmepumpenkreislauf einer Kompressionswärmepumpe mit einem vorgegebenen Kältemittel.

Von Punkt 3 zu Punkt 4 findet eine Expansion ohne Energieverlust und damit entlang einer Isenthalpen statt, welche gemäss Diagrammaufbau senkrecht verläuft. Definitionsgemäss ändert sich hierbei der Energieinhalt des Kältemittels nicht und die geleistete Volumenarbeit wird in Wärme umgewandelt, was zu einer Verdampfung eines Teils des Kältemittels führt. Anschliessend erfolgt zwischen Punkt 4 und der Sattdampflinie die Verdampfung des Kältemittels unter Wärmezufuhr aus der Wärmequelle bei konstantem Druck und konstanter Temperatur.

Kurz vor Punkt 1 findet eine Überhitzung des Kältemittels statt, damit der Verdichter keine Flüssigkeit ansaugt. Die für die Überhitzung notwendige Wärme wird aus der Unterkühlung vor Punkt 3 gewonnen.

Die Effizienz des Wärmepumpenkreisprozesses ergibt sich aus dem nutzbaren Wärmegewinn (Δh Verflüssiger), dividiert durch die Aufnahme an mechanischer Energie (Δh Verdichter).

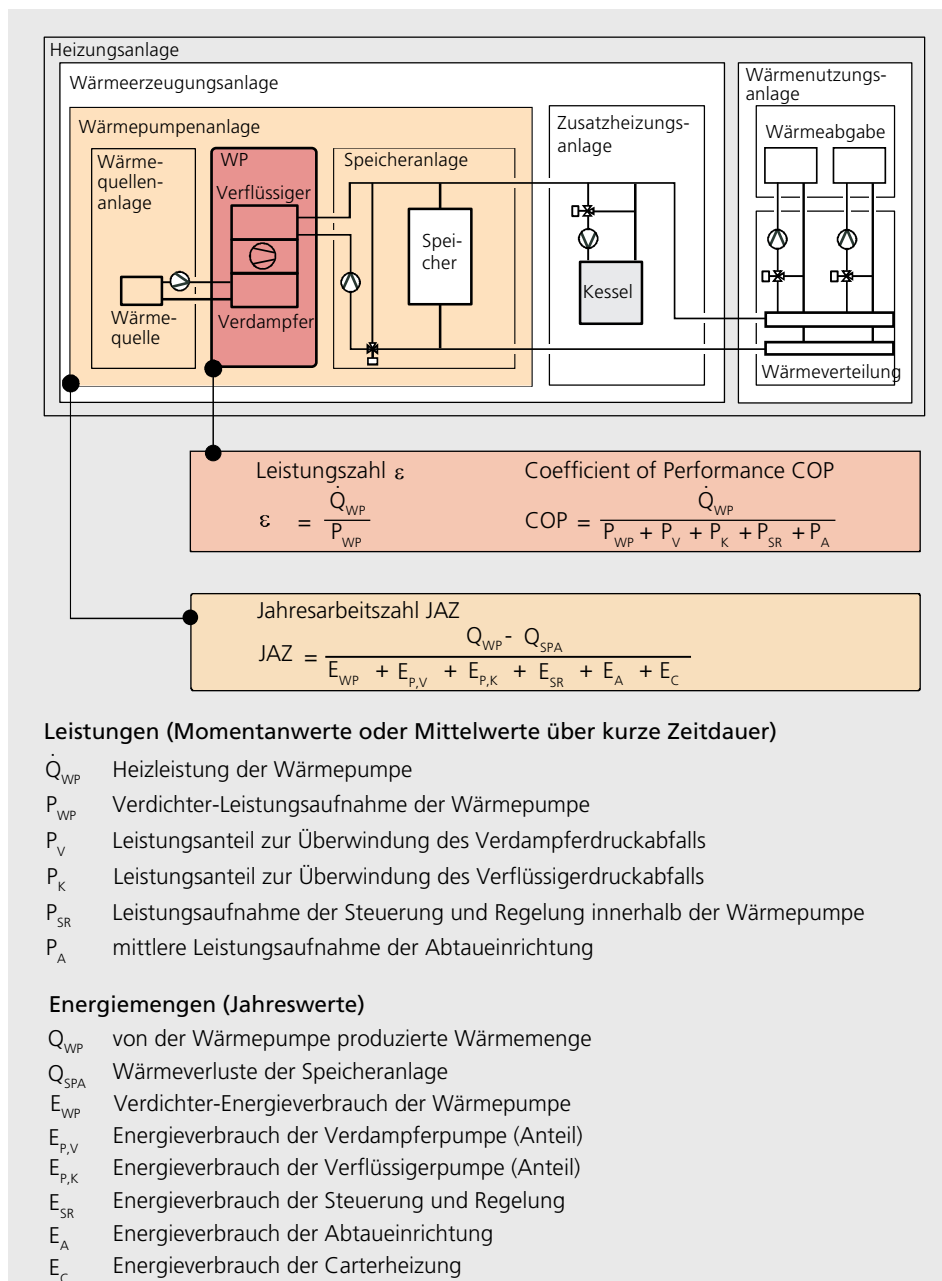


Abbildung 79:
Systemgrenzen und
Kennzahlen von
Wärmepumpen.

Effizienzkennzahlen von Kompressionswärmepumpen

Die wichtigsten Effizienzkennzahlen einer Wärmepumpe in der Praxis sind:

- Coefficient of Performance, COP (Leistungszahl)
- Jahresarbeitszahl, JAZ

COP

Die Leistungszahl COP ist das Verhältnis der Heizleistung zur Leistungsaufnahme aller elektrischen Verbraucher (Pumpen, Abtauung, etc.) der Wärmepumpenanlage, die nicht auch in einer konventionellen Heizungsanlage vorkommen. Beides sind Leistungswerte. Die COP-Werte werden gemäss europäischer Norm in Wärmepumpentestzentren ermittelt. In der Schweiz befindet sich das Wärmepumpentestzentrum in Buchs (St.Gallen) an der Fachhochschule Buchs NTB. Das Wärmepumpen-Testzentrum Buchs (WPZ) bietet Prüfleistungen zur Wärmepumpentechnik für Produktions- und Handelsunternehmen dieser Branche an. Die COP-Werte von Luft-Wasser- sowie von Sole-Wasser-Wärmepumpen haben sich in den letzten Jahren stetig verbessert (Abbildung 80 und Abbildung 81). Da COP-Werte abhängig von der Verdampfungs- und Kondensationstemperatur sind, gelten diese Bedingungen:

- **Luft-Wasser-Wärmepumpe:** A2/W35 mit Aussentemperatur 2°C und Wasservorlauftemperatur Heizung 35°C

- **Sole-Wasser-Wärmepumpe:** B0/W35 mit Erdreichtemperatur 0°C und Wasservorlauftemperatur Heizung 35°C

- **Wasser-Wasser-Wärmepumpe:** W10/W35 mit Entnahmewassertemperatur 10°C und Wasservorlauftemperatur Heizung 35°C

Zur Erreichung des EHPA-Quality-Labels müssen Wärmepumpen seit 2011 an den genannten Betriebspunkten minimale COP-Werte aufweisen:

- Luft-Wasser-Wärmepumpe: 3,1
- Sole-Wasser-Wärmepumpe: 4,3
- Wasser-Wasser-Wärmepumpe: 5,1

Die starken Verbesserungen der letzten Jahre sind vor allem auf den Einsatz von speziell für Wärmepumpen-Anwendungen konstruierten Scroll-Verdichtern und die Verwendung von elektronischen Expansionsventilen zurückzuführen.

Bei realisierten Anlagen gilt die Jahresarbeitszahl (JAZ) als der massgebende Effizienzkennwert. Um eine Aussage über die Effizienz über ein ganzes Jahr zu machen, muss die produzierte Wärmeenergie gemessen und ins Verhältnis zum Elektroenergieverbrauch der Wärmepumpenanlage gesetzt werden. Wenn Wärmepumpenanlagen optimal geplant sind, können Jahresarbeitszahlen erreicht werden, die unter den gleichen Bedingungen weitgehend den gemessenen COP-Werte entsprechen. Bei optimalen Neubauten liegt die JAZ für

Abbildung 80:
COP-Entwicklung
der Luft-Wasser-
Wärmepumpe seit
1993 (WPZ Buchs).

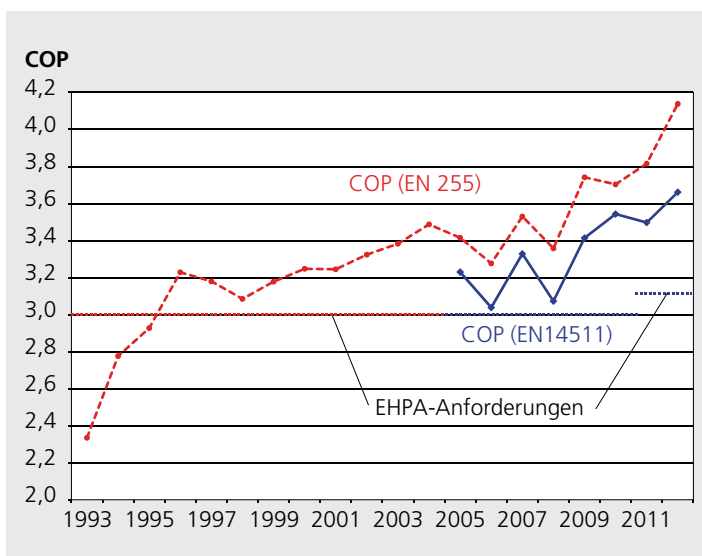
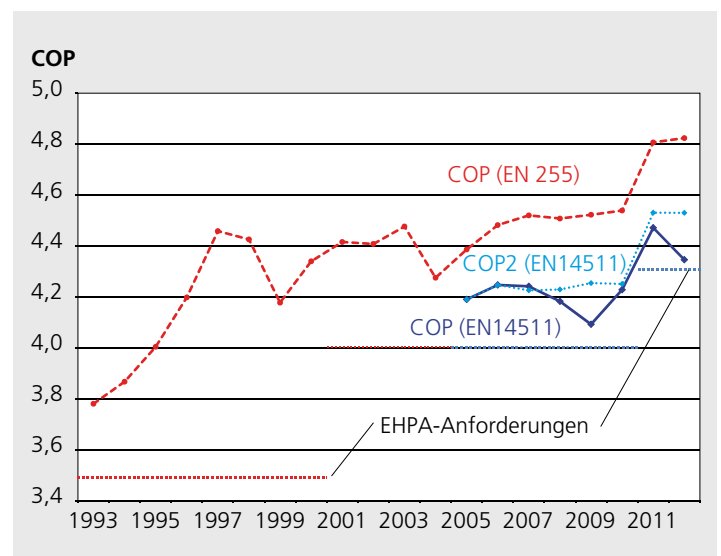


Abbildung 81:
COP-Entwicklung
der Sole-Wasser-
Wärmepumpe seit
1993 (WPZ Buchs).



Raumheizung und Wassererwärmung bei Luft-Wasser-Wärmepumpen im Bereich von 3 bis 3,5. Bei Erdsondenwärmepumpen zwischen 4 und 4,5 und bei Grundwasserwärmepumpen zwischen 4,5 und 6,5.

Wärmequellen

Folgende Kriterien sind für den Nutzen einer Wärmequelle von Bedeutung:

- Verfügbarkeit
- Zulässigkeit der Nutzung
- Temperatur im Jahresverlauf
- Verschmutzung
- Korrosion

Für die Effizienz sind primär Temperatur und Verschmutzungsproblematik relevant. Allerdings darf der Stellenwert der Temperaturerhöhung einer Wärmequelle nicht überschätzt werden. Steigt die Verdampfungstemperatur ganzjährig um 1 K, so verbessert sich die Jahresarbeitszahl um ca. 3 %. Bei 5 K ergibt sich also eine Erhöhung von approximativ 15 %. Bei einer Wärmepumpe von 10 kW Heizleistung und 2000 Vollbetriebsstunden ergibt sich bei einer ursprünglichen Jahresarbeitszahl von 3,0 eine Elektrizitätseinsparung von 870 kWh pro Jahr. Was einer Einsparung von rund 130 Fr. pro Jahr entspricht (Strompreis 15 Rp./kWh). Die Erschliessung einer entsprechenden Wärmequelle mit einer 5 K höheren Nutzttemperatur, einer Nutzungsdauer von 20 Jahren und einem Kapitalzins von 2,5 % (Annuität 6,4 %) darf daher nicht mehr als 2000 Fr. respektive 200 Fr. pro kW Heizleistung kosten, was praktisch nicht möglich ist.

Aussenluft als Wärmequelle

Der grosse Vorteil von Aussenluft ist die Verfügbarkeit, welche überall gegeben ist. Heute sind standardisierte Kompaktanlagen für Innenaufstellung bis 20 kW und für Aussenaufstellung mit Leistungen bis ca. 40 kW pro Modul verfügbar. Mit dieser Leistung lässt sich bereits ein neues oder wärmetechnisch vollständig saniertes Mehrfamilienhaus mit 8 bis 10 Wohnungen versorgen. Dieser Bereich umfasst bereits ein grosser Teil aller schweizerischen Wohngebäude. Der grösste Nachteil von Aussenluft liegt in den heute – im Vergleich zu andern Wärmequellen – noch tieferen Jahresarbeitszahlen. Werte von über 3 sind erreichbar, wenn die Heizungs-vorlauftemperaturen deutlich unter 40 °C liegen. In Zukunft sind hier Verbesserungen möglich wie die Messungen im WP-Testzentrum Buchs zeigen (Abbildung 80). Ein weiterer Nachteil ist die hohe Belastung des elektrischen Netzes bei tiefen Aussentemperaturen infolge tiefer Arbeitszahlen in diesem Betriebspunkt. Ein nicht zu vernachlässigender Punkt sind zudem die Schallemissionen, die zum Beispiel in dicht bebauten Wohngebieten den Einsatz von Luft-Wasser-Wärmepumpen einschränken können.

Kostenbetrachtungen zeigen, dass für ein Einfamilienhaus mit 6 kW Heizleistung eine Investition von nur 1200 Fr. amortisiert werden kann, wenn damit die Jahresarbeitszahl von 3,0 auf 3,5 erhöht wird. Dies zeigt ganz deutlich, dass zum Beispiel der Einsatz von Eisspeichersystemen oder speziellen Solarabsorberflächen für die

Tabelle 16: Die wichtigsten Wärmequellen für Wärmepumpen. Die Wärmequellen Gewässer und Abwärme werden vorwiegend für Grossanlagen eingesetzt.

Wärmequelle	Temperaturbereich	Bewilligungspflicht
Umgebungsluft	Aussenluft – 15 °C bis + 35 °C	Nein
Erdreich	7 °C bis 12 °C (bis ca. 400 m Tiefe)	Ja
Gewässer: Seen, Flüsse, Grundwasser	4 °C bis 20 °C oberflächennah schwankend nach Jahreszeiten, in Tiefen ab 20 m um 12 °C	Ja
Abwärme aus: Abwasserreinigungsanlagen, Kälteproduktion, z. B. Rechenzentren, industrielle Prozesse, Kühlwasser von Druckluftanlagen	Abwasserreinigungsanlagen 13 °C bis 15 °C, Rechenzentren 18 °C bis 25 °C	Nein

Verbesserung der Jahresarbeitszahl wirtschaftlich sehr unattraktiv sind und zudem die ganze Anlage und deren Betrieb unnötig verkompliziert. Die notwendigen Verbesserungen können kostengünstiger über die Wärmepumpe selbst erfolgen.

Erdsonden als Wärmequelle

Erdsonden sind in vielen Gebieten der Schweiz einsetzbar, wenn auch nicht überall. GIS-Systeme geben bereits in einigen Kantonen Auskunft, wo Erdsonden zugelassen sind. Die Hauptvorteile sind:

- Höhere Arbeitszahlen als bei Aussenluft. Werte von 4 und mehr sind bei Neubauten heute ohne weiteres erreichbar.

- Bei Auslegetemperatur (-8°C im Schweizer Mittelland) wird noch eine hohe Arbeitszahl erreicht und das elektrische Netz wird viel weniger belastet als bei Aussenluft als Wärmequelle.

- Mit Erdsonden kann im Sommer praktisch ohne Mehrinvestitionen auch erneuerbare Klimakälte erzeugt werden. In solchen Fällen kann eine separate Kältemaschine eingespart werden und auch die Betriebskosten sinken sehr stark. Je nach Verhältnis von winterlichem Heizenergiebedarf zu sommerlichem Kältebedarf kann bis zu 90 % der Klimakälte erneuerbar bereitgestellt werden. Für die letzten 10 % kann die Wärmepumpe zur Kälteerzeugung eingesetzt werden und eine separate Kälteanlage erübrigt sich. Dies führt zu sehr wirtschaftlichen Anlagen. Zudem können die Erdsonden praktisch ohne Mehrinvestitionen wieder nachgeladen werden, was zu einer entsprechenden Elektrizitätseinsparung in der Heizperiode führt. Für die Dimensionierung solcher Erdsondenfelder sind entsprechende Simulationsprogramme vorhanden, welche die wirtschaftliche Optimierung des Sondenfeldes ermöglichen. Zu den Nachteilen zählen:

- Erdsonden für die reine Wärmegewinnung sind deutlich teurer als Aussenluftwärmquellen. Dies wird jedoch relativiert, da Erdsonden mit einiger Wahrscheinlichkeit für zwei oder mehr Wärmepumpennutzungsdauern eingesetzt werden können. Zudem sind Sole-Wasser-Wärmepumpen bei gleicher Heizleistung kosten-

günstiger im Betrieb als Luft-Wasser-Wärmepumpen.

- Das Nachladen von Erdsonden mit Sonnenkollektoren ist wirtschaftlich nicht attraktiv. Das Nachladen mit anderweitig nicht verwertbarer Abwärme kann sinnvoll sein, jedoch ist hier eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse in jedem Fall notwendig.

Grundwasser und Oberflächenwasser

Die Nutzung von Grund- und Oberflächenwasser als Wärme- und Kältequelle ist eine in ihrer Bedeutung bisher deutlich unterschätzte Möglichkeit. Vielfach liegen diese Gewässer auch relativ nahe bei den Standorten mit Wärme- und Kältebedarf. Dies zeigt ein Blick auf die Karte, sind doch Ufer von Seen und Flüssen beliebte Siedlungsgebiete. Allerdings ist der Weg bis zu einer Nutzung relativ aufwendig. Beim Grundwasser sind meist umfangreiche Voruntersuchungen notwendig, bis klar ist, welche Menge Grundwasser entnommen werden kann. Bei Seen und Flüssen sind neben Bewilligungen auch die Verschmutzung und die Kosten für die Fassungsbauwerke wesentliche Faktoren. Dies führt dazu, dass Grundwasser und Oberflächenwasser nur für grosse Einzelgebäude und vor allem für Nahwärme- und Kältesysteme geeignet sind. Daher besteht auch mit Erdsonden eine geringe Konkurrenz. In Gebieten mit Grundwasser sind Erdsonden auch gar nicht zugelassen. Mit Grund- und Oberflächenwasser lassen sich Jahresarbeitszahlen von 4,5 bis 6 erreichen. Die Anlagen sind meistens auch wirtschaftlich attraktiv. Eine sehr gute Wirtschaftlichkeit kann bei Anlagen mit kombinierter Wärme- und Kälteerzeugung erreicht werden.

Abwärme aus Prozessen von Industrie und Dienstleistungen

Abwärmequellen für Wärmepumpen gibt es viele. Zu den wichtigsten gehören Abwärme aus industrieller Prozesswärmeerzeugung, Abwärme aus Kühlprozessen in Dienstleistungs- und Industriebetrieben und Abwärme aus Abwasserreinigungsanlagen. Bei industrieller Abwärme aus Prozessen liegen die Temperaturen zwischen

15°C und mehreren 100°C. Bei Temperaturen über 60°C kann direkt geheizt werden und Wärmepumpen sind nicht notwendig. Der Nachteil industrieller Abwärmenutzung für externe Gebäude besteht darin, dass der Abwärmelieferant nicht garantieren kann, dass die Abwärme verfügbar ist bis das Nahwärmenetz amortisiert ist. Ideal ist, wenn bereits eine Ersatzquelle vorliegt, zum Beispiel Grundwasser, welches zur Kühlung von Prozessen verwendet wird.

Das Potenzial der industriellen Abwärmenutzung ist jedoch sehr gross. 2010 wurden 26 TWh Endenergie für die industrielle Prozesswärmeerzeugung verwendet. Darin noch nicht inbegriffen ist die elektrische Energie, welche in technischen Kälteanlagen eingesetzt wird. Vergleicht man diese 26 TWh/a mit dem langfristigen Endenergiebedarf für Raumheizung und Warmwasser von knapp 40 TWh/a, zeigt sich die Bedeutung dieser Ressource. Da industrielle Abwärme meist erhöhte Temperaturen aufweist, sind auch die mit Wärmepumpensystem erzielbaren Jahresarbeitszahlen entsprechend hoch.

Abwärme aus Abwasserreinigungsanlagen

Der Vorteil von Abwärme aus Abwasserreinigungsanlagen ist die langjährige gesicherte Verfügbarkeit bei Quellen, die aufgrund ihrer Grösse überhaupt für eine Abwärmenutzung in Frage kommen.

Nachteile liegen häufig in der Distanz zu genügend grossen Wärmeabnehmern und in der Verschmutzung des gereinigten Abwassers, die zu einem Biofilm auf den Wärmetauschern führt und den Wärmeübergang beeinträchtigt. Das Verschmut-

zungsproblem lässt sich mit Wärmetauschern lösen, welche redundant vorhanden sind und automatisch gereinigt werden können. Die Temperatur des gereinigten Abwasser liegt zwischen 10°C und 14°C und kann sowohl für Wärme- wie auch für die Kälteerzeugung genutzt werden, was die wirtschaftliche Attraktivität deutlich erhöhen kann.

Komponenten von Wärmepumpen

Eine Kompressionswärmepumpe besteht aus vier Hauptkomponenten:

- Verdichter (Kompressor)
- Verflüssiger (Kondensator)
- Drosselorgan (Expansionsventil)
- Verdampfer

Verdichter

Die wichtigsten Verdichterbauarten:

■ Scroll-Verdichter werden im Leistungsbereich von 5 kW bis 150 kW standardmässig in Wärmepumpenanlagen eingesetzt. Damit können heute und auch in Zukunft ein Grossteil aller Wohn und Dienstleistungsgebäude mit Wärmepumpen auf der Basis von Scroll Verdichtern beheizt werden. Die neusten Entwicklungen gehen auch klar in Bereich Drehzahlregulierter Scrollverdichter mit denen sich die Wärmeleistung an den Bedarf des Objektes anpassen lässt.

■ Schraubenverdichter weisen eine sehr kompakte Bauform auf und werden im mittleren und hohen Leistungsbereich vorwiegend in der Industrie eingesetzt.

■ Turboverdichter weisen hohe COP und ein sehr gutes Teillastverhalten aus. Nachteil ist der relativ geringe Temperaturhub von etwa 20 K bis 25 K. Einsatz vor allem im Kältebereich.

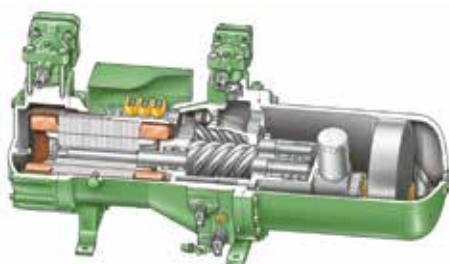
Von links nach
rechts:

Abbildung 82:
Scroll-Verdichter
(Copeland)

Abbildung 83:
Schraubenverdichter
(Bitzer)

Abbildung 84:
Turboverdichter
(Turbocor)

Abbildung 85: Hub-
kolbenverdichter,
Industrieverdichter
(Grasso)



■ Hubkolbenverdichter ermöglichen einen grossen Temperaturhub und damit Heiztemperaturen bis ca. 70 °C. Einsatz in grösseren WP-Anlagen vor allem auch mit dem Kältemittel Ammoniak.

Verdampfer und Verflüssiger

Verflüssiger und Verdampfer sind Wärmetauscher, die speziell für ihren Einsatz gestaltet sind. Plattenwärmetauscher werden standardmässig als Verdampfer bei Wärmepumpen für EFH und MFH eingesetzt, mit Erdreich oder Grundwasser als Wärmequelle eingesetzt. Sie sind kompakt und kostengünstig und werden häufig als gelötete Bauform eingesetzt. Falls eine Reinigung notwendig ist, zum Beispiel in der Lebensmittelindustrie, werden geschraubte Ausführungen verwendet. Rohrbündelwärmetauscher sind eine altbewährte Technik und werden z. B. für die Nutzung von Wärme aus verunreinigten Medien wie Abwasser und korrosive Medien oder bei hohen Drücken eingesetzt. Sie benötigen für dieselbe Übertragungsleistung mehr Platz als Plattenwärmetauscher. Lamellenwärmetauscher dienen als Verdampfer bei Wärmepumpen mit Luft als Wärmequelle.

Expansion

Als Drosselorgane kommen Expansionsventile zum Einsatz. Das thermostatische Expansionsventil braucht keine Hilfsenergie. Heute werden vorwiegend elektronische Expansionsventile eingesetzt, da diese zu einer verbesserten Effizienz führen.

Kältemittel

Die meisten Kältemittel können die Ozonschicht schädigen respektive wirken sich auf die Klimaerwärmung aus. Trotz den Fortschritten, welche in den letzten Jahren diesbezüglich erreicht wurden, geht der Trend klar in Richtung natürlicher Kältemittel. Diese weisen kaum schädigende Effekte auf die Umwelt auf. Aus Umweltschutzgründen ist daher die Kältemittelmenge zu minimieren und es sind wo möglich natürliche Kältemittel einzusetzen – Ammoniak, Propan, CO₂ und Wasser. Wegen der schädlichen Wirkung wurden ge-



Abbildung 86:
Plattenwärmetauscher (BMS)



Abbildung 87:
Rohrbündelwärmetauscher (Bitzer)

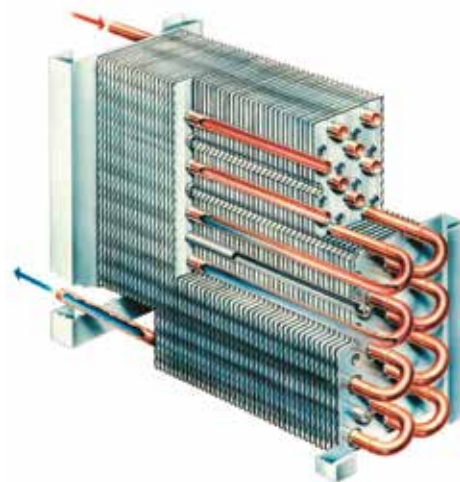


Abbildung 88:
Lamellenwärmetauscher (Günther)



Abbildung 89
(links): Elektronisches Expansionsventil (Stulz)

Abbildung 90
(rechts): Thermostatisches Expansionsventil (Danfoss)

wisse Kältemittel bereits mit einem Verbot belegt, andere dürfen nur noch eine begrenzte Zeit verwendet werden. Anlagen mit chlorhaltigen, halogenierten Kältemitteln (FCKW) dürfen noch weiterbetrieben werden; eine Nachfüllung ist untersagt. Für Neuanlagen, Erweiterungen und Umbauten sind diese Kältemittel nicht mehr zuge-

lassen. Bei Anlagen mit teilweise chlorhaltigen Kältemitteln (HFCKW respektive HFKW) gilt ein Verbot für Neuanlagen, Erweiterungen und Umbauten. Bestehende Anlagen dürfen bis Ende 2014 mit rezykliertem Kältemittel nachgefüllt werden. Für chlorfreie Kältemittel (FKW respektive HFKW) gilt eine Bewilligungspflicht für

Ursprüngliche Kältemittel	Übergangs-/Service-Kältemittel		Mittel- und langfristige Kältemittel			
FCKW (chlorhaltig halogeniert)	HFCKW / HFKW (teilweise chlorhaltig)		FKW / HFKW (chlorfrei)		natürlich (Brennbar)	
	Einstoff-Kältemittel	Gemische (Blends)	Einstoff-Kältemittel	Gemische (Blends)	Einstoff-Kältemittel	Gemische (Blends)
z.B. R11 R12 R502 R13B1	z.B. R22 R123 R124 R142b	Überwiegend R22 -haltig R401A MP39 R402B HP81 R408A FX10 R409A FX56	z.B. R134a R125 R32 R143a R152a	z.B. R404A R507 R407A/C R410A R417A lsc 59 R413A lsc 49 Iceon 29	z.B. R717 NH₃ R290 Propan R1270 Propylen R600a Isobutan R170 Ethan R744 CO₂ R718 H₂O	z.B. R290 + R600a R290 + R170
Dürfen weiterbetrieben aber nicht mehr nachgefüllt werden Meldepflicht und Wartungsheft	Verbot für Neuanlagen Dürfen weiterbetrieben werden Meldepflicht und Wartungsheft		Erlaubt für Neuanlagen wenn keine Alternative mit natürlichen Kältemitteln besteht, Meldepflicht und Wartungsheft		Für Neuanlagen anzustreben Von der Stoffverordnung nicht betroffen, da keine in der Luft stabile Stoffe	

Abbildung 91:
Kältemittel

Kältemittel	GWP _{100a} (CO ₂ =1,0)	Praktischer Grenzwert (kg/m ³)	Angaben zur Sicherheit	Kritische Temperatur (°C)	Temperaturleit bei 1 bar _a (K)	Siede-Temperatur bei 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
R-290 (Propan)	3	0,008	brennbar	97	0	–42
R-717 (NH₃)	0	0,00035	giftig	133	0	–33
R-723 (NH₃ & DME)	8	–	giftig	131	0	–37
R-744 (CO₂)	1	0,07	hoher Druck	31	0	–57*
R-718 (H₂O)	0	–	–	374	0	100

Kursiv: Natürliche Kältemittel

*CO₂ muss wegen Eisbildung über 5,3 bar betrieben werden (Tripelpunkt).

«GWP_{100a}» bezeichnet den Treibhauseffekt bezogen auf CO₂ = 1, der über einen Zeitraum von 100 Jahren verursacht wird. Der «Praktische Grenzwert» bezeichnet den maximal zulässigen Grenzwert des Kältemittels in der Luft. Darin sind Sicherheitsmargen für ungleichmässige Konzentrationen (Schichtung) bereits berücksichtigt. Die «Kritische Temperatur» bezeichnet die Temperatur, oberhalb der es unmöglich ist, ein Gas unter Anwendung noch so hoher Drücke zu verflüssigen. Der «Temperaturleit» bezeichnet die Differenz zwischen Siede- und Taupunkttemperatur bei konstantem Druck.

Tabelle 17: Kältemittelkennwerte

Neuanlagen, Erweiterungen und Umbauten. Voraussetzung für die Bewilligung ist ein Nachweis, dass ein Einsatz natürlicher Kältemittel nicht möglich ist. Für Anlagen mit mehr als 3 kg Kältemittelfüllmenge besteht die Pflicht zur Meldung und zur Führung eines Wartungsheftes sowie für periodische Dichtigkeitsprüfungen. Der Einsatz von natürlichen Kältemitteln ist wo immer möglich anzustreben. Gemäss Stoffverordnung dürfen Klimakälte- und Wärmepumpenanlagen mit einer Leistung über 600 kW nicht mehr mit in der Luft stabilen Kältemitteln betrieben werden. Bei Industriekälteanlagen gilt dies schon ab 400 kW.

Auslegung von Anlagen

Energieeffizienz

■ Bei Neubauten muss das Gebäude so geplant werden, dass eine tiefe Heizvorlauftemperatur in allen Räumen erreicht werden kann. Die beste Wärmedämmung nützt in dieser Hinsicht nichts, wenn nur ein Raum, zum Beispiel wegen einem sehr hohen Glasanteil, allenfalls in einem Eckraum, eine hohe Vorlauftemperatur benötigt. Dann muss das ganze Heizsystem auf diese Vorlauftemperatur ausgelegt werden.

■ Die Heizkreise der einzelnen Wohnräume sind so auszulegen, dass überall mit tiefen Vorlauftemperaturen geheizt werden kann und nicht wegen einem einzelnen Raum mit erhöhten Raumtemperaturanforderungen unnötig hohe Vorlauftemperaturen gefahren werden müssen.

■ Das Warmwasser muss so erwärmt werden, dass die tiefe Temperatur des zufließenden Kaltwassers genutzt wird und dass die Warmwassertemperatur nicht höher liegt als dies aus hygienischen Gründen notwendig ist.

■ Warmwasser-Zirkulationssysteme sind so auszulegen, dass die Rücklauftemperatur in den Wassererwärmer möglichst tief liegt.

■ Die lokal am besten geeignete Wärmequelle ist zu ermitteln. Dabei sind nicht nur Effizienzkriterien sondern auch Aspekte der Wirtschaftlichkeit von Bedeutung.

■ Eine hohe Effizienz darf nicht zu Lasten von Behaglichkeit und Funktion erreicht werden.

Monovalent oder bivalent?

Monovalente Anlagen umfassen lediglich einen einzigen Typ von Wärmeerzeuger. Es sollte immer die einfachst mögliche Anlage zur Erreichung des gesetzten Ziels realisiert werden. Damit ist im allgemeinen ein sicherer Betrieb möglich als mit komplexen Anlagen. Daher sollen wenn immer möglich monovalente Wärmepumpenanlagen realisiert werden. Leider geht dies aus verschiedenen Gründen nicht immer:

■ Nicht jede Wärmequelle ist für beliebige hohe Leistungen nutzbar.

■ Bei grossen Anlagen sind bivalente Lösungen kostengünstiger.

Bei kleineren Wärmeleistungen sind monovalente Anlagen hinsichtlich der Investitionskosten immer günstiger als bivalente. Denn die Infrastruktur für eine zweite Wärmeerzeugungsanlage, zum Beispiel mit Heizöl bei kleineren Anlagen, löst eine bedeutende Zusatzinvestition für Heizöltank, Heizkessel, Brenner, Kamin und die Einbindung ins gesamte Heizsystem aus. Zudem sind auch die Energiekosten deutlich höher als bei Wärmepumpen.

Grosse Anlagen werden bivalent ausgeführt, weil die spezifischen Kosten einer Zusatzfeuerung mit Heizöl mit zunehmender Leistung stark abnehmen, so dass sich tiefere Gesamtkosten für eine bivalente Anlage ergeben als für eine monovalente. Bei welcher Leistung die Umstellung von monovalent auf bivalent sinnvoll ist, hängt von der Wärmequelle und den örtlichen Gegebenheiten ab und muss im Planungsprozess geklärt werden. Als Hinweis kann gelten:

■ Standardisierte Luft-Wasser-Wärmepumpen werden heute nur sehr selten mit Leistungen über 40 kW installiert, demzufolge sind alle diese Anlagen monovalent. Damit kann schon ein Grossteil der Gebäude mit Luft-Wasser-Wärmepumpen realisiert werden. Bivalente Anlagen können allenfalls bei grösseren Spezialanlagen von Bedeutung sein.

■ Bei Erdsonden liegt der Übergang von monovalent zu bivalent bei einer Wärmeleistung von etwa 250 kW. Bei kombinierter Wärme-Kälte-Produktion noch höher.

Diese Leistungen sind ausreichend, um auch sehr grosse Objekte mit Erdsondenwärmepumpen auszustatten. Bei Neubauten können damit je nach Dämmstandard 10 000 m² bis 15 000 m² Energiebezugsfläche respektive 100 bis 200 Wohnungen beheizt und mit Warmwasser versorgt werden. In grossen Siedlungen sind in der Regel die Wohnungen auf mehrere Gebäude verteilt. Diese Gebäude lassen sich mit einer eigenen Wärmepumpe beheizen. Die Bivalenzfrage stellt sich auch hier kaum.

■ Bei Grundwasser liegt der entsprechende Leistungsbereich bei 500 kW.

Dies zeigt, dass Wärmepumpen, ausser bei grösseren Nahwärmeverbundsystemen, monovalent ausgeführt werden können. Grössere Anlagen in Nahwärmesystemen werden aus zwei Gründen meist bivalent geplant und ausgeführt:

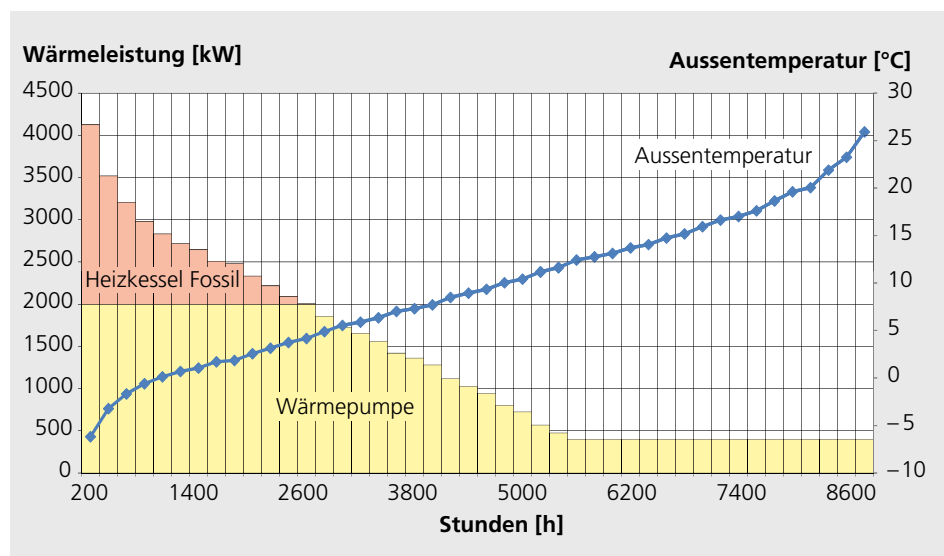
■ Es wird eine bessere Wirtschaftlichkeit erreicht, da die kostenintensive Wärmepumpe nur etwa die halbe Heizleistung übernimmt und trotzdem den grössten Anteil des Jahreswärmebedarfs abdeckt.

■ Der Nahwärmeverbund kann bei Auslegungstemperatur (minus 8°C im Schweizer Mittelland) mit einer Vorlauftemperatur von 90°C und einer Rücklauftemperatur von 40°C betrieben werden. Die Wärmepumpe erwärmt das Rücklaufwasser von 40°C auf 65°C und der Spitzenkessel anschliessend von 65°C auf 90°C. Mit zunehmender Aussentemperatur wird die

Vorlauftemperatur reduziert bis an der Heizgrenze ein Wert von 65°C erreicht wird, um damit Warmwasser von 60°C zu erzeugen. Mit der Temperaturdifferenz von 50 K können die Leitungen entsprechend klein dimensioniert und damit ebenfalls Kosten gespart werden.

Die Auslegung bivalenter Anlagen erfolgt mit einem Planungstool, welches auf Basis der Jahresdauerline des Wärmeverbrauchs den Deckungsbeitrag der beiden Wärmeerzeuger, die Vor- und Rücklauftemperaturen und die Kondensationstemperatur der Wärmepumpe ermittelt. Dabei liefert die Wärmepumpe die Grundlastwärme. Die Wärmepumpe deckt bei Auslegungstemperatur ca. 50 % der Wärmeleistung ab. Der Deckungsgrad der Wärmepumpe beträgt dabei zwischen 80 % und 90 % des Jahreswärmebedarfes, je nach Verhältnis von Heizwärme- und Warmwasserbedarf. Abbildung 92 zeigt ein stark vereinfachtes Bild dieser Auslegung. Die gelbe Fläche entspricht dem Deckungsbeitrag der Wärmepumpe. Die Spitzendeckung erfolgt aus Wirtschaftlichkeitsgründen heute noch fossil, meistens mit Heizöl. In Zukunft kann dies auch ein Biofuel, zum Beispiel Ethanol, hergestellt aus Pflanzenreststoffen, sein. Denn der Preis des Energieträgers ist von untergeordneter Bedeutung, da damit nur etwa 10 % des Jahresbedarfs abgedeckt werden.

Abbildung 92:
Summenhäufigkeitsdiagramm
einer WP-Anlage.



Brauchwarmwasser

Grundsätzlich sind Wärmepumpenanlagen so zu dimensionieren, dass sie auch die Bereitstellung des Warmwassers vollständig übernehmen. Wie unter «Systemwahl» begründet, ist auf die Kombination von thermischen Solarkollektoren mit Wärmepumpen zu verzichten. Für die Wassererwärmung sind höhere Vorlauftemperaturen nötig als für die Gebäudeheizung. An und für sich genügt für viele Anwendungen eine Temperatur von 45 °C. Damit keine Legionellen im Warmwasser entstehen oder sich vermehren können, müssen jedoch die Vorgaben des SVGW beachtet werden. Spezielle Vorsicht ist geboten in Spitälern, Alters- und Pflegeheimen oder ähnlichen Einrichtungen, in welchen geschwächte Menschen mit Legionellen in Kontakt kommen könnten. Dort ist eine Warmwassertemperatur von über 60 °C notwendig, welche mit Wärmepumpen mit geeignetem Kältemittel aber ohne weiteres erreicht werden kann.

Brauchwarmwasser wird aus Kostengründen vorwiegend über Nacht, mit Priorität vor der Heizung, aufgewärmt. Der Warmwasserspeicher wird dabei auf einen Tagesbedarf dimensioniert und bei erhöhtem Bedarf während des Tages nachgeladen.

gebührend Aufmerksamkeit zu schenken. Häufig ist der Einbau von Schalldämpfern notwendig, um die Lärmschutzgrenzwerte am Ausstellungsort einhalten zu können. Alle Komponenten der Wärmepumpe sind in einem Gehäuse installiert. Verdampfer, Kondensator, Ventilator, Umwälzpumpen, Kältemittelkreislauf, Verdichter, Expansionsventil, Regulierung, etc. Die Anlagen enthalten zum Teil auch einen eingebauten kleinen thermischen Speicher. Die Heizverteilung kann direkt an der Wärmepumpe angeschlossen werden. Vielfach wird die Heizwärme an eine Fussbodenheizung abgegeben. Die Wärmepumpe ist dadurch kompakt und braucht nur sehr wenig Aufstellfläche. Der Kältemittelinhalt



Abbildung 93:
Luft-Wasser-
Wärmepumpe
Innenaufstellung
(BKW Energie AG).

Gebäudeeinzelheizung

Luft als Wärmequelle

Innen-Aufstellung einer Luft-Wasser-Wärmepumpe: Dieser Anlagentyp wird für Kleinobjekte, z. B. für Einfamilienhäuser, eingesetzt. Die Aussenluft wird über einen Lichtschacht oder oberhalb dem Erdreich an der Fassade angesaugt. Die Fassadeöffnung wird mit einem Wetterchutzgitter (wenn oberhalb Erdreich) oder mit einem grobmaschigen Gitter abgedeckt (Abbildung 94). Aussenluft wird mittels eines Ventilators durch den Verdampfer gefördert und über einen zweiten Lichtschacht oder über die Fassade wieder ausgeblasen. Damit zwischen einströmender und ausströmender Luft keinen Kurzschluss, also keine Vermischung, erfolgt, ist die beste Anordnung beidseits einer Fassadenecke. Dem Schallschutz ist dabei



Abbildung 94:
Luftansauggitter
über einem Licht-
schacht.

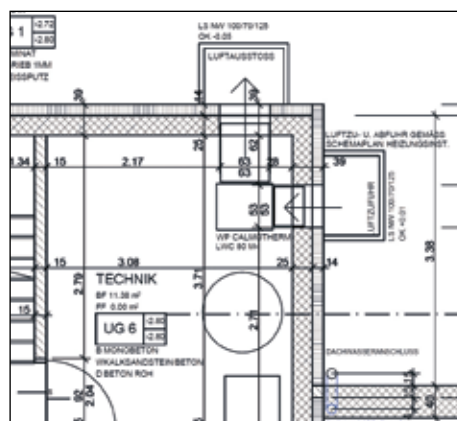


Abbildung 95:
Grundriss zu einer
Wärmepumpenauf-
stellung mit Luftan-
sug und Luftaus-
blas beidseits einer
Fassadenecke.

liegt unter der Limite zur Prüfpflicht (3 kg gemäss Stoffverordnung).

Split-Aufstellung einer Luft-Wasser-Wärmepumpe: Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen wird der Verdampfer im Freien aufgestellt, der Kältemittelkreislauf wird dadurch deutlich länger. Vor allem bei Sanierungen empfiehlt sich diese Variante, da keine grossen Luftkanäle durch bestehende Fassadenwände geführt werden müssen. Die Verbindung zwischen Aussen- und Inneneinheit erfolgt über ge-



Abbildung 96:
Prinzip der Split-
Wärmepumpe.



Abbildung 97:
Verdampfereinheit
im Freien.

Abbildung 98: Inneneinheit einer Split-Wärmepumpe. Links ist die kompakte Inneneinheit der Wärmepumpe sichtbar. Darin sind Verdichter, Kondensator, Expansionsventil, Umwälzpumpen, Regulierung, etc. enthalten. Da in diesem Objekt die Wärmeabgabe über Heizkörper erfolgt, ist der Heizpufferspeicher, rechts im Bild, nötig.



dämmte Kupferleitungen, in denen Kältemittel zirkuliert. Bei neueren Entwicklungen werden Verdampfer und Verdichter im Aussenbereich aufgestellt und nur der Kondensator befindet sich im Innenraum.

Aussen-Aufstellung einer Luft-Wasser-Wärmepumpe: Wenn für die Wärmepumpe im Haus nicht genügend Platz vorhanden ist, lässt sich diese ausserhalb des Gebäudes installieren. Die gesamte Wärmepumpe ist kompakt aufgebaut. Ab dieser Ausseneinheit wird die Wärme in der für die Gebäudeheizung nötigen Vorlauftemperatur ins Haus und von dort zu den Heizflächen respektive zum Wassererwärmer geführt. Standardisierte Anlagen dieses Typs sind mit Heizleistungen bis zu 30 kW pro Aggregat erhältlich, was je nach Dämmstandart für Mehrfamilienhäuser mit bis zu 10 Wohnungen ausreicht.

Erdsonden als Wärme- und Kältequelle

Erstes Minergie-Eco-Laborgebäude: Im Juni 2011 wurden die von Silvia Gmür Reto Gmür Architekten, Basel, geplanten neuen Institute für Pathologie und Rechts-



Abbildung 99:
Prinzip Aussen-Auf-
stellung einer Luft-
Wasser Wärme-
pumpe.



Abbildung 100:
Aussen-Aufstellung
Wärmepumpe.

medizin im Kantonsspital St. Gallen eröffnet. Das hochmoderne Laborgebäude vereint arbeitsphysiologische, ökologische und betriebliche Qualitäten und erreichte als erster Laborbetrieb in der Schweiz die Minergie-Eco-Zertifizierung (Abbildung 13 auf Seite 20).

Für die Wärme- und Kälteversorgung des fortschrittlichen Neubaus wurden 13 Erdsonden mit einer Länge von 200 m abgeteuft. Diese werden auch für die passive Kälteerzeugung genutzt. Auf aktive Kälteerzeugung konnte daher fast gänzlich verzichtet werden. Dank thermoaktivem Bauteilsystem (TABS), welches für den Eintrag der Grundlast für Wärme und Kälte eingesetzt wird, werden im Gebäude sehr tiefe Vorlauftemperaturen ermöglicht, womit eine hohe Effizienz der Wärmepumpen im Heizbetrieb und eine gute Ausnutzung der Kühlleistung der Erdsonden erreicht wird. Die Feinregulierung der Kühlung in den Labors erfolgt über schnellwirkende Umluftkühler.

Grundwasser als Wärme- und Kältequelle

Alters- und Pflegezentrum Könizstrasse in Bern: Das in den 1960er-Jahren erstellte ehemalige Losinger-Hochhaus in Bern diente als reines Bürogebäude. Mit der Totalsanierung durch Berner Architekten Jordi + Partner AG entstand das Wohn- und Pflegezentrum Fischermätteli. Der 10-geschossige Hochhausteil bietet Platz für insgesamt 80 Pflegeplätze und 21 Alterswohnungen. Zudem sind in den unteren Stockwerken verschiedene Dienstleistungsbetriebe untergebracht.

Dank der neuen gut gedämmten Fassade und der Wärmeabgabe über Fussbodenheizung konnte von der Ölheizung auf eine Grundwasserwärmepumpe gewechselt werden. Im Sommer ermöglicht die Grundwassernutzung zudem eine erneuerbare, kostengünstige Kühlung des Gebäudes ohne Einsatz von mechanischen Kälteanlagen. Dies bietet gerade für ältere Personen ein wichtiger Komfortgewinn (Jahresarbeitszahl über 5,0).

Wärme und Kälte aus 50 m Tiefe: Am Standort von Agroscope in Bern musste die Kälteerzeugung aus gesetzlichen Gründen saniert werden. Gleichzeitig wurde auf dem nahe liegenden Areal Dreispitz eine neue grosse Wohnüberbauung realisiert. Durch eine geschickte Verknüpfung dieser beiden Projekte konnte das Bundesamt für Bauten und Logistik (BBL) ein Grundwasserprojekt verwirklichen.

Die bei Agroscope benötigte Kälte für die Klimaanlage wird mit einer neuen Spezial-Kältemaschine produziert; die anfallende Abwärme geht an die Wohnbauten. Mit dem Entgelt aus der Wärmelieferung konnte eine Grundwasserentnahme mit einem 50 m tiefen Brunnen finanziert werden. Dessen Kapazität wurde grösstmöglich dimensioniert. Sie reicht aus, um künftig geplante bundeseigene Neubauten mit einer Wärmepumpe wirtschaftlich zu heizen und direkt zu kühlen.



Abbildung 101:
Prinzip einer Erdwärmesonden-Wärmepumpe.



Abbildung 102:
Alters- und Pflegezentrum Könizstrasse in Bern
(Dr. Eicher + Pauli AG).

Grundwasser wird zusätzlich genutzt, um gewerbliche Kälte zu erzeugen und einen Fermenter im Betrieb von Agroscope mit erneuerbarer Kälte, ohne Zusatzenergie, zu kühlen. Diese Prozesse wurden bisher zum Teil mit teurem Trinkwasser gekühlt. Hier resultierten neben den Energieeinsparungen auch Prozessverbesserungen und eine Steigerung der Betriebssicherheit. Dem Grundwasser werden maximal 70 l/s entnommen. Die maximal mögliche Leistung der Grundwasserwärmepumpen beträgt 1800 kW.

Abwärme als Wärmequelle bei Coop

Ausgangspunkt für die Realisierung einer umfassenden Abwärmenutzung mittels Wärmepumpen war eine Variantenstudie zur Zukunft der betriebseigenen Kehrichtverwertungsanlage im Coop-Verteilzentrum in Bern. Diese hatte bisher jährlich ca. 3000 Tonnen Abfall verwertet und damit eine Leistung von 4,5 MW erreicht. Die Wärme dient der Raumheizung und der Dampferzeugung. Ein Teil des Dampfes treibt Absorptionskälteanlagen für die Kälteerzeugung. Die neu installierten Wärmepumpen erzeugen Kälte für das Verteilzen-

trum und ein Rechenzentrum. Die Abwärme der Kompressionskältemaschinen nutzt Coop zur Reduktion fossiler Brennstoffe und der CO₂-Emissionen. Mit den beiden neuen Wärmepumpen kann eine Wärmeleistung von 1300 kW erzeugt werden, womit sich knapp 50 % des maximalen Leistungsbedarfs und ca. 90 % des Jahresenergiebedarfs für Raumheizung und Warmwasser abdecken lässt. Gleichzeitig wird, ohne elektrischen Mehrverbrauch, auch Kälte für die Kühlung des Rechenzentrums produziert. Das neue Konzept bestätigt, dass die Nutzung vorhandener Abwärme und die kombinierte Wärme- und Kälteproduktion nicht nur wesentlich energieeffizienter sondern auch viel kostengünstiger ist als die frühere, getrennte Wärme- und Kälteerzeugung.

Nahwärmeversorgungen

Abwärme für 1000 Wohnungen

Ewz betreibt eine Wärmepumpenanlage, die Abwärme aus dem Gebäude der Swisscom in Zürich nutzt. Die Räume mit den technischen Anlagen werden mit Kältemaschinen gekühlt. Die Abwärme aus diesem Kühlprozess steht mit einer Temperatur von 24°C zur Verfügung. Eine Wärmepumpe mit Ammoniak als Kältemittel erhöht die Temperatur auf zwei unterschiedlich hohe Niveaus. Einmal wird damit ein Niedertemperaturnetz, welches das Swisscom-Gebäude mit Heizwärme versorgt, und zum anderen ein Wärmenetz mit einer Temperatur von 67°C gespeist. Mit diesem wird das Brauchwarmwasser des Gebäudes bereitgestellt und 1000 Wohnungen in zwei angrenzenden Überbautungen mit Wärme für Heizung und Wasserverwärmung versorgt.

Maschinenraum: Die Wärmepumpe ist in einem separaten Maschinenraum aufgestellt. Dieser dient der Schalldämmung und vor allem dem Sicherheitscontainment, da Ammoniak giftig ist und keinesfalls in Nebenräume oder ins Haus gelangen darf. Die Wärmeleistung der Wärmepumpe beträgt 2000 kW. Mit einer Leistungszahl von 4,7 wird damit 1600 kW

Abbildung 103:
Kombinierte
Wärmepumpen/
Kältemaschinen im
Coop-Verteil-
zentrum Bern
(Dr. Eicher + Pauli
AG).



Abbildung 104:
Coop-Verteil-
zentrum in Bern
(Dr. Eicher + Pauli
AG).



Abwärme der Swisscom während der Heizperiode genutzt. Dies bedeutet, dass aus 1 kWh Elektrizität und 3,7 kWh Abwärme insgesamt 4,7 kWh Nutzwärme erzeugt werden.

Damit bei einem Ammoniak-Austritt das Kältemittel abgeführt werden kann, ist eine Lüftungsanlage speziell für diesen Fall installiert. Die Luft wird über Dach weggeführt. Ausserhalb des Maschinenraumes

Abbildung 105
(links oben): Die eingesetzte Wärmepumpe ist in einem eigens dafür konzipierten Maschinenraum untergebracht (ewz).

Abbildung 106
(links unten): Im Maschinenraum sind 4 Kolbenverdichter installiert (ewz).

Abbildung 107: Auf einem Podest im Maschinenraum sind die Wärmetauscher für Verdampfer und Kondensator untergebracht (ewz).

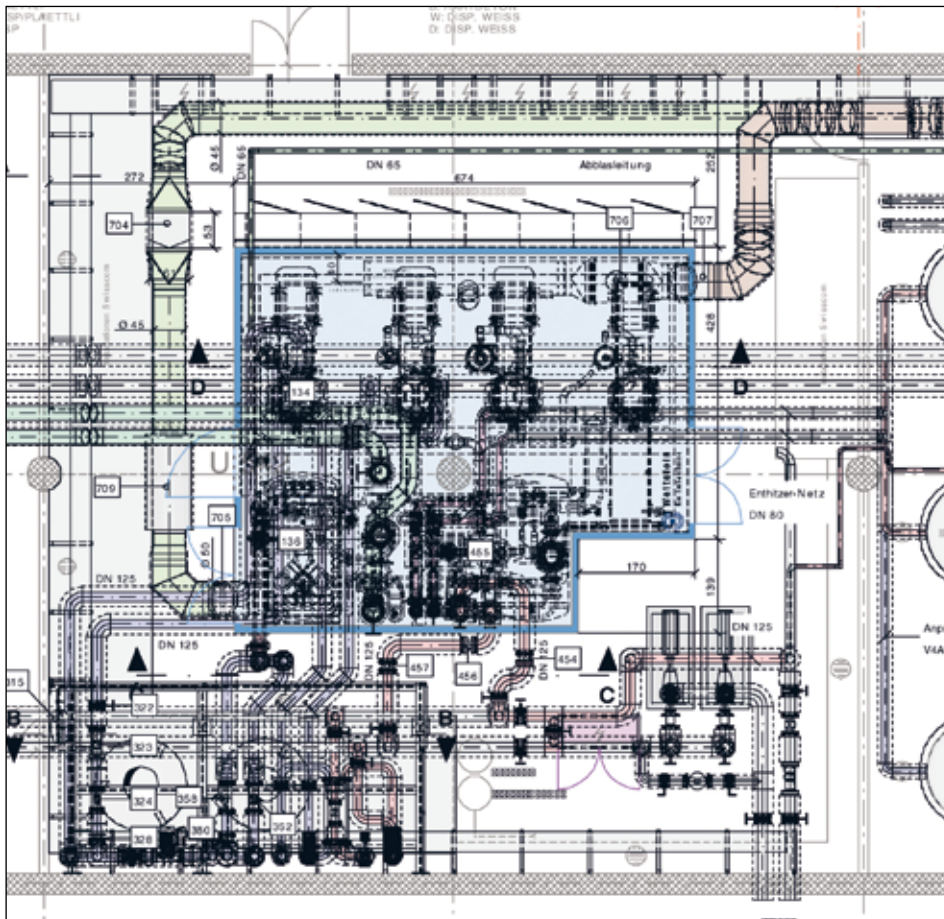


Abbildung 108:
Grundriss der Technikzentrale mit den Elektroschaltschränken und dem Wärmepumpenmaschinenraum (hellblau).



Abbildung 109: Rohrleitungsnetz im Erdreich mit den weissen Dehnungskissen (Dr. Eicher + Pauli AG).

Abbildung 110: Um die Energie bis zu den zahlreichen Verbrauchern fördern zu können, braucht es redundante Umwälzpumpen (ewz).



Abbildung 111: Um die Ausdehnung des Wassers bei verschiedenen Temperaturen aufnehmen zu können, benötigt eine solche Anlage Expansionsgefässe (ewz).



Abbildung 112: Wärmeverbund Binz in Zürich (Dr. Eicher + Pauli AG).



wird die Wärme in grossen 38-m³-Speichern zwischengelagert und bedarfsabhängig verteilt. Die 1000 Wohnungen der beiden Wohnüberbauungen werden über ein im Erdreich verlegtes Rohrleitungsnetz mit Wärme versorgt.

