

MASTER OF ADVANCED STUDIES IN ENERGY
LAUSANNE - SUISSE
SEPTEMBRE 2004 - DECEMBRE 2006

TRAVAIL DE MASTER

**Potenziale erneuerbarer Energien zur Gewinnung von Strom
in der Schweiz**

Auteur

Dr Michel Piot

Enseignant responsable

Dr P.-A. Haldi

Ecole polytechnique fédérale de Lausanne
avec la collaboration de
Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich
Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs, Paris
Imperial College of Science, Technology & Medicine, London
Loughborough University, Loughborough
Universidad Politécnica, Madrid

Version 1.0: Originalversion, 13.11.2006

Version 1.1: mit Tabellen 6.1 und 6.2 im Kapitel Zusammenfassung und Schlussfolgerungen, 27.02.2007

Version 1.2: einige Fehler korrigiert, 12.04.2007

Version 1.3: Abbildung 5.16 Achsenbeschriftung korrigiert

Vorwort

Das Energiethema hat mit dem Anstieg der Ölpreise in den vergangenen Jahren in den Medien grosse Präsenz gewonnen. Und obschon in den Industrieländern trotz der hohen Preise unmittelbar kein Umdenken stattgefunden hat, zeigen sich doch Anzeichen einer Neuorientierung in der globalen Energiepolitik. Von Versorgungssicherheit, Diversifizierung und geopolitischen Unsicherheiten ist die Rede.

Gleichzeitig ist in Europa die Liberalisierung des Elektrizitätssektors in vollem Gange und das Zeitalter der grossen Produktionsüberkapazitäten vorbei, bedingt einerseits durch den stetig steigenden Stromverbrauch in allen Ländern der Europäischen Union und der Schweiz, andererseits durch das Erreichen der technischen Lebensdauer zahlreicher Kraftwerke verbunden mit dem Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie und den noch zurückhaltenden Investitionen der Strombranche als Folge der regulatorischen Unsicherheiten.

In der Schweiz ist absehbar, dass, durch Ablaufen von Bezugsverträgen mit Frankreich und der Abschaltung der inländischen Kernkraftwerke bei einer unterstellten Betriebsdauer von 50 Jahren für Beznau I und II sowie Mühleberg beziehungsweise 60 Jahren für Gösgen und Leibstadt, bis in fünfzehn Jahren eine Deckungslücke im Stromsektor auftritt. Dies ist mit ein Grund, dass das Bundesamt für Energie im Jahre 2003 mit der Erarbeitung von Energieperspektiven mit einem Zeithorizont 2035 begonnen. Diese Arbeiten stehen kurz vor dem Abschluss.

Die politische Diskussion, wie die Schweiz ihren Strombedarf künftig decken soll, hat aber bereits begonnen und ist so kontrovers wie eh und je: Strom sparen und Strom aus erneuerbaren Energien fördern sagen die einen, Kernkraftwerke oder neue Gaskombikraftwerke als Übergangslösung auf dem Weg zu erneuerbaren Energien sagen die anderen. Der klassische Zielkonflikt zwischen Umwelt, Wirtschaftlichkeit und Sozialverträglichkeit öffnet sich weiter. Und so ist bis heute nur klar, dass die fossilen Energieträger und auch das Uran nur beschränkt verfügbar sind und deshalb früher oder später durch neue Energiequellen oder -formen ersetzt werden müssen.

Gleichzeitig fordert die Schweizer Wirtschaft eine Liberalisierung des Strommarktes und hofft dabei insbesondere auf tiefere Strompreise. Aus diesem Grund kam vor einigen Jahren das Elektrizitätsmarktgesetz zur Abstimmung, das entgegen der Empfehlung von Bundesrat und Parlament an der Urne keine Mehrheit fand. Seither wurde eine neue Vorlage, das Stromversorgungsgesetz, ausgearbeitet, die nebst der Liberalisierung auch das Thema der Versorgungssicherheit und die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien verstärkt berücksichtigt. Über dieses Gesetz wird momentan im Parlament beraten.

Wesentlich bei der inländischen Förderung erneuerbarer Energien zur Stromproduktion ist die Beantwortung der Frage, wie viel Strom sich aus erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz theoretisch, technisch, wirtschaftlich und ökologisch überhaupt produzieren lässt.

Ich hatte das Glück, im Rahmen der Energieperspektiven des Bundesamtes für Energie die Koordination der Arbeiten zum Elektrizitätsangebot übernehmen zu können. Dabei konnte ich mich intensiv mit dieser Frage auseinander setzen. Das Bundesamt für Energie gab dazu verschiedene Studien in Auftrag, doch erwies sich die Auswertung dieser Arbeiten als schwierig, da insbesondere der Begriff des Potenzials sehr unterschiedlich ausgelegt wurde und somit die Vergleichbarkeit der Resultate schwerlich möglich war.

Die nachfolgende Arbeit ist eine Fortsetzung einer ersten sehr rudimentären Version, die ich als

Input für die Diskussion im Parlament erstellt habe. Sie ist eine Mischung aus Recherche und Aufarbeitung zahlreicher Studien, aus kritischem Hinterfragen und Plausibilisieren einerseits, und dem Versuch einen Potenzialbegriff zu definieren, der eine Quantifizierung und Vergleichbarkeit der Potenziale verschiedener Technologien ermöglicht andererseits. Gleichzeitig möchte sie einen Input für die weitere politische Diskussion bieten. Deshalb wurden viele und wichtige Daten und Informationen graphisch aufgearbeitet.

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben, namentlich bei Herrn Martin Renggli und Herrn Dr. Felix Andrist vom Bundesamt für Energie, die mich in diesen gut drei Jahren im Amt fachlich unterstützt haben und mir ein Arbeitsumfeld bieten konnten, das mich stets motiviert hat, bei Frau Dr. Almut Kirchner von der Prognos AG, die ich als äusserst kompetente Ansprechpartnerin kennengelernt habe und die mir mit wertvollen Hinweisen stets weiterhelfen konnte.

Ein herzlicher Dank gebührt aber auch Frau Annette Hafner und meinem Vater, die die Arbeit auf Verständlichkeit und sprachliche Aspekte hin kritisch durchgelesen haben, und schliesslich Frau Romina Salerno, die in unserem gemeinsamen Büro beinahe täglich meinen Freuden und Leiden ausgesetzt war.

Bern im November 2006

Michel Piot

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	iii
Abkürzungsverzeichnis	vii
Einheiten	x
1 Begriffe	1
1.1 Energiebegriffe	1
1.1.1 Energie, Energieträger, Primärenergieträger	1
1.1.2 Energiebasis, Energievorräte, Energiequellen	2
1.1.3 Sekundärenergieträger, Endenergieträger, Nutzenergie	2
1.2 Gestehungskosten	5
2 Politischer Überblick	7
2.1 Elektrizitätsmarktgesetz	7
2.2 Bundesgesetz über die Stromversorgung	7
2.2.1 Entwurf und Botschaft des Bundesrates vom 3. Dezember 2004	8
2.2.2 Kommission Nationalrat	11
2.2.3 Nationalrat	12
2.2.4 Kommission Ständerat	12
2.2.5 Ständerat	12
2.2.6 Fazit	12
3 Energieperspektiven	13
3.1 Ausgangslage	13
3.2 Rahmenentwicklung	13
3.2.1 Rahmenentwicklung Trend	13
3.2.2 Sensitivitäten der Rahmenentwicklung	14
3.3 Elektrizitätsangebotsvarianten	14
3.4 Szenario I „Weiter wie bisher“ (Referenzszenario)	15
3.4.1 Grundidee	15
3.4.2 Instrumente und Massnahmen	15
3.4.3 Elektrizitätsangebot	15
3.4.4 Ergebnisse Elektrizitätsangebotsvarianten A, B und C im Szenario Ia	15
3.5 Szenario II „Verstärkte Zusammenarbeit“	16
3.5.1 Grundidee	16
3.5.2 Instrumente und Massnahmen	16
3.5.3 Elektrizitätsangebot	18
3.5.4 Ergebnisse Elektrizitätsangebotsvarianten A, B und C im Szenario II	18
3.6 Szenario III „Neue Prioritäten“	18
3.6.1 Grundidee	18

3.6.2	Zu prüfende Zielvorgaben	19
3.6.3	Mögliche Instrumente und Massnahmen	19
3.6.4	Elektrizitätsangebot	20
3.6.5	Ergebnisse Elektrizitätsangebotsvarianten A, C, D und E im Szenario III	20
3.7	Szenario IV „Übergang zur 2000-Watt-Gesellschaft“	20
3.7.1	Grundidee	20
3.7.2	Zu prüfende Zielvorgaben	21
3.7.3	Mögliche Instrumente und Massnahmen	21
3.7.4	Elektrizitätsangebot	22
3.7.5	Ergebnisse Elektrizitätsangebotsvarianten A, C, D und E im Szenario IV	22
3.8	Zusammenfassung der Resultate	22
4	Potenzialbegriffe	26
4.1	Einleitung	26
4.2	Nachhaltigkeit und Potenzial	26
4.3	Potenzialdefinitionen	27
4.3.1	Theoretisches Potenzial	27
4.3.2	Technisches Potenzial	27
4.3.3	Wirtschaftliches und erweitert wirtschaftliches Potenzial	28
4.3.4	Ökologisches Potenzial	29
4.3.5	Ausschöpfbares Potenzial	30
4.3.6	Erwartetes Potenzial	30
4.3.7	Ausbaupotenzial	31
4.4	Technologiespezifische Ergänzungen	31
4.4.1	Biomasse	31
4.4.2	Geothermie	32
4.4.3	Strahlungsenergie	32
4.4.4	Wasserkraft	33
4.4.5	Windenergie	34
5	Potenziale für Strom aus erneuerbaren Energien	35
5.1	Einleitung	35
5.2	Biomasse	36
5.2.1	Einleitung	36
5.2.2	Theoretisches Potenzial	38
5.2.3	Technisches Potenzial	39
5.2.4	Wirtschaftliches Potenzial	40
5.2.5	Ökologisches Potenzial	44
5.3	Geothermie	49
5.3.1	Einleitung	49
5.3.2	Theoretisches Potenzial	50
5.3.3	Technisches Potenzial	50
5.3.4	Wirtschaftliches Potenzial	51
5.3.5	Ökologisches Potenzial	53
5.4	Photovoltaik	56
5.4.1	Einleitung	56
5.4.2	Theoretisches Potenzial	57
5.4.3	Technisches Potenzial	57
5.4.4	Wirtschaftliches Potenzial	58
5.4.5	Ökologisches Potenzial	59
5.5	Wasserkraft	63
5.5.1	Einleitung	63
5.5.2	Theoretisches Potenzial	63

5.5.3	Technisches Potenzial	64
5.5.4	Wirtschaftliches Potenzial	71
5.5.5	Ökologisches Potenzial	73
5.5.6	Erwartetes Ausbaupotenzial	76
5.5.7	Wasserkraft und Klimaerwärmung	78
5.6	Windenergie	80
5.6.1	Einleitung	80
5.6.2	Theoretisches Potenzial	82
5.6.3	Technisches Potenzial	84
5.6.4	Wirtschaftliches Potenzial	85
5.6.5	Ökologisches Potenzial	87
5.6.6	Ausschöpfbares Potenzial	87
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	90
6.1	Zusammenfassung	90
6.2	Schlussfolgerungen	93
	Abbildungsverzeichnis	96
	Tabellenverzeichnis	98
	Literaturverzeichnis	100

Abkürzungsverzeichnis

ARA	Abwasserreinigungsanlage
ARE	Amt für Raumentwicklung
Art.	Artikel
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BIP	Bruttoinlandprodukt
BOS	Balance-of-system costs
CHF	Schweizer Franken
CO ₂	Kohlendioxid
DOE	US-Departement of Energy
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
EleG	Elektrizitätsgesetz
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz
EMV	Elektrizitätsmarktverordnung
EnG	Energiegesetz
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne
EU	Europäische Union
FDP	Freisinnige Partei der Schweiz
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk; Gaskombikraftwerk
GVE	Grossvieheinheit
Hydram	Laboratoire Hydrologie et Aménagements
IEA	International Energy Agency
KKW	Kernkraftwerk
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage

KWO	Kraftwerke Oberhasli
Mia.	Milliarden
Mio.	Millionen
NEA	Nuclear Energy Agency
NPV	Net Present Value
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
ORC-Anlage	Organic Rankine Cycle-Anlage
PV	Photovoltaik
Rp.	Rappen
seco	Staatssekretariat für Wirtschaft
SGB	Schweizerischer Gewerkschaftsbund
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverband
SPS	Sozialdemokratische Partei der Schweiz
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung; Stromversorgungsgesetz
SVP	Schweizerische Volkspartei
UREK	Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie
USD	US-Dollar
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WKA	Windkraftanlage
WKK	Wärme-Kraftkopplungs-Anlage

Einheiten

Vorsätze

Kilo	k	Tausend	10^3
Mega	M	Million	10^6
Giga	G	Milliarde	10^9
Tera	T	Billion	10^{12}
Peta	P	Billiarde	10^{15}
Exa	E	Trillion	10^{18}

Leistungseinheiten

$$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s}$$

$$1 \text{ W}_e = 1 \text{ Watt elektrisch}$$

$$1 \text{ W}_p = 1 \text{ Watt peak}$$

$$1 \text{ W}_{th} = 1 \text{ Watt thermisch}$$

Arbeits- oder Energieeinheiten

$$1 \text{ J} = 1 \text{ Ws} = 0.000278 \text{ Wh}$$

$$1 \text{ Wh} = 3600 \text{ Ws} = 3600 \text{ J}$$

$$1 \text{ Wa} = 8760 \text{ Wh} = 31.536 \text{ MJ}$$

1 Begriffe

1.1 Energiebegriffe

1.1.1 Energie, Energieträger, Primärenergieträger

Zu Beginn dieser Arbeit werden einige Begriffe definiert, die für das weitere Verständnis von Bedeutung sind. Dazu wird auf Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006) und BFE (2006b) zurückgegriffen:

- Unter Energie wird nach Max Planck die Fähigkeit eines Systems verstanden, äussere Wirkungen hervorzubringen. Dabei kann zwischen mechanischer (potenzielle und kinetische) Energie, thermischer, elektrischer und chemischer Energie, Kernenergie und Strahlungsenergie unterschieden werden.
- Unter Energieträgern werden Stoffe verstanden, aus denen direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen End- beziehungsweise Nutzenergie gewonnen werden kann.
- Unter Primärenergieträgern werden Stoffe und unter der Primärenergie der Energiegehalt der Primärenergieträger und der „primären“ Energieströme verstanden, die noch keiner technischen Umwandlung unterworfen wurden.

Die heute genutzten oder geförderten Primärenergieträger sind Erdöl in Form von Rohöl, Erdgas, Kohle, Torf, Natururan beziehungsweise Kernenergie, Holz und andere Biomasse, Wind-, Gezeiten-, Wellen-, Meeresströmungs- und Wasserkraft, Sonnenstrahlung, Erd- und Umgebungswärme. Als Primärenergieträger gelten zudem Siedlungs- und Industrieabfälle.

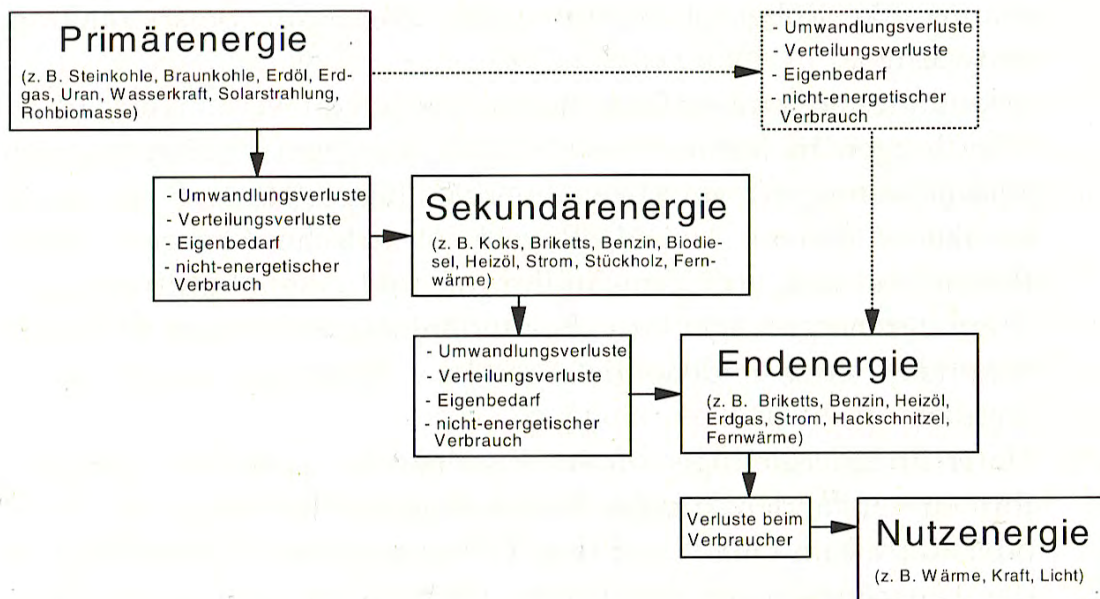


Abbildung 1.1: Übersicht über die Energiewandlungskette. Quelle: Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006).

1.1.2 Energiebasis, Energievorräte, Energiequellen

Als Energiebasis wird die Gesamtheit der Energie bezeichnet, die der Menschheit grundsätzlich zur Verfügung steht. Sie setzt sich aus der Energie der meist endlichen Energievorräte und der weitgehend erneuerbaren Energiequellen zusammen:

Bei den Energievorräten wird unterschieden zwischen den fossilen und rezenten Vorräten:

- Fossile Energievorräte sind Vorräte, die in vergangenen geologischen Zeitaltern durch biologische und/oder geologische Prozesse gebildet wurden. Dabei wird unterschieden zwischen
 - fossil biogenen Energievorräten, die biologischen Ursprungs sind;
 - fossil mineralischen Energievorräten, die nicht biologischen Ursprungs sind.
- Rezente Energievorräte sind Vorräte, die in gegenwärtigen Zeiten gebildet werden.

Energiequellen liefern im Unterschied zu den Energievorräten über einen sehr langen Zeitraum Energieströme. Sie werden deshalb als unerschöpflich angesehen.

Bei den verfügbaren Energien beziehungsweise Energieträgern kann zusätzlich unterschieden werden zwischen fossil biogenen, fossil mineralischen und erneuerbaren Energien, beziehungsweise zwischen fossil biogenen, fossil mineralischen und erneuerbaren Energieträgern.

- Unter fossil biogenen Energieträgern werden im Wesentlichen die Energieträger Kohle (Braun- und Steinkohle) und flüssige beziehungsweise gasförmige Kohlenwasserstoffe (unter anderem Erdöl und Erdgas) verstanden. Weiter kann unterschieden werden zwischen fossil biogenen Primärenergieträgern (zum Beispiel Braunkohle) und fossil biogenen Sekundärenergieträgern (zum Beispiel Diesel, Benzin).
- Unter fossil mineralischen Energieträgern werden die Stoffe zusammengefasst, aus denen durch eine Kernspaltung oder -verschmelzung Energie bereitgestellt werden kann (unter anderem Uran, Thorium, Wasserstoff).
- Unter erneuerbaren Energien werden die Primärenergien verstanden, die als unerschöpflich angesehen werden. Sie werden laufend aus den Energiequellen Solarenergie, geothermische Energie (Erdwärme) und Gezeitenenergie gespeist. Eine auf die Schweiz angepasste Übersicht über die erneuerbaren Energien und deren Nutzungsmöglichkeiten ist in Abbildung 1.2 dargestellt. Umfangreichere Darstellungen sind in Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006) oder Rebhan (2002) erwähnt. In der nachfolgenden Arbeit werden nur die Pfade zur Stromerzeugung weiterverfolgt.

1.1.3 Sekundärenergieträger, Endenergieträger, Nutzenergie

- Sekundärenergieträger sind Energieträger und Sekundärenergie ist der Energieinhalt der Sekundärenergieträger oder der von Energieströmen, die direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen in technischen Anlagen aus Primär- oder aus anderen Sekundärenergieträgern beziehungsweise -energien hergestellt werden.

Die heute verwendeten Sekundärenergieträger sind Erdölprodukte wie Heizöle, Benzin, Dieselöl, Flugtreibstoffe, Flüssiggas, Petrolkoks, Propan, Butan, Leuchtpetrol und andere, Koks, Briketts, Holzkohle, Pellets, Elektrizität, Stadt-, Flüssig- und Biogas, Fernwärme, Alkohol und Wasserstoff.

- Die Umwandlung der Primär- in Sekundärenergie findet unter Entstehung energetischer Verluste in Raffinerien, Elektrizitäts-, Gas- und Fernheizwerken, Biogasanlagen sowie anderen, auch kombinierten Werken und Anlagen statt.

Ein Teil der Energie durchläuft mehr als einen Umwandlungsprozess. So werden Elektrizität, Stadtgas oder Fernwärme unter anderem aus bereits raffinierten Erdölprodukten wie Heizöl, Dieselöl, Raffineriegas, Flüssiggas oder Petrolkoks gewonnen.

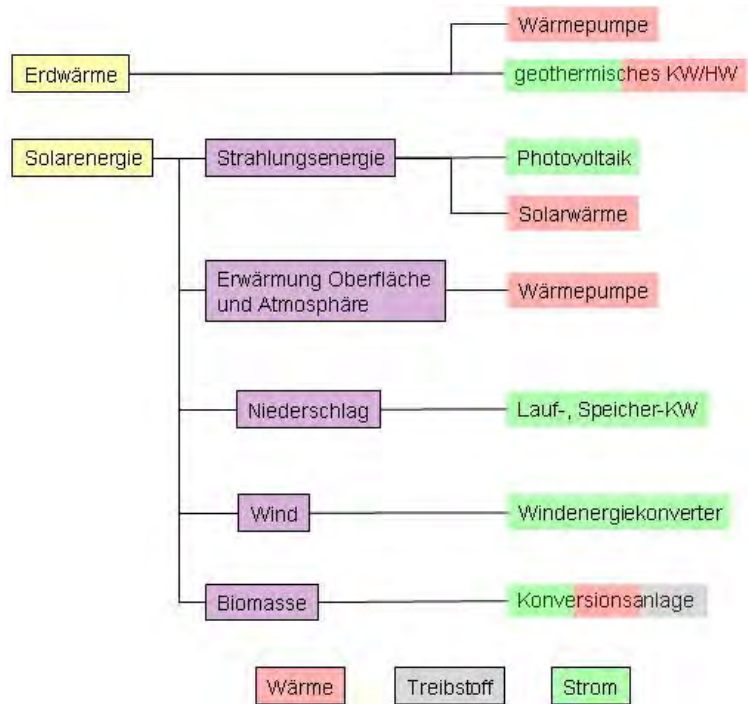


Abbildung 1.2: Nutzungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien in der Schweiz. KW: Kraftwerk, HW: Heizwerk.

- Unter Endenergieträgern werden Energieträger und unter Endenergie der Energieinhalt der Endenergieträger beziehungsweise der entsprechenden Energieströme verstanden, die der Endverbraucher bezieht (zum Beispiel Strom für das Licht, Benzin für das Auto).
- Mit Nutzenergie wird die Energie bezeichnet, die nach der letzten Umwandlung in den Geräten des Verbrauchers für die Befriedigung der jeweiligen Bedürfnisse zur Verfügung steht.

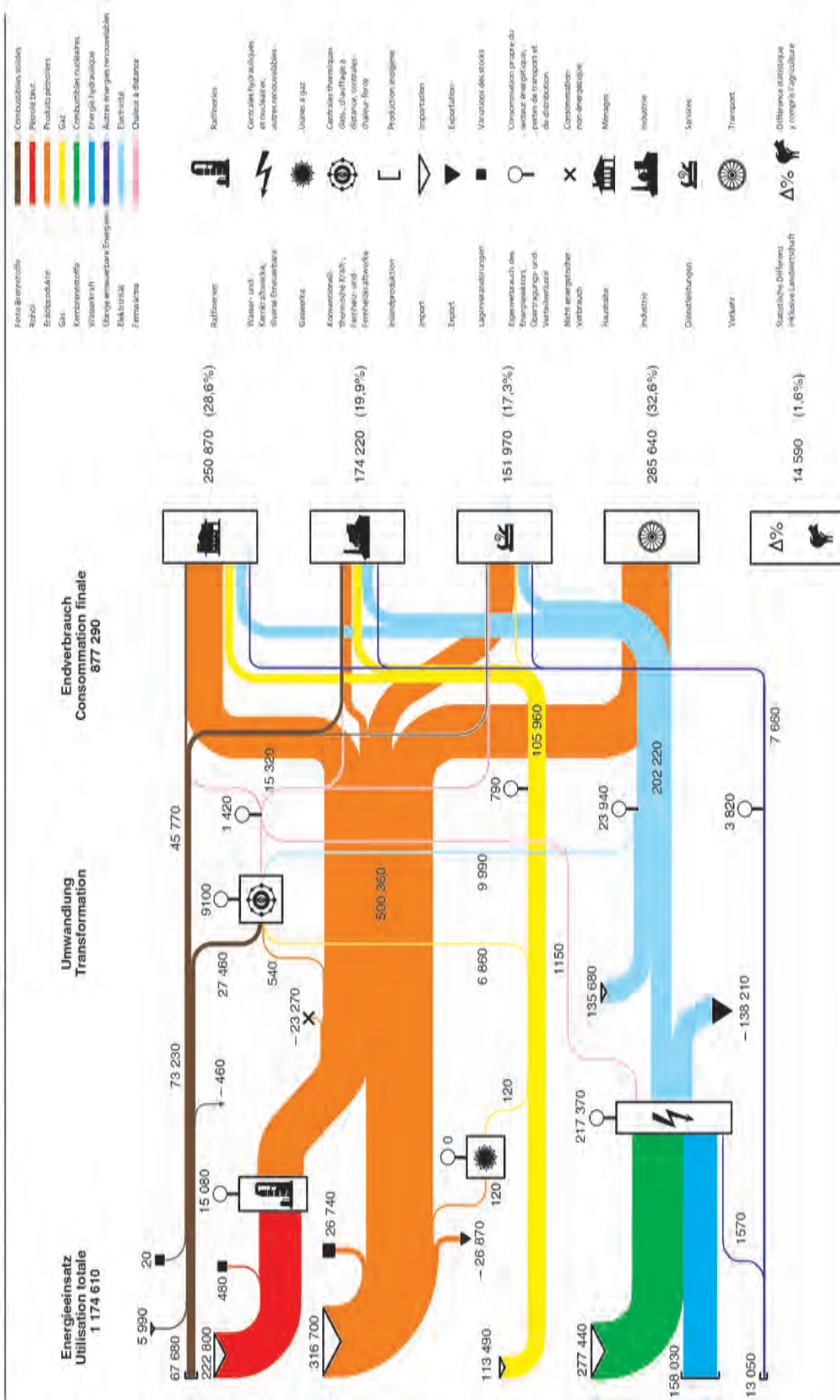
In Abbildung 1.3 wird für die Schweiz das Energieflussdiagramm für das Jahr 2004 dargestellt. Als weiterführende Literatur im Bereich der Energiebegriffe und Statistiken sowie für die Darstellung der Unterschiede zwischen Energiebilanzen der Internationalen Energie Agentur (IEA) und Eurostat wird auf IEA (2004) verwiesen.

Wirkungsgrad, Nutzungsgrad, Technische Verfügbarkeit

Für die Nutzbarmachung der erneuerbaren Energien sind die jeweiligen physikalisch-technischen Zusammenhänge der Energieumwandlung bestimmend. In diesem Zusammenhang sind folgende Begriffe wichtig:

- **Wirkungsgrad:** Verhältnis zwischen der abgegebenen Nutzleistung und der dabei eingesetzten Leistung;
- **Nutzungsgrad:** Quotient aus der in einem bestimmten Zeitraum nutzbar abgegebenen Energie und der gesamten zugeführten Energie;
- **Technische Verfügbarkeit:** Anteil des Betrachtungszeitraumes, innerhalb dessen eine Anlage auch tatsächlich für den jeweiligen Bestimmungszweck zur Verfügung steht.

Energieflussdiagramm der Schweiz im Jahre 2004 in Terajoule
 Flux énergétique de la Suisse en 2004 en térajoule



Quelle: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2004
 Source: Statistique globale suisse de l'énergie 2004

Kraft- und Brennstoff

- Ein Kraftstoff, häufig auch Treibstoff genannt, ist ein chemischer Stoff, dessen Energieinhalt meist durch Verbrennung oder durch andere Energieumwandlungsformen zur Krafterzeugung oder Erzeugung eines Antriebes in technischen Systemen nutzbar gemacht wird. Kraftstoffe werden häufig in Fortbewegungsmitteln (Fahrzeug, Flugzeug, Schiff, Rakete) verwendet.
Kraftstoffe werden direkt krafterzeugenden Maschinen, zum Beispiel Motoren oder Gasturbinen, zugeführt.
- Ein Brennstoff ist ein chemischer Stoff, dessen Verwendung der reinen Wärme Gewinnung dient.

Diese Definitionen der Begriffe sind unabhängig von der chemischen Zusammensetzung. So ist Diesel ein Kraftstoff, der chemisch fast unverändert unter der Bezeichnung „Heizöl Extra-Leicht“ als Brennstoff verwendet wird. Das Wasser, das die Turbine eines Wasserkraftwerkes antreibt, wird nicht als Kraftstoff bezeichnet, da hier kein chemischer Energiegehalt genutzt wird.

Kraftmaschine, Motor

Eine Kraftmaschine ist eine Maschine zur Umsetzung einer Energieform in mechanische Energie, wobei treibende Kräfte erzeugt werden, die einen Kolben (Hubkolben-Kraftmaschine) hin und her bewegen oder eine drehende Bewegung hervorrufen (Kreiskolbenmotoren, Turbinen, Elektromotoren). Nach der Art der bei der Umwandlung ausgenützten Energiequelle (Wärme, Wasser, Elektrizität) unterscheidet man Wärmekraftmaschinen, Wasserkraftmaschinen und Elektromotoren.

Ein Motor ist eine Kraftmaschine, die mechanische Geräte bewegt oder antreibt. Er wandelt Energieformen wie thermische, chemische oder elektrische Energie in mechanische Energie beziehungsweise Arbeit um. Aufgliedern lässt sich die Kategorie in die Dampfmaschine, Elektromotor und Verbrennungsmotor.

1.2 Gestehungskosten

Eine weit verbreitete Art, um die Kosten der Elektrizitätsproduktion verschiedener Technologien miteinander zu vergleichen, sind die Gestehungskosten p (Englisch: Levelized Unit Energy Costs). Hierbei handelt es sich um eine über die Zeit konstante Kostenangabe pro produzierte Energieeinheit eines Kraftwerks. Um diesen Wert zu ermitteln, wird der Net Present Value (NPV) der Einnahmen mit dem Net Present Value der Kosten über die Laufzeit des Kraftwerks gleichgesetzt. Seien für das Jahr t E_t die produzierte Energiemenge, p_t der Erlös pro produzierte Einheit, I_t die Investitionskosten, O_t die Betriebs- und Instandhaltungskosten (Operational and Maintenance Costs) und B_t die Brennstoffkosten. d sei der Diskontfaktor, der über die Jahre meist als konstant betrachtet wird. Dann gilt formal:

$$NPV_{Einnahmen} = \sum_t \frac{p_t E_t}{(1+d)^t},$$
$$NPV_{Kosten} = \sum_t \frac{I_t + O_t + B_t}{(1+d)^t}.$$

Der Break-even eines Kraftwerkes ist dann erreicht, wenn der Net Present Value der Einnahmen gleich dem Net Present Value der Kosten ist, das heisst

$$NPV_{Einnahmen} = NPV_{Kosten},$$
$$\sum_t \frac{p_t E_t}{(1+d)^t} = \sum_t \frac{I_t + O_t + B_t}{(1+d)^t}.$$

Da die Gestehungskosten p per Definition über die Zeit konstant sind, muss gelten $p_{t_1} = p_{t_2}$ für alle t_1 und t_2 . Man findet somit:

$$p \sum_t \frac{E_t}{(1+d)^t} := \sum_t \frac{p_t E_t}{(1+d)^t},$$

$$\implies p = \frac{\sum_t \frac{I_t + O_t + B_t}{(1+d)^t}}{\sum_t \frac{E_t}{(1+d)^t}}.$$

Diese einfache Methode erlaubt es, die Kosten verschiedener Kraftwerkstypen mit unterschiedlichen Abschreibe- und/oder technischen Lebensdauern miteinander zu vergleichen. Diese Methode wird auch von der Internationalen Energieagentur im Bericht IEA, NEA, and OECD (2005) verwendet, der für verschiedene Kraftwerkstypen, verschiedene Länder und zwei Annahmen zum Diskontsatz die Gestehungskosten ausweist.

Auf zwei weiterführende Arbeiten sei hier noch hingewiesen: Ayres, MacRae, and Stogran (2004), die für die Canadian Nuclear Association erstellt wurde, und das Buch von Bertel and Naudet (2004).

2 Politischer Überblick

In diesem Kapitel wird der Stand der politischen Diskussion im Zusammenhang mit der Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz aufgezeigt: Am 22. September 2002 wurde das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG), das eine Öffnung der Strommärkte bis 2007 vorsah, in einer Volksabstimmung verworfen. Als Reaktion wurde ein neues Gesetz, das so genannte Stromversorgungsgesetz (StromVG) ausgearbeitet, das gegenwärtig in den eidgenössischen Räten beraten wird.

2.1 Elektrizitätsmarktgesetz

Am 22. September 2002 wurde das EMG in der Referendumsabstimmung mit einem Nein-Stimmenanteil von 52.6% bei einer Stimmbeteiligung von 43.3% verworfen. Dieses Ergebnis kam überraschend, da sich sowohl der Bundesrat als auch das Parlament für die Vorlage eingesetzt hatten. In einer im Auftrag des BFE erstellten Studie (BFE 2003) wurden die Resultate analysiert und Interpretationen für den negativen Ausgang der Abstimmung geliefert. Nachfolgend einige Gründe, die dieser Studie entnommen sind:

- Das EMG wurde am 22. September 2002 von den Stimmbürgern vor allem deshalb abgelehnt, weil es keine direkten Vorteile für den Konsumenten brachte.
- Die Polarisierung zwischen Links und Rechts bei Energievorlagen spielte beim EMG nicht (siehe Abbildung 2.1). Das gemässigt-bürgerliche Lager, das kompromissgewohnt die Marktöffnung befürwortete, unterlag einer doppelten Opposition von links und rechts.
- Die Abstimmungskampagne wurde quantitativ eindeutig von befürwortenden Inseraten dominiert. Die Aufforderungen zu einem Ja argumentierten kognitiv-sachlich. Die Gegner des Gesetzes dagegen setzten bewusst auf Emotionen.
- Das Argument der im Gesetz mangelhaft geregelten Versorgungssicherheit, welches im Vorfeld der Abstimmung häufig erwähnt wurde, spielte beim Entscheid für die Stimmbürger bestenfalls eine zweitrangige Rolle.
- Der Versuch mit einer (in der Verwaltung unterschiedlich bewerteten) vorgezogenen Verordnung (EMV) mehr Transparenz zu schaffen schlug fehl. Mit jeder Konkretisierung einer Gesetzesbestimmung in der EMV wurden alte Gräben aufgerissen und Interessengegensätze neu akzentuiert.