Abdeckung des Energiebedarfes: Auf der Jahresdauerlinie in Abbildung 92 auf Seite 76 ist ersichtlich, wie viel der benötigten Energie über die Wärmepumpe und wie viel über die fossile Spitzendeckung mit Heizkessel abgedeckt wird. Auf der linken Y-Achse ist der Wärmeleistungsbedarf des gesamten Wärmeverbundes aufgetragen. Auf der X-Achse die 8760 Stunden eines Jahres. Auf der rechten Y-Achse ist die Summenhäufigkeit der Aussentemperatur aufgetragen. Während ca. 700 Stunden pro Jahr liegt die Aussentemperatur unter 0°C. Die maximale Wärmeleistung wird nur während sehr wenigen Stunden im Jahr benötigt (rote Spitze): Demnach ist es wirtschaftlich sinnvoll, diese Energie nicht mit einer teuren Wärmepumpe zu produzieren, sondern mit einem investitionsgünstigen Wärmeerzeuger, also mit Heizkesseln. Diese kommen nur in Zeiten mit Spitzenlast in Betrieb. Der Wärmebedarf sinkt mit steigender Aussentemperatur bis zur Heizgrenze bei 12°C. Bei höheren Aussentemperaturen ist nur noch Wärme für die Wassererwärmung notwendig (gelb markiert). Der Deckungsgrad der einzelnen Wärmeerzeuger am gesamten Jahreswärmebedarf ist für die wirtschaftliche Beurteilung der relevanten Massstab. Hierzu dienen die Flächen im Summenhäufigkeitsdiagramm. Die rote und die gelbe Fläche sind der Wärmebedarf des Wärmeverbundes. Die gelbe Fläche stellt den Deckungsanteil der Wärmepumpe von ca. 80% dar, die rote Fläche entspricht dem Heizkessel mit ca. 20%. Dieses Verhältnis bildet unter den für dieses Beispiel geltenden Randbedingungen das wirtschaftliche Optimum.

Investition und Wärmeabsatz: Die Investitionen belaufen sich auf ca. 6 Mio. Fr. ewz Energiedienstleistungen realisierte dieses Projekt und versorgt mit langjährigen Verträgen rund 1000 Wohnungen mit Wärme. Der Wärmeabsatz liegt bei rund

12 000 MWh pro Jahr, wovon 9600 MWh von der Wärmepumpe stammen.

Kombinierte Wärme- und Kälteerzeugung in einem Industriebetrieb

Mit einer Wärmepumpen-Kältemaschine in einem Industriebetrieb wird Produktionsabwärme zu Heizzwecken genutzt. Dabei können jährlich 2500 Tonnen CO₂ eingespart werden.

Anlagenkonzept: Für die Abführung von Abwärme aus der industriellen Produktion wird Grundwasser verwendet. Dieses wird dabei auf 21 °C erwärmt und wurde bisher mit dieser Temperatur in einen nahegelegenen Fluss abgegeben. Diese Abwärme wird nun mit einer Wärmepumpe zurückgewonnen und mit 70 °C ins Heizungsnetz des Betriebes eingespeisen. Die Anlage ist aber nicht nur als Wärmepumpe konzipiert. Sobald ein Kältebedarf besteht, wird die Anlage als kombinierte Kältemaschine-Wärmepumpe betrieben, indem die Abwärme aus der Kälteproduktion direkt als Wärmequelle genutzt und nur noch der fehlende Teil aus dem erwärmten Grundwasser gewonnen wird. Wenn der Kältebedarf grösser ist als der Wärmebedarf, wird die überschüssige Wärme über das Grundwasser rückgekühlt. Mit dieser kombinierten Anlage können im Vergleich

zu einer separierten Wärme- und Kälteproduktion Kosten gespart werden.

Fabrikwasser als Wärmequelle: Das Grundwasser wird gefasst und gereinigt und dann als Fabrikwasser zur Prozesskühlung genutzt. Danach wird es im gesamten Fabrikareal gesammelt und in zwei gemauerten unterirdischen 1000-m³-Tanks gespeichert. Mittels Umwälzpumpe wird das Wasser zum benachbarten Gebäude der Wärmepumpe gefördert. Überschüssiges Wasser wird, wenn keine Verschmutzung vorliegt, in den nahegelegenen Fluss abgelassen.



Abbildung 114:
Fabrikwasserversorgung mit Filter.

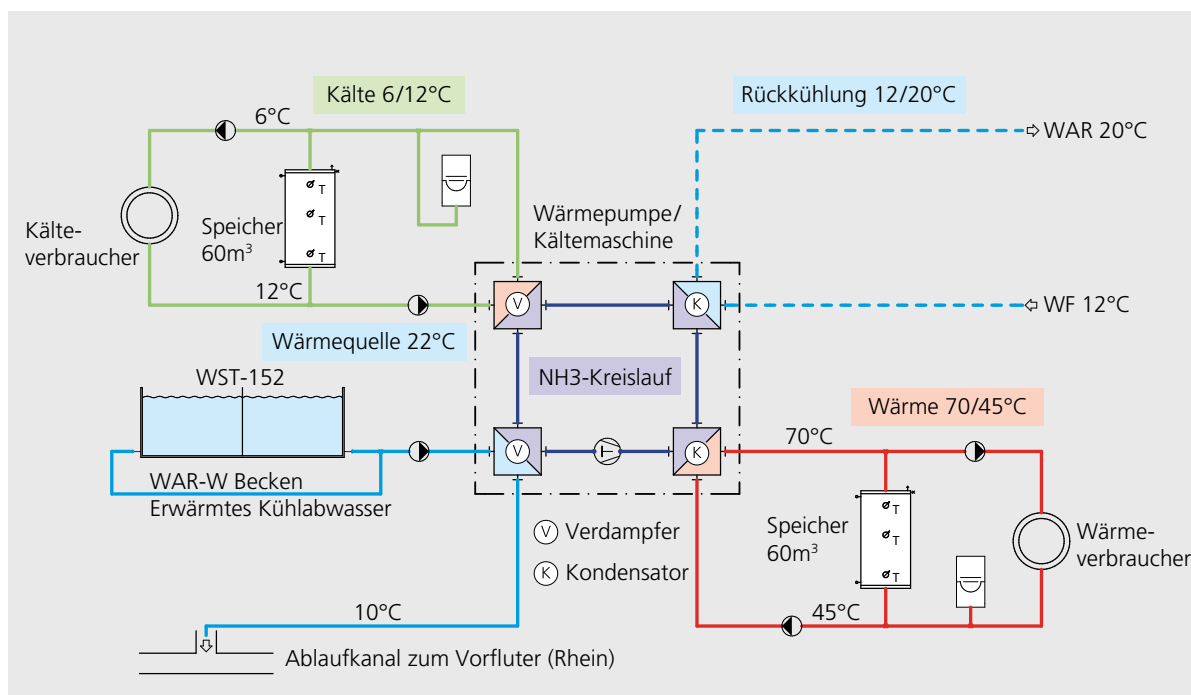


Abbildung 113:
Prinzipschema der
Wärme-Kälte-
Anlage.

Kältemittel Ammoniak: Die Wärmepumpe wird mit dem natürlichen Kältemittel Ammoniak betrieben. Dieses hat den Vorteil einer hohen thermischen Effizienz und es schädigt die Umwelt nicht. Ammoniak ist aber giftig und es braucht Sicherheitsvorkehrungen, welche den Austritt von Ammoniak in die Umgebung verhindern. Neben den Sicherheitsvorkehrungen an der Anlage selbst, wird die ganze Installation in einem separaten Maschinenraum untergebracht. Mit vier Industrieverdichtern wird bis 2500 kW Wärme respektive 1500 kW Kälte erzeugt.

Verdichter: Zum Einsatz kommen offene Hubkolbenverdichter, sogenannte Industrieverdichter. Die Kolbenverdichter sind mit Verdichterregelungen ausgerüstet und werden durch einen Elektromotor angetrieben. Dieser treibt den Verdichter. Die elektrische Stromaufnahme beträgt etwa 130 kW (Abbildung 115).

*Abbildung 115:
Offener Hubkolben-
verdichter (Industrie-
verdichter).*

*Abbildung 116:
Wärmespeicher.*



Regulierung, Leitsystem: Diese kombinierte Wärme- und Kälteanlage verfügt über zwei Verdampfer und zwei Kondensatoren. Um das Zusammenspiel der Anlage zu regeln, ist eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) nötig.

Speicher: Die erzeugte Wärme und Kälte wird bedarfsabhängig in einem Kälte- und einem Wärmespeicher mit einem Inhalt von je 65 m³ gespeichert. Damit Speicher einer konsequenten Temperaturschichtung möglichst hoch und schmal sein sollten, mussten sie aus Platzgründen ausserhalb des Gebäudes aufgestellt werden (Abbildung 116).

Wärme-Kälte-Verteilung: Mit der warmen Fernleitung werden zahlreiche Gebäude auf dem Areal mit Wärme versorgt, mit der kalten Fernleitung ein Produktionsgebäude mit Kälte. Da die Wärmepumpenanlage aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht auf den maximalen Wärmebedarf aller Gebäude ausgelegt wurde, muss eine Spitzendeckung verfügbar sein. Diese Spitzendeckung erfolgt über das alte fossil befeuerte Dampfnetz. Sobald die Wärmepumpe die gewünschten 70 °C im Vorlauf nicht erreicht, heizt in jeder Übergabestation ein Dampfumformer seriell nach.

Investitionen und Wirtschaftlichkeit: Die Investitionen für die Wärmepumpen-Kältemaschine, inkl. Energieauskoppelung Wärme und Kälte, bis zu den Umformstationen betrug etwa 4,5 Mio. Fr. Die jährlichen Energiekosten konnten deutlich reduziert werden, was die Anlage wirtschaftlich macht.

Holzenergie

Maurus Wiget Energieholzsituation Schweiz

Holz ist ein erneuerbarer und, sofern nachhaltig genutzt, ein CO₂-neutraler Energieträger. In den Schweizer Wäldern gibt es einen jährlichen Holzzuwachs von 9 Mio. bis 10 Mio. m³. Der biologische Zuwachs ist ein theoretisches Potenzial, weil verschiedene Restriktionen das energetisch nutzbare Potenzial schmälern. So sind viele Wälder mit der gegenwärtigen Technologie und Infrastruktur für eine Nutzung nicht oder schlecht zugänglich. Weiter gibt es ökonomische Restriktionen und eine Konkurrenz zur stofflichen Nutzung der Holzernte. Das sind die wichtigsten, aber keineswegs alle Restriktionen, welche das energetisch nutzbare Potenzial schmälern. Um das Altholz besteht ein intensiver Wettbewerb zwischen den Betreibern von Holzkraftwerken und der stofflichen Nutzung der Holzwerkstoffindustrie. 2009 wurden 70 % des Altholzaufkommens in das Ausland exportiert. Der grösste Abnehmer im Ausland ist mit ca. 50 % die Spanplattenindustrie in Norditalien. 2012 wurden ca. 4,0 Mio. m³ Holz energetisch genutzt. Zur aktuellen Nutzung ste-

hen gemäss Bundesamt für Energie BFE, Strategiepapier «workinprogress», kurz- bis mittelfristig zusätzlich nutzbare Energieholzpotenziale in der Grössenordnung von 2,3 Mio. m³ Holz zur Verfügung.

Die inländische Holzgewinnung für die energetische Nutzung ist zunehmend. Diese hat sich von 1990 bis 2011 von 2,8 TWh auf 9,7 TWh gesteigert. Der Anteil des Energieholzes in der Gesamtenergiestatistik beträgt 4,0 %. Holz könnte gesamthaft – bezogen auf den Verbrauch

Quelle: Schweizer Baudokumentation zum Thema Holzenergie



Abbildung 118: Am Ende ihrer Nutzung werden Holzprodukte zu Altholz. Das grösste Altholzaufkommen ergibt sich aus Gebäudeabbrüchen (AWEL).



Abbildung 117: Holz, das ausserhalb der Wälder wächst, wird als Flurholz bezeichnet. Unter diesen Begriff fällt auch Schwemmh Holz, welches durch Fliessgewässer mitgerissen wird (Beat Jordi, Biel).

Waldholz	Flurholz	Restholz	Altholz
Wächst in Wäldern.	Wächst ausserhalb des Waldes, z. B. in Hecken, Uferbestockungen, Strassenböschungen oder Alleen.	Fällt in Holzverarbeitenden Industrie- oder Gewerbebetrieben an, z. B. Hobelspäne oder Holzabschnitte.	Stammt aus Gebäudeabbrüchen und von Baustellen, von Möbeln und Verpackungen.

Tabelle 18: Holzsortimente mit wirtschaftlicher Bedeutung.

von 1990 – etwa 5 % des Gesamt- oder etwa 10 % des Wärmeenergieverbrauchs abdecken. Bei gesteigerter Energieeffizienz, d.h., wenn der durchschnittliche Energieverbrauch der Gebäude sinkt, erhöht sich der Anteil der Holzenergie an der Wärmeherstellung entsprechend.

Feuerungsanlagen

Bei den Feuerungsanlagen geht der Trend eindeutig von den handbeschiedenen hin zu den automatischen Feuerungsanlagen. Von 1990 bis 2011 hat sich der Anteil am Energieverbrauch der holzbeheizten Einzelraum- und Gebäudeheizungen von 80 % auf 40 % halbiert. Im gleichen Zeitraum hat sich der Anteil am Energieverbrauch der automatischen Holzfeuerungen von 13 % auf 44 % mehr als verdreifacht. Betrachtet man den Anlagenbestand, so hat es bei den Einzelraumheizungen eine starke Verschiebung von den Zimmeröfen, offenen Cheminées und Holzkochherden zu Cheminée- und Pelletsöfen gegeben. Die Anzahl der Gebäudeheizungen hat sich im Zeitraum von 1990 mit 152 673 Einheiten bis 2011 mit 70 353 Geräten mehr als halbiert, während dem sich die Anzahl automatischer Feuerungen im selben Zeitraum von 2254 Anlagen auf 7191 (Veränderung 219 %) erhöht hat.

Ein wesentlicher Vorteil von Holz gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern wie Sonne und Wind ist, dass es sich für den Einsatz von Hochtemperatur- und Bandenergieanwendungen eignet. Darum soll Holz längerfristig weniger für Raumwärme und Wassererwärmung, sondern vermehrt für Prozesswärme und Wärmekraftkopplungsanlagen eingesetzt werden.

Tabelle 19: Total jährliches Energieholzpotenzial.

Nutzung 2009, alle Sortimente	3,9 Mio. m ³
Zusätzliche Potenziale	
Waldholz (BAFU, Ressourcenpolitik)	1 Mio. m ³
Flurholz (EBP, Okt. 09)	0,3 Mio. m ³
Restholz aus Holzverarbeitung (BAFU)	0,3 Mio. m ³
Altholz	0,4 Mio. m ³
heutige Exporte	0,3 Mio. m ³
Total verfügbares Energieholz pro Jahr	6,2 Mio. m ³

Brennstoffsortimente

Welche Brennstoffsortimente für welche Anwendung geeignet sind, ist von wirtschaftlichen und technischen Kriterien sowie von den gesetzlichen Bestimmungen abhängig. Die Holzbrennstoffe unterscheiden sich je nach Herkunft, Aufbereitung und Lagerung. Die wichtigsten Unterscheidungsmerkmale für Holzsortimente sind aus Tabelle 20 ersichtlich. Die am häufigsten eingesetzten Brennstoffsortimente sind Stückholz, Waldhackschnitzel, Holz aus der Landschaftspflege, Sägereihackschnitzel und Pellets.

■ **Stückholz** wird in handbeschiedenen Holzfeuerungen eingesetzt. Bei der Verwendung von Stückholz ist auf eine gute Trocknung zu achten. Stückholz muss vor der Verbrennung an einem trockenen, gut durchlüfteten Platz während zwei Jahren gelagert werden.

■ **Waldhackschnitzel** sind zu Holzschnitzeln verarbeitetes Waldholz. Je nach Versorgungskette werden die Holzschnitzel aus dem Wald direkt oder über ein Zwi-

Tabelle 20: Gängige Unterscheidungsmerkmale von Holzsortimenten.

Energieholz	Stückung	Spalten
		Scheiter
		Schnitzel
		Pellets
		Hobelspäne / Sägemehl
	Holzart	Laubholz
		Nadelholz
	Naturbelassenes Holz	Waldholz
		Flurholz
	Altholz	Holz aus Gebäudeabbrüchen, Umbauten und Renovierungen
		Holzmöbel
		Verpackungen, Paletten
		Holzreste von Baustellen
		Problematische Holzabfälle
		■ Holzabfälle mit PVC-Beschichtung
		■ Mit Holzschutzmittel behandeltes Holz
	Feuchte	Waldfrisch
		Getrocknet
		■ thermische Trocknung
	Restholz aus Holzverarbeitender Industrie	■ Freilufttrocknung
		Naturbelassen
		Behandelt

schenlager zum Verbraucher transportiert. Die Verbrennung der Waldhackschnitzel erfolgt in automatischen Feuerungsanlagen.

■ **Holz aus der Landschaftspflege** fällt bei der Pflege von Hecken, Böschungen, Parks und Ufergehölzen an. Diese Sortimente können grosse Anteile an Pappel- und Weidenholz enthalten und gelten als schwierig zum Verbrennen.

■ **Sägereihackschnitzel** sind zu Hackschnitzel verarbeitete Schwarten, Spreissel oder Rinde. Es ist in der Regel naturbelassenes Energieholz und kann auch Hobelspäne und Sägemehl enthalten.

■ **Holzpellets** sind zylinderförmige Presslinge, welche aus naturbelassenem Holz hergestellt werden. Als Ausgangsmaterial für die Pelletierung dienen Nebenprodukte aus Holzverarbeitenden Betrieben wie Sägemehl und Hobelspäne. Pellets für kon-

ventionelle Holzpelletsheizungen sind normiert und erfüllen hohe Qualitätsanforderungen bezüglich Heizwert, Ascheanteil und Feuchte. Es gibt auch andere pelletierte Brennstoffsortimente z. B. aus Rinde, Stroh oder Getreideabgang, welche aber nicht für die Verbrennung in konventionellen Holzpelletsheizungen ohne Abgasreinigung geeignet sind.

Die Luftreinhalte-Verordnung LRV definiert zum einen, welche Holzsortimente in welchen Anlagen zur Verbrennung gelangen dürfen und zum anderen schreibt sie die Emissionsgrenzwerte vor. In Tabelle 21 sind die Bezeichnungen der als Holzbrennstoffe bzw. der nicht als Holzbrennstoffe geltenden Sortimente aufgelistet.

Der Wassergehalt der Holzbrennstoffe ist ein wichtiges qualitätsbestimmendes Merkmal. Ein hoher Wassergehalt vermindert den Heizwert des Brennstoffes und erhöht die Anforderungen an das Verbrennungssystem. Für die Angabe des Wasseranteils im Holz sind zwei Grössen üblich. Der Wassergehalt w bezieht das Gewicht des Wassers auf dasjenige des feuchten Holzes. Die Holzfeuchtigkeit u bezieht sich auf das Verhältnis zwischen dem Gewicht des Wassers zum Gewicht der trockenen

Tabelle 21: Bezeichnungen der Holzsortimente nach LRV und Anforderungen an die Feuerungsanlagen und Emissionen.

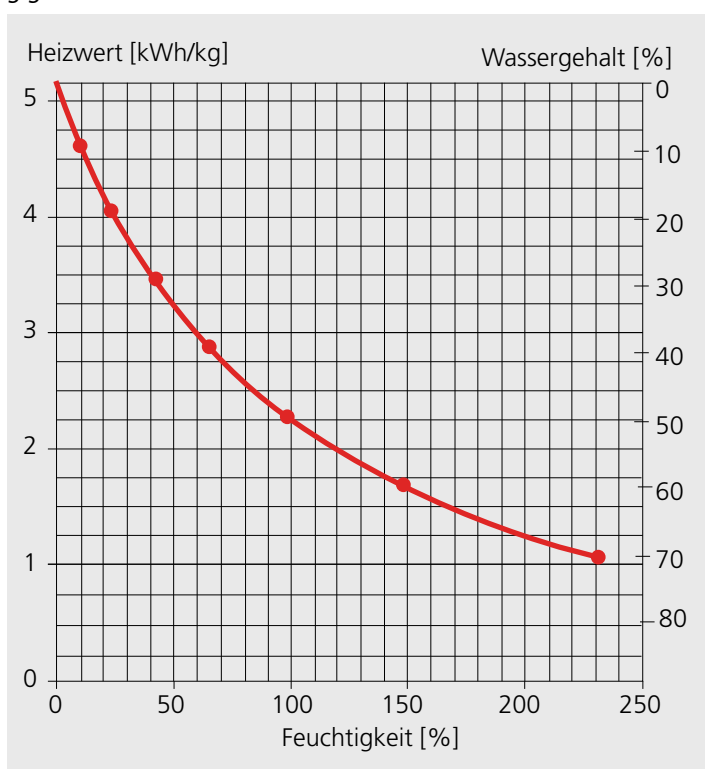
Qualitätsmerkmale von Pellets

Rohstoff: Hobelspäne und Sägemehl
Dimension: 6 mm Durchmesser
Heizwert: 5 kWh/kg
Schüttgewicht: 650 kg/m³
Wassergehalt: <10 %
Asche 0,5 %

	Holzbrennstoffe		Nicht-Holzbrennstoffe	
LRV-Bezeichnung	Naturbelassenes stückiges Holz sowie Reisig und Zapfen	Naturbelassenes nichtstückiges Holz, insbesondere Holzpellets, Hackschnitzel Späne, Sägemehl und Rinde	Altholz aus Gebäudeabbrüchen, Umbauten oder Renovationen, Restholz von Baustellen, Altholz aus Verpackungen einschliesslich Paletten und alte Holzmöbel	Altholz oder Holzabfälle, die mit Holzschutzmitteln nach einem Druckverfahren imprägniert wurden oder Beschichtungen aus halogenorganischen Verbindungen aufweist.
		Restholz aus Holzverarbeitenden Betrieben		Mit Holzschutzmitteln wie Pentachlorphenol intensiv behandelte Holzabfälle oder Altholz
LRV-Bezeichnung	LRV, Anhang 5, Ziffer 3 Absatz 1, Buchstabe a	LRV, Anhang 5, Ziffer 3, Absatz 1, Buchstabe b und c	LRV, Anhang 5, Ziffer 3, Absatz 2, Buchstabe a	LRV, Anhang 5, Ziffer 3, Absatz 2, Buchstabe b
Feuerungsanlagen	Handbeschickte Feuerungen und Cheminées	Automatisch beschickte Feuerungen	Anlagen zum Verbrennen von Altholz, Papier und ähnlichen Abfällen mit Feuerungswärmeleistung >350 kW	Anlagen zum Verbrennen von Siedlungs- und Sonderabfällen
LRV-Grenzwerte	Keine Messpflicht	Keine Messpflicht bis 70 kW, LRV, Anhang 3, Ziffer 522, Absatz 1	LRV, Anhang 3, Ziffer 522, Absatz 1	LRV, Anhang 2, Ziffer 714, Absatz 1

Holzsubstanz. Aus Abbildung 119 ist der Zusammenhang zwischen dem Wassergehalt w bzw. der Holzfeuchtigkeit u mit dem Heizwert ersichtlich. Unter einem Heizwert von 1,7 kWh/kg bzw. einem Wassergehalt von über 60 % ist eine selbstgängige Verbrennung nicht mehr möglich. Bei einem Wassergehalt von ca. 88 % ist kein Heizwert mehr vorhanden. In Tabelle 23 sind typische Werte für w und u von üblichen Holzsortimenten aufgelistet.

Abbildung 119:
Heizwert und Wassergehalt in Abhängigkeit der Feuchte.



$$\text{Wassergehalt } w = \frac{m_{\text{Wasser}}}{m_{\text{Holz}} + m_{\text{Wasser}}}$$

$$\text{Holzfeuchtigkeit } u = \frac{m_{\text{Wasser}}}{m_{\text{Holz}}}$$

Waldfrisches Holz kann mehr Wasser als Holzsubstanz enthalten. Der Wassergehalt von waldfrischem Holz liegt je nach Baumart, Alter und Jahreszeit zwischen 45 % und 60 %. Durch das 2-jährige Freilufttrocknen kann ein Wassergehalt von 15 % bis 20 % erreicht werden. Nur mit einer thermischen Trocknung bei Temperaturen über 100 °C kann Holz vollständig getrocknet werden. Wasserfreies Holz wird als absolut trocken (atro) bezeichnet.

Masseinheiten, Heizwert und Energiedichte

Bei der Bezeichnung von Heizwert und Energiedichte werden für Energieholz verschiedene Masseinheiten verwendet. Die gängigen Masseinheiten für Energieholz sind Festmeter, Ster und Schüttkubikmeter. Die Angaben über Heizwerte der verschiedenen Brennstoffsortimente weichen in Literaturangaben häufig geringfügig voneinander ab. Dies hat damit zu tun,

Tabelle 22: Masseinheiten für Energieholz.

Tabelle 23: Typische Wasseranteile verschiedener Brennstoffsortimente.

Symbol	Bedeutung
m ³ oder fm	Kubikmeter oder Festmeter (1 m ³ = 1 fm) Feste Holzmasse ohne Zwischenraum
Ster	1m x 1m x 1m aufgeschichtete Holzscheiter mit Zwischenräumen
Sm ³	Schüttkubikmeter, Schnitzelkubikmeter

Sortiment		w	u
Stückholz	lufttrocken	20 %	25
Naturbelassene Holzschnitzel	erntefrisch aus dem Wald	30 %–55 %	43 %–122 %
	waldgetrocknetes Stammholz	30 %–40 %	43 %–67 %
	unter Dach gelagert	20 %–30 %	25 %–43 %
	lufttrocken	15 %–20 %	18 %–25 %
Restholz	aus Sägerei	25 %–60 %	33 %–150 %
	aus Zimmerei	13 %–20 %	15 %–25 %
	aus Schreinerei	7 %–17 %	7 %–20 %
Pellets		< 10 %	< 11 %
Sägespäne		40 %–50 %	67 %–100 %
Rinde		40 %–60 %	67 %–150 %
Altholz		10 %–20 %	11 %–25 %

dass die Energieholzsortimente, mit Ausnahme von Pellets, inhomogen sind. In der Praxis ist der Energieinhalt eines Brennstoffsortimentes aufgrund unterschiedlicher Qualität, Wassergehalt, Raumvolumen und Rindenanteilen keine konstante Grösse. Darum werden Angaben über Energieinhalte meist in Bereichen angegeben.

In Tabelle 24 sind Richtwerte für den Energieinhalt von Nadel-, Laubholzschnitzel und Schlagabraum mit verschiedenen Feuchten angegeben. Als Schlagabraum werden die nach einer Holzernte zurückgelassenen Teile der Bäume bezeichnet. Der Energieinhalt pro Volumeneinheit von Nadel- und harten Laubhölzern unter-

Holzschnitzel			
Feuchte atro	Fichte/Tanne	Laubholz	Schlagabraum (Dolden, Äste)
100 %	450–550 kWh/Sm ³	800–900 kWh/Sm ³	350–500 kWh/Sm ³
75 %	500–600 kWh/Sm ³	850–950 kWh/Sm ³	400–550 kWh/Sm ³
50 %	550–650 kWh/Sm ³	900–1000 kWh/Sm ³	450–600 kWh/Sm ³
25 %	600–700 kWh/Sm ³	950–1050 kWh/Sm ³	500–650 kWh/Sm ³

Sm³ = Schnitzelkubikmeter

Tabelle 24: Energieinhalt von Holzschnitzeln.

Umrechnungstabellen		
Holzschnitzel	Fichte/Tanne	Buche
1 Festmeter fm	2,8 Sm ³ 1,4 Ster 550 kg Holz 200 l Heizöl extra leicht 2,0 MWh = 2000 kWh	2,8 Sm ³ 1,4 Ster 750 kg Holz 280 l Heizöl extra leicht 2,8 MWh = 2800 kWh
1 Schnitzelkubikmeter Sm ³	0,36 fm/m ³ 0,5 Ster 200 kg Holz 70 l Heizöl extra leicht 0,7 MWh = 700 kWh	0,36 fm/m ³ 0,5 Ster 270 kg Holz 100 l Heizöl extra leicht 1,0 MWh = 1000 kWh

Tabelle 25: Umrechnungstabelle für verschiedene Sortimente und Bezugsgrössen.

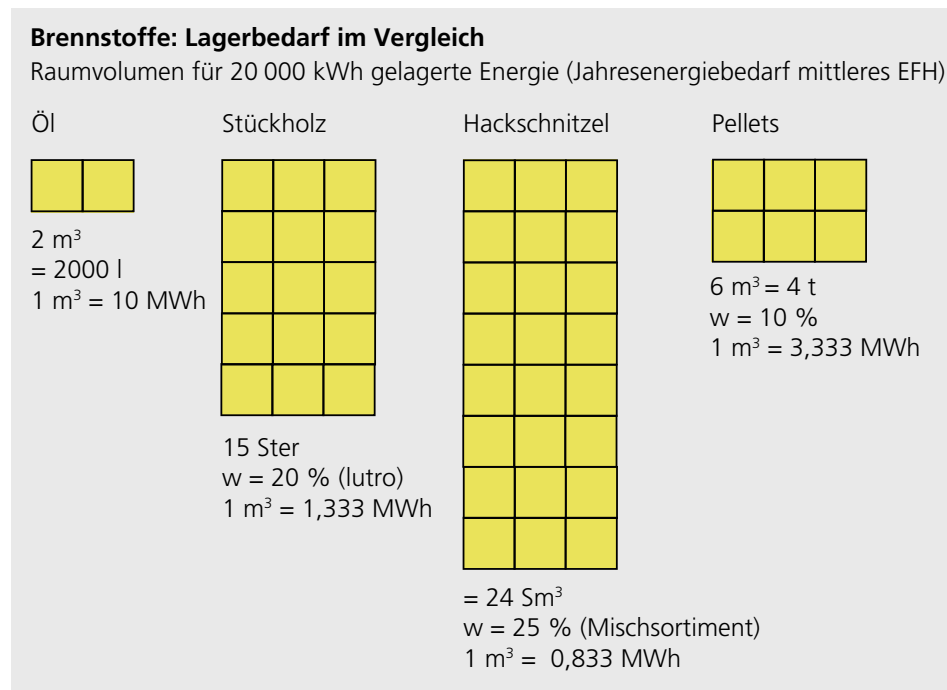


Abbildung 120: Grosser Unterschied im Raumvolumen der verschiedenen Holzsortimente.

scheidet sich aufgrund der unterschiedlichen Dichten dieser Baumarten. Darum werden die volumenbezogenen Angaben über Energieinhalte immer nach weichen Nadel- und harten Laubhölzern unterschieden. Anhand von Tabelle 25 können Umrechnungen von verschiedenen Brennstoffsortimenten und Bezugsgrössen vorgenommen werden.

Holzbrennstoffe weisen gegenüber Heizöl eine deutlich geringere Energiedichte auf. Dies hat grössere Lagervolumen, eine aufwändigere Logistik und höhere Anforderungen an die Brennstoff-Fördereinrichtungen zur Folge. Die Brennstofflager für Holzfeuerungen sind immer um ein Vielfaches grösser als bei Ölheizungen. Bei Pelletsfeuerungen soll in der Regel ein Jahresbedarf gebunkert werden, bei grösseren Feuerungsanlagen soll das Brennstofflager mindestens die Lieferkapazität eines Lastwagens (ca. 25 m³) aufnehmen. Für die Lagerung eines Saisonbedarfs in Form von Stückholz ist ungefähr der 5-fache Platzbedarf des Öltanklagers erforderlich. Holzschnitzel verlangen für die gleiche Versorgungsdauer ein 10-mal grösseres Volumen als das Öltanklager. Bei Holzschnitzeln werden aber die Vorräte in den Brennstofflagern aus Kostengründen mit regionalen Unterschieden nur für 5 bis 7 Tagesbedarfe bei Nennlast dimensioniert. Entscheidend für die Dimensionierung ist das Versorgungskonzept, ausgehend von der Brennstofflogistik.

Holzenergiepreise

Wie alle Energiepreise sind auch Holzenergiepreise in der Tendenz steigend. Holz ist

als nachwachsender Rohstoff aber relativ preisstabil und krisensicher. Dies ist gegenüber den fossilen Energieträgern, welche sich mit der zunehmenden Knappheit und der Auslandabhängigkeit unkontrollierbar verändern, als klarer Vorteil zu werten. Die in Tabelle 26 angegebenen Preise für Schnitzel beziehen sich auf Waldhackschnitzel. Schnitzel von Holz aus der Landschaftspflege oder aus Restholzsortimenten der Holzverarbeitenden Industrie sind günstiger. Die Pelletspreise sind nicht nur mengenvariabel, sondern auch saisonal unterschiedlich. Um die eigenen Lagervolumen zu reduzieren, bieten die Pelletslieferanten die Pellets im Sommer 5 % bis 6 % günstiger an als während der Heizperiode.

Aktuelle Richtpreise für Energieholz und einen Preisindex für Holzschnitzel sind auf der Website von Holzenergie Schweiz zu finden: www.holzenergie.ch/holzenergie/energieholz/richtpreise-fuer-energieholz.html

Holzverbrennung

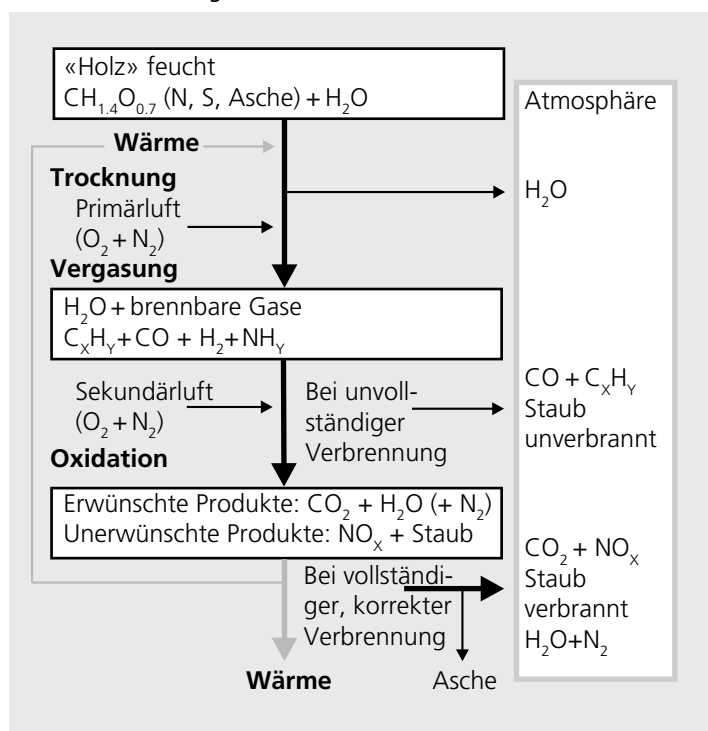
Aufgrund der geringen Energiedichte, die einen Umschlag von grossen Brennstoffmengen erfordert, des oft hohen Wassergehaltes und des niedrigen Ascheschmelzpunktes gilt Holz als schwieriger Brennstoff für die Verbrennung. Kostengünstigere Holzsortimente z.B. aus der Landschaftspflege oder Altholz erfordern eine aufwändigere Anlagentechnik, um eine qualitativ gute Verbrennung zu erreichen. In einer Holzfeuerung erfolgt die Freisetzung der flüchtigen Stoffe durch die Vergasung des Holzes im Glutbett. Die ausga-

Tabelle 26: Richtpreise für verschiedene Energieholzsortimente (Waldwirtschaft Schweiz, 2012).

Sortiment	Richtpreis	Spezifische Kosten
Waldhackschnitzel		5,5–6,5 Rp./kWh
Laubholz frisch		40–46 Fr./Sm ³
Laubholz trocken		44–51 Fr./Sm ³
Nadelholz frisch		27–33 Fr./Sm ³
Nadelholz trocken		32–38 Fr./Sm ³
Pellets		
Menge 3 t	394 Fr./t	7,9 Rp./kWh
Menge 5 t	380 Fr./t	7,6 Rp./kWh
Menge 8 t	369 Fr./t	7,4 Rp./kWh

senden Stoffe werden mit Primärverbrennungsluft vermischt und im Brennraum unter Flammenbildung verbrannt. Für den vollständigen Ausbrand der Gase wird Sekundärluft zugeführt. Die Verbrennung von Holz läuft somit in drei Phasen ab. Wobei die Phasen zum Teil gleichzeitig und zum Teil nacheinander ablaufen (Abbildung 121). In der Trocknungsphase wird dem feuchten Holz Wärme durch Rückstrahlung aus der dritten Verbrennungsphase (Oxidation) zugeführt. Dadurch wird über einer Temperatur von 100°C die Brennstoff-Feuchte verdampft. Ab 250°C erfolgt durch Hitzeeinwirkung die Zersetzung des Holzes. In der zweiten Phase, der Pyrolyse, erfolgt durch Primärluftzuführung die Vergasung. Die Produkte daraus sind Gase und fester Kohlenstoff. Die Vergasung des Kohlenstoffes erfolgt ab einer Temperatur von 500°C. In der dritten Verbrennungsphase erfolgt bei einer Temperatur über 700°C bis 1500°C die Oxidation der brennbaren Gase zu Kohlendioxid und Wasser. In dieser Verbrennungsphase soll die Wärmeabgabe an die den Brennraum umgebenden Wände und den neu zugeführten Brennstoff erfolgen.

Abbildung 121: Ablauf der Holzverbrennung



Schadstoffe

Bei der Verbrennung von Holz entstehen Schadstoffe. Die Schadstoffbildung ist abhängig von der Brennstoffzusammensetzung und der Verbrennungsbedingungen. Das Feuerungssystem hat die Aufgabe, gute Bedingungen zu schaffen, damit der Verbrennungsprozess in den beschriebenen drei Phasen optimal ablaufen kann. Weiter ist ein sachgemässer Betrieb eine wichtige Voraussetzung, damit die Schadstoffe auf ein geringes Mass reduziert werden können. Die gezielte Luftzuführung und Luftdosierung sind eine Voraussetzung für eine schadstoffarme und effiziente Verbrennung. Schadstoffe aus unvollständiger Verbrennung können durch hohe Temperaturen und einer guten Vermischung der Gase mit der Verbrennungsluft vermieden werden. Um nasses Holz schadstoffarm zu verbrennen, ist eine heisse Brennkammer mit einer genügend grossen und heissen Trocknungszone Voraussetzung. Bei einer Rostfeuerung kann der feuchte Brennstoff mit genügender Verweilzeit alle drei Verbrennungsphasen in der heissen Brennkammer durchlaufen, bis die Asche am Ende vom Rost fällt. In einer handbeschickten Feuerung kann nur mit trockenem Brennstoff die erforderliche

Abbildung 122: Emissionen am Kamin einer Holzfeuerungsanlage.



Brennraumtemperatur für eine vollständige und schadstoffarme Verbrennung erreicht werden.

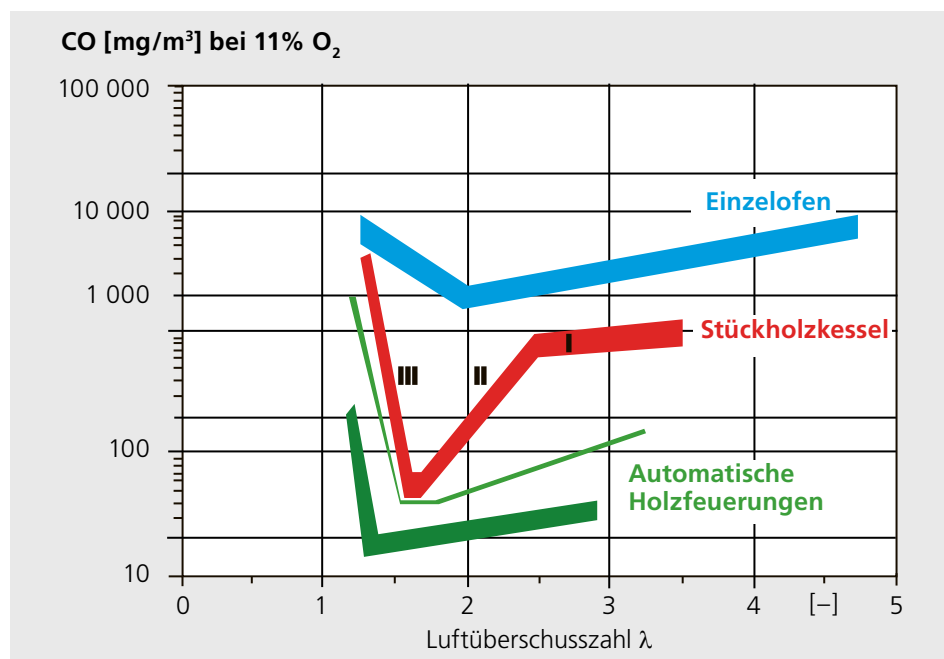
Die Stickoxidemissionen stammen einerseits aus dem Stickstoff des Brennstoffes und andererseits aus Stickoxiden, die bei der Verbrennung entstehen. Die Stickoxidemissionen bei Holzfeuerungen sind also auch vom Stickstoffgehalt des Brennstoffs abhängig. Zur Minderung der Stickoxidemissionen kommen sowohl Primärmassnahmen ohne Verwendung von Zusatzstoffen als auch Sekundärmassnahmen unter Einsatz eines Reduktionsmittels zum Einsatz. Als Sekundärmassnahme wird bei Holzfeuerungen das selektive, nichtkatalytische Reduktionsverfahren (SNCR) eingesetzt. Beim SNCR-Verfahren wird als Reduktionsmittel Ammoniak oder eine Harnstofflösung eingesetzt. Der Einsatz des selektiven, katalytischen Reduktionsverfahrens (SCR) ist bei Holzfeuerungsanlagen nicht erprobt.

Luftüberschusszahl

Das Verhältnis zwischen zugeführter Luft- und Brennstoffmenge ist eine wichtige Betriebsgrösse, welche die Emissionen und den Wirkungsgrad beeinflusst. Damit bei festen Brennstoffen, bei denen die Vermischung der Brenngase mit Luft schwieriger zu erreichen ist als mit flüssigen oder gas-

förmigen Brennstoffen, ist typischerweise eine Luftüberschusszahl λ von 1,5 bis 2,5 erforderlich. In Abbildung 123 ist das Verbrennungsverhalten von Feuerungsanlagen anhand der CO-Lambda-Kennlinie dargestellt. Die CO-Emissionen eignen sich als Indikator für die Beurteilung der Ausbrandqualität. Die meisten unverbrannten Schadstoffe verhalten sich mengenmässig ähnlich wie das Kohlenmonoxid. Daher ist eine gute Ausbrandqualität Voraussetzung für einen geringen Anteil an unverbrannten Schadstoffen. Am Beispiel eines Stückholzkessels (rote Kurve in Abbildung 123) können im Diagramm drei Bereiche unterschieden werden. Der Bereich I deutet auf eine unvollständige Verbrennung bei hohem Luftüberschuss und tiefer Verbrennungstemperatur hin. Im Bereich II ($1,5 < \lambda < 2,5$) steigt mit sinkendem Luftüberschuss die Verbrennungstemperatur. In der Folge nimmt die Ausbrandqualität zu und damit der Kohlenmonoxidgehalt der Abgase ab. Im Bereich III mit $\lambda < 1,5$ treten Zonen mit lokalem Sauerstoffmangel auf und die Verbrennungsqualität wird schlechter. Aufgrund der unzureichenden Vermischung von Verbrennungsluft und brennbaren Gasen nehmen die Kohlenmonoxidemissionen zu. In der Luftreinhalteverordnung sind für Anlagen für die Verbrennung von Holzbrennstoffen mit Mess-

Abbildung 123:
Kohlenmonoxidemissionen in Abhängigkeit des Luftüberschusses (Schweizer Baudokumentation, Holzenergie Teil 1).
Von oben nach unten:
Einfache handbeschickte Holzfeuerung; Stückholzkessel mit unterem Abbrand; Automatische Holzfeuerung mit einfacher Verbrennungstechnik; Automatische Holzfeuerung mit guter Verbrennungstechnik.



pflicht (mit einer Wärmeleistung von über 70 kW) Emissionsgrenzwerte für Staub, CO und NO_x festgelegt. Die Kantone sind befugt, strengere Grenzwerte als jene der LRV zu erlassen.

Sachgemässer Betrieb von Holzfeuerungen

Für eine schadstoffarme Verbrennung ist nicht nur ein gutes Feuerungssystem, sondern auch eine richtig dimensionierte Feuerungsanlage und ein sachgemässer Betrieb erforderlich.

■ **Einsatz des richtigen Brennstoffes:** Jedes Feuerungssystem eignet sich gut für bestimmte Brennstoffe. So soll in handbeschildeten Holzfeuerungen nur trockener Brennstoff eingesetzt werden, weil die schadstoffarme Verbrennung von feuchten Sortimenten in diesen Systemen technisch nicht möglich ist. Auch automatische Feuerungssysteme sind nicht universell für alle Sortimente einsetzbar, sondern müssen hinsichtlich Feuchte, Stückigkeit, Fein- und Fremdanteilen auf den Brennstoff abgestimmt sein.

■ **Richtige Einstellung der Verbrennungsparameter:** Bei jedem System, ob manuell oder mit moderner Verbrennungstechnik ausgerüstet, müssen die Verbrennungsparameter richtig eingestellt werden. Die Einstellungen müssen auf den Brennstoff und die Verbrennungsleistung abgestimmt sein und bei Veränderungen entsprechend angepasst werden.

■ **Beachten der Grenzen der Feuerungssysteme:** Jedes Feuerungssystem hat nicht nur bei den einsetzbaren Brennstoffsortimenten, sondern auch im Leistungsbereich seine Einsatzgrenzen. Handbeschildete Feuerungen sind in der Verbrennungsleistung sehr begrenzt regelbar. Automatische Schnitzelfeuerungen sind je nach Brennstoff-Feuchte im Leistungsbereich zwischen 30 % und 100 % regelbar. Werden die Einsatzgrenzen der Systeme nicht eingehalten, ist in der Folge mit erhöhten Emissionen zu rechnen.

■ **Vermeiden von Anfeuerzyklen:** Jedes Feuer, welches in handbeschildeten oder automatischen Feuerungsanlagen entfacht wird oder erlöscht, durchläuft Phasen mit

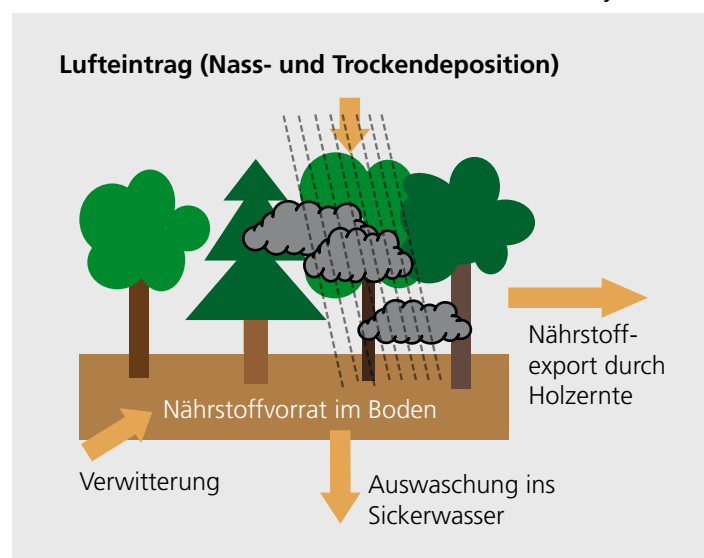
schlechten Verbrennungsbedingungen. Zu tiefe Brennraumtemperaturen und unkontrollierte Verbrennungsluftmengen führen in diesen Phasen zu hohen Schadstoffemissionen. Darum sind durch eine gezielte Betriebsweise die Anfeuerzyklen soweit wie möglich zu reduzieren bzw. zu vermeiden.

■ **Keine Abfallverbrennung:** Holzfeuerungen dürfen nicht für die illegale Verbrennung von Abfällen verwendet werden. Für bestehende Feuerungssysteme sind nur die gemäss Vorgaben der Luftreinhalteverordnung (Tabelle 21) zulässigen Sortimente einzusetzen. Durch die Verbrennung von anderen Stoffen entstehen nicht nur Schäden an den Anlagen, sondern es resultieren auch beträchtliche Schadstoffemissionen und giftige Rückstände in der Asche.

Ascheanfall und Entsorgung

Bei der Verbrennung von Holz bleibt als fester Verbrennungsrückstand Asche zurück. Der Aschegehalt in Holzbrennstoffen variiert stark. Er liegt zwischen 0,2 % und 12 % des Gewichtes. Die Asche ist je nach Qualität auf verschiedene Arten zu verwerten bzw. zu entsorgen. Die Asche setzt sich aus Mineralstoffen wie Kalium, Magnesium und Calcium sowie aus Fremdstoffen wie Sand, Steine und allfälligen weiteren Zusatzstoffen zusammen. In der Asche werden Schadstoffe angereichert, wobei vor allem Schwermetalle von Bedeutung sind. Relevante Schwermetallanteile sind

*Abbildung 124:
Modell der wichtigsten Nährstoffflüsse in einem bewirtschafteten Waldökosystem.*



in den Aschen von Rest- und Altholz enthalten. Es sind auch in der Filterasche von naturbelassenen Holzsortimenten Anteile an Schwermetallen zu finden. Bei den leichtflüchtigen Schwermetallen finden sich in den verschiedenen Aschefractionen stark unterschiedliche Schwermetallgehalte vor. Die Gehalte von Blei, Zink, Cadmium und Quecksilber steigen von der Grob- bis hin zur Feinstflugasche deutlich an.

Je nach Aschezusammensetzung und Temperaturniveau im Feuerraum ist entweder ein Erweichen oder auch ein völliges Schmelzen der Asche möglich. Hohe Brennraumtemperaturen und in der Folge Überschreitungen der Ascheschmelztemperatur können Schäden an der Ausmauerung und erhebliche Kesselverschmutzungen wegen Verschlackung zur Folge haben.

Aktuell wird in der Schweiz kaum Asche verwertet, sondern meist der Entsorgung in Deponien zugeführt. Gleichzeitig besteht die Tendenz, vermehrt ganze Bäume zu nutzen. Die Nutzung von Ästen oder gar von Baumkronen hat für den Wald einen starken Nährstoffentzug zur Folge. Der erhöhte Nährstoffentzug kann an den wenigsten Standorten durch Nachlieferung aus dem Boden oder durch Eintrag kompensiert werden. Für eine nachhaltige Waldnutzung muss der vermehrte Nährstoffentnahme eine Rückführung der Nährstoffe durch Ascherückführung in Betracht gezogen werden. Zur Zeit ist aufgrund der Gesetzgebung die Ascherückführung in den Wald nicht zulässig.

Handbeschickte Holzheizungen

Handbeschickte Holzheizungen können als Haupt- oder Ergänzungsheizungen für einzelne Räume, Ein- und Mehrfamilienhäuser eingesetzt werden. Ein typisches Merkmal von handbeschickten Feuerungen ist der chargenweise Abbrand der Brennraumfüllung. Weil die beim Abbrand frei werdende thermische Energie und der Bedarf meist nicht korrespondieren, ist für einen emissionsarmen Betrieb eine Wärmew

mezwischenspeicherung erforderlich. Bei Zentralheizungskesseln erfolgt dies mit einem Wasserspeicher, während bei Heizungen im Wohnbereich die Speicherung in der Masse des Heizsystems erfolgt. Für einen emissionsarmen Betrieb von handbeschickten Feuerungen ist es wichtig, dass nur trockenes, korrekt gelagertes und naturbelassenes Brennholz eingesetzt wird. Die wichtigste Anforderung ist jedoch ein korrekter Betrieb mit einem emissionsarmen Anfeuern. Dazu sind Infos verfügbar: www.holzenergie.ch/holzenergie/richtiganfeuern.html

Sichtbarer und stinkender Rauch an der Kaminmündung ist ein Zeichen für eine unvollständige Verbrennung und einen mangelhaften Betrieb. Spätestens 15 Minuten nach dem Anfeuern soll am Kamin kein Rauch mehr sichtbar sein.

Systeme handbeschickter Holzfeuerungen

In erster Linie sind handbeschickte Öfen und Kessel zu unterscheiden. Beim Ofen erfolgt die Wärmeübertragung an den Raum über Strahlung und Konvektion, während bei Kesseln die Wärme auf das Heizwasser übertragen wird. Es gibt zudem kombinierte Systeme, zum Beispiel Speicheröfen mit eingebauten Wasser-Wärmetauschern für den Anschluss an Zentralheizungssystemen.

Stückholzkessel werden mit einem Wasserspeicher kombiniert, damit die Differenz zwischen der beim Abbrand freigesetzten Wärme und dem aktuellen Wärmebedarf zwischengespeichert werden kann. Dadurch kann vermieden werden, dass der Kessel im Ein-Aus-Taktbetrieb oder durch Luftdrosselung hohe Schadstoffemissionen verursacht. Durch die Nutzung eines Speichers kann der Abbrand bei Nennlast und mit tiefen Emissionen erfolgen. In die Kategorie der Kessel gehören auch die Zentralheizungsherde. Ein Teil der Wärme des Zentralheizungsherdes dient zum Kochen, der andere wird an ein Zentralheizungssystem übertragen. Bei den Öfen gibt es zahlreiche Bauformen: Es gibt Zimmeröfen, Cheminéeöfen, offene und geschlossene Cheminées, verschie-

dene Speicheröfen und Holzkochherde. Für Speicheröfen werden auch Begriffe wie Kachelöfen oder Specksteinöfen verwendet. Die offenen Cheminées werden heute kaum mehr gebaut, weil diese durch das Entweichen der warmen Raumluft durch den Kamin keinen Beitrag zur Raumheizung leisten können.

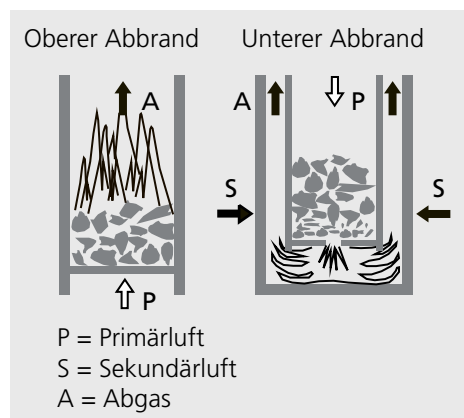


Abbildung 125:
Brennraum mit oberem bzw. unterem Abbrand.



Abbildung 126:
Stückholzkessel mit unterem Abbrand (Fröling GmbH).



Abbildung 127:
Stückholzkessel (Liebi LNC AG).

Bei den handbeschickten Stückholzkesseln und den Öfen werden zwei verschiedene Feuerungsprinzipien unterschieden. Es sind dies der obere und der untere Abbrand. Anlagen mit oberem Abbrand werden auch als Durchbrandfeuerungen bezeichnet. Der Abbrand ist durch eine kurze und intensive Verbrennung der gesamten Holzmenge mit einer grossen momentanen Feuerungsleistung verbunden. Die kurzfristig hohe Leistungsfreisetzung erfordert zur Gewährleistung einer ausreichend langen Verweilzeit der Gase eine grosse Brennkammer. Beim unteren Abbrand verbrennt nur die unterste Brennstoffschicht und nicht die ganze Holzmenge gleichzeitig. Darum erfolgt der Abbrand über eine längere Zeitdauer und mit geringerer Leistung. Die Abbranddauer kann so bis zu fünf Stunden und mehr dauern. Trotz der längeren Brenndauer ist auch bei Stückholzfeuerungen mit unterem Abbrand ein Speicher beizustellen. Der Speicher kann jedoch, weil ein grösserer Teil der Wärme dem Gebäude direkt zugeführt werden kann, kleiner dimensioniert werden.

Typenprüfung und Qualitätssiegel: Zur Sicherstellung einer hohen Qualität für neue Holzkessel und Öfen wird von Holzenergie Schweiz ein Qualitätssiegel für gute Holzfeuerungen vergeben. Die geprüften Qualitätsstandards hinsichtlich Emissionen und Wirkungsgrad richten sich nach der Luftreinhalte-Verordnung und europäischen Normen.

Pelletsheizungen

In Pelletsheizungen gelangt ein homogener, trockener Holzbrennstoff mit hoher Energiedichte zur Verbrennung. Die Presslinge können emissionsarm und mit hohem Wirkungsgrad verbrannt werden. Dank der Qualität des Brennstoffes kann ein zuverlässiger, vollautomatischer Betrieb dieser Feuerungsanlagen erreicht werden. Mit einer automatischen Zündung ist auch der Bedienungsaufwand gering.

Es kommen sowohl Pelletsöfen für den Wohnbereich als auch Pelletskessel zum Einsatz. Pelletsöfen werden mit in Säcken gelieferten Pellets von Hand beschickt. Ein

Pelletofen im Wohnbereich hat ein Sichtfeuer mit der Faszination des Flammenspiels und ist eine Alternative zu einem Stückholzofen. Pelletkessel werden mechanisch oder pneumatisch ab einem Brennstofflager beschickt. Wenn Pelletfeuerungen als Vollheizungen eingesetzt werden, hat dies zahlreiche Zündvorgänge in der Übergangszeit und, falls die Warmwasseraufbereitung ganzjährig über die Pelletsheizung erfolgt, auch im Sommer zur Folge. Darum wird bei Vollheizungen der Einsatz eines Wärmespeichers empfohlen. Dadurch lassen sich auch Sonnenkollektoranlage einfach in das Heizsystem einbinden.

Lieferformen von Pellets

Pellets werden in verschiedenen Formen zum Verkauf angeboten. Die Lagerung der Pellets für Öfen im Wohnbereich erfolgt in Säcken. Die Anlieferung von Pellets für Pelletskessel erfolgt lose ab Lastwagen in einen Lagerraum innerhalb oder ausserhalb des Gebäudes. Die Lastwagen sind mit Einblas- bzw. Pumpeinrichtungen ausgerüstet. Damit erfolgt die Befüllung des Brennstofflagers mit Luftförderung über einen Schlauch bis zu einer Länge von maximal 30 m. Eine weitere, weniger gängige Lieferform ist die Anlieferung in Big-bags.