Die Autoren des Berichtes BFE (2003) kamen in Bezug auf eine nächste Abstimmung zu folgendem Schluss:

„Eine Marktöffnung im Elektrizitätsbereich scheint für die Mehrheit der Stimmbürger-Konsumenten nur unter der Auflage zustimmungsfähig, dass ein klarer, direkter Vorteil (zum Beispiel niedrigerer Preis) herauschaut, sonst ist eine Veränderung des gut funktionierenden Systems nicht begründbar.“

2.2 Bundesgesetz über die Stromversorgung

Nach der Ablehnung des EMG führte das Bundesamt für Energie (BFE) vorerst breite Konsultationen mit allen wichtigen Gruppierungen der Befürworter- und Gegnerseite durch. Bereits sechs Monate nach der EMG-Volksabstimmung setzte daraufhin das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) nach Rücksprache mit dem Gesamtbundesrat eine Expertenkommission ein. Zudem wurden in vier Begleitgruppen parallel die Themen Marktmodell, Versorgungssicherheit, Transparenz und erneuerbare Energien (EE) eingehend bearbeitet. Ziel war es,

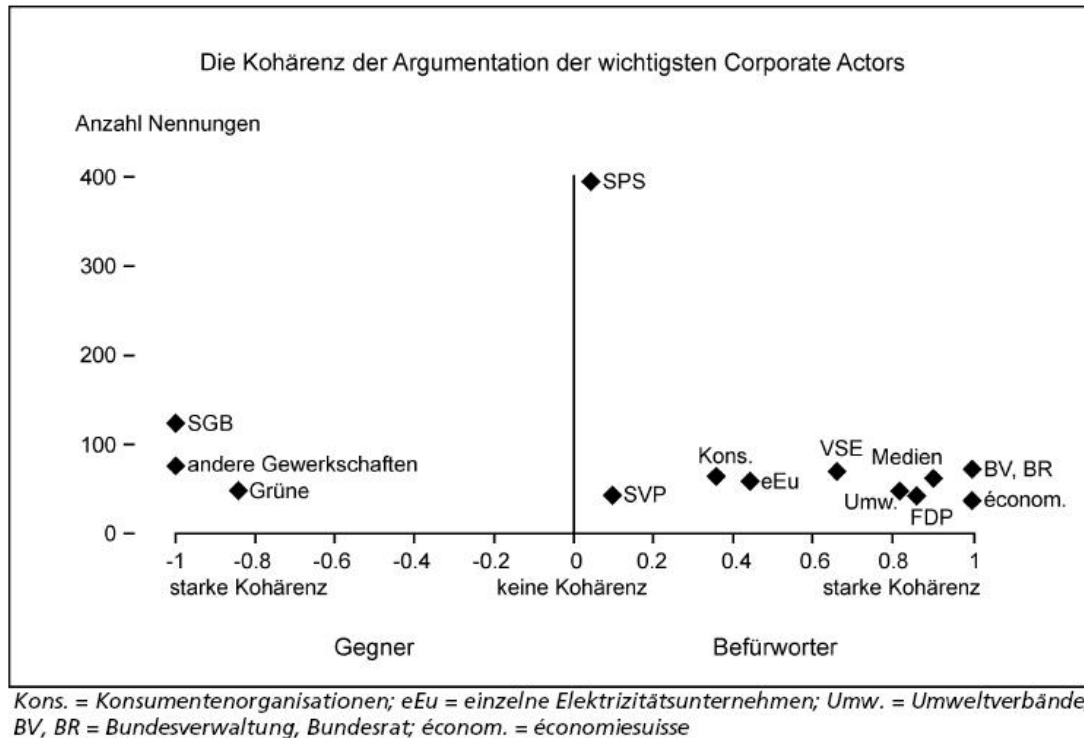


Abbildung 2.1: Kohärenz der Argumentation von EMG-Befürworterschaft und Gegnerschaft. Quelle: BFE (2003).

nach dem EMG-Nein eine ausgewogene, möglichst konsensorientierte Lösung zu erarbeiten. Die zu suchende Lösung sollte auch vom Volk akzeptierbar sein und kein Referendum provozieren.

Im Frühjahr 2004 legte die Expertenkommission einen robusten und ausgewogenen Satz von Eckwerten vor. Gestützt darauf wurde ein Gesetzesentwurf sowie ein erläuternder Bericht erarbeitet. Die vom Bundesrat eröffnete Vernehmlassung im Sommer 2004 ergab eine mehrheitliche Zustimmung zum Gesetzesentwurf.

Abbildung 2.2 zeigt die Chronologie des Bundesgesetzes über die Stromversorgung mit Stand Oktober 2006.

Bezüglich der Förderung erneuerbarer Energien sah der Entwurf vom 30. Juni 2004 folgende Ziele vor (Bundesgesetz über die Stromversorgung; Entwurf vom 30.06.2004):

- Die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien ist bis zum Jahr 2030 um 5400 GWh zu erhöhen;
- Die Erzeugung von Elektrizität aus bestehenden Wasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 1 MW ist bis zum Jahr 2030 mindestens auf dem Stand der Erzeugung im Jahr 2000 zu halten.

2.2.1 Entwurf und Botschaft des Bundesrates vom 3. Dezember 2004

Am 3. Dezember 2004 verabschiedete der Schweizer Bundesrat die Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes (EleG) sowie zum Stromversorgungsgesetz zuhanden des Parlaments. Das Elektrizitätsgesetz sollte im Parlament gegenüber dem Stromversorgungsgesetz vorgezogen behandelt werden, um den grenzüberschreitenden Stromhandel schnell zu regeln. Mit einem flexiblen

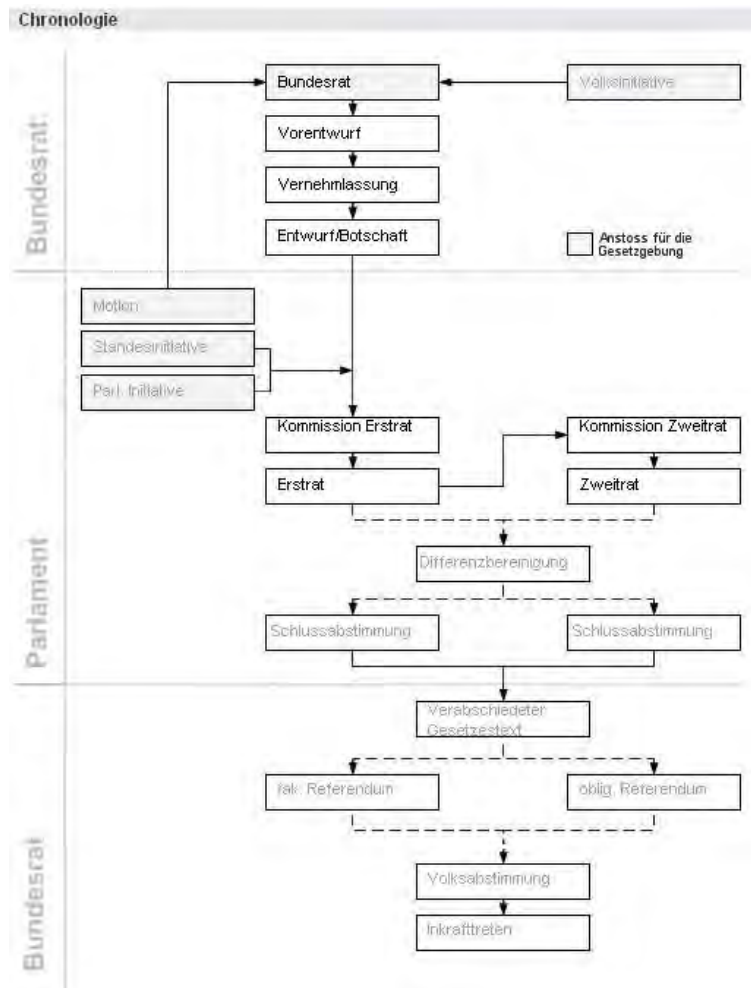


Abbildung 2.2: Chronologie des politischen Prozesses zum Stromversorgungsgesetz. Quelle: www.parlament.ch (Stand: Oktober 2006).

zweistufigen Vorgehen bei der Strommarktöffnung trug der Bundesrat der Referendumsabstimmung zum Elektrizitätsmarktgesetz Rechnung. Zur Förderung der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien schlug er mit einer Revision des Energiegesetzes (EnG) erstmals energiepolitische Zielvorgaben und ein konkretes Vorgehen vor. So ist der Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien am Endverbrauch von Elektrizität bis zum Jahr 2030 von 67% auf 77% zu erhöhen (siehe dazu Abbildung 2.3). Der Bundesrat kann Elektrizität, welche aus erneuerbaren Energien im Ausland erzeugt wurde, bei der Berechnung dieses Anteils angemessen berücksichtigen. Die Erzeugung von Elektrizität aus bestehenden Wasserkraftwerken ist bis zum Jahr 2030 mindestens auf dem Stand der Erzeugung im Jahr 2000 zu halten (Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz vom 3. Dezember 2004).

Abbildung 2.4 zeigt, welchen zusätzlichen Bedarf an erneuerbaren Energien dieser Gesetzesartikel zur Folge hätte. Darin sind in Abhängigkeit eines jährlich konstanten Zuwachses des Stromverbrauchs (rechte Achse: Wachstum in Prozent) die Linien gleicher Zunahme eingezeichnet. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Erhöhung des Anteils von 67% auf 77% über die betrachtete Zeitperiode gleichmässig erfolgt.

Bei einem Nullwachstum des Stromverbrauchs wären rund 5.33 TWh zusätzlicher Strom aus erneu-

- Wasserkraft gemäss Elektrizitätsstatistik Tab. 33: Aus den Jahresberichten wird die „Vorschau“, d.h. der theoretische Wert der Produktionserwartung“ (siehe untenstehende Tabelle Wasserkraft netto, in TWh) für das hydrologische Folgejahr verwendet, nicht die stark schwankende effektive Produktion. Der erwartete Verbrauch der Speicherpumpen wird abgezogen.
- Die anderen EE werden gemäss Statistik der erneuerbaren Energien mit der effektiven Produktion pro Kalenderjahr berücksichtigt.
- Produktion EE netto (siehe Tabelle **EE:Prod.netto** in TWh): Summe der Wasserkraft und der anderen EE.
- Endverbrauch pro hydrologischem Jahr gemäss Elektrizitätsstatistik Tabelle 6 (siehe Tabelle **Endverbrauch** in TWh)
- Anteil der EE am Endverbrauch: Verhältnis der Produktion EE netto zu Endverbrauch (siehe Tabelle **Anteil**).
- Durchschnitt dieser 10 resultierenden Verhältniszahlen: 0.67 (siehe Tabelle **Mittelwert**)
- Bedarf an EE gemäss dieser Mittelung für das Basisjahr 2003: Multiplikation von 0.67 mit dem Endverbrauch des hydrologischen Jahres 2002/03 (Elektrizitätsstatistik Tab. 6): 36.85 TWh (siehe Tabelle Bedarf EE in TWh). Diese Zahl entspricht weder der Resultierenden Produktionserwartung noch der effektiven Produktion für das Jahr 2003, da es sich um einen gemittelten Wert handelt.
- Bis ins Jahre 2030 muss der Anteil von 67% auf 77% erhöht werden, das heisst eine Erhöhung um 14.5% (ungerundete Werte). Bei konstantem Verbrauch (2003) würde dies eine Zunahme des Bedarfs an EE um 5.3 TWh entsprechen. Bei steigendem Verbrauch müsste mehr zugebaut werden, z.B. bei einer Zunahme um 25 % (bis 2035) rund 15 TWh.

	Jahr.1994	Jahr.1995	Jahr.1996	Jahr.1997	Jahr.1998	Jahr.1999	Jahr.2000	Jahr.2001	Jahr.2002	Jahr.2003
Wasserkraft netto	32.78	32.77	32.86	32.90	32.85	33.20	33.50	33.64	34.01	34.05
EE:Prod.netto	33.34	33.35	33.48	33.57	33.55	33.96	34.35	34.53	34.94	35.00
Endverbrauch	47.33	47.58	48.31	48.50	49.37	50.78	52.44	53.27	54.04	54.78
Anteil	0.70	0.70	0.69	0.69	0.68	0.67	0.66	0.65	0.65	0.64
Mittelwert	0.67									
Bedarf EE	36.85									

Abbildung 2.3: Erläuterung zum Ziel der Förderung der erneuerbaren Energien gemäss Entwurf des Bundesrates vom 3. Dezember 2004. Prod: Produktion. Quelle: Piot (2004).

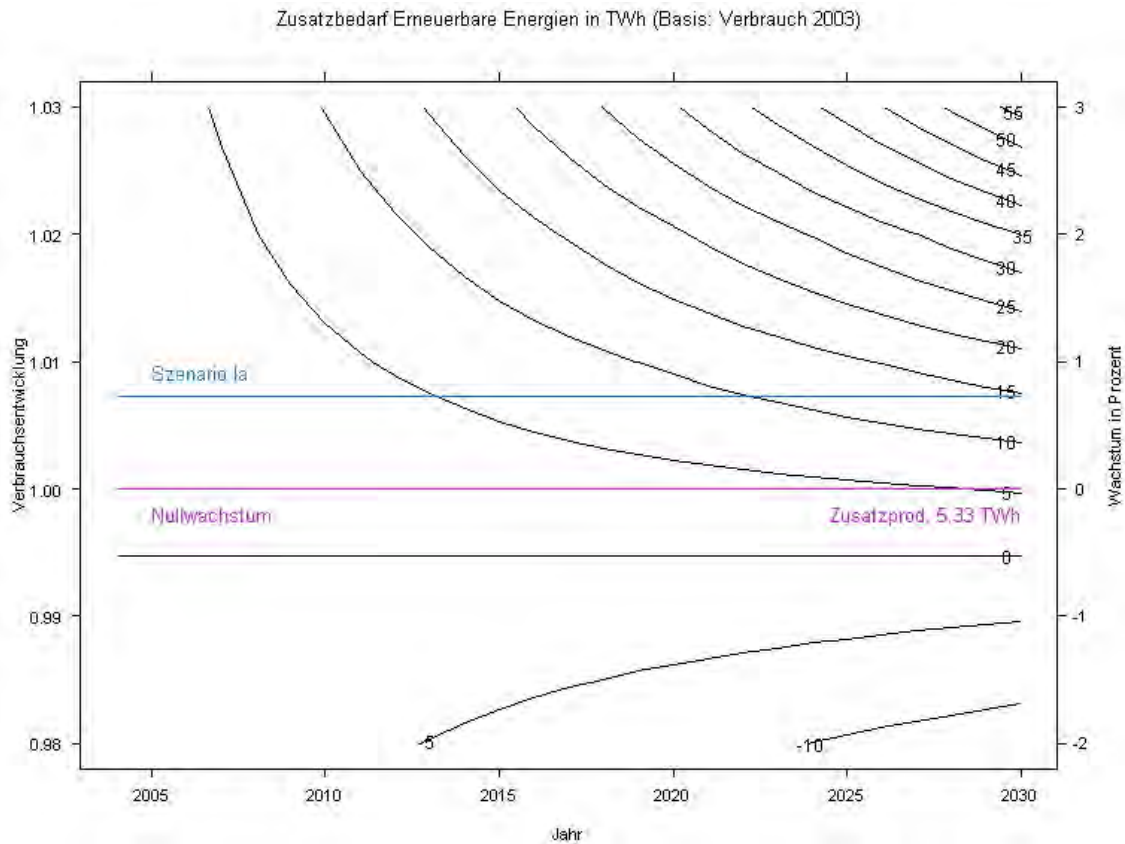


Abbildung 2.4: Darstellung des zusätzlichen Bedarfs an Strom aus erneuerbaren Energien bei einer Erhöhung des Anteil von 67% auf 77% in Abhängigkeit der jährlichen Verbrauchszunahme in Prozent (rechte Skala).

erbaren Energien zu produzieren. Unterstellt man die Referenzentwicklung der Energieperspektiven (siehe Kapitel 3.8 Szenario I) mit einer jährlichen Verbrauchszunahme von rund 0.7%, dann zeigt Abbildung 2.4, dass bereits beinahe 15 TWh nötig wären.

Wie Abbildung 2.2 zeigt, ist das Stromversorgungsgesetz unterdessen in beiden Kammern des Parlamentes beraten worden. Im folgenden werden die Ergebnisse zusammengefasst, die im Zusammenhang mit den Förderzielen der erneuerbaren Energien stehen.

2.2.2 Kommission Nationalrat

Am 26. April 2005 beschloss die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie (UREK) des Nationalrats in Abweichung zum Entwurf des Bundesrates,

- die Stromproduktion aus einheimischen erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um 5.4 TWh zu erhöhen. Dabei soll die Wasserkraft 2 – 2.5 TWh zum Ziel beisteuern;
- die Förderpolitik verbindlich zu gestalten und nicht wie der Bundesrat vorerst für fünf Jahre auf freiwillige Massnahmen zu bauen, um das Ziel in Etappen zu erreichen;
- die neuen Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse, Wind, Geothermie und Sonnenenergie künftig mit einer Einspeisevergütung, welche die Gestehungskosten deckt, zu fördern. Finanziert werden sollen diese Fördermassnahmen durch einen Zuschlag auf den Kosten der

Netznutzung. Um die Endverbraucher nicht zu stark zu belasten, soll der Zuschlag auf 0.3 Rp. pro kWh begrenzt werden, was gemessen am heutigen Verbrauch rund 165 Mio. CHF pro Jahr entspricht.

2.2.3 Nationalrat

Am 21. September 2005 beschloss der Nationalrat, in Anlehnung an den Vorschlag der Kommission, die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um mindestens 5.4 TWh zu erhöhen. Dabei soll der Bundesrat Elektrizität, welche aus erneuerbaren Energien im Ausland erzeugt wurde, bis zu einem Anteil von 10% diesem Ziel anrechnen können.

2.2.4 Kommission Ständerat

Die UREK des Ständerates (UREK-S) bestätigte im September 2006 das Förderziel des Nationalrates, die Jahreserzeugung von erneuerbaren Energien bis 2030 um mindestens 5.4 TWh zu erhöhen. Dabei sollte aber die Wasserkraft noch stärker gefördert werden.

Finanziert werden sollten die Fördermassnahmen durch einen Zuschlag auf die Kosten der Netznutzung. Die UREK-S wollte diese Einspeisevergütung gegenüber dem Nationalrat von 0.3 auf 0.5 Rp. pro kWh erhöhen, was den Konsumenten ab 2015 mit jährlich maximal 270 Mio. CHF belasten würde gegenüber der Version des Nationalrates mit 165 Mio. CHF.

2.2.5 Ständerat

Der Ständerat hat vom 3. bis 5. Oktober 2006 das Stromversorgungs- und das Energiegesetz beraten. Bei beiden Vorlagen ist der Rat fast durchwegs den Anträgen der UREK-S gefolgt.

Der Ständerat ist wie der Nationalrat der Ansicht, dass die Einspeisevergütung das wirksamste Instrument darstellt, um die erneuerbaren Energien zu fördern. Der Gesamtbetrag der Fördergelder soll auf 0.5 Rp. pro kWh für die gesamte verbrauchte Elektrizität begrenzt werden. Mit diesen Mitteln soll die Produktion aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 und auf Basis des Jahres 2000 um 5400 GWh gesteigert werden. Dabei soll die Produktion aus Wasserkraft um mindestens 5% gegenüber dem Stand im Jahr 2000 erhöht werden, was etwa 1.8 TWh entspricht. Der Maximalbetrag der Einspeisevergütung wird nach Massgabe des Marktpreises begrenzt, und zwar während den ersten fünf Jahren auf das Fünffache des Marktpreises, für die folgenden fünf Jahre auf das Vierfache und ab dem elften Jahr und bis 2030 auf das Dreifache des Marktpreises.

2.2.6 Fazit

Zwar sind die Detailregelungen kompliziert und in den einzelnen Räten beziehungsweise Kommissionen auch unterschiedlich diskutiert worden. Der definitive Ausgang der parlamentarischen Beratungen ist zum heutigen Zeitpunkt noch unklar. Es kann aber festgehalten werden, dass die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien den politischen Entscheidungsträgern wichtig ist. Als Grössenordnung für den Endentscheid werden meist die 5.4 TWh genannt, was gemessen am heutigen Endverbrauch einer Steigerung um rund 10% entspricht. Da es in dieser Arbeit nicht um Fördermechanismen geht, soll nur festgehalten werden, dass für die Förderung von 5.4 TWh bis ins Jahr 2030 voraussichtlich jährlich rund 270 Mio. CHF zur Verfügung stehen werden.

3 Energieperspektiven

Die Endergebnisse der Energieperspektiven lagen zum Zeitpunkt des Abschlusses dieser Arbeit noch nicht vor. Die Resultate in diesem Kapitel entsprechen dem Stand September 2006.

3.1 Ausgangslage

Die Energieperspektiven mit dem Zeithorizont 2035 sollen mithelfen, für die Energiepolitik mittel- und langfristig mögliche energiepolitische Optionen aufzuzeigen. Sie bilden für Parlament, Bundesrat, Verwaltung und Wirtschaft eine Entscheidungsgrundlage. Ausgehend von exogen vorgegebenen gesamtwirtschaftlichen Rahmenentwicklungen wie Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum, internationale Energiepreise und Klima, werden vier energiepolitische Szenarien mit Instrumenten und Massnahmen ausgearbeitet, die Auswirkungen auf Primär- und Sekundärenergieträger sowie auf die Verbrauchssektoren aufgezeigt und Indikatoren der Umweltbeeinträchtigung bestimmt. Schliesslich wird auch die Frage beantwortet, welche langfristigen energiepolitischen Ziele erreicht werden könnten. Es stehen zwei Arten von Modellen zur Verfügung: In Bottom-up-Modellen werden Massnahmen und Technologien auf der Ebene der einzelnen energienutzenden Anwendungen modelliert. In einem Top-down-Modell werden das Verhalten der Marktakteure sowie die Auswirkungen auf die Energiesysteme auf einem aggregierten Niveau betrachtet. In den Perspektivarbeiten kommt eine Kombination beider Modelltypen zur Anwendung.

Um die Stärke des Einflusses einzelner Elemente der Rahmenentwicklung beurteilen zu können, werden verschiedene Sensitivitäten durchgerechnet, das heisst einzelne Inputparameter werden variiert. Die Szenarien I und II sind massnahmenorientiert, das heisst es werden Instrumente und Massnahmen festgelegt und ihre Auswirkungen bestimmt. Die Szenarien III und IV sind zielorientiert, das heisst es werden Zielvorgaben gemacht. Aus der Modellierung werden dann Massnahmen und Instrumente abgeleitet.

3.2 Rahmenentwicklung

Folgende Rahmendaten fliessen in die Modelle ein:

- Inland: Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum (Wachstum des Bruttoinlandproduktes, BIP-Wachstum), Klima, Technologiefortschritt;
- Ausland: Energiepreise, Klimaschutzpolitik, Technologiefortschritt. Der Technologiefortschritt ist szenarienabhängig und wird hier nicht weiter ausgeführt.

3.2.1 Rahmenentwicklung Trend

- Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum „BIP Trend“: Als Grundlage dienen die im Rahmen des Perspektivstabes des Bundes ausgearbeiteten Szenarien (seco 2004). Dabei wird von einer etwa konstanten Bevölkerung ausgegangen. Die BIP-Perspektive sieht ein Wachstum von durchschnittlich 0.9% pro Jahr bis 2035 vor, was durch Produktivitätssteigerung der stagnierenden Beschäftigungszahl erreicht wird (siehe Abbildung 3.2).
- Klima: In der Trendvariante wird von einer Fortschreibung des heutigen Klimas ausgegangen.
- Energiepreise: Als Trendvariante wird von einem real konstanten Ölpreis von 30 USD pro Barrel bis 2030 ausgegangen, danach folgt ein linearer Anstieg auf rund 48 USD real bis 2050 (Stichwort: Hotelling-Modell). Die Gaspreise und Strompreise leiten sich zum Teil aus dem Ölpreis ab.

3.2.2 Sensitivitäten der Rahmenentwicklung

In einigen Szenarien werden Sensitivitäten durchgerechnet, um den Einfluss einzelner Rahmendaten abschätzen zu können. Die wichtigsten Sensitivitäten sind:

- Wirtschaftswachstum „BIP hoch“: Diese Sensitivität geht von einem durchschnittlichen BIP-Wachstum von 1.4% pro Jahr bis 2035 aus.
- Energiepreise hoch „Preise hoch“: Der Ölpreis liegt bis 2050 real konstant auf 50 USD pro Barrel. Dies entspricht inflationiert einem Ölpreis von 88 USD im Jahre 2035 und 112 USD im Jahre 2050. Dabei wird eine konstante Inflation von rund 1.8% pro Jahr unterstellt. Die steigenden Marktpreise bewirken, dass die rationelle Energieverwendung, neue Energien und weitere Kategorien von fossilen Ressourcen wirtschaftlicher werden (inklusive Zuschlag für Neutralisation des produktionsbedingten CO₂).
- Klima „Klima wärmer“: Gegenüber der Referenzperiode 1960 – 1990 wird für die Periode 2020 – 2050 mit einem Temperaturanstieg von rund 1.2 °C im Alpenraum (im Sommer mehr als im Winter, im Süden mehr als im Norden) gerechnet, bei gleichzeitiger Reduktion der Niederschlagsmengen um rund 2% (im Sommer Rückgang stärker im Süden als im Norden, im Winter Zunahme).
- Höchstpreisszenario: Es werden die Auswirkungen eines dauerhaft sehr hohen Ölpreises auf Substitutionseffekte zu anderen Energieträgern und -effizienz, auf den technischen Fortschritt und die schweizerische Volkswirtschaft mit Hilfe eines dynamischen, globalen Welthandelsmodell untersucht. Diese Untersuchung läuft unabhängig von den Energieperspektiven.

3.3 Elektrizitätsangebotsvarianten

Es stehen sieben Varianten zur Schliessung einer „Stromlücke“ bis 2035 zur Verfügung (siehe Abbildung 3.1).

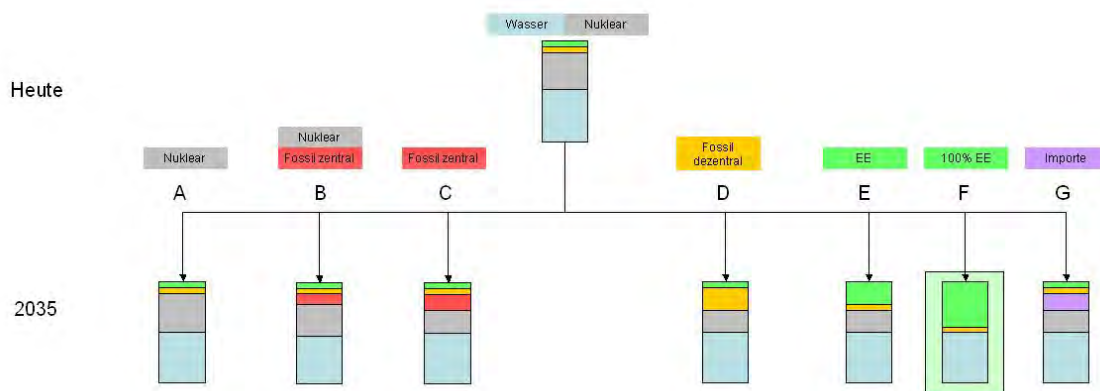


Abbildung 3.1: Übersicht über die in den Perspektiven berücksichtigten Angebotsvarianten bis 2035.

Dabei stehen in drei Varianten vor allem Grossanlagen im Vordergrund:

- A Nuklear: Kernkraftwerke werden durch Kernkraftwerke ersetzt;

- B Nuklear-fossil: Übergangsstrategie mit Gaskombikraftwerke (GuD), danach neue(s) Kernkraftwerk(e);
- C Fossil-zentral: Kernkraftwerke werden durch Gaskombikraftwerke ersetzt.

In drei Varianten steht vor allem die dezentrale Erzeugung im Vordergrund:

- D Fossil-dezentral: Kernkraftwerke werden vor allem durch fossil-dezentrale Einheiten ersetzt;
- E Erneuerbare Energien: Kernkraftwerke werden vor allem durch erneuerbare Energien ersetzt;
- F 100% erneuerbare Energien: Schrittweiser Ausstieg aus der Kernenergie bis 2035.

Als Variante G wird die Lückendeckung mit Importen untersucht.

3.4 Szenario I „Weiter wie bisher“ (Referenzszenario)

3.4.1 Grundidee

Szenario I ist massnahmenorientiert. Es beruht auf dem Vollzug beschlossener und in Kraft gesetzter Instrumente gemäss Energiegesetz, im Wesentlichen unter Beibehaltung der bisherigen Vollzugsintensität. Berücksichtigt wird ein technischer Fortschritt ohne wesentliche Beschleunigungen und Durchbrüche.

Szenario Ia: Ohne CO₂-Abgabe mit weiterer Verfolgung der staatlichen und freiwilligen Massnahmen zur CO₂-Reduktion.

Szenario Ib: Mit CO₂-Abgabe, um die Ziellücke bis 2010 zu schliessen, nach 2010 kein staatlich verordneter weiterer Absenkpfad.

3.4.2 Instrumente und Massnahmen

Keine zusätzlichen aber moderate Weiterentwicklungen der Instrumente und Massnahmen; das Referenzszenario beruht auf der bestehenden Politik. Effizienzstandards für Gebäude, Geräte, Fahrzeuge und der Einsatz neuer Energien werden den Energiepreisen und dem technischen Fortschritt angepasst. Es wird aber davon ausgegangen, dass wegen Markthemmnissen nur ein Teil der wirtschaftlichen Massnahmen tatsächlich umgesetzt wird.

3.4.3 Elektrizitätsangebot

In Szenario I wird ein autonomer Zubau von erneuerbaren Energien und fossil-dezentralen Anlagen unterstellt. Stärkere Förderinstrumente als heute (zum Beispiel Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien, kantonale Subventionen) kommen nicht zum Einsatz. Die wachsende Stromnachfrage muss daher mehrheitlich von Grossanlagen (nukleare und/oder fossil-zentrale Einheiten) oder durch neue Importe gedeckt werden.

3.4.4 Ergebnisse Elektrizitätsangebotsvarianten A, B und C im Szenario Ia

In den Abbildungen 3.3 – 3.5 sind die Bruttoelektrizitätsproduktion der Schweiz sowie die Saldi zwischen den Importen und Exporten für die drei verschiedenen Angebotsvarianten A, B und C für Szenario Ia dargestellt. Nebst den Jahren 2000 und 2003 sind die Resultate für die Rahmenentwicklung Trend im Jahre 2025 und 2035 sowie für die beiden Sensitivitäten „BIP hoch“ und „Klima wärmer“ im Jahr 2035 aufgetragen. Bei der Sensitivität „Klima wärmer“ wird mit einer reduzierten Wasserkraftproduktion gerechnet.

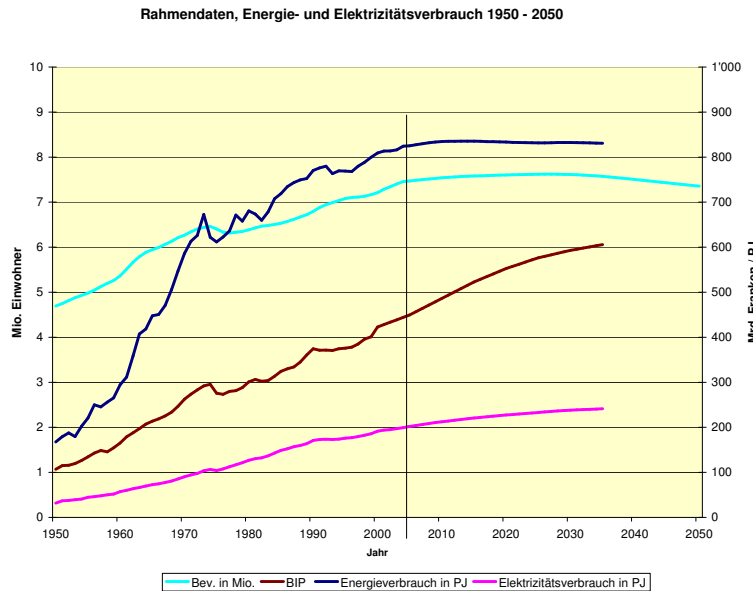


Abbildung 3.2: Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung bis 2035 bei der Rahmenentwicklung Trend. Bev.: Bevölkerung. Datenquelle: seco (2004), Prognos (2006), Graphik: BFE.

Variante A zeigt, dass im Jahre 2025 erhöhte Importe notwendig sind, da bis zu diesem Zeitpunkt kein neues Kernkraftwerk in Betrieb sein wird. Da Kernkraftwerke grosse Leistungskapazitäten aufweisen, ist im Jahre 2035 dafür mit Exportüberschüssen zu rechnen.

Variante B erlaubt eine kombinierte Strategie mit neuen fossil-zentralen Kraftwerkseinheiten und Kernkraftwerken, was im Jahre 2025 zu geringeren Import- und im Jahre 2035 zu geringeren Exportüberschüssen führt.

In Variante C werden die Kernkraftwerke durch neue fossil-zentrale Kraftwerkseinheiten ersetzt. Dabei werden die Import- und Exportüberschüsse weiter verringert.

3.5 Szenario II „Verstärkte Zusammenarbeit“

3.5.1 Grundidee

Das Szenario II ist massnahmenorientiert. Es ist gekennzeichnet durch eine Verstärkung der Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft und einer moderaten Verschärfung von Vorschriften und der Einführung einer CO₂-Abgabe auf Brennstoffen. Letzteres dient dem Zweck, den Anreiz für Zielvereinbarungen mit der Wirtschaft aufrecht zu erhalten. Die Akteure verschieben Investitions- und Verhaltensprioritäten leicht in Richtung Energieeffizienz. Es findet kein Paradigmenwechsel statt, aber eine verstärkte Ausschöpfung wirtschaftlicher Potenziale.

3.5.2 Instrumente und Massnahmen

- Einführung einer CO₂-Abgabe von 35 CHF pro Tonne auf Brennstoffen (bis 2035 unverändert, das heisst nominal konstant);
- Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien durch eine Mehrkostenfinanzierung, das heisst durch Finanzierung der Differenz zwischen Gestehungskosten der jeweiligen Technologie und der durchschnittlichen Gestehungskosten des konventionellen „Parks“ (bisherige

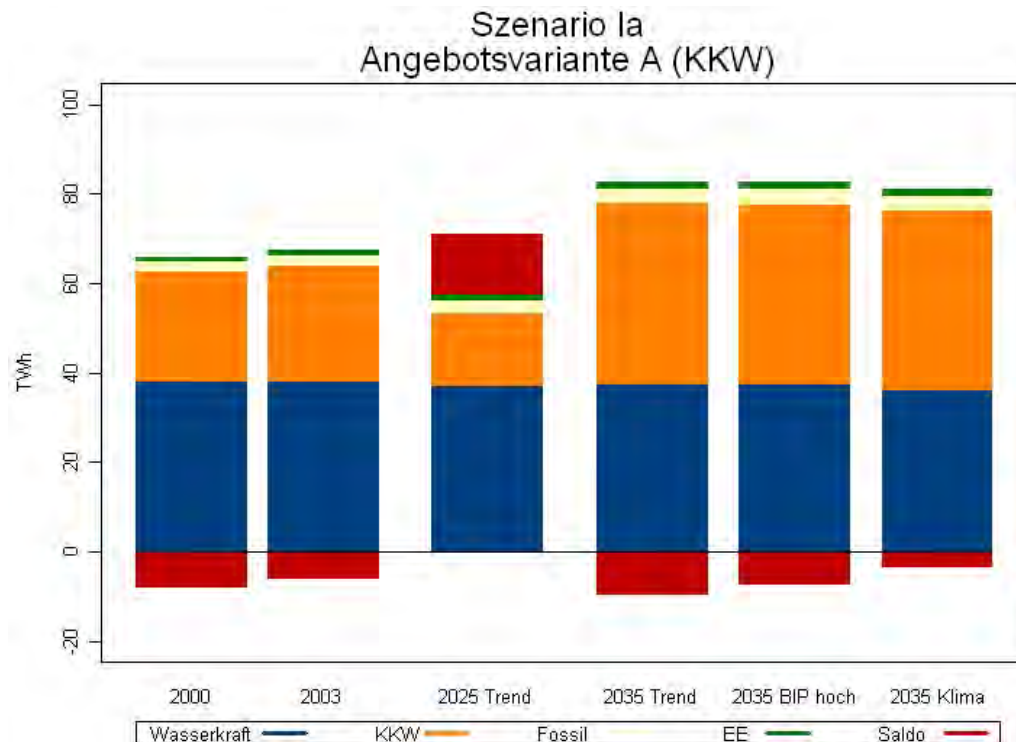


Abbildung 3.3: Resultate Szenario Ia Stromangebotsvariante A mit Sensitivitäten. KKW: Kernkraftwerke. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.

Einspeisevergütung ist integriert); Varianten 330 Mio. CHF und 110 Mio. CHF pro Jahr;

- Mit dem Klimarappen steht ein nominal konstantes Förderbudget von jährlich 100 Mio. CHF zur Verfügung. Der Anteil für Zertifikatekäufe im Ausland am Gesamtbetrag bleibt bis 2035 mit 30 Mio. CHF unverändert. Der für Massnahmen im Inland vorgesehene Anteil von 70 Mio. CHF wird zu 25% für Verkehrsmassnahmen und zu 75% für Gebäude und Prozesse verwendet;
- Stromrappen zur Förderung von Energieeffizienz von jährlich 50 Mio. CHF;
- Moderate Verschärfung der Vorschriften im Gebäudebereich (Verbandsnormen des Schweizerischen Ingenieur- und Architektenverbandes (SIA), Energieetiketten);
- Verstärkung der Instrumente des Energiegesetzes durch entsprechende Ausgestaltung der Zielvereinbarungen im Gerätebereich und im Produktionssektor (Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen), laufende Anpassung der Standards an die Vorgaben der Europäischen Union (EU);
- Bonus-Malus für neue Personenwagen;
- Differenzierung (beziehungsweise Befreiung) der Mineralölsteuersätze zugunsten des Erdgases, des Biogases und des Bioethanols als Treibstoffe für Fahrzeuge.

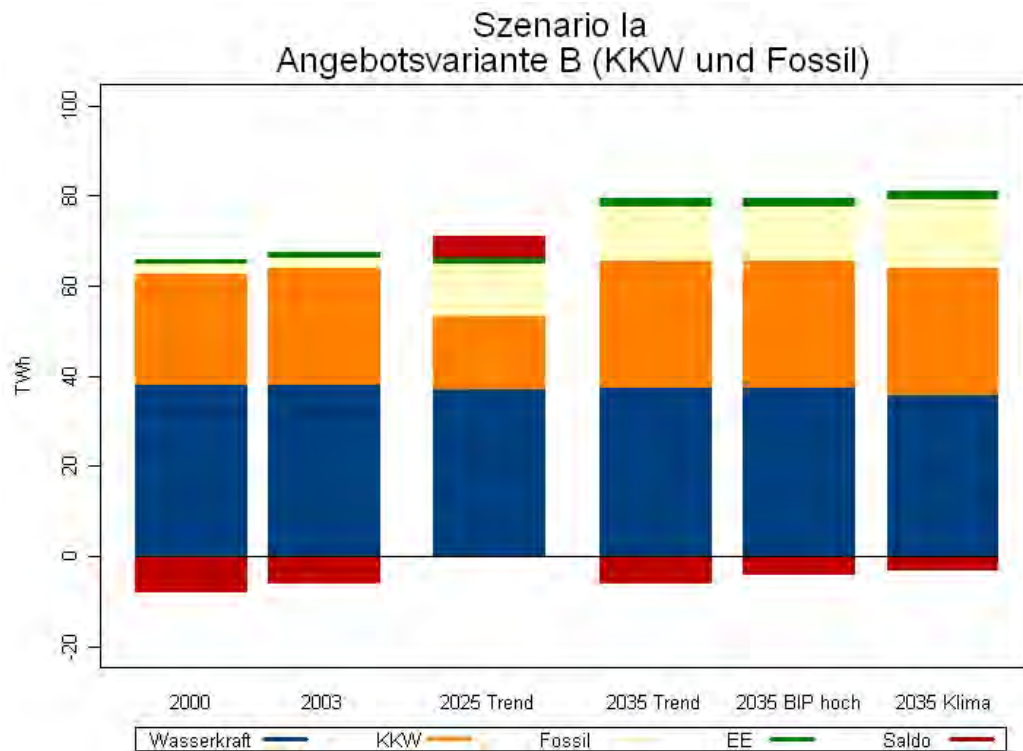


Abbildung 3.4: Resultate Szenario Ia Stromangebotsvariante B mit Sensitivitäten. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.

3.5.3 Elektrizitätsangebot

In Szenario II wird der Zubau von erneuerbaren Energien gefördert. Die wachsende Stromnachfrage wird allerdings weiterhin mehrheitlich von Grossanlagen (nukleare und/oder fossil-zentrale Einheiten) oder durch neue Importe gedeckt.

3.5.4 Ergebnisse Elektrizitätsangebotsvarianten A, B und C im Szenario II

In Abbildung 3.6 sind die Bruttoelektrizitätsproduktion der Schweiz sowie die Saldi zwischen den Importen und Exporten für die drei verschiedenen Angebotsvarianten A, B und C für Szenario II dargestellt. Nebst den Jahren 2000 und 2003 sind die Resultate für die Rahmenentwicklung Trend im Jahre 2025 und 2035 aufgetragen. Die Förderung der erneuerbaren Energien (neue erneuerbare Energien und Wasserkraft) zeigt Wirkung. Insgesamt bleibt der Anteil an der Gesamtproduktion aber nach wie vor gering.

3.6 Szenario III „Neue Prioritäten“

3.6.1 Grundidee

Szenario III ist zielorientiert. Es wird untersucht, mit welchen Instrumenten und Techniken die vorerst hypothetischen Ziele erreicht werden könnten. Im Szenario III werden gegenüber Szenario I keine wesentlichen Änderungen der Mengenkomponenten der Energienachfrage (beheizte Wohnfläche, gefahrene Kilometer usw.) unterstellt.

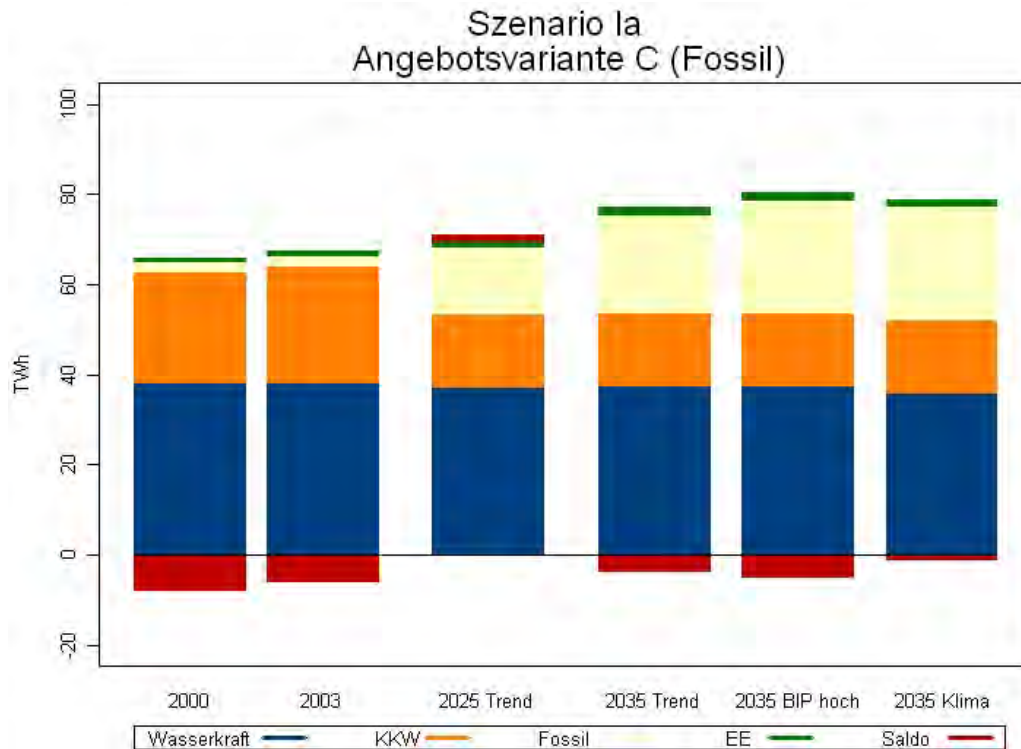


Abbildung 3.5: Resultate Szenario Ia Stromangebotsvariante C mit Sensitivitäten. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.

3.6.2 Zu prüfende Zielvorgaben

- CO₂-Reduktion um 10% bis 2020 und 20% bis 2035 in Bezug auf das Referenzjahr 2000;
- Verbesserung der Energieeffizienz bezogen auf den Endenergieverbrauch pro Kopf um 20% bis 2035 gegenüber 2000 (entspricht einer durchschnittlichen Reduktion von 0.65% pro Jahr);
- Steigerung des Anteils aus erneuerbaren Energien:
 - Elektrizitätsproduktion: Erhöhung der Produktion bis 2030 um 10% gemessen am Endverbrauch gemäss Entwurf Stromversorgungsgesetz, danach lineare Fortschreibung des erreichten Pfades;
 - Wärmeproduktion im Wärmebereich auf 20% des Wärmeverbrauchs bis 2035;
 - Anteil erneuerbarer Treibstoffe: 5% des Verbrauchs (ohne Flugtreibstoffe) bis 2035.

3.6.3 Mögliche Instrumente und Massnahmen

Um die Szenarioziele zu erreichen, ist in erster Näherung insgesamt etwa eine Verdoppelung der Endverbraucherpreise der Energie nötig. Zentrales Instrument wird eine Energie- und CO₂-Lenkungsabgabe sein, ergänzt mit einer Abgabe auf dem Energiegehalt nicht-erneuerbarer Energien (ökologische Steuerreform); daneben Vorschriften und Subventionen mindestens wie in Szenario II.

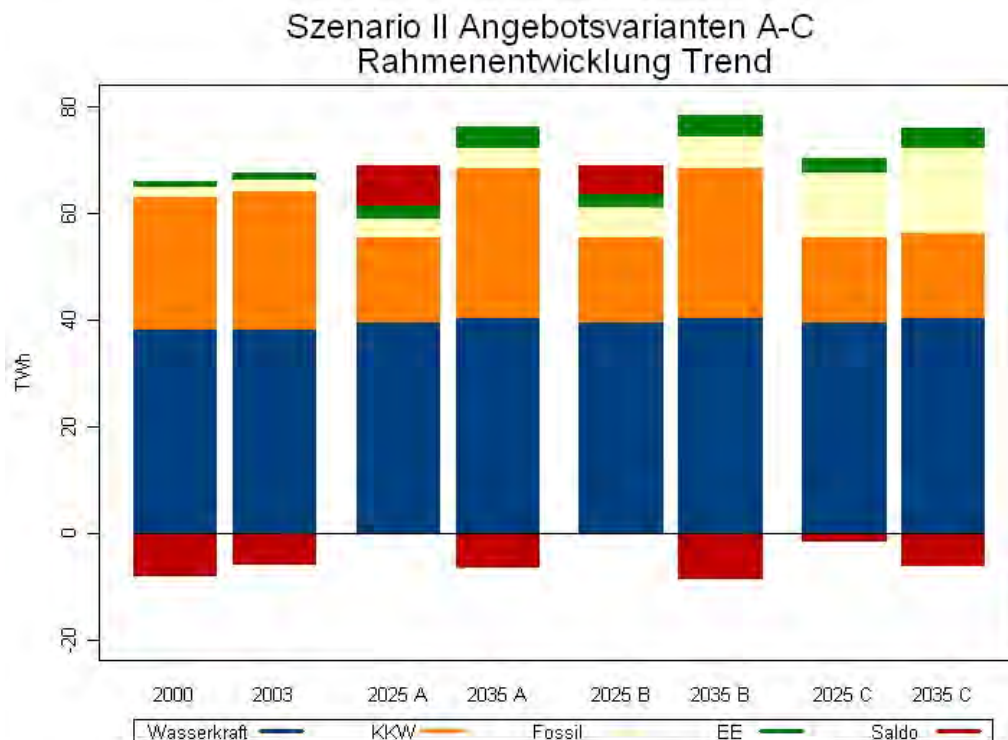


Abbildung 3.6: Resultate Szenario II Stromangebotsvarianten A–C. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.

3.6.4 Elektrizitätsangebot

In Szenario III werden neben den zentralen Varianten nuklear und fossil-zentral auch noch die beiden dezentralen Varianten fossil-dezentral und erneuerbar gerechnet.

3.6.5 Ergebnisse Elektrizitätsangebotsvarianten A, C, D und E im Szenario III

In Abbildung 3.7 sind die Bruttoelektrizitätsproduktion der Schweiz sowie die Saldi zwischen den Importen und Exporten für die vier verschiedenen Angebotsvarianten A, C, D und E für Szenario III dargestellt. Neben den Jahren 2000 und 2003 sind die Resultate für die Rahmenentwicklung Trend im Jahre 2025 und 2035 aufgetragen. Die dezentralen Angebotsvarianten D und E führen über das Jahr betrachtet im Jahre 2035 zu namhaften Exportüberschüssen. Dies liegt daran, dass die neuen Kapazitäten, nämlich Wärme-Kraftkopplungs-Anlagen (WKK) oder Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen, nur kontinuierlich ausgebaut und vor allem auf das Winterhalbjahr ausgerichtet sind (siehe Abbildung 3.8). Somit wird im Sommer Überschussenergie produziert, die sich in der Jahresbetrachtung niederschlägt.

3.7 Szenario IV „Übergang zur 2000-Watt-Gesellschaft“

3.7.1 Grundidee

Szenario IV ist zielorientiert. Es wird untersucht, mit welchen Instrumenten und Techniken die vorerst hypothetischen Ziele erreicht werden könnten. In Szenario IV werden gegenüber Szenario I

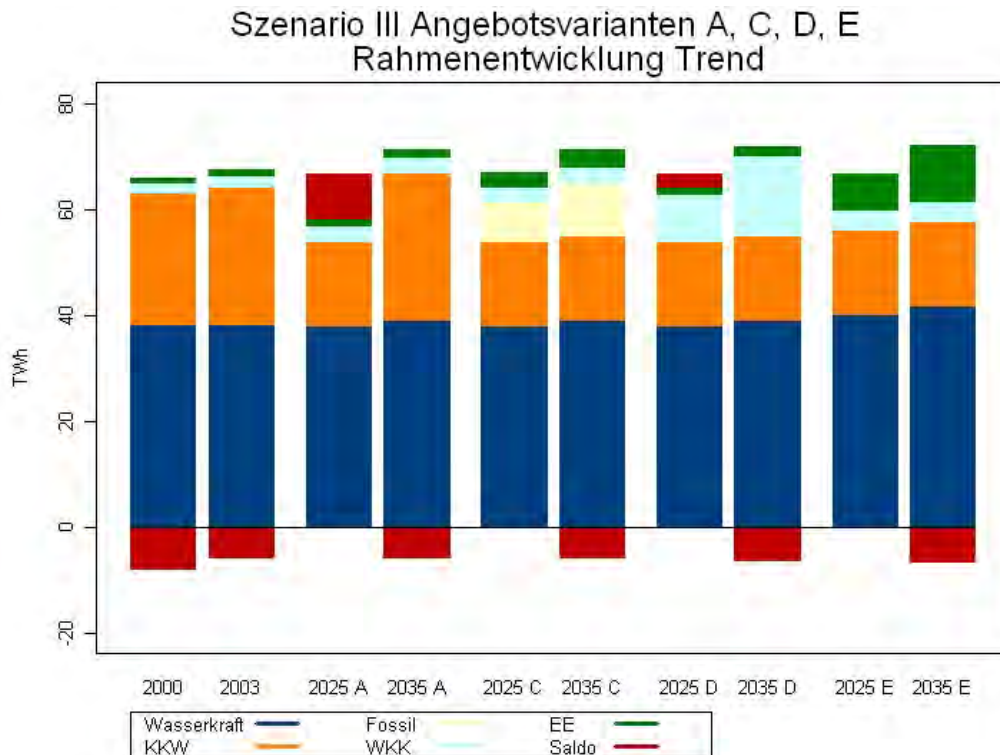


Abbildung 3.7: Resultate Szenario III Stromangebotsvarianten A, C, D und E. WKK: Wärme-Kraftkopplungs-Anlage. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.

wesentliche Änderungen der Mengenkomponenten der Energienachfrage zugelassen.

3.7.2 Zu prüfende Zielvorgaben

- CO₂-Reduktion um 20% bis 2020 und 35% bis 2035 in Bezug auf das Referenzjahr 2000 (Weiterentwicklung der Kyoto-Ziele);
- Verbesserung der Energieeffizienz bezogen auf den Endenergieverbrauch pro Kopf um 35% bis 2035 gegenüber 2000 (entspricht einer durchschnittlichen Reduktion von 1.2% pro Jahr);
- Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien:
 - Elektrizitätsproduktion: Erhöhung der Produktion bis 2030 um 20% gemessen am Endverbrauch, danach lineare Fortschreibung des erreichten Pfades (inklusive Erneuerung der bestehenden Wasserkraftwerke und der Erhöhung des Wirkungsgrades von Kehr-richtverbrennungsanlagen);
 - Energieverbrauch im Wärmebereich auf 30% des Wärmeverbrauchs bis 2035;
 - Anteil erneuerbarer Treibstoffe: 10% des Treibstoffverbrauchs (ohne Flugtreibstoffe) bis 2035.

3.7.3 Mögliche Instrumente und Massnahmen

Wesentliche Verstärkung gegenüber Szenario III, wesentlich andere Rahmenentwicklung zum Beispiel auch in der Verkehrspolitik.

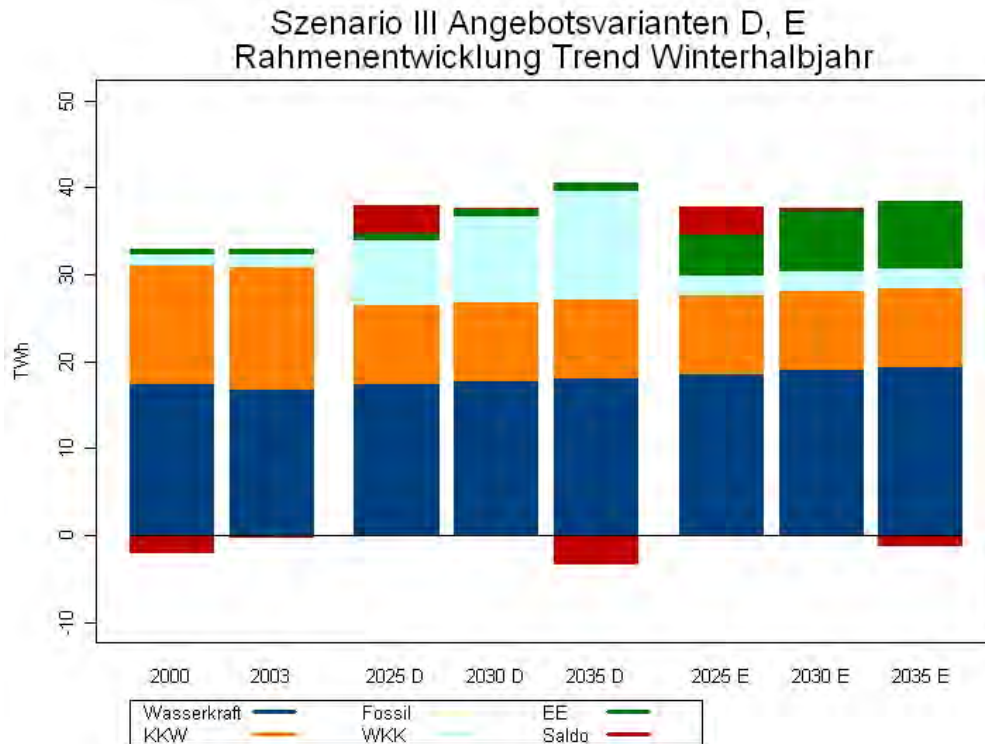


Abbildung 3.8: Resultate Szenario III Stromangebotsvarianten D und E für das Winterhalbjahr. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.

3.7.4 Elektrizitätsangebot

In Szenario IV werden neben den zentralen Varianten nuklear und fossil-zentral auch noch die beiden dezentralen Varianten fossil-dezentral und erneuerbar gerechnet.

3.7.5 Ergebnisse Elektrizitätsangebotsvarianten A, C, D und E im Szenario IV

In Abbildung 3.9 sind die Bruttoelektrizitätsproduktion der Schweiz sowie die Saldi zwischen den Importen und Exporten für die vier verschiedenen Angebotsvarianten A, C, D und E für Szenario IV dargestellt. Neben den Jahren 2000 und 2003 sind die Resultate für die Rahmenentwicklung Trend im Jahre 2025 und 2035 aufgetragen. Die dezentralen Angebotsvarianten D und E führen über das Jahr betrachtet im Jahre 2035 zu namhaften Exportüberschüssen. Dies liegt daran, dass die neuen Kapazitäten (WKK-Anlagen oder Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen) auf das Winterhalbjahr ausgerichtet sind und somit im Sommer Überschussenergie produzieren, die sich in der Jahresbetrachtung niederschlägt.

3.8 Zusammenfassung der Resultate

Die Abbildungen 3.10 und 3.11 zeigen den Endenergie- beziehungsweise Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren für die Szenarien I bis IV mit Rahmenentwicklung Trend für die Jahre 2000, 2003 sowie 2035. In der Graphik mit dem Endenergieverbrauch ist zudem noch die Abhängigkeit von Erdölprodukten dargestellt, die von aktuell rund 55% auf gut 45% in Szenario I und II sowie knapp

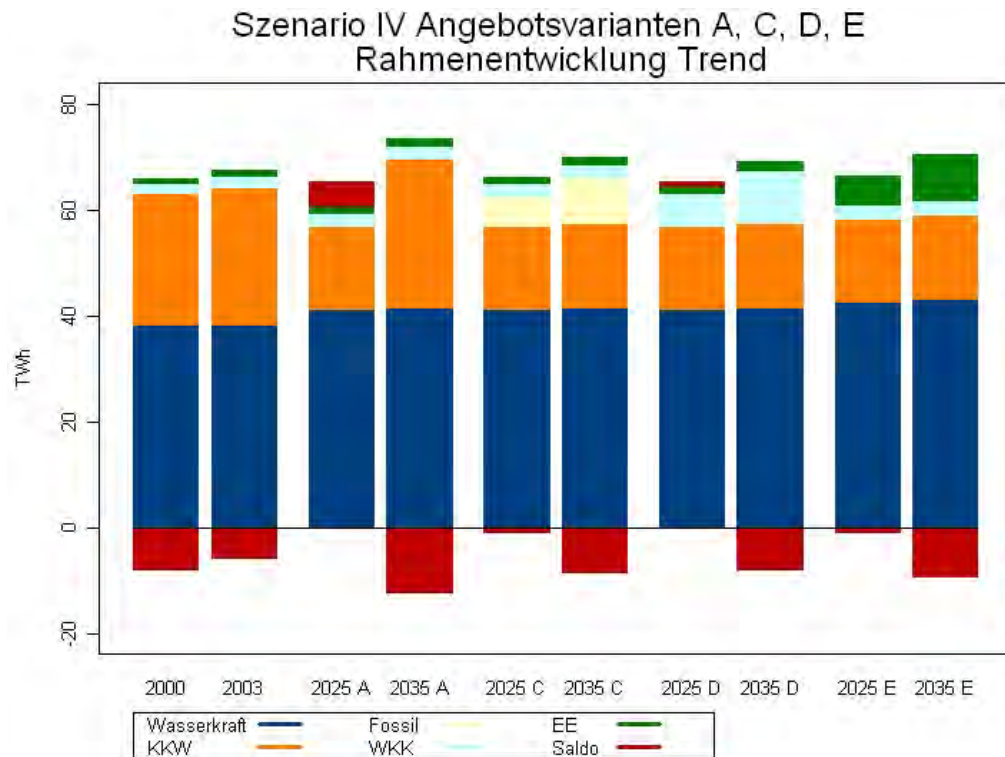


Abbildung 3.9: Resultate Szenario IV Stromangebotsvarianten A, C, D und E. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.

40% in Szenario III und IV zurückgeht.

Abbildung 3.12 gibt eine Zusammenfassung über die Annahmen und Resultate der Energieperspektiven jeweils für die Rahmenentwicklung Trend.

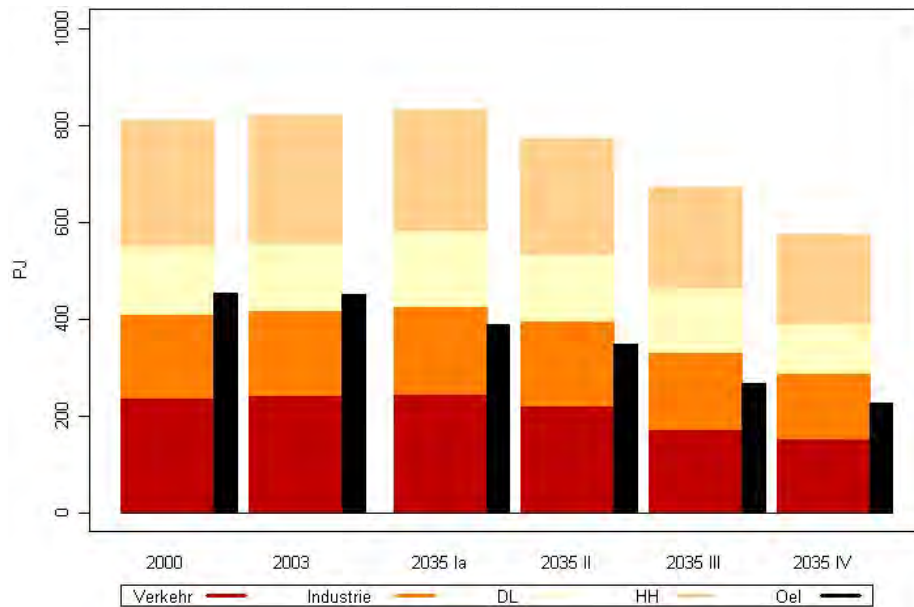


Abbildung 3.10: Endenergienachfrage nach Sektoren und Abhängigkeit vom Erdöl. DL: Dienstleistungen, HH: Haushalte. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.

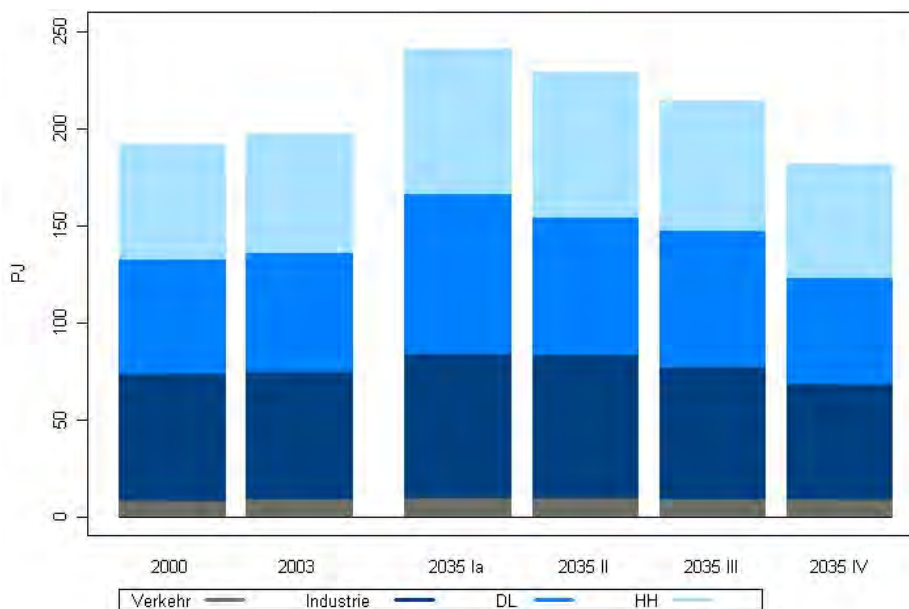


Abbildung 3.11: Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren. DL: Dienstleistungen, HH: Haushalte. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.

Rahmenentwicklung	Szenario	Verbrauch	Elektrizitätsangebot
Inland • Bevölkerungsentwicklung (Trend, BIP hoch) • Wirtschaftswachstum (Trend, BIP hoch) • Klima (Trend, Klima wärmer)	Szenario I (Referenzszenario) „weiter wie bisher“ Instrumente und Massnahmen: • Vollzug beschlossener Instrumente • Anpassung von Effizienzstandards für Gebäude, Geräte, Fahrzeuge	Energie 2000: 809 TJ 2035: 831 TJ (+3 %) Elektrizität 2000: 53 TWh 2035: 67 TWh (+26 %)	• Nuklear • Nuklear, Fossil-zentral • Fossil-zentral
Ausland • Energiepreise (Trend, Preise hoch) • Klimaschutzpolitik • Technologiefortschritt	Szenario II: „Verstärkte Zusammenarbeit“ Instrumente und Massnahmen: • Einführung CO₂-Abgabe auf Brennstoffen • Förderung erneuerbarer Energien durch eine Mehrkostenfinanzierung • Klimarappen, „Stromrappen“ • Verstärkung der Instrumente des Energiegesetzes	Energie 2000: 809 TJ 2035: 771 TJ (-5 %) Elektrizität 2000: 53 TWh 2035: 64 TWh (+20 %)	• Nuklear • Nuklear, Fossil-zentral • Fossil-zentral
	Szenario III: „Neue Prioritäten“ Ziele: • CO₂-Reduktion um 20% bis 2035 • Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien • Verbesserung Energieeffizienz Instrumente und Massnahmen: • Energie- und CO₂-Abgabe (Ökosteuerreform) • Verstärkung der Instrumente des Energiegesetzes	Energie 2000: 809 TJ 2035: 672 TJ (-17 %) Elektrizität 2000: 53 TWh 2035: 59 TWh (+12 %)	• Nuklear • Fossil-zentral • Fossil-dezentral • Erneuerbare Energien
	Szenario IV: „Übergang zur 2000-Watt-Gesellschaft“ Ziele: • CO₂-Reduktion um 35% bis 2035 • Starke Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien • Starke Verbesserung Energieeffizienz • Anteil erneuerbarer Treibstoff 10%	Energie 2000: 809 TJ 2035: 576 TJ (-29 %) Elektrizität 2000: 53 TWh 2035: 50 TWh (-5 %)	• Nuklear • Fossil-zentral • Fossil-dezentral • Erneuerbare Energien

Abbildung 3.12: Übersicht über die einzelnen Szenarien, Angebotsvarianten und Nachfrageresultate für die Rahmenentwicklung Trend.

4 Potenzialbegriffe

4.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die begrifflichen Grundlagen für die nachfolgenden Kapitel bereitgestellt. Ein Blick in die Literatur zeigt, dass die Begriffskonsistenz bei der Verwendung und Bestimmung von Potenzialen im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien nicht gewährleistet ist. Diese Unklarheiten sind vergleichbar mit der Begriffsverwendung bei fossilen Energieträgern, wo „Ressourcen“ und „Reserven“ ebenfalls sehr unterschiedlich ausgelegt werden, was die Interpretation der Abschätzungen der vorhandenen Vorräte an Rohöl und Erdgas erschwert und zu kontroversen Diskussionen führt. Als aktuelle und interessante Einführung in diese Thematik kann Bentley (2006) dienen.

Grundsätzlich können bei erneuerbaren Energien viele verschiedene Potenziale bestimmt werden, wobei Abgrenzungen nur dann möglich sind, wenn die Begriffe sauber definiert sind: ausschöpfbares, erwartetes, erschliessbares, förderungswürdiges, genutztes, machbares, mögliches, nutzbares, ökologisches, physikalisches, politisches, prüfenswertes, realisierbares, realistisches, soziales, technisches, theoretisches, wirtschaftliches, wünschenswertes Potenzial.

In der Literatur wird im Wesentlichen zwischen dem theoretischen, technischen, wirtschaftlichen sowie ausschöpfbaren Potenzial unterschieden. Obschon diese Begriffe intuitiv verständlich scheinen, zeigt sich, dass der Interpretationsspielraum recht gross ist. Dies liegt unter anderem daran, dass in etlichen Arbeiten die Potenzialbegriffe für erneuerbare Energien im allgemeinen definiert werden. In diesen Bereich gehören die Studien Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung (1988), Jochem (2000) und Hirschberg et al. (2005). Andere Arbeiten schätzen ein Potenzial einer einzelnen erneuerbaren Energiequelle ab und berücksichtigen deshalb nur technologiespezifische Eigenschaften bei der Definition des Potenzials. In diese Kategorie fallen zum Beispiel für die Wasserkraft die Studien Elektrowatt Ingenieurunternehmung et al. (1987) und Horlacher (2003), für Windenergie Geissmann and Horbaty (2004) und für Biomasse Oettli et al. (2004).

Nachfolgend zwei Beispiele für Definitionen des technischen Potenzials:

Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006) definieren das technische Potenzial als „Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Zusätzlich dazu werden im Allgemeinen strukturelle und ökologische Restriktionen, gesetzliche Vorgaben und weitere nicht-technische Restriktionen berücksichtigt.“

Gemäss Streffer et al. (2005) gibt das technische Potenzial an, „welcher Anteil des physikalischen Potenzials bei gegenwärtigem Stand der Technik und unter Berücksichtigung anderer einschränkender Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel der Anzahl geeigneter Standorte, theoretisch zur Energieversorgung genutzt werden kann.“

Es kann davon ausgegangen werden, dass einerseits das „theoretische Potenzial“ dem „physikalischen“, und andererseits die „gegebenen technischen Restriktionen“ dem „gegenwärtigen Stand der Technik“ entspricht. Schwieriger wird es bei der Vergleichbarkeit der „strukturellen und ökologischen Restriktionen, gesetzlichen Vorgaben und weiteren nicht-technischen Restriktionen“ mit „anderen einschränkenden Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel der Anzahl geeigneter Standorte“.

Gerade beim technischen Potenzial fällt auf, dass in der Literatur meist auch schon nicht-technische Restriktionen integriert werden, wobei nicht klar ist, wo die Abgrenzung zu ökologischen, ökonomischen und sozialen Aspekten liegt.

4.2 Nachhaltigkeit und Potenzial

Ausgangspunkt dieses Kapitels ist die Nachhaltigkeitsdefinition der Brundtland-Kommission aus dem Jahre 1987: „Humanity has the ability to make development sustainable to ensure that it

meets the needs of the present without compromising the ability of the future generations to meet their own needs.“

Gemäss Streffer et al. (2005) können zwei Nachhaltigkeitsinterpretationen unterschieden werden: eine starke, die der Belastbarkeit von Ökosystemen und den Umweltschutzziele absoluten Vorrang gibt, sowie eine schwache, die eine Gleichberechtigung von umwelt- und entwicklungspolitischen Zielen sieht. Aus dieser schwachen Deutung hat sich das Konzept der Nachhaltigkeit etabliert, das die drei Dimensionen Gesellschaft, Umwelt und Wirtschaft gleichberechtigt behandelt.