Lagerformen für Pellets

Die Brennstofflager können im Heizraum selber, in angrenzenden Räumen oder auch in erdverlegten Tanks eingerichtet werden. Dabei sind die Brandschutzbestimmungen der Vereinigung Kantonalen Feuerversicherungen (VKF) zu beachten. Die aktuelle Ausgabe dazu findet sich unter <http://bsvonline.vkf.ch>. Feste Silos werden in der Regel mit einem Schrägboden mit Austragsschnecke oder mit einer Zentrumsaustragung mit Gelenkarm ausgerüstet. Beide Systeme lassen sich mit einer pneumatischen Förderung zur Feuerungsanlage kombinieren. Als Alternative zu den festen Silos können auch Gewebe- oder Sacksilos eingesetzt werden. Diese textilen Gebinde werden in Traggestelle eingehängt. Die Gewebe- und Sacksilos lassen sich leicht in einen bestehenden

Raum einbauen, haben aber den Nachteil, dass sie nicht staubdicht sind. Falls sich innerhalb des Gebäudes für die Pelletslagerung kein Raum finden lässt, können auch erdverlegte Pelletstanks eingesetzt werden. Erdverlegte Tanks sind in Kunststoff, Stahl oder Zement erhältlich; sie sind zylinder- oder kugelförmig. Die Austragung aus erdverlegten Tanks erfolgt mit pneumatischen Fördereinrichtungen. Bei allen Arten von Pelletslagerräumen ist darauf zu achten, dass die Pellets beim Einblasen nicht auf die Lagerwand prallen und dadurch zerfallen. Bei festen Silos werden dazu Prallmatten aus Gummi eingesetzt. Für die Befüllung dienen zwei «Befüllstützen». An einem der beiden Füllstützen wird beim Füllvorgang ein Absauggebläse mit einem Filter für die Abscheidung des Staubs angeschlossen.

Das Lagervolumen von Pelletslagerräumen soll so gewählt werden, dass nach Möglichkeit ein Jahresverbrauch gebunkert werden kann. Als Faustregel gilt ein Lagervolumen von 0,9 m³ bis 1 m³ pro kW Wärmeleistungsbedarf. Die Mindestlagermenge soll jedoch 6 m³ (entspricht ca. 4 t) nicht unterschreiten. Bei grösseren Pelletfeuerungen ist es sinnvoll, dass zumindest die Lieferkapazität eines ganzen Lastwa-



Abbildung 128:
Lieferform Pellets in
Sack (AEK Energie
AG).

Abbildung 129:
Lieferform Pellets in
Big-bags
(AEK Energie AG).



Abbildung 130:
Gewebesilo für
Holzpellets.



Abbildung 131:
Liegender erdver-
legter Pelletstank
(Freudenthaler
GmbH & Co KG).

gens, d. h. 25 m³, eingelagert werden können. Aus Sicherheitsgründen sollen im Silo keine Elektroinstallationen wie Lampen, Schalter, Steck- und Verteildosen eingebaut werden. Die Lagerräumtüren wie auch das Lager an sich müssen staubdicht ausgebildet werden. Weiter ist darauf zu achten, dass keine Fremdfuchte in das Brennstofflager eindringt. Durch Feuchteaufnahme quellen die Pellets auf und zerfallen. Bei der Dimensionierung des Lager Volumens ist zu berücksichtigen, dass keine vollständige Füllung des Lagers möglich ist und durch Einbauten wie z. B. Schrägböden das Nutzvolumen deutlich reduziert wird.

Wichtiger Hinweis: Holzpellets emittieren während der Lagerung giftige Gase, insbesondere Kohlenmonoxid (CO). Hohe Konzentrationen können tödlich auf Personen wirken, die sich in Pelletslagern oder in der Nähe aufhalten. Um Personenunfälle zu vermeiden, sind Pelletslager Räume entweder kontinuierlich oder zumindest vor dem Betreten gründlich mechanisch zu belüften.

Anwendungsgebiete und Typen von Pelletsheizungen

Wie bei handbeschildeten Feuerungen wird bei Pelletsheizungen zwischen Öfen und Kesseln unterschieden. Bei den Pelletsöfen erfolgt die Wärmeabgabe über Strahlung und Konvektion, während bei Kesseln eine Wärmeübertragung an das Heizungswasser erfolgt. Im Weiteren gibt es kombinierte Systeme, d. h. Zentralheizungsöfen mit einem eingebauten Wasser-Wärmetauscher, welche an das Zentralheizungssystem angeschlossen werden können.

Pelletsofen: Diese werden in den Wohnräumen aufgestellt und haben eine Heiz-

leistung im Bereich von 2 kW bis 12 kW. In den Pelletsöfen ist ein Pelletsbehälter mit einem Fassungsvermögen von 30 kg bis 50 kg eingebaut. Die Leistungsregelung erfolgt über einen Ein-Aus-Betrieb oder durch eine kontinuierliche Leistungsregelung. Ein Zündgebläse oder ein Glühzünder facht automatisch das Feuer an. In Pelletsöfen sind in der Regel Schalenbrenner oder Brennteller installiert.

Pelletsöfen können als Ergänzungsheizungen oder in Bauten im Minergie-P-Standard mit einer geringen Heizleistung als Vollheizung eingesetzt werden. Minergie-Bauten sind nicht für eine Wärmeverteilung über Luft geeignet. Nachteilig bei den Pelletsöfen ist, dass mit der Pelletssackware im Raum hantiert werden muss und dadurch auch Staub in den Wohnbereich eingebracht wird.



Abbildung 132: Schnitt eines Pelletsöfens mit integriertem Pelletsbehälter (Rika).



Abbildung 133: Automatische Zündung mit Keramikglühzünder in Brennerschale (Rauschert GmbH).

Zentralheizungsöfen: Der Zentralheizungsöfen ist ein kombiniertes System von einem Ofen und einem Kessel. Ein Teil der Wärme gelangt über die warme Oberfläche direkt in den Raum und ein anderer Teil wird auf das Kesselwasser übertragen. Der Leistungsbereich dieser Systeme liegt zwischen 3 kW bis 20 kW, wobei rund ein Drittel der Energie direkt an den Raum und zwei Drittel an das Kesselwasser übertragen wird. Gute Pelletszentralheizungsöfen sind mit einer kontinuierlichen Leistungsregelung und automatischer Zündung ausgerüstet. In Zentralheizungsöfen ist ein Zwischensilo mit einem Fassungsvermögen bis zu 100 kg eingebaut. Damit wird alle zwei bis drei Tage eine Befüllung des Zwischenbehälters erforderlich. Das heisst, dass bei diesen Systemen mit grösseren Pelletmengen hantiert und dadurch mit entsprechenden Staubentwicklungen im Wohnbereich gerechnet werden muss. Diese Systeme eignen sich als Gesamtheizung in energieoptimierten Gebäuden oder als Etagenheizungen. Es ist empfehlenswert, in Kombination mit dem Zentralheizungsöfen ein Wärmespeicher einzubauen. Damit lässt sich auch Wärme von Solaranlagen einfach einbinden.

Pelletsessel: Der Platzbedarf und der Bedienungsaufwand eines Pelletsessels mit Silo entspricht etwa demjenigen einer Öl-

heizung mit Tankanlage. Der typische Leistungsbereich von Pelletsheizungen liegt bei Ein- und Mehrfamilienhäusern zwischen 5 kW bis 50 kW. Die Beschickung der Feuerung ab Silo erfolgt direkt mit Förderschnecken oder mit pneumatischen Fördereinrichtungen über einen Zwischenbehälter bei der Feuerungsanlage. Wegen des geringen Bedienungsaufwandes, des geringeren Platzbedarfes und der hohen Verfügbarkeit werden vermehrt auch grössere Anlagen mit Wärmeleistungen über 500 kW anstelle von Schnitzelheizungen eingesetzt. Ein weiterer Vorteil gegenüber den Schnitzelfeuerungen besteht darin, dass die Brennstofflager und die Fördereinrichtungen kleiner dimensioniert werden können und somit kostengünstiger sind. Zudem sind den Fördermöglichkeiten des Brennstoffes vom Lager zur Feuerung hinsichtlich Richtungsänderungen und Höhendifferenzen weniger Grenzen gesetzt. Pelletfeuerungsanlagen stellen von den erforderlichen Platzverhältnissen und auch vom Bedienungsaufwand her bei der



*Abbildung 134:
Schnitt Zentralheizungsöfen mit integriertem Pelletsbehälter (Rika).*



*Abbildung 135:
Pelletsessel mit direkter Beschickung über Schnecke ab Brennstofflager (Hargassner).*

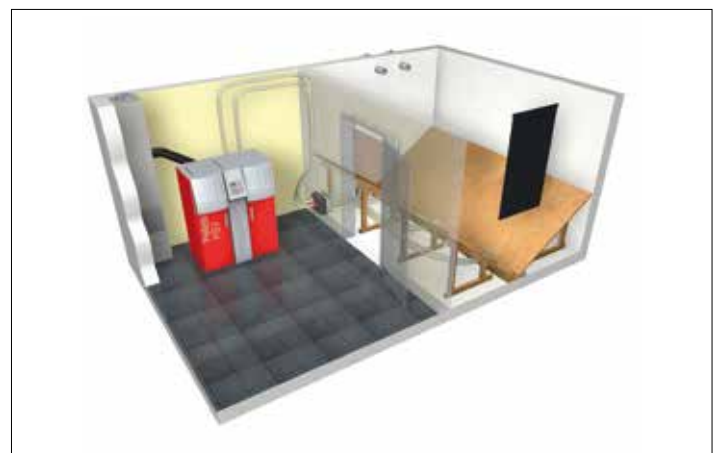


Abbildung 136: Pelletsessel mit Zwischenbehälter und pneumatischer Beschickung ab Brennstofflager (Hargassner).

Sanierung von Ölfeuerungsanlagen eine echte Alternative dar.

Zur Funktion einer Pelletsfeuerung:

Die Pellets werden direkt aus dem Silo oder aus einem pneumatisch beschickten Zwischenbehälter über eine Fallstufe mit Zelleradschleuse mit einer Schnecke in die schamottierte Brennkammer gefördert. Der Zwischenbehälter ist mit einem Füllstandsmelder ausgerüstet. Hinter der Einbringschnecke ist das automatische Zündgebläse installiert, in Abbildung 132 grün dargestellt. Unter der Brennkammer befindet sich eine Ascheschublade. Die Primärluftzufuhr erfolgt unter der Brennkammer, während die Sekundärluft seitlich zugeführt wird. In der Zirkulationszone über dem Brennraum findet der vollständige Ausbrand statt, bevor die heißen Abgase in den stehenden Wärmeübertrager strömen. Im Wärmeübertrager sind in Abbildung 132 Turbulatoren zu erkennen, welche den Wärmeaustausch verbessern und gleichzeitig über einen Hebelmechanismus der automatischen Reinigung des Wärmeübertragers dienen. Über dem Wärmeübertrager ist das Saugzuggebläse erkennbar, mit welchem die Feuerungsanlage im Unterdruck gehalten wird und die Abgase zum Kamin gefördert werden.

Pellets verbrennen meist in Retorten, auch Mulden genannt, oder bei grösseren Leistungen auf Rosten. Die automatische Zündung, eine gezielte Primär- und Sekundärluftzufuhr sowie eine modulierende Verbrennungsregelung über Lamda-Sonde oder einer gleichwertigen Technik gehören zu einer guten Pelletsfeuerung.

Beispiel: Holzpelletsfeuerung für Reihenhausüberbauung in Möhlin

Die Wohnüberbauung Salzstrasse in Möhlin wird mit einer monovalenten Holzpelletsfeuerungsanlage beheizt. Um für die Holzfeuerungsanlage gute Voraussetzungen für den Schwachlastbetrieb zu schaffen, ist die Feuerung mit einer automatischen Zündung und einem Speicher ausgerüstet. Die Feuerungsanlage hat eine Leistung von 180 kW und dient für die Beheizung von 42 Reiheneinfamilienhäusern. Die Anlage wird im Rahmen eines Energie-Contractings durch die AEW Energie AG betrieben.

Holzpelletsfeuerungen gelten aufgrund des normierten Brennstoffes als wartungsarm und wenig störanfällig. Für den Fall einer länger dauernden Störung der monovalenten Heizung ist die Anlage mit vorbereiteten Stutzen für den Anschluss einer mobilen Heizzentrale ausgerüstet. Die Verfügbarkeit einer mobilen Heizzentrale in einer definierten Reaktionszeit wurde mit einer Vermietfirma von mobilen Heizzentralen vertraglich abgesichert.

Abbildung 138: Die Wohnüberbauung Salzstrasse mit 42 Reiheneinfamilienhäusern wird mit einer Holzfeuerungsanlage monovalent mit 180 kW beheizt.

Abbildung 139: Holzpelletsfeuerung mit automatischer Zündung und automatischer Reinigung der Kesselzüge. Die kleine Dimension des Aschebehälters weist auf den geringen Ascheanfall von lediglich 0,5 % des Brennstoffgewichtes hin.



Abbildung 137: Schnittbild Pelletskessel mit Zwischenbehälter (Hargassner).



Objektdaten	
Standort	Möhlin
Anwendung	Wärmeerzeugung für Heizung und Wassererwärmung
Baujahr	2007
Investition ohne Gebäude	170 000 Franken
Leistung Holzfeuerungen	180 kW
Energieproduktion	378 MWh/a
Spezielles	Pelletsfeuerungsanlage für die ganzjährige monovalente Wärmeversorgung für Heizung und Wassererwärmung

Automatische Holzheizungen

Automatische Holzfeuerungen werden in einem breiten Leistungsspektrum angeboten. Diese Feuerungen werden für die Beheizung einzelner Gebäude bis zu grossen Wärmeverbunden sowie Anwendungen in der Industrie z. B. für die Dampferzeugung oder die Erwärmung von Thermoöl eingesetzt. Am häufigsten werden Anlagen im Leistungsbereich von 200 kW bis 5 MW eingesetzt. Als Brennstoffsortimente werden meist Waldhackschnitzel oder Restholz aus der Holzverarbeitenden Industrie, aber auch minderwertige Brennstoffsortimente wie Holz aus der Landschaftspflege oder Altholz eingesetzt.

Abbildung 140:
Unterschub-
feuerung

Abbildung 141:
Rostfeuerung
(Schmid energy
solutions)



Feuerungstechnologien und Einsatzgebiete

Die wichtigsten Feuerungstypen, die zum Einsatz kommen, sind die Unterschub- und die Rostfeuerung sowie in seltenen Anwendungsfällen die Staub- oder Wirbelschichtfeuerung. Diese werden für grössere Leistungen meist deutlich über 5 MW und für spezielle Brennstoffe installiert. Auf diese Systeme wird hier nicht eingegangen. Moderne Unterschub- und Rostfeuerungen sind stark automatisiert. Anlagen bis zu einer Leistung von 500 kW können mit einer automatischen Zündung ausgerüstet werden. Neben der automatischen Entaschung der Feuerungen können auch die Kesselzüge automatisch über Druckluft oder Ultraschall gereinigt werden.

Unterschubfeuerung: Bei einer Unterschubfeuerung wird der Brennstoff mit einer Schnecke von unten in die Verbrennungsretorte eingeschoben. Dort erfolgen die drei Phasen Trocknung, Pyrolyse und Oxidation der Verbrennung. Aufgrund der Geometrie der Retorte und der beschränkten Trocknungsmöglichkeit des Brennstoffes können Unterschubfeuerungen nur bis zu einem Wassergehalt von maximal 50 % eingesetzt werden. Die Primärluft wird der Verbrennung unter der Retorte zugeführt, die Sekundärluft strömt seitlich in die heisse Brennkammer. Nach der heissen Brennkammer strömen die Abgase durch den Wärmeübertrager, in dem ihnen Wärme entzogen wird, bevor die Abgase der Entstaubung zugeführt werden. Unterschubfeuerungen eignen sich besonders für feinkörnige Biomasse wie Sägespäne und Schnitzel mit einem Wassergehalt zwischen 5 % bis 50 %. Die Ausgestaltung des Feuerraumes und der Nachbrennkammer muss der Brennstoff-Feuchte angepasst sein. Die Investitionskosten von Unterschubfeuerungen sind niedriger als die von Rostfeuerungen. Demgegenüber steht ein höherer Bedienungsaufwand für die Ascheaustragung und eine Einschränkung für feuchtere und anspruchsvollere Brennstoffsortimente. Der kontinuierliche Brennstoffeintrag und ein stabiles, ruhiges Brennstoffbett ermöglichen eine einfache

und gute Leistungsregelung – auch im Schwachlastbetrieb. Dieser Feuerungstyp steht im unteren Leistungsbereich im Wettbewerb mit Pelletsfeuerungen. Sofern Raum für die Brennstofflagerung verfügbar ist und einfache Fördereinrichtungen möglich sind, schneiden sie jedoch auf Grund des kostengünstigen Brennstoffes hinsichtlich der Gesamtkosten besser ab als Pelletsfeuerungen.

Rostfeuerung: Bei einer Rostfeuerung wird der Brennstoff mit einem Förderagregat auf den Rost geschoben (Schneckenförderer oder hydraulischer Einschub). Der Rost, auf dem die drei Phasen der Verbrennung ablaufen, kann horizontal oder geneigt sein. Die bewegten Rostelemente fördern den Brennstoff über den Rost. Am Rostende muss der Brennstoff vollständig verbrannt sein und es folgt die Entaschung. Die Bewegung der Rostelemente muss dem Brennstoff und dessen Feuchte angepasst sein, damit die drei Phasen der Verbrennung über die gesamte Länge des Rostes verlaufen. Aufgrund der gegenüber der Retorte einer Unterschubfeuerung ausgedehnten Raumverhältnisse für den Ablauf der Verbrennung, ist es leicht nachvollziehbar, dass in einer Rostfeuerung feuchtere Brennstoffsortimente eingesetzt werden können. In Rostfeuerungen können asche- und schlackenreiche Brennstoffe unterschiedlicher Stückigkeit mit einem Wassergehalt von 5 % bis 60 % verbrannt werden. Die Primärluft für die Verbrennung wird unter dem Rost eingeführt, während die Sekundärluft über dem Rost in die Ausbrandzone zuströmt. Die brennbaren Gase vermischen sich in der heißen Brennkammer für einen vollständigen Ausbrand mit der Sekundärluft. Die Investitionskosten und auch die Kosten für die Instandhaltung von Rostfeuerungen sind höher als jene von Unterschubfeuerungen. Dafür können mit Rostfeuerungen feuchtere und auch kostengünstigere, jedoch für die Verbrennung anspruchsvollere Sortimente genutzt werden. Zudem kann die Entaschung des Feuerraums bei Rostfeuerungen besser automatisiert und dadurch der Personalaufwand für die Bedienung reduziert werden.

Beispiel: Nahwärmeverbund Aeschmerbündten Möhlin

Die Wärmeverbund Möhlin AG betreibt in Möhlin 6 Wärmeverbunde. Die Gemeinde fördert die Nutzung von Holzenergie, indem sie in Neubaugebieten, welche mit Fernwärme erschlossen werden, nicht nur Anschlussgebühren für Wasser und Abwasser, sondern auch für die Fernwärmeversorgung verlangt. Die Gebühren fallen ungeachtet dessen an, ob der Neubau mit Fernwärme erschlossen wird oder nicht. Dadurch schafft die Gemeinde gute Voraussetzungen für eine hohe Anschlussdichte in den ausgeschiedenen Wärmeverbundsgebieten.

In der Zentrale sind zwei Holzfeuerungen mit 1200 kW und 450 kW Leistung installiert. Am Verbund sind sowohl neue wie bestehende Überbauungen sowie Ein- und Mehrfamilienhäuser angeschlossen. Die Gesamtinvestition für die technischen Einrichtungen in der Heizzentrale und des Fernwärmenetzes beträgt 3,2 Mio. Fr. Die Wärmeverbund Möhlin AG hat sich für die Installation der Heizzentrale in den Räumlichkeiten der neuen Wohnüberbauung Aeschmerbündten eingemietet. Das Spezielle an dieser Anlage ist, dass im Verbund

Abbildung 142: Wohnüberbauung Aeschmerbündten, die über eine Heizzentrale mit zwei Holzfeuerungen beheizt wird. Links der Abfahrt in die Tiefgarage sind die beiden befahrbaren Silodeckel zu erkennen.

Abbildung 143: Holzfeuerungen mit Wärmeleistungen von 1200 kW und 450 kW unter bewohnten Räumen; sämtliche Anlagenkomponenten sind schallentkoppelt befestigt respektive gelagert (Schmid energy solutions).



Objektdaten

Standort	Möhlin
Anwendung	Wärmeverbund Warmwasser 90 °C
Baujahr	2012
Investition ohne Zentrale mit Fernwärmeleitungen	3,2 Mio. Franken
Leistung Holzfeuerungen	1200 kW und 450 kW
Energieproduktion	3400 MWh/a im Endausbau
Spezielles	Hohe Anforderungen an Schallschutz, weil sich über der Holzfeuerungsanlage Wohnungen befinden.

keine fossilen Not- und Spitzenlastkessel eingebunden sind und dass sehr hohe schalltechnische Auflagen gelten. Da sich die Heizzentrale unter bewohnten Räumen befindet, mussten alle Installationen schallentkoppelt eingebaut werden. Sowohl bei Rostfeuerungen wie auch Unters Schubfeuerungen müssen bei trockenen Brennstoffen und niedrig schmelzenden Brennstoffaschen Massnahmen zur Verhinderung von Verschlackungen getroffen werden. Dazu muss die Temperatur im Brennraum reduziert werden. Als technische Möglichkeiten bieten sich dafür die Abgasrezirkulation oder die aktive Kühlung des Brennraumes an. Die Brennraum-

temperatur kann durch wasserdurchströmte feste Rostelemente und gekühlte Feuerraumseitenwände reduziert werden. Automatische Holzfeuerungen werden auch in Industrie- und Gewerbebetrieben sowie in Wärmekraftkopplungsanlagen eingesetzt. Mit automatischen Holzfeuerungen kann auch Dampf für die Industrie oder für den Antrieb von Turbinen erzeugt werden. Eine weitere Anwendung ist die Erwärmung von Thermoöl. Thermoölanwendungen gibt es in der Industrie, z. B. in Grossbäckereien oder für die Wärmekraftkopplung mit dem ORC-Prozess (ORC-Prozess: siehe Geothermie).

Regelung und Betrieb: Automatische Holzheizungen können im Bereich von 30 % bis 100 % der Nennleistung moduliert werden. Bei sehr feuchten Brennstoffen kann der Betrieb im unteren Leistungsbereich mit erhöhten Schadstoffemissionen verbunden sein und muss deshalb vermieden werden. Zur Regelung automatischer Holzfeuerungen werden Unterdruck-, Leistungs- und Verbrennungsregelungen eingesetzt. Diese Regelungen haben die Aufgabe, auch bei variierenden Brennstoff- und Umgebungsbedingungen einen dauerhaft emissionsarmen Betrieb mit hohem Wirkungsgrad zu erreichen.

Wärmespeicher: Aufgrund der eingeschränkten Regelbarkeit von Holzfeuerungen und der Trägheit des Systems aufgrund der Feststoffverbrennung werden bei Holzfeuerungsanlagen in der Regel Wärmespeicher beige stellt. Diese Wärmespeicher werden für die Kapazität von einer Stunde Nennlast der Holzfeuerung dimensioniert. Da Holzfeuerungen träge Wärmeerzeuger mit eingeschränkter Regelbarkeit sind, erleichtert ein Speicher bei raschen Lastwechsel sowie in Betriebsphasen mit sehr schwacher Last den Betrieb. Bei der empfohlenen Dimensionierung kann während einer Stunde die doppelte Holzkesselleistung abgegeben werden. Dies ermöglicht bei bivalenten Anlagen die Aufheizspitzen besser mit Holz abzudecken oder bei monovalenten Anlagen den Holzkessel entsprechend kleiner zu dimensionieren.



Abbildung 144:
Holzfeuerung mit
Thermoölkessel
(Sägewerk
Echtle KG).



Abbildung 145
Abbildung 146:
Holzkraftwerk mit
ORC-Anlage in
Nordrach, Deutsch-
land (Sägewerk
Echtle KG).

Beispiel: Biomassezentrum Spiez – Alt- und Restholzheizung

Die Oberland Energie AG hat in Spiez ein Biomassezentrum realisiert. Dieses ausgeklügelte Wiederverwertungssystem besteht aus einer Vergärungsanlage, einem Kompostierwerk sowie einer Alt- und Restholzheizung. In der Alt- und Restholzheizung sind zwei Holzfeuerungsanlagen installiert, mit welchen Dampf für einen nahegelegenen Industriebetrieb, die Nitrochemie AG, produziert wird. Der erzeugte Dampf wird über eine Ferndampfleitung von ca. 450 m Länge in die Nitrochemie geführt und dort für die Produktionsprozesse und die Beheizung der Gebäude verwendet. Die Nitrochemie kann fast vollständig auf fossile Brennstoffe verzichten. Neben der Dampfproduktion für den Industriebetrieb wird aus der Holzfeuerungsanlage auch Fernwärme für das ABC-Zentrum in Spiez ausgekoppelt. Als Brennstoff dient Restholz aus der Vergärung, Holz aus Landschaftspflege sowie Altholz. Der Altholzanteil beträgt 50 %. Der Brennstoff wird mit Radladern auf die Schubbodenaustragung des offenen Brennstofflagers transportiert. Die Holzfeuerungsanlage hat einen hohen Automatisierungsgrad und ist für einen «Betrieb ohne ständige

Abbildung 147:
Ferndampfleitung
mit einer Länge von
ca. 450 m für die
Energieversorgung
der Produktionspro-
zesse und Behei-
zung der Nitroche-
mie Wimmis AG.

Abbildung 148: Of-
fenes Brennstoffla-
ger der Alt- und
Restholzheizung
Spiez, welches di-
rekt mit Radladern
auf die befahrbaren
Schubbodenaustra-
gungen beschickt
wird. Der jährliche
Holzschnitzelbedarf
beträgt ca. 55 000
Sm³.



Beaufsichtigung» (BOSB72) ausgerüstet. Dieses Anlagenbeispiel zeigt auf, dass mit Holzfeuerungsanlagen auch mit minderwertigen Holzbrennstoffen eine hohe Verfügbarkeit in der Energieversorgung von Industriebetrieben gewährleistet werden kann.

Emissionen: Gut eingestellte und korrekt betriebene automatische Holzfeuerungen erreichen eine gute Verbrennungsqualität und emittieren nur geringe Mengen an gasförmigen und unverbrannten staubförmigen Schadstoffen wie Teer und Russ. Bei sorgfältiger Betriebsweise verursachen sie kaum Geruchsprobleme. Automatische Holzfeuerungen ohne Abscheider tragen aber im Winter zur Überschreitung der Immissionsgrenzwerte von Feinstaub bei, weshalb Massnahmen zur Feinstaubabscheidung erforderlich sind. Bei grossen Holzfeuerungsanlagen, im Speziellen in Kombination mit der Verbrennung von Brennstoffen mit hohem Stickstoffanteil (z.B. Altholz mit Spanplattenanteilen, Rinde), kann der in der Luftreinhalte-Verordnung massgebende Massenstrom von 2500 g/h überschritten werden und dadurch ein Stickoxid-Grenzwert Geltungskraft erlangen. In diesen Fällen werden Entstickungsanlagen mit Eindüsung eines Reduktionsmittels (SNCR) notwendig.

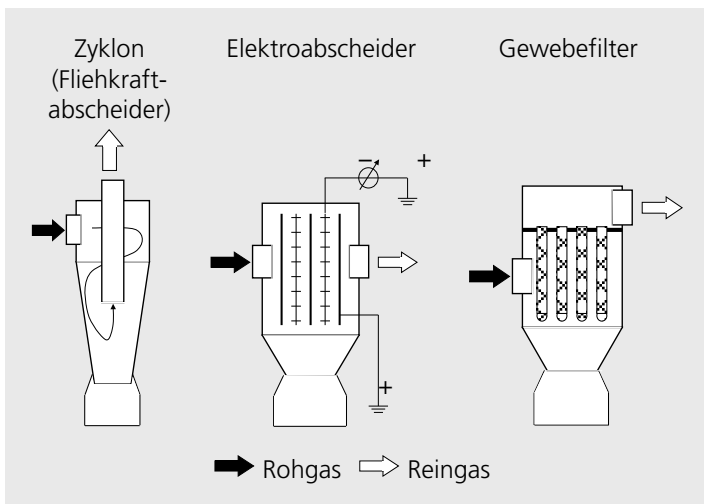
Staubabscheidung: Bis zur Verschärfung der Luftreinhalte-Verordnung im Januar 2009 waren für alle Holzfeuerungen Staubgrenzwerte festgelegt, welche lediglich einen Flugascheabscheider erforderlich machten. Als Teil des Massnahmenplans zur Feinstaubreduktion des Bundes wurden die Emissionsgrenzwerte für Staub bis zum Januar 2012 zeitlich gestaffelt verschärft. Für bestehende Anlagen gilt eine Übergangsfrist für die Sanierung von 10 Jahren. Diese Frist kann durch die Kantone verkürzt werden. Die wichtigsten Verfahren für die Staubabscheidung bei Holzfeuerungen sind Zyklone als Grobentstauber sowie Elektroabscheider und Gewebefilter als Feinstaubabscheider. Abbildung 149 zeigt das Funktionsprinzip der drei Verfahren. Im Elektroabscheider erfolgt die Abscheidung durch Aufladung der Partikel in einem elektrischen Feld und Abscheidung

Objektdaten

Standort	Spiez
Anwendung	Dampferzeugung mit 18 bar
Baujahr	2011
Investition mit Gebäude	15 Mio. Franken
Leistung Holzfeuerungen	2-mal 6 t/h (Dampf)
Energieproduktion	30 000 MWh/a
Spezielles	Verbrennung von minderwertigen Holzbrennstoffsortimenten mit hoher Anlageverfügbarkeit

des Staubs an einer metallenen Oberfläche. Die metallene Oberfläche, an der sich Staub ablagert, wird periodisch mechanisch gereinigt. Die Wirkung ist abhängig von der Spannung und der Aufenthaltszeit des Staubes im Abscheider. Die erforderliche geringe Strömungsgeschwindigkeit im Abscheider führt zu grossen Apparatedimensionen und entsprechend hohen Kosten. Um die Rohgasbelastung vor dem Filter zu reduzieren, ist es daher sinnvoll, dem Elektroabscheider ein Zyklon vorzuschalten. Im Gewebefilter erfolgt die Abscheidung auf einer Filteroberfläche und der darauf abgelagerten Staubschicht. Nach Überschreitung eines definierten Druckverlusts über dem Filter und dem aufgebauten Filterkuchen erfolgt eine Reinigung mit Druckluft. Gewebefilter weisen kleinere Apparatedimensionen auf, verursachen aber wegen des hohen Druckverlustes, dem Druckluftbedarf und der beschränkten Nutzungsdauer der Filterschläuche höhere Betriebskosten. Ein weiterer Nachteil der Gewebefilter ist die Zerstörung bei einem Funkenflug oder die Verklebung bei Taupunktunterschreitung bei der Verwendung von Brennstoffen mit hohem Wassergehalt. Das sind auch die Gründe dafür, dass Gewebefilter bei Holzfeuerungsanlagen eher selten zum Einsatz kommen.

Abbildung 149:
Funktionsprinzip
von Zyklon, Elektro-
abscheider und Ge-
webefilter.



Beispiel: Coop Grossbäckerei in Gossau

In der Grossbäckerei von Coop in Gossau wird für die Beheizung von Backlinien und die Dampferzeugung seit 2011 eine Holzfeuerung eingesetzt. Hinsichtlich Zuverlässigkeit und Funktionalität gelten hohe Ansprüche. Die Holzfeuerung erhitzt Thermoöl auf rund 290°C und übernimmt mit 3600 MWh pro Jahr die Grundlastversorgung der Bäckerei. Die bislang genutzten Kessel dienen zur Spitzenlastabdeckung. Im Vergleich zur bisher fossil betriebenen Feuerung (Erdgas und Öl) können knapp 900 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden. Eine hydraulisch betriebene Queraustragung fördert die Schnitzel direkt in den Feuerungsraum und sorgt für eine äusserst zuverlässige Beschickung der Holzfeuerung. Der Holzumschlag erfolgt mit zwei Wechselcontainern, um die Staub- und Geruchsimmissionen im Lebensmittelproduktionsbetrieb auf ein Minimum zu reduzieren. Die Gesamtinvestition beträgt 3,1 Mio. Fr. Obwohl die Umstellung die Wirtschaftlichkeitsgrenze nur knapp erreicht, setzt Coop auch bei weiteren Projekten auf diese Technik zur Prozesswärmeerzeugung mit Holz.

Abbildung 150: Auf der Holzfeuerungsanlage aufgebauter stehender Thermoölkessel mit einem Prüfdruck von 32 bar, einer Thermoöltemperatur von 290°C und einer automatischen Druckluftreinigung.

Abbildung 151: Für einen Lebensmittelproduktionsbetrieb angepasstes Brennstofflager mit zwei Wechselcontainern und einem Rolltor. Mit dieser Lösung können die durch den Holzumschlag verursachten Staub- und Geruchsemissionen auf ein Minimum reduziert werden.



Objektdaten

Standort	Gossau
Anwendung	Thermoöl 290°C
Baujahr	2011
Investition mit Gebäude	3,1 Mio. Franken
Leistung Holzfeuerungen	600 kW
Energieproduktion	3600 MWh/a
Spezielles	Strenge Vorgaben an die Staub- und Geruchsemissionen (Lebensmittelproduktionsbetrieb)

Biogas

Mike Keller Vergärung

Unter dem Begriff Vergärung versteht man den Abbau von biogenem Material durch Mikroorganismen unter Ausschluss von Sauerstoff, d.h. unter anaeroben Bedingungen. Mehrere Bakteriengruppen verwandeln den abgebauten Kohlenstoff in Biogas. 1 m³ Biogas ist ca. 1,2 kg schwer. Biogas besteht aus etwa:

- 60 % Methan
- 35 % Kohlendioxid
- 5 % Wasser, Stickstoff, Wasserstoff, Sauerstoff sowie Schwefelwasserstoff

Methangas ist eine Energieform, die seit Urzeiten existiert, sei es durch Vergärung im Naturkreislauf oder im Verdauungstrakt lebender Wesen. Immer sind daran Mikrobakterien beteiligt, welche durch ihre Aktivität natürliche Produkte – Biomasse – umsetzen und dabei in einem komplizierten biologischen Verfahren Biogas bzw. Methangas produzieren. Die anaeroben Bakterien entwickelten sich, als es in

der Erdatmosphäre noch keinen Sauerstoff gab. Die einzelligen, runden, stäbchen- und fadenförmigen Bakterien sind weniger als ein Mikrometer gross. Da der Hauptteil der Energie des abgebauten Materials im Produkt Methan noch enthalten ist, bleibt den Bakterien nur wenig Energie zum Leben und zur Vermehrung. Bei der Vergärung wird daher – im Gegensatz zur Kompostierung – keine Überschussenergie in Form von Wärme frei. Was die Bakterien im anaeroben Prozess nicht abbauen, bildet den Gärrest oder das Gärgut. Dieser Reststoff dient als Nährstoff, welcher zurück in die Natur gebracht und zur Förderung neuer Biomasse genutzt wird. Voraussetzungen für einen anaeroben Abbauprozess sind:

- Feuchte – nasse organische Substanzen
- Wärme
- Dunkelheit
- Sauerstoffarmes Milieu



*Abbildung 151:
In einer Schaufel
voll Gärgut leben
mehr Mikroorganismen
als Menschen
auf der Erde!*

Der bakterielle Stoffwechselprozess

Die Biomasse wird für den bakteriellen Stoffwechselprozess mechanisch aufbereitet. Eine Zerkleinerung der Biomasse erhöht die nutzbare Oberfläche, bringt damit einen vollständigeren Abbau und damit auch eine höhere Biogasausbeute. Die anaerobe Vergärung ist im Gegensatz zur Kompostierung, an der sich auch primitive Pilze und andere niedere Lebewesen am Abbau beteiligen, ein rein bakterieller Prozess. Die anaeroben Bakterien sind im Wasser oder in sehr feuchter Umgebung besonders aktiv. Anaerobe Abbauprozesse eignen sich daher speziell für leicht abbaubare, nasse und feuchte Substrate. Sie bauen mit Ausnahme von Holz, dessen Bestandteil Lignin sie nicht angreifen können, praktisch alles biogene Material ab. Die in einem geschlossenen Behälter (einem Fermenter oder Gärreaktor) unter kontrollierten Bedingungen ablaufende Vergärung ist ein Stoffwechselprozess in vier Schritten.

■ Im ersten Schritt, der Hydrolyse, werden die komplexen Verbindungen des Ausgangsmaterials wie Kohlenhydrate, Eiweiße, Fette in einfachere Verbindungen wie Aminosäuren, Zucker, Fettsäuren zerlegt. Die daran beteiligten Bakterien setzen hierzu Enzyme (also Fermente und Katalysatoren der chemischen Umsetzung in lebenden Zellen) frei, die das Material auf biologischem Weg zersetzen (d.h. die Bildung und Zerlegung chemischer Stoffe in der Zelle).

■ Die entstehenden Zwischenprodukte werden dann in der Versäuerungsphase durch säurebildende Bakterien weiter zu niederen Fettsäuren wie Essig-, Propion- und Buttersäure sowie zu Kohlendioxid und Wasserstoff abgebaut. Nebenbei werden aber auch Kleinstmengen an Milchsäure und Alkohole gebildet.

■ Diese Produkte werden anschliessend in der Essigsäurebildung durch Bakterien zu Vorläufersubstanzen des Biogases – Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid – umgesetzt. Da ein zu hoher Wasserstoffgehalt für die Bakterien der Essigsäurebildung schädlich ist, müssen die Essigsäurebildner mit den Bakterien des letzten Schritts, der Methanogenese, eine enge Lebensgemeinschaft bilden. Diese verbrauchen bei der Bildung von Methan Wasserstoff und sorgen so für akzeptable Lebensbedingungen für die Essigsäurebildner.

■ Im letzten Schritt, der Methanogenese, wird aus den Produkten Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid das Methan gebildet.

TS = Trocken-
substanz
oTS = organische
Trockensubstanz

Je nach Art der organischen Reststoffe ergeben sich unterschiedliche Biogaserträge. Die Höhe des Methangehalts im Biogas wird in erster Linie durch den Gehalt an organischer Trockensubstanz und Substratgehalt an Proteinen, Fetten und Eiweißen bestimmt. Im Hinblick auf den Methangehalt lassen sich mit fetthaltigen Substraten die höchsten Biogaserträge erreichen, mit eiweisshaltigen die niedrigsten. Die organische Trockensubstanz (oTS) eines Stoffes umfasst die organischen Be-

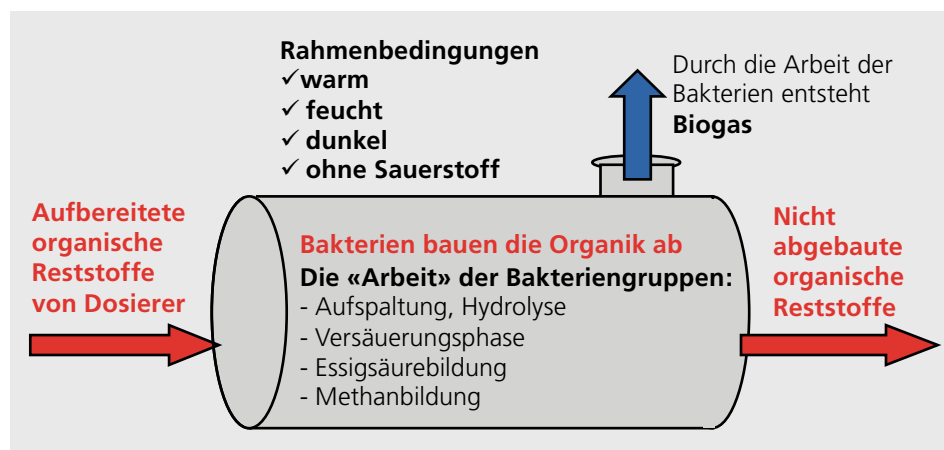


Abbildung 152: Der Stoffwechselprozess im Fermenter.

standteile nach vollständigem Wasserentzug und Abzug aller nichtorganischen Stoffe. Die oTS wird in der Biogasanlage vergärt und in Biogas umgewandelt. Somit sind die Abbaubarkeit und der Anteil der

oTS entscheidend für den Biogasertrag und dessen Methangehalt.

Zur Biogas-Ertragsermittlung dienen Richtwerte. Zur ganz groben Hochrechnung der Biogasproduktion einer Biogasanlage mit

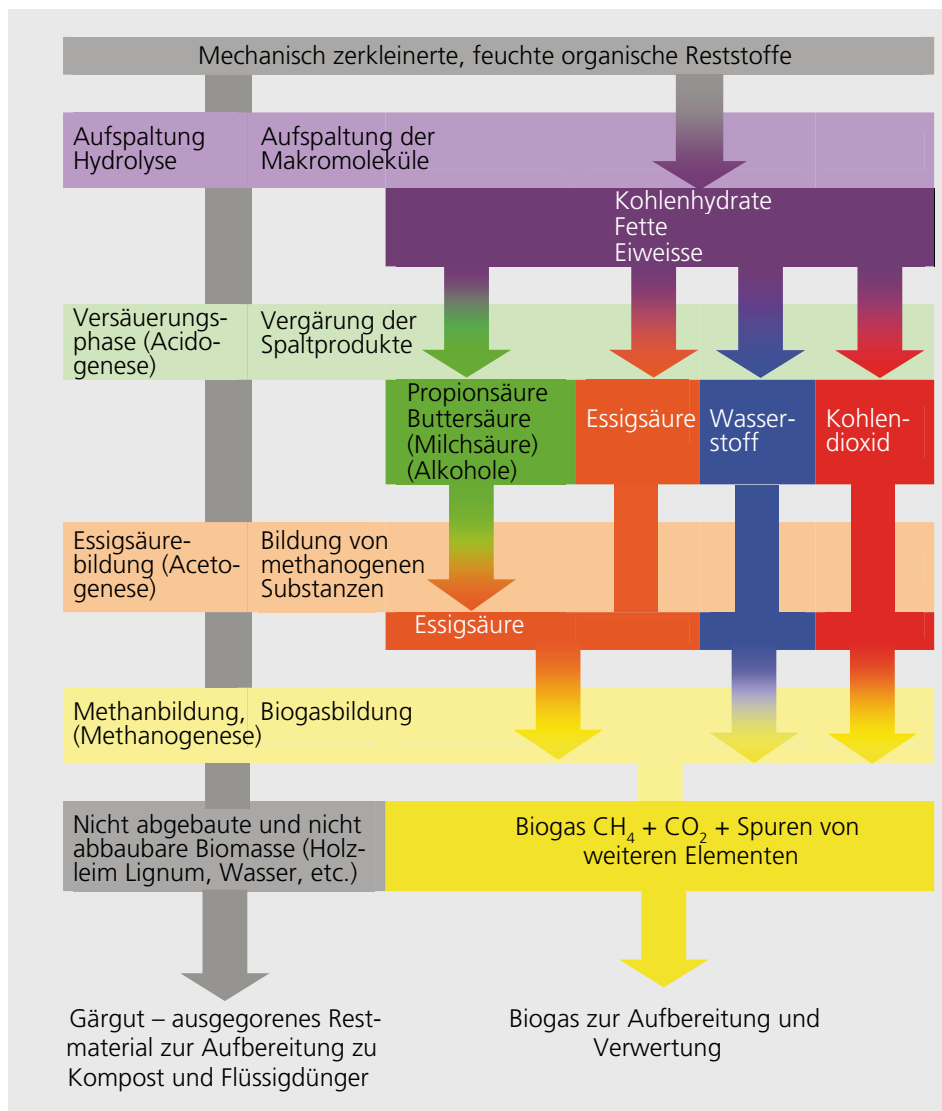


Abbildung 153:
Der biochemische Stoffwechselprozess.

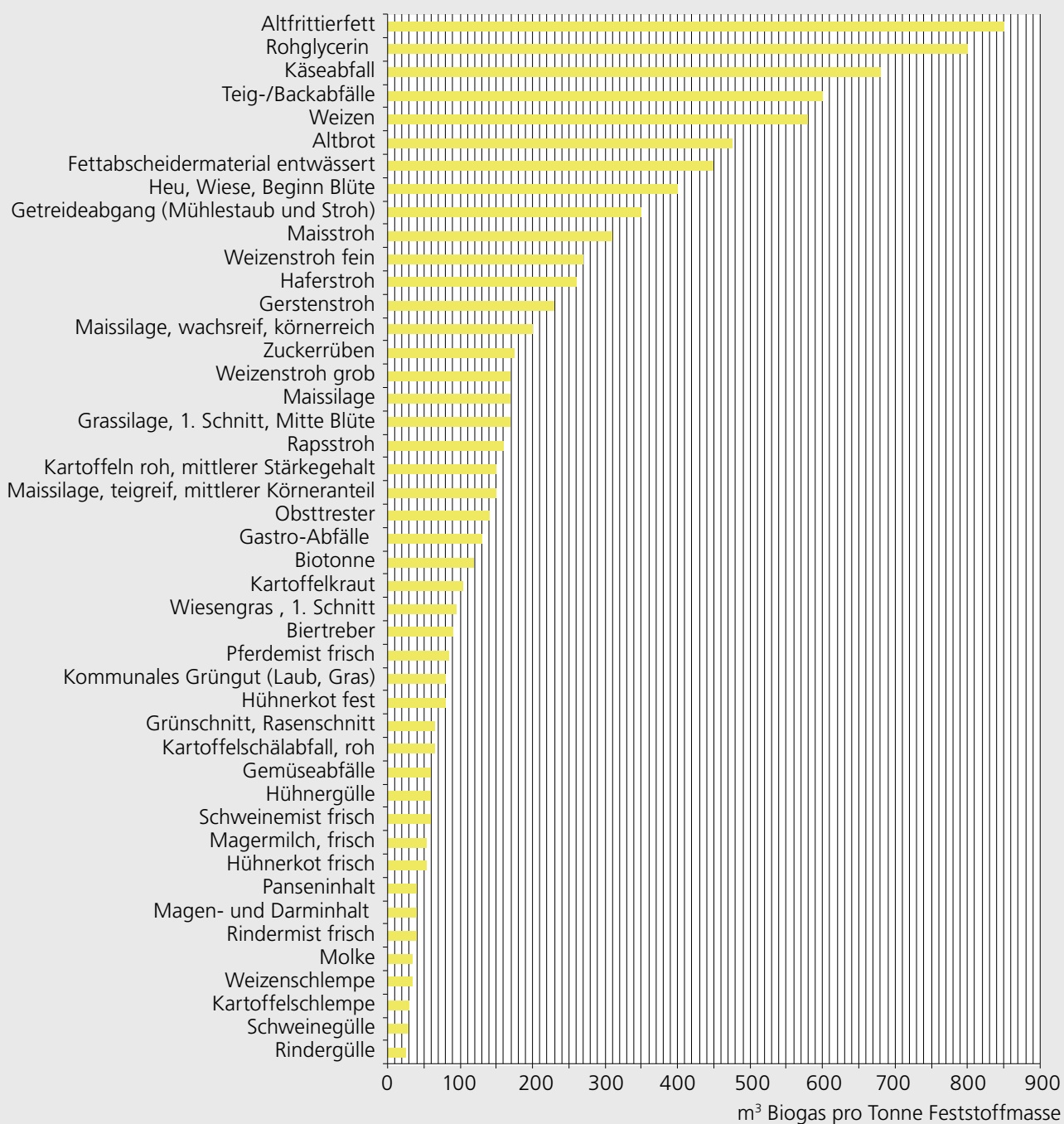
Berechnungsbeispiel

- 1 Tonne Speisereste weist einen TS-Gehalt von ca. 18 % auf.
 $1 \text{ Tonne} \times 18 \% = 0,180 \text{ Tonnen TS}$
- Der oTS-Gehalt einer Tonne Speisereste beträgt ca. 90 %.
 $0,180 \text{ Tonnen TS} \times 90 \% = 0,162 \text{ Tonnen oTS}$
- Der Gasertrag aus einer Tonne oTS Speisereste beträgt laut Laboruntersuchung ca. 900 m³ Biogas.
 $0,162 \text{ Tonnen oTS} \times 900 \text{ m}^3/\text{Tonne} = 146 \text{ m}^3 \text{ Biogas}$
- 1 m³ Biogas hat ca. 60 % Methananteil mit einen Energieinhalt von ca. 10 kWh/m³ (9,94 kWh/m³).
 $146 \text{ m}^3 \text{ Biogas} \times 60 \% \text{ Methananteil} \times \text{ca. } 10 \text{ kWh/m}^3 \text{ Biogas} = 876 \text{ kWh}$

Abbildung 154:
Berechnungsbeispiel zum Energieinhalt von Biomasse.

kommunalen und gewerblichen Grün- und Bioabfällen kann mit 100 m³ Biogas pro Tonne Bioabfälle gerechnet werden. Zur Ermittlung des Energieertrags lassen sich für Überschlagsrechnungen die Biogaserträge mit 6 kWh pro m³ Biogas multiplizieren. Für genauere Berechnungen lohnen sich spezifische Detailanalysen zur Biomasse.

Abbildung 155:
Grobe Richtwerte zur Biogasausbeute (gemäss Fachliteratur).



Biogasnutzung

Das Biogas als erneuerbare Energie kann direkt als Brennstoff zu Heizzwecken, mittels spezieller Aufbereitungstechnik als Fahrzeug-Treibstoff oder mittels Wärmekraftkopplung umgewandelt und als Strom und Wärme genutzt werden.

Strom- und Wärmegewinnung

Für die Strom- und Wärmegewinnung aus Biogas kommen zum Einsatz:

- Blockheizkraftwerke
- Mikrogasturbinen
- Organic Rankine Cycle (ORC)

Der Einsatz dieser Technologien für die Biogasnutzung ist «Stand der Technik», erprobt und optimiert. Auf dem Markt sind viele Hersteller aktiv. In der Regel wird der elektrische Strom in das örtliche Netz eingespeisen. Mit der Wärme kann ein eigenes Wärmenetz versorgt werden. Immer öfter entstehen Kombi-Wärmezentralen, in denen die Wärme der Biogasanlage die Bandwärme, eine Holzschnittel- oder Pelletanlage die Winterwärme und ein Gas- oder Ölbrenner die Spitzenwärme liefern.

Wärmekraftkopplungsanlagen

Wärmekraftkopplungsanlagen sind meist Blockheizkraftwerke (BHKW), die aus einem Verbrennungsmotor und einem Generator bestehen. Die genutzte Abwärme stammt aus der Motorenkühlung und dem Abgas. Bei Kombi- oder GuD-Anlagen (Gas und Dampf) wird zweimal Strom erzeugt: einmal mit einer Gasturbine und ein zweites Mal aus Dampf des Abhitzekeessels der Gasturbine. Auch Brennstoffzellen zählen zur Wärmekraftkopplung. Sie erzeugen in einem elektrochemischen Prozess aus Wasserstoff und Sauerstoff Strom und Wärme. Unter Wärmekraftkopplung (WKK) versteht man vereinfacht eine Heizung, die gleichzeitig Strom produziert oder auch ein Stromkraftwerk, das gleichzeitig Wärme liefert. Der Verbraucher wird so mit den beiden wichtigsten Energieträgern, Strom und Wärme, versorgt. Die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme wird hierbei sinnvoll zur Bereitstellung von Heizwasser, Dampf oder Trocknungs-

wärme verwendet. Der Brennstoff wird somit zu 80 % bis 95 % genutzt. Je nach Grösse haben moderne Blockheizkraftwerke zur Biogasnutzung folgende Wirkungsgrade:

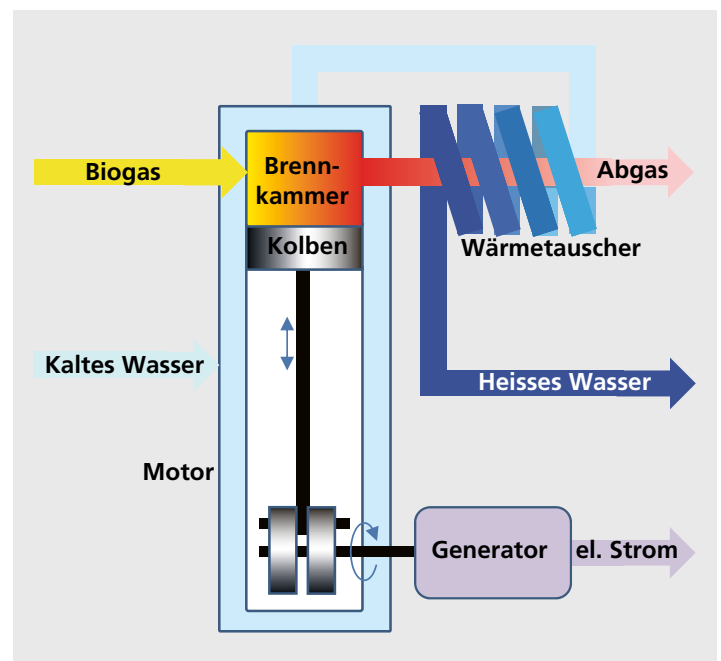
- Elektrisch: 38 % bis 40 %
- Thermisch: 42 % bis 45 %

Treibstoff für Fahrzeuge

Soll das Biogas zu Fahrzeug-Treibstoff aufbereitet werden, müssen die Gasqualitäten jenen des Erdgases entsprechen. Demzufolge muss das Gas mindestens 96 % Methan enthalten. Also sind durch entsprechende Schritte Wasser, Stickstoff, Wasserstoff, Sauerstoff und Schwefelwasserstoff sowie namentlich das CO₂ aus dem Biogas abzutrennen. Hierzu kommen unterschiedliche Technologien zum Einsatz.

Abbildung 156:
Prinzipschema
eines Blockheiz-
kraftwerks.

Abbildung 157:
Berechnungsbeispiel
Strom- und
Wärmeertrag.



Berechnungsbeispiel

Soll das in der Biogasanlage gewonnene Gas mittels BHKW genutzt werden, ist der Strom- und Wärmegewinn grob zu ermitteln:

- Biogasproduktion: ca. 2 Mio. m³/Jahr
- Energieinhalt: ca. 6 kWh/m³ Biogas
2 Mio. m³ Biogas x 6 kWh/m³ = 12 Mio. kWh/Jahr
- Verfügbarkeit des BHKW: ca. 95 % pro Jahr
- Stromproduktion: Wirkungsgrad elektrisch 38 %
12 Mio. kWh/Jahr x 95 % x 38 % = 4,332 Mio. kWh/Jahr
- Wärmeproduktion: Wirkungsgrad thermisch 42 %
12 Mio. kWh/Jahr x 95 % x 42 % = 4,788 Mio. kWh/Jahr

Technologien zur Biogasaufbereitung:

- Druckwechseladsorption (DWA) respektive Pressure Swing Adsorption (PSA) in Aktivkohlefiltern
- Druckwasserwäsche in Füllkörperpackungen
- Polyglykol-Wäsche in Füllkörperpackungen
- Aethanolamin-Wäsche in Füllkörperpackungen
- Membrantechnik
- (Gasverflüssigungstechnik)

Die Technologie der Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität für Vergärungsanlagen

ist erst seit ein paar Jahren auf dem Markt. Die Basisverfahren sind aber verfügbar, werden sie doch zur Erdgasaufbereitung schon seit Jahrzehnten eingesetzt. Es ist davon auszugehen, dass mittelfristig die Technologie der Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität für Vergärungsanlagen an Bedeutung gewinnen wird. In der Regel wird das auf Erdgasqualität aufbereitete Biogas ins Erdgasnetz eingespeist und so einer Erdgas-Biogas-Tankstelle zugeführt. Das Erdgasnetz wird in diesem Fall nicht nur als Transportmittel sondern auch als Gasspeicher genutzt.

Berechnungsbeispiel

Soll das in der Biogasanlage gewonnene Gas gereinigt und ins Erdgasnetz eingespeist werden, ist der Reinbiogasertrag grob zu berechnen:

- Rohbiogasproduktion: ca. 2 Mio. m³/Jahr
- Methangasmenge CH₄ feucht: ca. 60 % der Rohbiogasmenge
 $2 \text{ Mio. m}^3/\text{Jahr} \times 60 \% = 1,2 \text{ Mio. m}^3 \text{ Rohmethanmenge CH}_4$
- Faktor für Methangas trocken: 0,88
 $1,2 \text{ Mio. m}^3 \text{ CH}_4/\text{Jahr} \text{ Methangas feucht} \times 0,88 = 1,056 \text{ Mio. m}^3 \text{ CH}_4/\text{Jahr}$
- Methanschluß der Gasreinigungsanlage: 1 % – 3 % (abhängig vom Verfahren)
 $1,056 \text{ Mio. m}^3 \text{ CH}_4/\text{Jahr} \times (100 \% - \text{Annahme } 2 \% \text{ Schlupf}) = 1,035 \text{ Mio. m}^3 \text{ CH}_4/\text{Jahr}$
- Verfügbarkeit der Anlage: ca. 95 % pro Jahr
 $1,035 \text{ Mio. m}^3/\text{Jahr} \times 95 \% = 0,983 \text{ Mio. m}^3 \text{ CH}_4/\text{Jahr}$
- Energieinhalt von Methangas: 10,6 kWh/m³ CH₄
 $0,983 \text{ Mio. m}^3 \text{ CH}_4/\text{Jahr} \times 10,6 \text{ kWh/m}^3 \text{ CH}_4 = 10,421 \text{ Mio. kWh/Jahr}$

Abbildung 158:
Berechnungs-
beispiel für die
Reinbiogas-
ermittlung.