An dieser schwachen Deutung orientiert sich auch Art. 89 der Schweizerischen Bundesverfassung, der so genannte Energieartikel, der von Bund und Kantonen fordert, dass sie sich „im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch einsetzen.“

Ausgehend von diesen drei gleichberechtigten Dimensionen ist beim Begriff des Potenzials eine ähnliche Differenzierung zweckmässig. Dies ist am einfachsten möglich, wenn bei der Berechnung des technischen Potenzials nur die technischen Restriktionen berücksichtigt werden. Je ein Teil des technischen Potenzials wird dann den drei Dimensionen Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft zugeordnet. Damit unterscheidet sich dieser Ansatz gegenüber Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006) und Streffer et al. (2005), die sich eher an der starken Deutung der Nachhaltigkeit orientieren.

4.3 Potenzialdefinitionen

Die nachfolgenden Definitionen mit den entsprechenden Buchstaben und Zahlen nehmen Bezug auf Abbildung 4.1.

4.3.1 Theoretisches Potenzial

Definition: Das theoretische Potenzial einer erneuerbaren Energie beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot (Kaltschmitt, Streicher, and Wiese 2006).

Bei erneuerbaren Energien handelt es sich meist um jährlich stark fluktuierende Grössen. Daher bezieht sich das theoretische Potenzial im Allgemeinen auf ein langjähriges Mittel des Energieangebots.

4.3.2 Technisches Potenzial

Definition: Das technische Potenzial ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist.

Wie in der Einleitung (siehe Kapitel 4.1) erläutert, werden bei der Definition des technischen Potenzials nur die technischen Restriktionen berücksichtigt. Damit fällt das technische Potenzial höher aus, als dies in Studien mit restriktiveren Kriterien zu erwarten ist.

Aus der Formulierung „der gegebenen technischen Restriktionen“ geht hervor, dass das technische Potenzial nicht nur technologie- sondern auch zeitabhängig ist. Diese Formulierung mag trivial erscheinen, ist es allerdings nicht, denn es kann ein technisches Potenzial für die Zukunft angegeben werden

- unter Berücksichtigung der heute verfügbaren Technologie oder
- unter Berücksichtigung der zukünftig erwarteten technischen Fortschritte.

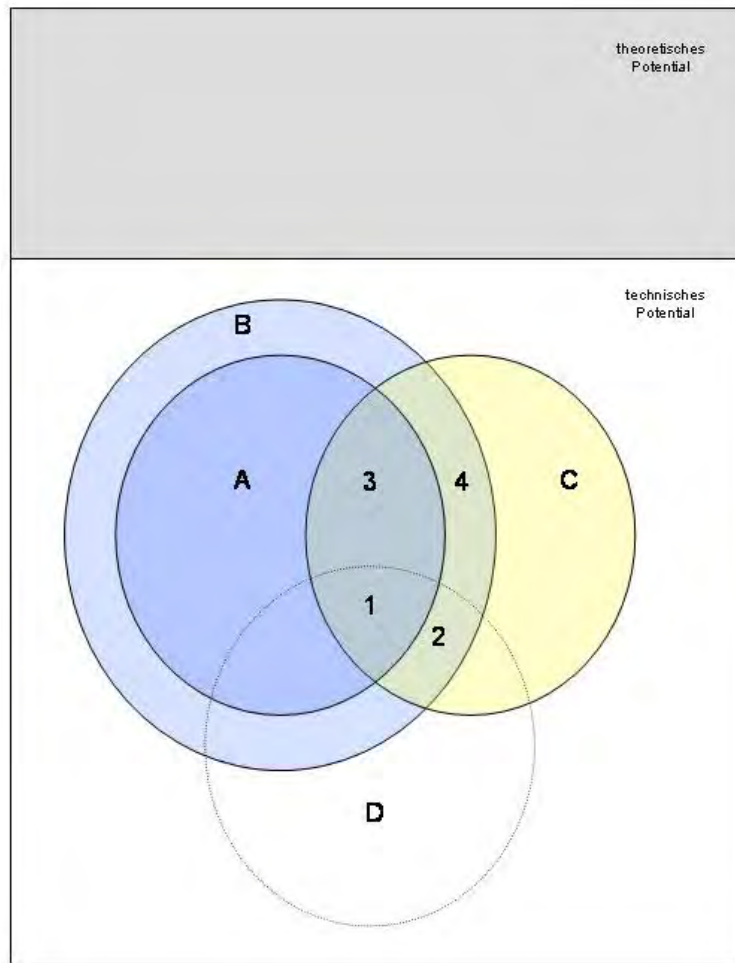


Abbildung 4.1: Potenzialbegriffe in graphischer Darstellung. Die Grossbuchstaben beziehen sich auf den vollen Kreis, die Zahlen nur auf die entsprechenden Teilflächen. A: wirtschaftliches Potenzial (P), B: erweitert wirtschaftliches P., C: ökologisches P., D: soziales Akzeptanz-Potenzial.

Der erste Fall ist je nach Technologie sehr konservativ und unterschätzt das technische Potenzial für die Zukunft, mit Ausnahme bei vollständig ausgereiften Technologien, im zweiten Fall ist die Unsicherheit vorhanden, wie sich die Technologie in Zukunft entwickeln wird, um so mehr bei Technologien, die unter Umständen stark von einer Förderung abhängen.

Eine Möglichkeit, diesem Umstand in der Definition und nicht erst bei der Umsetzung gerecht zu werden, könnte sein, ähnlich wie bei Ölreserven von gesicherten, wahrscheinlichen und möglichen technischen Potenzialen zu sprechen, was heissen würde, dass in der Betrachtung heute verfügbare, künftig erwartete und künftig unerwartete aber vorstellbare Technologien mitberücksichtigt würden.

4.3.3 Wirtschaftliches und erweitert wirtschaftliches Potenzial

Aus ökonomischer Sicht ist eine Unterscheidung zwischen „erweitert wirtschaftlichem“ und „betriebswirtschaftlich wirtschaftlichem“ (wirtschaftlichem) Potenzial sinnvoll.

So wird in Pröbstle (2004) das wirtschaftliche Potenzial als Teilmenge des technischen Potenzials

definiert, „die man erhält, wenn die Gesamtkosten (Investition und Betrieb einer Anlage) für die Energieumwandlung einer erneuerbaren Energiequelle berechnet und mit denen von konkurrierenden Systemen verglichen werden.“

Beim erweiterten wirtschaftlichen Potenzial werden politisch motivierte Förderungen mit in die Kalkulation einbezogen, was zu einer deutlichen Vergrößerung des Potenzials führen kann.

Um diese Unterscheidung zu berücksichtigen werden folgende Definitionen verwendet:

Definition: Das wirtschaftliche Potenzial (A) ist der Anteil des technischen Potenzials, den man erhält, wenn die Gesamtkosten (Investition, Betrieb und Entsorgung einer Anlage) für die Energieumwandlung einer erneuerbaren Energiequelle berechnet werden und in der gleichen Bandbreite liegen wie die Gesamtkosten konkurrierender Systeme.

Das wirtschaftliche Potenzial berücksichtigt keine Fördermassnahmen für die Energieerzeugung, aber solche, die aus anderen Gründen gewährt werden. Eine CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen führt zwar zu höheren Gesamtkosten dieses konkurrierenden Systems, hat aber nichts mit einer Fördermassnahme zu tun. Trotzdem wird dadurch aber das wirtschaftliche Potenzial der erneuerbaren Energiequelle vergrößert.

Definition: Das erweiterte wirtschaftliche Potenzial (B) ist der Anteil des technischen Potenzials, den man erhält, wenn die Gesamtkosten (Investition, Betrieb und Entsorgung einer Anlage) unter Einbezug möglicher Förderungen für die Energieumwandlung einer erneuerbaren Energiequelle berechnet werden und in der gleichen Bandbreite liegen wie die Gesamtkosten konkurrierender Systeme.

Gegenüber dem wirtschaftlichen Potenzial ergibt sich dieses Potenzial aus der Konkurrenzfähigkeit der gewinnbaren Energie unter zusätzlichem Einbezug von aus energiepolitischen Gründen bereits vollzogenen oder zukünftigen Fördermassnahmen. Beispiel solcher Fördermassnahmen sind:

- Beiträge, die unabhängige Produzenten von erneuerbaren Anlagen gemäss Art. 7 des Energiegesetzes erhalten;
- Anlagen, die eine kostendeckende Einspeisevergütung erhalten;
- Beiträge, die für erneuerbare Energien aus der Vermarktung an Ökostrom-Börsen gelöst werden können.

Es sind grundsätzlich auch negative Förderungen möglich, also Hinderungen für eine Technologie. Dieser Fall wird allerdings nicht weiter betrachtet.

Technologiespezifische energiepolitische Förderungen werden in Kapitel 4.4 aufgeführt.

Die Bestimmung des wirtschaftlichen und erweiterten wirtschaftlichen Potenzials ist stark von Annahmen und schwankenden Einflussparametern abhängig. Einerseits spielen Grössen wie Zinssatz, Abschreibungsdauer und prognostizierte Lebensdauer einer Anlage eine wichtige Rolle, andererseits aber auch der Preis für fossile Energieträger.

4.3.4 Ökologisches Potenzial

Die Literaturrecherche zum Begriff des ökologischen Potenzials fiel nahezu ergebnislos aus. Einzig in Oettli et al. (2004) wird ein ökologisches Biomassepotenzial definiert. Bedenkt man, dass Ökologie als „Lehre von den Beziehungen der Lebewesen zu ihrer Umwelt“ beschrieben werden kann, dann wird ersichtlich, welch grossen Spielraum diese Umschreibung zulässt. Folgende Definition wird vorgeschlagen (Th. Volken, BFE):

Definition: Das ökologische Potenzial (C) ist der Anteil des technischen Potenzials, der zu keiner zusätzlichen permanenten oder irreversiblen Beeinträchtigung des Lebensraumes in Bezug auf Diversität und Wechselwirkungen sowohl zwischen den Lebewesen als auch zwischen Lebewesen und ihrer Umwelt führt.

Aus dieser Definition geht insbesondere hervor, dass der heutige Zustand als Referenzzustand betrachtet wird. Dies mag auf Anhieb nicht befriedigend wirken, doch handelt es sich bei diesem Zustand um einen willkürlich gewählten Referenzpunkt, der mit entsprechenden Massnahmen bei permanenten aber nicht irreversiblen Zuständen grundsätzlich in beide Richtungen verschoben werden kann. Im weiteren ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass Ökologie gemäss obiger Definition a priori keine landschaftsästhetischen Aspekte berücksichtigt.

Nun werden noch einzelne Schnittmengen der Abbildung 4.1 definiert.

4.3.5 Ausschöpfbares Potenzial

Definition: Als ausschöpfbares Potenzial wird die Schnittmenge des ökologischen und erweitert wirtschaftlichen Potenzials definiert, was der Vereinigung der Flächen 1, 2, 3 und 4 entspricht.

In der Regel wird nicht das ganze ausschöpfbare Potenzial realisiert, da eine weitere, allerdings äusserst subjektive Komponente in die Betrachtung einfließt, die nachfolgend als das soziale Akzeptanz-Potenzial (Abbildung 4.1: Kreis D) bezeichnet wird. Dieses Potenzial berücksichtigt unter anderem, dass ein Projekt aus landschaftsästhetischen Gründen nicht realisiert wird, obschon es unter Umständen im ökologischen und wirtschaftlichen Potenzial enthalten wäre. Zum Beispiel werden Windanlagen im Jura zum Teil von lokalen Interessenverbänden bekämpft, was zu einer Sistierung des Projektes führen kann, obschon die ökologischen Kriterien nicht verletzt sind.

4.3.6 Erwartetes Potenzial

Definition: Als erwartetes Potenzial wird die Schnittmenge des ökologischen, des erweitert wirtschaftlichen und des sozialen Akzeptanz-Potenzials definiert, was der Vereinigung der Flächen 1 und 2 entspricht.

Auf Anhieb entsteht der Eindruck, dass die Fläche 1, also die Schnittmenge des ökologischen und wirtschaftlichen Potenzials, das auch sozial akzeptiert ist, bereits vollständig verwirklicht sein sollte, da Investoren ein Interesse an der Realisierung der entsprechenden Projekte haben sollten. Dass dem nicht notwendigerweise so ist, kann verschiedene Gründe haben:

- Die Ausschöpfung der Potenziale ist ein träger Vorgang, das heisst, dass potentielle Investoren Strategien haben können, die sich nicht mit dem entsprechenden Ausbau vereinbaren lassen oder sie berücksichtigen Projekte (unter Umständen im Ausland) die einen höheren Return-on-invest generieren, so dass die Prioritätensetzung anders ist.
- Sowohl das wirtschaftliche als auch das soziale Akzeptanz-Potenzial sind zeitabhängig. Da Bauten im Energiesektor mit langen Investitionszyklen verbunden sind, muss eine Investition über lange Zeit wirtschaftlich sein, damit sie auch umgesetzt wird. Ist die Planungs- und damit Investitionssicherheit als Folge von unsicheren politischen Rahmenbedingungen (soziale Akzeptanz, Steuern, Änderung der Förderungsbeiträge) und wirtschaftlichen Unsicherheiten (Preisentwicklung der fossilen Brennstoffe) zu gross, wird möglicherweise auf ein Projekt verzichtet, auch wenn es aus heutiger Sicht die Kriterien der Ökologie, Ökonomie und sozialen Akzeptanz erfüllen würde.

- Das menschliche Verhalten unterliegt gewissen Wertvorstellungen, die unter rationaler Argumentation dem Prinzip der objektiven (systemischen) Nutzenmaximierung nicht notwendigerweise entsprechen müssen.

4.3.7 Ausbaupotenzial

Alle Potenziale können in bereits realisierte und nicht realisierte Potenziale unterteilt werden. Beim noch nicht realisierten Potenzial wird nachfolgend vom Ausbaupotenzial gesprochen. So ist zum Beispiel das theoretische Ausbaupotenzial die Differenz zwischen dem theoretischen Potenzial und dem bereits realisierten Potenzial und das erwartete Potenzial die Summe des bereits realisierten Potenzials und des erwarteten Ausbaupotenzials.

Definition: Das theoretische (technische, ökologische, wirtschaftliche, ausschöpfungbare, erwartete) Ausbaupotenzial ist die Differenz zwischen dem theoretischen (technischen, ökologischen, wirtschaftlichen, ausschöpfungbaren, erwarteten) Potenzial und dem bereits realisierten Potenzial.

Im Zusammenhang mit der Frage nach den Möglichkeiten eines weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Schweiz interessiert somit das Ausbaupotenzial.

4.4 Technologiespezifische Ergänzungen

Für jeden erneuerbaren Energieträger werden spezifische Ergänzungen zu den obigen allgemeinen Definitionen gemacht, sofern dies nötig ist oder das Verständnis verbessert (Schärer et al. 2006).

4.4.1 Biomasse

Theoretisches Potenzial Das theoretische Biomassepotenzial ist die Summe aller im Inland jährlich nachwachsenden Biomasse und aller anfallenden biogenen Rest- und Abfallstoffe. Gemessen wird der Energieinhalt der Trockensubstanz.

Technisches Potenzial Anteil des theoretischen Potenzials, der mit entsprechenden Technologien aus geeigneten Flächen (das heisst ohne aus verschiedenen Gründen ausgeschiedene Flächen) gewinnbaren Sekundärenergie. Das technische Potenzial ist abhängig vom Verwendungszweck (Strom, Wärme, gasförmiger oder flüssiger Treibstoff), weil nicht alle Technologien für alle Verwendungszwecke geeignet sind und unterschiedliche Umwandlungsgrade aufweisen.

Wirtschaftliches Potenzial Anteil des technischen Potenzials, der sich aus der Konkurrenzfähigkeit der aus Biomasse gewinnbaren Endenergien Strom, Wärme und Treibstoffe mit den Handelspreisen dieser Produkte ergibt. Die Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials berücksichtigt keine energiepolitischen aber andere Fördermassnahmen wie zum Beispiel Zahlungen aus agrar- und forstpolitischen Gründen (Beispiel Zwangsnutzungen) und Abfallgebühren.

Erweitert wirtschaftliches Potenzial

- Gemäss Energiegesetz erhalten unabhängige Produzenten von WKK-Anlagen 15 Rp. pro kWh;
- Befreiung der Treibstoffe aus Biomasse von der Mineralölsteuer.

Ökologisches Potenzial Anteil des technischen Potenzials, der eine positive Umwelt- und Energiebilanz aufweist und nicht nur der stofflichen Verwertung vorbehalten oder aus Schutzgründen ausgeschieden ist. In die Bilanzen ist auch der Aufwand für die Erschliessung, Sammlung und den Transport einzuschliessen. Das heisst der Erntefaktor muss grösser als eins sein.

Erwartetes Potenzial Das erwartete Potenzial ist kleiner als das ausschöpfbare Potenzial, weil nicht alle wirtschaftlich oder erweitert wirtschaftlich energetisch nutzbare Biomasse sowie Rest- und Abfallstoffe auch wirklich dieser Nutzung zugeführt und getrennt gesammelt werden. Ein Teil davon wird zudem kompostiert.

Als weitere Einschränkung zur energetischen Nutzung des vollständigen ausschöpfbaren Potenzials ist die zu erwartende lokale Opposition (etwa wegen befürchteter Geruchsimmissionen oder Lärmbelästigungen durch die Logistik) zu erwähnen.

4.4.2 Geothermie

Theoretisches Potenzial Das theoretische Geothermiefpotenzial entspricht dem Wärmeinhalt des gesamten Untergrundes der Schweiz bis in die maximal nutzbare Tiefe (heute: 7000 m), der mit einem Wärmeträgermedium (Wasser/Dampf) direkt (das heisst ohne Wärmepumpen) ohne permanente Auskühlung des Untergrundes am jeweiligen Entnahmeort und bei einer Abkühlung des Wärmeträgers bis auf 20 °C (Umgebungstemperatur) genutzt werden kann. Zur Abschätzung des theoretischen Potenzials wird der Untergrund in Schichten mit jeweils typischen Durchschnittstemperaturen, Wärmekapazitäten und Dichten aufgeteilt. Nicht in die Potenzialabschätzungen einbezogen werden die Thermalbäder.

Technisches Potenzial Anteil des theoretischen Potenzials, der mit bestmöglichen Umwandlungsgraden in Abhängigkeit der Endanwendung (Wärme und/oder Strom) an zugänglichen und geologisch geeigneten Standorten erreicht werden kann.

Wirtschaftliches Potenzial Das wirtschaftliche Potenzial der Strom- und/oder Wärmenutzung wird grösser, je näher die Erschliessung an (grossen) Wärmeverbrauchern ist. Es wird im Wesentlichen durch die Wärmeverteilungskosten und die Verbrauchsichte bestimmt.

Ökologisches Potenzial Das ökologische Potenzial entspricht bezüglich Wärmenutzung dem technischen Potenzial, weil Geothermie keine permanenten Beeinträchtigungen mit sich bringt. Das ökologische Potenzial wassergekühlter Geothermie-Anlagen zur Gewinnung von Strom kann durch das Gewässerschutzgesetz etwas eingeschränkt sein, weil die Einleitbedingungen des Kühlwassers in den Vorfluter zu berücksichtigen sind. Als Alternative bieten sich allerdings Luftkühler an, die keiner solchen Restriktion unterliegen.

Erwartetes Potenzial Das erwartete Potenzial ist kleiner als das ausschöpfbare Potenzial, weil das Investitionsrisiko bedeutend ist. Eine mindestens teilweise Risikogarantie des Bundes (gegenwärtig im Parlament in Diskussion) und ein gutes Ergebnis der ersten Hot-Dry-Rock-Anlage in Basel könnten die Hemmschwellen für Investoren deutlich senken.

4.4.3 Strahlungsenergie

Strahlungsenergie wird nachfolgend als Oberbegriff für Photovoltaik und Solarwärme verstanden.

Theoretisches Potenzial Das theoretische Strahlungsenergiepotenzial entspricht der gesamten auf die Fläche der Schweiz einstrahlenden Sonnenenergie.

Technisches Potenzial Anteil des theoretischen Potenzials, der mit langfristig als maximal möglich betrachteten Wirkungsgraden (Photovoltaik-Anlagen 50%, Solarkollektoren 90%) auf allen für Strahlungsenergie geeigneten Flächen erzeugt werden kann. Ausgeschlossen sind beispielsweise Gletscher, Gewässer, Ackerflächen, Wald- und Buschareale.

Wirtschaftliches Potenzial Die Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials hat im Wesentlichen die Kapitalkosten und die spezifischen Erträge zu berücksichtigen. Letztere sind nicht zuletzt auch standortabhängig. Als Standortkriterium wichtig sind die Erschliessungskosten (Nähe Wärmeverbraucher respektive Stromnetz). Für Solarwärme kommen damit praktisch nur gut ausgerichtete gebäudeintegrierte Anlagen in Frage. Für Photovoltaik sind unter Berücksichtigung obenstehender Erläuterungen auch andere Flächen möglich, so zum Beispiel netzferne Inselanlagen und Netzverbundanlagen in der Nähe eines Stromnetzes.

Erweitert wirtschaftliches Potenzial Gemäss Energiegesetz werden gegenwärtig unabhängige Produzenten von Photovoltaik-Anlagen mit 15 Rp. pro kWh entschädigt, was einen Beitrag an die erweiterte Wirtschaftlichkeit liefert.

Ökologisches Potenzial Das ökologische Potenzial entspricht dem technischen, da Strahlungsenergie keine ökologischen Beeinträchtigungen zeitigt.

Ausschöpfbares und erwartetes Potenzial Als ausschöpfbares Potenzial der Strahlungsenergie werden Anlagen auf vorhandenen Strukturen betrachtet, zum Beispiel gebäudeintegrierte Anlagen, Anlagen auf Lärmschutzwänden und Stützmauern. Das erwartete Potenzial liegt darunter, weil schützenswerte Ortsbilder und Gebäude sowie Einsparungen wegen von Nachbarn befürchteter Blendwirkung zu berücksichtigen sind.

4.4.4 Wasserkraft

Theoretisches Potenzial Das theoretische Wasserkraftpotenzial P eines Gebietes ergibt sich aus dem Produkt der an jeder Stelle i des Gebietes im Jahresmittel gefallen Niederschläge m mit der Höhendifferenz Δh_i bis zum tiefsten Punkt h_0 des Gebietes multipliziert mit der Erdbeschleunigung g :

$$P = g \sum_i m_i \Delta h_i =: g \sum_i m_i (h_i - h_0).$$

Obwohl die volle Nutzung dieses theoretischen Potenzials nie möglich ist, erlaubt es eine erste Gesamteinschätzung dieses Gebietes.

Technisches Potenzial Anteil des theoretischen Potenzials, der nach Fassung aller Wasserläufe mit entsprechenden Technologien nutzbar ist. Aufgrund von Versickerung und Verdunstung entsprechen die nutzbaren Wassermengen nicht der gesamte Niederschlagsmenge. Im weiteren kann wegen der technischen Einschränkung der realisierbaren Gefällsstufen nicht die ganze potenzielle Energie voll genutzt werden.

Erweitert wirtschaftliches Potenzial Gemäss Energiegesetz wird ein Teil der Wasserkraftproduktion aus energiepolitischen Gründen gefördert:

- Unabhängige Wasserkraftproduzenten mit Kraftwerken mit einer Leistung bis 1 MW Leistung erhalten eine Vergütung von 15 Rp. pro kWh
- Kraftwerke mit einer Leistung bis 1 MW werden von den Wasserzinsen befreit, Kraftwerke mit einer Leistung bis 2 MW erhalten eine Teilbefreiung.

Ökologisches Potenzial Anteil des technischen Potenzials unter Berücksichtigung folgender ökologischer Einschränkungen:

- Anordnung der Staustufen und der Verbauungen unter Berücksichtigung des Landschaftschutzes;
- Minimierung des Kulturland-Verlustes: bei grossen Speicherkraftwerken können ganze Tal-schaften betroffen sein, weshalb Ausgleichsmassnahmen oder Ersatzleistungen nötig werden könnten;
- Erhaltung des ökologischen Gleichgewichtes des Gewässers und seines direkten Einflussbereiches;
- Fischdurchgängigkeit, Restwasser;
- Sunk- und Schwallproblematik bei (Pump-) Speicherkraftwerken.

Erwartetes Potenzial Obschon Wasserkraftwerke allgemein eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz haben (speziell Kleinwasserkraftwerke), sind wegen lokaler Opposition nicht alle Projekte realisierbar. Deshalb ist das erwartete Potenzial kleiner als das ausschöpfbare Potenzial.

4.4.5 Windenergie

Theoretisches Potenzial Das theoretische Windpotenzial entspricht der Energie der gesamten bis 300 m über Boden in der Schweiz bewegten Luftmasse.

Technisches Potenzial Anteil des theoretischen Potenzials, der mit maximalem Leistungsbeitrag von 59.6% (siehe Kapitel 5.6.1 auf Seite 80) von Windenergieanlagen auf allen für die Windnutzung geeigneten Flächen genutzt werden kann. Ausgeschlossen sind dabei instabiler Baugrund, zu starke Hangneigungen, Seeflächen, Gletscher, besiedelte Gebiete (gemäss Arealstatistik) und nicht zugängliche Gebiete.

Erweitert wirtschaftliches Potenzial Gemäss Energiegesetz erhalten unabhängige Produzenten von Windenergieanlagen 15 Rp. pro kWh.

Ökologisches Potenzial Anteil des technischen Potenzials, der die möglichen Konsequenzen von Windenergieanlagen auf die Fauna (vor allem Vögel und Fledermäuse) berücksichtigt. Als ungeeignet sind deshalb Standorte auszuscheiden, die in Rast- und Brutgebieten gefährdeter Vogelarten und direkt in den Fluglinien von Zugvögeln liegen. Diese Gebiete sind in der Verordnung über die Wasser- und Zugvogelreservate internationaler und nationaler Bedeutung und in Important Bird Areas festgelegt.

5 Potenziale für Strom aus erneuerbaren Energien

5.1 Einleitung

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die Grundlagen für die Bestimmung der einzelnen Potenziale bereitgestellt wurden, folgen in diesem Kapitel zu jeder Technologie einleitende Informationen und danach Angaben zum theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Potenzial.

Um das wirtschaftliche Potenzial bestimmen zu können, muss über einen langen Zeitraum ein Marktpreis für Strom bekannt sein. Die European Energy Exchange (EEX) bietet diesbezüglich mit Futurespreisen einige Anhaltspunkte, allerdings ist der Handel mit Futures (noch) nicht liquide und die Preisstellungen gehen nur einige Jahre in die Zukunft. Deshalb sind diese Preisangaben für eine Investitionsentscheid nicht ausreichend. Da es nicht Aufgabe der vorliegenden Arbeit ist, eine Strompreisprognose für die nächsten dreissig Jahre zu erstellen, wird kein Marktpreis angenommen. Für Interessierte sei auf Wenzel et al. (2006) verwiesen, die ausgehend von Überlegungen zu Grenzkosten neuer Kraftwerke eine Abschätzung bis in das Jahr 2020 vorgenommen haben.

Nachfolgend werden so genannte Kostenkurven erstellt, die auf der Abszisse ein Potenzial oder Ausbaupotenzial und auf der Ordinate die zugehörigen Gestehungskosten zeigen (siehe als Beispiel Abbildung 5.3 auf Seite 46). Damit kann in Abhängigkeit einer Marktpreiserwartung das wirtschaftliche Potenzial aus dieser Graphik heraus gelesen werden. Gleich verhält es sich mit dem erweitert wirtschaftlichen Potenzial, zu dessen Bestimmung zu der Marktpreiserwartung noch eine Förderabgabe oder eine künftig erwartete Förderabgabe dazu gerechnet werden kann. Liegen die Gestehungskosten beziehungsweise die Gestehungskosten abzüglich einer aus energiepolitischen Gründen vollzogenen Fördermassnahme unter dem Marktpreis dann gehört das Potenzial zum wirtschaftlichen beziehungsweise zum erweitert wirtschaftlichen Potenzial. Diese Kostenkurven bieten den Vorteil, dass sie unabhängig von der Marktpreisentwicklung verwendet werden können, denn eine Veränderung des Marktpreises bedeutet nur eine Verschiebung auf der Ordinate. Die Mehrkosten können ebenfalls einfach als Differenz ausgerechnet werden.

Die Kostenkurven sind statisch, das heisst sie werden je nach Technologie zwar für verschiedene Zeitpunkte erstellt, aber es wird nicht berücksichtigt, ob zwischen zwei Zeitpunkten Projekte realisiert wurden oder nicht, denn dazu müssten Annahmen über die Realisierung des erwarteten Ausbaupotenzials gemacht werden, was aber von sehr vielen Faktoren abhängig ist und deshalb in dieser Allgemeinheit nicht möglich ist.

Konkret werden pro Graphik drei Kurven eingezeichnet:

- Eine Treppenfunktion (schwarz), die ein Potenzial in GWh in Abhängigkeit der Gestehungskosten in Rp./kWh (linke Achse) aufzeigt;
- Die Durchschnittskosten (blau) in Rp./kWh (linke Achse). Diese Angabe dient dazu, die Durchschnittsgestehungskosten des bis zu einer bestimmten Kostengrenze realisierbaren Potenzials abzulesen.
- Die Gesamtkosten (rot) in Mio. CHF (MCHF), die sich als Produkt der Durchschnittskosten mit dem Potenzial ergeben (rechte Achse).

Beim ökologischen Potenzial geht nicht um die Beurteilung der Landschaftsästhetik und auch nicht um eine Life-Cycle-Analyse, das heisst es wird weder die Produktion noch die Entsorgung von Bestandteilen einer Anlage nach ökologischen Kriterien beurteilt. Sondern es wird ausschliesslich die Frage geklärt, ob die Anlage die ökologischen Kriterien gemäss der Definition in Kapitel 4.3.4 erfüllt oder nicht. Deshalb werden bei den einzelnen Technologien im jeweiligen Kapitel über das

ökologische Potenzial vor allem qualitative Kriterien angegeben, die zu einer Verringerung des technischen Potenzials führen.

Mag das Begriffsgerüst noch so klar sein, die Bestimmung der einzelnen Potenziale ist schwierig und es wird immer einen Interpretationsspielraum geben.

5.2 Biomasse

5.2.1 Einleitung

Biomasse ist seit jeher der wichtigste erneuerbare Energieträger. Dabei handelt es sich um gespeicherte Energie. Während früher, und auch heute in Entwicklungsländern, die Biomasse im traditionellen Bereich verwendet wurde, hat sich in den Industrieländern gezeigt, dass Biomasse mit zahlreichen Verfahren für verschiedene Nutzungen aufbereitet werden kann und somit ein sehr breites Einsatzgebiet hat.

Der Nachteil der Biomasse liegt im relativ geringen spezifischen Energiegehalt im Vergleich zu fossilen Brennstoffen, so dass nur effiziente Verfahren zur Energieumwandlung erfolgsversprechend sind. Im weiteren ist der Transport von Biomasse sehr kostspielig, so dass lange Transportwege zu vermeiden sind und sich ein dezentraler Einsatz der Biomasse aufdrängt.

In Anlehnung an die Arealstatistik wird in Oettli et al. (2004) das Biomassesortiment in verschiedene Hauptkategorien unterteilt:

- Bestockte Flächen: Waldholz, Feldgehölze, Hecken (Naturbelassene Holzsortimente aus der Forstwirtschaft);
- Landwirtschaftliche Nutzflächen:
 - Ackerkulturlpflanzen, Kunstwiesen, Energiepflanzen;
 - Wiesland;
 - Ernterückstände, Gülle, Mist;
- Unproduktive Flächen: Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen;
- Siedlungsflächen:
 - Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen;
 - Altholz (Holz aus Gebäudeabbruch, Möbel, Verpackungen);
 - Restholz (Produktionsabfälle aus Holzverarbeitenden Industrie- und Gewerbebetrieben, Holzreste von Baustellen);
 - Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten.

In Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006) wird eine weitere Unterteilung vorgenommen: Primärprodukte entstehen durch die direkte photosynthetische Ausnutzung der Sonnenenergie, während Sekundärprodukte ihre Energie nur indirekt von der Sonne beziehen, indem sie durch den Ab- und Umbau organischer Substanz in höheren Organismen gebildet werden. Dazu gehören unter anderem die gesamte Zoomasse, deren Exkremente und Klärschlamm.

Gewinnung von Energie aus Biomasse

Im folgenden werden die einzelnen Umwandlungsverfahren kurz erläutert. Als weiterführende Literatur dazu eignen sich vor allem Hartmann and Kaltschmitt (2002) aber auch Oettli et al. (2004) und Rebhan (2002).

Als Bioenergie-Träger werden nachwachsende Rohstoffe, organische Neben- und Reststoffe sowie organische Abfallstoffe verstanden. In Abhängigkeit der oben definierten Hauptkategorien gibt es verschiedenste Verfahren, um aus Bioenergie-Trägern Strom, Wärme und Treibstoff herzustellen (siehe Abbildung 5.1). Dabei werden vor allem drei Umwandlungsprozesse genutzt:

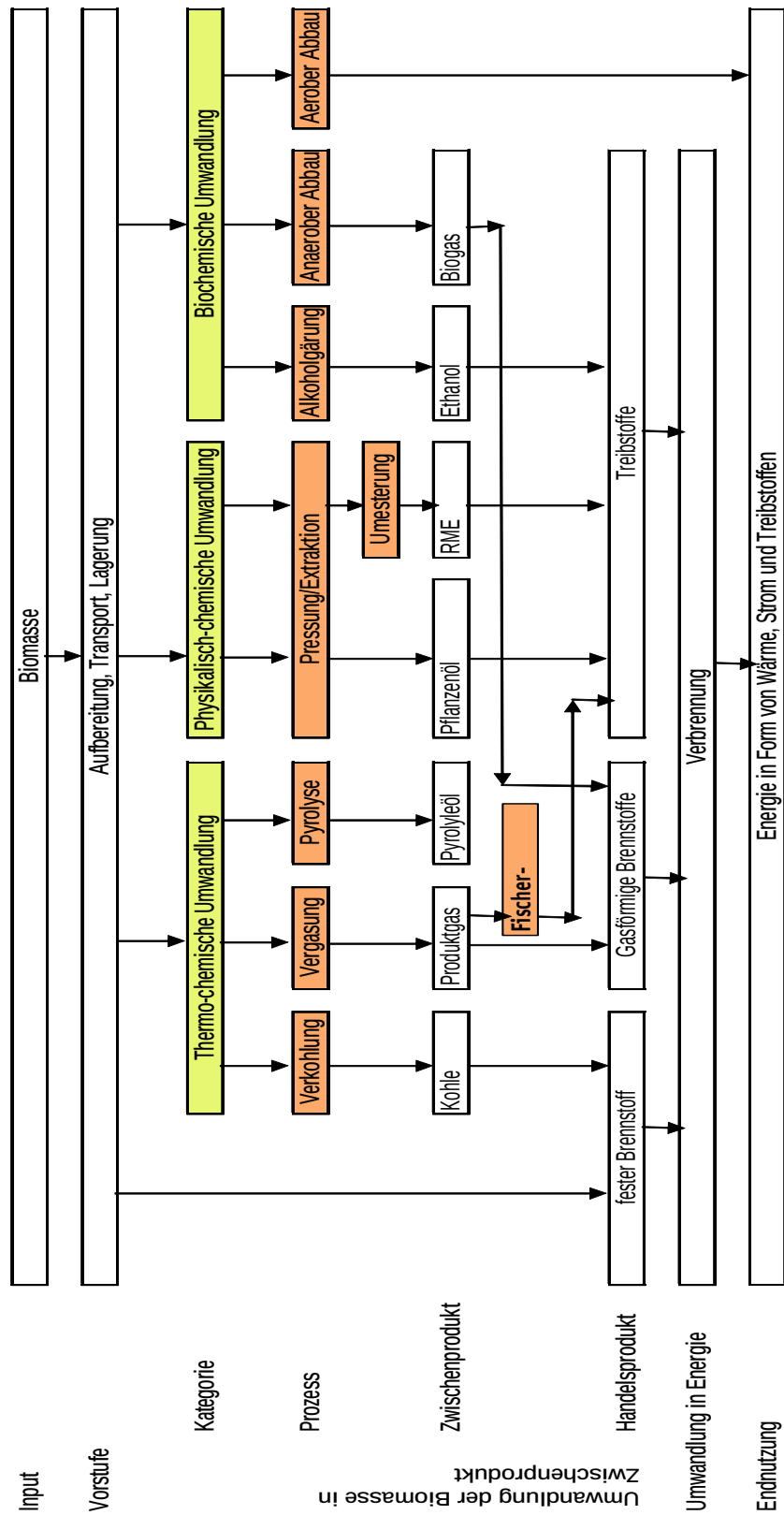


Abbildung 5.1: Übersicht über die Prozesse und Technologien zur Nutzung von Biomasse. RME: Rapsölmethylester. Quelle: Oettli et al. (2004).

- Thermo-chemische Umwandlung: Die Umwandlung erfolgt primär unter dem Einfluss von Wärme, durch die aus biogenen Feststoffen gasförmige, flüssige und/oder feste Sekundärenergieträger hergestellt werden können:
 - Vergasung: Biogene Festbrennstoffe werden bei hohen Temperaturen möglichst vollständig in brennbare Gase umgewandelt. Das so entstehende Brenngas kann in Brennern zur Wärmebereitstellung und unter anderem in Gasmotoren oder -turbinen sowie in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung eingesetzt werden.
Alternativ dazu kann das erzeugte Produktgas durch weitere Umwandlungen auch in flüssige Sekundärenergieträger umgewandelt werden, die dann in Blockheizkraftwerken und gegebenenfalls auch im Verkehrsbereich einsetzbar sind. Ein wesentliches Verfahren in diesem Bereich ist das Fischer-Tropsch-Verfahren, das in Oettli et al. (2004) detailliert erläutert wird.
 - Pyrolyse: Biogene Festbrennstoffe werden unter dem ausschliesslichen Einfluss thermischer Energie verflüssigt. Diese Sekundärenergieträger können, sofern die notwendige Technologie verfügbar ist, anschliessend als Brennstoff in entsprechenden Feuerungsanlagen oder als Treibstoff in Motoren zur Kraft- (unter anderem für die Stromerzeugung) beziehungsweise gekoppelten Wärme- und Kraft-Bereitstellung eingesetzt werden.
 - Verkohlung: Thermo-chemische Umwandlung mit dem Ziel einen möglichst hoch veredelten Festbrennstoff zu erhalten. Die Verkohlung unterscheidet sich damit nicht grundsätzlich von der Vergasung oder der Pyrolyse; bei der Verkohlung soll aber bei den Reaktionsprodukten der Feststoffanteil maximiert werden.
- Physikalisch-chemische Umwandlung: alle Möglichkeiten zur Bereitstellung von Energieträgern auf Pflanzenölbasis. Das Pflanzenöl ist sowohl in seiner Reinform als auch nach einer chemischen Umwandlung, das heisst Umesterung, zu Pflanzenölmethylester (PME) in Motoren, Heiz- und Heizkraftwerken als Treib- oder Brennstoff energetisch nutzbar.
- Bio-chemische Umwandlung: Die Umwandlung der Biomasse in Sekundärenergieträger oder in End- und Nutzenergie erfolgt mit Hilfe von Mikroorganismen und damit durch biologische Prozesse.
 - Alkoholgärung: Zucker-, stärke- und cellulosehaltige Biomasse kann in Ethanol überführt werden, das dann als Treib- und Brennstoff in Motoren oder Verbrennungsanlagen eingesetzt werden kann. In einigen Ländern wird das Ethanol auch konventionellem Otto-Kraftstoff beigemischt, das dann weitgehend problemlos in vorhandenen Fahrzeugen mit Ottomotor eingesetzt werden kann.
 - Anaerober Abbau: Durch Tätigkeit bestimmter Bakterien unter Ausschluss von Sauerstoff entsteht ein wasserdampfgesättigtes Mischgas (Biogas), das zu zwei Dritteln aus Methan besteht. Dieser Prozess läuft auf dem Grund von Seen und technisch in Bio- oder Klärgasanlagen beziehungsweise Deponien ab. Das Gasgemisch kann nach einer Aufbereitung in Gasbrennern oder Motoren genutzt werden.
 - Aerober Abbau: Biomasse wird mit Luftsauerstoff mit Hilfe von Bakterien zu Kohlenstoffdioxid oxidiert (Kompostierung). Die freiwerdende Wärme kann zum Beispiel mit Hilfe von Wärmepumpen gewonnen werden. Derartige Möglichkeiten haben bisher noch keine praktische Relevanz erlangt.

5.2.2 Theoretisches Potenzial

Gemäss Heinloth (2003) werden zirka 1% des auf der Erde eingestrahlten Sonnenlichts von der Natur zur Photosynthese von Kohlendioxid und Wasser zu Biomasse und Sauerstoff verbraucht. Trockene Biomasse mit einem Kohlestoffgehalt von etwa 50% hat einen Brennwert von zirka 17.6 MJ pro kg.

Die jährliche Neubildung von Biomasse zu Land von rund 120 Mrd. Tonnen entspricht einem Brennwert von 2000 EJ, gut die Hälfte davon in Wäldern, der Rest auf allen nicht bewaldeten Grünflächen. Dem steht derzeit ein weltweiter Primärenergie-Bedarf der Menschheit von

- etwa 600 EJ an jährlich nachwachsender Biomasse für die Nahrung der Menschen, einschliesslich des Futters für ihre Nutztiere aller Art;
- etwa 100 EJ an jährlich in Wäldern aller Art nachwachsender Biomasse, gut zwei Drittel davon für Brenn- und Nutzholz, knapp ein Drittel davon durch Abbrand von Wäldern zur Landgewinnung;
- 400 EJ für die kommerzielle Bereitstellung von Wärme, Strom und Treibstoffen.

Von der gesamten zugänglichen grünen Erde von rund 90 Mio. km² werden 50 Mio. km², davon 35 Mio. km² Weiden und Wiesen und 15 Mio. km² Äcker und Plantagen, in landwirtschaftliche Nutzung zur Gewinnung von Nahrung für die Weltbevölkerung genommen. Die übrigen 40 Mio. km², nämlich die Wälder, werden vom Menschen bereits in weitem Umfang genutzt. Dabei bleibt zu hoffen, dass es der Menschheit gelingt, in dauerhaft bodenerhaltender Landwirtschaft die Ernährung der Weltbevölkerung zu sichern und dabei auch die noch verfügbaren Wälder in umsichtiger Nutzung in ihrem Bestand dauerhaft zu erhalten.

Für Deutschland wird in Hartmann and Kaltschmitt (2002) das theoretische Potenzial auf 19 EJ pro Jahr abgeschätzt. Dabei wird angenommen, dass die gesamte Fläche Deutschlands abzüglich der Wasserflächen mit dem theoretisch maximalen photosynthetischen Wirkungsgrad genutzt wird. Für Lignocellulose kann mit 30 Tonnen Trockensubstanz pro Hektar und Jahr gerechnet werden. Damit errechnet sich ein theoretischer Biomasseertrag von 1050 Mio. Tonnen pro Jahr, was bei einem unteren Heizwert von 18.5 MJ/kg in obiger Energiemenge resultiert.

Das theoretische Potenzial in Oettli et al. (2004) wird als „die gewachsene Biomasse auf kulturfähiger Landfläche und in der Volkswirtschaft anfallenden Stoffe aus der Sekundärproduktion“ definiert. Damit ist diese Definition deutlich enger gefasst, als das theoretische Potenzial in Kapitel 4.3 und in Hartmann and Kaltschmitt (2002), weil von einer vorgegebenen Nutzung der Fläche ausgegangen wird. Dies hat zur Folge, dass das theoretische Potenzial über die Zeit wesentlich ändern kann, dann nämlich, wenn die Nutzungsstrukturen der Anbauflächen ändern oder wenn die Anbauflächen der Bioenergie-Träger zu- oder abnehmen. In der Terminologie dieser Arbeit entspricht dieses Potenzial eher einer maximalen oberen Abschätzung des technischen Potenzials.

5.2.3 Technisches Potenzial

Für Heinloth (2003) ist klar, dass günstigstenfalls zur Gewinnung von Biomasse als Energieträger

- weltweit zirka 2 Mio. km² bereits weitgehend erodierte, damit für eine landwirtschaftliche Nutzung nicht brauchbare Landfläche durch teure Rekultivierung zurückgewonnen werden könnte;
- in allen Kontinenten gesamthaft 2 Mio. km² Landfläche dauerhaft freigestellt werden könnten;
- in Afrika, Asien und Australien Teile heutiger Wüstenrandgebiete von ein paar wenigen Millionen Quadratkilometern Flächen unter anfänglich künstlicher Bewässerung wieder begrünt, aufgeforstet werden können, um später dann dauerhaft ohne künstliche Bewässerung genutzt werden zu können.

Auf der Fläche von 4 Mio. km² könnten insgesamt rund 5 Mrd. Tonnen trockene Biomasse mit einem Brennwert von rund 80 EJ gewonnen werden, was 20% des derzeitigen weltweiten Primärenergie-Bedarfs abdecken würde.

Wollte man den heutigen Treibstoffbedarf vollständig durch Bio-Treibstoffe ersetzen, so bräuchte man nicht 4 Mio. km² sondern 6 Mio. km² Landfläche.

Eine sehr detaillierte Abhandlung zum technischen Biomassepotenzial für Deutschland ist in Hartmann und Kaltschmitt (2002) zu finden, wo aufgeteilt nach Bioenergie-Träger das Potenzial ermittelt wird. In dieser Detailliertheit ist dies im Rahmen dieser Arbeit allerdings nicht notwendig. Folgende Annahmen werden in Heinloth (2003) für Deutschland getroffen:

- Aus dem Holzschlag von Wäldern werden auch künftig nur forst- und holzwirtschaftliche Reststoffe und Abfälle für die Bioenergie-Nutzung verfügbar gemacht werden können, dies in Höhe von 20% der eingeschlagenen Holzmenge mit einem typischen Brennwert von 17 GJ pro Tonne trockener Biomasse, was einem Brennwert von 85 PJ entspricht;
- 20% der derzeitigen landwirtschaftlichen Anbauflächen werden künftig dauerhaft zur Erzeugung nachwachsender Energierohstoffe genutzt. Dies ergibt einen Brennwert von 860 PJ;
- Die landwirtschaftlichen Abfälle, der nicht rezyklierbare Müll und das Klärgas werden weitestgehend als Energierohstoffe genutzt. Dies entspricht einem nutzbaren Potenzial an Energie von 250 PJ.

Tabelle 5.1 zeigt eine Zusammenfassung des technischen Biomassepotenzials für Europa und Deutschland.

In Streffer et al. (2005) werden verschiedene Studien zum technischen Gesamtbiomassepotenzial Deutschlands verglichen. Dabei bewegen sich die Schätzungen zwischen 1200 und 1800 PJ pro Jahr, was einem potenziellen Beitrag, gemessen am heutigen Primärenergieverbrauch, von sieben bis elf Prozent entspricht. Daraus zeigt sich, dass Heinloth (2003) am unteren Ende dieser Abschätzungen liegt.

Tabelle 5.1: Technisches Potenzial der Biomasse in Deutschland und Europa in PJ. Quelle: Heinloth (2003).

Biomasse-Primärenergie	Deutschland [PJ]	Europa [PJ]
aus Wäldern: Holz(-Abfälle) in Höhe von 20% aller Einschläge	85	1 700
aus Landwirtschaft: ein- und mehrjähr. Pflanzen	860 auf 4 Mio ha	6 100 auf 30 Mio ha
Landwirtsch. Abfälle, Müll, Klärgas	250	2 000
Gesamt:	1 200	10 000

Wie in Kapitel 5.2.2 ausgeführt, kann für das technische Potenzial in der Schweiz als maximal obere Abschätzung das theoretische Potenzial gemäss Oettli et al. (2004) verwendet werden. Dieses ändert sich zwischen den Jahren 2003 und 2040 nur wenig und wird für das Jahr 2040 auf 334 PJ geschätzt (siehe Tabelle 5.7). Einzig bei den Waldflächen wird mit einer leichten Zunahme als Folge der rückläufigen landwirtschaftlichen Bewirtschaftung gerechnet. Die Waldfläche dehnt sich dabei schwergewichtig zulasten der alpwirtschaftlichen Nutzflächen aus.

5.2.4 Wirtschaftliches Potenzial

Die Kosten der Energieerzeugung aus Biomasse hängen vor allem von drei Faktoren ab (Oettli et al. 2004):

- Kosten der Biomassegüter am Ort der Ernte: Produktionskosten einschliesslich der Kosten für die Bereitstellung „ab Feld“ beziehungsweise „ab Waldrand“;
- Transportkosten: von der Quelle bis zum Standort der Anlage, in der die Biomasse der energetischen Nutzung zugeführt wird;
- Aufbereitungs- und Konversionskosten für die Nutzung der angelieferten Biomasse mit Hilfe der eingesetzten Technologien. Verarbeitungskosten fallen an, wenn die Biomassegüter noch einen Aufbereitungsprozess durchlaufen müssen, bevor sie als Input für spezifische Biomasse-technologien verwendet werden können.

Es zeigt sich, dass die Bestimmung der Kosten der Biomassegüter schwierig ist. So stehen den Kosten der Biomasse im Bereich der Kategorien land- und forstwirtschaftlicher Produktion Entsorgungskosten für Biomasse der Kategorie Abfall- beziehungsweise Reststoffe gegenüber, die entfallen, wenn die Abfälle nicht auf dem üblichen Weg entsorgt werden müssen, sondern energetisch genutzt werden können. Die entfallenden Entsorgungskosten, die der Anlagenbetreiber dem Lieferanten der Abfälle mindestens teilweise in Rechnung stellen kann, gehen in diesem Falle als Einnahmen in die Kostenbetrachtung ein und werden als negative Gestehungskosten ausgewiesen. Tabelle 5.2 zeigt die Kosten in Abhängigkeit der Biomasse-Hauptkategorien (Oettli et al. 2004).

Tabelle 5.2: Geschätzte Kostenentwicklung der Biomassegüter in CHF pro Tonne bis 2040 aus Sicht des Anlagebetreibers. Quelle: Oettli et al. (2004).

Bezeichnung	Kategorie	Kosten in CHF/t					
		2003		2025		2040	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max
Waldholz, Feldgehölze, Hecken	a	80	510	80	350	80	400
Energiepflanzen, Ackerkulturen	b	200	220	130	150	130	180
Kartoffeln	b	0	20	20	60	40	80
Wiesland	c	136	350	150	200	180	250
Stroh	d	100	150	85	130	70	110
Gülle	d	0	0	0	0	0	0
Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen	e	-150	-50	-100	-20	-50	0
Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	f	-150	-50	-100	-20	-50	0
Altholz	g	-40	0	20	40	20	40
Restholz	h	-50	0	0	100	100	150
Abfälle aus Industrie, Haushalt und Gewerbe, mit Hygienierisiko	i	-200	-100	-200	-100	-200	-100
Abfälle aus Industrie, Haushalt und Gewerbe, risikoarm	i	-100	-30	-70	-10	-40	0

Bei den Transportkosten ist anzunehmen, dass die Preise steigen werden. Oettli et al. (2004) gehen von durchschnittlich 1% pro Jahr bis 2040 aus. Insgesamt machen die Transportkosten zwischen 10% und 50% der Kosten der Biomassegüter am Ort der Ernte aus.

Um die Kosten der Konversion bestimmen zu können, werden in Oettli et al. (2004) Kombinationen von Konversionspfaden und Biomassearten untersucht. Mit neun Hauptkategorien von Biomassearten und zehn Konversionspfaden ergeben sich theoretisch 90 Anlagentypen. Davon wurden 36

als aktuell oder zukünftig technisch machbar identifiziert und von diesen sieben analysiert (siehe Tabelle 5.3).

Tabelle 5.3: Anlagentypen (grau markiert) für die Konversionskosten bestimmt wurden. Quelle: Oettli et al. (2004).

Kombi- nation		Konversionspfad/ Technologie	Genutzte Biomasseart	Nutzung in Praxis	Anlagen in der Schweiz schon im Normalbe- trieb
1a	Verbrennung	Holzschnitzelfeuerung	Energieholz aus dem Wald	thermisch	Ja
2c		Biomassefeuerung	Gras von Wiesland oder Ver- kehrsflächen, Stroh (Ernterück- stände)	thermisch	Nein
3g		Altholzfeuerung	Altholz von minderer Qualität (gemäss Verordnung über Verkehr mit Abfällen (VeVA))	thermisch und elektrisch	Ja
4g		KVA	Biogene Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten, Altholz, Klärschlamm	thermisch und elektrisch	Ja
6a/b	Vergasung	Holzvergasung/Fischer- Tropsch-Verfahren	Waldholz, Feldgehölz Energiepflanzen aus Ackerbau, Kunstpflanzen	Treibstoff	Nein
7a		Holzvergasung/andere Verfahren	Waldholz, Feldgehölz	thermisch und elektrisch	Nein
8a/b		Hydrothermale Vergasung	„nasse Biomasse“, Waldholz, Feldgehölz	vorwiegend Treib- stoff	Nein
9d	Vergärung	Landwirtschaftliche Biogasanlage	Gülle, Mist (+ biogene Abfälle bei kombinierten landwirtschaftl. Biogasanlagen)	elektrisch (+ therm. für Eigenbedarf) Treibstoff	Ja
9i		Ind./gewerbl. Biogasan- lage	Feuchte/Flüssige Abfälle aus Industrie, Gewerbe, Gastronomie und Haushalten	elektrisch (+ therm. für Eigenbedarf), Treibstoff	Ja
10a/b		Alkoholgärung	Waldholz, Feldgehölz	vorwiegend Treib- stoff	Nein
11		ARA	Abwasser	elektrisch (+ therm. für Eigenbedarf), Treibstoff	Ja

Da sich die meisten der heute eingesetzten Technologien in einer frühen Phase der Marktentwicklung befinden, ist in den nächsten Jahrzehnten mit Kostensenkungen zu rechnen, bedingt durch technische Fortschritte und höhere kumulierte Absatzzahlen solcher Anlagen. Lernkurven aus den USA scheinen für die Schweiz zu optimistisch, so dass Oettli et al. (2004) eigene Schätzungen gemacht haben. Nachfolgend werden nur noch die Anlagentypen verfolgt, die in der Praxis für die Stromgewinnung genutzt werden, das heisst Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA), landwirtschaftliche und industriell/gewerbliche Biogasanlagen sowie Abwasserreinigungsanlagen (ARA). Für diese Anlagentypen werden die Kostensenkungspotenziale bis in das Jahr 2040 auf 10% für KVA bis 25% für Biogasanlagen geschätzt. In der Schweiz laufen seit Jahren verschiedene Forschungs-, Pilot- und Demonstrationsprojekte im Bereich der Holzvergasung. Eine grosstechnische Stromerzeugung aus Biomasse über die Vergasung ist derzeit noch nicht kommerziell verfügbar. Die Chancen stehen jedoch gut, dass diese Technologie den Durchbruch auf dem Markt schafft und entsprechende Anlagen in wenigen Jahren in kleinen Stückzahlen realisiert werden. Für weitere Informationen wird Nussbaumer (2005) empfohlen.

In landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden Gülle und zum Teil biogene Abfälle für die Produktion von Strom vergärt. Im Jahr 2003 waren in der Schweiz 65 landwirtschaftliche Vergärungsanlagen in Betrieb, eine Hälfte sind reine Hofdüngeranlagen, die andere Hälfte Co-Vergärungsanlagen,

die auch biogene Abfälle, wie Speiseabfälle aus der Gastronomie und Grünabfälle der Gemeinden als Co-Substrate mitverarbeiten. Es ist ein Trend in Richtung grössere Anlagen erkennbar. Um den erhöhten Bedarf an Inputmaterial zu decken, gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten: eine Erhöhung der Anzahl Grossvieheinheiten (GVE) oder eine Erhöhung des Substratangebots durch die Zufügung von biogenen Abfällen vor allem aus dem Gastgewerbe. Der Vorteil der landwirtschaftlichen Co-Vergärungsanlage gegenüber der reinen Hofdüngeranlage ist die dank der aktuellen Annahmepreise für biogene Abfälle deutlich verbesserte Wirtschaftlichkeit. Angesichts der erwarteten Konkurrenz um biogene Abfälle (aus Sicht der Anlagenbetreiber) ist allerdings anzunehmen, dass sich die Annahmepreise langfristig markant reduzieren dürften, womit die Erträge sinken und die Rentabilität der Co-Vergärungsanlagen an Attraktivität verliert. Da eine reine Hofdüngeranlage im Normalfall nicht kostendeckend betrieben werden kann, handelt es sich bei den meisten in der Landwirtschaft neu erstellten Anlagen um Co-Vergärungsanlagen. Die ausschliessliche Verwendung von Hofdünger spielt nur noch in Einzelfällen eine Rolle. Bei den nachfolgenden Kostenbetrachtungen werden deshalb auch noch nur Co-Vergärungsanlagen berücksichtigt.

In Oettli et al. (2004) sind die Stromgestehungskosten mit möglichen Bandbreiten für die Jahre 2010 und 2040 für die vier Anlagentypen Kehrrichtverbrennungsanlagen, landwirtschaftliche und industriell/gewerbliche Biogasanlagen sowie Abwasserreinigungsanlagen graphisch dargestellt (siehe Abbildung 5.2).

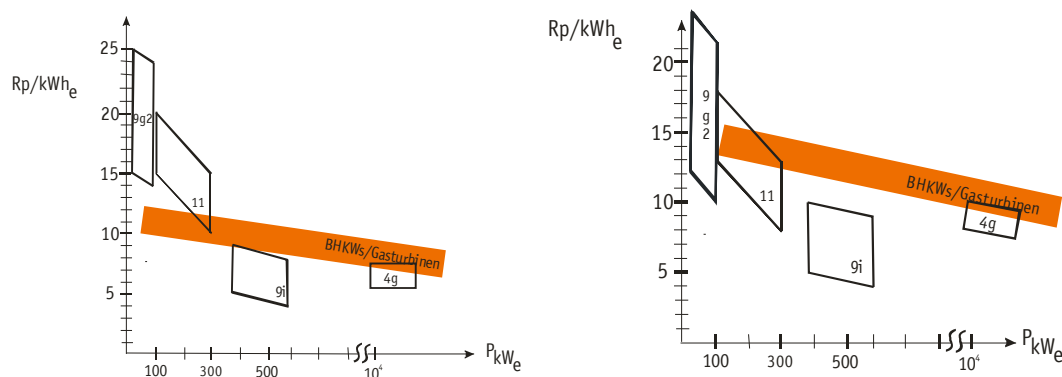


Abbildung 5.2: Stromgestehungskosten und deren Streuung für die untersuchten Anlagentypen in Abhängigkeit der installierten elektrischen Leistung P_{kW_e} im Jahr 2010 (links) und 2040 (rechts). 4g: KVA, 9g2: landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlage, 9i: industriell/gewerbliche Co-Vergärungsanlage, 11: ARA. Quelle: Oettli et al. (2004).

Es folgen noch einige Angaben zu Kehrrichtverbrennungsanlagen und Abwasserreinigungsanlagen.

Kehrrichtverbrennungsanlagen

Bei den Kehrrichtverbrennungsanlagen ist das Berechnen der Gestehungskosten von Strom aus erneuerbaren Energien schwierig, da diese stark von der gegebenen Situation der einzelnen Anlage abhängen (mit/ohne Wärmenutzung, Anrechenbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien). Es wird aber angenommen, dass die Abfallmenge konstant bei 3.1 Mio. Tonnen pro Jahr bleibt und dass weiterhin 50% der Stromproduktion als erneuerbar angerechnet wird (siehe auch Dettli et al. 2004).

Es wird davon ausgegangen, dass die Zusatzinvestitionen in KVA nur für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien getätigt werden. Das bedeutet, dass diese Investitionen auf den Anteil der erneuerbaren Energien überwältzt werden. Da aber gleichzeitig der zusätzliche nichterneuerbare Anteil am Markt zu Marktpreisen abgesetzt werden kann, müssen diese Zusatzeinnahmen von den Investitionskosten vorgängig subtrahiert werden. Daraus wird ersichtlich, dass die Kosten der Mehrproduktion in KVA aus erneuerbaren Energien vom Marktpreis abhängig sind. Da in dieser

Arbeit keine Annahmen über Marktpreise gemacht werden, wird bei den KVA deshalb nur das Ausbaupotenzial (siehe Tabelle 5.4) ohne entsprechende Gestehungskosten angegeben.

Tabelle 5.4: KVA: Potenziale in GWh pro Jahr nach Optimierungsmöglichkeiten. SWG: Stromwirkungsgrad. Quelle: S. Wiederkehr (BFE).

	Ausbaupotenzial	Aufkumulierte Produktion
Heute, SWG 14%		700
Technischer Fortschritt (SWG von 14% auf 24%)	526	1226
Optimale Anlage, SWG: 31.6%	389	1615

Abwasserreinigungsanlagen

Bei den Abwasserreinigungsanlagen besteht ein Ausbaupotenzial, vor allem durch Verbesserung des Stromwirkungsgrades (siehe Tabelle 5.5). Es ist allerdings schwierig, allgemein Gestehungskosten anzugeben, da die Vielfalt der einzelnen Anlagen sehr gross ist, weshalb bei den Gestehungskosten in Tabelle 5.6 nur Bandbreiten angegeben werden können. Der Einfachheit halber wird unterstellt, dass die Realisierung des Ausbaupotenzials in zwei grosse Etappen unterteilt werden kann.

Tabelle 5.5: ARA: Potenziale in GWh pro Jahr nach Optimierungsmöglichkeiten. BHKW: Blockheizkraftwerk. SWG: Stromwirkungsgrad. Quelle: S. Wiederkehr (BFE).

	Ausbaupotenziale Zuwachs in %	Aufkumulierte Produktion
Jahr 2003		111
95% des gesamten Klärgases mit BHKW nutzen	43	158
Steigerung des SWG von 25% auf 36% (innerhalb von 10 Jahren möglich)	40	221
zukünftige Verbesserung Ertrag Klärgas aus Klärschlamm (innerhalb von 10 – 20 Jahren möglich)	30	288
Steigerung Stromwirkungsgrad von 36% auf 50% (mit Brennstoffzelle mittelfristig möglich)	39	400

Tabelle 5.6: ARA: Produktion in GWh pro Jahr und Gestehungskosten in Rp. pro kWh. Quelle: S. Wiederkehr (BFE).

	Aufkumulierte Produktion	Durchschnittliche Gestehungskosten
Jahr 2003	111	8 – 15
Nutzung 1. Hälfte Mehrproduktion	255	9 – 15
Nutzung 2. Hälfte Mehrproduktion	400	12 – 18

5.2.5 Ökologisches Potenzial

In Oettli et al. (2004) wurde das ökologische Potenzial sehr detailliert untersucht. Es setzt sich als Oberbegriff einerseits aus dem so genannten „ökologischen Nettoproduktionspotenzial“ zusammen, welches sämtliche Biomasse berücksichtigt, die aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion ökologisch nachhaltig und energetisch mit einem plausiblen Aufwand-/Ertragsverhältnis gewonnen

werden kann, andererseits aus dem ökologischen Potenzial der Biomasse aus industriellen und urbanen Rest- und Abfallstoffen, welches als Rohstoff für die Produktion von Energie zur Verfügung steht.

Tabelle 5.7: Maximal obere Abschätzung für das technische Potenzial (TP) und ökologisches Potenzial (ÖP) im Jahr 2040. ARA: Abwasserreinigungsanlage, GVE: Grossvieheinheit, ha: Hektare, HH: Haushalte, NGk: Nutzungsgrad konservativ, NGo: Nutzungsgrad optimistisch, ÖPk: Ökologisches Potenzial konservativ, ÖPo: Ökologisches Potenzial optimistisch, TS: Trockensubstanz. Quelle: Oettli et al. (2004).

Biomasse 2040				Ökologisches Potenzial						
Biomassesortiment		Fläche/Menge		t TS	TP	Ökologisches Potenzial				
					PJ	%	%	PJ	PJ	
						NGk	NGo	ÖPk	ÖPo	
Ökologisches Nettoproduktionspotential										
Nachwachsende Rohstoffe und Reste aus Primärproduktion	a	Waldholz, Feldgehölze, Hecken	1'330'000	ha	5'600'000	104	40%	47%	41	49
		nutzbare Waldfläche	1'190'000	ha	5'090'000	94	40%	47%	38	44
		Gebüschwald, Gehölze	110'000	ha	470'000	9	35%	45%	3.0	3.9
		Obstbau, Rebba	30'000	ha	40'000	1	30%	60%	0.2	0.4
	b	Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	380'000	ha	3'270'000	57	10%	15%	5.7	8.5
	c	Wiesland	640'000	ha	2'990'000	52	2%	10%	0.5	5.2
		Weiden: alpwirtschaftliche Nutzfläche	450'000	ha						
		Grasland total	1'090'000	ha						
	d	Ernterückstände, Gülle und Mist			3'380'000	52	30%	44%	16	23
		Stroh gesamt	150'000	ha	560'000	10	10%	20%	1	2
		Gülle und Mist	1'300'000	GVE	2'820'000	43	35%	50%	15	21
	e	Struktureiche Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen	30'800	ha	76'600	1.3	10%	50%	0.13	0.67
	f	Struktureiche Biomasse von Verkehrsflächen	13'200	ha	42'600	0.7	10%	50%	0.07	0.35

Ökologisches Potenzial zur Behandlung mit Energienutzung										
Rest- und Abfallstoffe aus Sekundärproduktion und Konsum	g	Altholz	700'000	t	623'000	10	44%	80%	4.2	7.7
	h	Restholz	340'000	t	290'000	5	95%	95%	5.1	5.1
	i	Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten			3'280'000	52	45%	51%	23	27
		Lebensmittelindustrie (ohne ARA)	2'590'000	t	500'000	8	5%	20%	0.4	1.5
		Fleischverarbeitungsindustrie	220'000	t	40'000	0.3	60%	100%	0.2	0.3
		Papier- und Werkstoffindustrie, Papierschlämme und fester Abfall	230'000	t	120'000	2	90%	90%	1.9	1.9
		Bioabfälle HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben (ohne Papier)	1'670'000	t	500'000	7	50%	80%	3.5	5.6
		Papier/Karton in HH, Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben	1'830'000	t	1'660'000	28	40%	40%	11.3	11.3
		Rohschlamm ARA			440'000	7	90%	90%	5.9	5.9
Summe Biomassesortimente					334			96	126	

Das ökologische Potenzial des Jahres 2040 (siehe Tabelle 5.7) ist sowohl im konservativen als auch im optimistischen Szenario rund 20% höher als im Jahr 2025, was darauf zurückzuführen ist, dass die nötige Infrastruktur zur Gewinnung der Bioenergie-Träger bis in das Jahr 2025 noch nicht voll umfänglich vorhanden ist und somit sowohl der konservative als auch der optimistische Nutzungsgrad geringer sind als im Jahr 2040. Für das Jahr 2003 wird in Oettli et al. (2004) ein Nutzungsgrad über alle Kategorien von neun Prozent ausgewiesen, was einer Energiemenge von 37 PJ entspricht.

Um für die Stromproduktion aus Biomasse Kostenkurven erstellen zu können, müssen die Potenziale der Biomassesortimente den verschiedenen Nutzungsarten zugeordnet werden. Dabei werden

zwei Szenarien unterscheiden:

- maximales Szenario: Biomasse wird unter Berücksichtigung der einzelnen Anlagentypen maximal zur Stromproduktion eingesetzt;
- realistisches Szenario: Biomasse wird unter heute plausiblen Annahmen auf die Verwendungszwecke Wärme, Strom und Treibstoff aufgeteilt (siehe Tabelle 5.8).

Aus dem realistischen Szenario und den Kosten der einzelnen Anlagentypen können die gewünschten Kostenkurven zur Stromproduktion erstellt werden (Abbildungen 5.3 – 5.4). Dabei ist zu beachten, dass es sich hier um Kostenkurven ausgehend vom ökologischen Potenzial handelt, wobei von einem optimistischen Nutzungsgrad ausgegangen wird (siehe Tabelle 5.7). Die Wirtschaftlichkeit der Co-Vergärungsanlagen und der gewerblich/industriellen Biogasanlagen hängen stark von den Abfall-Annahmepreisen ab (siehe Tabelle 5.9).

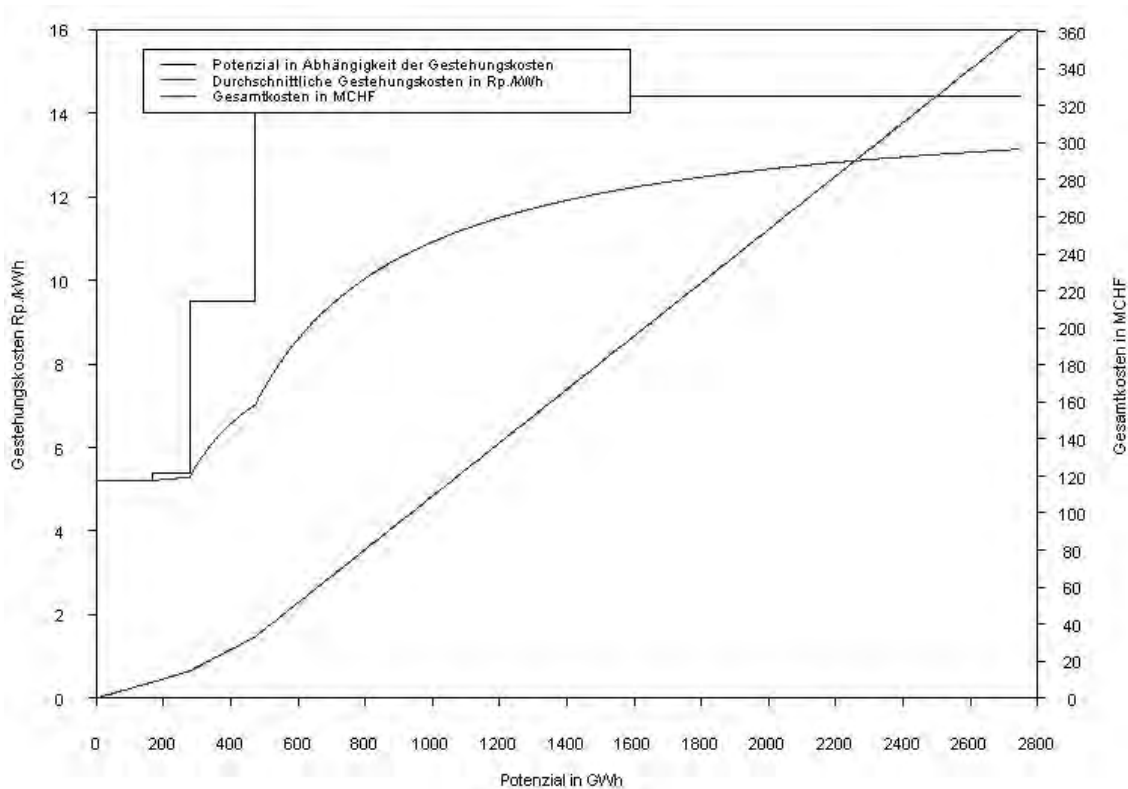


Abbildung 5.3: Kostenkurven des ökologischen Ausbaupotenzials der Biomasse für das Jahr 2010. Datenquelle: Oettli et al. (2004), B. Guggisberg (BFE), Graphik: M. Piot.

Tabelle 5.8: Potenzial der Biomasse für die Stromproduktion im erwarteten Fall. ARA: Abwasserreinigungsanlage, KVA: Kehrichtverbrennungsanlage. Quelle: B. Guggisberg (BFE).