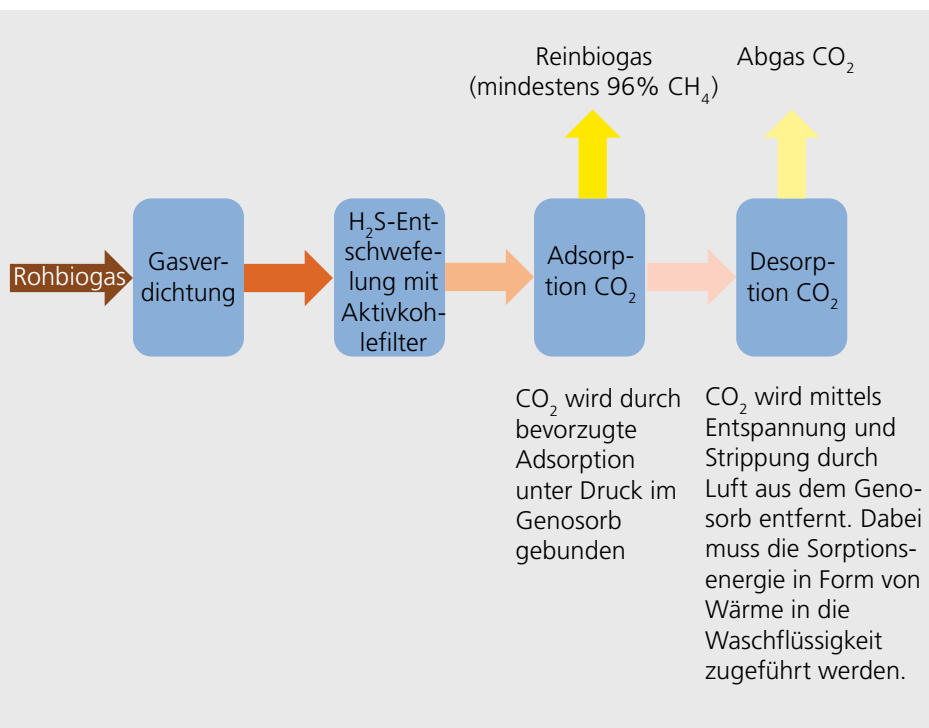


Abbildung 159:
Prinzip einer PSA-
Gasreinigungsan-
lage mit
Waschflüssigkeit.

Anmerkungen

- Für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasreinigungsanlage ist eine minimale Durchsatzmenge von 100 m³ pro Stunde Rohbiogas notwendig.
- Das Biogas muss mit dem Druck, welcher in der Erdgasleitung herrscht, eingespeist werden. Je nach dem gewählten Biogas-Reinigungsverfahren braucht es dazu noch einen zusätzlichen Kompressor oder eine Druckreduzierstation.
- Bevor eine Biogasreinigungsanlage realisiert wird, ist mit dem Erdgasnetzbetreiber zu klären, ob es möglich ist, das Rohbiogas mit einem Methangehalt von ca. 60 % direkt einzuspeisen. Dies ist allenfalls möglich, wenn der Anteil Biogas im Erdgas zu jeder Jahreszeit einen vernachlässigbaren Anteil ausmacht.

PSA-Gasreinigungsverfahren: Das Verfahren basiert auf einer physikalischen Gaswäsche (PSA) mit der Waschflüssigkeit Genosorb.

Membranverfahren: Nach einer Vorreinigung wird der Rohbiogasstrom auf über 10 bar verdichtet und über eine mehrstufige Membranmodulschaltung aufbereitet. Durch Verwendung hochselektiver Hohlfasermembranen ist eine Konzentration auf über 97 % Methan am Volumen möglich. Das Biomethan ist nach der Aufbereitung trocken und erfüllt die Taupunktanforderungen für die Netzeinspeisung.

Aminwäscheverfahren: Die drucklose Aminwäsche ist ein wärmegeführtes Verfahren zur Biomethanherzeugung aus Roh-

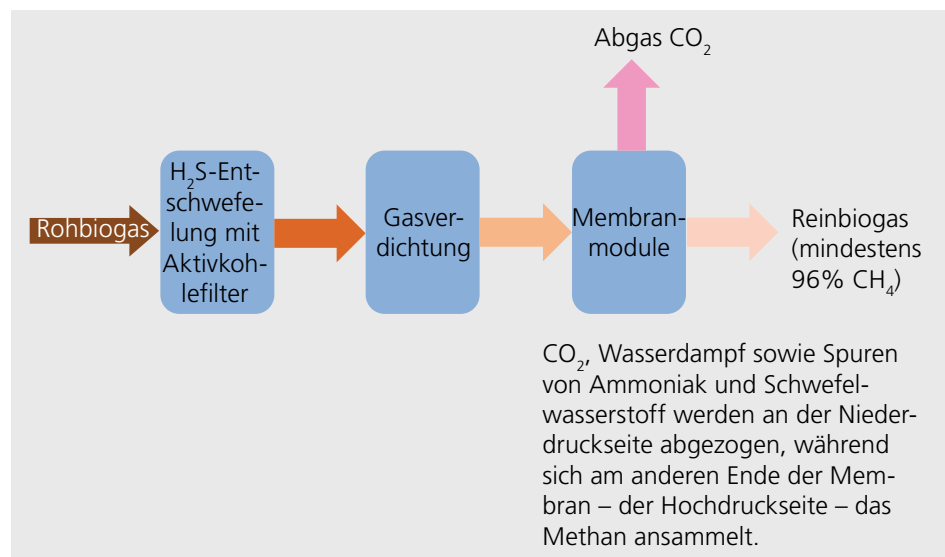


Abbildung 160:
Prinzip einer Membran-Gasreinigungsanlage.

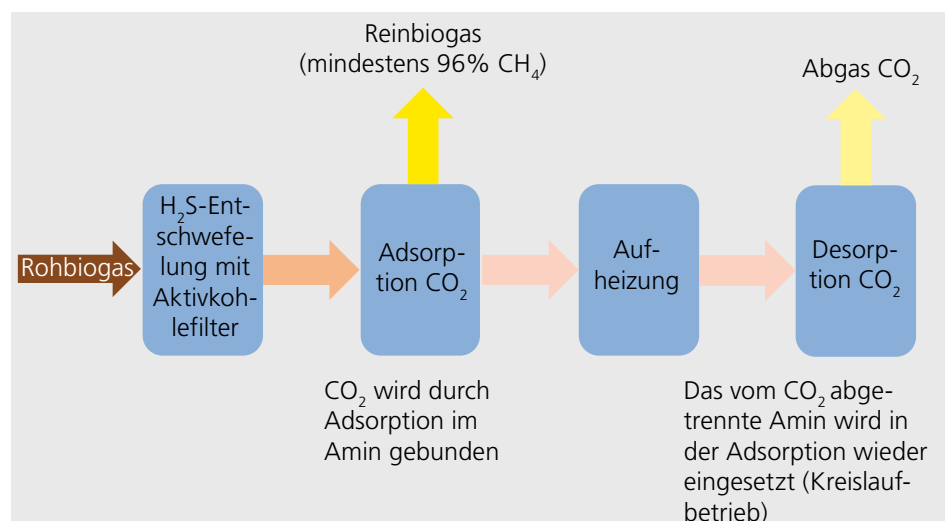


Abbildung 161:
Prinzip einer Aminwäsche-Gasreinigungsanlage.

biogas. Es wird dabei zunächst getrocknet und entschwefelt. Anschliessend erfolgt mittels einer chemischen Wäsche die Erhöhung des Methangehalts durch die Abtrennung des Kohlendioxids. Die Aminwäsche erreicht eine Methanreinheit von bis zu 99 % und verliert dabei weniger als 0,1 % des Energiegehaltes im Prozess (Methanschlupf).

Biogas-Kennzahlen

- 1 m³ Biogas entsprechen etwa 0,5 kg konventionellem Treibstoff wie Benzin.
- Der Energiegehalt von 1 m³ Biogas entspricht ca. 6 kWh.
- 1 m³ Biogas entspricht etwa 0,6 bis 0,65 Liter Heizöl.
- Ein Erdgas-Biogas-Auto benötigt ca. 0,06 kg Treibstoff pro km. Ein Erdgas-Biogas-Auto benötigt pro Jahr im Mittel 1000 kg Treibstoff.
- 1 kg Erdgas-Biogas entspricht ca. 1,5 Liter Benzin bzw. 1,3 Liter Diesel.
- Aus Umweltgründen müsste Erdgas-Biogas als Treibstoff inskünftig favorisiert werden. Der Abgasausstoss von Erdgas-Biogas-Fahrzeugen ist bedeutend weniger umweltbelastend als bei Benzin-Dieselfahrzeugen (Tabelle 27).

Tabelle 27: Reduktion von Emissionen in % durch Einsatz von Biogas im Vergleich zu den Treibstoffen Benzin und Dieselöl.

Biogas ist nachweislich der sauberste aller Treibstoffe. Denn es bietet einen noch grösseren Umweltbeitrag als das Erdgas, da es CO₂-neutral ist. Je höher der Benzin- und Dieselpreis steigt, desto grösser ist der Anreiz, auf gasbetriebene Fahrzeuge um-

zusteigen. Aus Umweltgründen müsste Erdgas-Biogas als Treibstoff inskünftig favorisiert werden. Der Abgasausstoss von Erdgas-Biogas-Fahrzeugen ist bedeutend weniger umweltbelastend als von Benzin- respektive Dieselfahrzeugen.

Abbildung 162: Energetisches Potenzial aus Bioabfällen.



Reduktion von Emissionen

Emittierter Stoff	Benzin	Dieselöl
Kohlendioxid CO ₂	25 %	15 %
Stickoxid NO _x	55 %	85 %
Kohlenmonoxid CO	55 %	98 %
Ozon	65 %	85 %

Produkt	Zusammensetzung	Heizwert	Umrechnung	Äquivalent	Anmerkungen
Rohbiogas	60 % – 65 % CH ₄ (Methan) und 35 % – 40 % CO ₂	ca. 6 kWh/m ³	ca. 1,2 kg/m ³		Rohbiogas wird das Gas genannt, welches bei der Bioabfallvergärung gewonnen wird.
Reinbiogas	96 % CH ₄ (Methan)	10,3 kWh/m ³	0,8 kg/m ³	1 kg entspricht ca. 1,5 Liter Benzin, respektive ca. 1,3 Liter Diesel.	Reinbiogas wird das Gas genannt, welches nach der Biogasaufbereitung ins Erdgasnetz eingespeist wird.
Erdgas	98 % CH ₄ (Methan)	10,5 kWh/m ³	0,81 kg/m ³		
Benzin		11,4 kWh/kg	9300 kWh/m ³		
Diesel		11,8 kWh/kg	9800 kWh/m ³		

Tabelle 28: Kennwerte zu Treibstoffen.

Biomasse für die Vergärung

Für den anaeroben Abbau – also der Faulung respektive Vergärung – eignet sich eher strukturarme, feuchte bis nasse Biomasse.

Biogene Reststoffe bzw. organische Abfälle bzw. «Bioabfälle»

Diese Art von Biomassevergärung ermöglicht eine umweltgerechte Abfallbeseitigung. Beispiele von Bioabfällen:

- Küche und Garten von Privathaushaltungen (Grüngut, Rüst- und Speiseabfälle, verdorbene und terminlich überfällige Lebensmittel, Frittieröle)
- Gastronomie wie Restaurants, Spitäler, Kantinen, Kasernen (Rüst- und Speiseabfälle, verdorbene und terminlich überfällige Lebensmittel)
- Landschaftspflege (Grüngut wie Laub, Gras, Reisig, Blumen, etc.)
- Lebensmittelindustrie und Genussmittelindustrie – von der Produktion, Lagerung, Transport bis zum Verkauf (Produktionsreste und Produktionsabfälle, verdorbene und terminlich überfällige Lebens- und Genussmittel)

In der Regel werden Bioabfälle getrennt gesammelt und einer Vergärungsanlage zur Verwertung zugeführt. Dieses Vorgehen beruht auf dem Eidgenössischen Umweltschutzgesetz, welches besagt, dass:

- ein Reststoff erst dann entsorgt werden darf, wenn keine den Möglichkeiten und der Verhältnismässigkeit angebrachte Verwertung möglich ist. Mit der Vergärung können die organischen Reststoffe verwertet werden.
- wiederverwertbare Reststoffe nicht mit dem restlichen Abfall vermischt werden dürfen, wenn eine Separierung möglich, verhältnismässig und zumutbar ist. Mit der Vergärung können die organischen Reststoffe wiederverwertet werden.

Bei der Verwertung von Bioabfällen steht also der Stoffkreislauf mit der Gewinnung eines Recyclingprodukts im Vordergrund. Werden die Bioabfälle in einer Vergärungsanlage verwertet, entsteht neben dem Recyclingprodukt noch Biogas. Dieses

Biogas stellt beim Bioabfall-Verwertungsprozess aber nur einen positiven Nebeneffekt dar.

Tatsächlich ist der Umstieg auf CO₂-neutrale und aus erneuerbaren Quellen stammende Energie ein zentrales energiepolitisches Ziel. Doch Menschen brauchen auch Lebensmittel, die letztlich alle von Böden stammen, auf denen Nutzpflanzen gedeihen können. Für ihr Wachstum benötigen Pflanzen unter anderem organische Substanzen und Phosphor. Diese Substanz nimmt in unseren Breitengraden ab, wenn auch noch nicht in einem dramatischen Ausmass. Mit fortschreitender Klimaveränderung wird dies der Fall sein – so wie es bereits heute in vielen südlichen Ländern der Fall ist. Phosphor aus dem natürlichen Kreislauf reicht für die heutige intensive Landwirtschaft nicht aus. Daher muss er bergmännisch abgebaut werden. Auch Phosphor ist ein endlicher Rohstoff, genau so wie fossile Brennstoffe. Bioabfall, der verbrannt wird, endet als Schlacke in der Deponie; seine Inhaltsstoffe gehen für den Naturkreislauf verloren. Bioabfall, der vergärt und kompostiert wird, geht hingegen in den Kreislauf der Natur zurück. Auf die Böden ausgebracht, wird er mit Phosphor wieder zur Basis für neues Pflanzenwachstum. Wenn also aus einer Pflanze durch Verbrennung das Maximum der in ihr gespeicherten Energie herausgeholt wird, fehlen der Natur wertvolle Stoffe. Für kurzfristigen Ersatz müssen Dünger sorgen, für deren Produktion Erdöl eingesetzt wird. Mit anderen Worten: Wenn die Bodenfruchtbarkeit durch den Netto-Abfluss von organischer Substanz vermindert wird, steigen der Verbrauch an endlichen Rohstoffen und die Emission von klimawirksamen Gasen. Soll heissen: Durch Vergären und Kompostieren von Bioabfällen werden wertvolle und notwendige Recyclingprodukte produziert, welche die Natur braucht. Also macht die Verwertung im Vergleich zur Entsorgung von Bioabfällen doppelt Sinn. Bei der Vergärung respektive Faulung von Bioabfällen wird unterschieden zwischen anaeroben Behandlung von Abwässern und von Bioabfällen.

Anaerobe Behandlung von Abwässern aus kommunalen und industriellen Quellen

In Abwasserreinigungsanlagen (ARA) wird aus Abwasser respektive Klärschlamm Biogas oder Klärgas gewonnen. Grosse ARA nehmen auch Co-Substrate zur gemeinsamen Faulung an. Hierbei handelt es sich meistens um Öle und Fette, Schlachtabfälle und Speiseabfälle. Der nach der Faulung auf Kläranlagen verbleibende Schlamm darf aus Hygienegründen respektive von Gesetzes wegen nicht in die Natur ausgebracht, sondern muss verbrannt werden. In der Schweiz sind per Ende 2012 drei ARA in Betrieb, die Bioabfälle als Co-Substrat im Faulraum der ARA mitverwerten. Die grösste Anlage befindet sich in der ARA Bern. Daneben gibt es 16 Industrieabwasser-Biogasanlagen, also Abwasser-Vorbehandlungsanlagen in Industriebetrieben.

Anaerobe Behandlung von Bioabfällen

Getrennt gesammelte Bioabfälle werden auf zentrale Anlagen zur biogenen Verwertung gebracht. Standen früher die Kompostierungs- und Vergärungsanlagen in direkter Konkurrenz, setzt sich heute allmählich die Kombination der beiden Verfahren durch. Dabei werden die angelieferten Bioabfälle nach «vergärbar» respektive «kompostierbar» getrennt. Während

das vergärbare Material in einer Vergärungsanlage «verstoffwechselt» und dabei Biogas gewonnen wird, gelangt das kompostierbare Material direkt zur Rotte. Dort wird es dann mit dem vergorenen Material aus dem Gärreaktor wieder vermischt und kompostiert. Der fertige Kompost gelangt als Recycling-Qualitätsprodukt je nach Veredelung zur Verwertung zurück in den Naturkreislauf (Gartenbau und Landschaftspflege, Pflanzenzucht und Landwirtschaft). Das bei der Vergärung gewonnene Biogas wird energetisch genutzt. In der Schweiz waren per Ende 2011 23 industrielle Vergärungsanlagen in Betrieb sowie sieben im Bau. Diese industriellen Vergärungsanlagen in der Schweiz haben Kapazitäten von 3000 t bis 30 000 t pro Jahr.

Alternativ besteht die Möglichkeit, die (strukturarmen) Bioabfälle als Co-Substrate einer landwirtschaftlichen Vergärungsanlage zuzuführen. Diese Anlagen verwenden als Grundsubstrat Gülle und Mist. Das vergorene Material wird auf den landwirtschaftlichen Feldern ausgebracht. Die landwirtschaftliche Co-Vergärung erlebt derzeit in der Schweiz einen Boom. Per Ende 2011 waren 103 landwirtschaftliche Vergärungsanlagen in Betrieb sowie 12 Anlagen im Bau. Diese landwirtschaftlichen Vergärungsanlagen in der Schweiz haben in der Regel Jahreskapazitäten von 500 bis 5000 Tonnen, in Ausnahmefällen bis 20 000 Tonnen.



Abbildung 164: Bio-power-Anlage Liesberg (BL), kombinierte Vergärungs- und Kompostierungsanlage.

Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo)

Nachwachsende Rohstoffe sind Stoffe, die aus lebender Materie stammen und vom Menschen zielgerichtet für Zwecke ausserhalb des Nahrungs- und Futterbereiches verwendet werden. Biomasse kann als nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) auch speziell für die Energiegewinnung angebaut werden, z.B. Mais für Biogas, Getreide oder Zuckerrüben für Bioethanol oder Raps und Sonnenblumen für Biodiesel. Beim Einsatz von NaWaRo zur Energiegewinnung kann es zu Konflikten zwischen Klima-, Wasser- und Bodenschutz und Biodiversität wie auch zu Flächenkonkurrenzen zwischen Energiepflanzenanbau und Nahrungsmittelproduktion kommen. In der Schweiz hat die Nutzung von Abfallbiomasse gegenüber der Verwertung von NaWaRo aus ökologischen und ökonomischen Gründen Vorrang. Auch deshalb gibt es keine finanziellen Unterstützungen für NaWaRo-Anlagen. In der EU hat die Biogasgewinnung aus NaWaRo dagegen eine grosse Bedeutung und wird auch entsprechend gefördert. Alleine in Deutschland sind per Ende 2010 über 3000 NaWaRo-Biogasanlagen in Betrieb. Grösstanlagen verarbeiten über 100 000 Tonnen pro Jahr.

Vergären oder verbrennen?

Immer wieder wird sehr kontrovers über die Entsorgung von Bioabfällen gesprochen, wenn es um die Entscheidung zur Einführung einer möglichen Bioabfallsammlung geht. Erfolgt keine Getrennsammlung, gehen die Bioabfälle (Rüst- und Speiseabfälle sowie teilweise auch Grünabfälle aus dem Garten) mit dem restlichen Abfall via Müllsack in die Kehrichtverbrennung. Aus dem Verbrennungsprozess kann Energie in Form von Wärme und Strom gewonnen werden. Mit einer Getrennsammlung können Bioabfälle einer kombinierten Vergärungs- und Kompostierungsanlage zugeführt werden. Dort entstehen aus den Abfällen Recyclingprodukte wie Kompost und eine Art landwirtschaftlicher Flüssigdünger sowie ein Biogas, welches aufbereitet als Fahrzeugtreibstoff oder elektrischer Strom und Wärme genutzt werden kann. Bezüglich der Gesamt-Ökobilanz kommt die Getrennsammlung mit kombinierter Vergärung und Kompostierung tendenziell besser weg als die Gesamtabfallentsorgung in der KVA. Doch letztlich spielen bei einer Gesamt-Ökobilanz immer die objektspezifischen und regionalen Bedingungen sowie die Definition der Systemgrenze eine grosse Rolle. Bei der Entscheidung, ob Bioabfälle separat gesammelt und vergärt oder mit dem Kehricht in der KVA verbrannt werden sollen, gilt es folgende Aspekte zu berücksichtigen:

■ Die Vergärung produziert im Gegensatz zur KVA keine deponiepflichtigen Reststoffe.

Kriterium	Verbrennung		Vergärung	
Energetischer Wirkungsgrad (produzierte Überschussenergie)	55 % – 80 %		75 % – 87 %	
Anteil erneuerbare Energie an der produzierten Energie (gemäss Gesetzgeber)	50 %		100 %	
Reststoff-Materialbilanz	Jahresmenge	100 %	Jahresmenge	100 %
	Schlacke	15 % – 20 %	Entsorgung	0 % – 5 %
	Filterstaub	3 % – 5 %	Biologischer Abbau	5 % – 15 %
	Filterkuchen	0 % – 1 %		
	Verbrennung	70 % – 80 %		
	Recyclingprodukte	1 % – 2 %	Recyclingprodukte	80 % – 95 %

Tabelle 29: Gegenüberstellung Verbrennungs- und Vergärungsverfahren.

■ Bei der Vergärung werden zwischen 80 % und 95 % der Bioabfälle zu Recyclingstoffen aufbereitet, welche in Form von Flüssignährstoff und Kompost den regionalen Böden Nährstoffe zurückgeben. Damit können auch in fernen Ländern energieintensiv synthetisch hergestellte Mineraldünger substituiert werden. Der Einsatz von Kompost und Flüssignährstoff aus der Vergärung und der Kompostierung anstelle mineralischer Dünger hat zudem ein markantes CO₂-Reduktionspotenzial. Im Gegensatz zur Vergärung können bei der Verwertung in der KVA nur ca. 1 % bis 2 % der Inputmenge als Recyclingprodukte in Form von Eisen- und Nichteisenmetallen gewonnen werden. Der Nährstoffwert und das CO₂-Potenzial von Bioabfällen gehen bei der Verwertung in der KVA verloren.

■ Strom, Wärme und Dampf, wie es eine KVA herstellt, können mit verschiedenen Technologien produziert werden. Biogas als Treibstoff, wie es in der Vergärungsanlage hergestellt wird, bildet eine echte Substitution von Benzin und Diesel, welche mittelfristig zu einem knappen Gut werden.

■ Die Erfahrungen zeigen, dass Haushalte im Durchschnitt etwa 15 % bis 18 % aus dem Kehrriech in die Bioabfallsammlung verlagern. Die Separatverwertung von biogenen Küchenabfällen reduziert also die Abfallmenge im Kehrriechsack respektive die Jahresmenge der der KVA zugeführten Abfallmengen. Durch den Wegfall von biogenen Küchenabfällen wird der Verbrennungsprozess negativ beeinflusst. Denn der Heizwert des Kehrriechs steigt und damit auch die thermische Belastung der Anlage, der Verschleiss sowie die jährlichen Instandhaltungskosten. Ein höherer Heizwert verringert zudem die Verbrennungskapazität der Anlage.

■ Bei einer Bio-Grünabfall-Getrenntsammlung muss sichergestellt werden, dass durch die separate Sammeltour nicht mehr Energie verbraucht wird als aus dem Material gewonnen werden kann. Wenn die bestehende Grünsammlung mit der Küchenabfallsammlung kombiniert oder wenn die Kehrriechsammlung abwechselnd mit der Bio-Grüngutsammlung vorgenommen wird, fallen keine zusätzlichen Fahrten an.

Varianten der Vergärung

Industrielle Vergärung

Bei der Industriellen Vergärung wird meistens eine breite Palette von Bioabfällen verwertet. In jüngerer Zeit entstehen auch Bioabfallverwertungsanlagen, welche aus einer Vergärungs- und Kompostierungsstufe bestehen.

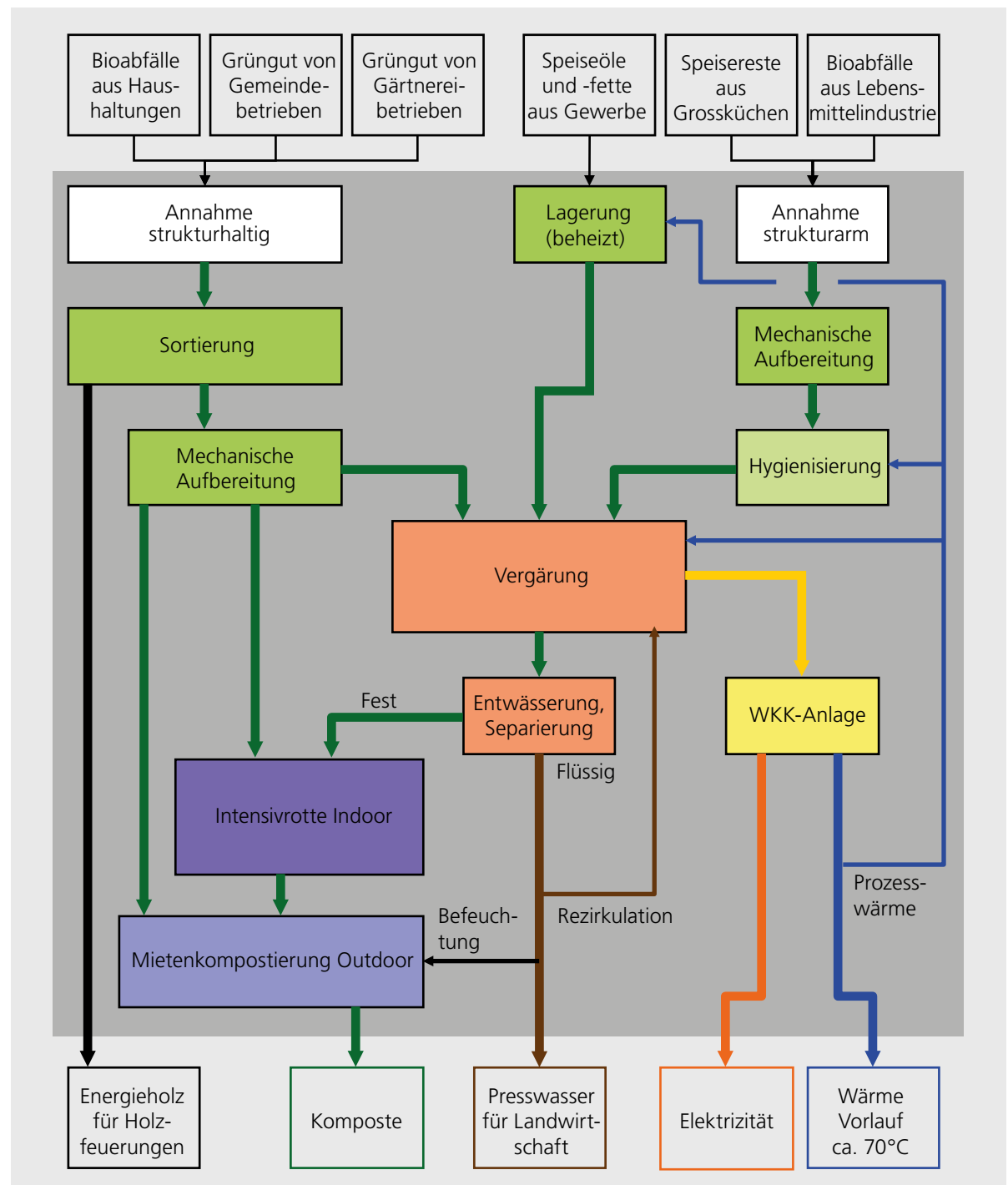


Abbildung 166: Prozesse und Produkte der industriellen Vergärung.

Industriell-landwirtschaftliche Vergärung

Bei dieser Lösung werden neben den Bioabfällen aus den Haushaltungen, Landschaftspflege, Gastronomie und Lebensmittelindustrie auch noch Gülle und Mist von Landwirtschaftsbetrieben verwertet.

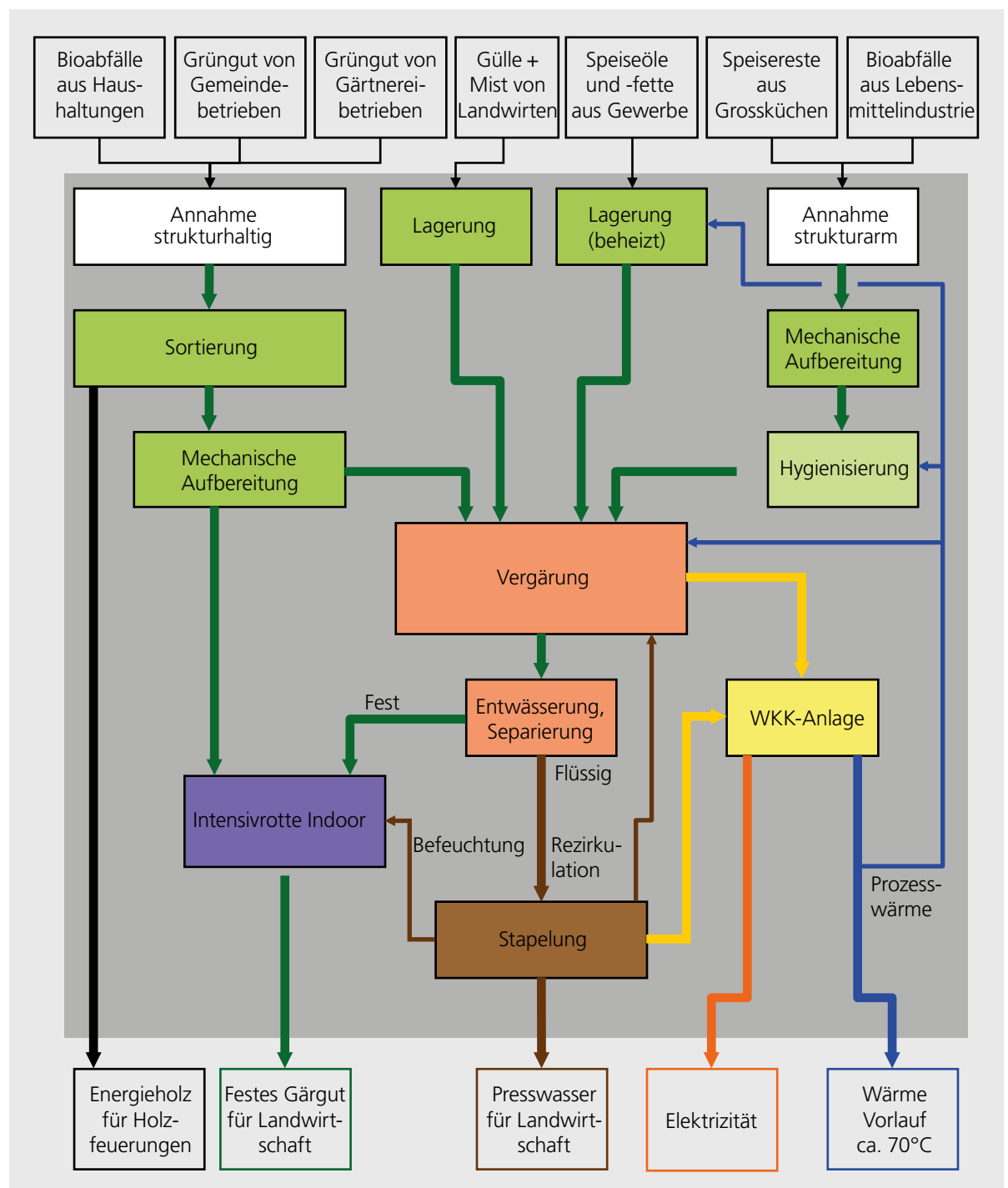


Abbildung 167: Prozesse und Produkte der industriell-landwirtschaftlichen Vergärung.

Landwirtschaftliche Co-Vergärung

Bei der Landwirtschaftlichen Co-Vergärung werden Gülle und Mist zusammen mit strukturarmen Bioabfällen aus der Gastronomie und der Lebensmittelindustrie vergärt. Es gibt auch reine Gülle-Mist-Anlagen ohne Co-Substrate.

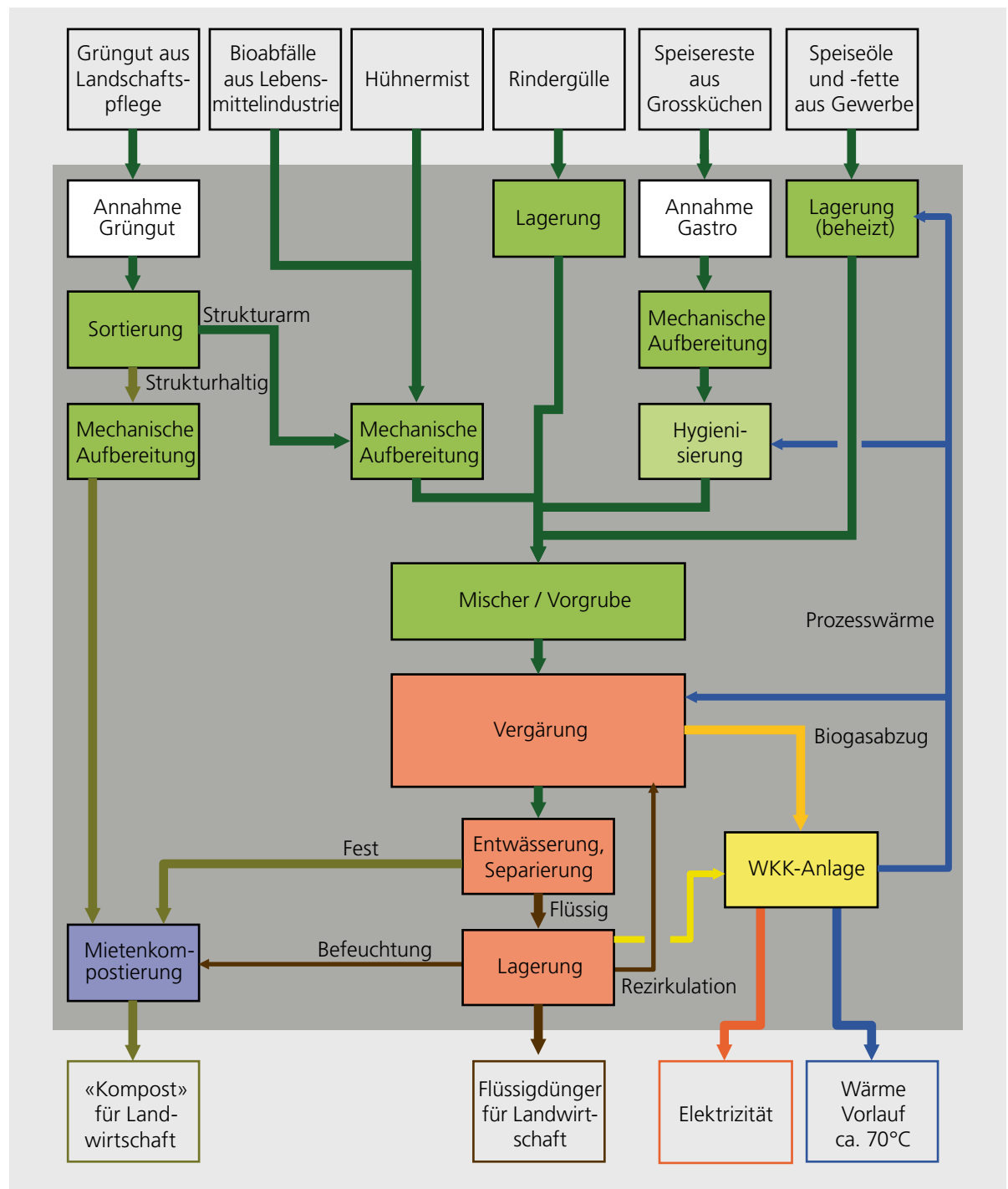


Abbildung 168: Prozesse und Produkte der landwirtschaftlichen Co-Vergärung.

Co-Vergärungsanlage in einer Abwasserreinigungsanlage

Bei einer Co-Vergärung von strukturarmen Bioabfällen zusammen mit dem Klärschlamm aus der Abwasserreinigung in einer ARA können viele Synergien genutzt werden. Es gilt aber zu bedenken, dass der ausgefaulte Co-Schlamm verbrannt werden muss! Denn das Ausbringen von Klärschlamm ist in der Schweiz verboten.

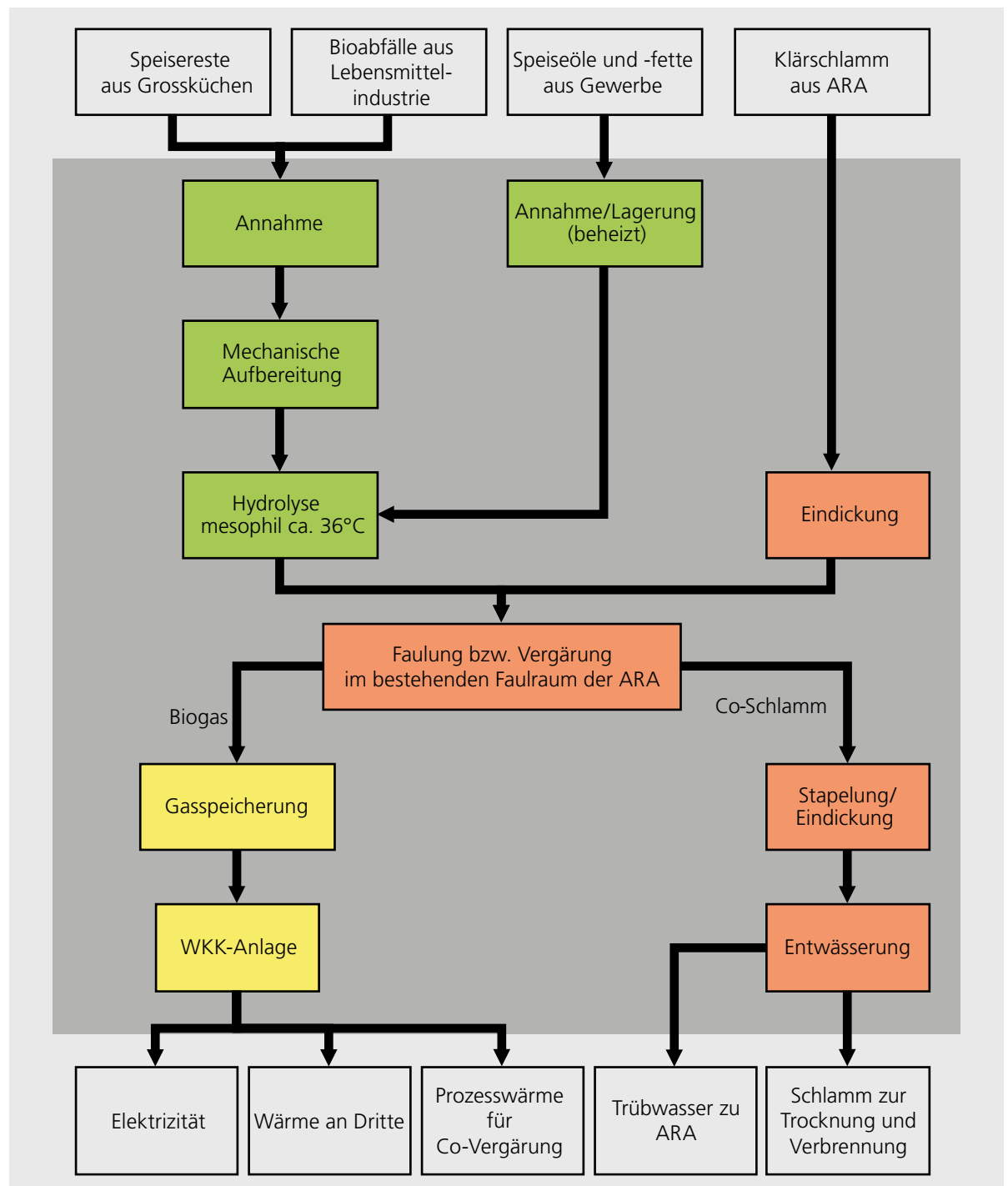


Abbildung 169: Prozesse und Produkte der Co-Vergärungsanlage einer Abwasserreinigungsanlage.

Beispiel einer regionalen Vergärungsanlage

Allgemeine Rahmenbedingungen

Für die Realisierung einer regionalen Bioabfall-Vergärung müssen folgende Grundvoraussetzungen sichergestellt sein:

- 1) Politische Akzeptanz
- 2) Behördliche und gesetzliche Rahmenbedingungen sind erfüllbar.
- 3) Verfügbarkeit von Biomasse
- 4) Sinnvolle Verwertung des Biogases
- 5) Gärgut- respektive Kompostabsatz ist sichergestellt.
- 6) Strategisch guter Anlagenstandort
- 7) Ein Anlagenbetreiber ist verpflichtet.
- 8) Auf die Rahmenbedingungen abgestützte Verfahrenstechnik ist verfügbar.
- 9) Kostendeckende Biomassen-Annahmgebühren sind möglich sowie die Konkurrenzsituation ist geprüft.
- 10) Wirtschaftlichkeit ist gegeben.
- 11) Finanzierung ist sichergestellt.

Biopower-Anlage Pratteln

In der Biopower-Anlage in Pratteln werden organische Reststoffe aus Garten und Küche von Haushaltungen, aus der Landschaftspflege, der Lebensmittelindustrie und der Gastronomie zu Fahrzeugtreib-

stoff sowie Kompost und Flüssignährstoff aufbereitet. Im Jahr können bis 20 000 Tonnen organische Reststoffe verarbeitet und damit ca. 1,1 Mio. Nm³ Biogas und über 8000 Tonnen Kompostkultursubstrate für die Pflanzenzucht und den Landschaftsbau produziert werden. Der jährliche Biogasertrag reicht in aufbereiteter Form aus, um mit 1000 Gasauto je 11 000 km fahren zu können.

Die Biopower-Anlage Pratteln besteht aus folgenden Teilen (Abbildung 175):

- 1 **Einfahrt und Ausfahrt**
- 2 **Waage:** Sämtliche Materialanlieferungen werden gewichtsmässig erfasst.
- 3 **Struktur-Annahmehalle:** Grüngut-Biotonneninhalt wird geschreddert und abgesiebt nach den Fraktionen «fein» für Vergärung sowie «grob» für Kompostierung.



Abbildung 170:
Biopower-Anlage
Pratteln.



Abbildung 171:
Biopower-Anlage
Pratteln – Annahmehalle.

Abbildung 172:
Biopower-Anlage
Pratteln – Nassan-
nahme.

Abbildung 173:
Biopower-Anlage
Pratteln – Gärgut-
entwässerung.



4 Flüssigannahme und Sterilisation: Gastro-, Obst- und Gemüseabfälle sowie Altöle und Altfette und Fleischabfälle werden abgekippt, mechanisch zerkleinert und anschliessend zwischen +85°C und +133°C zur Hygienisierung abgekocht.

5 Mischer und Dosierer: Das fein zerkleinerte Strukturmaterial aus der Annahme-

halle, das sterilisierte Nassmaterial und das Presswasser werden gemischt und in den Gärreaktor gegeben.

6 (im Plan: 5) Gärreaktor (Fermenter): Innerhalb von ca. 15 Tagen wandeln Bakterien unter Ausschluss von Sauerstoff, bei völliger Dunkelheit und einer Temperatur von +55°C sowie unter regelmässiger Umwälzung Biomasse in Biogas um. Das Biogas wird laufend abgesogen.

7 Entwässerung: Das im Gärreaktor nicht abgebaute Material wird gepresst. Dabei fällt der Feststoff in die Kompostierungshalle und das Presswasser in einen Tank. Das Presswasser wird einerseits anlagenintern zur Animpfung im Fermenter (Rezirkulationsgut) und zur Kompostbefeuchtung genutzt. Andererseits gelangt das Presswasser als Flüssignährstoff auf landwirtschaftliche Flächen in der Region.

8 (im Plan: 6) Kompostierungshalle: Der abgepresste Feststoff aus dem Gärreaktor und das grobe Strukturmaterial aus der Annahmehalle werden vermisch und

Abbildung 174: Bio-
power-Anlage Pratteln – Biogasreini-
gungsanlage



grosse Haufen (Mieten) angelegt. Innert ca. 5 Wochen bauen Mikroorganismen, Pilze und Kleinstlebewesen unter einer Intensivbelüftung das Material zu Frischkompost um.

9 (im Plan: 7) Substrat- und Kompostlager: Das kompostierte Material wird gelagert, gesiebt und je nach Verwendungszweck aufgemischt. Die so aufbereiteten Kompost-Kultur-Substrate (KKS) gelangen dann zur Verwertung in den gedeckten und ungedeckten Gartenbau, in den Hoch- und Tiefbau, in den Sportplatzbau und in die Landwirtschaft.

10 Biofilteranlage: Die geruchsbelästigenden Abgase in der Abluft aus den Hallen werden durch Mikroorganismen in einem Tropfkörper abgebaut.

11 (im Plan: 8) Biogas-Aufbereitungsanlage: Biogas besteht aus ca. 60 % Methan, ca. 35 % CO₂ sowie 5 % diverser Gase. Bei der Gasaufbereitung wird das Biogas verdichtet, entfeuchtet und dann das Methan von den anderen Gaskompo-



Abbildung 175:
Übersichtsplan der
Biopower-Anlage
Pratteln.

Bereich	Kenngrößen (Richtwerte)	
Investition	11 Mio. Fr.	
Inbetriebnahme	April 2006	
Gesamtarealfläche	7000 m ²	
Jährliche Bioabfall-Verwertungsmenge	20 000 Tonnen	
Bioabfall-Zusammensetzung	<ul style="list-style-type: none"> ■ 45 % Grüngut und Bioabfall aus Haushaltungen ■ 25 % Grüngut aus der Landschaftspflege ■ 30 % Bioabfälle aus Gastronomie und Nahrungsmittelindustrie 	
Jährliche Biogas-Produktion	1,1 Mio. Nm ³ Rohbiogas	
Jährliche Biomethan-Einspeisung	12 Mio. kWh	
Jährliche CO ₂ -Substitution	900 Tonnen	
Jährliche Kompostproduktion	8000 Tonnen	
Jährliche Presswasserproduktion	9000 Tonnen	
Jährliche Energieholz-Produktion	1500 Tonnen	
Energie-Bilanz	Gesamtenergieproduktion	100 %
	Eigenbedarf Strom, Wärme, Gas	-17 %
	Überschussenergiemenge	83 %
Stoffbilanz	Gesamtannahmemenge	100 %
	Störstoff-Entsorgung	-2 %
	Recyclingprodukteherstellung	98 %
Fermenter-Typ	Pfropfenstrom-Reaktor, Typ Kompogas thermophiler Betrieb, Nutzvolumen 990 m ³	
Biogas-Reinigungsverfahren	Membrantechnologie, Typ Evonik, Betriebsdruck 16 bar, Wirkungsgrad ca. 99 %	
Personalbedarf	1,5 Personen	
Betriebsergebnis	Betriebserfolg 1 % bis 4 %	

Tabelle 30:
Kennzahlen zur
Biopower-Anlage
Pratteln.

nen abgetrennt. Das Methan fließt in das Gasnetz und versorgt so die Erdgastankstelle an der Autobahn-Raststätte.

12 (in Plan: 9) Büro und Werkstatt

In der Biopower-Anlage in Pratteln kommt ein Verfahren zur Anwendung, welches die Vergärung und die Kompostierung in einer Anlage vereint. Dabei werden die angelieferten organischen Reststoffe nach «vergärbare» respektive «kompostierbar» getrennt. Während das vergärbare Mate-

rial mit einer Kompogas-Vergärungstechnik «verstoffwechselt» und dabei Biogas gewonnen wird, gelangt das kompostierbare Material direkt in die Rottehalle. Dort wird es dann mit dem vergorenen Material wieder vermischt und kompostiert. Der fertige Kompost gelangt zur Verwertung zurück in den Naturkreislauf. Das bei der Vergärung gewonnene Biogas wird aufbereitet und in das Erdgasnetz gespeist respektive der Erdgastankstelle bei der Autobahnraststätte zugeführt.

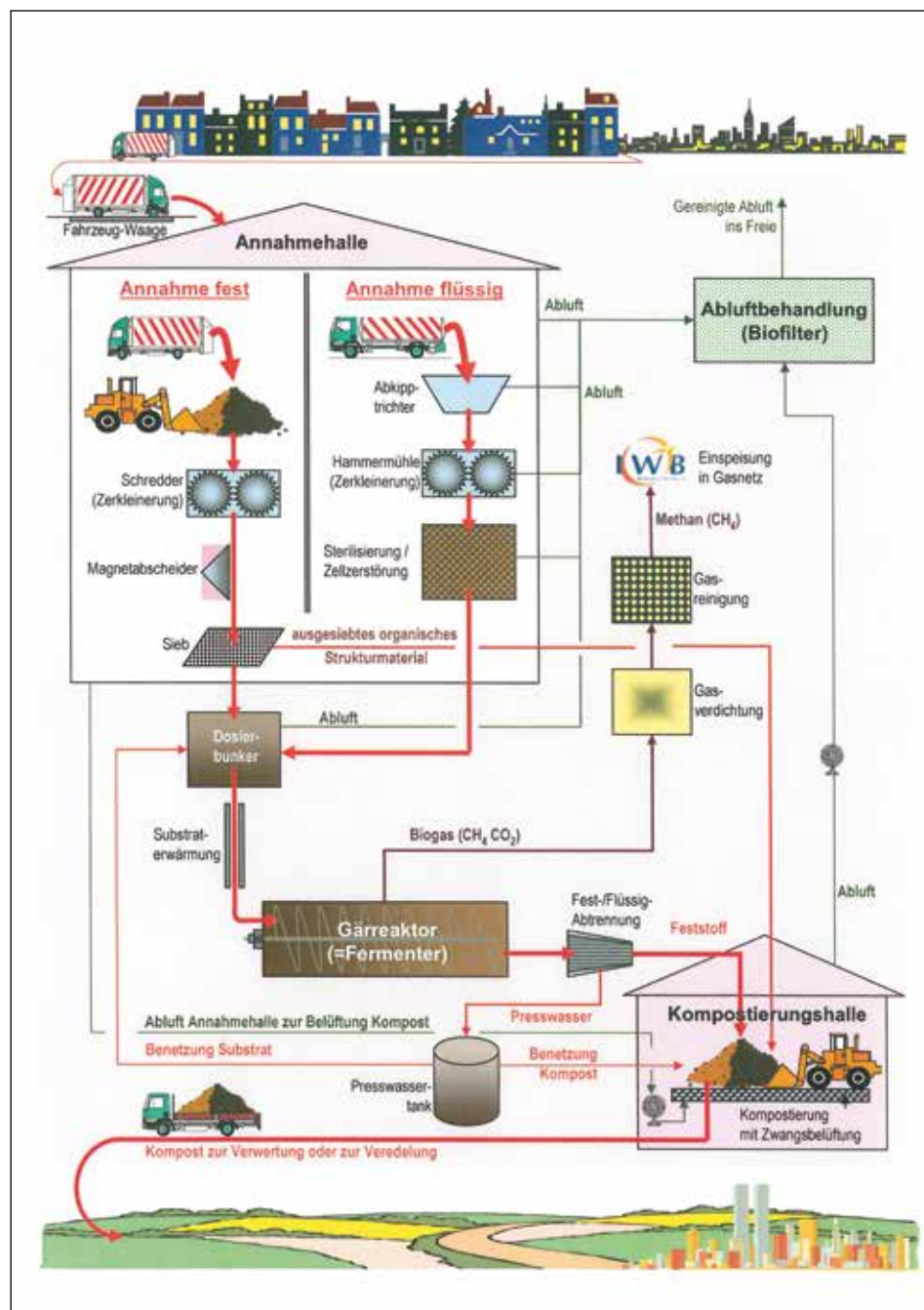


Abbildung 176: Verfahrensbild der Biopower-Anlage in Pratteln.

Windenergie

Reto Rigassi Technik der Windenergienutzung

Energieinhalt des Windes

Windenergie ist die kinetische Energie der bewegten Luftmassen in der Atmosphäre. Die im Wind enthaltene Leistung lässt sich entsprechend über die kinetische Leistung des Massenstroms der Luft berechnen (Kasten). Es ist naheliegend, dass die kinetische Energie des Windes mit einer Windenergieanlage nicht vollständig genutzt werden kann, da ansonsten die Luftmasse hinter der Anlage stehen würde (Geschwindigkeit 0). Der deutsche Physiker Albert Betz (1885 bis 1968) hat nachgewiesen, dass für ein idealisiertes Windrad die optimal erreichbare Leistungsumsetzung erreicht wird, wenn die Windgeschwindigkeit nach der Rotorebene nur

noch ein Drittel der Geschwindigkeit vor der Rotorebene beträgt. Bei diesem Verhältnis ist der aerodynamische Wirkungsgrad, der Leistungsbeiwert c_p , gleich $16/27 = 0,59$. Somit kann maximal 59% der im Wind vorhandenen Leistung durch eine ideale Windturbine genutzt werden. Wichtig sind die folgenden Zusammenhänge: Die nutzbare Leistung nimmt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit, mit der zweiten Potenz der Rotorblattlänge und linear mit der Luftdichte zu.

Häufigkeitsverteilung

Die Windgeschwindigkeit ist der Schlüsselfaktor für die Wirtschaftlichkeit der Windenergienutzung an einem bestimmten Standort. Da sie in der dritten Potenz in die Leistung eingeht, muss der Jahresertrag einer Anlage mit der Häufigkeitsverteilung

Berechnung der nutzbaren Leistung des Windes

Grundformel der kinetische Energie	$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$
Berechnung der bewegten Masse	$m = d \cdot A \cdot v \cdot t = d \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v \cdot t$
	$E = \frac{1}{2} \cdot d \cdot \pi \cdot R^2 \cdot t \cdot v^3$
Leistung des Windes	$P = \frac{1}{2} \cdot d \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3$
Nutzbare Leistung gemäss Betz	$P = 16/27 \cdot \frac{1}{2} \cdot d \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3$
A = bestrichene Rotorblattfläche	
R = Länge der Rotorblätter	
v = Windgeschwindigkeit	
d = Dichte der Luft	

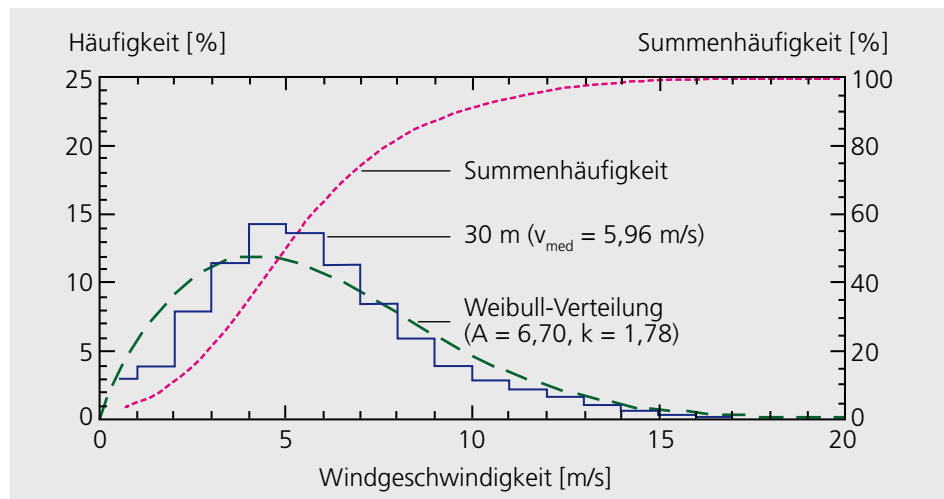


Abbildung 177: Gemessene Häufigkeitsverteilung und Weibull-Verteilung für eine Messung auf dem Gotthard. Die mittlere Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe beträgt 5,96 m/s; k : Formfaktor (Potenzial- und Standortabklärung für ein Windenergieprojekt auf dem Gotthardpass, NEK, 2002, Studie mitfinanziert durch BFE).

berechnet werden. Die mittlere Windgeschwindigkeit kann zwar an vergleichbaren Standorten einen Anhaltspunkt für den Ertrag bilden, darf aber keinesfalls für eine Ertragsberechnung herangezogen werden.

Die Häufigkeitsverteilung kann mit einer Weibull-Verteilung relativ genau angenähert und vereinfacht beschrieben werden. Die Weibull-Verteilung ist eine gebräuchliche statistische Funktion für asymmetrische Verteilungen. Sie lässt sich durch einen Skalierungsfaktor (A) und einen Formfaktor (k) beschreiben. Der Skalierungsfaktor ist proportional zum Mittelwert der Windgeschwindigkeit. Der Formfaktor nimmt einen Wert zwischen 1 und 3 an. Ein kleiner k-Wert bedeutet sehr variable Winde, während konstante Winde einen grösseren k-Wert ergeben.

Tabelle 31: Rauigkeitsklassen und Rauigkeitslängen von Geländeoberflächen.

Tabelle 32: Luftdichte in Abhängigkeit des Standortes.