Ausbaupotenzial Biomasse (Angaben in PJ)

Strom: realistisches Szenario

Biomassetyp	Ökologisches Potenzial 2040	Nutzung gesamt 2001	Brutto-Ausbaupotenzial 2001 - 2040	davon für Strom [%]	Ausbaupotenzial Strom 2040	Elektrischer Wirkungsgrad	Ausbaupotenzial Elektrische Energie netto	Stromgestehungskosten [Rp./kWh] im Jahr 2040	Bemerkungen
a) Waldholz, Feldgehölze, Hecken	49.0	9.0	40.0	40.0	16.0	0.4	5.8	12	Holzheizkraftwerke
b) Ackerkulturen, Kunstwiesen, Energiepflanzen	8.5	0.1	8.4	0.0	0.0	n.a.		n.a.	Nur Treibstoffbereitstellung
c) Wiesland	5.2	0.0	5.2	0.0	0.0	n.a.		n.a.	Nur Treibstoffbereitstellung
d) Ernterückstände, Hofdünger	23.0	0.1	22.9	100.0	22.9	0.4	8.2	12	landwirtschaftliche Biogasanlagen (grosse Gemeinschaftsanlagen oder Co-Verdärung)
e) Strukturierte Biomasse von Uferböschungen, Naturschutzflächen	0.7	0.0	0.7	0.0	0.0	n.a.		n.a.	Nur Wärmebereitstellung
f) Strukturierte Biomasse von Verkehrsflächen	0.4	0.0	0.4	0.0	0.0	n.a.		n.a.	Nur Wärmebereitstellung
g) Altholz	7.7	4.2	3.5	50.0	1.8	0.4	0.6	8	Holzheizkraftwerke oder KVA
h) Restholz	5.1	5.1	0.0	50.0	0.0	0.4	0.0	8	Wird bereits genutzt
i) Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten									
i1) Lebensmittelindustrie (ohne ARA)	1.5	0.2	1.3	100.0	1.3	0.3	0.4	4.5	Gewerbliche/industrielle Biogasanlage
i2) Fleischverarbeitungsindustrie	0.3	0.0	0.3	0.0	0.0	n.a.		n.a.	Nur Wärmebereitstellung
i3) Papier- und Werkstoffindustrie	1.9	1.6	0.3	100.0	0.3	0.4	0.1	5	KVA
i4) Bioabfälle aus HH, Gewerbe, DL (ohne Papier)	5.6	3.2	2.4	0.0	0.0	n.a.		n.a.	Nur Treibstoffbereitstellung
i5) Papier/Karton in HH, Gewerbe, DL	11.3	9.9	1.4	100.0	1.4	0.4	0.5	5	KVA
i6) Rohschlamm ARA	5.9	4.0	1.9	100.0	1.9	0.4	0.7	8.5	Klärgas ARA (siehe separate Auflistung)
Total [PJ]	126.0	37.4	88.6		45.6		16.3		
Total [GWh]					12652.8		4523.3		

Mehrheitlich KVA

14.9

Tabelle 5.9: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Abfall-Annahmepreisen für landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlagen (oben) und gewerblich/industrielle Biogasanlagen (unten).

Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)

	2000	2010	2025	2040
Kosten Biogasanlage				
Fixkosten Elektrizitätserzeugung	25.0	22.5	20.0	18.8
Brennstoffkosten (angelieferte Abfälle, Gülle=0)				
a) mit Abfall-Annahmepreisen 40.-/t Rp./kWhe	-9.0	-8.1	-7.2	-6.8
b) mit 0 bewertet Rp./kWhe	0.0	0.0	0.0	0.0
Elektrizitätsgestehungskosten				
a) mit Abfall-Annahmepreisen 40.-/t Rp./kWhe	16.0	14.4	12.8	12.0
b) mit Brennstoffkosten 0 Rp./kWhe	25.0	22.5	20.0	18.8

Gestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie, ohne Umweltkosten)

	2000	2010	2025	2040
Kosten Biogasanlage				
Fixkosten Elektrizitätserzeugung Rp./kWhe	90.0	81.0	72.0	67.5
Brennstoffkosten (angelieferte Abfälle)				
a) mit Abfall-Annahmepreisen 126.-/t Rp./kWhe	-84.0	-75.6	-67.2	-63.0
b) mit 0 bewertet Rp./kWhe	0.0	0.0	0.0	0.0
Elektrizitätsgestehungskosten				
a) mit Abfall-Annahmepreisen 126.-/t Rp./kWhe	6.0	5.4	4.8	4.5
b) mit Brennstoffkosten 0 Rp./kWhe	90.0	81.0	72.0	67.5

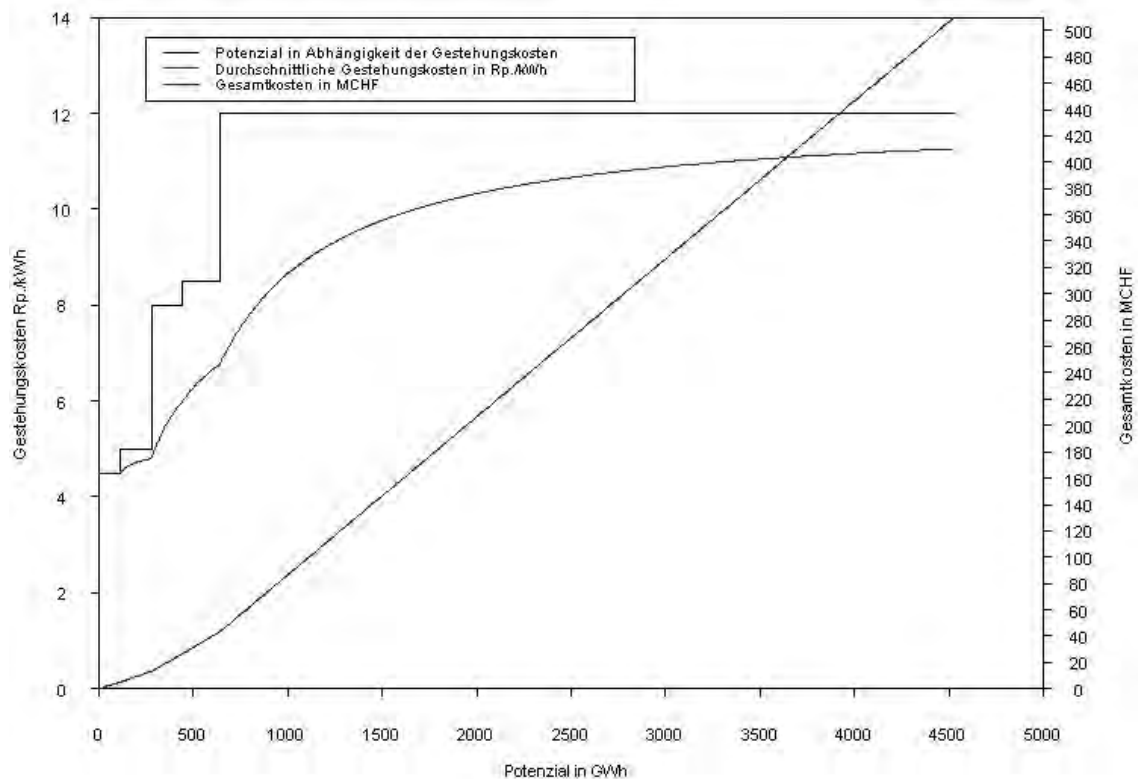


Abbildung 5.4: Kostenkurven des ökologischen Ausbaupotenzials der Biomasse für das Jahr 2040. Datenquelle: Oettli et al. (2004), B. Guggisberg, Graphik: M. Piot.

5.3 Geothermie

5.3.1 Einleitung

Die Temperatur im Erdinnern dürfte rund 5000 °C betragen, im Erdmantel sind es noch rund 1300 °C und in der tieferen Erdkruste nur noch einige hundert Grad. Diese Energie im Erdinnern ist allerdings nicht der Hauptgrund für den kontinuierlichen Erdwärmestrom. Vielmehr ist es der Zerfall radioaktiver Isotope wie Uran und Thorium im Gesteinsmantel der Erdkruste, die einen kontinuierlichen Wärmestrom an die Erdoberfläche in Höhe von 0.06 W/m² bewirken, was hochgerechnet auf die Erdoberfläche von 510 Mio. km² einer Leistung von 30 TW entspricht. Dies entspricht nur 0.2 Promille der Leistung der Sonneneinstrahlung. In der Schweiz ist dieser Wärmefluss etwas höher, so dass insgesamt rund 3000 MW erreicht werden könnten. In der vorhandenen Form kann die Energie allerdings nicht genutzt werden, da der Aufwand viel zu gross wäre.

Als Erdwärme wird deshalb die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde definiert. Dies ist unabhängig davon, ob diese Energie aus der eingestrahnten Solarenergie oder aus geothermischer Energie resultiert. Auch die Unterscheidung zwischen oberflächennaher Erdwärme und Erdwärme aus tieferen Schichten ist meist nicht eindeutig möglich. Deshalb wird die Abgrenzung meist willkürlich vorgenommen. In Hartmann and Kaltschmitt (2002) wird diese Grenze bei 400 m Tiefe gezogen.

In Mitteleuropa liegt der geothermische Temperaturgradient, das heisst die Zunahme der Temperatur pro 100 m Tiefe bei 3 °C pro 100 m. Es gibt aber auch Gebiete mit kleineren Gradienten, wie zum Beispiel in Kanada, Indien und Südafrika, und in tektonisch aktiven Krustengebieten wie zum Beispiel in Island oder Teilen Italiens auch solche, die wesentlich höhere Gradienten aufweisen.

Geothermie ist eine interessante Energiequelle, da sie im Gegensatz zu Wind- und Sonnenenergie stetig Energie liefert, aber die Abschöpfung dieser Energie ist nicht einfach, da Gestein zwar ein guter Wärmespeicher, aber ein schlechter Wärmeleiter ist. Das heisst insbesondere, dass bei einer zu raschen Wärmeentnahme aus dem Gestein der nutzbare Wärmeverrat schnell erschöpft wäre und wegen der schlechten Wärmeleitung der neuerliche Wärmezufuss Jahrhunderte dauern könnte. Es ist deshalb in Fachkreisen anerkannt, dass Geothermie im Grunde keine erneuerbare Energiequelle ist.

Technisch steckt die Nutzung der Geothermie in den Anfängen, weshalb noch viel Forschung notwendig ist, um überhaupt erkennen zu können, ob diese Energiequelle in erhöhtem Ausmass kommerziell genutzt werden kann. Nachfolgend werden die Gewinnungsmöglichkeiten aufgelistet (Heinloth 2003):

- Wärme aus natürlichen Heissdampf- und Heisswasser-Quellen: In poröses, geschichtetes Gestein eingedrungenes Grundwasser bildet so genannte Aquifere, wird erwärmt und kann aus Tiefen von bis zu 3 km als natürliche Heissdampf- und Heisswasser-Quelle entspringen. Heisswasser-Quellen können ab zirka 140 °C zur wirtschaftlichen Stromerzeugung über meist kleinere Dampfturbinen-Generatoren in einem Leistungsbereich um 10 MW_e genutzt werden.
- Wärme aus künstlichen Tiefbohrungen in heisse Aquifere: Aus Bohrungen in Aquifere kann Heissdampf und Heisswasser gefördert werden.
- Hot-Dry-Rock-Abkühlung: Heisses, trockenes Gestein wird in Tiefen von mehreren Kilometern angebohrt und das Gestein durch Sprengung zerklüftet. Dann wird durch Einpressen von Wasser Wärme entnommen und über ein zweites Bohrloch als Heissdampf oder Heisswasser gefördert. Bei den relativ wenig hohen Temperaturen des geförderten Heissdampfes kann bei optimaler technischer Nutzung ein Umwandlungswirkungsgrad der geförderten Wärme in elektrische Energie von etwa 20% erreicht werden. Mehr zu Versuchsanlagen, die bereits in Betrieb oder projektiert sind, siehe Streffer et al. (2005).

Eine Beschreibung möglicher zukünftiger Technologien kann in Hirschberg et al. (2005) gefunden werden. Da die kommerzielle Nutzung von Geothermie erst am Anfang der Entwicklung steht und

deshalb mit vielen Unsicherheiten verbunden ist, werden auch die ausschöpfbaren Potenziale sehr unterschiedlich bewertet. So ist Heinloth (2003) der Ansicht, dass in Deutschland das ausschöpfbare Potenzial langfristig nur bis zu einigen Gigawatt Stromleistung betragen wird, während Hirschberg et al. (2005) wesentlich optimistischer sind für die Schweiz.

5.3.2 Theoretisches Potenzial

Nachfolgend wird gezeigt, wie gross das theoretische Potenzial der Geothermie für die Schweiz (Fläche $41 \cdot 10^3 \text{ km}^2$) ist. Dabei muss daran erinnert werden, dass der Begriff des theoretischen Potenzials bei der Geothermie, wie in Kapitel 4.4 erwähnt, relativiert werden muss. Theoretisch wäre es nämlich denkbar, dass man beliebig tief in das Erdinnere bohren würde, um die Wärme zu gewinnen. Auf der anderen Seite sollte das theoretische Potenzial eine obere Abschätzung für ein – wenn nicht realistisches, so doch vorstellbares – Szenario sein.

Zur Bestimmung des theoretischen Potenzials wird die untere Grenze bei rund zehn Kilometern angesetzt (Hartmann and Kaltschmitt 2002). Heinloth (2003) gibt so ein weltweites theoretisches Potenzial von $600 \cdot 10^6$ Mio. EJ an. Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006) weisen für Deutschland ein solches von $1.2 \cdot 10^6$ EJ aus.

Da im weiteren Verlaufe dieses Kapitels nur die nutzbare Energie für die Stromerzeugung interessiert, wird für die obere Grenze eine Temperatur von 100°C gesetzt, die bei rund drei Kilometern liegt, für die untere die derzeitige Grenze der Bohrbarkeit, die bei sieben Kilometern liegt. Im folgenden wird das theoretische Potenzial für die Schweiz abgeschätzt.

Die physikalischen Grundlagen dazu sind einfach:

$$E = c m \Delta T,$$

wobei E die resultierende Energie ist, m die Masse, $c = 840 \text{ J/(kgK)}$ die Wärmekapazität des Gesteins und ΔT die Temperaturdifferenz, auf die das Gestein abgekühlt wird.

Die Masse ist gleich Volumen mal Dichte $\rho = 2600 \text{ kg/m}^3$, der Temperaturgradient sei 30°C pro Kilometer Tiefe, und es wird unterstellt, dass dem Gestein die Wärme bis auf 20°C entzogen werden kann.

Da die Gesteine schlechte Wärmeleiter sind, wird also eine vier Kilometer dicke Schicht betrachtet und unterstellt, dass zwischen dieser und der darunter liegenden Schicht keine Wärmeaustausche stattfinden.

Somit erhält man für die Schicht von 3 – 7 Kilometer Tiefe ein theoretisches Potenzial von rund $5.0 \cdot 10^4$ EJ. Diese Menge entspricht der gesamthaft gespeicherten Energiemenge; ist sie ausgeschöpft, dann ist die Energiequelle verbraucht.

5.3.3 Technisches Potenzial

Im vorigen Kapitel wurden die theoretischen Potenziale für Deutschland und die Schweiz aufgezeigt. Von dieser Menge kann für die Stromerzeugung nur ein kleiner Teil genutzt werden (Hirschberg et al. 2005):

- Die Wärme kann nur einem kleinen Teil des gesamten Gesteins, in dem die Rissbildung zur Wärmegewinnung vorgenommen wird, entnommen werden;
- Die nutzbare Wärmemenge ist davon abhängig, wie gut die Rissbildung durchgeführt wurde;
- Die Wärme kann nur bis zu einer Temperatur entnommen werden, bei der es noch ökonomisch ist, einen Generator zu betreiben, was vom thermischen Wirkungsgrad, den Kapitalkosten und der Abgabe der Abwärme abhängt;
- Die produzierte Strommenge hängt vom thermischen Wirkungsgrad ab, der wiederum an die Fluidtemperatur gekoppelt ist.

Zur Umwandlung der in jeder Schicht verfügbaren Wärme in Elektrizität ist es notwendig, die Faktoren für die Wärmegewinnung – den so genannten Nutzungsfaktor für die Wärme – und die elektrischen Wirkungsgrade zu berechnen. Ohne auf Details einzugehen (siehe dazu Hirschberg et al. 2005 und Kaltschmitt, Streicher, and Wiese 2006) kann der Nutzungsfaktor für geologische Störungszonen und kristalline Gebiete, in Abhängigkeit der Tiefe, auf 2.4 – 5% geschätzt werden. Der Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Wärme in Strom hängt von der Temperatur des geothermischen Fluids ab und liegt im Bereich von 10 – 13%.

Für Deutschland wird in Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006) ein technisches Potenzial zur Stromerzeugung von 321 PWh ausgewiesen oder bei einer regenerativen Nutzung, wo das Potenzial innerhalb von tausend Jahren ausgeschöpft wird, von 321 TWh pro Jahr.

Um zu zeigen, wie schwierig Schätzungen zum technischen Potenzial sind, sei hier auch auf Hartmann and Kaltschmitt (2002) verwiesen, eine Quelle um die gleiche Autorenschaft wie Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006), aber einige Jahre älter. Darin wird davon ausgegangen, dass für die Stromgewinnung Organic Rankine Cycle-Anlagen (ORC-Anlagen) eingesetzt werden, bei denen Wärme mit einer Temperatur ab zirka 100 °C genutzt werden kann. Auf Grund der relativ geringen nutzbaren Temperaturspanne sind die erreichbaren Strom-Wirkungsgrade mit bis zu zirka 10% vergleichsweise gering. Im weiteren wird angenommen, dass infolge der geologisch-tektonischen und sonstigen Gegebenheiten nur rund ein Drittel der Gebietsfläche Deutschlands in einer Dicke von vier Kilometern (3000 – 7000 m Tiefe) zur Verfügung steht, wovon allerdings nur die Hälfte genutzt werden kann, da für die Stromerzeugung aus ORC-Prozessen eine höhere Temperatur, also rund 150 °C notwendig sind, was ab einer Tiefe von 5000 m der Fall ist. In Berücksichtigung der schlechten Leitfähigkeit des Gesteins gehen sie weiter davon aus, dass das gesamte zur Verfügung stehende Volumen von 476000 km³ jährlich um 0.01 K abgekühlt werden könnte, was somit zu einer jährlich verfügbaren Energiemenge in Form von Wärme von

$$476000 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \cdot 2600 \cdot 840 \cdot 0.01 = 10 \text{ EJ}$$

führt. Bei einem Wirkungsgrad des ORC-Prozesses von knapp 9% errechnet sich somit ein jährliches Strompotenzial von rund 125 TWh.

Für die Schweiz beträgt das technische Stromerzeugungspotenzial 260 EJ oder umgerechnet 73 PWh ohne Berücksichtigung von Gebietseinschränkungen. Dabei wird ein Gesamtwirkungsgrad von fünf Promille unterstellt, das heisst, fünf Promille der theoretisch zur Verfügung stehenden Energie können in Strom umgewandelt werden. Nimmt man auch hier eine regenerative Nutzung von tausend Jahren an, so entspricht dies einem technischen Potenzial von 73 TWh pro Jahr. Bei diesen Schätzungen wird davon ausgegangen, dass der geothermale Gradient überall 30 °C pro Kilometer ist. Wie Abbildung 5.5 zeigt, sind sowohl die Verteilung als auch die Nutzungsmöglichkeiten wesentlich komplexer. Resultierend erhalten Hirschberg et al. (2005) ein technisches Stromerzeugungspotenzial von rund 100 TWh pro Jahr. Berücksichtigt man die topographischen Verhältnisse in der Schweiz, wo die Alpen 60% der Fläche einnehmen, der Jura 10% und das Mittelland 30%, so kann als nutzbare Fläche für die Bestimmung des technischen Potenzials der Geothermie rund ein Drittel angenommen werden, so dass das technische Potenzial zur Stromerzeugung rund 33 TWh pro Jahr beträgt.

Im nächsten Kapitel werden Abschätzungen vorgenommen, zu welchen Kosten diese Energiemengen genutzt werden können.

5.3.4 Wirtschaftliches Potenzial

In Hartmann and Kaltschmitt (2002) werden zur Abschätzung der Kosten der Stromproduktion zwei Referenzanlagen untersucht. In Referenzanlage I wird eine ausschliessliche Stromproduktion mittels einer ORC-Anlage mit einem Wirkungsgrad von 11% unterstellt. Die Anlage wird in der Grundlast mit 8000 Stunden pro Jahr betrieben. Bei der Referenzanlage II wird eine gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung unterstellt. In diesem Fall wird wie bei der Referenzanlage I die Strombereitstellung vollkommen ausgenutzt. Zusätzlich wird aber die anfallende Niedertemperaturwärme (zirka 70 °C) an Haushaltskunden, die in einer nach dem Niedrigenergiestandard

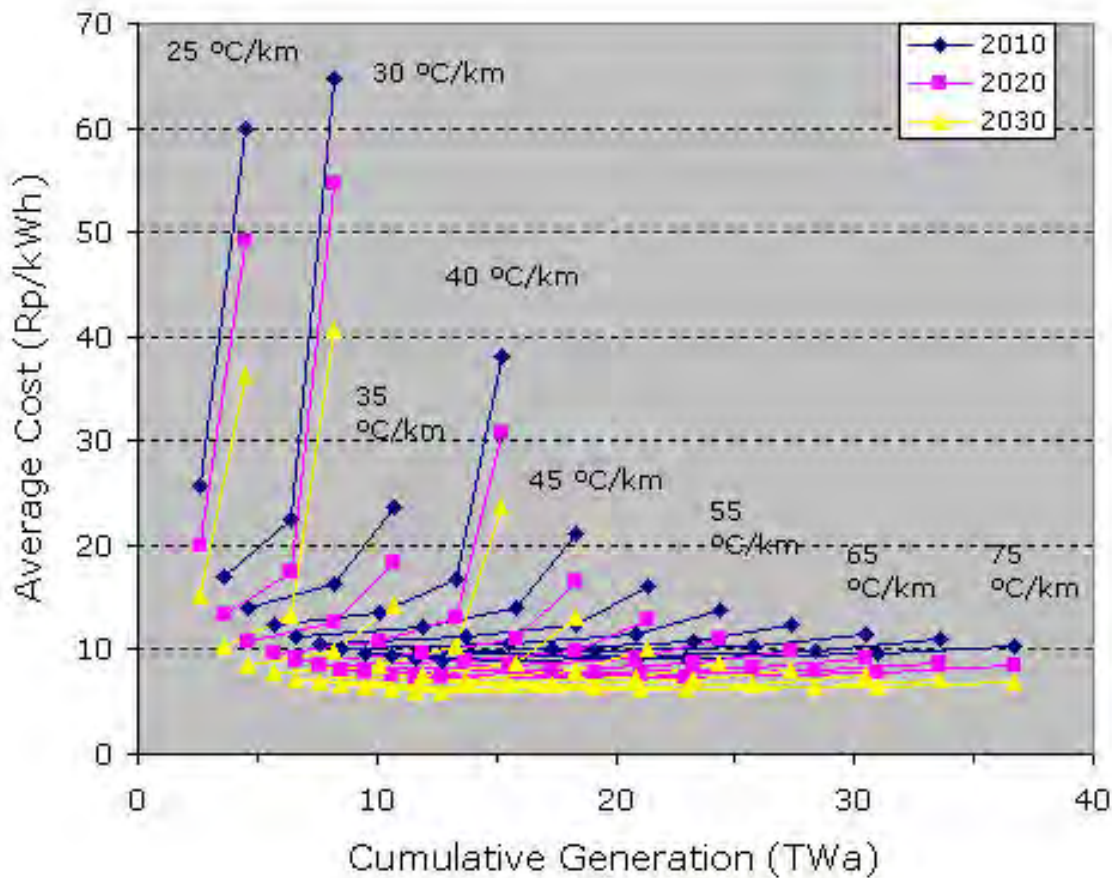


Abbildung 5.5: Kostenkurven als Funktion des geothermalen Gradienten. Quelle: Hirschberg et al. (2005).

gebauten Wohnsiedlung leben, mit einer Volllaststundenzahl von 1900 Stunden pro Jahr über ein Fernwärmenetz abgesetzt. Für die Abnahme dieser Wärme werden Erlöse von 0.046 EUR pro kWh angenommen. Tabelle 5.10 zeigt die Kostenaufteilung für die beiden Referenzanlagen, was zu einem resultierenden Stromgestehungspreis von 0.123 – 0.138 EUR pro kWh führt. Es ist erwähnenswert, dass die mit Abstand höchsten Kosten bei der Bohrung entstehen, was mit ein Grund ist, weshalb die Entwicklung der Geothermie heute nur zaghaf vorwärts kommt, da es schwierig ist, Kapitalgeber zu finden, die solche Risiken auf sich nehmen.

In Hirschberg et al. (2005) werden als Grundlage für die Kostenrechnungen Daten des Department of Energy (DOE) der USA verwendet. Dabei unterscheidet das DOE drei verschiedene Hot-Dry-Rock-Technologiegenerationen. In den Kostenrechnungen werden für die Jahre 2005 und 2010 heutige Technologien, für 2020 die zweite Generation und 2030 die dritte Generation unterstellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Kosten für die Bohrung von 4750 USD/kW_e im Jahre 2005 auf 2692 USD/kW_e fällt, so dass die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von 0.098 USD/kWh auf 0.057 USD/kWh im Jahre 2030 fällt. In Hirschberg et al. (2005) werden zudem Sensitivitätsanalysen der geothermischen Stromgestehungskosten, für die Referenztechnologie des Jahres 2010 durchgeführt, die zeigen, dass die Gestehungskosten am stärksten vom Temperaturgradienten der Bohrung und der Tiefe abhängen.

Es kann angenommen werden, dass der geothermale Gradient in der Schweiz, der nie untersucht

Tabelle 5.10: Investitions- und Betriebskosten zweier Hot-Dry-Rock-Anlagen. Hartmann and Kaltschmitt (2002).

		Referenz I	Referenz II
<i>Investitionen HDR-Anlage und Nahwärmenetz:</i>			
Sonde (inkl. Bohrung)	in Mio. €	10,4	10,4
Tiefpumpen	in Mio. €	0,3	0,3
Stimulation	in Mio. €	0,46	0,46
Thermalwasserkreis	in Mio. €	0,37	0,37
Slop, Filtersysteme	in Mio. €	0,23	0,23
ORC-Anlage	in Mio. €	1,5	1,5
Wärmetauscher	in Mio. €	0,08	0,11
Gebäude	in Mio. €	0,15	0,15
Spitzenlastanlage	in Mio. €	–	0,43
Planungskosten	in Mio. €	0,5	0,5
Nahwärmenetz	in Mio. €	–	2,5
Summe Technik Gesamt	in Mio. €	13,94	16,9
<i>Jährliche Kosten:</i>			
Annuität (Summe)	in €/a	930.347	1.127.013
Wartungskosten	in €/a	125.762	226.792
Brennstoffkosten	in €/a	–	11 760
Personalkosten	in €/a	51.130	102 260
Verteilung	in €/a	–	106.875
Summe jährliche Kosten	in €/a	1.107.239	1.574.700
<i>Erträge und Erlöse:</i>			
Strombereitstellung	in MWh/a	8.000	8.000
Wärmebereitstellung	in MWh/a	–	14.250
Wärmeerlös	in €/kWh	–	0,046
Wärmegutschrift	in €/a	–	589.950
Stromgestehungskosten	in €/kWh	0,138	0,123

wurde, ähnlich ist wie in Deutschland, so dass also rund 80% der Gebiete einen Gradienten über 30 °C pro Kilometer aufweisen, mit einem Durchschnitt bei rund 40 °C pro Kilometer. Die Kostenfaktoren gelten als unsicher, da für die Schweiz die Verteilung der Gradienten nicht bekannt ist und die Bohrkosten höher oder die Wirkungsgrade der Injektionspumpen niedriger sein könnten, als die Angaben des US-DOE.

Für das Jahr 2010 wird angenommen, dass höchstens mit der Geothermie-Anlage in Basel gerechnet werden kann, die eine elektrische Leistung von 3 MW hat. Unter den Annahmen, dass die Wärme zu zirka 8 Rp. pro kWh in bereits bestehenden Fernwärmenetzen abgesetzt werden kann und die Anlage 5000 Betriebsstunden aufweist, ergibt sich ein Potenzial von 15 GWh bei Gestehungskosten von 15 Rp. pro kWh.

Für die Kostenkurven (siehe Abbildungen 5.6 – 5.7) werden die Kostenangaben aus Hirschberg et al. (2005) übernommen. Dabei wird angenommen, dass die Kostenverteilung für das in Hirschberg et al. (2005) ausgewiesene technische Potenzial von 100 TWh pro Jahr proportional zu derjenigen des in dieser Arbeit unterstellten technischen Potenzials von 33 TWh pro Jahr ist.

5.3.5 Ökologisches Potenzial

Bei den Geothermieranlagen sind keine ökologischen Einschränkungen zu erwarten, ausser allenfalls bei wassergekühlten Anlagen, bei denen die Gewässervorschriften einzuhalten sind und allenfalls

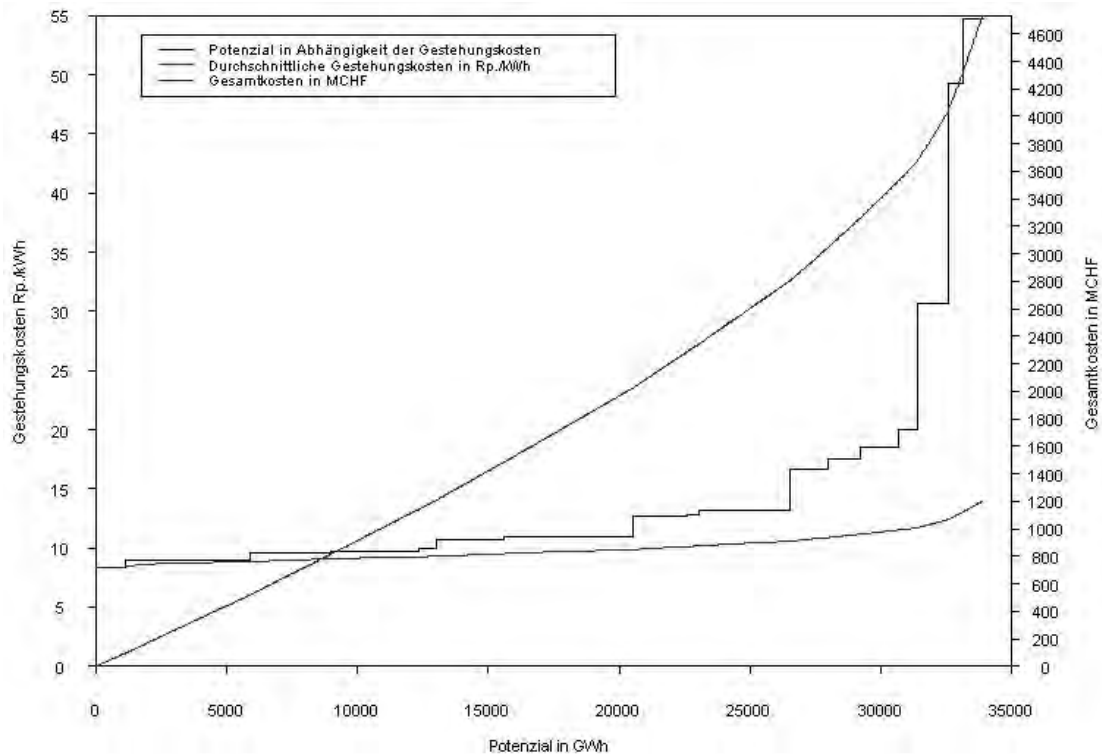


Abbildung 5.6: Kostenkurven des technischen Potenzials der Geothermie für das Jahr 2020. Datenquelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M. Piot.

im Sommer zu gewissen Einschränkungen bei der Ausnützung des Potenzials führen könnten.

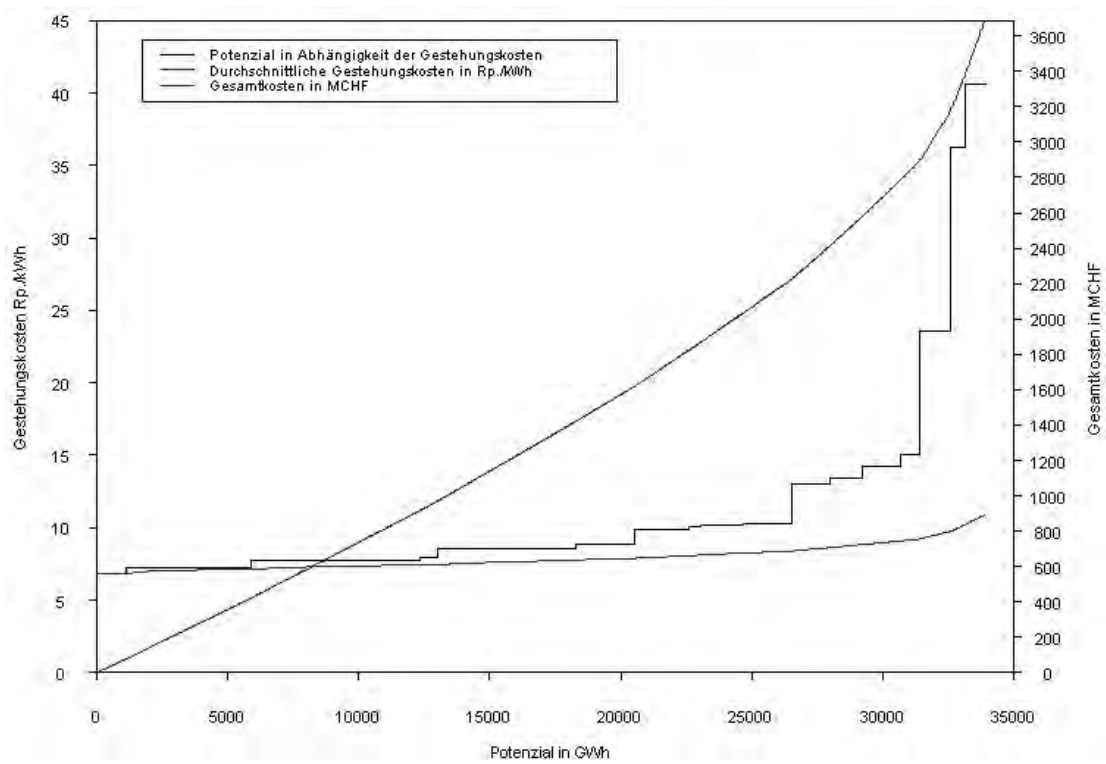


Abbildung 5.7: Kostenkurven des technischen Potenzials der Geothermie für das Jahr 2035. Datenquelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M. Piot.

5.4 Photovoltaik

5.4.1 Einleitung

Der Exergieanteil – der Anteil der Energie, der direkt in mechanische oder elektrische Energie umgewandelt werden kann – der Strahlungsenergie ist mit 94.8% sehr hoch. Es wäre deshalb theoretisch möglich, eine Umwandlungstechnologie mit einem Wirkungsgrad von fast 95% herzustellen. Davon ist man heute weit entfernt. Aber mit den Photovoltaik-Anlagen gibt es eine Technologie, die Strahlungsenergie direkt in elektrischen Strom umwandelt. Wesentliche Elemente solcher Anlagen sind die zu Solarmodulen zusammengefassten Photovoltaikzellen. Auf den detaillierten Aufbau dieser Zellen wird hier nicht eingegangen. Als Literaturquelle sei auf Hirschberg et al. (2005) hingewiesen. Der Wirkungsgrad der Zellen ist tief und hängt, wie Abbildung 5.8 zeigt, stark vom verwendeten Material ab.