Rauigkeitsklasse	Rauigkeitslänge z_0	Typen von Geländeoberflächen
0	0,0002 m	Wasserflächen: Meer und Seen
0,5	0,0024 m	Offenes Gelände mit glatter Oberfläche, z. B. Beton, gemähtes Gras, etc.
1	0,03 m	Offenes landwirtschaftliches Gelände ohne Zäune und Hecken, evtl. mit weitläufig verstreuten Gebäuden
2	0,1 m	Landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8m hohen Hecken im Abstand von ca. 500m
3	0,4 m	Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliches Gelände mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr rauhes unebenes Terrain

Station	Höhe (m)	Druck (Pa)	Temperatur (°C)	Dichte (kg/m³)
Meereshöhe	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

bremsst wird respektive wie stark der Wind mit zunehmender Höhe zunimmt, hängt von der Rauigkeit der Geländeoberfläche ab. Dieses Phänomen wird als Windscherung bezeichnet. In flachem Gelände und bei neutraler atmosphärischer Schichtung ist das logarithmische Windprofil eine gute Näherung für die vertikale Windscherung:

$$v_2 = v_1 \frac{\ln \frac{h_2}{z_0}}{\ln \frac{h_1}{z_0}}$$

Die Referenzgeschwindigkeit v_1 ist bei der Referenzhöhe h_1 gemessen; v_2 ist die Windgeschwindigkeit in der Höhe h_2 ; z_0 ist die Rauigkeitslänge. In unebenem Gelände – insbesondere auf Kreden, an Passlagen, etc. – kann nicht von einem logarithmischen Windprofil ausgegangen werden, da sich Beschleunigungseffekte über der Kuppe und Windscherung überlagern.

Höhenabhängigkeit der Luftdichte

Die Luftdichte hängt vom Luftdruck und von der Temperatur ab. Mit zunehmender Höhe nimmt der Luftdruck und damit die Luftdichte ab. In der Schweiz ist es deshalb wichtig, die Luftdichte für den jeweiligen Standort zu berücksichtigen (Tabelle 32).

Technik moderner Windenergieanlagen: Konstruktiver Aufbau

Insbesondere bei grossen Windenergieanlagen (Leistung im MW-Bereich) haben sich Anlagen mit horizontaler Achse und 3 Rotorblättern durchgesetzt. Sie verfügen über einen sehr guten Wirkungsgrad und nutzen mit vergleichsweise geringem Materialaufwand eine grosse vom Wind bestrichene Fläche. Andere Anlagentypen (Anlagen mit vertikaler Achse, Anlagen mit mehr Blättern etc.) spielen heute nur bei Kleinanlagen eine Rolle, wo der Materialaufwand und Wirkungsgrad weniger ins Gewicht fallen.

Die energetische Rückzahlfrist liegt für Grossanlagen in aller Regel deutlich unter einem Jahr. Nach Ablauf der Lebensdauer können heute rund 98 % der Anlage rezykliert werden (Gewichtsanteil). Beim Fundament macht ein Rückbau aus ökologischer Sicht keinen Sinn.

Gondel: Die Bestandteile des Triebstranges sind in der Gondel installiert. Diese ist über den Turm für Servicearbeiten begehrbar und drehbar auf den Turm montiert, damit die Rotorblätter optimal auf die Windrichtung ausgerichtet werden können. Die in Abbildung 178 blau dargestellten Komponenten des Triebstranges sind (von rechts nach links):

■ **Rotorblätter:** aus glasfaserverstärktem Kunststoff. Bei den heute üblichen Anlagen mit Pitch-Regulierung können die Rotorblätter über elektrische Antriebe gedreht werden. Die Blätter sind in der Regel am Stück gefertigt, können also für den Transport nicht zerlegt werden.

■ **Hauptlager** zur Lagerung des Rotors respektive der Rotorwelle.

■ **Getriebe:** Die grosse Mehrheit der Windkraftanlagenhersteller setzt Getriebe ein, welche die Drehzahl zwischen Windrotor und Generator verändern können.

■ **Scheibenbremse:** zur Arretierung des Rotors bei Servicearbeiten. Eine Windkraftanlage wird hauptsächlich aerodynamisch über Verstellen der Flügel gebremst.

■ **Generator:** heute in der Regel entweder doppelt gespeister Asynchrongenerator oder Synchrongenerator. Beide können in einem weiten Drehzahlbereich arbeiten und sich so den Windverhältnissen optimal anpassen. Der erzeugte Strom muss jedoch durch einen Umrichter an die Netzfrequenz angepasst werden.

■ **Turm:** Türme sind aus Stahl, Beton oder in Hybridbauweise gefertigt. Stahltürme bestehen aus 3 bis 4 Segmenten, Betontürme aus zahlreichen vorgefertigten Segmenten. Gittertürme kommen nur sehr selten zum Einsatz. In der Regel werden für jeden Turbinentyp Türme mit unterschiedlichen Längen angeboten.

■ **Fundament:** Onshore in der Regel Flachfundamente (Schwerkraftsprinzip), teilweise auch Pfahlfundamente.

Leistungskennlinie

Die Windkraftanlagen werden von der Regellelektronik bei ertragsversprechenden Windgeschwindigkeiten (Anlaufwindgeschwindigkeit) angefahren und bei zu grossen Windgeschwindigkeiten (Abschaltwindgeschwindigkeit) wieder abgeschaltet. Von der Anlaufwindgeschwindigkeit bis kurz vor Erreichen der Nennleistung wird der Leistungsbeiwert (Wirkungsgrad) durch Verstellen des Blattwinkels und der Drehzahl maximal gehalten. Die



Abbildung 178:
Komponenten einer
Windenergieanlage
mit Getriebe (Nordex Pressebild
www.nordex-online.com).

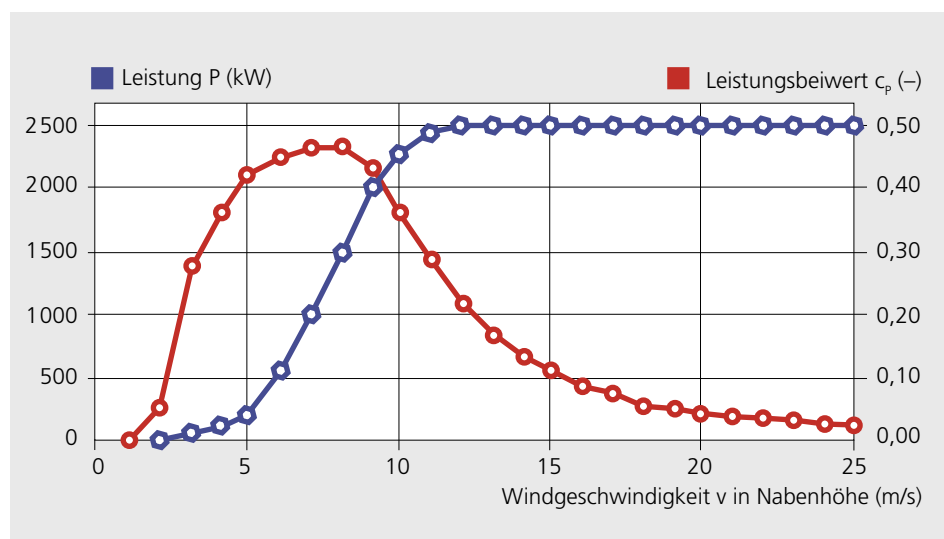


Abbildung 179:
Leistungskennlinie
und Verlauf des
Leistungsbeiwerts
einer modernen Anlage. Die dargestellte Anlage verfügt über eine Sturmregelung (in der Leistungskennlinie nicht dargestellt). Quelle: www.enercon.de

Nennleistung wird je nach Auslegung der Anlage (Verhältnis zwischen überstrichener Fläche und Nennleistung) bei 10 bis 15 m/s erreicht. Nach Erreichen der Nennleistung wird durch die Regulierung die Leistung durch weiteres Verstellen des Blattwinkels konstant gehalten. Die Abschaltgeschwindigkeit liegt bei Anlagen ohne Sturmregelung bei 20 bis 25 m/s, bei Anlagen mit Sturmregelung bei 30 bis 35 m/s.

Windenergienutzung in der Schweiz

Geografische Voraussetzungen

Die Schweiz verfügt primär in hoch gelegenen Gebieten (Jura, Alpen und Voralpen) über ausreichende bis gute Windverhältnisse, wobei die Voraussetzungen in der Westschweiz tendenziell besser sind als in der Ostschweiz. Es ist naheliegend, dass für die hoch gelegenen Gebiete deutliche Einschränkungen betreffend der Zugänglichkeit für Transport und Bau von grossen Windanlagen bestehen. Ein be-

schränkender Faktor sind zudem die verschiedenen Schutzgebiete sowie einzelne Wohnbauten ausserhalb der Siedlungsgebiete.

Potenzial

Das technisch-wirtschaftliche Potenzial der Nutzung von Windenergie in der Schweiz beträgt rund 20 TWh/a, wobei heute bereits verfügbare Anlagen mit einem Rotordurchmesser von knapp 130 m zu Grunde gelegt werden. Mit Berücksichtigung von Natur- und Landschaftsschutzgebieten von nationaler Bedeutung sowie kulturhistorischen Inventaren beträgt das nachhaltige Potenzial 9 bis 11 TWh/a. Der Bundesrat hat im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine Zielgrösse von rund 4 TWh/a bis 2050 formuliert. Die Schweizer Windenergiebranche hält 6 TWh/a bereits bis 2035 für realistisch. Dieses Ziel ist mit 120 Windparks mit je 5 bis 10 Anlagen erreichbar.

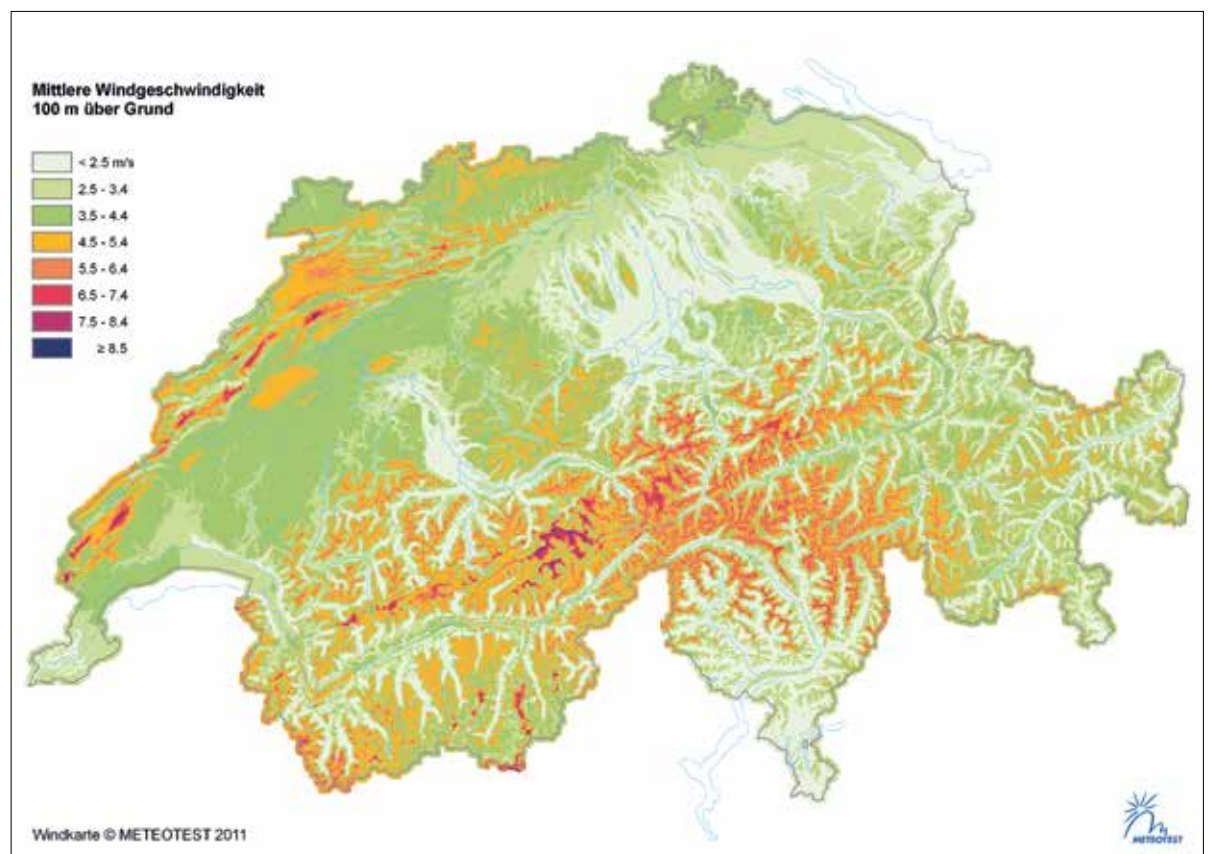


Abbildung 180:
Windkarte der
Schweiz ([www.
wind-data.ch](http://www.wind-data.ch)).

Aktueller Stand, weitere Entwicklung

Ende 2012 waren in der Schweiz erst 32 grosse Windenergieanlagen in Betrieb, deren Stromproduktion noch unter 0,1 TWh/a lag. Die Einführung der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) sowie die Neuausrichtung der Energiestrategie von Bund, Kantonen und zahlreichen Elektrizitätswerken haben einen veritablen Boom an Projekten ausgelöst. So betrug die projektierte Stromproduktion der bei der KEV angemeldeten Anlagen Ende 2012 knapp 3,4 TWh/a. Entscheidend für die weitere Entwicklung sind die Planungs- und Bewilligungsverfahren in Kantonen und den betroffenen Gemeinden. Grundsätzlich scheint der Wille zur Nutzung der vorhandenen Potenziale vorhanden zu sein. So entsprechen die aktuellen Planungen in den Kantonen bereits einer Stromproduktion von über 2 TWh – allein der

Abbildung 181:
Windpark Mont Crosin mit älteren und neuen Anlagen
(www.suisse-eole.ch).



Windpark Mont Crosin

Der Windpark Mont Crosin veranschaulicht die bisherige technische Entwicklung. Die ersten drei Windenergieanlagen vom Typ Vestas V44 wurden 1996 in Betrieb genommen. Die Anlagen verfügen über eine Nabenhöhe von 45 m, einen Rotordurchmesser von 44 m und eine installierte Nennleistung von 600 kW. Der Windpark wurde in vier Etappen ausgebaut. Bei der letzten Ausbaustufe im Jahr 2010 wurden 8 Anlagen vom Typ Vestas V90 mit einer Nabenhöhe und einem Rotordurchmesser von jeweils 90 m installiert. Bei einer Nennleistung von 4 MW erzeugt jede dieser Anlagen pro Jahr rund 4 GWh Strom – mehr als das Fünffache einer Anlage aus dem Jahr 1996. Der Windpark Mont Crosin ist dank entsprechend ausgebautem Besucherangebot und Werbung ein beliebtes Ausflugsziel. Jedes Jahr besuchen rund 50 000 Interessierte den Park.

Kanton Waadt strebt eine jährliche Stromproduktion aus Windenergie von 0,5 bis 1 TWh an. Allerdings ist der Stand sehr unterschiedlich und die Verfahren sind insgesamt ausgesprochen langwierig und deren Ausgang unsicher. Wichtig ist daher, dass die Verfahren, wie vom Bundesrat beabsichtigt, vereinfacht und beschleunigt werden. Insbesondere muss trotz der föderalistischen Strukturen in der Schweiz ein kohärentes Vorgehen von Bund, Kantonen und Gemeinden erreicht werden.

Technologische Herausforderungen

Obwohl es sich bei der Windenergienutzung um eine mittlerweile sehr ausgereifte Technologie handelt, stellen die besonderen topografischen und klimatischen Verhältnisse in der Schweiz spezielle Herausforderungen dar. Für den Transport und den Aufbau der Anlagen sind oft spezielle

Abbildung 182:
Windenergieanlage Griesspass, 2465 m ü. M.
(www.swiss-winds.ch).



Windenergieanlage Griesspass

Der Bau von Europas höchstgelegener Windenergieanlage auf dem Griesspass im Wallis (2465 m ü.M.) hat durch die knappen Platzverhältnisse auf der Baustelle und die schwierige Zufahrt enorme Herausforderungen an die Projektentwickler gestellt. Für den Transport der Turmsegmente und der Rotorblätter wurden neu entwickelte Spezialfahrzeuge eingesetzt. Bei der Anlage handelt es sich um eine Enercon E70 mit 85 m Nabenhöhe, 71 m Rotordurchmesser und einer Nennleistung von 2,3 MW. Die Auswirkungen auf die Umwelt sind an diesem Standort gering. Durch das bestehende Wasserkraftwerk am Griessee war eine Vorprägung des Naturraumes bereits seit Jahrzehnten gegeben. Die bestehende Infrastruktur konnte mit einigen Ausbau- und Instandhaltungsmassnahmen auch gleich für die Pilotanlage genutzt werden.

Lösungen erforderlich. Komplexes Terrain erschwert eine genaue Ertragsprognose und verursacht durch Turbulenzen und Schräganströmung eine besondere Belastung der Anlagen. Die Vereisung der Rotorblätter kann zu Ertragseinbußen führen und Personen, welche sich in der Nähe befinden, gefährden. Mit einer umsichtigen Planung und entsprechenden Massnahmen (z.B. beheizbare Rotorblätter) sind die genannten Probleme in der Regel aber lösbar.

Windenergienutzung Europa

In Europa hat sich die Nutzung von Windenergie zu einer der führenden Technologien zur Stromerzeugung entwickelt. Zwischen 2000 und 2011 entfiel rund ein Drittel der neu installierten Kraftwerksleistung auf Windenergie. Im Jahr 2012 hat die installierte Leistung der Anlagen zur Nutzung von Windenergie in Europa die 100-GW-Marke überschritten, womit knapp 7 % des Verbrauchs gedeckt werden können. Der Stand in den einzelnen Ländern ist sehr unterschiedlich. Während Länder wie Dänemark, Spanien, Portugal und Irland bereits deutlich über 10 % ihres Verbrauchs mit Windenergie decken, liegen andere Länder mit günstigen Voraussetzungen wie Frankreich und Polen noch bei unter 3 %. Bemerkenswert ist aber, dass der Anteil der ursprünglichen Pionierländer Dänemark, Deutschland und Spanien an der neu installierten Leistung von 85 % im Jahr 2000 auf heute rund einen Drittel gesunken ist. In einigen Regionen – insbesondere in Dänemark und Deutschland – sind die Küstenstandorte bereits weitgehend genutzt. Die weitere Entwicklung geht daher tendenziell von der Küste weg – entweder ins Meer zu Offshore-Anlagen oder ins Landesinnere mit sogenannten Binnenland-Anlagen.

Aufgrund der hervorragenden Windbedingungen und des enormen Potenzials sind Offshore-Anlagen besonders interessant. Bei gleicher installierter Leistung liegt die Stromproduktion Offshore 1,5- bis 2-mal so hoch wie für typische Onshore-Standorte. Allerdings ist der Aufwand für Fundament und Netzanschluss ebenso

deutlich höher als bei Onshore-Anlagen. Zudem werden die Anlagen durch Wellen, Wind und Korrosion stark belastet, sind aber nur begrenzt zugänglich. Die Stromgestehungskosten liegen deshalb heute noch etwa doppelt so hoch als bei Onshore-Anlagen.

Seit einigen Jahren entwickeln die Hersteller Anlagen, welche speziell auf mittlere bis schwächere Windverhältnisse im Binnenland optimiert sind. Das schwächere Windangebot gegenüber Küstenstandorten wird durch längere Rotorblätter und höhere Türme weitgehend ausgeglichen. Während Küstenanlagen pro kW installierter Leistung eine überstrichene Rotorfläche von 1,7 m² bis 2,5 m² aufweisen, erreichen Binnenlandanlagen pro kW 3 m² bis über 4 m². Höhere Türme (heute bis 140 m) sind unter anderem notwendig, um auch Standorte im Wald sinnvoll nutzen zu können.

Die Europäische Windenergievereinigung, EWEA, will bis 2030 rund 30 % des Verbrauchs der Standortländer mit Windenergie decken. Rund die Hälfte des Stroms soll aus Offshore-Anlagen stammen. Damit das Netz derart hohe Anteile fluktuierender Produktion aufnehmen kann, sind verstärkte Transportkapazitäten, ein flexiblerer Betrieb der konventionellen Kraftwerke und höhere Speicherkapazitäten notwendig.

Projektierung von Anlagen

Vorabklärungen

Eine erste, sehr grobe Beurteilung von Standorten in der Schweiz ist mit dem internetbasierten Geo-Informationssystem Wind-Data möglich (www.wind-data.ch). Das Informationssystem enthält eine grobe Windkarte sowie Informationen über vorhandene Restriktionen (nationale Schutzgebiete, bewohnte Gebäude, etc.), soweit diese kartografisch darstellbar sind.

Der Ablauf eines Windenergieprojektes wird entscheidend durch die am Standort resultierenden Projektrisiken und die Vorgaben der für die Bewilligung zuständigen Behörden bestimmt. In der Schweiz sind für ein Projekt sowohl die Zustimmung des Kantons wie auch diejenige der Gemeinde notwendig. Die Kantone legen im Rahmen der kantonalen Richtplanung fest, unter welchen Bedingungen und an welchen Standorten sie den Bau von Windenergieanlagen zulassen wollen. Allerdings sind diesbezüglich in vielen Kantonen noch keine klaren Vorgaben vorhanden. Die Gemeinden entscheiden über ein Windenergieprojekt im Rahmen der notwendigen Zonenplanänderung, welche in der Regel an einer Gemeindeversammlung behandelt wird. Es ist daher wichtig, ein Projekt möglichst gemeinsam mit der Gemeinde so zu planen, dass es von der Mehrheit der lokalen Bevölkerung als Gewinn oder zu-

mindest als tolerierbar beurteilt wird. Projektrisiken können sich aufgrund der technischen Voraussetzung (Windressourcen, Erschliessbarkeit, etc.), aufgrund möglicher Umweltauswirkungen (Vögel, Fledermäuse, Lärmschutz, etc.) oder aufgrund mangelnder lokaler Akzeptanz ergeben. Für jeden Projektentwickler ist es unabdingbar, die wesentlichen Projektrisiken möglichst frühzeitig zu erkennen und den Projektablauf darauf abzustimmen. Es ist daher wenig sinnvoll, einen standardisierten Projektablauf zu formulieren.

Ertragsprognose

Die Erstellung einer fundierten Ertragsprognose ist zentral für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit und für Beschaffung von Fremdkapital zur Finanzierung. Die Art und Weise der Windmessung muss aufgrund des Standortes und der in Frage kommenden Anlagegrössen gewählt werden. Basis bildet üblicherweise eine Mastmessung. Die Masthöhe liegt in der Regel im Bereich der geplanten Nabenhöhe. Durch die Messung in unterschiedlichen Höhen kann bei einfacher Topografie, das Windaufkommen über die gesamte vom Rotor bestrichene Fläche beurteilt werden. Bei komplexer Topografie und bei Nabenhöhen ab 100 m wird die Windmessung häufig durch eine LIDAR- oder SODAR-Messung ergänzt, welche mittels eines optischen oder akustischen Messverfahrens

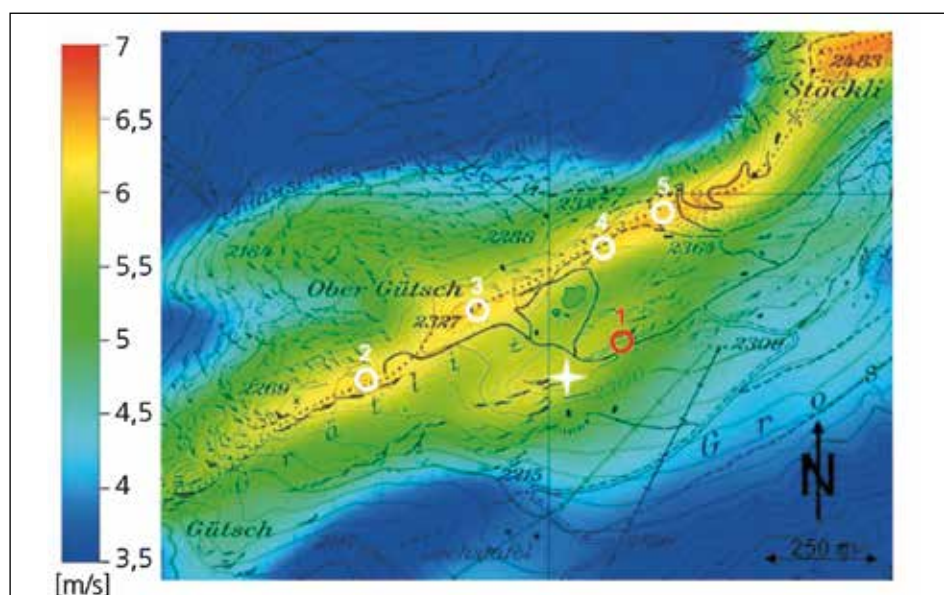


Abbildung 183: Modellierung der mittleren Windgeschwindigkeit 50 m über Grund auf dem Gütsch aus dem Jahr 2006. Der rote Kreis bezeichnet die bestehende, die weissen Kreise die damals noch geplanten Windenergieanlagen (Windkraftanlage Gütsch, EW Ursern Andermatt UR, Schlussbericht 2006, im Auftrag des BFE).

die Windgeschwindigkeit bis in 200 m über Grund ermitteln kann. Die Mastmessung dauert mindestens ein ganzes Jahr, eine ergänzende LIDAR- oder SODAR-Messung üblicherweise 2 bis 3 Monate. In jedem Fall sind die gemessenen Windmessdaten auf das langjährige Mittel umzurechnen, was aufgrund der Daten langjähriger Windmessungen an möglichst vergleichbaren Standorten erfolgt. An ausgedehnten Standorten respektive an Standorten mit komplexer Topografie kann die Installation zusätzlicher Messmasten – häufig mit reduzierter Höhe – sinnvoll sein. Standard ist, dass an solchen Standorten eine Windmodellierung mit einem Strömungsmodell durchgeführt wird, welches mit den Windmessdaten sowie Geländedaten (Topografie, Rauigkeit, etc.) gefüttert wird.

In der Ertragsprognose ist bei Windparks zudem der Parkeffekt zu berücksichtigen, d. h. die Ertragsverluste durch die Abschattung von hintereinander gelegenen Anlagen. In Hauptwindrichtung wird normalerweise ein Abstand zwischen den Anlagen von mindestens dem 5-fachen des Rotordurchmessers gewählt, sodass die Ertragsverluste durch den Parkeffekt unter 10% liegen. In Nebenwindrichtung sind geringere Abstände möglich.

Jede noch so umfangreiche Ertragsprognose bleibt mit Unsicherheiten behaftet. Die Unsicherheit der Ertragsprognose sollte deshalb in jedem Fall berechnet und bei der Projektierung berücksichtigt werden.

Erschliessung

Besonders an Standorten im Gebirge hängt die Realisierbarkeit von Windenergieprojekten auch davon ab, ob der Transport der Anlagen zum Standort, die Montage am Standort und der Netzanschluss mit vertretbarem Aufwand realisiert werden können. Für alpine Standorte ist zudem der Zugänglichkeit des Standorts für Wartung und Unterhalt Beachtung zu schenken. Die Zuwegung ist in der Schweiz oft mitentscheidend für den gewählten Anlagentyp. Es lohnt sich deshalb schon früh, ein spezialisiertes Transportunternehmen beizuziehen. Eine besondere Heraus-

forderung bilden aufgrund der Abmessungen die Rotorblätter sowie das unterste Turmsegment und – aufgrund des Gewichts – die Gondel. Die von den Herstellern für einen herkömmlichen Transport je nach Anlagentyp geforderten minimalen Kurvenradien und maximale Steigung können an vielen Standorten in der Schweiz nicht eingehalten werden. Dank speziell entwickelter Transportfahrzeuge ist es in den letzten Jahren aber gelungen, auch schwer zugängliche Standorte zu erschliessen. Zu beachten sind des weiteren Ortsdurchfahrten, Unterführungen und Brücken mit beschränkter Traglast. Die Fahrbahnbreite muss in der Regel mindestens 4 m betragen, die lichte Durchfahrtsbreite noch deutlich mehr. Für die Montage muss neben dem Fundament der Anlagen eine ebene, tragfähige Fläche vorhanden sein. Dabei werden als dauerhafte Kranstellfläche 1000 m² bis 1500 m² benötigt und als temporäre Lager- und Montagefläche 500 m² bis über 2000 m².

Umweltverträglichkeit

Abhängig vom Standort kann eine Windenergieanlage negative Auswirkungen auf Fauna und Flora oder durch Schall, Schatten oder die Veränderung des Landschaftsbilds auf den Menschen haben. Die Analyse der zu erwartenden Auswirkungen soll dazu dienen, diese mit entsprechenden Massnahmen (insbesondere Anzahl, Typ und Standort der Anlagen) zu reduzieren und als Entscheidungsgrundlage für eine Interessensabwägung dienen, welche für die Bewilligung jedes Projekts zentral ist. Betreffend Flora und Fauna sind nationale, kantonale und kommunale Schutzgebiete zu beachten. Aber auch ausserhalb von Schutzgebieten ist es oft notwendig, spezielle Gutachten zur möglichen Gefährdung von Brut- oder Zugvögel und Fledermäusen zu erstellen. Ein frühzeitiger Kontakt mit entsprechenden Interessensvertretern ist sehr sinnvoll. Betreffend der möglichen Auswirkungen auf den Menschen ist neben der unvermeidlichen Veränderung des Landschaftsbilds vor allem der durch die Anlage erzeugte Lärm relevant, wobei Windenergieanlagen gemäss

Lärmschutzverordnung als Neuanlagen respektive als Industrieanlagen sehr streng beurteilt werden. Die notwendigen Abstände zu bewohnten Gebäuden sind im Rahmen eines detaillierten Gutachtens zu ermitteln. In der Regel liegen die Abstände bei etwa 300 m.

Wirtschaftlichkeit

Ob sich Windenergie an einem bestimmten Standort wirtschaftlich nutzen lässt, hängt in erster Linie von den Windverhältnissen, den Investitionskosten, den Betriebskosten und von der Vergütung des produzierten Stroms ab. Die Windverhältnisse sind nicht nur entscheidend für den Ertrag eines bestimmten Anlagentyps sondern auch die Wahl des optimalen Anlagentyps an einem bestimmten Standort und somit für die Investitionskosten. Bei rauher Geländeoberfläche und im Wald kommen hohe Türme zum Einsatz (bis 140 m). Suboptimale Windverhältnisse können zudem bis zu einem gewissen Grad mit längeren Rotorblättern ausgeglichen werden.

Investitionskosten

Bei den Investitionskosten werden die Anlagenkosten und die Infrastrukturkosten unterschieden. Die Anlagekosten enthalten üblicherweise allfällige Sonderausstattungen sowie Transport und Montage. Sie

hängen insbesondere vom Rotordurchmesser und von der Turmhöhe ab und liegen für Onshore-Anlagen im Bereich von 1200 bis 1800 Fr./kW. Zu den Infrastrukturkosten zählen die Kosten für Fundament, Bauplatz, Zuwegung, Netzananschluss, Planung und wo nötig für Sondertransporte. Insbesondere durch die von den Voraussetzungen am Standort abhängigen Kosten für Netzananschluss und Zuwegung können die Infrastrukturkosten stark variieren. Hohe Aufwendungen für Netzananschluss und Zuwegung müssen deshalb durch eine ausreichend grossen Windpark relativiert werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Für Onshore-Standorte machen die Infrastrukturkosten üblicherweise 15 % bis maximal 40 % der Gesamtinvestitionen aus.

Betriebskosten

Die Betriebskosten umfassen die Kosten für Wartung, Service, Reparaturen, Grundstückspacht, Verwaltung, Versicherung und Rücklagen. Die meisten Hersteller bieten sogenannte Vollwartungsverträge an, welche sämtliche Kosten für Wartung, Service und Reparaturen sowie gewisse Garantieleistungen umfassen. Die Laufzeit dieser Verträge kann bis 15 Jahre betragen. Die Betriebskosten betragen üblicherweise zwischen 3 % und 5 % der Investitionskosten.



*Abbildung 184:
Windpark auf dem
Gütsch bei Ander-
matt. Dank der be-
stehenden militäri-
schen Anlagen wa-
ren die Erschlies-
sungskosten relativ
gering (EW Ursern,
Markus Russi).*

Ertrag

Die überwiegende Mehrheit der Projekte erzielt Erträge zwischen knapp 2000 und 2500 kWh pro installiertem Kilowatt. Dank angepassten Windenergieanlagen (grössere Rotordurchmesser, eventuell höhere Türme) werden diese Werte auch in der Schweiz erreicht.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten hängen sehr stark von den Windverhältnissen und den Infrastrukturkosten ab. An gut erschlossenen Küstenstandorten können Stromgestehungskosten von deutlich unter 10 Rp./kWh erzielt werden. An aufwändig zu erschliessenden Standorten mit durchschnittlichen Windvorkommen steigen die Stromgestehungskosten dagegen bald über 20 Rp./kWh. In der Schweiz sieht die Kostendeckende Einspeisevergütung je nach Ertrag einen Tarif von 15,5 bis 21,5 Rp./kWh vor. Ertragreiche Standorte sind trotz des niedrigeren Tarifs wirtschaftlich deutlich interessanter. Für Standorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,0 m/s oder weniger kann auch bei der maximalen Vergütung von 21,5 Rp./kWh in der Regel kein wirtschaftlicher Betrieb mehr erreicht werden.

Offshore-Windpark Thorntonbank

Der Windpark Thorntonbank wird mit einer Leistung von 325 MW zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung 2013 einer der grössten seiner Art in Kontinentaleuropa sein. Der Park liegt 30 km vor der belgischen Küste und besteht aus total 54 Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 126 m und einer Nabenhöhe von 94 m. Bei einer Wassertiefe von 12 m bis 27 m wurden teils Schwerkraftfundamente, teils Stahlgerüststrukturen eingesetzt. Die Gesamtinvestitionen betragen 1,3 Milliarden Euro und die erwartete Stromproduktion rund 1000 GWh/a (ab September 2013).

Abbildung 185:
Offshore Windpark
Thorntonbank,
Belgien
(www.repower.de).



Abbildung 186:
Bau der Schwerkraftfundamente
an Land
(www.c-power.be).

Offshore-Projekte

Offshore-Projekte erzielen deutlich höhere Erträge als Onshore-Anlagen (bis 4500 kWh/kW). Dennoch liegen die Stromgestehungskosten deutlich über denjenigen von Onshore-Projekten. Dies liegt unter anderem an den wesentlich höheren Infrastrukturkosten (Fundament und Anschluss ans Stromnetz), an den deutlich höheren Betriebskosten und nicht zuletzt – aufgrund der höheren Projektrisiken – an den wesentlich kürzeren Abschreibungszeiträumen. Angesichts des immensen Potenzials und der Möglichkeiten zur Kostenreduzierung bleibt Offshore eine vielversprechende Option für eine nachhaltige Energieversorgung.

Abbildung 187:
Umspannwerk
auf See
(www.c-power.be).

Geothermie

Peter Meier Hydro- und petrothermale Geothermie

Weltweit wird Geothermie vor allem im «Ring-of-fire», in den vulkanisch aktiven Zonen entlang der Plattengrenzen, stark genutzt. Wegen den hohen Temperaturen von über 200 °C kann Dampf direkt in Turbinen verstromt werden. Die weltweit installierte elektrische Leistung liegt bei mindestens 11 Gigawatt, was etwa 11 grossen Kernkraftwerken entspricht. Bemerkenswert ist, dass San Francisco grösstenteils mit Strom aus Geothermie versorgt wird. In weiten Teilen Mitteleuropas kann Geothermie genutzt werden, indem Wasser im Temperaturbereich zwischen rund 100 °C und 200 °C aus dem tiefen Untergrund durch eine oder mehrere Förderbohrungen an die Erdoberfläche gepumpt wird. Die im Wasser gespeicherte Wärme wird in einem Kraftwerk in Strom umgewandelt oder in einer Heizzentrale an ein Nah- oder Fernwärmenetz übertragen. Über mindestens eine Injektionsbohrung wird das Wasser nach der Abkühlung wieder in die Tiefe zurückgeführt, damit es wegen Massenzug im Untergrund nicht zu unerwünschten Setzungen an der Oberfläche

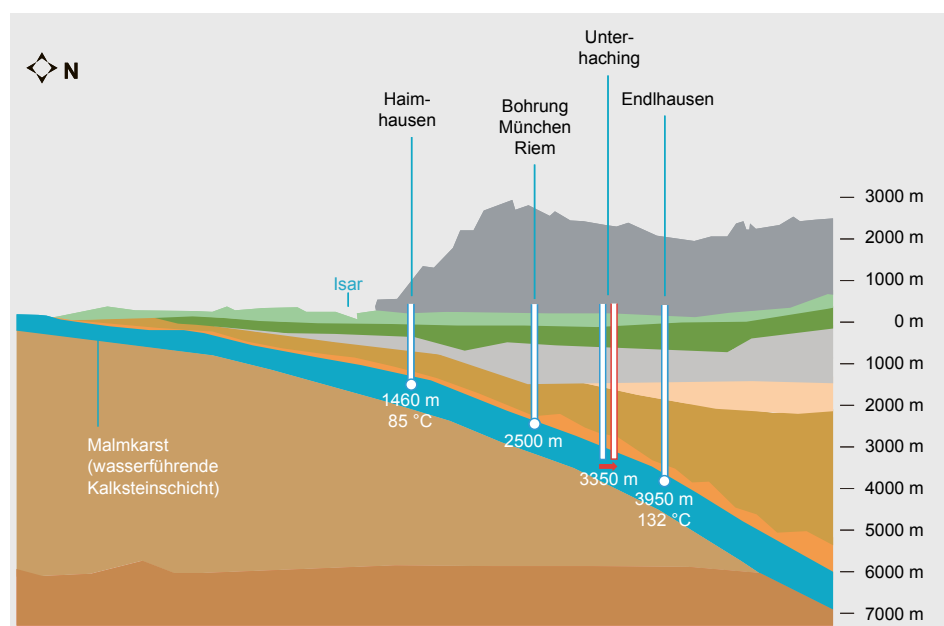
kommt und das meist stark salzhaltige Tiefenwasser nicht aufwendig gereinigt werden muss, bevor es in Oberflächengewässer zugegeben würde.

Prinzipiell werden zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen unterschieden: hydrothermale und petrothermale Systeme (Abbildung 188).

Hydrothermale Anlagen

Hydrothermale Anlagen nutzen Wasser, welches in der Tiefe natürlicherweise vorkommt, falls offene und vor allem miteinander verbundene Poren oder Klüfte vorhanden sind. Klüfte bilden sich in tektonisch beanspruchten Gebieten und sind daher in mehr oder weniger breiten Kontaktzonen zu Störungen vorzufinden. Hydrothermale Systeme haben – von wenigen Ausnahmen abgesehen – ein stark begrenztes Potenzial, weil erstens natürlicherweise genügend viel Wasser durch den Untergrund zirkulieren muss und zweitens zugleich die Temperaturen ausreichend hoch sein müssen. Bei guten geologischen Voraussetzungen können hydrothermale Anlagen lokal und regional sehr ergiebig sein, man spricht dabei von einer guten Fündigkeit. So ist zum Beispiel

Abbildung 188: Hydrothermales System. Wasser wird aus tiefen Grundwasserschichten mit einer Förderbohrung an die Oberfläche gepumpt und nach der Wärmeentnahme über eine zweite Bohrung dem Aquifer wieder zurückgegeben. Die Grundwasserschichten müssen erstens gut durchlässig sein und zweitens genügend tief liegen, damit die Wassertemperatur für die Stromerzeugung ausreicht. Beide Bedingungen sind in der Schweiz nur an wenigen Orten erfüllt. Deshalb braucht es für eine bedeutende Stromproduktion in der Schweiz petrothermale Systeme.



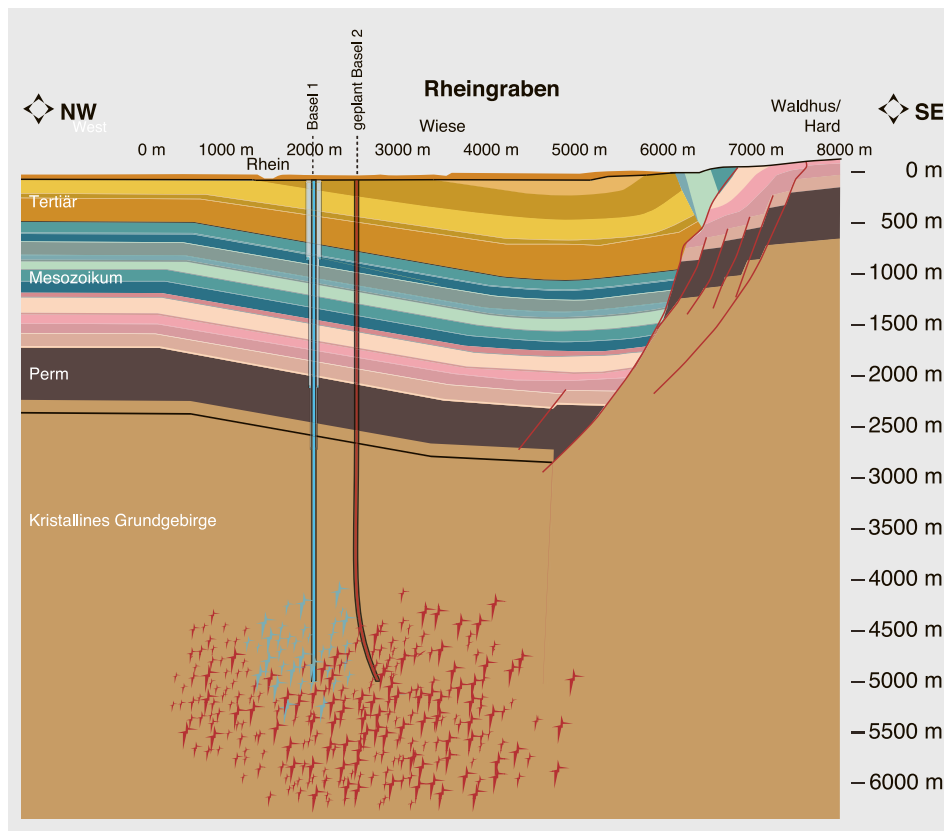
der Grossraum München für seine sehr gute Fündigkeit bekannt. Etwa 80 % bis 90 % der Bohrungen sind dort erfolgreich und es wurden seit dem sehr erfolgreichen Projekt in Unterhaching (Abbildung 190) schon 11 Geothermiekraftwerke realisiert. Weitere 12 sind in der Realisierungsphase und 86 in der Planungsphase. Die Initiative «Bayerische Geothermieallianz» hat sich zum Ziel gesetzt, den Heizbedarf im Grossraum München bis 2040 komplett mit Geothermie zu decken und bis 2030 rund 200 MW elektrische Leistung zur Nutzung von Geothermie zu installieren. Für eine aussichtsreiche Anwendung hydrothermaler Systeme sind genaue Kenntnisse über die regionalen und lokalen geologischen Verhältnisse unerlässlich. Der Aspekt der natürlichen Wasserdurchlässigkeit spielt bei hydrothermalen Systemen die entscheidende Rolle. Grossräumig nutzbare Vorkommen wie in München können in der Schweiz nur in Sedimentschichten entlang der Voralpen angetroffen werden. Dort haben die Sedimente aufgrund ihrer Tiefe von mindestens 4000 m die für die Stromproduktion optimalen Temperaturen.

Ein Pilotprojekt verfolgt St.Gallen. Bohrungen werden zeigen, ob die im Raum St.Gallen mit geophysikalischen Methoden explorierte grossräumige Kluftzone die für den wirtschaftlichen Betrieb notwendige Durchlässigkeit aufweist. Das Pilotprojekt St. Gallen könnte das erste stromproduzierende Geothermiekraftwerk der Schweiz werden. In der Schweiz stehen seit den 90-iger Jahren fünf hydrothermale Kleinanlagen zur Gewinnung von Heizenergie mit einer installierten geothermischen Leistung von insgesamt 3,4 MW in Betrieb. Die mit Abstand grösste Anlage befindet sich in Riehen. Seit 1994 wird dort die durchlässige Muschelkalkschicht auf einer Tiefe von rund



Abbildung 190:
Beispiel Unterhaching: das Pilotprojekt im Grossraum München versorgt rund 3000 Haushalte mit Fernwärme und rund 6000 Haushalte mit Strom.

Abbildung 189:
Petrothermales System. In der Regel ist der tiefe Untergrund – vor allem das kristalline Grundgebirge – in der Schweiz nur schwach durchlässig. Deshalb müssen die im Gestein natürlich vorkommenden feinen Klüfte mittels hydraulischer Stimulation durchlässig gemacht werden.



1500 m rund 65°C warmes Wasser mit einer Förderrate von 20 l/s entnommen und nach der Wärmeauskopplung mit 25°C wieder zurückgegeben. Wegen dem relativ tiefen Temperaturniveau wird die Anlage zusätzlich mit zwei gasbetriebenen Blockheizkraftwerken kombiniert. Diese produzieren Strom und ergänzen mit ihrer Abwärme die geothermische Heizenergie. In weiten Teilen der Schweiz befinden sich im tiefen Untergrund vor allem relativ dichte kristalline Gesteine (Abbildung 191), sodass für einen bedeutenden Beitrag der Geothermie zur zukünftigen Stromversorgung zwingend auf die Schweizer Geologie angepasste petrothermale Anlagen entwickelt und in grosser Anzahl realisiert werden müssen.

Petrothermale Anlagen

Petrothermale Anlagen (Abbildung 189) kommen zum Einsatz, wenn aufgrund der Geologie keine natürlichen Fließwege für Wasser vorhanden sind. Petrothermale Anlagen sind damit weitgehend standortunabhängig und theoretisch in vielen Gesteinstypen zu verwirklichen. Gegenwärtig ist das Kristallin im Mittelland und im Jura das Haupterkundungsziel. Beim petrothermalen System zirkuliert das Wasser zwischen den Tiefbohrungen im Kreislauf. Das zurückgegebene Wasser fließt durch

das heisse Gestein langsam in Richtung Förderbohrung zurück und erwärmt sich dabei wieder. Der durch ein Geothermiekraftwerk im Untergrund hydraulisch oder thermisch beeinflusste Bereich wird geothermisches Reservoir genannt. Der Untergrund funktioniert dabei wie ein überdimensional grosser Durchlauferhitzer mit riesigem Wärmetauscher.

Hydraulische Stimulation

Für die Erstellung eines petrothermalen Systems wird Wasser über eine Tiefbohrung mit Druck in tiefe Gesteinsschichten gepresst. Dies ermöglicht eine hydraulische Stimulation, um dort natürlich vorhandene Mikrorisse mittels Scherbewegungen zu öffnen bzw. zu vergrössern (Abbildung 192) und ausreichend durchlässige Fließwege zwischen den beiden Bohrungen zu schaffen. Alternative Bezeichnungen sind Enhanced Geothermal Systems (EGS). In der Praxis gibt es einen fließenden Übergang zwischen hydro- und petrothermalen Systemen (Abbildung 193). So wird die Durchlässigkeit auch bei hydrothermalen Projekten in der Regel mittels chemischer oder hydraulischer Stimulation erhöht.

In Europa sind heute die drei Kraftwerke Soultz-sous-forêt, Landau und Insheim in Betrieb, die den EGS-Projekten zugeord-

Abbildung 191: Geologische Konzeptkarte des Untergrundes der Schweiz auf 5000 m Tiefe. Die Temperaturen in dieser Tiefe erreichen zwischen 150°C und 200°C und eignen sich daher für die Stromerzeugung. Häufigste Gesteinsart in dieser Tiefe sind Granite und andere kristalline Gesteine des Grundgebirges, die nur mit petrothermalen Systemen genutzt werden können. Die für hydrothermale Systeme erforderlichen Sedimente erreichen die nötigen Temperaturen zur Stromgewinnung nur unter den nördlichen Voralpen (grüner Gürtel) und im Südtessin (hellblau). Nur mit der petrothermalen Technologie kann die Geothermie in der Schweiz langfristig einen substanziellen Beitrag zur Stromproduktion beitragen.

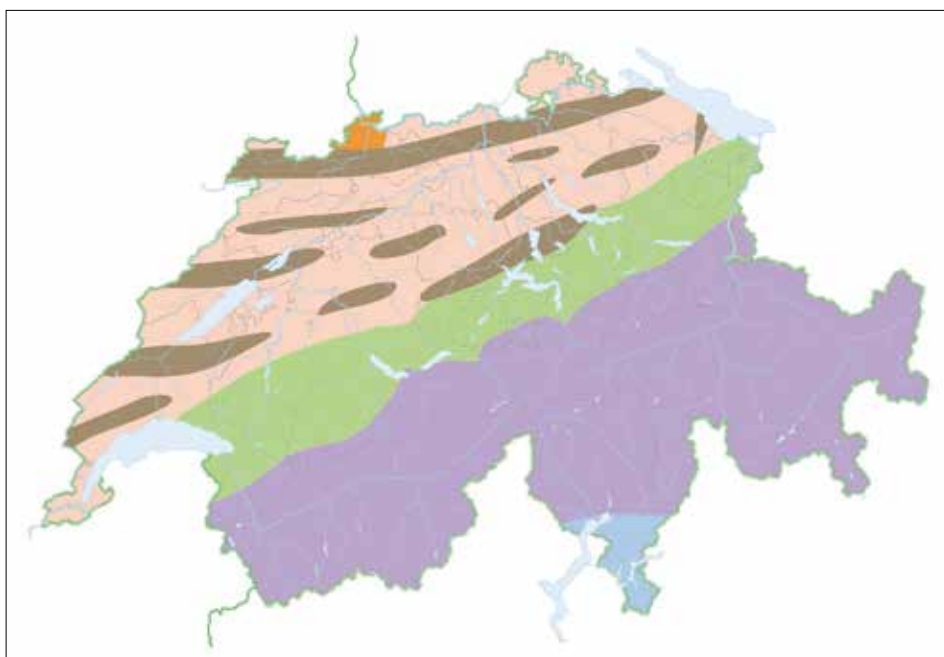


Abbildung 192: Scherbewegung bei der hydraulischen Stimulation. Aufweitung natürlich vorkommender Trennflächenpaare durch hydraulische Stimulation von Festgesteinen in einem stark vereinfachten Schema. Die natürlichen Trennflächen (1) beginnen sich bei der hydraulischen Stimulation unter Druck zu öffnen (2) und verschieben sich dann in der Hochdruckphase gegeneinander (3). Dabei wird seismische Energie freigesetzt. Wenn der Druck wieder nachlässt bleibt ein offener Riss zurück und das Gestein ist dauerhaft durchlässig (4).

net werden können, weil dort relativ starke spürbare Seismizität als Folge der hydraulischen Stimulation des Gebirges vor oder während der Wasserzirkulation zwischen den Bohrungen auftritt. Alle drei liegen im Oberrheingraben. Das EGS-Kraftwerk Insheim (Abbildung 194 und Abbildung 195) wurde im November 2012 in Betrieb genommen und liefert bei vollem Betrieb 5 MW elektrische Leistung. In der Schweiz musste das einzige EGS-Projekt wegen starken Erschütterungen 2006 abgebrochen werden. Dennoch stellt Basel einen sehr wichtigen Schritt für die Entwicklung der EGS-Technologie in der Schweiz dar. Es konnte nachgewiesen werden, dass die Durchlässigkeit des tiefen schweizerischen Grundgebirges in einem Kluftsystem mit sehr grossen Dimensionen von 1 km horizontaler und 1 km vertikaler Ausdehnung ohne chemische Stimulation dauerhaft stark erhöht werden kann (Abbildung 196). Nachträgliche Untersuchungen der Basler Daten haben auch gezeigt, dass die Seismizität mit der Ausdehnung der stimulierten Zonen zunimmt. Aufgrund dieser Er-

kenntnisse wurde von der Geo-Energie Suisse AG, der Nachfolgeorganisation von Geopower Basel AG, ein neues Konzept entwickelt, welches als horizontales Multi-riss-System bezeichnet wird (Abbildung 197, Abbildung 198, Abbildung 199). Die



Abbildung 194. Geothermiekraftwerk Insheim: Luftkühler und Betriebsgebäude.



Abbildung 195. Geothermiekraftwerk Insheim mit ORC-Verfahren: Turbine und Generator, dahinter Röhrenwärmetauscher und Verdampfer. ORC = Organic Rankine Cycle

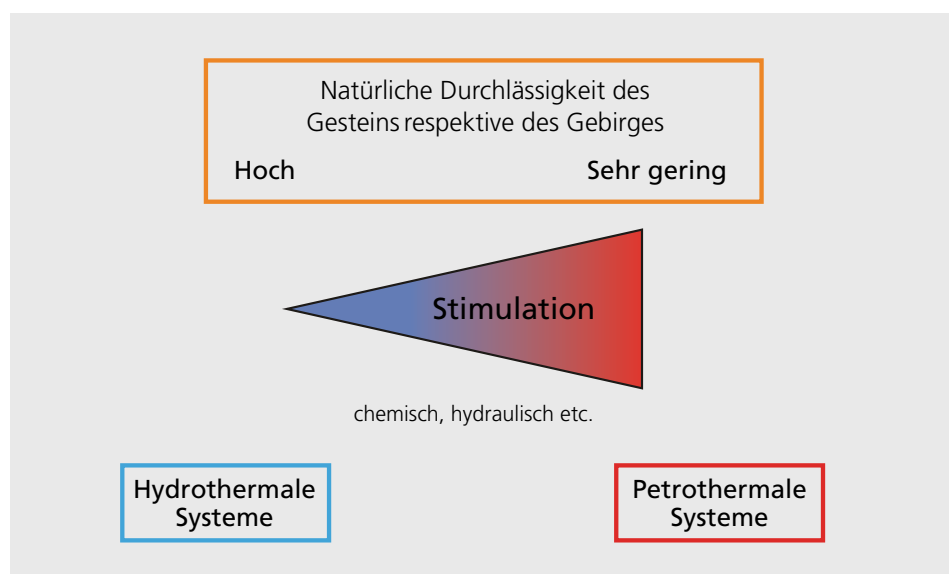
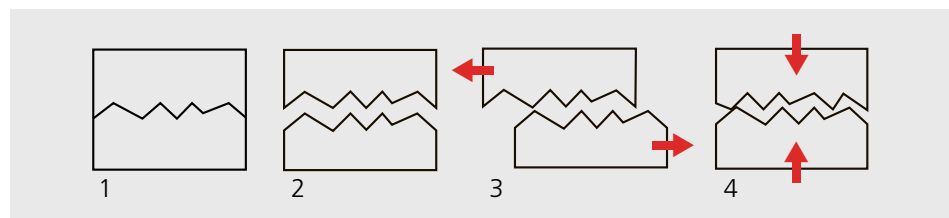


Abbildung 193: Fließender Übergang zwischen hydrothermalen und petrothermalen Systemen (geothermie.ch).

Abbildung 196: Gemessene mikroseismische Aktivität im stimulierten Reservoir Basel mit Abmessungen von rund 1000 m auf 1000 m. Die rot eingekreisten Ereignisse hatten eine Magnitude von über 3,0 und wurden an der Oberfläche deutlich wahrgenommen. Mindestens eines dieser Ereignisse verursachten leichte Risschäden am Verputz von Häusern. Wegen der grossen Anzahl an Gebäuden summierten sich die Schäden auf rund 7 Mio. Fr.

Vorteile gegenüber der herkömmlichen und auch in Basel eingesetzten massiven hydraulischen Stimulation sind vielfältig:

- Die maximal mögliche Magnitude der induzierten Seismizität ist bedeutend kleiner als bei der massiven Stimulation. Dies weil jeweils wesentlich kleinere Flächen stimuliert werden.
- Die Wasserzirkulation durch das Reservoir kann viel besser gesteuert werden.
- Die Reservoirs werden entlang der horizontalen Bohrlochabschnitte innerhalb eines begrenzten Tiefenbereiches und somit innerhalb einer gut definierten Temperaturzone geschaffen, sodass die gewünschte Fördertemperatur besser kontrolliert werden kann.

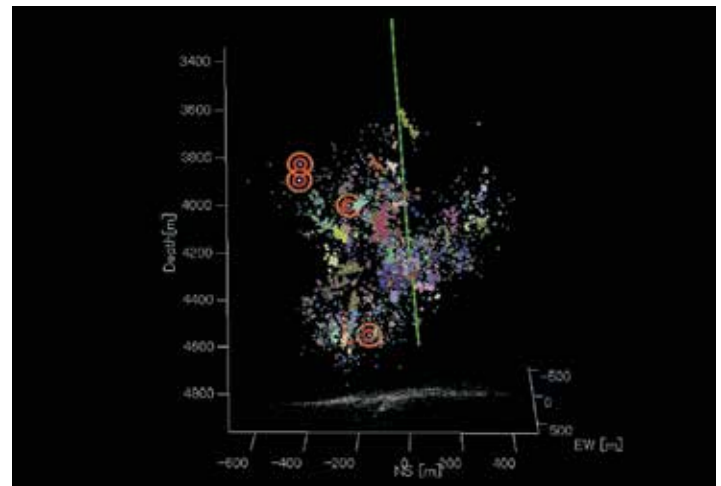


Abbildung 197: Petrothermale Geothermie. Konzept des Deep Heat Mining Projektes Basel (links) und neues horizontales Multiriss-System (rechts). Das Konzept des Projektes Basel beruhte auf einer grossflächigen Stimulation des Untergrundes in einem Arbeitsgang. Dies führte zu relativ starken Erschütterungen. Aufgrund der Daten von Basel konnte das neue horizontale Multiriss-System entwickelt werden. Die Grösse der einzelnen rund 20 bis 40 Wärmeaustauschflächen ist so optimiert, dass nur relativ schwache Erschütterungen auftreten können.

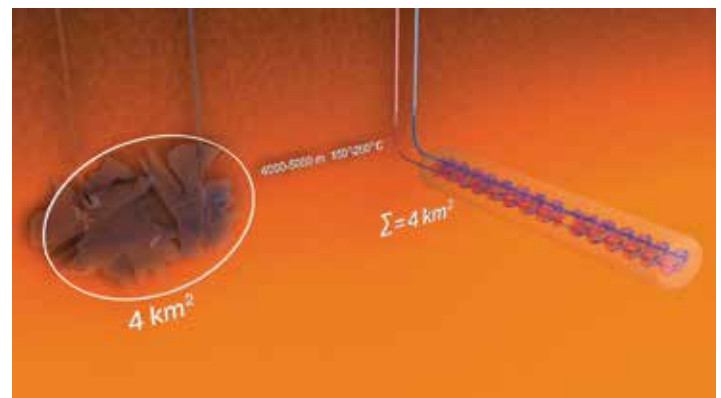


Abbildung 198: Beim Konzept Basel muss aufgrund von felsmechanischen Prozessen damit gerechnet werden, dass sich im oberen kühleren Bereich nur einzelne Fliesspfade ausbilden, was die Energieproduktion und somit das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Tiefbohrungen stark beeinträchtigt.

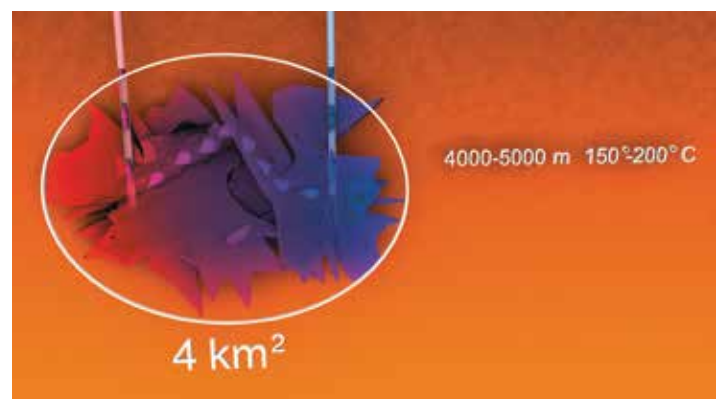
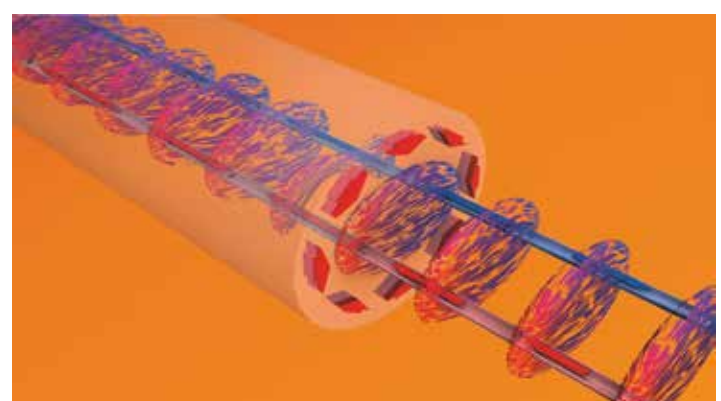


Abbildung 199: Beim horizontalen Multiriss-System wird einerseits das Temperaturniveau auf der Solltiefe voll ausgeschöpft und andererseits lässt sich die Durchströmung des Durchlauferhitzers viel besser steuern als beim Konzept Basel. Beides trägt zu einer viel besseren Energieausbeute und Wirtschaftlichkeit des neuen Konzeptes bei.



Umwandlung von Wärme in Strom

Die Auswahl des Kraftwerktyps richtet sich nach dem Temperaturniveau der Wärme-ressource. Bei sehr hohen Temperaturen des Fluids, beispielsweise in vulkanischen Gebieten, kann dieses in Trocken- oder Nassdampf-Kraftwerken direkt genutzt werden. Bei den in der Schweiz herrschenden Untergrundbedingungen sind die Fluidtemperaturen in den aktuell betrachteten Reservoirtiefen zu gering, um das Tiefenwasser direkt nutzen zu können. Daher wird im Kraftwerk ein zweites Kreislau- system notwendig (Binär-Kraftwerke). Die im binären Kreislauf eingesetzten Arbeitsmit- tel weisen im Vergleich zu Wasser eine deutlich tiefere Siedetemperatur auf (Ab- bildung 200).

Sinnvoll ab 120 °C

Thermodynamisch sind binäre Anlagen ab einer Reservoirtemperatur von 80 °C an- wendbar, allerdings mit einem schlechten Wirkungsgrad. Ökonomisch sinnvoll und deshalb vorzuziehen sind Temperaturen ab rund 120 °C, wobei sich der Wirkungsgrad mit steigenden Temperaturen stetig er- höht. Ab ca. 180 °C dominieren direkte Dampfprozesse. Momentan liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad binärer Kraftwerke bei etwa 10 % bis 13 %. Der relativ geringe Wirkungsgrad stellt einzig ein ökonomisches, aber kein ökologisches Problem dar, da Erdwärme erstens auch natürlicherweise kontinuierlich in die At- mosphäre gelangt und zweitens als erneu-

erbare – quasi unerschöpfliche – Energie ständig nachströmt.

Das Leistungsspektrum einer geothermi- schen Anlage zur Stromproduktion mit zwei bis drei Tiefbohrungen liegt nach heutigen Kenntnissen bei etwa 3 bis 6 MWe. Rund 4 MWe reichen aus, um den Strombedarf einer Kleinstadt mit ungefähr 10 000 Einwohnern zu decken.

Der Wärmeübergang erfolgt in Binär- Kraftwerken im Verdampfer. Dort wird die Wärme aus den Tiefenwässern über Wär- metauscherflächen an das Arbeitsmittel übertragen, welches dadurch verdampft und über die Turbine geleitet werden kann, welche einen Generator zur Strom- erzeugung antreibt. Als Arbeitsmittel wird nicht ein Wasser-Dampf-Gemisch, son- dern ein bereits bei deutlich geringeren Temperaturen und Drücken siedendes Me- dium verwendet.

ORC-Prozess

Für den seit 30 Jahren etablierten Organic-Rankine-Cycle-Prozess (ORC), werden im Sekundärkreislauf beispielsweise haloge- nisierte Kohlenwasserstoffe (Freon, Fri- gen), Propan, Isobutan oder Pentan ver- wendet. Bevor der Dampf zurück in den Verdampfer geleitet wird, muss er rückge- kühlt werden. Dazu werden entweder Luft- oder Wasserkühler eingesetzt. Die ORC-Technologie wird nicht nur in der Geothermie, sondern bei vielen Prozessen zur Stromgewinnung eingesetzt, unter an- derem bei der Nutzung von Abwärme, Biomasse und Holz. Die Technologie ist ausgereift und betriebssicher.

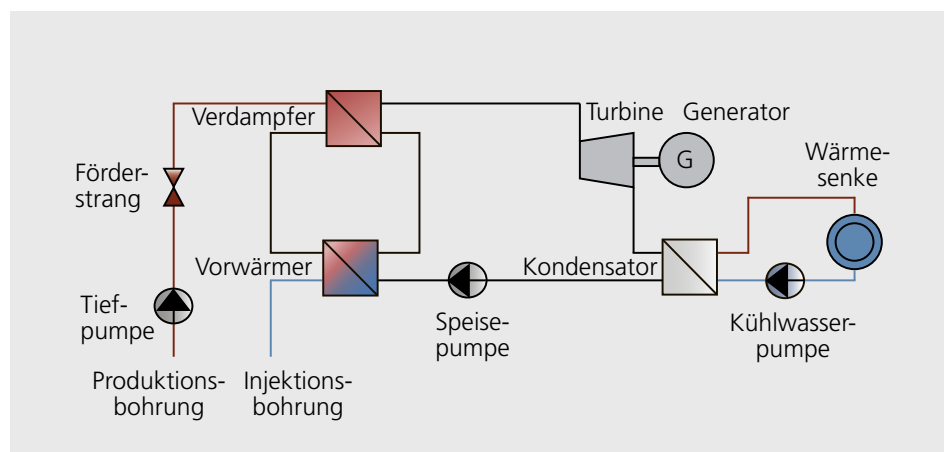


Abbildung 200:
Schema eines ORC-
Prozesses.

Kalina-Prozess

In jüngster Zeit wird jedoch ein neu entwickeltes Verfahren, der Kalina-Prozess, angewendet. Dieser Prozesstyp unterscheidet sich in einer Vielzahl von Parametern. Dies betrifft das eingesetzte Arbeitsmittel im Sekundärkreislauf, den Systemaufbau, die benötigte Fläche, die Stromumwandlungseffizienz, die Kraftwerksverfügbarkeit (Betriebsstunden) sowie die Investitionskosten. Beim Kalina-Prozess wird als Arbeitsmittel des Sekundärkreislaufs kein Reinstoff, sondern ein Zweistoffgemisch aus beispielsweise Ammoniak und Wasser verwendet. Der besondere Vorteil des Kalina-Prozesses liegt in den günstigeren Wärmeübertragungsverhältnissen bei Verdampfung und Kondensation. Durch die Wahl der Gemischzusammensetzung kann der Prozess spezifisch für die zur Verfügung stehenden Temperaturen der Wärmequelle (Tiefenreservoir) angepasst werden. Für die Anwendung bei einem Geothermie-Projekt ergibt sich die Möglichkeit, gerade im Fall stromoptimierter Varianten, die Wärme aus dem Reservoir besser auszunutzen und die Verpresstemperatur tiefer abzusenken. Dadurch können in einer Kalina-Anlage bei gleichen Randbedingungen theoretisch höhere Wirkungsgrade als beim ORC-Prozess erreicht werden. Die einzelnen Komponenten der Kalina-Technologie sind bereits gut erprobt. Aufgrund der geringen Zahl von Anlagen ist diese Technologie jedoch noch nicht «ausgereift».

Neben der ORC- und der Kalina-Technologie sind noch andere Verfahren in der Entwicklung, welche die Erhöhung von Wirkungsgraden bei tiefen Temperaturen ermöglichen. Diese werden zukünftig zu geringeren Kosten bei den Bohrungen führen, da die Tiefen reduziert werden können.

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die verlässlichsten und neusten Daten zu den Kosten von Geothermiekraftwerken stammen von realisierten Referenzanlagen in Deutschland. Die Kosten des Kraftwerkes Insheim mit einer elektrischen Leistung von 5 MW beliefen sich 2012 auf rund 50 Mio. Euro. Mit spezifischen Kosten von 10 Mio. Euro pro MW, liegen die Kosten im Bereich von neuen Kernkraftwerken. Die Bohrkosten machen rund zwei Drittel der Gesamtkosten aus. Das grösste Potenzial der Kosteneinsparungen liegt deshalb bei den Bohrkosten. Diese können gesenkt werden, indem sich erstens ein Markt in Europa entwickelt, von dem auch die Schweiz profitieren kann, zweitens, indem mehrere Bohrungen in einer bohrtechnisch ähnlichen Region abgeteuft werden (Lernkurve, wie sie in der Erdölindustrie und in den bayrischen Geothermieprojekten dokumentiert ist) und drittens, indem wegen einer effizienteren Umwandlungstechnologie von Wärme in Strom bei tieferen Temperaturen die Bohrtiefen reduziert werden können. Da die Bohrkosten mit der Tiefe exponentiell zunehmen, kommt dem letzten Punkt eine besondere Bedeutung zu. Die Kosten der petrothermalen Geothermie werden wegen den Stimulationsmassnahmen um rund 10 % bis 20 % höher als diejenigen der hydrothermalen Anlagen geschätzt.

Die entscheidenden Parameter für die Wirtschaftlichkeit einer tiefengeothermischen Anlage sind auf der Ertragsseite die Förderrate, welche direkt von der Gesteinsdurchlässigkeit abhängt, die Temperatur auf der Zieltiefe sowie der Wirkungsgrad der Umwandlung von Wärme in Strom.

30 K je 1000 m

In hydrothermalen Systemen hängt die Gesteinsdurchlässigkeit stark von der natürlichen hydraulischen Verbindung der Poren und Klüfte im Untergrund ab. In petrothermalen Systemen wird die notwendige Durchlässigkeit durch eine sogenannte Stimulation des Untergrundes künstlich geschaffen.

Die Temperatur kann bereits im Vorfeld grob abgeschätzt werden, weil die Tempe-

ratur in der Schweiz, ausgehend von der durchschnittlichen Atmosphärentemperatur von 12°C, im Mittel mit etwa 30 K bis 35 K pro 1000 m Tiefe zunimmt. Dass heisst, dass die minimale für die Stromerzeugung notwendige Temperatur von 120°C auf Tiefen von rund 3100 m bis 3600 m vermutet wird. Je höher die Temperatur, desto besser der Wirkungsgrad für die Umwandlung von Wärme in Strom. Deshalb werden vielfach Zieltiefen von 4000 m bis 5000 m angestrebt. Der Wirkungsgrad liegt gegenwärtig bei etwa 10 % bis 13 %.

40 Rp. pro kWh

Heute liegen die Gestehungskosten im Bereich von 40 Rp. pro kWh für hydrothermale und bei rund 50 Rp. pro kWh für petrothermale Pilotprojekte. Wenn in der Schweiz und Europa eine grosse Anzahl von Geothermieprojekten gebaut werden, dann werden sich gemäss den Schätzungen des Bundesamtes für Energie die Gestehungskosten langfristig bei 10 bis 20 Rp. pro kWh einstellen. Sie sind dann vergleichbar mit den Gestehungskosten von neuen Wasserkraftwerken. Das Bundesamt für Energie geht langfristig von einem mehrstufigen Potenzial zur Senkung der Gestehungskosten gegenüber heute aus (Tabelle 33).

Tabelle 33: Potenziale zur Senkung der Gestehungskosten von Strom bei geothermischen Kraftwerken (Bundesamt für Energie).

Tabelle 34: Technologien zur Nutzung von Geothermie in Abhängigkeit der verfügbaren Temperaturen.

Bohrkostenreduktion mittelfristig	– 25 %
Bohrkostenreduktion langfristig	– 50 %
Verbesserte Wärmetauscher mittelfristig	+ 50 % Produktion
Verbesserte Wärmetauscher langfristig	+ 100 % Produktion
Standardisierte Kraftwerksanlagen	
Kosten Kraftwerksanlagen	– 25 %
Betriebs- und Unterhaltskosten	– 25 %

150°C bis 90°C	Stromproduktion mittels einer ORC- oder Kalina-Anlage
90°C bis 65°C	Wärmenutzung im Rücklauf eines städtischen Fernwärmenetzes (Winter)
95°C bis 65°C	Kälteproduktion mittels Absorptionssystem (Sommer)
65°C bis 30°C	Tieftemperatur-Wärmenutzung für nachhaltige Quartiere, Gewächshäuser, Fischzuchten

Geothermiekraftwerke liefern Bandenergie und verursachen deshalb aus gesamtwirtschaftlicher Sicht keine zusätzlichen Kosten für die Stromspeicherung und für einen Ausbau der Stromnetze. Sollte sich in Zukunft ein spezieller Bedarf für eine Flexibilisierung der Stromerzeugung im Tagesverlauf ergeben, so lässt sich die aus dem Untergrund gewonnene Wärme während einiger Stunden in Tanks zwischenspeichern und erst am Abend verstromen. Diese Speicherung hätte vor allem an strahlungsreichen Tagen, an denen viel Strom über Photovoltaikanlagen erzeugt wird, eine Relevanz.

Elektrizität im Fokus

Der Fokus der meisten in der Schweiz geplanten Geothermieprojekte liegt auf der Erzeugung von Strom. Um die geförderte Energie möglichst optimal zu verwerten, soll dabei auch die Restwärme genutzt werden. Dazu bieten sich vor allem Gebiete mit einem bereits geplanten und ausbaufähigen Fernwärmenetz gute Voraussetzungen. Für die unterschiedlichen Temperaturniveaus kommen Technologien gemäss Tabelle 34 in Frage.

Die Gestehungskosten für Wärme auf einem Temperaturniveau von mindestens 90°C ab Erzeugung liegen bei einem fünfdigen Projekt gemäss der Machbarkeitsstudie St. Gallen unterhalb von 10 Rp. pro kWh. Dieser Wert ergibt sich auch für andere Schweizer Projektstudien. Der Fernwärmearbeitspreis in Unterhaching bei München liegt beim Hausanschluss bei rund 7 Rp. pro kWh. Die Berechnungsgrundlagen sind: Typische Projekte in der Schweiz (St. Gallen) und in Bayern, Bohrtiefen von 3500 m bis 4500 m, Temperaturen von 110°C bis 140°C, Strom- und Wärmeerzeugung. Bei Temperaturen unter 90°C machen Geothermie-Projekte kaum Sinn, ausser in Kombination mit einer Nachheizung wie in Riehen.

Umweltrelevanz, Ökobilanz

Landverbrauch: In der Regel wird eine Fläche von rund 10 000 m² für die Tiefbohranlage und rund 5000 m² für die Kraftwerksanlagen bei einer elektrischen Leistung von 5 MW beansprucht. Idealerweise liegen die Kraftwerksanlagen in Industriezonen oder grenzen an diese an.

■ **Lärmemissionen** lassen sich mit entsprechenden Massnahmen stark reduzieren. So wurde eine Bohrung mitten in der Stadt Zürich, in der Nähe des Spitals Triemli, ohne erhebliche Beeinträchtigungen realisiert. Auch beim Betrieb der Kraftwerksanlagen lassen sich mit Lärmschutzmassnahmen Konflikte mit Nachbarn vermeiden.

■ **Grundwasserschutz:** Bei hydrothermalen Verfahren müssen keine Chemikalien in den Untergrund gepresst werden. Auch bei der petrothermalen Stimulation geothermischer Reservoirs kann oft auf die Beimengung von Chemikalien verzichtet und vorwiegend reines Wasser eingesetzt werden. Selbst wenn Zusätze benötigt werden, ist eine Kontamination des Untergrundes bzw. des Grundwassers unwahrscheinlich. Die Umweltrisiken beim Hydraulic fracking, bei dem zur Gewinnung von Erdgas hochgiftige Chemikalien in den Untergrund gepresst werden, sind bedeutend grösser. (Zitiert aus www.umweltallianz.ch → Stromzukunft → Geothermie)

■ **Abkühlung des Untergrundes:** Je nachdem, wie schnell Wärme aus dem benachbarten Untergrund nachströmt, bleibt die Temperatur im genutzten System aus Thermalwasser oder heissem Gestein erhalten oder sie nimmt nur sehr langsam ab. Mit dem Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung lässt sich die Grösse des Systems und damit die Dauer der Abkühlung beeinflussen. Geothermische Projekte werden so geplant, dass erst nach einem Betrieb von über 30 Jahren mit einer langsam beginnenden Temperaturabsenkung des geförderten Thermalwassers zu rechnen ist. Durch die leichte Abkühlung entstehende ökologische Risiken sind derzeit nicht bekannt. (Zitiert aus www.umweltallianz.ch → Stromzukunft → Geothermie)

■ **CO₂-arm:** Bei der Umwandlung von Erdwärme in Strom, aber auch bei der direkten Wärmenutzung wird wenig CO₂ freigesetzt. Dieses fällt überwiegend während der Bohrphase an.

■ **Kurze energetische Amortisationsdauer:** Bei Tiefengeothermie-Anlagen liegt die energetische Amortisation bei nur 3,2 Jahren. Bei einer zusätzlichen Nutzung der Abwärme tritt eine weitere Verringerung der Amortisationszeit ein.

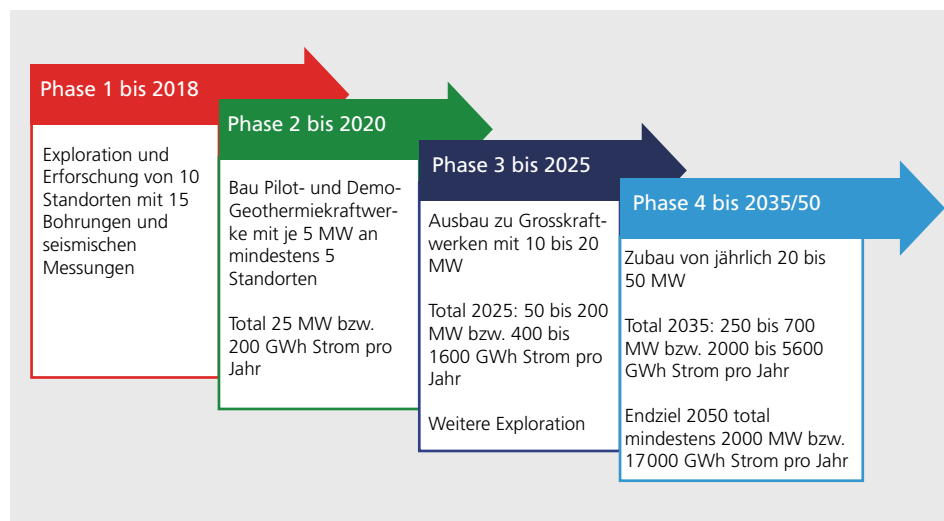
■ **Einheimische Ressource:** Ein grosser Vorteil der Tiefengeothermie ist deren dezentrale Einsetzbarkeit. Die Energie kann lokal beschafft werden, lange Transportwege wie bei Erdöl, Erdgas und zum Teil bei Strom aus weit entfernten Produktionsanlagen entfallen. Die Tiefengeothermie ist damit losgelöst von politischen Abhängigkeiten oder Krisen und kann entsprechend einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern. Zudem werden lokal Arbeitsplätze geschaffen.

Potenzial in der Schweiz

Die Angaben zum Potenzial der Tiefengeothermie in der Schweiz für die Stromproduktion ab 2050 schwanken je nach Quelle sehr stark zwischen praktisch Null bis zu 17 TWh pro Jahr. Dies ist nicht erstaunlich, gibt es doch in der Schweiz noch keine Erfahrung; zudem waren bisherige Stromprojekte noch nicht erfolgreich. Der Bund hat das grosse Potenzial der Tiefengeothermie erkannt und sie bis ins Jahr 2050 mit einem Beitrag von 4400 GWh Strom pro Jahr bei seiner neuen energiepolitischen Ausrichtung berücksichtigt. Das grösste Potenzial sieht der Bund in petrothermalen Anlagen. Abbildung 201 zeigt den Aktionsplan «Tiefengeothermie Schweiz» verschiedener Energieversorger. Zunächst braucht es verbesserte Kenntnisse über den tiefen Untergrund und eine Optimierung von Technologien mittels Pilot- und Demonstrationsanlagen. Ziel ist, das mittel- und langfristige Potenzial in der Schweiz bis 2020 schlüssig zu evaluieren und die technische und wirtschaftliche Machbarkeit nachzuweisen. Danach kann ein Zubau etappenweise erfolgen. Die Kosten für die Phase 1 betragen rund 500 Mio. Fr. und für die Phase 2 rund 200 Mio. Fr. Ist der Nachweis der technischen Machbarkeit 2020 erbracht, wird die Wirtschaftlichkeit den Zubau von Geothermiekraftwerken bestimmen. In Phase 3 wird sich ein Markt für Tiefbohrgeräte und Kraftwerkstechnologie entwickeln, welcher Voraussetzung für

die Realisierung der Phase 4 ist. Dabei handelt es sich um weitgehend existierende Technologien der Kohlenwasserstoffexploration. Für den Durchbruch der Tiefengeothermie braucht es keine Grundlagenforschung, sondern in erster Linie für den Schweizer Untergrund angepasste Technologieentwicklung. In welchen Gebieten der Schweiz Geothermie am stärksten genutzt wird, hängt, neben der gebirgsmechanischen Eigenschaften, auch davon ab, ob zusätzlich zur Stromerzeugung auch Wärme genutzt wird. Wärme wird vor allem in dicht besiedelten Gebieten im Mittelland nachgefragt. Aus Sicht der Stromproduktion bieten sich jedoch auch abgelegene Standorte mit grosser Höhenlage an, d. h. mit tiefen Atmosphärentemperaturen in den Alpen oder im Jura, sofern sie in der Nähe von Stromleitungen liegen. Dabei gilt, je tiefer die Umgebungstemperatur desto effizienter und wirtschaftlicher ist die Umwandlung von Wärme in Strom.

Abbildung 201:
Aktionsplan Tiefengeothermie in der Schweiz. Der Aufbau und der Ausbau kann bis 2050 in vier Entwicklungsphasen stattfinden.



Das künftige Stromsystem

Rainer Bacher Entscheidend für die sichere, nachhaltige und kostengünstige Schweizer Stromversorgung der Zukunft ohne Kernkraftwerke sind die wahren Kosten der übrigen Energiequellen mit oder ohne Speicher sowie der Netze. In der künftigen Stromversorgung sollten die externen Kosten von CO₂-Emissionen mitberücksichtigt und Subventionen für erneuerbare Energien langfristig abgeschafft werden. Ebenso sollte der punktuelle Aus- und Rückbau von Netzen, koordiniert mit Speichern, durchgeführt werden. Notwendig ist ein Markt für alle, der auch die Bereitstellung der Erzeugungs- und Netzkapazitäten berücksichtigt.

Sicherheit prioritär

Die Sicherheit und die Qualität der mit inländischen Quellen ermöglichten Stromversorgung soll in den Vordergrund gestellt werden. Gleichzeitig soll die Schweiz aber am internationalen Stromhandel teilnehmen und dadurch den gesicherten Zugang zu ausländischen Erzeugungsanlagen, Speichern und vor allem Netzen so ausbauen, dass sie auch der nationalen Versorgung mit Strom nützen: Sowohl im üblichen Betrieb zur ökonomischen Optimierung der Ressourcen, als auch im Notfall, wenn nicht genügend Leistung im Inland abrufbar ist.

Vollkostenrechnung

Durch die Annahme von Vollkosten der Stromerzeugung und der Netze lassen sich gesetzliche Rahmenbedingungen ableiten, mit denen Planungssicherheit und eine nachhaltige Umsetzungslösung mit einem Markt für alle gefunden werden kann. Erst eine marktbasierte zukünftige Stromversorgung kann durch die Preisbildung und damit der Möglichkeit von Profiten der Schweizer Wirtschaft einen transparenten und effizienten Anreiz für Investitionen und damit innovative Lösungen ermöglichen. Ein intelligentes, marktbasiertes und durch Smart-grids-Technolo-

gien koordiniertes Stromsystem soll der Wirtschaft eine gesicherte Stromversorgung zu transparenten und planbaren Preisen bringen.

Verzicht auf KKW

In diesem Schweizer Stromsystem der Zukunft kommen nur diejenigen Stromerzeugungsquellen zum Einsatz, die aus heutiger Sicht nutzbar sind und von der Mehrheit der Bevölkerung schon heute akzeptiert werden. Dies gilt für eine auf Wasserkraft, Photovoltaik, Windkraft und Wärmekraftkopplung basierende Stromerzeugung. Sie müssen aber ihre vollen, auch externen Kosten tragen. Der Einsatz z. B. der geothermischen Stromerzeugung wird damit solange nicht berücksichtigt, bis Sicherheit über deren Verfügbarkeit, Risiken, Chancen und Kosten gegeben sind. Auf Kernkraftwerke soll künftig verzichtet werden, aber nicht auf dezentrale, allenfalls zentrale Gas-Kraftwerke. Diese sollen jedoch nur dann zum Einsatz kommen, wenn keine andere erneuerbare, nationale Elektrizität günstiger ist und bezüglich Versorgungssicherheit denselben Stand erreicht. Gleichzeitig soll der jährliche CO₂-Ausstoss durch fossile Kraftwerke auf maximal 2,5 Mio. Tonnen beschränkt werden.

Speicherstrategie

Auf Grund der Zunahme von dispers verteilten Stromproduktionseinheiten mit erneuerbaren Quellen kommt dem intelligenten Verteilnetz eine grosse Bedeutung zu. Der Ausbau und die Bewirtschaftung von Energiespeichern – sowohl von Elektroauto-Batterien wie auch der Speichersseen in den Alpen – sind übergeordnet zu koordinieren, mit dem Ziel, dass der in grossen Mengen dezentral eingespeiste Strom aus PV und WKK effizient gespeichert werden kann und das bestehende Netz nicht überlastet oder instabil wird.

Stromsystem heute und 2065

Abbildung 202 zeigt das heutige Stromsystem der Schweiz mit den Netzebenen 1 bis 7 und den dort angeschlossenen Netznutzern (Erzeuger, Verbraucher, Speicher). Zentrales Ziel ist die Minimierung der Gesamtjahreskosten. Diese Kosten beinhalten die gesamten jährlichen Kapital- und Betriebskosten des zukünftigen Stromsystems, d. h. der Stromerzeugung (inkl. der direkt damit zusammenhängenden Prozesse für die Speicherung, Primärenergie-lieferung, etc.) und des Stromnetzes sowie dessen Beobachtung und Steuerung. Notwendig sind Aussagen über die bestmögliche und günstigste Investition in die Kapazitäten der diversen Netzkomponenten, Speicher und Erzeuger. Verknüpft mit diesen Kapazitäten ist die Optimierung der Betriebskosten bei einem stündlichen oder viertelstündlichen Einsatz.

Für solche Überlegungen werden für die stromverbrauchenden Geräte gegenüber 2011 wesentliche Effizienzsteigerungen angenommen. Das führt trotz Bevölkerungswachstum bis 2065 dazu, dass der

gesamte Stromverbrauch des Zukunftsjahres 2065 ähnlich gross ist wie heute. Damit einhergehend muss eine starke Reduktion des heutigen fossilen Energieverbrauchs für die Mobilität und das Heizen der Gebäude erfolgen. Der bisherige Verbrauch an fossilen Energien wird aber durch einen zusätzlichen Stromverbrauch der Mobilität (Laden der Elektroautobatterien) und der stromgetriebenen Wärmepumpen ersetzt. Dazu kommt die Stromerzeugung durch dezentrale, thermische Kraftwerke (insbesondere mit Wärmekraftkopplung) für das in Zukunft trotz Wärmepumpen und Gebäudedämmung noch notwendige Heizen der Gebäude sowie für industrielle Prozesse.

Prioritäre Massnahmen

Untersuchungen zeigen, dass für das geplante intelligente System der Zukunft folgende wichtigen Investitionen prioritär realisiert werden müssen:

■ **Priorität 1.** Steigerung der Energieeffizienz bei allen Arten der Energienutzung: Ziel ist die relative Reduktion des Stromverbrauchs gegenüber heute. Damit wird eine

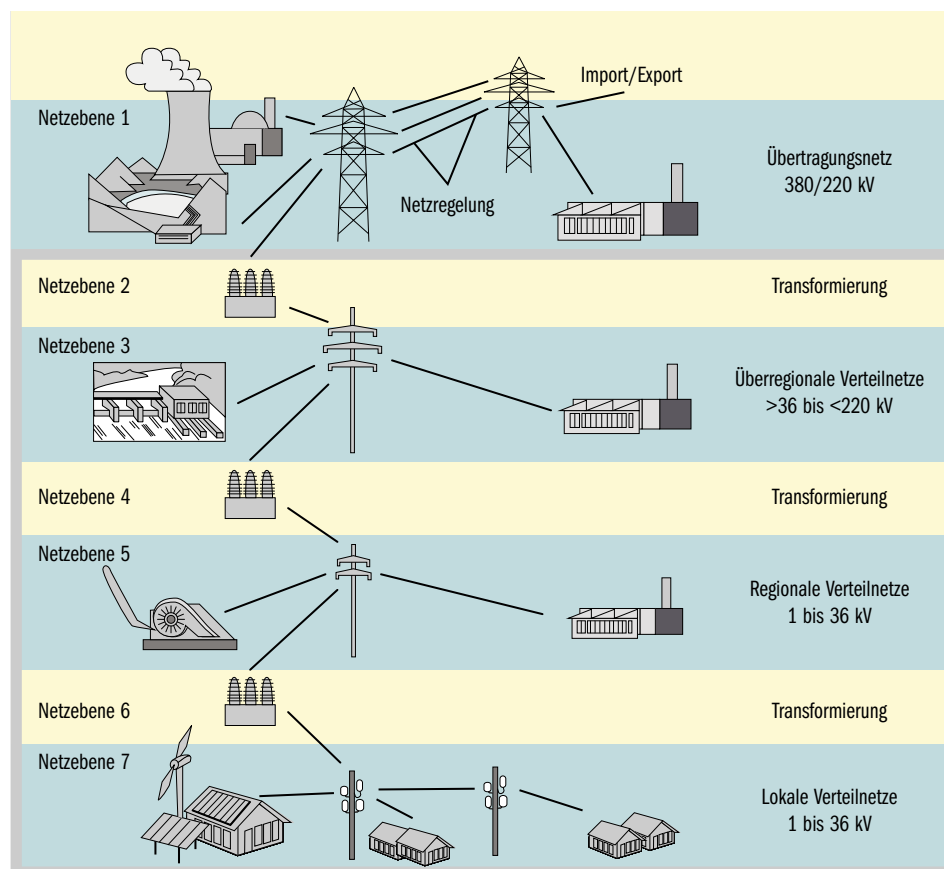


Abbildung 202:
Stromnetzebenen
mit Netznutzern
(VSE).

zusätzliche Stromproduktion zur Wärmeerzeugung (Wärmepumpen statt fossiler Heizungen) und für Elektromobilität anstelle bisher fossiler Mobilität von zentraler Bedeutung. Es wird angenommen, dass der Jahresstromverbrauch in Zukunft bei insgesamt ca. 67 TWh pro Jahr liegt, mit Pumpstrom und Netzverlusten.

■ **Priorität 2.** Einspeisung von grossen Strommengen durch PV, zwischen 6 TWh und 15 TWh pro Jahr, verteilt auf alle Regionen der Schweiz: Ziel ist eine möglichst dezentrale Stromerzeugung aus überwiegend erneuerbaren Quellen in Kombination mit stromverbrauchenden Geräten im automatisierten Einsatzmodus.

■ **Priorität 3.** Verstärkter Einsatz von Elektroautos und der dadurch notwendigen Batterien (rund 10 TWh pro Jahr Stromverbrauch): Ziel ist einerseits eine Verringerung des fossilen Energieverbrauchs durch mehr Elektromobilität, andererseits lässt sich damit Strom aus PV-Anlagen tatsächlich dann nutzen, wenn er erzeugt wird. Dies entlastet das Stromnetz und den Netzausbau, weil diese Elektrizität gar nicht ins Netz eingespeist wird.

■ **Priorität 4.** Einsatz von verteilten Stromerzeugungsanlagen mit fossil-thermischer bzw. erneuerbar-thermischer Energie, ca. 9 TWh pro Jahr. Ziel: Diese Stromproduktion erfolgt vor allem im Winter und stimmt damit mit der in dieser Jahreszeit notwendigen Wärmeproduktion überein.

■ **Priorität 5.** Nur punktueller Umbau der Netzebenen 6 und 7 (Ausbau um ca. 15 %). Ziel: So tiefe Netzkosten wie möglich ohne Minderung der Versorgungssicherheit. Wegen der flexibel einsetzbaren und steuerbaren dezentralen Erzeugung und den Speichern der Elektromobile kann langfristig ein höherer Ausbau vermieden werden. Dadurch ist der Anstieg der Gesamtnetzkosten begrenzt.

■ **Priorität 6.** Langfristiger Ausbau der Netzebenen 3, 4 und 5 zwischen 7 % und 15 %. Ziel: Ausbau so, dass die Gesamtkosten minimal bleiben. Ein grosser Teil der langfristig günstigsten Erzeugung, insbesondere WKK- und grössere PV-Anlagen, sollte in diesen Netzebenen angeschlossen und systemtechnisch integriert werden.

Smart-grids-Technologien

Auch betriebliche Massnahmen, vor allem im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien sowie der netzbauierten Prozesssteuerung, sind prioritär.

■ **Priorität 1.** Einsatz von Smart-grids-Technologien, um die technischen Spannungen aller Stromnetzknoten koordiniert in Normgrenzen zu halten. Ziel ist die Gewährleistung der Qualität und der Stabilität der Versorgung jederzeit auf hohem Niveau.

■ **Priorität 2.** Einsatz von Smart-grids-Technologien, um die Ströme aller Netzelemente koordiniert in Grenzen zu halten. Ziel ist die Gewährleistung der Qualität und der Stabilität der Versorgung jederzeit auf einem hohen Niveau.

■ **Priorität 3.** Einsatz von Smart-grids-Technologien, um präventiv den Systembetrieb zu koordinieren, sodass die nach einem Netzelement-Ausfall unmittelbar entstehenden Ströme in allen Netzelementen innerhalb thermisch und physisch tolerierbarer Grenzen liegen. Dies soll durch koordinierte Änderung der steuerbaren Speicher und Erzeuger bzw. der flexiblen Verbraucher unmittelbar nach dem Vorfall erfolgen können. Ziel: Netze so aus- und umbauen, dass auch bei unvorhergesehenen Leitungsausfällen die Versorgungssicherheit weiterhin gegeben ist und dies bei minimalen Investitionskosten für den Netzausbau.

■ **Priorität 4.** Einsatz von Smart-grids-Technologien, um das Aufladen der Batterien der Elektromobile tageszeitlich und netzfreundlich zu koordinieren. Ziel: Batterien dann laden, wenn genügend PV-Strom eingespeist wird; dadurch soll ein teurer Ausbau des Netzes verhindert werden.

■ **Priorität 5.** Einsatz von Smart-grids-Technologien, um die Limitierung der Erzeugung aus PV-Stromerzeugern tageszeitlich und netzfreundlich zu koordinieren. Ziel: PV-Strom so «abschneiden» bzw. an der Einspeisung ins Netz hindern, dass das Netz nie überlastet bzw. teuer ausgebaut werden muss. Abgeschnittener Strom aus PV darf nur zu geringen Energieverlusten führen; er ist dann nicht verloren, wenn er mit «privat» finanzierten Speichern – neben der Elektromobilität – lokal zwischengespeichert und nicht ins Netz eingespeisen wird.

■ **Priorität 6.** Verstärkter Einsatz von Smart-grids-Technologien, um das Füllen und Entleeren der Speicherseen über das Kalenderjahr koordiniert und netzfreundlich zu organisieren. Ziele: Das Minimum der Speichersee-Energieinhalte soll im März nicht unter eine kritische Grenze fallen, um bei saisonalen Notfällen (z. B. kalter Winter) Energie zu liefern. Das Maximum der Speichersee-Energieinhalte sollte gezielt im September erreicht werden für maximale Energiebereitstellung im Winter.

Stromerzeugung und Netze

Als Stromerzeugungstechnik mit sehr geringen negativen lokalen Externalitäten wird Photovoltaik einen wichtigen Beitrag liefern. Die erwartete Stromproduktion aus PV benötigt eine Fläche von 150 km² (30 % der Gebäudefläche). Aufgrund der eher tiefen Windgeschwindigkeiten, dem teils unzugänglichen Gebiet und den zahlreichen Einsparungen von Landschaftsschützern wird der Windenergie in der Schweiz in Zukunft bloss ein Potenzial von ca. 3,8 TWh pro Jahr zugeordnet. Anlagen zur Wärmekraftkopplung (WKK) können sowohl Strom als auch nutzbare Wärme produzieren: Wärme geführte Stromerzeugung soll vor allem im Winter mit ca. 9 TWh pro Jahr ihren Beitrag leisten. WKK-Anlagen können mit unterschiedlichen Energieträgern betrieben werden (Holz, Biogas, Abfälle, in Zukunft Erdwärme und fossile Energieträger). Fossil und damit CO₂-ausstossende WKK können künftig speziell im Winter eine sinnvolle Ergänzung zum erneuerbaren Strom darstellen. Aber auch flexibel einsetzbare Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD) sollen – speziell für industrielle Prozesse und vielfach in der Nähe von Industrieanlagen – einen Beitrag liefern. Selbstverständlich kann jeder Anteil des national erzeugten Stroms grundsätzlich auch im Ausland produziert werden. Der Import von Strom als Teil der Fahrplan-Stromversorgung wird nicht thematisiert, weil in erster Linie die Eigenschaften und Kosten einer Binnenversorgung aufgezeigt werden sollen.

Um den CO₂-Ausstoss auf 2,5 Mio. Tonnen pro Jahr zu begrenzen, wird der Ein-

satz von Strom aus fossilen Quellen beschränkt. Wird diese CO₂-Grenze erreicht, steigen die Kosten für die Stromproduktion aller Erzeuger in denjenigen Intervallen, in denen CO₂-ausstossende Kraftwerke in Betrieb genommen werden müssen. Solche Kraftwerke werden bei einer Jahresgesamtkosten-Minimierung aber nur in denjenigen Marktintervallen (also Stunden des Tages) eingesetzt, in denen keine physisch stabile Lösung mit einem anderen günstigeren, CO₂-freien nationalen Stromerzeugungsmix möglich ist. Ein punktuell hoher variabler strommarktbasierter Preis könnte im Jahr 2065 dafür sorgen, dass solche fossilen Kraftwerke ihre variablen Jahreskosten decken können. Daneben soll ein Erzeugungskapazitätsmarkt dafür sorgen, dass WKK- und GuD-basierte Stromerzeugung ihre Kapitalkosten auch bei geringer tatsächlicher Nutzung decken kann. Im diskutierten Stromsystem wird angenommen, dass die PV-Erzeugung im Zukunftsjahr eine Jahresproduktion von 14 TWh pro Jahr bei 15,2 GW installierter PV-Leistung erreichen wird*.

Die rein nationale Jahresstromerzeugung und der entsprechende Schweizer Verbrauch im Zukunftsjahr, z. B. 2065, setzt sich gemäss Abbildung 203 zusammen.

Beim Stromverbrauch wird angenommen, dass die heute fossile Mobilität weitgehend auf Elektromobilität umgestellt wird und das Laden der Batterien intelligent gesteuert so optimiert ist, dass die Netze minimal oder nicht ausgebaut werden müssen. Nach Effizienzmassnahmen bei den stromverbrauchenden Geräten wird angenommen, dass der Jahresstromverbrauch

* Simulationen zeigen, dass marktbasierende Regulierungsformen ohne spezifische Kostenvergütung für PV-Anlagen auf Jahreskosten führen, die ca. 1 Mrd. tiefer liegen als mit starker PV-Förderung. Die installierte PV-Kapazität liegt dann bei ca. 9,7 GW und ca. 9,5 TWh/a. Der zur Deckung des jährlichen nationalen Verbrauchs fehlende Strom wird durch GuD-Anlagen erzeugt oder importiert. Der CO₂-Ausstoss der fossilen Kraftwerke kann bis auf 2,5 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr begrenzt werden. Damit liegt der CO₂-Ausstoss pro Kopf und Jahr für die nationale Stromerzeugung weit unter 1 Tonne.

im Jahr 2065 ähnlich gross ist wie heute. Die für einen «perfekten» Fahrplanbetrieb** (d.h. ohne Regelenenergie und sonstige Dienstleistungen, ohne Smart-grids-Technologien und ohne Abgaben an die öffentliche Hand) erwarteten Gesamtjahreskosten des Stromsystems mit minimal notwendiger Erzeugungs- und Netzkapazität, ohne Strom aus Kernkraft sowie dessen Ersatz durch Stromerzeugung aus grossteils erneuerbaren und thermischen Quellen betragen schliesslich zwischen 12,1 und 13,2 Mrd. Fr. pro Jahr. Diese Jahreskosten beinhalten die erwarteten Kapital- und Betriebskosten pro Jahr für die

Netze und die Erzeugung, inkl. Speicher. Der Anteil der Netzhreskosten liegt zwischen 4,3 und 4,1 Mrd. Fr., die Jahreskosten für die Erzeugung von Strom und Wärme liegen zwischen 7,9 und 9 Mrd. Fr. Bei den Speicherkraftwerken wird davon ausgegangen, dass die heute bestehende Infrastruktur weitgehend auch in diesem zukünftigen System genutzt werden kann und nur wenig neu gebaut werden muss. Damit ist im Herbst genügend Energie gespeichert, um – gemeinsam mit GuD- und WKK-Anlagen – den Grossteil des Strombedarfs im nachfolgenden Winter zu decken. Die Batterien der Elektromobile müssen, aus Fahrplansicht, an Sommertagen dann geladen werden, wenn die Sonne erwartet wird bzw. im Winter in der Nacht, wenn keine PV-basierte Stromproduktion möglich ist.

** Fahrplan: Jede Bilanzgruppe schätzt 24 h im Voraus die ¼-stündliche Erzeugung und Verbrauch in ihrer Bilanzgruppe des nächsten Tages. Echtzeit-Abweichungen werden als Regelenenergie von Swissgrid organisiert.

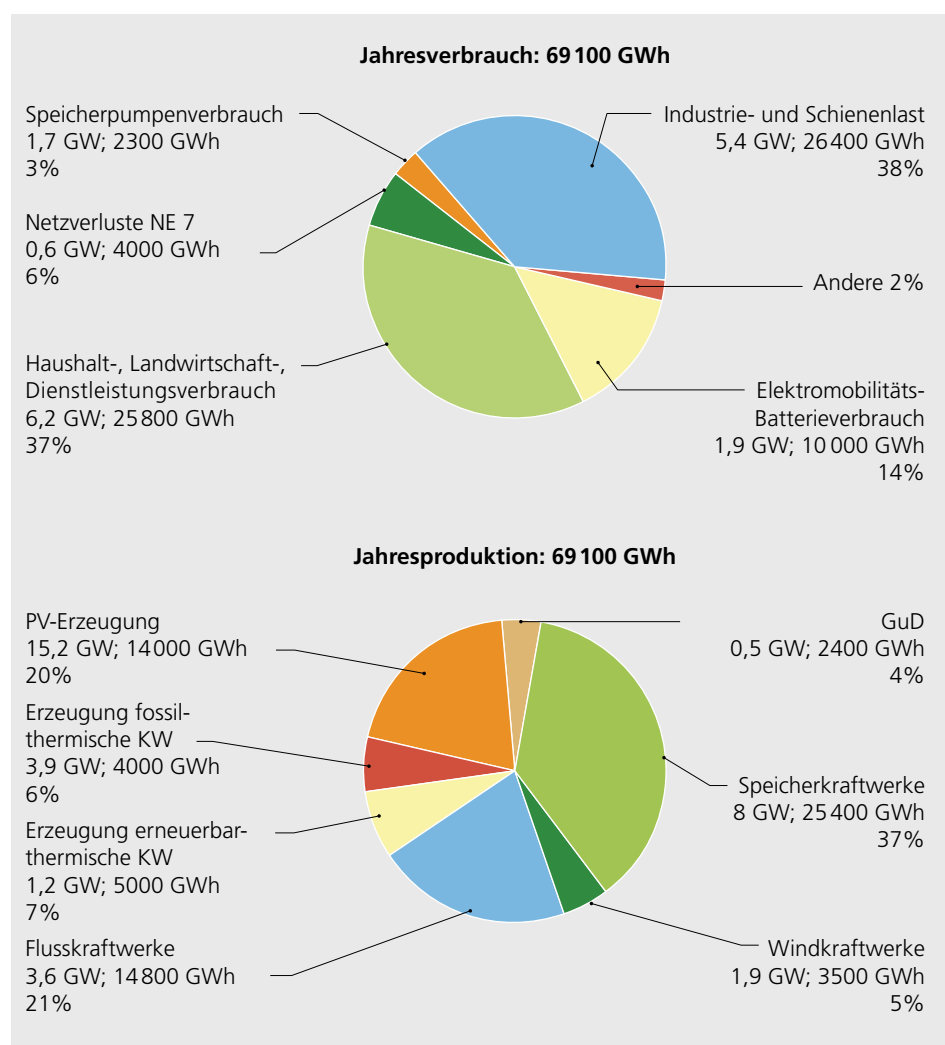


Abbildung 203: Aufteilung des Jahresverbrauchs (oben) und der Jahreserzeugung (unten) im Zukunftsjahr (z. B. 2065) bei Annahme starker Förderung der PV-Einspeisung mit 15 GW, einem limitierten CO₂-Ausstoss durch fossile Kraftwerke von maximal 2,5 Mio. Tonnen pro Jahr und minimalen Jahreskosten des Gesamtsystems für Netze und Erzeugung bzw. deren Kapital- und Betriebskosten (Simulationen Bacher).

Kosten im Stromsystem 2065

Smart-grids-Technologien: Zusätzlich zu den 12,1 bis 13,2 Mia Fr. Jahreskosten rein für Netze und Erzeugung sowie für den Fahrplan-Betrieb fallen noch die Investitions- und Betriebskosten für Smart-grids- Informations- und Kommunikationstechnologien an. Das Bundesamt für Energie, BFE, geht davon aus, dass diese Mehrkosten langfristig durch den Effizienzgewinn bei Anwendung dieser Technologien sowie durch erhöhten Marktpreisdruck durch Kundenwechsel und allenfalls reduzierten Netzkapitalkosten mehr als kompensiert werden.

Transiter, grenzüberschreitender Handel: Zusätzlich fallen noch diejenigen Kostenanteile der nationalen Netzgesellschaft (Übertragungsnetzebene) an, die durch Dritte für den grenzüberschreitenden Handel bzw. Transite genutzt werden sollen.

Dienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft: Neben den erwähnten Jahreskosten müssten die Verbraucher auch noch die Kosten für Dienstleistungen (Ancillary Services) bezahlen, welche insbesondere für die Regulierung von gesamtschweizerischen Abweichungen gegenüber dem viertelstündlichem Fahrplan von Erzeugung minus Verbrauch benötigt werden. Würde diese Regelleistung allein durch die Speicherkraftwerke erbracht, dann würden die Jahreskosten für die nötigen Kapazitäten entsprechend um weitere ca. 0,5 Mrd. Fr. pro Jahr ansteigen. Die Jahreskosten liegen dann zwischen 12,6 und 13,7 Mrd. Fr.

Abgrenzung Mobilitätskosten: Zu beachten ist auch, dass die zusätzlichen Investitions- bzw. Kapitalkosten für die Elektromobil-Batteriespeicher nicht den Jahreskosten des Stromsystems zugeordnet werden, sondern denjenigen der Mobilität, welche nicht in der «Stromrechnung» berücksichtigt sind.

Abgrenzung Wohnkosten: Genauso werden die Investitions- bzw. Kapitalkosten für die verbesserte Energieeffizienz der Gebäude (viel bessere Wärmedämmung, etc.), die sich in reduzierten Wärme- und auch verändertem Strombezug der Gebäude auswirken, nicht dem Stromsystem,

sondern den wohnbezogenen Ausgaben zugeteilt. Nur die durch die Veränderung der Mobilität und der Gebäude bedingte Änderung in der Stromerzeugung und im Stromnetz wird den hier aufgeführten Stromsystemkosten zugeteilt.

Zusammenfassung: Es resultieren für das Stromsystem im Zukunftsjahr totale Jahreskosten von ca. 12,6 bis 13,7 Mrd. Fr. pro Jahr inklusive Dienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft. Solche minimale Gesamt-Stromsystemkosten setzen zwei gut abgestimmte Marktprodukte voraus:

■ Einerseits einen zentral organisierten Ausschreibungsmarkt für die flexible, installierte Erzeugungsleistung mit Normnutzungsstunden (eventuell nur für Erzeuger ohne variable «Brennstoff»-Kosten), allenfalls kombiniert mit einem Markt für Verteilnetz-Kapazitäten.

■ Andererseits einen Markt für die variable Produktion von elektrischer Energie.

Die Kombination beider Marktprodukte führt auf die ergänzende und kostenminimale Koexistenz von Erzeugern mit hohen Investitionskosten und tiefen oder sogar keinen variablen Kosten (wie PV, Wind) und Erzeugern mit tiefen Investitionskosten dafür aber auch hohen variablen Kosten (wie GuD, WKK).

Massnahmen und Gesetze

Die energiepolitisch Verantwortlichen der Schweiz und der EU haben in der jüngeren Vergangenheit bereits Massnahmen ergriffen, welche die beschriebene Entwicklung beschleunigen und dafür sorgen sollen, dass die Netzstabilität auch eine Versorgung mit neuen erneuerbaren Elektrizität und weitgehend CO₂-frei sichergestellt sind. Die Liberalisierung der Installation und die automatische Ablesung von Stromzählern (Smart Meters) erlaubt es in vielen Ländern der EU, dass Stromanbieter sich mittels moderner Zählertechnik und zugehörigen variablen Tarifen von ihren Wettbewerbern differenzieren können.

In der Schweiz gelten 2013 insbesondere das Stromversorgungsgesetz (StromVG) und das Energiegesetz (EnG), die Smart-grids nicht thematisieren. Die Reduktion

des CO₂-Austosses in der Schweiz für das Heizen der Gebäude und durch den Verkehr, der Ersatz der Kernkraftwerke bis ca. 2035 (Energiewende), die Einführung des freien Marktes für alle Verbraucher, die gegenüber heute weitergehende Regulierung der Stromnetze mit Anreizen für hohe Versorgungsqualität, eine nachhaltige Versorgung bei verbesserter Netzkosteneffizienz sowie die Anpassung der Förderung der erneuerbaren Energien stehen aktuell im Vordergrund der Schweizer Gesetzgebung. Smart Metering und Smart-grids sowie damit einhergehende neue Aufgaben, Rechte und Pflichten aller Beteiligten sind heute in der Schweiz noch nicht gesetzlich reguliert.

Lastmanagement

Vom BFE wie auch von der Elektrizitätsbranche werden jedoch schon heute regionale Smart-grids-Pilot- und -Demonstrationsprojekte gefördert bzw. durchgeführt. Die einzelnen Smart-grids-Technologien für das intelligente Stromsystem des Jahres 2020 und danach sind heute tatsächlich schon zumindest als Prototypen vorhanden. Die Frage, wie zentral oder dezentral die Smart-grids-Koordination sein soll, ist ungeklärt. Die Realisierung ist auch deshalb eine Herausforderung, weil noch keine Lösung für Standards in der Kommunikation unter den einzelnen intelligent anzusteuernenden Netznutzern gegeben ist. Erst langfristig wird das Smart-grids-koordinierte Stromsystem voll installiert sein müssen. Wichtig sind deshalb Anreize oder Signale, Verträge, Technologien, Standards und Gesetze, damit der Strom während des Tages verbraucht wird, wenn er auch nachhaltig und erneuerbar erzeugt werden kann (z.B. am Mittag, wenn die Sonne scheint). Auch sollen intelligente Aktoren, welche an der Steckdose – mit minimalen privaten Investitionen – als Mess- und Schaltgeräte, z. B. vor dem Elektroboiler, der Wärmepumpe, der PV-Anlage, installiert werden und diese automatisch und unmerklich ein- bzw. ausschalten.

Smart-grids-Technologien sind aber nicht nur für die Haushalte und Dienstleistungs-

betriebe von Nutzen. Speziell die stromintensive Industrie hat bereits heute Stromzähler und prozesssteuernde Technologien installiert, die den zeitlichen Verlauf ihres Energiebedarfs erfassen und steuern. Da für die Industrie der Stromverbrauch und generell der Energieverbrauch einen namhaften Betrag an den Gesamtproduktionskosten ausmachen, ist für sie die Minimierung der Energiekosten wichtig.

Viele Netzbetreiber haben heute trotz vielen technologischen Möglichkeiten wenig Anreize, um durch eine entsprechende, zeitvariable Tarifstruktur oder automatische und regional koordinierte Steuersignale bei den Haushalten, der Industrie und den Dienstleistungsbetrieben, aber auch zur kurzzeitigen Schaltung von PV-Anlagen und Elektromobil-Batterien das Netz besser auszunutzen und damit eine weitere Senkung der spezifischen Stromnetz-kosten zu erwirken. Das vorgestellte intelligente Stromsystem der Zukunft benötigt eine Gesetzgebung, welche prioritäre Massnahmen umsetzt (Tabelle 35).

Massnahmen	Ziel
Regulierung einer freien Wahl des Stromlieferanten für alle; mittelfristig keine Förderung der erneuerbaren Energien mehr, dafür weitgehende Begrenzung der CO ₂ -Emission fossiler Stromproduktion z. B. durch Lenkungsabgaben oder explizit durch Messung. Etablierung eines durch SmartGrids-Technologien koordinierten, marktbasierten Stromsystems mit reguliertem Netzzugang für alle.	Echter Strommarkt für alle; Korrekte externe Kosten für CO ₂ im marktbasierten Strompreis; smarte Regulierung der Netze und Smartgrids-Technologien mit dem Ziel minimaler Gesamtsystemkosten; Regulierung von Engpassrenten jeglicher Art; Regulierung zur Verhinderung von Marktmacht.
Regulierung von Rechten und Pflichten eines durch Smart-grids-Technologien koordinierten Stromsystems. Festlegung von Verantwortlichkeiten, Rechten und Pflichten zwischen Verteilnetzbetreiber, Stromlieferant, Bilanzgruppe und Netznutzern im Normalbetrieb, aber auch bei ungeplanten und geplanten kurzzeitigem Stromüberschüssen und Stromdefiziten bei der lokalen und regionalen Strombilanzierung.	Klare Verantwortlichkeiten bei der lokalen und regionalen Echtzeit-Strombilanzierung und Netznutzung; Regelung der Unterscheidung von Kosten für Smart-grids als anrechenbar (reguliert) oder als Teil des Marktes (Smart Market)
Regulierung einer hohen Eigenverantwortung des Stromkonsumenten durch Bereitstellung flexibler, günstiger IK- und Automationstechnologien. Einbindung der Verbraucher und deren stromverbrauchende und erzeugende Geräte durch transparente, einfach zugängliche Informationen über den jederzeitigen Systemzustand und Massnahmen für den flexiblen, steuerbaren Umgang mit Strom.	Den jederzeitigen Netto-Stromverbrauch effizient machen, flexibilisieren und soweit möglich lokal ausgleichen können. Den jederzeitigen Brutto-Stromverbrauch (also ohne lokale Erzeugung) und jede Stromerzeugung statistisch aber weiterhin erfassen.
Neue Marktplätze für mehrjährige installierte Erzeugungsleistungen, für Erzeugung mit Speicher und für hohe Flexibilität des Betriebs in Viertelsstundenintervallen. Marktbasierte Preise für Stromprodukte: Einführung einer z. B. 5-jährigen Ausschreibung von neuen zu installierende Leistungen für Erzeugungsanlagen (inkl. PV- und Windanlagen) und deren Speicher allenfalls sogar von Netzen als Anreiz für optimiert koordinierte Investitionen. Regulierung von Engpassrenten aller Art über differenzierte Marktpreise ähnlich wie «Implizite Pan-Europäische Strommärkte».	Neue Mehrjahresprodukte und marktbasierte Preise für marktbegrenzende installierte Leistungen im Stromsystem neben Preisen für Produktion mit variablen Kosten.
Anreizregulierung für kostenminimale, sichere und flexible, tatsächlich verfügbare installierte Kapazitäten. Einführung einer Qualitäts- und gleichzeitig kostenbezogene Anreizregulierung für installierte Kapazitäten mit Berücksichtigung von den Netzbetrieb koordinierenden Smart-grids-Technologien.	Sowohl hohe Qualität wie auch minimale Gesamtsystemkosten für Netze, Erzeugung und Speicher als Ziel einer Anreizregulierung für das intelligente Stromverteilsystem der Zukunft. Klar regulierte Verantwortlichkeiten über Tarife und Preise (Entschädigungen) bei Stromausfall, sowohl der Netzbetreiber wie auch der Netznutzer.