Material	Typ	Wirkungsgrad	
		Labor	Fertigung
Mono-Silizium, einfach	kristallin	24,5	15,0-18,0
Multi-Silizium, einfach	kristallin	19,8	13,0-15,0
Amorphes Silizium, einfach	Dünnschicht	12,7	6-8,0
MIS-Inversionsschicht (Silizium)	kristallin	17,9	16,0
Konzentratorzelle (Silizium)	kristallin	26,8 ^a	25,0 ^a
Tandem 2-Schicht, amorphes Silizium	Dünnschicht	13,0	8,8
Tandem 3-Schicht, amorphes Silizium	Dünnschicht	14,6	10,4
Galliumarsenid (GaAs), mono	kristallin	30,3	21,0
Cadmiumtellurid (CdTe)	Dünnschicht	16,0	11,0
Kupfer-Indium-Diselenid (CuInSe ₂)	Dünnschicht	17,0	14,0

a. bezogen auf Modulfläche

Abbildung 5.8: Wirkungsgrade von Solarzellen bei Standardtestbedingungen. Quelle: Hartmann and Kaltschmitt (2002).

Sonneneinstrahlungskarten geben die jährliche Einstrahlung auf eine horizontal einfallende Fläche an. Die Neigung für den maximalen Jahresertrag beträgt in der Schweiz bei Südausrichtung etwa 35°. Bei dieser Ausrichtung erreicht man im Mittelland Einstrahlungswerte von rund 1200 kWh/m², im Alpenvorland rund 1500 kWh/m² und in den Alpen 1800 kWh/m² (Hirschberg et al. 2005). Im Vergleich dazu: im Sonnengürtel der Erde werden auf horizontalen Flächen Werte von 2500 – 3000 kWh/m² erreicht.

Die Photovoltaik hat einerseits den Vorteil, dass sie tageszeitlich am Mittag am meisten Strom zu produzieren vermag, andererseits den Nachteil, dass sie jahreszeitlich im Winter am wenigsten produziert, wenn der Bedarf am höchsten ist. In unseren Breitengraden kommt zusätzlich der Nachteil dazu, dass die Sonneneinstrahlung je nach Witterung sehr unterschiedlich ausfallen kann und es sich somit um eine stochastische Energiequelle handelt. In südlicheren Gegenden Europas oder im Sonnengürtel der Erde entfallen diese Nachteile weitestgehend.

Weltweit ist der Solarmarkt in den letzten dreissig Jahren jährlich um 25% gewachsen und so waren Ende 2003 weltweit Anlagen mit einer elektrischen Leistung von rund 3100 MW_p in Betrieb. Die im Labor erzielten Wirkungsgrade stiegen von 3% im Jahre 1954 auf anvisierte 45% im Jahre 2009. In der Schweiz waren im Jahre 2003 etwa 18 MW_p Photozellen installiert, die rund 15 GWh Strom

produzierten.

5.4.2 Theoretisches Potenzial

Für Deutschland wird in Hartmann and Kaltschmitt (2002) ein theoretisches Potenzial von 670 EJ pro Jahr errechnet. Wird unterstellt, dass diese von der Sonne kommende Energie theoretisch vollständig nutzbar gemacht werden könnte, entspricht die eingestrahlte Sonnenenergie der theoretisch bereitstellbaren Energie und liegt damit um rund das Fünffzigfache über dem Primärenergieverbrauch Deutschlands. Dieses Strahlungsangebot kann mit physikalisch maximalem Wirkungsgrad einer Siliziumsolarzelle von 28% in Strom umgerechnet werden, was rund 52 PWh pro Jahr oder 5.9 TWh pro Jahr entspricht.

Über das theoretische Potenzial in der Schweiz sind keine Angaben bekannt. Mit Hilfe der Strahlungskarte der Schweiz kann die auftreffende Energiemenge über die Gesamtfläche integriert werden. Geht man davon aus, dass die durchschnittliche Einstrahlung 1200 kWh pro m² beträgt, so errechnet sich eine Energiemenge von

$$1200 \text{ kWh/m}^2 \cdot 41 \cdot 10^3 \cdot 10^6 \text{ m}^2 \cdot 3.6 \text{ MJ/kWh} \cdot 10^{-12} \text{ EJ/MJ} = 177 \text{ EJ}.$$

Vergleicht man das Potenzial Deutschlands mit demjenigen der Schweiz so liegt die Energiemenge für die Schweiz flächengewichtet um einen Faktor zwei höher als für Deutschland, was daran liegt, dass Hartmann and Kaltschmitt (2002) für Deutschland von einem Einstrahlungspotenzial von 500 kWh/m² ausgeht, also in der Grössenordnung eines Faktors 0.4.

5.4.3 Technisches Potenzial

Das technische Potenzial der Photovoltaik resultiert aus den für eine Installation von Solarmodulen verfügbaren Flächen, dem regionalen Strahlungsangebot und der jeweiligen Anlagentechnik. Das Flächenpotenzial errechnet sich aus den existierenden Dach- und Fassadenflächen und dem Teil der landwirtschaftlichen Nutzflächen, der für die Nahrungsmittelproduktion nicht benötigt wird. Die auf Dächern installierbaren Modulflächen leiten sich aus dem Gebäudebestand, der durchschnittlichen Dachfläche, der Dachform und -neigung sowie unter Berücksichtigung der bautechnischen und solartechnischen Restriktionen ab. Das solare Dachflächenpotenzial auf Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland beträgt unter Berücksichtigung der gegebenen Restriktionen rund 838 km² (Hartmann and Kaltschmitt 2002). Ihre Nutzung für eine photovoltaische Stromerzeugung steht aber grundsätzlich in Konkurrenz zu einer solarthermischen Niedertemperaturwärmegewinnung. Nebst der verfügbaren Dachflächen sind auch rund 200 km² Fassadenflächen für die Photovoltaiknutzung verfügbar. Zusätzliche könnte eine solare Stromerzeugung auch auf dem Teil der landwirtschaftlichen Nutzflächen realisiert werden, die im Rahmen der Flächenstilllegung nicht mehr zur Nahrungsmittelproduktion genutzt werden. Daraus würde sich für Deutschland ein zusätzliches Flächenpotenzial von rund 4100 km² ergeben.

Damit ergäbe sich folgendes jährliches technisches Potenzial (Hartmann and Kaltschmitt 2002):

- Dachflächen 53 – 116 GW oder 45 – 99 TWh;
- Fassaden 13 – 28 GW oder 7 – 14 TWh;
- Freiflächen 260 – 571 GW oder 263 – 577 TWh.

In der Schweiz wird zur Bestimmung der geeigneten Dachflächen mit einem Gütefaktor (das heisst das Verhältnis der effektiven Jahreseinstrahlung zur maximal möglichen Einstrahlung) gearbeitet. Bei der Berücksichtigung aller Dachflächen mit einem Gütefaktor von mindestens 90% ergibt dies gemäss Hirschberg et al. (2005) ein Potenzial von 46 km², bei einer Güte von mindestens 80% sind es 138 km² und 52 km² bei Fassadenflächen, bei 50% rund 300 km².

Der Vergleich der Potenziale zwischen Deutschland und der Schweiz zeigt, dass die Grössenordnungen der Abschätzungen etwa gleich sind. Bei den Fassadenflächen fällt die Schätzung für die Schweiz optimistischer aus.

Was das Potenzial für Grossanlagen anbelangt, so wird gemäss Literaturhinweisen in Hirschberg et al. (2005) eine Landfläche von 13 km² in den Alpen und im Jura ausgewiesen. Da die Module auf Landflächen gestaffelt installiert werden, damit sie sich nicht gegenseitig beschatten, dürften nur rund 4 km² Module installiert werden können. Unter Standardbedingungen entspricht dies bei einem Modulwirkungsgrad von 25% (maximal zu erwartender Wirkungsgrad im Jahre 2035) und einem Invertierwirkungsgrad von 95%, einem technischen Potenzial von

$$4 \cdot 10^6 \text{ m}^2 \cdot 1000 \text{ W/m}^2 \cdot 0.25 \cdot 0.95 = 0.95 \text{ GW}_p \text{ oder} \\ 0.95 \text{ GW}_p \cdot 1400 \text{ kWh/kW}_p = 1.3 \text{ TWh.}$$

Für eine Übersicht über die getroffenen Annahmen und die technischen Potenziale für die Schweiz siehe Tabelle 5.12 auf Seite 60.

5.4.4 Wirtschaftliches Potenzial

Bei einer typischen dachaufgebauten Netzverbundanlage machen die Modulkosten rund 50% aus. Der Rest wird als „balance of system“-Kosten (BOS) bezeichnet. Abbildung 5.9 zeigt eine Aufschlüsselung der Systemkosten auf einzelne Bestandteile. Bei grossen Freilandanlagen beträgt der Anteil der Modulkosten 50 – 60%, bei einer Integration in Neubaudächer und Fassaden bis zu 70%. Neben den Investitionskosten ist die Sonneneinstrahlung ein zentraler Faktor für die Höhe der Stromgestehungskosten. So betragen die Kosten für Photovoltaik-Strom in einem Sonnenland im Vergleich zum Schweizer Mittelland nur etwa die Hälfte, da die Einstrahlung deutlich höher ist. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden folgende Durchschnittswerte für den jährlichen Stromertrag angenommen (Hirschberg et al. 2005):

- Schweizer Mittelland: 893 kWh/kW_p;
- Schweizer Alpentäler: 1250 kWh/kW_p;
- Sonnenland: 2000 kWh/kW_p.

Unsicherheiten bei der Berechnung der Gestehungskosten liegen auch in der Entwicklung des US-Dollars gegenüber dem Schweizer Franken; in den unten stehenden Rechnungen wurde ein Kurs von 1.18 CHF/USD angenommen. Im weiteren wird zur Berechnung der zukünftigen Stromgestehungskosten bis ins Jahr 2035 ein konstantes Wachstum des Photovoltaik-Marktes von 14 % pro Jahr angenommen, sowie für die Modulkosten ein „progress-ratio“ bis 2020 von 0.85 und von 2020 bis 2035 von 0.9. Mit der „progress ratio“ wird die Preisreduktion bei verdoppelter kumulierter Produktion einer Technologie angegeben. Ein Faktor von 0.9 bedeutet somit, dass bei einer verdoppelten kumulierten Modulproduktion die Modulkosten nur mehr 90% des Ausgangswerts betragen.

Tabelle 5.11 zeigt Investitionskosten für Photovoltaik-Anlagen in der Schweiz, aufgeteilt nach Dachanlagen mit 1 – 10 kW_p und Grossanlagen mit mehr als 500 kW_p, sowie Gestehungskosten für das Mittelland, die Alpen und zum Vergleich einem Sonnenland. Bei diesen Angaben handelt es sich jeweils um ein Referenzszenario. In einem optimistischeren Fall sind für 2020 rund 20% geringere Modul- und BOS-Kosten denkbar, in einem pessimistischeren 20% höhere. Im Jahre 2030 entsprechend jeweils 30%.

Die beträchtlichen Bandbreiten der Gestehungskosten sind auf unterschiedliche Leistungsgrössen innerhalb der einzelnen Kategorien und vor allem auf die Standorte der Anlagen zurückzuführen. Die Gestehungskosten für Fassadenflächen fallen bedeutend höher aus, da die Einstrahlung geringer ausfällt. So ist gemäss Hirschberg et al. (2005) die Ausbeute für Fassaden-Photovoltaikanlagen bei gleicher Leistung knapp 30% kleiner als bei Dachanlagen, so dass bei den Gestehungskosten von gut 40% höheren Kosten ausgegangen wird. Im weiteren wurden für die Kostenkurven (siehe Abbildungen 5.10 – 5.12) die Annahmen aus Tabelle 5.12 auf Seite 60 übernommen.

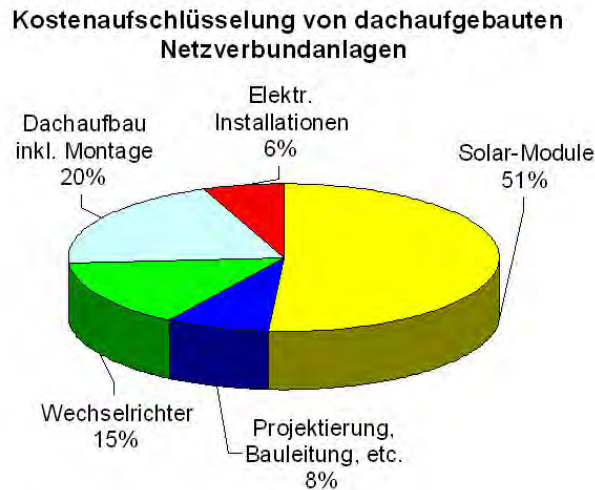


Abbildung 5.9: Kostenaufschlüsselung von dachaufgebauten Netzverbundanlagen. Quelle: Hirschberg et al. (2005).

Tabelle 5.11: Stromgestehungskosten in Rp./kWh (Minimum - Mittelwert - Maximum) für Photovoltaik-Anlagen für verschiedene Regionen und Zeitpunkte. Quelle: Hirschberg et al. (2005).

		Modul USD/W _p	BOS USD/W _p	Mittelland Rp./kWh	Alpen Rp./kWh	Sonnenland Rp./kWh
Dachanlagen	heute	3.8	3.8	68 - 81 - 89	48 - 58 - 63	30 - 36 - 40
Grossanlagen	heute	2.7	2.7	48 - 57 - 62	34 - 41 - 44	21 - 25 - 28
Dachanlagen	2020	2.0	2.4	44 - 47 - 51	28 - 34 - 37	18 - 21 - 23
Grossanlagen	2020	1.4	1.7	31 - 33 - 36	20 - 24 - 26	13 - 15 - 16
Dachanlagen	2035	1.5	2.1	32 - 39 - 42	23 - 28 - 30	14 - 17 - 19
Grossanlagen	2035	1.1	1.5	22 - 27 - 29	16 - 20 - 21	10 - 12 - 13

5.4.5 Ökologisches Potenzial

Die Dach- und Fassadenflächen gehören zweifelsohne zum ökologischen Potenzial. Bei den Grossanlagen auf Freiflächen ist die Installation der Anlagen mit wesentlichen baulichen Umtrieben verbunden, so dass in dieser Zeit störende Effekte hinzukommen können. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass nach Inbetriebnahme der Anlage das genutzte und umliegende Land nicht nachhaltig geschädigt ist, so dass auch die Anlagen auf Freiflächen zum ökologischen Potenzial gezählt werden können (siehe dazu auch Bucher 2006).

Bei Anlagen auf Freiflächen, vor allem im Jura und in den Alpen, dürften sich allerdings vor allem Landschaftsschützer dagegen wehren, so dass anzunehmen ist, dass Photovoltaikanlagen auf diesen Flächen an der sozialen Akzeptanz scheitern und somit neben wirtschaftlichen auch aus diesen Gründen nicht zum erwarteten Potenzial zählen.

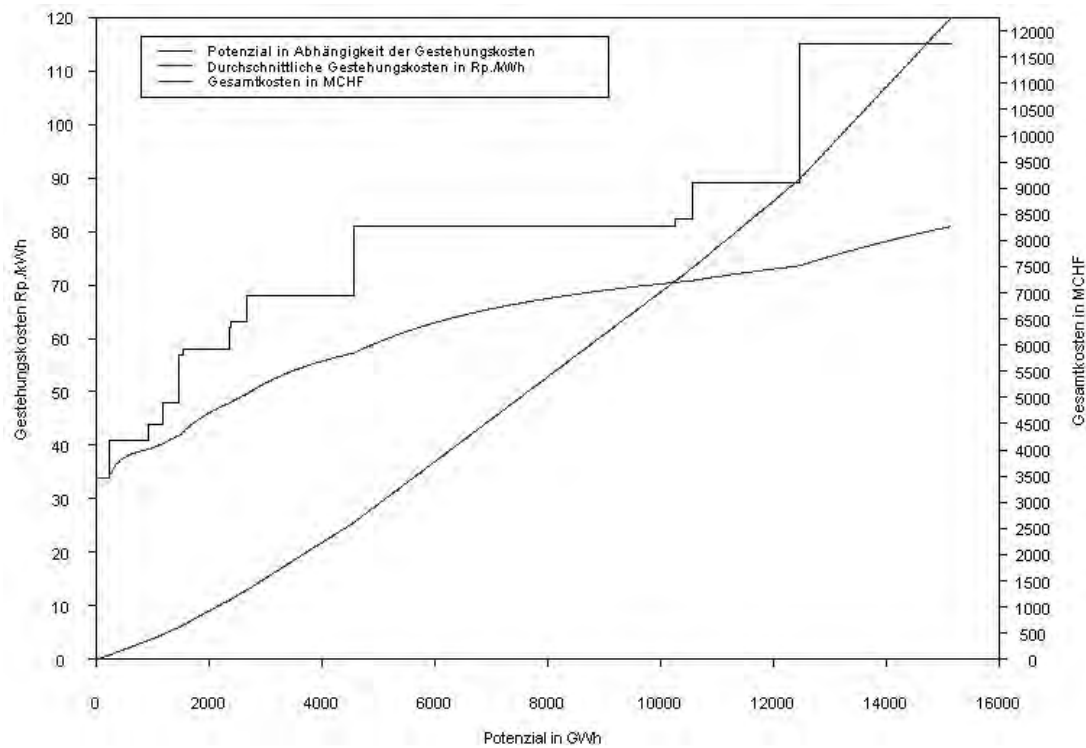


Abbildung 5.10: Kostenkurven des technischen Potenzials der Photovoltaik für das Jahr 2010. Datenquelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M.Piot.

Tabelle 5.12: Annahmen zur Bestimmung der Kostekurven für Photovoltaik für die Jahre 2010, 2020 und 2035.

	2010	2020	2035
technischer Wirkungsgrad	0.16	0.20	0.24
Aufteilung Dach- und Fassadenfläche Mittelland-Alpen	90% – 10%		
Aufteilung Grossanlagen Mittelland-Alpen/Jura	10% – 90%		
Aufteilung Gestehungskosten:			
untere Angabe	20%		
mittlere Angabe	60%		
obere Angabe	20%		
Potenzial Dachflächen 46 km ²	$0.9 \cdot 1071 [=0.95 \cdot 0.94 \cdot 1200] = 964 \text{ kWh/kW}$ beziehungsweise $964 \cdot 0.9 \cdot 10.9 = 9.48 \text{ TWh}$ $0.1 \cdot 13.7 (1400 \text{ kWh/kW}) = 1.37 \text{ TWh}$ 3 TWh 1.3 TWh		
davon Mittelland			
davon Alpen			
Potenzial Fassadenflächen 52 km ²			
Potenzial Grossanlagen 4 km ²			

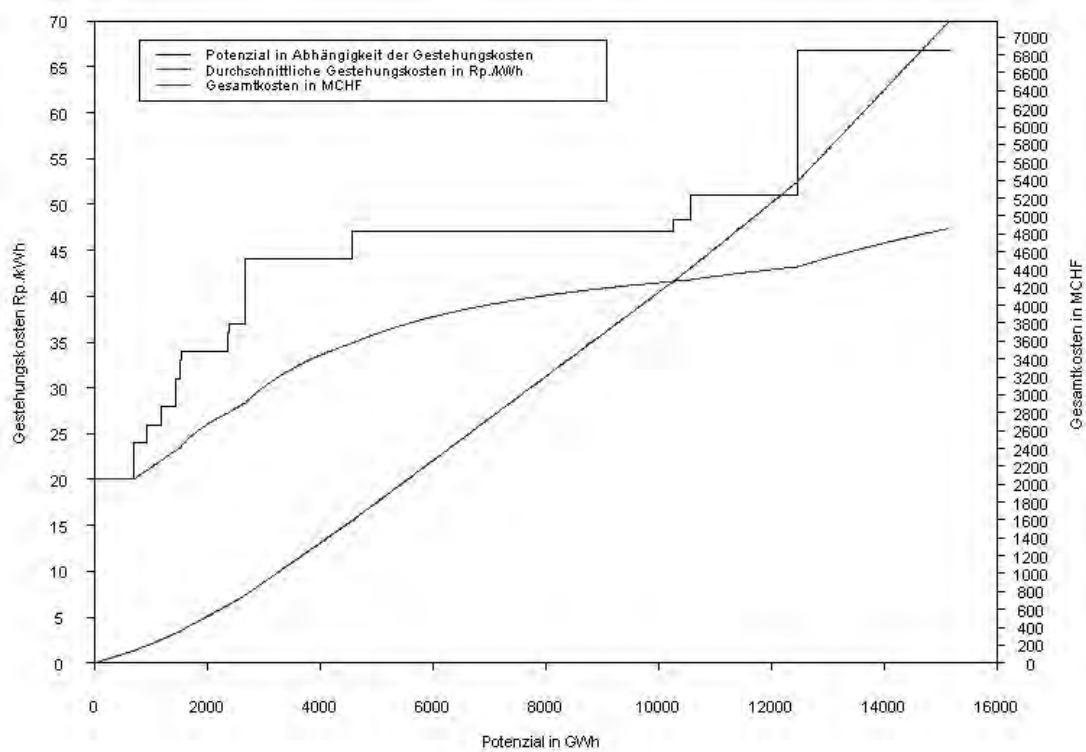


Abbildung 5.11: Kostenkurven des technischen Potenzials der Photovoltaik für das Jahr 2020.
Quelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M. Piot.

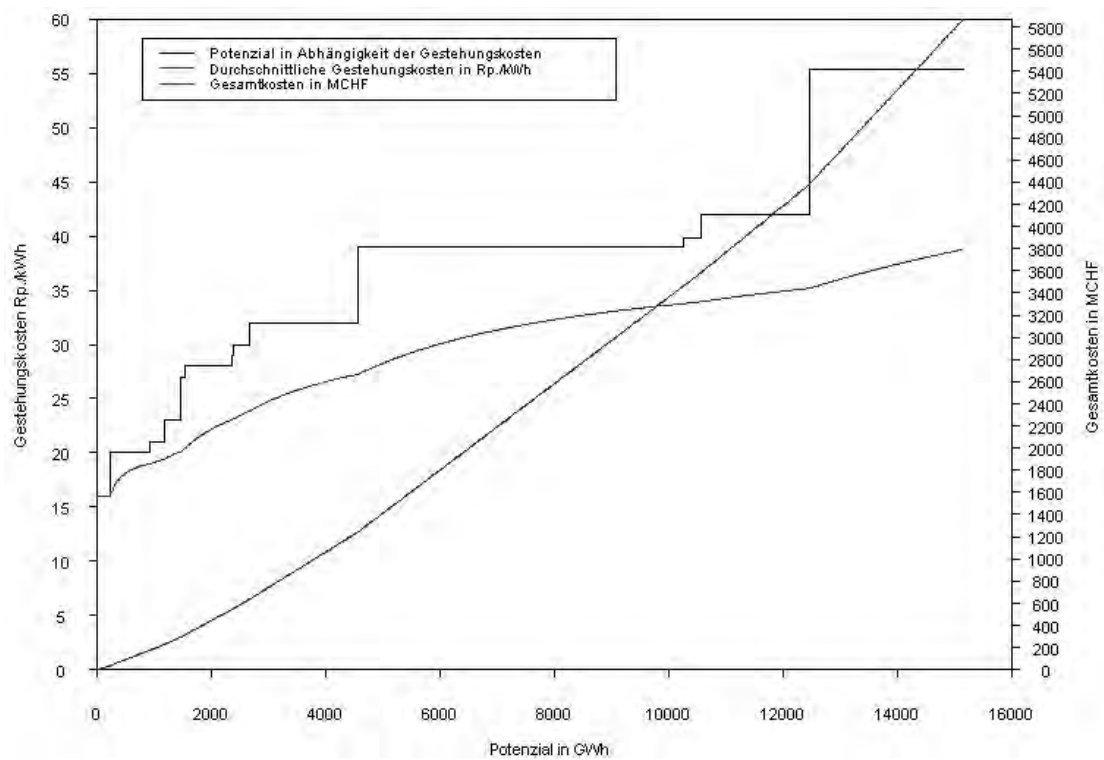


Abbildung 5.12: Kostenkurven des technischen Potenzials der Photovoltaik für das Jahr 2035.
Quelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M. Piot.

5.5 Wasserkraft

5.5.1 Einleitung

Wasserkraft in der Schweiz hat eine lange Tradition. Mit dem Kraftwerk Rheinfelden ging 1898 das erste Wasserkraftwerk mit einer Leistung über 10 MW ans Netz. Waren es früher vor allem Kleinwasserkraftwerke, so sind es heute Grosswasserkraftwerke die den wesentlichen Anteil der Stromproduktion in der Schweiz sicherstellen.

In Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) wird die Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz der letzten 50 Jahre in vier Perioden unterteilt, in Banfi et al. (2004) wird zudem der Leistungszubau über die Jahre 1960 – 2002 dargestellt:

- 1955 – 1970: intensivster Ausbau der Schweizer Wasserkraft. Die Situation wurde durch die starke Zunahme der Stromnachfrage, das Vorhandensein von interessanten Standorten für die Realisierung von neuen Anlagen, attraktive ökonomische Rahmenbedingungen und fehlende konkurrenzfähige Technologien begünstigt.
- 1970 – 1980: In dieser Zeit verlangsamte sich der Ausbau der Wasserkraft stark, da die makroökonomischen Bedingungen (Erdölkrise, Rezession, Investitionsklima) schlecht waren, ein intensiver Ausbau der Kernenergie stattfand und die Kritik aus ökologischer Sicht gegenüber Grossprojekten in der Öffentlichkeit zunahm.
- 1980 – 1990: Die Bautätigkeit kam praktisch zum Erliegen, da attraktive und akzeptierte Standorte fehlten, hohe Inflationsraten zu hohen Finanzierungskosten führten und die Zunahme der Stromnachfrage sich verlangsamte. Im weiteren nahm mit der Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt im Jahre 1984 auch das Stromangebot stark zu.
- Periode 1990 – heute: Das veränderte europäische Umfeld trägt zu einer gewissen Verunsicherung bei. Die grossen Überkapazitäten werden durch die Liberalisierungsbestrebungen abgebaut. Dadurch hat das Verhältnis von Spitzenenergie- zu Bandenergiepreisen zugenommen. Die unsicheren rechtlichen und finanziellen Rahmenbedingungen erhöhen gleichzeitig das Investitionsrisiko. Trotzdem wurden einige Erneuerungen von Laufkraftwerken realisiert. Mit dem Bau der Anlage Cleuson-Dixence wurde zudem die Zeit der grossen Leistungsausbauten eingeläutet. Auch heute stehen grosse Ausbauprojekte zur Diskussion, die vor allem eine Leistungserhöhung anvisieren. Die bekanntesten Beispiele sind KWO plus, Linth-Limmern und Emosson.

Heute (Stand 2006) sind in der Schweiz rund 430 Laufkraftwerke mit jeweils einer Leistung über 300 kW, 100 Speicher- und 15 Pumpspeicher- und Umwälzwerke in Betrieb. Damit ergibt sich insgesamt eine installierte Leistung von rund 13.3 GW, davon waren maximal rund 11.8 GW (15. Juni 2005) verfügbar und produzierten im Jahr 2005 damit knapp 33 TWh (davon Laufkraftwerke 15 TWh) (BFE 2006a). Im weiteren produzieren etwa 700 Wasserkraftwerke mit einer Leistung unter 300 kW rund 190 GWh pro Jahr bei einer installierten Leistung von 42 MW (Kaufmann and Rigassi 2006). Allerdings hängt die Wasserkraftproduktion stark von den meteorologischen Bedingungen ab. Deshalb können die produzierten Mengen stark variieren. So schwankte die jährliche Produktion in den vergangenen zehn Jahren zwischen knapp 30 TWh (1996) und 42.3 TWh (2001). Absolut gesehen, ist die Wasserkraft immer noch die bedeutendste Stromquelle der Schweiz, doch hat ihr relativer Anteil stetig abgenommen, was eine Folge des starken Verbrauchswachstums bei gleichzeitiger Stagnation des Wasserkraftwerkausbaus ist.

5.5.2 Theoretisches Potenzial

Eine Übersicht über die globalen Wasserkraftpotenziale liefert Horlacher (2003). Dabei unterscheidet er zwischen einem theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und ausschöpfbaren Potenzial.

Für die Welt wird ein theoretisches Potenzial von 40000 TWh pro Jahr ausgewiesen, für Deutschland 120 TWh und für die Schweiz 144 TWh (siehe Abbildung 5.13). Letztere Angabe liegt am oberen Ende der Abschätzungen aus Laufer, Grötzinger, und Schmutz (2004) die von einem theoretischen Potenzial zwischen 100 und 150 TWh pro Jahr ausgehen.

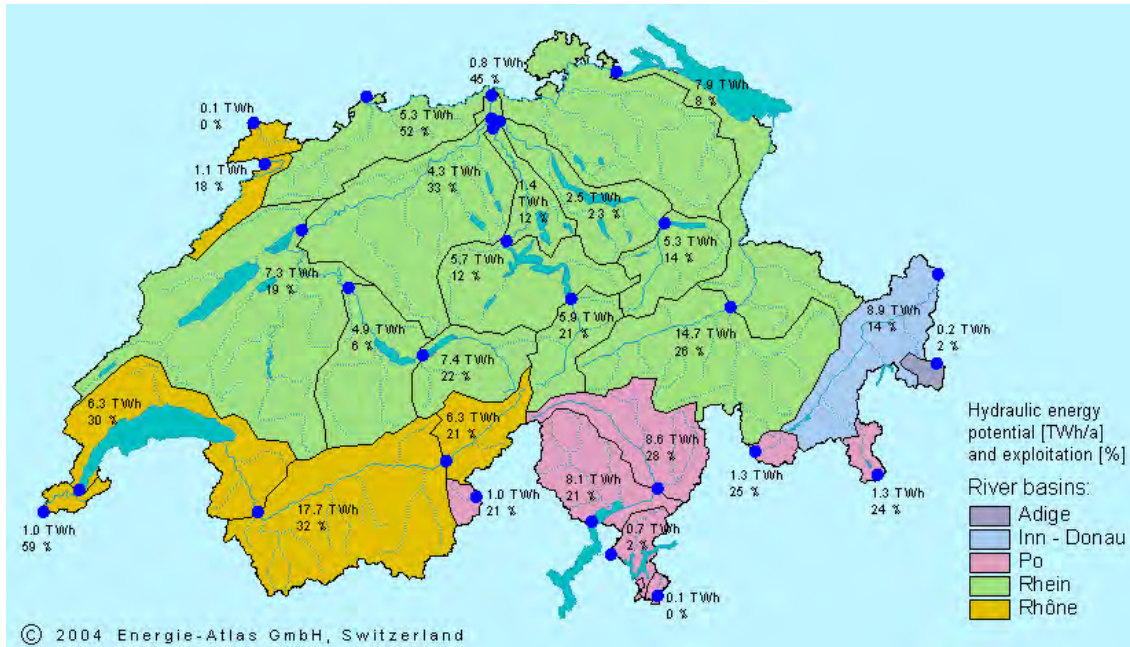


Abbildung 5.13: Übersicht über die regionale Verteilung des theoretischen Potenzials der Wasserkraft. Quelle: Energie-Atlas der Schweiz.

5.5.3 Technisches Potenzial

In Horlacher (2003) wird für Deutschland ein technisches Potenzial von 26 TWh pro Jahr, für die Schweiz von 41 TWh angegeben. Gemäss Definition von Horlacher (2003) beinhaltet das technische Potenzial bereits ökologische Kriterien, deshalb sollte bei Anwendung der Definition aus Kapitel 4.3.2 das Potenzial entsprechend höher ausfallen.

Zum Ausbaupotenzial der Wasserkraft wurden zahlreiche Studien erstellt. Die meisten stammen aus den 1980er Jahren und sind seither aktualisiert worden. Eine neue umfassende Studie zu den technischen Potenzialen, insbesondere zur Kleinwasserkraft, fehlt. Das Thema Wasserkraft hat aber gerade in diesem Jahr wieder stark an Aktualität gewonnen, insbesondere auch durch die Diskussionen im Parlament über die Förderung der erneuerbaren Energien. Das BFE hat zudem eine Grundlage für eine Wasserkraftstrategie (Ott, Baur, and Gsponer 2006) und im Zusammenhang mit Kleinwasserkraftwerken eine Vorstudie zu einer Potenzialanalyse (Baur et al. 2006) ausarbeiten lassen.

Die Grenzziehung zwischen Gross- und Kleinwasserkraft ist nicht immer einheitlich. Wenn nicht anders vermerkt, gelten nachfolgend als Kleinwasserkraftwerke Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 300 kW und 10 MW.

Für die Bestimmung des technischen Potenzials werden die neuesten Originalstudien herangezogen, die, wie oben bereits erwähnt, in den 1980er Jahren für die Expertengruppe Energieszenarien im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft erstellt wurden, namentlich:

- Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz (Elektrowatt Ingenieurunternehmung

1987);

- Studie Ausbaupotenzial aus Kleinwasserkraftwerken (Desserich + Funk 1987);
- Energiepotenzial aus Kleinkraftwerken in Wasserversorgungsanlagen und für Getreidemühlen (Elektrowatt Ingenieurunternehmung et al. 1987).

Zusätzlich werden zwei weitere Studien verwendet:

- Broggi and Reith (1984), die Neubauprojekte vor allem von Grosswasserkraftwerken aus Sicht des Natur- um Heimatschutzes beurteilt hat. In Tabelle 5.13 sind die vierzig aus dieser Studie stammenden Projekte mit dem aktuellen Planungsstand aufgelistet;
- Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004), die einer Aufdatierung der Studie von Elektrowatt Ingenieurunternehmung (1987) entspricht und dabei einige technische Verbesserungen mitberücksichtigt.

In Abbildung 5.14 werden die einzelnen Angaben aus den oben erwähnten Studien zusammengetragen und es wird versucht, eine möglichst konsistente Argumentationskette herzuleiten. Für das Verständnis dieser Darstellung sind einige Erläuterungen notwendig. Dabei werden alle Angaben auf GWh genau angegeben, nicht weil damit die Genauigkeit der Schätzungen hervorgehoben werden soll, sondern vielmehr um die Nachvollziehbarkeit der Rechnungen zu gewährleisten:

- Das technische Potenzial betrug im Jahre 1987 gemäss Allet and Schleiss (1990) rund 41 TWh, in Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) wird es mit 42646 GWh ausgewiesen. Dieser Anstieg von rund 4% kann auf verbesserte Technologien zurückgeführt werden.
- Gegenüber der Produktionserwartung von 32248 GWh im Jahre 1987 ergibt sich somit ein technisches Ausbaupotenzial von 8752 GWh.
- In der Liste von Broggi and Reith (1984) werden Grosswasserkraftprojekte von 5252 GWh und Kleinwasserkraftprojekte von 166 GWh ausgewiesen. Zusammen mit dem Umbau- und Erweiterungspotenzial von 1278 GWh (Allet and Schleiss 1990) betrug also das technische Ausbaupotenzial im Jahre 1987 für Grosswasserkraftwerke 6530 GWh. Für Kleinwasserkraftwerke bleiben somit 2232 GWh übrig. Diese Annahme entspricht auch ungefähr der Annahme von Allet and Schleiss (1990), die 2450 GWh unterstellt haben.
- Von 1987 bis 2004 hat die Produktionserwartung um 2828 GWh zugenommen, das technische Potenzial allerdings nur um 1646 GWh, so dass von einem Ausbau von 1182 GWh ausgegangen werden kann.
- Somit erhält man das technische Ausbaupotenzial gemäss Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) von 7570 GWh, das unterteilt wird in:
 - Ausrüstungersatz: 970 GWh;
 - Gefällserhöhung, Ausbaggerungen: 200 GWh;
 - Umbauten/Erweiterung: 940 GWh;
 - Neubauten: 5460 GWh.
- Geht man davon aus, dass die Projektliste von Broggi and Reith (1984) für Grosswasserkraftprojekte vollständig ist, dann entspricht die Differenz des Neubaupotenzials gemäss Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) und der Projektliste von Broggi and Reith (1984) dem technischen Ausbaupotenzial für Neubauten von Kleinwasserkraftwerken und beträgt 1122 ($= 154 + 968$) GWh.
- Die Erhöhung des technischen Potenzials zwischen 1987 und 2004 ist somit teilweise auf Neubauprojekte von Kleinwasserkraftwerken zurückzuführen, 968 GWh, und zum Rest durch Umbauten von Grosswasserkraftprojekten, 678 GWh.