Tabelle 35: Die wichtigsten Massnahmen für ein künftiges Stromsystem in der Schweiz.

Effiziente nachhaltige Kälte

Daniel Trüssel Ökologisch, ökonomisch und volkswirtschaftlich ist die günstigste kWh Energie diejenige, die nicht verbraucht wird. Gerade in der Kältetechnik hat diese Erkenntnis eine grosse Bedeutung, weil bei sehr vielen Kühlprozessen, die heute standardmässig mit einer Kaltwassermaschine, einem Split-Klimagerät oder einer anderen Kältemaschine versorgt werden, durch eine intelligente Planung sehr viel Energie und sehr hohe Kosten eingespart werden können. Neben der Planung ist vor allem der Einsatz erneuerbarer Kälte aus Grund- und Oberflächenwasser und dem Erdsreich sehr wichtig und ermöglicht die Einsparung von sehr viel Elektrizität.

Bedarf

Im Haushalt ist Kälte vor allem in Bezug auf Geräte ein Thema, insbesondere für Kühl- und Tiefkühlanwendungen. Diese Geräte weisen wenig Potenzial für erneuerbare Kälte auf.

Im Dienstleistungsbereich mit vorwiegend Klimakälte und EDV-Kühlung kann ein grosses Einsparpotenzial geortet werden, da keine tiefen Temperaturen verlangt werden und dadurch der Einsatz von erneuerbarer Kälte aus der Umgebung sehr gross ist. In der Industrie sind in der Regel Prozesse mit relativ konstantem Kältebe-

darf über das ganze Jahr in Betrieb und können vor allem im Winterhalbjahr die tiefen Aussenlufttemperaturen für die Kälteerzeugung nutzen. Dasselbe gilt für die Landwirtschaft, steigt doch der Kältebedarf der Landwirtschaft im Herbst an, wenn die Produkte aus Ernten im Herbst eingelagert werden.

Klimakälte

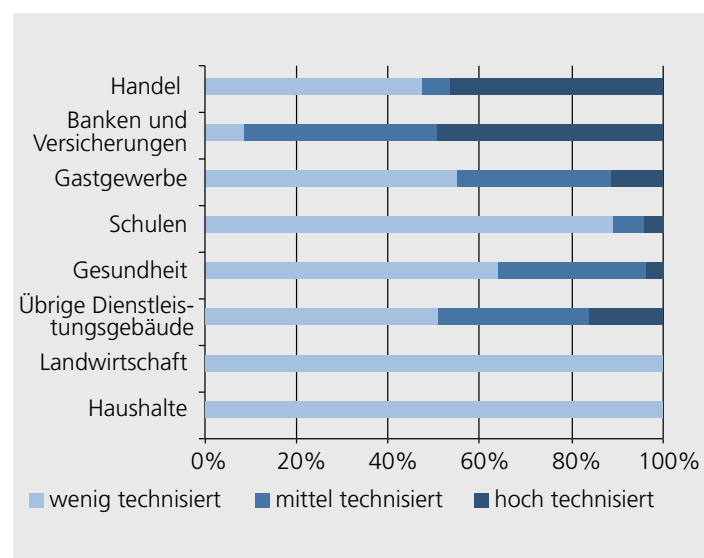
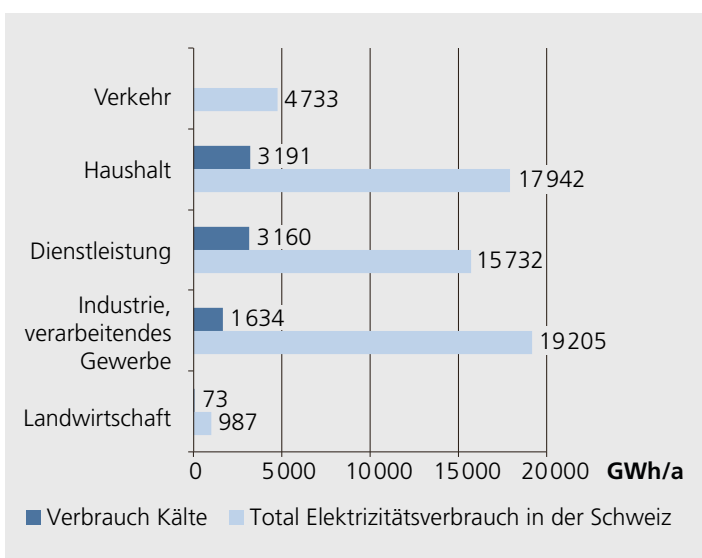
Unter Klimakälte (Klimaanlagen) werden Kälteanwendungen verstanden, welche der Raumkonditionierung dienen. Der Elektrizitätsverbrauch für die Kälteerzeu-

Tabelle 36: Elektrizitätsbedarf und Energieverbrauch für die Erzeugung von Klimakälte.

Abbildung 205: Technisierungsgrad der mit Kälte versorgten Nutzflächen nach Sektoren (EnergieSchweiz, Kampagne effiziente Kälte).

Bereich	Energiebezugsfläche (m²)	Energieverbrauch (GWh/a)	Anteil (%)
Handel	22 000	355	31
Banken und Versicherungen	7 000	143	12
Gastgewerbe	12 000	41	4
Schulen	25 000	38	3
Gesundheit	18 000	62	5
Übrige Dienstleistungsgebäude	25 000	419	36
Landwirtschaft	6 000	0	0
Haushalte	–	11	1
Industrie	–	94	8
Total		1 163	100

Abbildung 204: Gesamtverbrauch und Verbrauch Kälte nach Sektoren in GWh/a (EnergieSchweiz, Kampagne effiziente Kälte).



gung ist weitgehend vom Technisierungsgrad des Gebäudes abhängig:

- wenig technisiert: keine Kälte
- mittel technisiert: einfache Klimaanlage
- hoch technisiert: Klimaanlage mit Luftbefeuchtung respektive Luftentfeuchtung

Die statistischen Analysen in Tabelle 36 und Abbildung 204 zeigen ein grosses Einsparpotenzial in der Klimakälte im Dienstleistungsbereich auf.

Erneuerbare Kälte

Unter erneuerbarer Kälte (auch Freecooling) versteht man die Kälteproduktion ohne mechanische Kältemaschine. Unter Einsatz von in der Natur vorkommenden Energiequellen kann Kälteenergie nachhaltig und effizient bereitgestellt werden. Aussenluft, Erdreich, Grund- und Oberflächen-Gewässer sind nahezu unerschöpflich verfügbar und reichen in vielen Fällen aus, um ein komfortables Innenklima zu erzielen oder einen technischen Prozess zu versorgen.

Aussenluft

Bei der Kühlung mit Aussenluft kann zwischen Prozesskälte und Komfortkälte unterschieden werden.

■ **Prozesskälte-Erzeugung:** Bei einem von der Aussentemperatur unabhängigen Kältebedarf wie beispielsweise Rechenzentren, gewerblichen oder industriellen Prozessen (Kaltwasser) kann bei Aussentem-

peraturen unter der geforderten Kaltwassertemperatur die Abwärme mit Rückkühlern an die Aussenluft abgegeben werden. Je tiefer die Aussentemperatur, desto höher die Kälteleistung der Rückkühler. Es ist bei der Planung darauf zu achten, dass mit möglichst hohen Kühlwassertemperaturen gearbeitet wird. Je besser die Wärmeübertrager (innen und aussen) dimensioniert werden, desto öfter kann mit Aussenluft gekühlt werden.

Mit tiefen Seewasserfassungen kann ebenfalls Kälte mit Temperaturen von 8 °C bereitgestellt und für Prozesskühlungen genutzt werden.

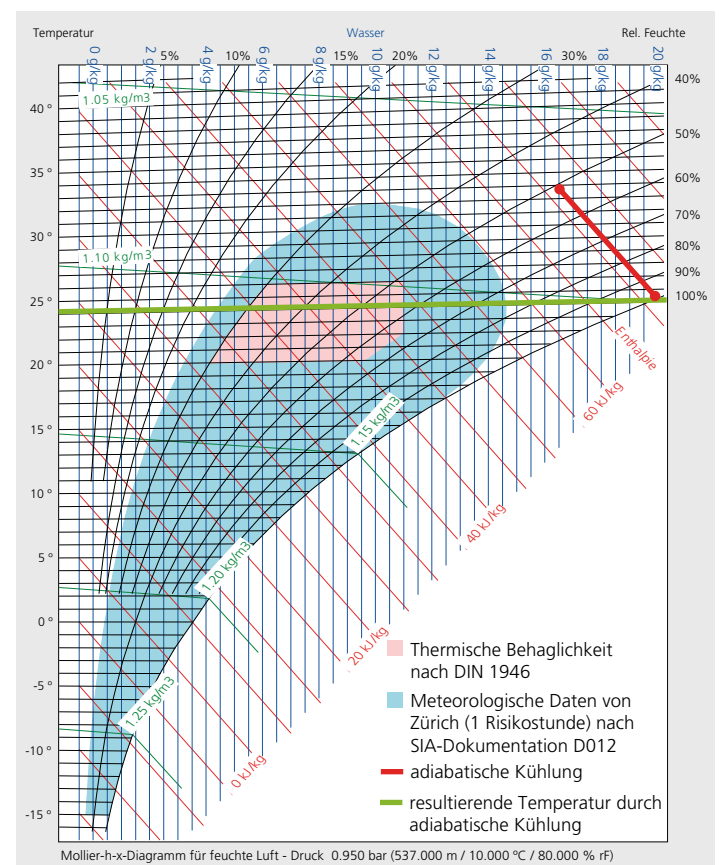
■ **Klimakälte Erzeugung:** Mit steigender Aussentemperatur steigt der Kühlbedarf im Gebäude. Gleichzeitig sinkt das Potenzial, Wärme über die Gebäudehülle an die Aussenluft abzugeben ab.

Aussenluft mit adiabatischer Zusatzkühlung

Aussenluft hat den Nachteil dass die Temperaturen im Sommerhalbjahr stark ansteigen und sich das Kühlpotenzial damit

Abbildung 206: Adiabatische Befeuchtung von Aussenluft im Sommer (Hürlimann Engineering AG).

Abbildung 207: Bern Wankdorf Rechenzentrum Swisscom. Aussenluftkühlung mit Hybridkühlern. Erstes Kältemaschinen-freies Rechenzentrum. Konzept: Dr. Eicher und Pauli AG (Dr. Eicher+ Pauli AG).



stark reduziert. Durch Befeuchtung der vom Rückkühler angesaugten Luft kann die Lufttemperatur jedoch stark gesenkt werden. Dies erhöht die Leistung des Rückkühlers und erhöht das Potenzial des Freecoolings erheblich. In Abbildung 206 ist ein Hochsommertag mit einer Aussen-temperatur von 33 °C und einer Luftfeuchtigkeit von 50 % eingetragen. Die Luft wird befeuchtet und kühlt sich auf eine Feuchtkugeltemperatur von 24,3 °C ab.

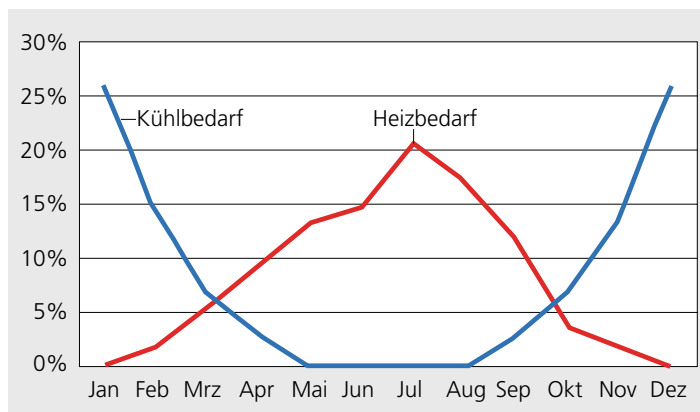
Erdwärmesonden

Ab einer Tiefe von ungefähr 10 m bleibt die Temperatur im Erdreich über das Jahr praktisch unverändert und beträgt im Mittelland um 11 °C. Die Temperatur steigt mit grösserer Tiefe an – 1 K je 30 m. Die Tiefe einer Bohrung richtet sich nach dem geologischen Aufbau des Untergrundes und liegt heute im Bereich von 100 m bis 300 m. Für kombinierte Kälte- und Wärmeanwendungen ist die optimale Tiefe zwischen 100 m und 200 m.

Anwendung

Hauptsächlich dienen Erdwärmesonden der Gewinnung von Erdwärme mittels Wärmepumpen. Aber auch die Variante zur Kühlung von Wohnräumen kann über Erdsonden umgesetzt werden. Hierbei wird Wärme aus Gebäuden in das Erdreich übertragen. Das Erdreich dient also zum Abkühlen der Wärmeträgerflüssigkeit. Diese kann nicht kühler als die Erdreichtemperatur sein. Werden tiefere Temperaturen notwendig, wird eine nachgeschaltete Kältemaschine erforderlich. Besonders vorteilhaft und ökonomisch ist die

Abbildung 208: Verteilung von Heiz- und Kühllast im Schweizer Mittelland für ein Dienstleistungsgebäude.



Kombination von Erdwärmenutzung mittels Wärmepumpen im Winter und zur Klimakältebereitstellung mit einer direkten Anbindung ans Erdreich im Sommer. Tiefe Erdwärmesonden werden ausschliesslich zum Heizen eingesetzt, da die Temperaturen im Untergrund zu hoch sind. Soll auch der Kühlfall abgedeckt werden, kann die Bohrtiefe auf Grund der Speicherkapazität reduziert werden. Für die korrekte Auslegung der Erdsonden für Heiz- und Kühlanwendungen ist eine Simulation des Erdreiches mittels Monatswerten unumgänglich. Ist das Profil der Wärme- und Kühllasten nicht bekannt, kann mit einer approximativen Verteilung der Heiz- und Kühllasten gemäss Abbildung 208 gerechnet werden.

Grundwasser

Ab etwa 10 m Tiefe unter der Erdoberfläche bestehen im Grundwasser weitgehend ausgeglichene Temperaturverhältnisse. In den meisten Grundwasservorkommen betragen die mittleren Temperaturen zwi-

Abbildung 209: Institut für Pathologie und Rechtsmedizin in St. Gallen (Helen Binet).



Institut für Pathologie und Rechtsmedizin St. Gallen

Der Wärme- und Kälteversorgung dienen 13 Erdsonden mit einer Abteufung von 200 m. Aufgrund der thermoaktiven Bauteilsystemen (TABS) werden nur moderate Vorlauftemperaturen notwendig, was sich positiv auf die Effizienz der Wärmepumpe auswirkt. Das Gebäude wird soweit möglich mittels Erdkälte gekühlt. Falls die Erdreichtemperaturen im Sommer zu hoch ansteigen, wird die Wärmepumpe als Kälteanlage eingesetzt und übernimmt die Kühlfunktionen ganz oder teilweise.

schen 10°C und 12°C. Sie entsprechen damit ungefähr der Jahresmitteltemperatur der Luft. Unter dicht überbauten Gebieten ist die Grundwassertemperatur infolge der Wärmeabgabe, z.B. von Keller-geschossen und Abwasserleitungen, sowie des verstärkten Wärmeeintrags über befestigte Flächen um bis zu 3 K höher. Stärkere jahreszeitliche Temperaturschwankungen treten im Nahbereich von infiltrierenden Oberflächenwässern auf.

Damit die zumeist gute Qualität unseres Grund- bzw. Trinkwassers auch für künftige Generationen erhalten werden kann, ist die Nutzung des Grundwassers meist mit strengen Auflagen verbunden. Die mit der thermischen Nutzung des Grundwassers und des Untergrundes verbundenen Gefahren gilt es durch verschiedene Massnahmen soweit zu minimieren, dass eine Gefährdung der Wasserqualität langfristig ausgeschlossen werden kann. Diesem wichtigen Grundsatz tragen die Kantone bei ihrer Wärmenutzungsplanung und bei der Erteilung von Konzessionen und Bewilligungen für Anlagen zur Wärmegewinnung in gebührendem Mass Rechnung.

Abbildung 210:
Neubau Verwaltungsgebäude in Burgdorf mit einer Heizung und einer Kühlung mit Grundwasser, das als Wärme- respektive Kältequelle dient (Dr. Eicher und Pauli AG).



Neumatt

Total 9 Gebäude im Minergei-P-Eco-Standard mit total 32 921 m² Energiebezugsfläche. Die Heizleistung von 450 kW wird mittels Wärmepumpe (COP 6,0) erzeugt. Die Kälteleistung von 900 kW wird mittels Grundwasser im Freecooling mit einem COP von 25 erzeugt. Der COP gibt das Verhältnis von Wärme- respektive Kälteleistung zu aufgenommener elektrischer Leistung an. Ein Kälte-COP von 25 bedeutet also, dass mit einer kWh Elektrizität 25 kWh Kälte bereitgestellt werden kann.

Das kühle Grundwasser wird mittels Bohrlochpumpe ins Gebäude gepumpt und entzieht über einen Wärmetauscher dem zu kühlenden Medium Energie und das erwärmte Grundwasser wird wiederum in den Grundwasserstrom zurückgeleitet. Bei der Planung ist zu beachten, dass sich im Untergrund keine Kurzschlüsse zwischen Entnahme und Rückgabe bilden. Die wichtigsten Planungsprämissen:

- Gewässerschutzzone
- Tiefe und Mächtigkeit des Grundwasserträgers
- Chemische Qualität des Grundwassers
- Verschmutzungen und Schwebeteilchen im Grundwasser (z. B. Torf)
- Auflagen an die Sicherheitseinrichtungen

Oberflächenwasser

Seewasser wird meist in Tiefen zwischen 20 m und 30 m gefasst. In diesen Tiefen, unterhalb der Sprungschicht, in der Schicht, in der nur geringe Zirkulation wirksam ist, beträgt die Wassertemperatur ganzjährig zwischen 4°C und 6°C. Die im Wasser enthaltene Energie lässt sich nutzen.

Grundsätzlich gelten die gleichen Vorschriften und Auflagen wie für die Grundwassernutzung. Zusätzlich sind bei der Planung noch folgende Punkte zu beachten:

- Temperaturschwankungen übers Jahr
- Hochwasser- und Niederwasser-Schwankungen
- Treibgut bei Unwetter
- Aufgewühlter Untergrund in Folge starker Winde
- Verschmutzung

Aktive Kälteerzeugung

Aus energetischen Gründen hat die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebene passive Kühlung mit erneuerbaren Energien Vorrang vor einer aktiven Kühlung, weil damit die gleiche Kühlwirkung mit wesentlich weniger Elektrizität oder fossilen Energieträgern erzielt werden kann. Die passive Kühlung mit erneuerbaren Energien stösst aber aus Temperatur-

und manchmal auch aus Kapazitäts- und Kostengründen an ihre Grenzen, wie die folgenden beiden Beispiele exemplarisch zeigen sollen.

■ Bei Kühlung mit Aussenluft im Sommer können, wenn die Lufttemperatur adiabatisch mit Wasser reduziert wird, Temperaturen erreicht werden, welche für die Kühlung von technischem Equipment ausreichend sind, wie Swisscom (Swisscom 2013) mit ihrem neuen Rechenzentrum in Bern demonstriert. Die für behagliche Arbeitsplätze notwendige Raumtemperatur gemäss den Vorgaben der relevanten SIA-Normen kann jedoch damit nicht gewährleistet werden.

■ Ein Erdspeicher, der so dimensioniert wird, dass er im Winter mittels Erdsonden und einer Wärmepumpe zu Heizzwecken genutzt werden kann, reicht im Sommer für die Raumkühlung kapazitätsmässig nicht aus und eine Dimensionierung auf den sommerlichen Kühlfall wäre viel zu kostspielig.

Für solche und ähnliche Fälle kann und muss eine ergänzende Kälteerzeugung mit erneuerbaren Energien eingesetzt werden. Auch wenn eine erneuerbare Kühlquelle kapazitätsmässig ausreichen würde, kann es aus ökonomischen oder Sicherheitsgründen sinnvoll sein, eine aktive Kühlmöglichkeit als Spitzendeckung oder Redundanz zu installieren, zum Beispiel bei Grossanlagen, die Grund- oder Seewasser zu Heiz- und Kühlzwecken einsetzen.

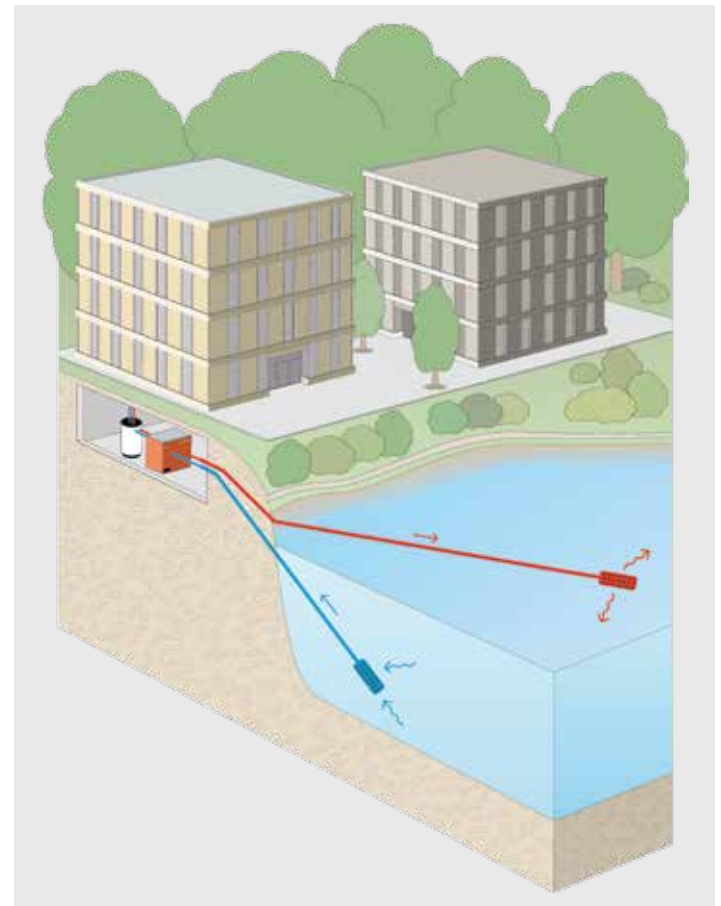
Tabelle 37: Grundwasserschutzzonen und deren Nutzungsmöglichkeiten (AWEL Energienutzung aus Untergrund und Grundwasser).

Grundwassergebiet	Gewässerschutzbereich, Grundwasserschutzzone	Erdwärmesonden	Thermoaktive Elemente, Erdregister, Energiekörbe	Grundwasser-Wärmenutzung
Schotter-Grundwasservorkommen, geeignet für die Trinkwassergewinnung	Grundwasserschutzzone	Grundsätzlich nicht zulässig.	Ausnahmen unter bestimmten Bedingungen möglich.	Grundsätzlich nicht zulässig.
Schotter-Grundwasservorkommen, ungeeignet für die Trinkwassergewinnung	Gewässerschutzbereich (unterirdische Gewässer)		Grundsätzlich zulässig (Bewilligung erforderlich) unter Einhaltung von speziellen Bedingungen.	
Gebiete ausserhalb von nutzbaren Grundwasserleitern	Ausserhalb Gewässerschutzbereich	Grundsätzlich zulässig (Bewilligung erforderlich)		

Verfügbare Technologien

Für die Kälteerzeugung stehen heute zwei Technologien im Vordergrund, die auch für die Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien eingesetzt werden. Es sind dies Kompressionskälte- und Absorptionskältemaschinen respektive Wärmepumpen. Während bei der Wärmeerzeugung der Absorptionsprozess in der Praxis prak-

Abbildung 211: Systemskizze einer Seewasserfassung (EKZ).



tisch keine Rolle spielt, ist sein Einsatz bei grossen Kälteanlagen eine valable Alternative, wenn die wirtschaftlichen Parameter stimmen.

Der wesentliche Unterschied der beiden Technologien ist aus praktischer Sicht, dass die Absorptionskältemaschine mittels Wärme angetrieben werden kann, während die Kompressionskältemaschine elektrische Energie benötigt. Die Absorptionskältemaschine wird daher vor allem dann eingesetzt, wenn nicht andersweitig nutzbare, kostengünstige Abwärme vorhanden ist. Um den Prozess einigermaßen effizient gestalten zu können, muss aber das Temperaturniveau der Wärme 90 °C überschreiten. Aus ökonomischer Sicht sind heutige Absorptionsanlagen nur dann wirtschaftlich einsetzbar, wenn die verfügbare Wärme etwa um den Faktor 5 billiger ist als die elektrische Energie für die Kompressionskältemaschine. Bei Elektrizitätspreisen von 15 Rp./kWh müsste die Wärme daher weniger als 3 Rp./kWh kosten, um den Absorptionsprozess wirtschaftlich betreiben zu können. Dies ist heute nur bei der Nutzung von sommerlicher Überschusswärme aus Kehrlichtverbrennungsanlagen sowie bei anderweitig nicht nutzbarer, industrieller Abwärme der Fall.

Erneuerbare Energien und Abwärme

Folgende Energieträger kommen für die aktive Kälteerzeugung mit erneuerbaren Energien und Abwärmern grundsätzlich in Frage:

- Abwärme aus Kehrlichtverbrennungsanlagen
- Abwärme aus industriellen Prozessen
- Sonnenenergie
- Biomasse

Abwärme

Im Vordergrund steht in der Schweiz bisher die Nutzung von sommerlicher Überschusswärme aus der Kehrlichtverbrennung. Als Beispiel einer solchen Installation sei hier die neue Kälteversorgung des Inselspitals Bern genannt, in welcher die vielen dezentralen Kälteanlagen durch eine zentrale Kälteversorgung ersetzt wurden. Im Besonderen wurde hier eine zweistufige, hocheffiziente Absorptionskältemaschine eingesetzt, welche in den warmen Monaten überschüssige KVA-Abwärme zur Kälteerzeugung nutzt.

Abwärme aus industriellen Prozessen

In der Schweiz werden heute jährlich mehr als 25 TWh Endenergie für industrielle Prozesswärme eingesetzt. Nur ein sehr geringer Teil wird davon bereits genutzt. Zur Zeit ist nicht bekannt, welcher Anteil dieser Abwärme auf genügend hohem Temperaturniveau anfällt, um für die Kälteerzeugung eingesetzt werden zu können. Das Potenzial dürfte jedoch sehr gross und wirtschaftlich attraktiv sein. Als Beispiel für eine solche Anlage sei der von den Industriellen Werken der Stadt Basel (IWB) realisierte Abwärme- und Energieverbund Kleinhünigen genannt. Die Abwärme aus der Schlammverbrennungsanlage der ARA Basel und aus der regionalen Sondermüllverbrennungsanlage wird direkt zu Heizzwecken und über die grösste in der Schweiz installierte zweistufige Absorptionskälteanlage zu Kühlzwecken im angeschlossenen Stüchi Einkaufszentrum und Stüchi Business Park verwendet.

Sonnenenergie

Die Sonnenenergie bietet in der Schweiz zwei Möglichkeiten zur Kälteerzeugung. Mit thermischen Kollektoren können Absorptionskältemaschinen beheizt und mit Elektrizität aus Solarzellen können Kompressionskältemaschinen angetrieben wer-

Abbildung 212: Absorptionskälteanlagen des Inselspitals Bern, betrieben mit Abwärme aus den Kehrlichtverbrennungsanlagen von Energie Wasser Bern (EWB).



den. Welche dieser beiden Möglichkeiten eingesetzt wird, entscheidet sich letztendlich aufgrund zweier Kriterien:

- Wirtschaftlichkeit
- Menge der jährlich pro m² Kollektor- respektive Solarzellenfläche erzeug- und nutzbaren Kälte

Wirtschaftliche Abwägungen

Damit eine einstufige Absorptionskälteanlage vernünftig betrieben werden kann, müssen Temperaturen von etwa 90 °C vorhanden sein. Solche Anlagen können aus einer kWh Wärme etwa 0,7 kWh Kälte bereitstellen. Wärme von 90 °C aus einer Kollektoranlage kostet heute je nach Grösse der Anlage zwischen 15 und 30 Rp./kWh. Dies bedeutet, dass eine kWh Kälte zwischen 20 und 40 Rp. kostet, wenn man nur die Betriebskosten aus dem Energieverbrauch betrachtet.

Die Stromgestehungskosten aus einer PV-Anlage liegen heute zwischen 20 und 30 Rp./kWh. Eine mit PV-Strom betriebene Kompressionskälteanlage kann jedoch aus einer kWh PV-Elektrizität je nach Grösse und Technologie der Kälteerzeugung zwischen 3 (Kolbenmaschinen) und 6 (Turbo- maschinen) kWh Kälte bereitstellen. Dies bedeutet, dass eine kWh Kompressions- kälte Betriebskosten aus Energie zwischen 3 Rp. und 13 Rp. aufweist.

Dies zeigt, dass die Kälteerzeugung mit thermischen Kollektoren und Absorptions- kältemaschinen aus wirtschaftlichen Grün- den keine attraktive Option für die Käl-

teerzeugung aus Solaranergie ist. Zudem werden bei der Photovoltaik mittelfristig weitere Kostenreduktionen erwartet, die Absorptionstechnik ist teurer als die Kom- pressionstechnik und für die Rückkühler wird wesentlich mehr Platz benötigt.

Dem muss leider hinzugefügt werden, dass bei den Strompreisen von 2013 die Kälteerzeugung aus selbst genutzter Elek- trizität aus Photovoltaikanlagen wirt- schaftlich nicht attraktiv ist.

Energetische Abwägungen

Aus rein energetischer Sicht sieht die Situ- ation wie folgt aus:

■ Der Wärmeertrag bei einer Arbeitstem- peratur von 90 °C wird bei den besten heute am Markt verfügbaren Vakuum- Röhrenkollektoren optimistische 400 kWh/ (m² a) nicht übersteigen. Daraus lassen sich 280 kWh/(m² a) Kälte erzeugen, wenn von den Verlusten abgesehen wird.

■ Die besten heute am Markt verfügbaren Photovoltaik-Module (Sunpower X21-345) weisen einen Modulwirkungsgrad von 21,5 % im Auslieferungszustand auf. Der Durchschnittswirkungsgrad über 25 Jahre beträgt nach Angaben von Sunpower über 90 %. (Sunpower 2013) Die Modulgrösse beträgt 1,6 m² brutto bei einer mittleren Modulleistung über 25 Jahre von 310 Watt Peak (Wp). Damit werden pro m² Modul- fläche 190 Wp Leistung bereitgestellt. Rechnet man mit 900 kWh Stromproduk- tion pro kWp ergibt sich damit eine lang- jährige durchschnittliche Stromproduktion

Abbildung 213:
Zweistufige Absorp- tionskälteanlage der Stücki Power Box für die Beliefe- rung des Stücki Are- als und des Stücki Business Parks mit Kälte. Für die Pla- nung und Realisie- rung dieser Anlage wurden die IWB und die Dr. Eicher und Pauli AG mit dem Watt d'Or für herausragende Lei- stungen im Energie- bereich ausgezeich- net (Bernd Zellwe- ger).



von 170 kWh/m² Modulfläche. Mittels Kompressionskältemaschinen (COP mindestens = 3, COP maximal = 6) lassen sich damit zwischen 500 und 1000 kWh Kälte pro m² PV-Fläche erzeugen, also deutlich mehr als mit thermischen Kollektoren und Absorptionskälteanlagen. Auch hier kommt hinzu, dass die Photovoltaik bezüglich Wirkungsgrad noch ein deutlich höheres Verbesserungspotenzial aufweist als die thermische Solartechnik.

Biomasse

Wärme aus Biomasse (Biogas oder Holz) kann wie Wärme aus jedem anderen Verbrennungsprozess ebenfalls zur Kälteerzeugung mittels Absorptionskältemaschinen verwendet werden. Die aktuelle wirtschaftliche Ausgangslage ist jedoch nicht sehr vorteilhaft, da die Energiekosten von Holz, je nach Holzqualität, im Bereich von 3 bis 6 Rp./kWh und jene von Biogas gar noch höher liegen. Einstufige Absorptionskälteanlagen mit einem Kälte-COP von 0,7 würden daher Kältekosten (nur Betriebskosten aus Energieverbrauch) von 4 bis 8 Rp./kWh aufweisen, was im Bereich der Kälteerzeugung mittels PV-Strom betrieben Kompressionskälteanlagen liegt. Holz als lagerbarer erneuerbare Energieträger sollte aber aus energetischen Gründen nicht für die Erzeugung von sommerlicher Klimakälte genutzt, sondern für die Erzeugung von Prozesswärme und die kombinierte Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt werden.

Grundlagen und Hilfsmittel

Heinrich Huber Gebäudetechnik- und Energienormen

Europäisches Normenwesen und Bezug zur Schweiz

Die CEN hat von der EU den Auftrag, die EPBD im Normenwesen umzusetzen. Die Schweiz hat sich verpflichtet die europäischen Normen des CEN zu übernehmen. Produkte- und Prüfnormen werden unverändert in der Schweiz eingeführt. Planungsnormen basieren zwar auf CEN-Normen, sie werden aber an nationale Eigenheiten angepasst. Die Dachorganisation im schweizerischen Normenwesen ist die Schweizerische Normenvereinigung SNV. Ausser Elektrotechnik und Telekommunikation betreut sie alle technischen Normenbereiche. Der SIA hat den Auftrag, die schweizerischen Baunormen zu betreuen.

Energienormen des SIA

Wie Abbildung 214 zeigt, wird der Leistungs- und Energiebedarf von klimatisierten Gebäuden gemäss SIA 382/2 berechnet. In der Version SIA 382/2: 2011 wird aber darauf hingewiesen, dass verbindliche Berechnungen und Energienachweise nach SIA 384.201 und 380/1 erfolgen sollten. Das heisst, dass bei klimatisierten Gebäuden Berechnungen nach verschiedenen Normen durchzuführen sind. Mittelfristig dürfte sich dies ändern.

Abbildung 214:
Zusammenhänge wichtiger SIA-Normen und Merkblätter im Energiebereich.

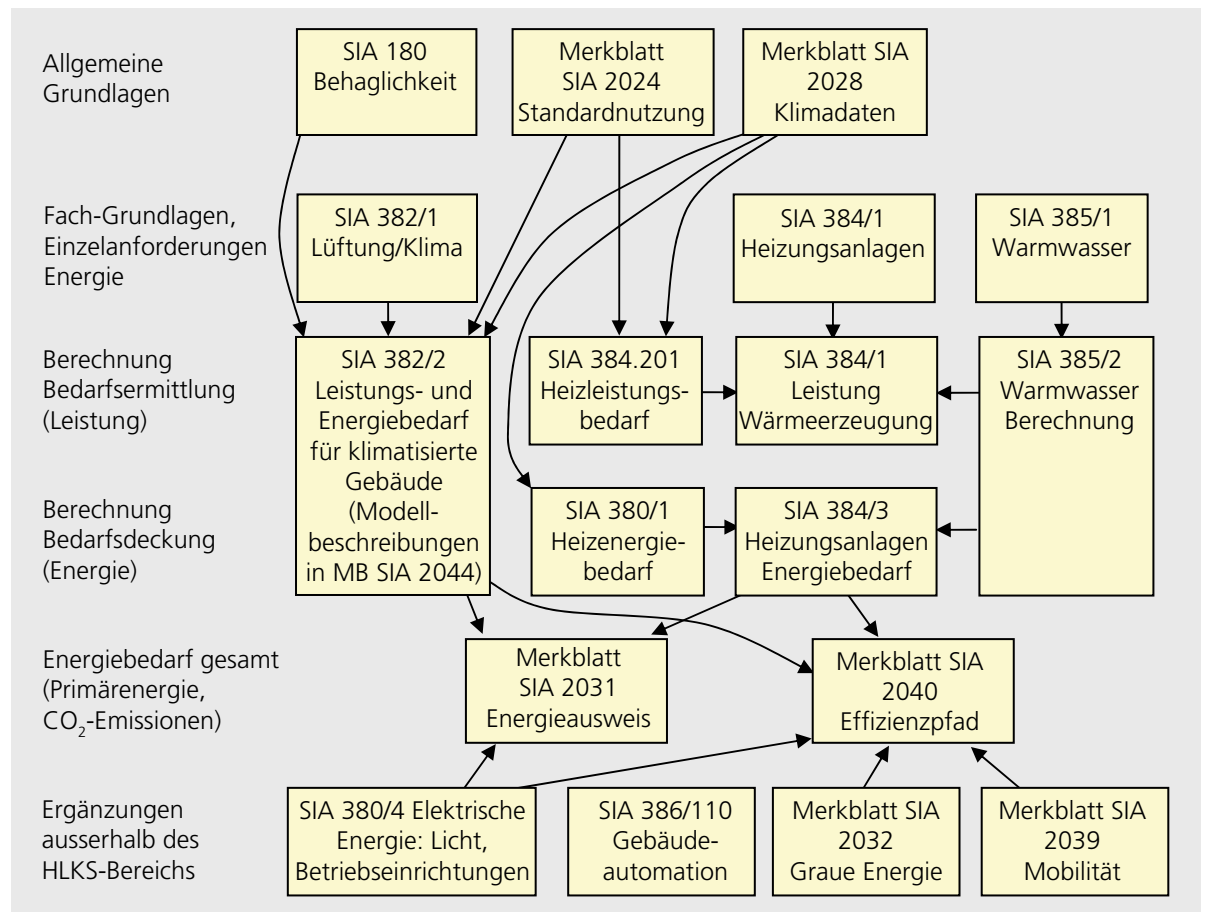


Tabelle 38: Wichtige Normen und Merkblätter des SIA im Energiebereich.

Nr. (Jahr)	Titel	Bemerkung
SIA 180 (2014*)	Wärmeschutz, Feuchteschutz und Raumklima in Gebäuden	Der bauliche Wärmeschutz im Sommer wird von der bestehenden SIA 382/1 in diese Norm verlegt.
SIA 380/1 (2009)	Thermische Energie im Hochbau	Berechnung des Heizwärmebedarfs sowie Einzelanforderungen für die Bauteile.
SIA 380/4 (2015*)	Elektrische Energie im Hochbau	Die Ausgabe 2006 beinhaltet u. a. Klimatisierung und Hilfsenergie HLKS. Künftig werden diese Energien in SIA 382/2, SIA 384/3 und SIA 385/2 behandelt. Die neue Version von SIA 380/4 wird den Haushaltstrom besser berücksichtigen.
SIA 382/1 (2014*)	Lüftungs- und Klimaanlage – Allgemeine Grundlagen und Anforderungen	Die Ausgabe 2007 beinhaltet unter anderem Behaglichkeit und Wärmeschutz im Sommer. Diese Themen werden in die neue SIA 180 verlegt.
SIA 382/2 (2011)	Klimatisierte Gebäude – Leistungs- und Energiebedarf	Bei klimatisierten Gebäuden wird auch der Endenergiebedarf für Heizung mit dieser Norm berechnet. Ersetzt aber vorläufig nicht den Nachweis SIA 380/1.
SIA 384/1 (2009)	Heizungsanlagen in Gebäuden – Grundlagen und Anforderungen	Einzelanforderungen, wie z. B. maximale Vorlauftemperatur. Aber keine Anforderungen an die Wärmeerzeugung.
SIA 384.201 (2005)	Heizungsanlagen in Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast	Berechnung der Norm-Heizlast von einzelnen Räumen und Gebäuden, als Grundlage für die Dimensionierung der Wärmeabgabe und Wärmeerzeugung.
SIA 384/3 (2013)	Heizungsanlagen in Gebäuden – Energiebedarf	Berechnungsverfahren für den Endenergiebedarf von Heizung und Wassererwärmung, inklusive Hilfsenergie.
SIA 384/6 (2010)	Erdwärmesonden	Auslegung von Erdwärmesonden als Wärmequelle für Wärmepumpen.
SIA 385/1 (2012)	Warmwasserversorgung für Trinkwasser in Gebäuden – Grundlagen und Anforderungen	Anforderungen an Wärmedämmung, Hilfsenergie und Wassererwärmung.
SIA 385/2 (2014*)	Warmwasserversorgung für Trinkwasser in Gebäuden – Berechnungsmethoden	Beschreibt die Dimensionierung und Berechnung (Energie und Leistung) von Warmwasserversorgungen.
SIA 2024 (2006)	Standard-Nutzungsbedingungen für die Energie- und Klimatechnik	Nutzungsprofile für 44 Raumtypen. Die Standardnutzungsbedingungen sind noch nicht in allen Normen übernommen worden. Einige Daten, speziell im Wohnbereich, sind unumstritten.
SIA 2028 (2010)	Klimadaten für Bauphysik, Energie- und Gebäudetechnik	Grundlage für die Dimensionierung und den Endenergiebedarf von Heizungs- und Klimaanlage. Die Stundenwerte sind elektronisch erhältlich.
SIA 2031 (2009)	Energieausweis für Gebäude	Ermittlung des Primärenergiebedarfs und der CO ₂ -Emissionen. Basis für den GEAK
SIA 2032 (2010)	Graue Energie	Die graue Energie ist Bestandteil des SIA-Effizienzpfad Energie
SIA 2040 (2011)	SIA-Effizienzpfad Energie	Umsetzung der 2000-Watt- respektive 1-Tonnen-CO ₂ -Gesellschaft im Hochbau
SIA 2044 (2013*)	Klimatisierte Gebäude – Standard-Berechnungsverfahren für den Leistungs- und Energiebedarf	Beschreibt Modelle für SIA 382/2: Lüftungs- und Klimaanlage, Kältemaschinen, Wärmeerzeuger, Hilfsenergie und Verluste.

* Voraussichtliche Veröffentlichung

Energetisch relevante Anforderungen

Gebäudehülle

Beim Wärmeschutznachweis nach SIA 380/1 kann alternativ zwischen Einzel- und Systemanforderungen gewählt werden. Bei Gebäuden mit Vorhangfassaden und bei Sonnenschutzgläsern mit einem g-Wert von kleiner als 0,3 ist der Nachweis mit Einzelanforderungen aber nicht zulässig. Die Einzelanforderungen basieren auf maximalen U-Werten von Bauteilen. Bei der Systemanforderung wird der Heizwärmebedarf mit Standardnutzungsbedingungen berechnet und einem Grenz- respektive Zielwert gegenübergestellt.

Heizungsanlagen

SIA 384/1 behandelt in erster Linie die Raumheizung. Miteinbezogen sind aber auch die Wärmeversorgung für die Wasserverwärmung und verbundene Systeme, sofern dies über eine gemeinsame Wärmeerzeugung erfolgt. Diese Norm stellt Einzelanforderungen an Komponenten und Systemteile.

Wesentliche Anforderungen sind:

- Maximale Vorlauftemperatur, z.B. bei Fussbodenheizungen 35°C.*
- Elektrische Widerstandsheizungen dürfen nicht zur Spitzendeckung eingesetzt werden.*

■ Entweder müssen Anforderungen an den spezifischen Druckverlust (R-Wert) oder die Pumpenleistung eingehalten werden.

■ Minimale Wärmedämmung von Leitungen und Speichern.*

■ Einzelraumregelung, sofern die Vorlauftemperatur über 30°C liegt.*

Warmwasser

SIA 385/1 behandelt Hygiene- und Energieanforderungen an Warmwasserversorgungen. Die hygienischen Anforderungen basieren vorwiegend auf dem Schutz vor Legionellen, was auf eine Anforderung an minimale Warmwassertemperaturen hinausläuft. Die Warmwasserversorgung ist so auszulegen, dass eine Warmwassertemperatur von 60°C am Ausgang des Wasserverwärmers, 55°C in den warm gehaltenen Leitungen und 50°C an den Entnahmestellen erreicht werden können. Bei Warmwasserversorgungen für einzelne Wohnungen sind diese Werte lediglich empfohlen. Ebenfalls gelten sie nicht für Durchflusswassererwärmer, wenn das Warmwasser im Warmwasserverteilsystem bis zu seiner Entnahme nicht länger als 24 Stunden bei einer Temperatur von 25°C bis 50°C bleibt.

* Diese Anforderungen finden sich auch in den Energievorschriften der Kantone [1].

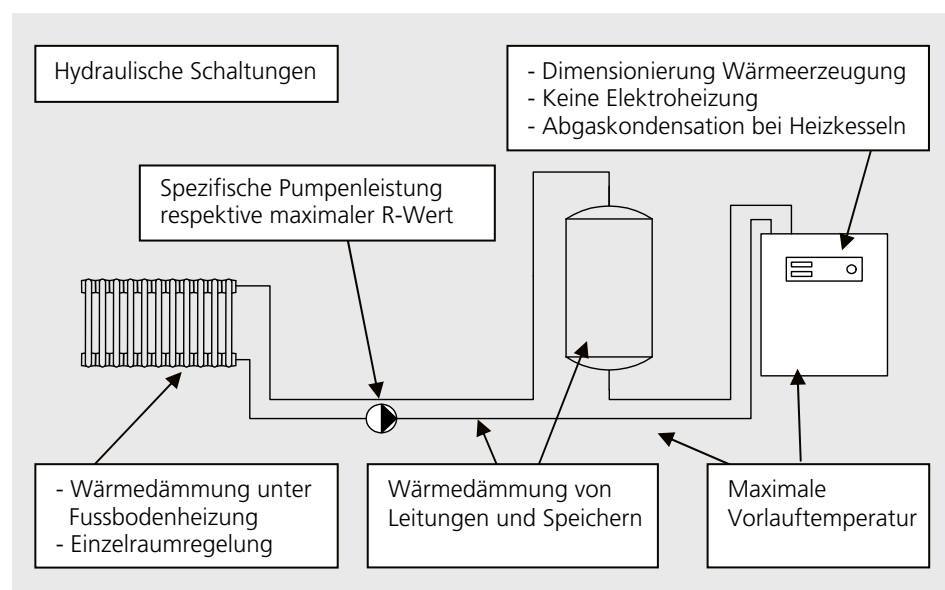


Abbildung 215:
Übersicht über die Einzelanforderungen in SIA 384/1.

Wichtige Anforderungen der Norm sind:

- Keine rein elektrische Wassererwärmung in Wohnbauten
- Minimale Leistungszahlen von Warmwasser-Wärmepumpen
- Minimale Wärmedämmung von warmgehaltenen Leitungen und Speichern

Die kantonalen Energiegesetze weichen teilweise von SIA 385/1 ab. So sind die Anforderungen an die Wärmedämmung anders definiert und in der Regel weniger streng als in der Norm. Auch bei Solaranlagen bestehen Abweichungen. Zudem begrenzen die Energiegesetze die Warmwassertemperatur auf max. 60 °C [1].

Lüftungs- und Klimaanlage

SIA 382/1 behandelt die Dimensionierung von Lüftungsanlagen, sie stellt Einzelanforderungen und regelt die Bedarfsermittlung für Kühlung und Befeuchtung. Bei der Luftförderung kann zwischen zwei Varianten gewählt werden: Entweder werden die Anforderungen an Luftgeschwindigkeit, Druckverlust und Ventilatorwirkungsgrad eingehalten oder die Anforderung an die spezifische Ventilatorleistung wird erfüllt. Bei einem Luftvolumenstrom von über 1000 m³/h und einer Betriebszeit von mehr als 500 Stunden pro Jahr wird

eine Wärmerückgewinnung oder Abwärmenutzung verlangt. Die energetischen Anforderungen SIA 382/1 wurden in den kantonalen Energievorschriften [2] weitgehend übernommen.

Bei Wohngebäuden ist das Merkblatt SIA 2023 zu beachten. Dieses fasst Anforderungen aus anderen Normen zusammen und interpretiert deren Anwendungen bei Wohnungslüftungen.

Berechnungsmethoden und Tools

Bedarfsermittlung Wärme

■ **Leistung:** Der Heizleistungsbedarf wird raumweise nach SIA 384.201 berechnet. Gegenüber der alten SIA 384/2: 1985 führt SIA 384.201: 2005 zu einem bis zu 30 % höheren Heizleistungsbedarf. Ein Grund dafür ist, dass für die Dimensionierung tiefere Aussentemperaturen eingesetzt sind. Grundsätzlich war der Effekt nicht erwünscht und soll bei einer künftigen Revision der Norm korrigiert werden.

■ **Energie:** SIA 380/1 enthält ein Monatsbilanzverfahren. Sie hat im behördlichen Vollzug und bei Minergie einen hohen Stellenwert. Der Heizwärmebedarf muss dabei mit zertifizierten Programmen berechnet werden [T1]. Ein kostenloses, aber nicht

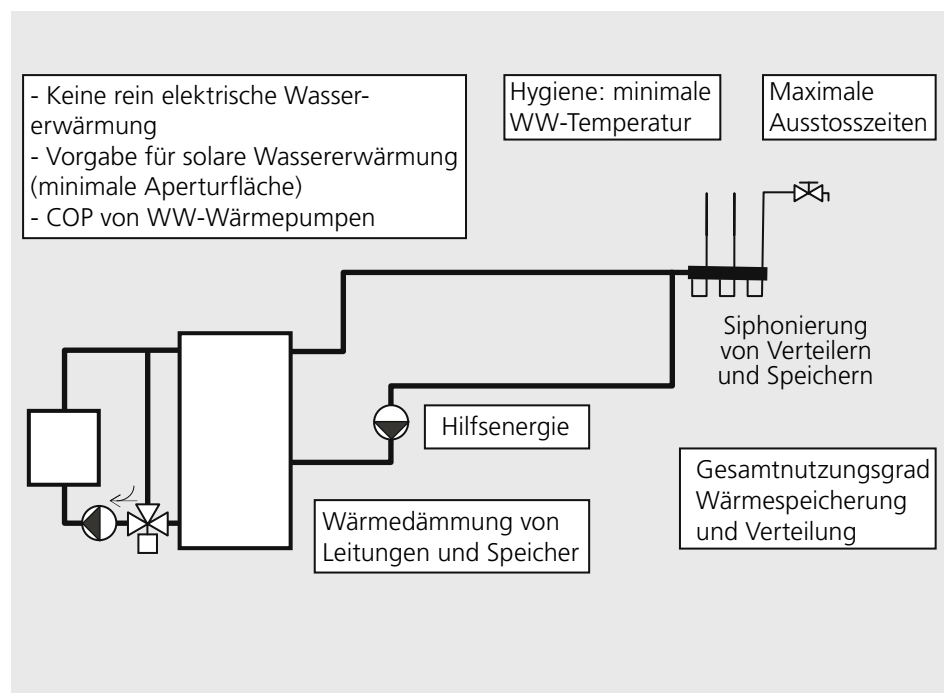


Abbildung 216:
Übersicht über Einzelanforderungen der SIA 385/1.

zertifiziertes Programm wird von den Zentralschweizer Energiefachstellen angeboten [T2].

Bedarfsdeckung Wärme

Methoden von SIA 384/3 Heizungsanlagen in Gebäuden – Energiebedarf: SIA 384/3 beschreibt Methoden zur Ermittlung des Endenergiebedarfs von Heizungsanlagen. Die Berechnungsschnittstellen für die von der Heizungsanlage abgegebene Wärme sind:

- Heizwärmebedarf gemäss SIA 380/1
- Wärmebedarf Warmwasser gemäss SIA 385/2 (Bis zum Erscheinen der SIA 385/2 kann mit Standardwerten der SIA 380/1 gerechnet werden).
- Wärmebedarf verbundener Systeme, z. B. privates Hallenbad

Ausgehend von den einzelnen Wärmebedarfsanteilen wird der Endenergiebedarf berechnet. Dabei werden die Verluste der Wärmeverteilung, Speicherung und Wärmeerzeugung zum Bedarf hinzugerechnet.

■ **Typologiemethode:** Bei Typologiemethoden werden für jedes Anlagenteil Nutzungsgrade in Tabellenform vorgegeben. Die Auswahl von Rechenwerten erfolgt anhand der Beschreibung (Typologie) der Anlage. Tabelle 39 zeigt als Beispiel die Ty-

pologiemethode für die Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen. Anstelle von Tabellen können auch Näherungsgleichungen verwendet werden. So bietet SIA 384/3 einfache Gleichungen für thermische Solaranlagen und Hilfsenergie an. Mit der Typologiemethode kann der Endenergiebedarf in einer frühen Planungsphase sehr schnell abgeschätzt werden. Da Typologiemethoden per Definition vereinfachen und Annahmen treffen, liegen ihre Resultate aus Sicht von Energienachweisen im Allgemeinen auf der sicheren Seite. Das heisst, der ermittelte Endenergiebedarf ist meistens grösser als bei Berechnungen mit detaillierten Methoden.

■ **Bin-Methode:** Die Bin-Methode ist nichts anderes als die Umsetzung der Summenhäufigkeitsmethode in ein Rechenverfahren. Die Bezeichnung «Bin» stammt aus dem Englischen und bedeutet Kasten oder Kübel. Das heisst, dass der jährliche Wärmebedarf in verschiedene Kübel (Bin) abgefüllt wird. Jedes Bin entspricht einer Aussentemperaturklasse mit einer Schrittweite von 1 K. Durch Multiplikation der Bin-Leistung mit der Bin-Dauer ergibt sich der Wärmeinhalt des Bin. Die Eingabegrößen bei diesem Verfahren sind der Heizwärmebedarf gemäss SIA 380/1 sowie der jährliche Wärmebedarf für Warmwasser und die

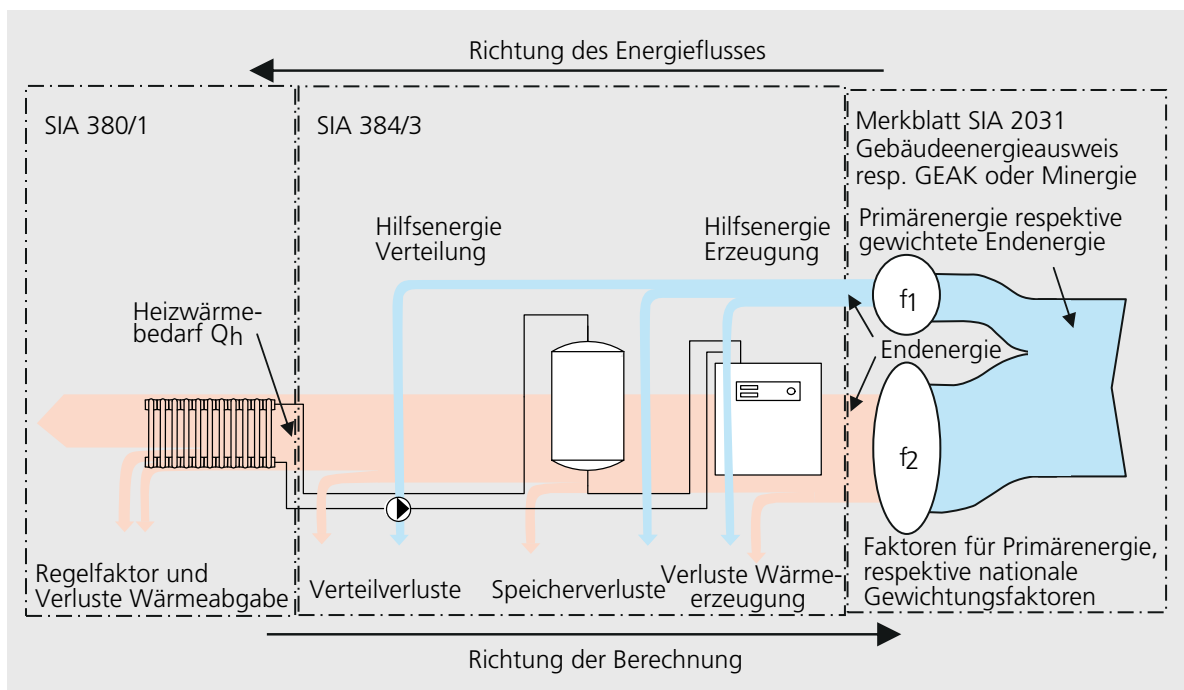


Abbildung 217: Abgrenzung sowie Richtung des Energieflusses und der Berechnung nach SIA 384/1.

verbundenen Systeme. Es wird angenommen, dass die Heizlast proportional zur Differenz von Innen- und Aussentemperatur zunimmt. Die Wassererwärmung wird als Bandlast angenommen. Die Leistungscharakteristik von allfälligen verbundenen Systemen muss fallweise bestimmt werden. Die Berechnung nach SIA 380/1 liefert nicht nur den Heizwärmebedarf, sondern auch Verluste (Transmission und Lüftung) sowie Wärmegewinne. Letztere werden in einen gleichmässig und einen ungleichmässig anfallenden Teil aufgeteilt. Interne Gewinne (Personen, Licht) werden als gleichmässig angenommen. Die Solarstrahlung hingegen fällt typischerweise ungleichmässig an. Gleichmässige Wärmegewinne reduzieren nicht nur den Heizwärmebedarf, sondern auch die mittlere Heizlast. Dies ist bei bivalenten Systemen relevant, da dies die Zuschaltung des Spitzenlast-Wärmeerzeugers beeinflusst. Die ungleichmässigen Wärmegewinne wirken sich nicht auf den Leistungsbedarf aus, sie beeinflussen aber die Laufzeit der Wärmeerzeuger. Abbildung 218 zeigt schematisch die Aufteilung des Heizwärmebedarfs auf die Bins. Die Summe aller Heizwärmebedarfs-Bins ent-

spricht dem Heizwärmebedarf nach SIA 380/1. Im Anhang der SIA 384/3 sind Modelle für Heizkessel, Wärmepumpen und thermische Solaranlagen beschrieben, die für die Bin-Methode geeignet sind. Die Bin-Methode kann mit Tabellenkalkulationsprogrammen umgesetzt werden. Für Wärmepumpenanlagen steht das Tool WPesti [T3] kostenlos zur Verfügung.

■ **Stundenschrittmethode:** Die Stundenschrittmethode ist die genaueste, aber aufwändigste Berechnungsart. Sie kommt zum Einsatz, wenn die Typologiemethode und Bin-Methode nicht anwendbar sind. Im schweizerischen Normenwesen ist die Stundenschrittmethode für klimatisierte Gebäude in der SIA 382/2 und im Merkblatt 2044 definiert. Da in diesen Dokumenten Warmwasser, Solarenergie und Wärmenutzung aus dem Erdreich nicht enthalten sind, ist der Anwendungsbereich aber eingeschränkt. Im Bereich der erneuerbaren Energien stehen Berechnungsprogramme, wie z.B. Polysun, zur Verfügung. Normative Grundlagen für diese Programme sind aber nur teilweise vorhanden.

Wärmequelle	Einsatz	Bedingung	EHPA Gütesiegel 2011 ³⁾	
			COP nicht erfüllt	COP erfüllt
Aussenluft	Heizung	Fussbodenheizung mit Vorlauftemperatur von maximaler 35 °C	2,4	3,0
	Heizung	Vorlauftemperatur maximaler 50 °C	1,8	2,2
	Warmwasser	Schichtladung ¹⁾	1,8	2,2
	Warmwasser	Stufenladung ²⁾	2,1	2,6
Erdwärmesonde	Heizung	Fussbodenheizung mit Vorlauftemperatur von maximaler 35 °C	3,4	4,3
	Heizung	Vorlauftemperatur maximaler 50 °C	2,5	3,1
	Warmwasser	Schichtladung ¹⁾	1,9	2,4
	Warmwasser	Stufenladung ²⁾	2,2	2,8

¹⁾ Aussen liegender Wärmeübertrager

²⁾ Innen liegender Wärmeübertrager, d. h. im Warmwasserspeicher

³⁾ Für das EHPA-Gütesiegel 2011 werden folgende Leistungszahlen gefordert:

Typ	Nennpunkt	COP
Luft-Wasser-Wärmepumpen	A2/W35	3,1
Sole-Wasser-Wärmepumpen	B0/W35	4,3
Wasser-Wasser-Wärmepumpen	W10/W35	5,1

Tabelle 39: Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen (Standardwerte) bis zu Standorthöhen von maximal 800 m ü.M.

Klimatisierte Gebäude

Bei klimatisierten Gebäuden werden der Leistungs- und Energiebedarf für Heizung und Klimatisierung nach SIA 382/2 berechnet. Den Kern bildet das vereinfachte dynamische Stundenschrittverfahren von EN 13790. Das Merkblatt SIA 2044 ergänzt die Norm mit Modellbeschreibungen für die Bedarfsermittlung und Bedarfsdeckung (Heizung und Kühlung). Weiter wird der Strombedarf für die Luftförderung behandelt. Die Wärmeerzeugungsmodelle beschränken sich auf Wärmepumpen sowie Gas- und Öl-befeuerte Heizkessel. Mit dem TEC Tool bietet der SIA ein Berechnungsprogramm zur Norm an [T4]. Daneben sind aber auf dem Markt auch weitere Programme erhältlich, die die Anforderungen von SIA 382/2 erfüllen, z. B. Lesosai [T5]. In diesen Tools bestehen teilweise Schnittstellen zu Programmen für Solaranlagen (z. B. Polysun) und Erdwärmenutzung. SIA 382/2 stellt eine Systemanforderung. Das Gebäude mit den effektiv geplanten Daten wird dabei einem Vergleichsprojekt gegenüber gestellt. Im Vergleichsprojekt wird mit der gleichen Gebäudegeometrie, aber mit Standardwerten für die Gebäudehülle (U- und g-Werte), Lüftungsanlage, Heizungsanlage und Kälteanlage berechnet. Bei der Heizung wird eine Wärmepumpe vorausgesetzt.

Elektrische Energie

Bei Gebäuden mit PV oder anderen stromproduzierenden Anlagen besteht oft der Anspruch, dass der Strom möglichst für den Eigenbedarf genutzt wird. Zur Bedarfsermittlung stehen heute folgende Grundlagen zur Verfügung:

- Der Strom- und Leistungsbedarf von Beleuchtungen und Beförderungsanlagen werden nach SIA 380/4 berechnet.
- Die entsprechenden Werte für Klimatisierung und Lüftung werden mit SIA 382/2 und SIA 2044 ermittelt.
- Für Hilfsenergie von Heizungsanlagen stehen Modelle in SIA 384/3 und SIA 2044 zur Verfügung.
- Die Hilfsenergie der Warmwasserversorgung wird in der SIA 385/2 behandelt.
- Der Bedarf von Wärmepumpen wird nach SIA 384/3 oder SIA 2044 ermittelt.
- Haushaltelektrizität wird künftig in SIA 380/4 behandelt.

Mit Ausnahme von SIA 382/2 respektive SIA 2044 sind die Modelle nicht für Stundenschritte beschrieben. In Berechnungsprogrammen lassen sich aber Monats- oder Jahreswerte mit genügender Genauigkeit in Stundenwerte umrechnen. Als Beispiel dazu ist das SIA TEC Tool zu erwähnen, dass der Bedarf von Beleuchtungen und der Hilfsenergie in Stundenschritten berechnet.

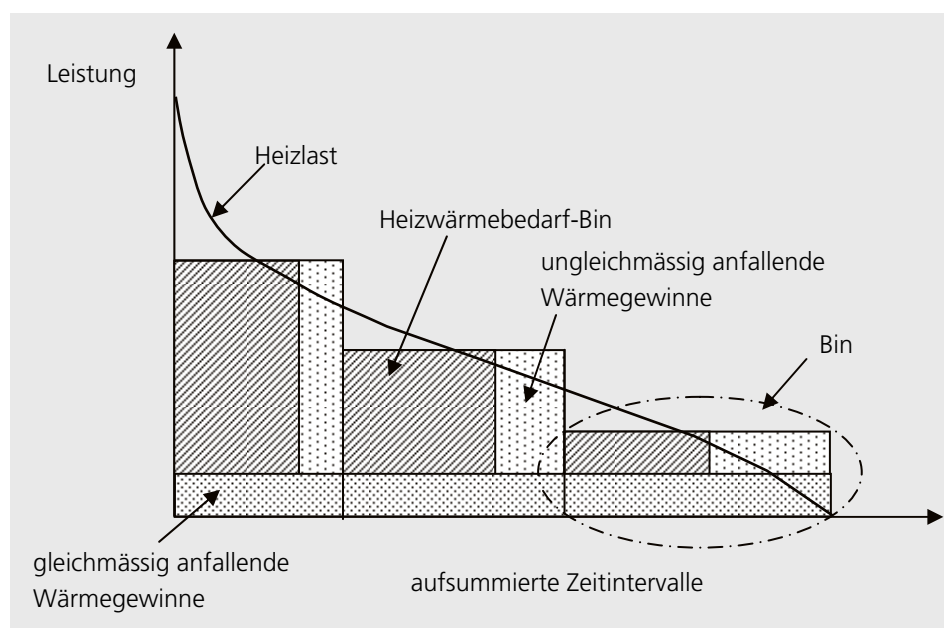


Abbildung 218:
Bildung der Heizwärmebedarf-Bins (schematisch).

Baustandards

Gewichtungsfaktoren

Bei Energiestandards wird die Endenergie gewichtet. Der SIA arbeitet mit Faktoren für nicht erneuerbare Primärenergie und Treibhausgaskoeffizienten. Die Kantone und Minergie verwenden die sogenannten nationalen Gewichtungsfaktoren [3]. Eine wesentliche Differenz der beiden Gewichtungssysteme liegt bei der Biomasse. Der vergleichsweise hohe Wert von 0,7 bei den nationalen Gewichtungsfaktoren lässt sich damit begründen, dass die Verfügbarkeit von Biomasse in der Schweiz begrenzt ist. Nur ein geringer Teil des heutigen Öl- und Gasverbrauchs könnte mit Biomasse substituiert werden.

SIA-Effizienzpfad Energie

Der SIA-Effizienzpfad Energie (SIA 2040) legt Richt- und Zielwerte für die nicht erneuerbare Primärenergie und die Treibhausgasemissionen fest. Dabei wird das Etappenziel 2050 der 2000-Watt-Gesellschaft angestrebt. Einbezogen werden der Betrieb (Heizung, Warmwasser, Lüftung/Klima, elektrische Energie) die Erstellung (graue Energie) und die gebäudeinduzierte Mobilität. Behandelt werden Neu- und Umbauten der Gebäudekategorien Wohnen, Büro und Schulen. Energieanlagen, welche direkt das Gebäude beliefern, liegen immer innerhalb des Bilanzperimeters. Anlagen, welche ausschliesslich an Dritte liefern, sind ausserhalb des Bilanzperimeters. Energieintensive Sondernutzungen werden nicht berücksichtigt. Berechnungstool: www.sia.ch [T6].

Minergie

Die Minergie-Standards fordern bei Neubauten zuerst eine gute Wärmedämmung. Bei dieser sogenannten Primäranforderung wird der von Minergie geforderte Wert mit dem Grenzwert von SIA 380/1 verglichen. Die zweite energetische Anforderung ist die gewichtete Energiekennzahl, die auf Basis der nationalen Gewichtungsfaktoren gebildet wird. Darin enthalten ist der Bedarf für Heizung, Wassererwärmung und Lüftung/Klima. Bei Minergie-P und Minergie-A wird zusätzlich noch die Hilfsenergie eingerechnet. Bei Minergie-A ist eine Nullenergiebilanz für Heizung, Warmwasser und Hilfsenergie gefordert. Ausnahmen bilden Konzepte mit lagerbarer Biomasse und einer thermischen Solaranlage, die mindestens 50 % des Wärmebedarfs deckt. Dabei ist eine gewichtete Energiekennzahl von 15 kWh/m² zulässig. Auf der Homepage www.minergie.ch finden sich Informationen, Anforderungen und Nachweis-Tools zu den Standards.

Minergie und SIA-Effizienzpfad

Die Tabelle 41, Tabelle 42 und Tabelle 43 zeigen am Beispiel eines Mehrfamilienhauses, wie viel erneuerbare Energie eingesetzt werden muss, um die Standards Minergie-P, Minergie-A und den SIA-Effizienzpfad zu erreichen. Dabei wird vorausgesetzt, dass der Heizwärmebedarf bei allen Varianten bei 60 % des Grenzwerts von SIA 380/1 liegt. Beim SIA-Effizienzpfad wird vorausgesetzt, dass der Richtwert für die Betriebsenergie eingehalten ist. Bei der Wärmeversorgung werden zwei unter-

Tabelle 40: Primärenergiefaktoren, Treibhausgaskoeffizienten und nationale Gewichtungsfaktoren.

Energieform	Primärenergiefaktor nicht erneuerbar		Treibhausgaskoeffizient		Nationale Gewichtungsfaktoren
	absolut kWh _{PENE} /kWh _{END}	Verhältnis zu Heizöl	absolut in kg/kWh	Verhältnis zu Heizöl	
Heizöl	1,23	1	1,076	1	1
Erdgas	1,11	0,90	0,857	0,80	
Stückholz	0,05	0,04	0,051	0,05	0,7
Pellet	0,21	0,17	0,130	0,12	
Elektrizität, Schweizer Verbrauchsmix	2,64	2,15	0,533	0,50	2
Fernwärme					
■ Kehrlicht	0,80	0,65	0,583	0,54	0,6
■ Holz	0,10	0,08	0,169	0,16	
■ Geothermie	0,12	0,10	0,051	0,12	

schiedliche Konzepte einander gegenüber gestellt:

- Heizung und Wassererwärmung mit Erdsonden-Wärmepumpe, Stromproduktion mit Photovoltaik
- Pellets-Heizkessel und thermische Solaranlage für Heizungsunterstützung und Wassererwärmung

Der Vergleich zeigt:

- Wenn bei einem Minergie-P-Gebäude eine gute Wärmepumpenanlage realisiert wird, ist keine Solaranlage erforderlich.
- Zum Erreichen des SIA-Effizienzpfads reicht eine relativ bescheidene PV-Anlage.
- In Kombination mit einer Pelletfeuerung reicht eine solare Wassererwärmung (Deckungsgrad ca. 60 %), um Minergie-P zu erreichen.
- Zur Erreichung der Richtwerte SIA-Effizienzpfad ist bei einer Pellet-Heizung keine Solaranlage erforderlich. Dies ist eine Folge des tiefen Gewichtungsfaktors für Pellets. Mit diesem Konzept würde nicht einmal der Minergie-Basisstandard erreicht.
- Minergie-A stellt bei beiden Varianten der Wärmeversorgung die mit Abstand strengsten Anforderungen und erfordert zwingend eine Nutzung von Solarenergie.
- Bei Minergie-A und beim SIA-Effizienzpfad wurde angenommen, dass die Gebäudehülle besser gedämmt ist, als es die

Minimalanforderung dieser Standards erfordert. Das heisst, bei beiden Standards könnte die Wärmedämmung reduziert werden, wenn dafür Solaranlagen realisiert respektive vergrössert würden.

Annahmen für das Beispielgebäude

Klimastation: Zürich MeteoSchweiz

Energiebezugsfläche: $A_E = 1000 \text{ m}^2$

Heizwärmebedarf mit Standardnutzung: $Q_h = 100 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \text{ a})$ (27,8 kWh/ $\text{m}^2 \text{ a}$)

Komfortlüftung, WRG 80 %, Strombedarf: 2,5 kWh/ $(\text{m}^2 \text{ a})$

Jahresarbeitszahl Wärmepumpe

Heizen: 4,3

Jahresarbeitszahl Wärmepumpe

Warmwasser: 2,8

Nutzungsgrad Pellet-Heizkessel: 80 %

Ertrag thermische Solaranlagen gemäss Typologiemethode: SIA 384/3

Hilfsenergie: 1,0 kWh/ $(\text{m}^2 \text{ a})$

Ertrag Photovoltaik: 900 kWh/kWp

Variante	Minergie	Minergie-P	Minergie-A
Primäranforderung (% des Grenzwertes des Heizwärmebedarfs nach Norm SIA 385/1)	90 %	60 %	90 %
Gewichtete Energiekennzahl (kWh/ $\text{m}^2 \text{ a}$)	38	30	0 resp. 15

Tabelle 41: Energetische Anforderungen der Minergie-Standards.

Variante	Minergie-P	Minergie-A	SIA-Effizienzpfad
Bedarf an elektrischer Energie für Wärmepumpe, Lüftung, Hilfsenergie (kWh/ $\text{m}^2 \text{ a}$)	15,0	15,0	15,0
Installierte Leistung Photovoltaik	0 kWp	17 kWp	4,7 kWp
Produktion Photovoltaik (kWh/ $\text{m}^2 \text{ a}$)	0	15,0	4,2
Jahresbilanz (Endenergie), (kWh/ $\text{m}^2 \text{ a}$)	15,0	0	11,2

Tabelle 42: Variante Wärmepumpe und Photovoltaik. Energie bezogen auf Energiebezugsfläche.

Variante	Minergie-P	Minergie-A	SIA-Effizienzpfad
Absorberfläche der Sonnenkollektoren (m^2)	50	150	0
Wärmeproduktion Solaranlage (kWh/ $\text{m}^2 \text{ a}$)	12,5	29,6	0
Wärmeproduktion Pelletkessel (kWh/ $\text{m}^2 \text{ a}$)	26,5	9,3	38,9
Endenergiebedarf Pellet (kWh/ $\text{m}^2 \text{ a}$)	33,1	11,6	48,6

Tabelle 43: Variante Pellets und thermische Solaranlage. Energie bezogen auf Energiebezugsfläche.

Anhang

Literatur- und Quellenverweis

Normen und Dokumentationen des SIA sind in Tabelle 38 zusammengestellt.

[1] Vollzugshilfe EN-3: Heizung und Warmwasser, Ausgabe Januar 2009 [4]

[2] Vollzugshilfe EN-4: Lüftungstechnische Anlagen [4]

[3] Nationale Energiegewichtungsfaktoren. www.endk.ch

[4] Vollzugshilfe zur MuKE 2008. Verfügbar auf der Homepage der Energiedirektorenkonferenz (EnDK) www.endk.ch

Tools

[T1] Liste der zertifizierten EDV-Programme für SIA 380/1: [www.endk](http://www.endk.ch) → Fachleute → Hilfsmittel

[T2] Berechnungsprogramm zum energieoptimierten Berechnen und Konstruieren (SIA 380/1): Bezug unter www.energie-zentralschweiz.ch → Vollzug (z. B. Kt. Luzern anwählen) → Planungshilfen

[T3] WPesti: Berechnungstool von Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen. Basis Excel. Verfügbar unter www.endk.ch

[T4] SIA TEC Tool: Programm zur SIA 382/2. www.energytools.ch

[T5] Lesosai 7.2: Softwarepakete für Energieberechnungen im Gebäudebereich. www.lesosai.com

[T6] SIA-Tool 2040 Effizienzpfad Energie: www.energytools.ch

Abkürzungen

CEN Comité Européen de Normalisation; Europäisches Komitee für Normung

EU Europäische Union, www.cen.eu

EPBD Energy Performance of Buildings Directive

EHPA European Quality Label for Heat Pumps (ehemals DACH)

PV Photovoltaik

SIA Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, www.sia.ch

Förderung

**Hans-Heiri Frei,
René Burkhard**

Fördermodelle

Europa hat im Jahr 2009 verbindliche Klima- und Energieziele für 2020 definiert (sogenannt «20-20-20»). Hierbei sollen im Vergleich zu 1990 die CO₂-Emissionen um 20 % gesenkt (Klimaschutz), der Anteil der RES-Produktion (Renewable Energy Sources) auf 20 % erhöht und die Energieeffizienz um 20 % gesteigert werden. Die Umsetzung erfolgt auf nationaler Ebene, was dazu geführt hat, dass es viele unterschiedliche Fördermodelle gibt. Auch die Schweiz hat sich Klima- und Energieziele gesetzt und eigene Fördermechanismen beziehungsweise Lenkungsabgaben eingeführt. Grundsätzlich gibt es mehrere Möglichkeiten, den Zubau von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu fördern.

Einspeisevergütung («Feed-in Tariff»)

Produzenten von erneuerbarer Energie erhalten über einen festgelegten Zeitraum einen fixen Einspeisetarif je produzierter Kilowattstunde. Die Höhe der Vergütung orientiert sich an einer aktuellen optimalen Referenzanlage, der angenommenen durchschnittlichen Produktion und der Lebensdauer. Somit ist der Fördersatz für jede Technologie unterschiedlich und wird regelmässig mit dem technischen Fortschritt und der entsprechenden Preisentwicklung für Neuanlagen angepasst.

Vorteile: Dieser Ansatz bietet den Investoren hohe Planungs- und Investitionssicherheit und ermöglicht einen schnellen Ausbau der Produktionskapazitäten. Durch die Vergütung der effektiven Produktion werden die Betreiber motiviert, die Anlagen optimal zu betreiben und zu warten. Die technologiespezifischen Fördersätze verhindern die Konkurrenzierung einzelner Technologien untereinander. Somit erlaubt dieses Fördermodell die Förderung auch neuer, noch nicht marktreifer Technologien. Der Gesamtzubau wird über die zur Verfügung stehende Gesamtgeldmenge gesteuert.

Nachteile: Mit der Einspeisevergütung ist nicht garantiert, dass die politisch festgesetzten Mengenziele mit den verfügbaren Geldmitteln tatsächlich erreicht werden können. Das Fördermodell schafft keinen Bezug zwischen Produzenten und Strommarkt, d.h. die Anlagen reagieren nicht auf Preisschwankungen im Strommarkt. Bei tiefer Nachfrage gibt es keinen Anreiz zum Abschalten der Anlagen. Ausserdem ist die Festlegung des konformen Fördersatzes durch den Gesetzgeber schwierig und unterscheidet nicht nach der Energieeffizienz je Region.

Bonus- oder Prämienmodell

Das Bonusmodell ist ein verständliches, leicht einzuführendes und anzupassendes Fördermodell. Der erzeugte Strom wird analog dem Strom aus konventionellen Kraftwerken an der Börse verkauft. Der Produzent erhält den Marktpreis plus einen (allenfalls technologieabhängigen) vom Gesetzgeber für mehrere Jahre fixierten Zuschlag. Der Bonus wird für einen idealen Standort bestimmt und auf Basis des technologischen Fortschritts vom Gesetzgeber regelmässig angepasst. Die neu zu fördernde Anzahl von Anlagen und somit das Volumen der Förderung können limitiert werden.

Vorteile: Das Modell fördert den effizienten Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion. Die Produzenten erhalten einen engen Bezug zum tatsächlichen Strommarkt. Es besteht ein Anreiz zum Abschalten der Anlagen, sobald der Marktpreis geringer ist als die Differenz zwischen Produktionskosten und Zuschlag (relevant z. B. für Biogasanlagen). Die Produktionsplanung und das marktkonforme Verhalten gewinnen stark an Bedeutung. Generell besteht ein Anreiz zu Innovation und zur Wahl des besten Standorts, da damit die beste Wirtschaftlichkeit erreicht wird.

Nachteile: Wie beim Einspeisemodell werden Ausbauziele nicht treffsicher erreicht. Sehr kritisch wirkt sich aus, dass der Produ-

zent das Marktpreisrisiko trägt und dadurch sein Investitionsentscheid a priori verhindert werden könnte. Die Kopplung zum Strommarkt ist durch die Zusatzprämie noch verzerrt, allerdings weniger als beim Einspeisemodell. Für den Gesetzgeber ist aber die regelmässige Festlegung des Fördersatzes schwierig, da er nicht nur den technischen Fortschritt, sondern auch die Strompreisentwicklung abschätzen muss.

Quoten

Der Gesetzgeber legt mithilfe verbindlicher Quoten fest, welcher Prozentsatz der Energie aus erneuerbaren Quellen stammen muss. Stromlieferanten oder Produzenten müssen in der Betrachtungsperiode diese Produktionsziele umsetzen und gesamthaft Zertifikate erlangen, deren Volumen der festgelegten Quote entsprechen. Sofern der Stromlieferant seine Quote verfehlt, ist eine festgelegte Sanktion (Busse) fällig. Eine Quote setzt zwar marktwirtschaftliche Anreize für Investitionen in Produktionsanlagen, man kann sie aber auch erfüllen, indem man RES-Zertifikate zukauf, die von anderen ihre Quote übererfüllenden Erzeugern verkauft werden. Dafür braucht es einen Marktplatz (z. B. Börse) für Zertifikate, wobei sich der Preis der Zertifikate je nach Angebot-Nachfrage-Verhältnis einstellt. Der erzeugte Strom wird als Graustrom vermarktet. Die Mehrkosten der neuen Produktionsanlagen, inklusive Zertifikatzukauf, werden an die Endkunden weiterverrechnet.

Vorteile: Die angestrebte erneuerbare Stromproduktion kann in der Theorie sehr treffsicher erreicht werden. Die Produzenten stehen im Strom- und Zertifikatmarkt gegeneinander im Wettbewerb. Der damit verbundene Kostendruck führt zu Anreizen, in Technologiefortschritte zu investieren. Investitionen erfolgen effizient, da diese von diejenigen getätigt werden, deren Investitionskosten geringer sind als die erwarteten Kosten für die Zertifikate, die sie andernfalls zuzukaufen hätten.

Nachteile: Die Ausbauziele müssen realistisch definiert werden, um einen starken Anstieg der Stromkosten zu verhindern.

Die Investoren tragen die Unsicherheiten bezüglich Strommarkt- und Zertifikatspreis. Es wird vorrangig nur in Technologien mit den geringsten Produktionskosten investiert. Diese kurzfristige Optimierung des Technologie-Portfolios verhindert somit die Weiterentwicklung von (jetzt noch) teureren Zukunftstechnologien. In der bisherigen Praxis zeigt sich, dass die politische Durchsetzbarkeit von ausreichend hohen Bussen kaum machbar ist. So neigen die Energielieferanten eher zur Nicht-Einhaltung ihrer Quote und zur Bezahlung der Busse, statt die fehlenden Produktionskapazitäten effektiv aufzubauen bzw. Zertifikate zuzukaufen.

Förderung von erneuerbaren Energien

Das Energiegesetz hat bereits bei der Inkraftsetzung im Jahr 1998 eine Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien vorgesehen, die Mehrkostenfinanzierung (MKF). Den Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energieträgern wurde dabei für die eingespiesene Überschussenergie (produzierte Energie abzüglich direkt gedeckter Eigenbedarf) ein einheitlicher durchschnittlicher Vergütungstarif von 15 Rp./kWh zugesichert. Deshalb ist die MKF umgangssprachlich auch als «15-Räppler» bekannt. Im Jahr 2008 waren 2274 Anlagen in der MKF, wobei mit ca. 50 Mio. Fr. eine Produktion von 554,8 GWh gefördert wurde.

Auch nach der Einführung der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) bleibt die Förderung von MKF-Produktionsanlagen noch bis ins Jahr 2035 bestehen. Allerdings durften einige neuere MKF-Anlagen unterdessen ins KEV-System wechseln.

Kostendeckende Einspeisevergütung

Die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) wurde mit der Revision des Energiegesetzes im Jahr 2009 eingeführt. Die Zielsetzung des Energiegesetzes ist es, die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis ins Jahr 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000 um 5400 GWh zu steigern, was zum Zeitpunkt der Gesetzge-

bung etwa 10 % des schweizerischen Stromverbrauchs entsprochen hat. Mit der KEV wird die Stromproduktion aus Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Wasserkraft bis zu 10 MW, sowie Biomasse und Abfällen aus Biomasse gefördert. Die Vergütung richtet sich nach den im Erstellungsjahr geltenden Gestehungskosten von Referenzanlagen, die der jeweils effizientesten Technologie entsprechen. Die Kostendeckung wird bei Biomasse, Windenergie und Geothermie über 20 Jahre, bei der Wasserkraft und Photovoltaik über eine Laufzeit von 25 Jahren erreicht.

KEV: Anmeldung, Realisierung und Fristen

Projekte zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien können seit Mai 2008 bei Swissgrid (Betreiberin des nationalen Höchstspannungsnetzes der Schweiz) für die KEV angemeldet werden. Der Projektant erhält von Swissgrid daraufhin einen «positiven Förderbescheid» mit den Fristen für die Meldung des Projektfortschritts und der Inbetriebnahme. Die Fristen sind je nach Technologie unterschiedlich lang, um den unterschiedlich langen Genehmigungs- und Realisierungszeiten der Tech-

nologien gerecht zu werden. Kann der Projektant eine Frist nicht einhalten und es liegen keine Gründe vor, die eine Fristerstreckung rechtfertigen würden, so wird der positive Bescheid widerrufen und die für dieses Projekt reservierten KEV-Mittel wieder für andere Projekte frei. Wird die Anlage fristgerecht realisiert, so erhält der Anlagebetreiber während der 20- bis 25-jährigen Laufzeit die KEV-Vergütung, gerechnet ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

Finanzierung der KEV

Die Finanzierung der KEV erfolgt einerseits über einen Zuschlag auf den Strompreis. Dieser Zuschlag ist gesetzlich auf maximal 0,9 Rp./kWh begrenzt. Die Verteilnetzbetreiber stellen den Zuschlag bei den Endverbrauchern aufgrund der bezogenen elektrischen Energie in Rechnung. Die Verteilnetzbetreiber wiederum bezahlen aufgrund der Endverbräuche in ihren Verteilnetzen den Zuschlag an den Förderfonds. Bei einem Endverbrauch in der Schweiz von rund 58 TWh im Jahr 2012 ergibt der maximale Zuschlag eine jährliche maximale Fördersumme von rund 520 Mio. Fr. Aus diesen Fördermitteln werden

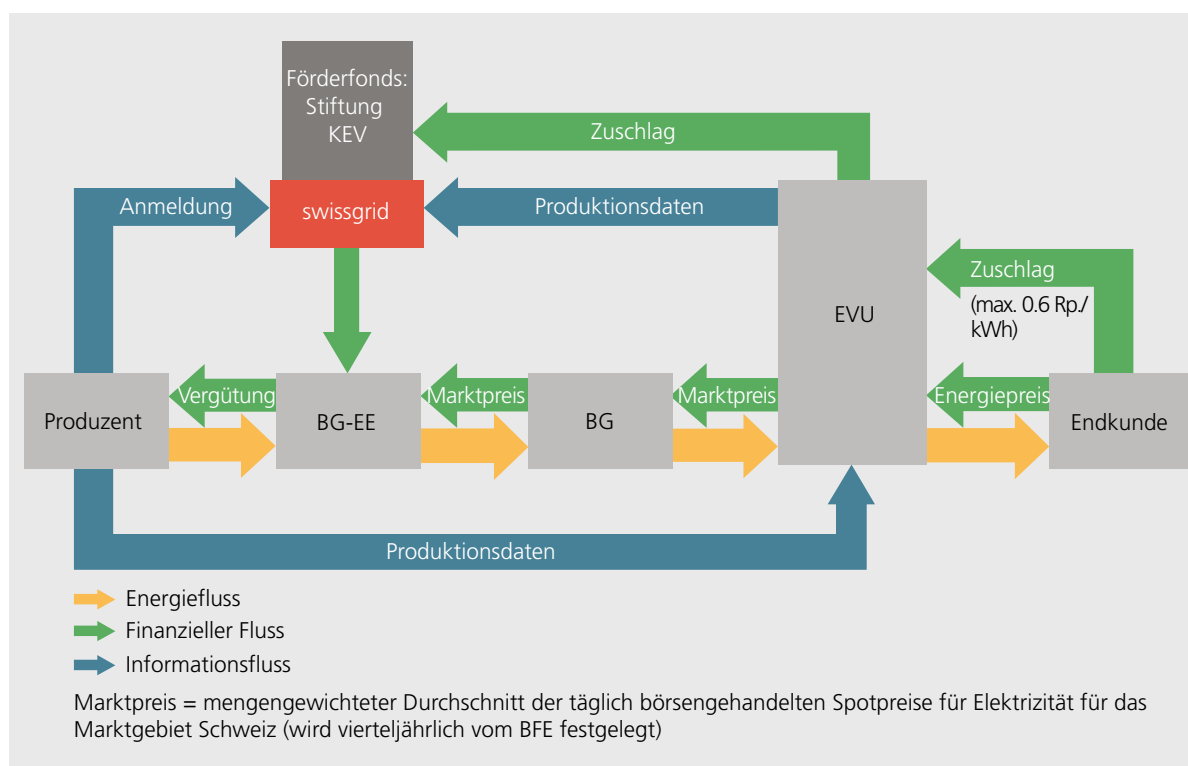


Abbildung 219:
Funktionsweise der
Kostendeckenden
Einspeisevergütung,
KEV.

allerdings noch weitere Programme des Bundes finanziert: Mehrkostenfinanzierung, wettbewerbliche Ausschreibungen zur Effizienzsteigerung, Bohrrisikodeckung für Geothermieprojekte und Rückerstattungen an Grossverbraucher. Die zweite Einnahmequelle ist der Verkauf der produzierten Energie zum Marktpreis. Der für die KEV definierte Marktpreis entspricht dem mengengewichteten Durchschnitt der täglich börsengehandelten Spotpreise für Elektrizität für das Marktgebiet Schweiz. Das Bundesamt für Energie (BFE) bestimmt und veröffentlicht den Wert vierteljährlich aufgrund der jeweiligen Quartalsdaten. Seit Beginn der KEV im Jahr 2009 ist der Marktpreis tendenziell gesunken:

Da die zugesicherten Vergütungen an die Produzenten von KEV-Strom fix sind (Rp./kWh), steigt mit sinkendem Marktpreis der Anteil der Förderung, der aus dem KEV-Förderfonds bezahlt werden muss. Dies stellt für die Bewirtschaftung des Förderfonds und die langfristige Planung eine grosse Herausforderung dar, denn die Zahlungsfähigkeit des Förderfonds muss jederzeit und langfristig gewährleistet bleiben.

KEV: Einspeisung, Verkauf, Auszahlung

Die BG-EE (Bilanzgruppe für Erneuerbare Energien) hat die Aufgabe, die tägliche Einspeisung der KEV-Anlagen am Vortag zu prognostizieren. Diese Prognosefahr-

pläne werden aufgrund eines Verteilschlüssels an die Bilanzgruppen mit Endverbrauchern in der Schweiz zum Marktpreis verkauft. Der Verteilschlüssel wird anhand der Endverbräuche aller anderen Bilanzgruppen berechnet. Die BG-EE zahlt zudem die Vergütungen an die Produzenten aus. Die KEV wird aufgrund der effektiven Produktion quartalsweise ausbezahlt. Dazu liefert der Verteilnetzbetreiber die Produktionsdaten der KEV-Anlagen in seinem Verteilnetz an die Stiftung KEV. Diese zahlt der BG-EE dabei die Differenz zwischen den gesamten Vergütungen an alle Produzenten und den Einnahmen aus dem Verkauf der Energie zum Marktpreis.

Stand der KEV Ende 2012

Bis Ende 2012 sind bereits über 32 600 Projekte für eine KEV-Förderung angemeldet worden. Die Aufteilung nach den verschiedenen Technologien ist in Tabelle 44 ersichtlich. Für 7246 Projekte konnte bisher ein positiver Bescheid ausgestellt werden, wovon über 4800 Anlagen unterdessen schon in Betrieb sind (Tabelle 45). Aufgrund der gesetzlich festgelegten Beschränkung der finanziellen Mittel («KEV-Deckel») konnten aber nicht alle Projekte in die KEV aufgenommen werden, d.h. über 24 600 angemeldete Projekte sind auf die Warteliste gesetzt worden. Diese Projektanten erhalten keinen positiven Bescheid, sondern einen «Wartelistebe-

Fr./MWh

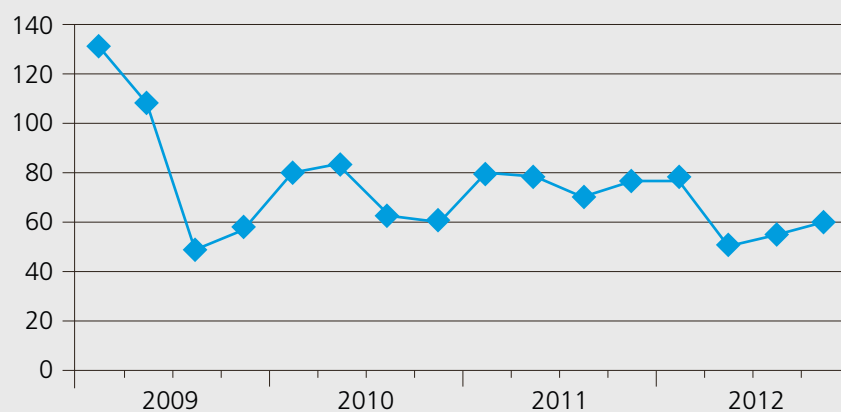


Abbildung 220:
Marktpreise von
2009 bis 2012.

scheid». Knapp 1000 Anmeldungen wurden unterdessen schon wieder zurückgezogen oder die positiven Bescheide, z.B. aufgrund verpasster Fristen, widerrufen.

KEV: kurz- und mittelfristige Entwicklung

Die KEV wurde 2011 durch die Eidgenössische Finanzkontrolle und 2012 im Rahmen einer vom Bundesamt für Energie beauftragten Studie evaluiert. Beide Evaluationen attestieren der KEV eine hohe Wirksamkeit, bemängeln aber den aufgrund der geltenden gesetzlichen Vorgaben sehr komplizierten Vollzug. Empfohlen wird insbesondere, in der nächsten Gesetzesrevision die komplexe Berechnung der Vergütungssätze zu vereinfachen und die Vielzahl der beteiligten Akteure in der Abwicklung zu reduzieren. Im Herbst 2012 hat der Bundesrat als Reaktion auf die Atomkatastrophe in Fukushima mit der «Energiesstrategie 2050» den Entwurf eines Gesetzespakets zur Umsetzung der Energiewende vorgelegt. Auch das Energiegesetz, und damit die KEV, sind massgeblich davon betroffen. Zwei wichtige Elemente der Energiesstrategie sind die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien.

In diesem Zusammenhang sollen folgende Elemente der KEV überarbeitet werden:

■ Steigerung der Energieeffizienz und damit ein Ausbau des Programms «Wettbewerbliche Ausschreibungen»

■ Aufhebung der finanziellen Deckelung für Anlagen zur Nutzung von Wasserkraft, Windenergie, Biomasse und Geothermie: Die Warteliste für diese Technologien soll vollständig abgebaut werden. Neue Anmeldungen sollen ohne Verzögerung einen positiven Bescheid erhalten.

■ Der Zubau von Photovoltaik-Anlagen soll weiterhin über jährliche Zubaukontingente gesteuert werden.

■ Kleine Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung unter 10 kWp sollen mit Einmalvergütungen gefördert werden.

■ Vereinfachung des Vollzugs durch Berücksichtigung der Empfehlungen der durchgeführten Evaluationen.

Noch ist unklar, welche Elemente der Energiesstrategie 2050 effektiv ins Energiegesetz übernommen werden. Eine Inkraftsetzung des neuen Energiegesetzes ist aber realistisch erst per Anfang 2016 zu erwarten. Zur Überbrückung will eine parlamentarische Initiative (pa. Iv. 12.400: «Freigabe der Investitionen in erneuerbare Energien ohne Bestrafung der Grossverbraucher») einzelne Elemente der Energiesstrategie 2050 vorziehen. Dies wä-

Technologie	Anzahl Anmeldungen		Angemeldete Leistung		Projektierte Produktion	
	Absolut	Prozentual	Absolut [MW]	Prozentual	Absolut [GWh]	Prozentual
Biomasse	631	1,93 %	609,078	11,98 %	3,560 671 428	28,75 %
Geothermie	4	0,01 %	4,810	0,09 %	0,03	0,23 %
Photovoltaik	29 753	91,18 %	1 319,153	25,94 %	1,250 785 609	10,10 %
Wasserkraft	1 174	3,60 %	904,223	17,78 %	3,482 744 013	28,12 %
Windenergie	1 070	3,28 %	2 248,822	44,22 %	4,064 091 514	32,81 %
Gesamt	32 632	100,00 %	5 086,086	100,00 %	12,386 990 164	100,00 %

Tabelle 44: Anmeldungen zur Kosten-deckenden Einspeisevergütung (KEV) (Stand Ende Jahr 2012).

Technologie	Anzahl Anlagen	Installierte Leistung (MW)	Erzeugte Produktion 2012 (GWh)	Ausbezahlte Vergütung (Mio. Fr.)	Davon aus Verkauf zu Marktpreis (Mio. Fr.)	Davon aus Förderfonds (Mio. Fr.)
Biomasse	192	167,2	437,6	89,8	26,8	63,0
Photovoltaik	4316	120,7	83,9	45,1	4,8	40,4
Wasserkraft	280	128,9	554,1	84,8	32,1	52,7
Windenergie	16	24,2	47,0	8,8	2,9	5,9
Total	4 804	441,0	1 122,7	228,5	66,6	161,9

Tabelle 45: Kosten-deckende Einspeisevergütung (KEV) im Jahr 2012 (Anlagen in Betrieb, Produktions- und Vergütungsdaten, Stand Ende 2012).

ren die Einmalvergütungen für kleine PV-Anlagen, die Aufstockung der Fördermittel mittels Anhebung des maximalen Zuschlags von 0,9 auf 1,4 Rp./kWh und die Erhöhung der Rückerstattungen an stromintensive Betriebe.

Weiterentwicklung der KEV

Das primäre Ziel der KEV bleibt weiterhin, die einzelnen Technologien bis zur Erreichung der Marktreife zu stützen, so dass die Produktionsanlagen danach im freien Markt bestehen können. Ab 2020 soll diese Förderung nach den Plänen der Energiestrategie durch eine gesamtheitliche Lenkungsabgabe, welche die Ziele der Energie- und Klimapolitik in einem Instrument vereinigt, abgelöst werden. Die Anlagen, welche sich dann in der KEV befinden, unterliegen dem Bestandesschutz bis zum festgesetzten Endtermin ihrer Vergütungsdauer. Möglicherweise werden sogar noch positive Förderbescheide bis ins Jahr 2020 ausgestellt. Die Vergütungsdauer soll aber auf 15 bis 20 Jahre reduziert werden. Somit würden die letzten KEV-Vergütungen ca. in den Jahren 2035 bis 2040 ausbezahlt.

Energiestrategie 2050

Als Ziel für das Jahr 2050 gibt die Energiestrategie vor, dass die durchschnittliche inländische Produktion aus erneuerbaren Energien mindestens 24 220 GWh betragen muss. Die Produktion aus Wasserkraft ist bis zu diesem Jahr auf 38 600 GWh auszubauen. Somit steigt die dezentrale Produktion stark an. Die Anforderungen zur Integration der erneuerbaren Produktion, insbesondere die Abstimmung der Produktions- und Verbrauchskurven aufeinander, werden immer anspruchsvoller und für den zuverlässigen Betrieb der Stromnetze relevanter. Gleichzeitig müssen die erneuerbaren Energien in den Markt integriert, bzw. die bisherigen Marktregeln mit den Produktionsmustern für erneuerbare Energien ergänzt werden. Ein häufiger Kritikpunkt zur aktuellen KEV ist die bedarfsunabhängige Vergütung der Produzenten. Diese erhalten die gleiche Vergütung, unabhängig davon, ob ein grosser oder klei-

ner Energiebedarf besteht. Es ist deshalb richtig, wenn Anreize geschaffen werden, die Stromproduktion entsprechend der Nachfragesituation zu vergüten. Eine Konsequenz daraus wäre allerdings, dass die Erfassung und Übermittlung der Produktionsdaten der betreffenden Anlagen «online» (in Echtzeit) erfolgen muss. Die technische Ausrüstung der meisten KEV-Anlagen, also beispielsweise die Zähler und IT-Anbindung (Smart Grid, Smart Metering), ist allerdings noch nicht auf diesem Ausbaustand.

Anhang

Autoren

Hanspeter Eicher, Prof. Dr., dipl. Maschineningenieur, dipl. Physiker. Leiter CAS Erneuerbare Energien an der FHNW. Leiter des Ressorts Erneuerbare Energien im Programm Energie 2000. Mitbegründer der Edisun Power (Photovoltaik), ADEV (erneuerbare Stromproduktion). VR-Präsident des Ingenieurbüros Dr. Eicher + Pauli AG.

Rainer Bacher, Dr. sc. techn. ETHZ. CEO Bacher Energie AG, Baden. Dozent an der Abteilung ITET/Power Systems Laboratory der ETH Zürich.

Christof Bucher, MSc ETH ETIT (Elektrotechnik und Informationstechnologie), Didaktischer Ausweis. Fachplaner für Photovoltaikanlagen bei Basler & Hofmann AG, Programmleiter CAS Photovoltaik und Solarthermie im Gebäude (EN Bau).

René Burkhard, dipl. Werkstoff-Ingenieur ETH Zürich, Dr. sc. techn. ETH, MBA ETHZ. Leiter der Abteilung «Erneuerbare Energien und Herkunftsnachweise» bei Swissgrid.

Hans-Heiri Frei, dipl. Elektroingenieur ETH. Leiter der Gruppe «KEV» bei Swissgrid.

Philippe Hennemann, dipl. HLK-Ingenieur FH. Mitglied der Geschäftsstellenleitung Dr. Eicher + Pauli AG Liestal.

Heinrich Huber, Prof., dipl. Maschineningenieur und HLK-Ingenieur FH, MAS FHNW Nachhaltiges Bauen. Dozent für Gebäudetechnik an der FHNW, Leiter Minergie-Agentur Bau.

Mike Keller, dipl. Bauingenieur FH. Geschäftsführer der Biopower Nordwestschweiz AG, Liestal.

Peter Meier, Dr., dipl. Kulturingenieur ETH. Geschäftsführer Geo-Energie Suisse AG Basel.

Reto Rigassi, dipl. Elektroingenieur FH, Nachdiplomstudium Energie FH. Geschäftsführer Suisse Eole, Vereinigung für Windenergie Schweiz.

Matthias Rommel, Prof., dipl. Physiker. Leiter des Instituts für Solartechnik SPF und Dozent Studiengang Erneuerbare Energien und Umwelttechnik an der Hochschule für Technik Rapperswil HSR.

Daniel Trüssel, Haustechnik-Ingenieur FH, Wirtschaftsingenieur FH. Stellvertretender Geschäftsführer Dr. Eicher + Pauli AG

Maurus Wiget, dipl. Verfahreningenieur FH. Seniorprojektleiter Holzenergieprojekte bei Dr. Eicher + Pauli AG

Stichwortverzeichnis

A

Absorber 25
Absorptionsanlagen 158
Absorptionsprozess 157
Abwärme 21, 158
Abwärme aus Prozessen 71
AC-Hauptschalter 55
Aethanolamin-Wäsche 110
Altholz 85, 86, 88
Aminwäscheverfahren 111
amorph 42
Anaerobe Behandlung 114
Antriebe 5
ARA 120
Ascheanfall 93
Ascheaustragung 100
Aschegehalt 93
Automatische Holzfeuerung 92

B

Backupsysteme 61
Befüllventile 32
Beleuchtung 5
Benzin 112
Bereitschaftsspeichervolumen 31
Binär-Kraftwerk 140
Bin-Methode 165
Bioabfälle 114, 119
Biofilter 123
Biomasse 13, 160
Blattwinkel 127
Blitzschutz 45
Blockheizkraftwerke 109
Bonusmodell 171
Busse 12
Bypassdioden 43

C

Cadmium-Tellurid 42
Carnot-Leistungsziffer 66
Carnot-Prozess 65
CEN-Normen 161
CO₂-Emissionen 4, 161
Coefficient of Performance, COP 69
COP 69
Co-Substrate 119
Co-Vergärung 119

D

DC-Schalter 55
Deep Heat Mining 139
Dienstleistungsgebäude 20
Dieselöl 112
Diffusstrahlung 24
Direktstrahlung 24
Dish-Konzentrator 39
Druckwasserwäsche 110
Druckwechseladsorption 110
Dünnschicht 42

E

EDV-Kühlung 153
EGS-Projekte 137
Einspeisemessung 57
Einspeisemodell 171
Einzelanforderungen 163
Einzelraumregelung 163
Eisspeicher 70
Elektrische Widerstandsheizungen 163
Elektroauto-Batterien 145
Elektromobile 149
Endenergieverbrauch 3
Energiebezugsfläche 6
Energiegesetz (EnG) 150
Energiemanagementsysteme 61
Energienormen 161
Energiequalität 17
Energiestrategie 2050 176
Enhanced Geothermal System 137
Entlüfter 32
Erdreich 153
Erdsonden 71, 78
Erdspeicher 157
Erneuerbare Energien 5
Essigsäurebildner 106
Expansion 73
Expansionsventil 66

F

FCKW 74
Feed-in Tariff 171
Fehlerstromschutzschalter 45
Fermenter 106
Fernwärme 8
Feuerungsanlagen 86
Feuerwehr 57

FKW 74
Flurholz 85
Formfaktor 126
fossile Kraftwerke 145
Fresnelkollektor 39

G

Gallium-Arsenid 42
Gärreaktor 106, 122
Gas-Kraftwerke 145
Gastronomie 118
Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD) 148
Gebäudehülle 163
Gebäudeintegration 49
Generator 127
Generatoranschlusskasten 44
Geothermie 13, 135
Gesamtenergiestatistik 4
Getriebe 127
Gewichtungsfaktoren 168
Gleichstrom 44
Globalstrahlung 25
Gondel 127
Grundwasser 9, 71, 79, 155
Gülle 119
GWP 74

H

Handbeschickte Holzheizungen 94
Haustechnik 5
Heizleistungsbedarf 164
Heizungsanlagen 163
Heizwärme 7
Heliostaten 40
HFCKW 74
HFKW 74
High-flow-Anlagen 30
Hilfsenergie 167
Hochtemperaturabwärme 8
Holzpellets 87
Holzsortimente 85
Hot-Dry-Rock-Anlagen 9
Hybridkollektoren 60
hydraulischer Einschub 101
Hydraulische Stimulation 137
Hydrolyse 106
Hydrothermale Anlagen 135

I

Industriedampf 21
Industrielle Prozesse 158
Industrielle Prozesswärme 10

Informatik und Kommunikation (I&K) 5
Inselsysteme 60
Isentrope 65
Isotherme 65

K

Kalina-Prozess 141
Kälte-COP 160
Kältemaschine 153
Kältemittel 73
Kaltwassermaschine 153
Kernkraftwerke 145
KEV 173
KKW 145
Klima 5
Klimaanlagen 164
Klimakälte 153
Klimaschutz 171
Kohlendioxid 106
Kohlenmonoxidemissionen 92
Kollektorfläche pro Person 33
Kollektorrücklauf 29
Kollektorvorlauf 29
Kombispeicher 36
Kompressionswärmepumpen 65
Konzentrierende Kollektoren 38
Kostendeckende Einspeisevergütung 172
Kristallin 42
kristalline Gesteine 137
Kupfer-Indium-Diselenid 42
KVA 8

L

Labors 20
Lastmanagement 151
Laubholz 90
Lebensmittelindustrie 118
Leerlaufspannung 41
Leichte Nutzfahrzeuge 12
Leistungsbeiwert 127
Lesosai 167
Low-flow-Anlagen 30
Luftreinhalte-Verordnung 87
Luftüberschusszahl 92
Lüftung 5
Luft-Wasser-Wärmepumpe 69, 77

M

Maximale Vorlauftemperatur 163
Maximum Power Point 41
Mehrkostenfinanzierung 172
Membranausgleichsgefäß 31

Membrantechnik 110
Methan 106
Methanogenese 106
Mikrogasturbinen 109
Minergie 168
Minimale Wärmedämmung 163
Mist 119
Mobilität 12
Mobilität Inland 5
monokristallin 42
Montagesysteme 47
Motorräder 12
MPP-Trackern 54
Mulden 99
Multiriss-System 139
Muschelkalkschicht 136

N

Nadelholz 90
Nahwärmeversorgungen 80
Natürliche Kältemittel 74
Netze 148
Netzkapazität 149
Niedertemperaturwärme 17
Non-Road 12

O

Oberflächengewässer 135
Oberflächenwasser 71, 153, 156
Offshore 130
Onshore 127
ORC-Prozess 140
Organic Rankine Cycle (ORC) 109
ÖV 12
Ozon 112

P

Parabolrinnenkollektor 39
Pellets 87, 88
Pellets-Heizkessel 169
Pelletskessel 98
Personenwagen 12
Petrothermale Anlagen 137
Photovoltaik 13, 159, 169
Photovoltaikzelle 41
Plattenwärmetauscher 36
Polyglykol-Wäsche 110
polykristallin 42
Polysun 166
Prämienmodell 171
Primärenergie 161
Primärenergiefaktor 168

Primärluft 100
Prozesse 5
Prozesswärme 5, 8, 18
PSA-Gasreinigungsverfahren 111
PV-Modul 42
PV-Strom 160

R

Rankine-Cycle-Prozess (ORC) 140
Raumkonditionierung 153
Raumwärme 5, 6
Receiver 40
Reflektor 39
Reflexion 24
Regelenergie 149
Reinbiogas 112
RES-Produktion 171
Restholz 21, 85
Retorten 99
Richtwerte SIA-Effizienzpfad 169
Rinde 88
Rohbiogas 112
Röhrenkollektoren 159
Rohrwendelwärmeübertrager 36
Rostfeuerung 101
Rotorblätter 127
Rückschlagklappen 32

S

Sägereihackschnitzel 87
Sägespäne 88
Scheibenbremse 127
Schichtbeladung 36
Schiene 12
Schneckenförderer 101
Schnitzelheizungen 98
Schubbodenaustragungen 103
Schwere Nutzfahrzeuge 12
Schwerlastfundation 48
Schwermetalle 93
Sedimentschicht 136
Sekundärluft 100
SIA-Effizienzpfad Energie 168
Sicherheitsventil 32
Silizium 41
Smart-grids-Technologien 147
Solarabsorber 70
Solarfluid 30
Solarkabel 44
Solarkonstante 25
Solarregler 32
Solarspeicher 31

Solarspeichervolumen 31
Solarstationen 32
Solarstrahlung 23
Solarwärme 23
Solarzelle 41
Sole-Wasser-Wärmepumpe 69
Sonnenenergie 158
Sonnenkollektoren 24
Sonnenschutzgläser 163
Speicherseen 145
Speicherstrategie 145
Spitäler 20
Split-Aufstellung 78
Split-Klimagerät 153
Stagnationsverhalten 35
Standardnutzungsbedingungen 163
Standortkriterien 17
Staubabscheidung 103
Steam-back-System 36
Strang 42
Streuung 24
Stromerzeugung 148
Stromversorgungsgesetz 150
Stromzähler 55
Stückholz 86
Stückholzkessel 92
Stundenschrittmethode 166
Systemanforderungen 163
Systemwahl 17

T

Tank-im-Tank-Konzept 33
Technisierungsgrad 153
thermische Solaranlage 169
Tiefengeothermie 135
Tiefen-Geothermie 9
Trockensubstanz 106
Turbulatoren 99

U

Überspannungsableiter 45
Unterhaltungsmedien 5
Unterschubfeuerung 100

V

Verbrühungsschutz 34
Verbund 18
Verbundsysteme 20
Verdampfer 66, 73
Verdichter 66
Verflüssiger 66, 73
Vergärung 105

Vollbetriebsstunden 51
Vorhangfassaden 163

W

Waldhackschnitzel 86
Waldholz 85
Wärme­kraft­kopplung 9
Wärmepumpen 9, 65
Wärmespeicher 102
Warmwasser 5, 6, 163
Warmwasseranlagen 29
Wasserkraft 13
Wasserstoffgehalt 106
Wasser-Wasser-Wärmepumpe 69
Wechselrichter 44
Windenergie 13
Windgeschwindigkeit 126
Wirtschaftlichkeit 17
WKK 145

Z

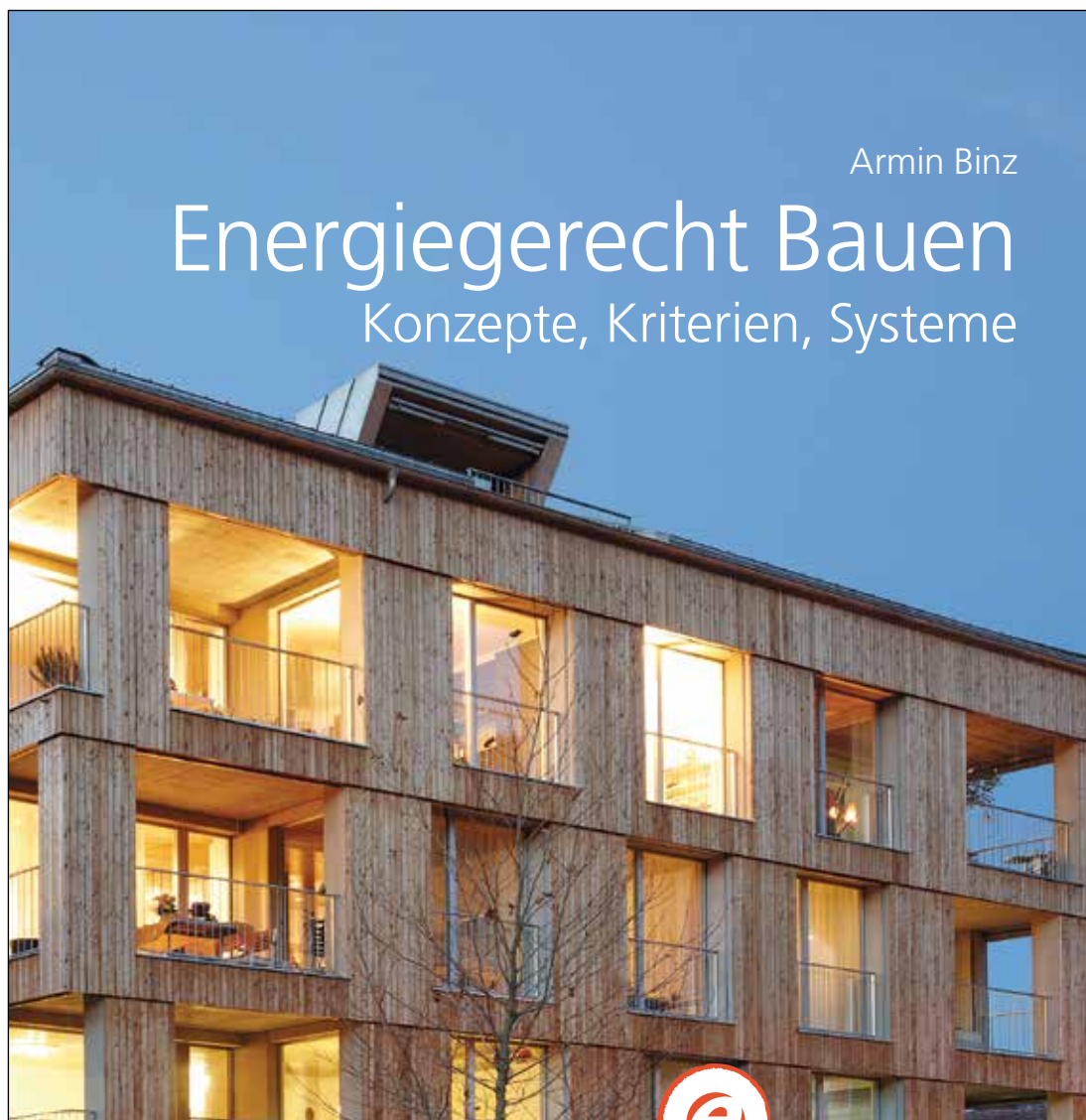
Zentralheizungsofen 98

Die Fachbibliothek



Als Print erhältlich unter: www.faktor.ch

mit aktuellen Themen



Armin Binz

Energiegerecht Bauen

Konzepte, Kriterien, Systeme



energieschweiz.ch



Konferenz Kantonalen
Energiedirektoren