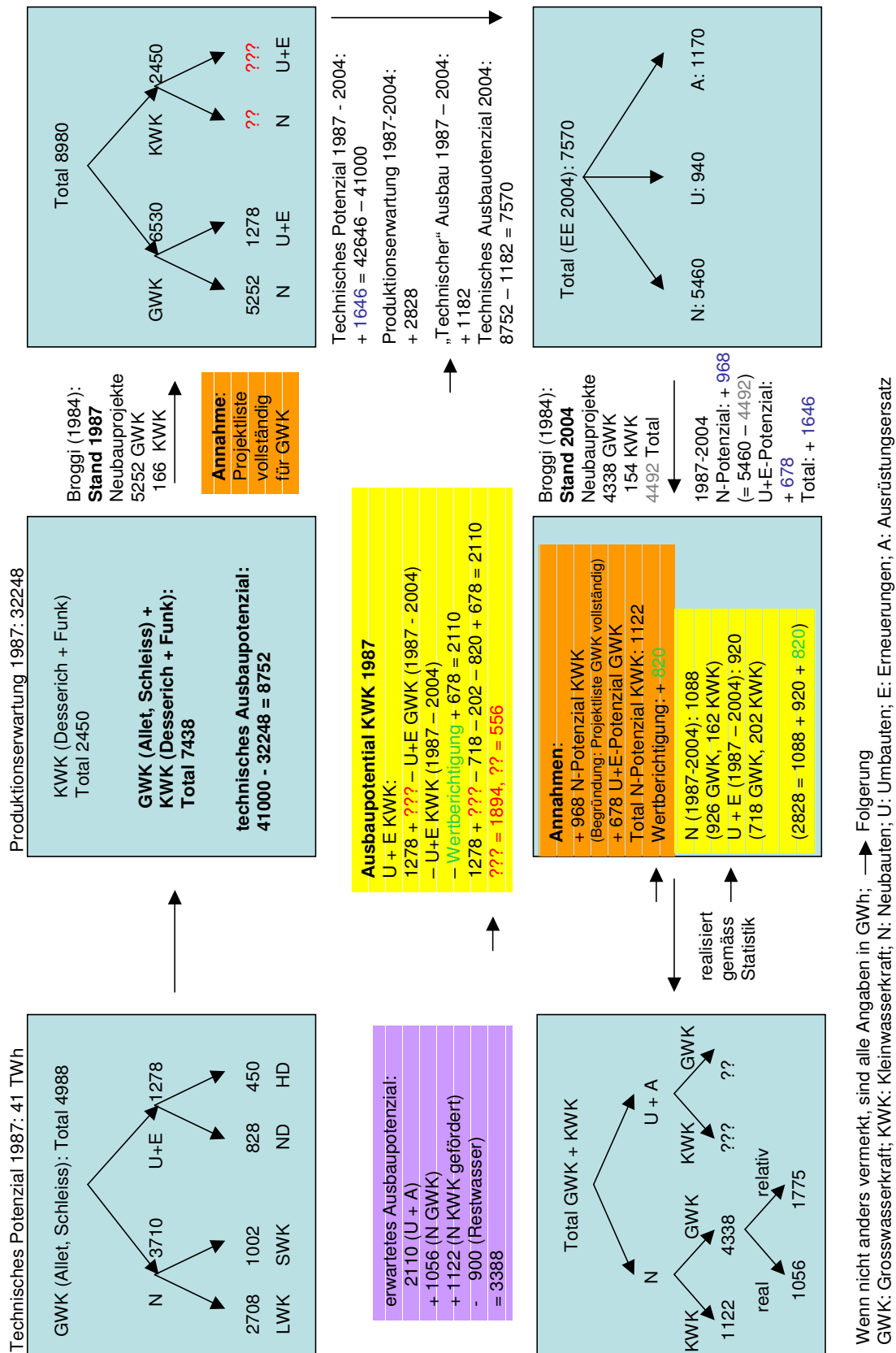
Tabelle 5.13: Vierzig Wasserkraftprojekte aus dem Jahre 1984 und Stand 2006, Teil I. Quelle: Broggi and Reith (1984) angepasst.

Projekt	Energie Jahr	Energie Winter	Energie Sommer	Konzession	Bemerkungen (Stand 2006)
vom BWL überprüft und deren zweckmässige Nutzbarmachung bejaht	in GWh	in GWh	in GWh	Stand 1984	
Frisal-Panix	70.0			nein	
Greina-Somvix	144.0			ja	
KW Obersaxen	17.5	3.6	13.9	nein	
Lampertschalp-Lugnez	258.0	131.0	126.0	verfallen	
Ilanz-Rothentbrunn	175.0	75.0	100.0	nein	
Naz-Bergün	64.0	17.0	47.0	verfallen	
Filisur-Tiefencastel	97.0	28.0	69.0	verfallen	realisiert
Verena Klosters	185.0			nein	
Küblis II	14.4	4.6	9.8	nein	
Seewis-Fadära	54.5	12.6	41.9	nein	
Küblis-Landquart	289.7	109.8	179.9	nein	
Vilterser See-Oberholz	3.0	0.8	2.1	nein	
Mühlau/Thur	10.0			nein	
Stufe Jonschwil/Thur	4.0			nein	
KW Koblenz (Hochrhein)	310.0	130.0	180.0	verzichtet	Anteil CH: 50%
Mannried-Eschi	40.0			nein	
Eschi-Erlenbach	80.0			nein	
Lauf-KW Jaberg-Kiesen	78.0	27.5	50.5	nein	
Chute le Vanel-Rossinière	68.0	27.0	41.0	nein	realisiert; Ersatz/Erweiterung
Aare-KW Wynau-Ollen	215.0			nein	realisiert; Ersatz/Erweiterung
KW Amsteg II	290.0			nein	Ersatz/Erweiterung
Pumpspeicher-KW Gletsch				nein	Energiebilanz negativ
KW Blatten/Mutt	50.0			nein	realisiert
Val de Réchy	55.7	29.4	26.3	nein	
Lac des Vaux	19.8			nein	
Torgon-Vouvry	85.0			nein	
Stufe Campra-Sommascona	34.0	18.0	16.0	nein	
KW Curcusa-Pian San Giacomo	111.0	86.0	25.0	ja	
Impianto di Roveredo	101.0	38.0	63.0	ja	
Klusnaiten-Eggen	11.0			nein	
Speicheranlage Chamuera	56.0	56.0		verfallen	
Tasna	118.0	28.0	90.0	nein	
Untere Innstufe Pradella Martina	262.0	69.0	193.0	ja	realisiert

Tabelle 5.14: Vierzig Wasserkraftprojekte aus dem Jahre 1984 und Stand 2006, Teil II. Quelle: Broggi and Reith (1984) angepasst.

Projekt	Energie Jahr	Energie Winter	Energie Sommer	Konzession	Bemerkungen (Stand 2006)
dem BWB bekannt (ohne Rücksicht auf Realisierungswahrscheinlichkeit)					
Pallier de Gebidem	107.0				
Chaine de barrages sur le Rhone	700.0				
KW Ems-Fläsch	615.0	200.0	415.0		8 KW
Rhein-KW Schweiz-FL	440.0	154.0	286.0		Anteil CH: 50%; 5 KW
Rhein-KW Oberriet-Widnau	173.0				Anteil CH: ca. 115 GWh/a; 3 KW
Rhein-KW Felsberg-Mastrils	250.0	102.5	147.5		Konkurrenz zu Projekt KW Ems-Fläsch deshalb nicht berücksichtigt
KW Val Mustair, Resia Valchava-Graveras	12.2	5.2	7.0		Ersatzprojekt realisiert
Ausbaupotential Total	5417.8	Angabe nicht sinnvoll, da fehlende Werte	Angabe nicht sinnvoll, da fehlende Werte		
Ausbaupotential Total (ohne realisierte Projekte)	4491.6	Angabe nicht sinnvoll, da fehlende Werte	Angabe nicht sinnvoll, da fehlende Werte		

Abbildung 5.14: Überlegungen zum Ausbaupotenzial der Wasserkraft.



- Vergleicht man die Erhöhung der Produktionserwartung zwischen 1987 und 2004 mit der Summe der Neubauprojekte und Umbauten gemäss Wasserkraft-Statistik (Wasta), dann fehlen 820 GWh, die in der Abbildung als Wertberichtigung bezeichnet werden. Diese können auf zwei Effekte zurückgeführt werden:
 - Die Produktionserwartung einzelner Kraftwerke wurde neu beurteilt. Diese Beurteilung kann sowohl positiv als auch negativ ausfallen, wird dann allerdings nicht in der Statistik der Um- und Neubauten ausgewiesen. Beispielsweise kann die Produktionserwartung aufgrund neu erhobener hydrologischer Daten angepasst werden.
 - Produktionserhöhungen bedingt durch Ausrüstungsersatz, zum Beispiel Turbinenradwechsel, werden nicht statistisch erfasst.
- Diese Wertberichtigungen erlauben einen Rückschluss auf das technische Ausbaupotenzial der Kleinwasserkraftwerke im Jahre 1987. Allerdings stellt sich dabei heraus, dass das Neubaupotenzial 556 GWh beträgt und das Erneuerungspotenzial 1894 GWh. Dies erscheint auf Anhieb unrealistisch, doch könnte eine mögliche Begründung darin liegen, dass Standorte von Kleinwasserkraftwerken, die früher schon genutzt wurden, auch bei einem Neubau zu den Erneuerungen gezählt werden (siehe Tabelle 5.15).

In der Studie Desserich + Funk (1987) wird das technische Potenzial von Kleinwasserkraftwerken mit 9 TWh ausgewiesen, davon waren im Jahr 1985 insgesamt 3050 GWh realisiert, so dass das technische Ausbaupotenzial 5950 GWh beträgt, wovon in obiger Betrachtung nur 2450 GWh berücksichtigt wurden. Im nächsten Abschnitt wird eine Erklärung für diese Diskrepanz gegeben.

Technisches Potenzial Kleinwasserkraft

In der Statistik (siehe Tabelle 5.15) auf dem Jahre 1928 werden 5974 Kleinwasserkraftwerke mit einer Gesamtleistung von zirka 510 MW ausgewiesen. Im Jahre 1985 waren es noch knapp 1000 Anlagen mit einer Erzeugungsmöglichkeit von etwas mehr als 3000 GWh. Dabei wurden in dieser Zeit rund 5000 Anlagen mit einer Leistung unter 300 kW stillgelegt; gleichzeitig stieg die Anzahl der Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 300 kW und 10 MW von 189 auf 280 und die Leistung der Grosswasserkraftwerke von 1060 MW auf fast 11 GW.

In der Arbeit Desserich + Funk (1987) wurde anhand der beiden Testgebiete „Oberes Toggenburg“ und „Glarner Hinterland und Sernftal“ das Potenzial der Kleinwasserkraft für die Schweiz abgeschätzt. Dabei wurden diese beiden Gebiete auf technische Nutzungsmöglichkeiten untersucht und davon das realisierte Potenzial sowie das ausschöpfbare und erwartete Ausbaupotenzial bestimmt. Ausgehend von diesen Werten und unter Berücksichtigung, dass das nicht-realisierte Potenzial in diesen beiden Gebieten grösser ist als in den übrigen Gebieten der Schweiz (siehe Abbildung 5.15), wurden Hochrechnungsfaktoren für die übrigen Regionen der Schweiz bestimmt, die in Tabelle 5.16 dargestellt sind.

Folgende kritische Anmerkungen zu dieser Studie:

- Der gewählte Ansatz ist zwar einfach, wirft allerdings Fragen auf über die Zulässigkeit der Generalisierung von zwei Testgebieten auf die Schweiz.
- Für Kleinwasserkraft ergibt sich aus dieser Studie ein zusätzliches technisches Ausbaupotenzial von 3500 GWh: nämlich die Differenz des technischen Potenzials von 9000 GWh, den im obigen Kapitel bereits berücksichtigten 2450 GWh und den realisierten 3050 GWh.
- Die Angaben zum erwarteten Potenzial sind sehr optimistisch, da davon ausgegangen wird, dass von den 9 TWh technischem Potenzial 6 TWh ökonomisch, ökologisch und sozial akzeptiert sind. Wenn dem so wäre, dann wären im Verlaufe der letzten zwei Jahrzehnte bestimmt mehr als 370 GWh vom erwarteten Ausbaupotenzial von 2950 TWh realisiert worden.

Tabelle 5.15: Zusammenfassung der Entwicklung der Wasserkraftwerke. A.: Anzahl Kraftwerke. Datenquelle: Chatelain and Sigg (1987): 1914, 1928, 1947, 1973, 1985; Hirschberg et al. (2005): 2004.

Jahr	Wasserkraftwerke		
	unter 300 kW	bis 10 MW	über 10 MW
1914	6700 A.	6846 A.	14 A.
	85 MW	360 MW	290 MW
1928	5785 A.	5974 A.	37 A.
	92 MW	510 MW	1060 MW
1947	5700 A.	5930 A.	65 A.
	85 MW	560 MW	2300 MW
1973	1900 A.	2140 A.	163 A.
	50 MW	640 MW	10040 MW
	220 GWh	2700 GWh	28000 GWh
1985	700 A.	980 A.	171 A.
	46 MW	670 MW	11780 MW
	190 GWh	3050 GWh	29550 GWh
2004	700 A.	1033 A.	
	42 MW	761 MW	
	300 GWh	3422 GWh	

Tabelle 5.16: Bestimmung der verschiedenen Potenziale in GWh und Prozent für Kleinwasserkraftanlagen. Datenquelle: Desserich + Funk (1987), Begriffe angepasst.

Art des Potenzials	Toggenburg und Glarus		Schweiz	
	GWh	Prozent	GWh	Prozent
Theoretisch			15000	492
Technisch	294	403	9000	295
Ausschöpflich	215	295		
Erwartet	161	220	6000	197
Realisiert	73	100	3050	100

- Das theoretische Potenzial der Kleinwasserkraft ist rund zehnmal kleiner als das gesamte theoretische Potenzial der Wasserkraft. Würde man das gleiche Verhältnis für das technische Potenzial annehmen, dann erhielte man ein technisches Potenzial der Wasserkraft von 90 TWh.
- Die Differenz von 3500 GWh wäre somit auf die unterschiedlichen Definitionen der technischen Potenziale zurückzuführen, in Allet and Schleiss (1990) mit ökologischen und in Desserich + Funk (1987) ohne ökologischen Restriktionen. Wäre dem so, dann würde gemäss Allet and Schleiss (1990) das ökologische Potenzial der Kleinwasserkraft 5950 GWh betragen und gemäss Desserich + Funk (1987) das erwartete Potenzial 6000 GWh, obschon dieser Anteil gemäss Abbildung 4.1 im Vergleich zum ökologischen Potenzial wesentlich kleiner ist.
- Wollte man aus der Studie Desserich + Funk (1987) das Potenzial von Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung unter 300 kW für die ganze Schweiz abschätzen, dann müsste man die gleiche Leistungsstruktur für die beiden Testgebiete und die ganze Schweiz unterstellen. Abbildung 5.16 zeigt einerseits diese Extrapolation andererseits aber auch die Abhängigkeit der Gestehungskosten von der Leistungsgrösse der Kraftwerke. Wäre diese Extrapolation zulässig würde das Potenzial sehr gering sein.

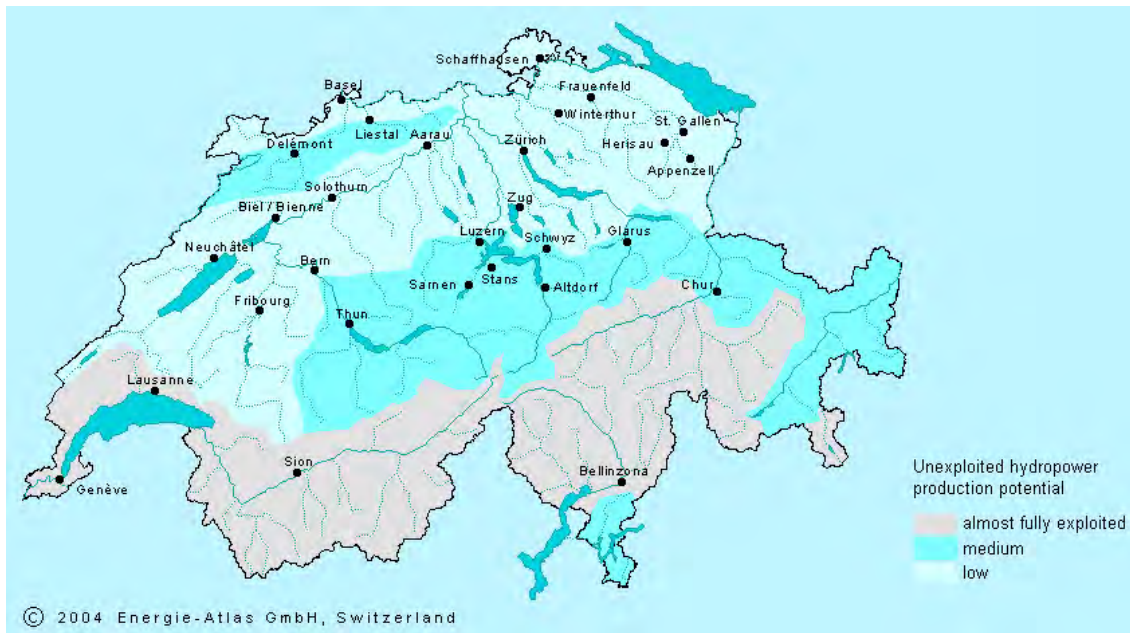


Abbildung 5.15: Übersicht über die regionale Verteilung des Ausbaupotenzials von Wasserkraft.
Quelle: Energie-Atlas der Schweiz.

- In Gubser et al. (2006) wird für Kleinwasserkraftwerke bis 2.5 MW Leistung ein technisches Ausbaupotenzial von 3.4 TWh ausgewiesen, wobei in diesen Zahlen die Reaktivierung von 100 bis 200 stillgelegten Anlagen nicht berücksichtigt ist, was das technische Ausbaupotenzial nochmals um 250 GWh pro Jahr erhöhen könnte. Im Vergleich zu den Angaben von Desserich + Funk (1987) würde das heissen, dass vom technischen Ausbaupotenzial für Kleinwasserkraftwerke der Grossteil durch Kraftwerke mit Leistungen unter 2.5 MW Leistung zugebaut werden könnte. Bei einer angenommenen durchschnittlichen Leistung eines Kleinwasserkraftwerkes gemäss Definition von Gubser et al. (2006) von 2 MW und 3000 Volllaststunden wäre somit der Neubau von gut 550 Kraftwerken nötig.

5.5.4 Wirtschaftliches Potenzial

In Horlacher (2003) wird für Deutschland ein wirtschaftliches Potenzial von 20 TWh pro Jahr, für die Schweiz von 35.5 TWh ausgewiesen. Der in Deutschland erzeugte Wasserkraftstrom beträgt 24.8 TWh pro Jahr, in der Schweiz sind es 34.6 TWh. Aus dieser Auflistung zeigt sich, dass in Deutschland gemäss Horlacher (2003) etliche Wasserkraftwerke betrieben werden, die unwirtschaftlich sind. Für die Schweiz ist der Umkehrschluss nicht zulässig, denn es kann Zufall sein, dass das wirtschaftliche Potenzial mit dem realisierten übereinstimmt.

Zur Bestimmung der Gestehungskosten werden die Jahreskosten einer Wasserkraftanlage mit einem Umrechnungsfaktor von 8.5% der Investitionskosten abgeschätzt. Abbildung 5.17 zeigt die spezifischen Jahreskosten für das technische Ausbaupotenzial von 7570 GWh. Unter diesen Annahmen erhält man für das Ausbaupotenzial gemäss Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) die Kostenkurven in Abbildung 5.18.

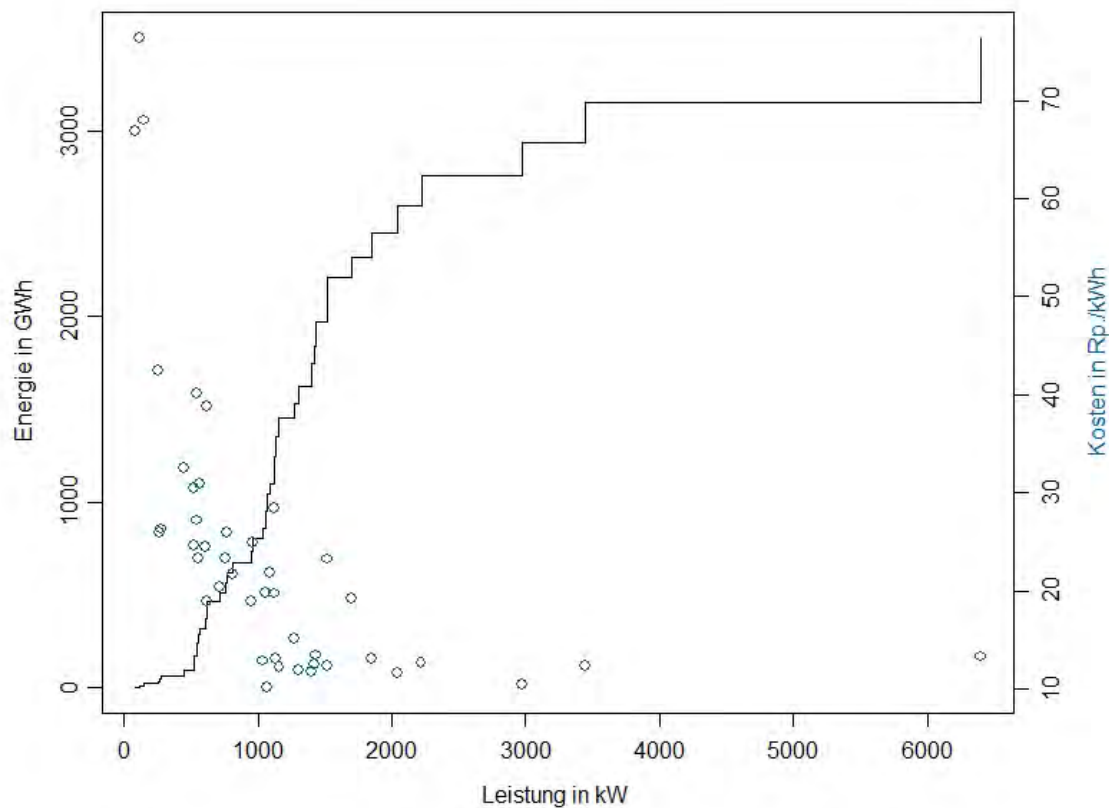


Abbildung 5.16: Extrapolation des technischen Potenzials der Kleinwasserkraftwerke der beiden Testgebiete auf die ganze Schweiz. Die schwarze Linie zeigt die kumulierte Energie, die blauen Punkte die Gestehungskosten der Kraftwerke in Abhängigkeit der Leistungsgrösse. Datenquelle: Desserich + Funk (1987) bearbeitet, Graphik: M. Piot.

Wirtschaftliches Potenzial Kleinwasserkraft

Gemäss Desserich + Funk (1987) ist das technische Potenzial von Kleinwasserkraftwerken bedeutend grösser als das, was Allet and Schleiss (1990) berücksichtigt haben. In Kapitel 5.5.3 wurden zahlreiche Vorbehalte gegenüber der Studie Desserich + Funk (1987) erwähnt. Trotzdem wird in diesem Kapitel der bis anhin nicht berücksichtigte Anteil des technischen Potenzials von Kleinwasserkraft noch abgehandelt. Dabei wird angenommen, dass die technischen Angaben und die Kostenschätzungen in Desserich + Funk (1987) stimmen. Das heisst:

- Desserich + Funk (1987) unterstellen ein erwartetes Potenzial von 6 TWh. Dabei wurde als ökonomisches Kriterium eine Grenze von 16 Rp./kWh gesetzt. Das erwartete Ausbaupotenzial beträgt somit 2950 GWh, 2450 GWh davon wurden in Allet and Schleiss (1990) und auch in Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) berücksichtigt;
- Damit bleiben als noch nicht berücksichtigtes Ausbaupotenzial mit Kosten unter 16 Rp./kWh rund 500 GWh übrig;
- Für die verbleibenden 3000 GWh werden die Kostenannahmen aus Desserich + Funk (1987) der beiden Testgebiete hochgerechnet. Es wird eine Teuerung von 40% unterstellt. Dies impliziert, dass bei der Kleinwasserkraft die Kosten real konstant geblieben sind, was für eine

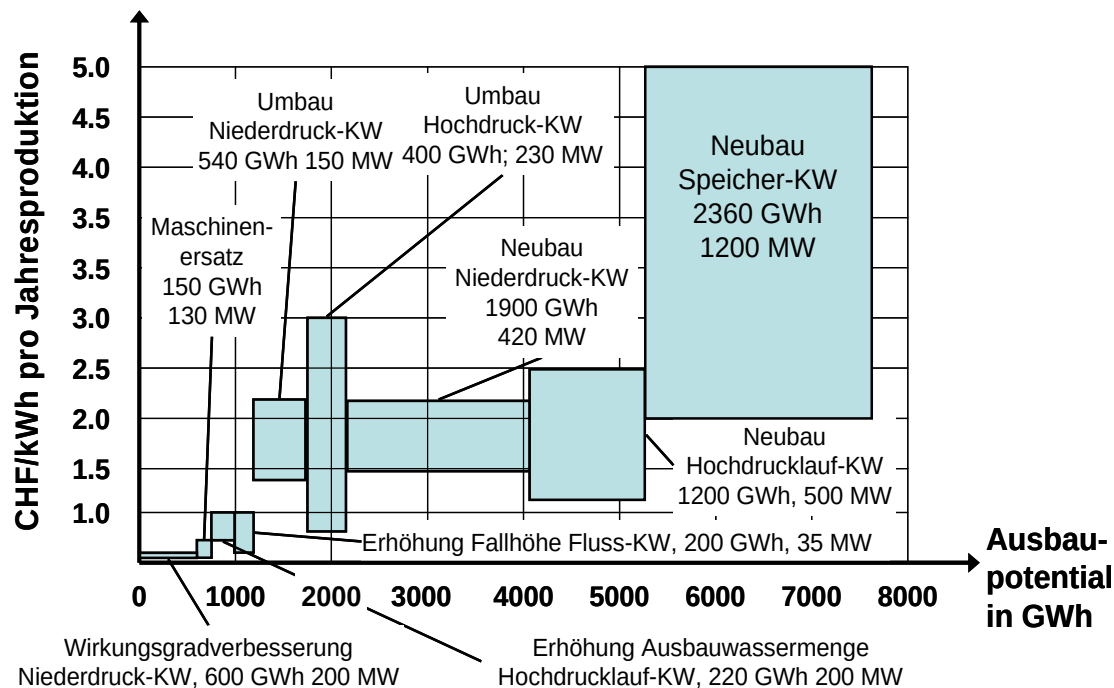


Abbildung 5.17: Spezifische Jahreskosten des Ausbaupotenzials. Quelle: Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004).

ausgereifte Technologie zulässig ist.

Als Resultat aus diesen Überlegungen erhält man Abbildung 5.19, wobei die Gestehungskosten unter Berücksichtigung von Restwasserabzügen bestimmt wurden. Würde man den Verlust an Produktion durch Restwasser nicht berücksichtigen, würden die Gestehungskosten entsprechend tiefer ausfallen.

In Gubser et al. (2006) werden für die Kleinwasserkraft für das Jahr 2003 Gestehungskosten von 10 bis 89.3 Rp./kWh ausgewiesen. Diese Angaben stammen aus einer unveröffentlichten Aktualisierung der Studie von Desserich + Funk (1987) und zeigen vergleichbare Gestehungskosten.

Zum wirtschaftlichen Potenzial von Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung unter 300 kW siehe Abbildung 5.16.

5.5.5 Ökologisches Potenzial

Die Beurteilung des ökologischen Potenzials ist bei Wasserkraft schwieriger als bei anderen Technologien. Nachfolgend wird anhand von drei Fragen eine Bestimmung vorgenommen:

1. Kann ein Kraftwerk durch Ausgleichmassnahmen und Ersatzleistungen „ökologisiert“ werden?
2. Sind Restwasserbestimmungen eine absolute Grösse?
3. Sind im technischen Potenzial von 41 TWh gemäss Allet and Schleiss (1990) oder 42.6 TWh gemäss Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) bereits ökologische Kriterien enthalten?

Kann ein Kraftwerk durch Ersatzmassnahmen „ökologisiert“ werden?

Bei der Frage, inwieweit Ausgleichmassnahmen und Ersatzleistungen dazu beitragen können, dass ein Projekt unter das ökologische Potenzial fällt, sollte unterschieden werden zwischen Projekten,

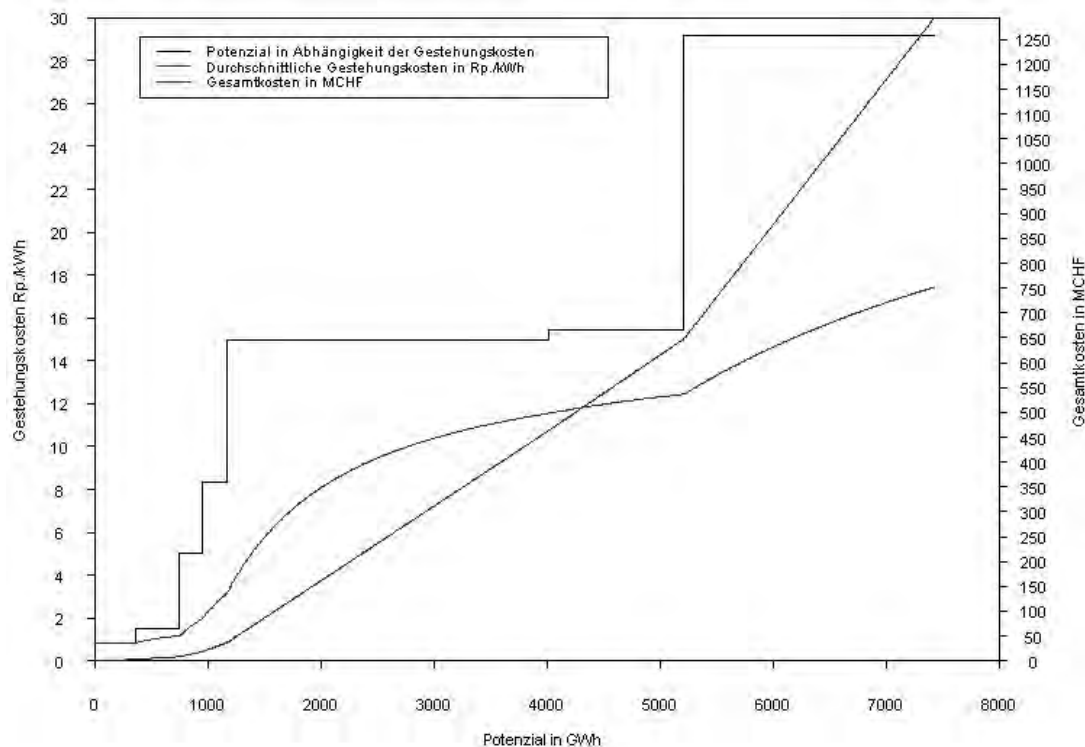


Abbildung 5.18: Kostenkurven des technischen Ausbaupotenzials der Wasserkraft. Datenquelle: Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004), Graphik: M. Piot.

die ein empfindliches Ökosystem tangieren und anderen. Diese Einschätzung ist a priori wieder subjektiv, doch existieren dazu zahlreiche Grundlagen, die eine Beurteilung vereinfachen. So wird in der Bundesverfassung geregelt, dass „Moore und Moorlandschaften von besonderer Schönheit und gesamtschweizerischer Bedeutung geschützt sind. Es dürfen darin weder Anlagen gebaut noch Bodenveränderungen vorgenommen werden. Ausgenommen sind Einrichtungen, die dem Schutz oder bisherigen landwirtschaftlichen Nutzung der Moore und Moorlandschaften dienen.“ Dieser Artikel bietet einen absoluten Schutz, das heisst, es sind keine Interessensabwägungen gestattet. Daneben gibt es auch das Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung (Eidg. Departement des Innern 1977), das Regionen der Schweiz auflistet, die sich durch eine landschaftliche Vielfalt und Eigenart auszeichnen und deshalb besonders schützenswürdig sind. In diesen Gebieten sind grundsätzlich Interessensabwägungen möglich, doch sollte das ökologische Gleichgewicht nach Möglichkeit nicht gestört werden. Deshalb ist in solchen Gebieten auf einen Eingriff zu verzichten, unabhängig davon, ob Ausgleichsmassnahmen oder Ersatzleistungen getroffen werden könnten oder nicht. In Regionen, die nicht in diesen oder vergleichbaren Inventaren enthalten sind, scheint es vernünftig, lokale Eingriffe ins ökologische System zuzulassen, wenn durch Ersatzmassnahmen die ökologische Vielfalt des Gesamtsystems erhalten bleibt. Diese Ansicht kann im Widerspruch zur Auffassung der Nutzer- oder Umweltseite stehen. Mehr zu diesem Thema siehe auch Eugster and Piot (2000).

Sind Restwasserbestimmungen eine absolute Grösse?

Gemäss Gewässerschutzgesetz ist die Restwassermenge diejenige Abflussmenge eines Fließgewässers, die nach einer oder mehreren Entnahmen von Wasser verbleibt. Die Bestimmung der Mindestrestwassermengen wird in Art. 31 des Gewässerschutzgesetzes geregelt und basiert auf der

Tabelle 5.17: Technisches Ausbaupotenzial in GWh pro Jahr und Gestehungskosten in Rp. pro kWh nach Massnahme. LKW: Laufwasserkraftwerk, SKW: Speicherkraftwerk, ND: Niederdruck, HD: Hochdruck. Datenquelle: Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004).

Massnahme	Potenzial	Kosten
Ausrüstungsersatz SKW	360	0.83
Ausrüstungsersatz HD-LKW	390	1.48
Gefälle ND-LKW	200	5.00
Ausbauwassermengen HD-LKW	220	8.33
Umbau ND-LKW	540	15.00
Umbau HD-SKW	400	15.00
Neubau ND-LKW	1900	15.00
Neubau HD-LKW	1200	15.42
Neubau HD-SKW	2214	29.17

Abflussmenge Q_{347} , die wie folgt definiert ist: „Abflussmenge, die, gemittelt über zehn Jahre, durchschnittlich während 347 Tagen des Jahres erreicht oder überschritten wird und die durch Stauung, Entnahme oder Zuleitung von Wasser nicht wesentlich beeinflusst ist.“ Weiter werden in Art. 31 (Mindestrestwassermenge) und vor allem in Art. 33 (Erhöhung der Mindestrestwassermenge nach Interessenabwägung der Gründe für und gegen eine erhöhte Wasserentnahme) Kriterien angegeben, die zu einer Erhöhung der Restwassermengen führen können. Art. 32 (Ausnahmen) gibt Fälle von möglichen Reduktionen an. Diese Artikel kommen bei Neukonzessionierungen, Konzessionserneuerungen oder bei wesentlichen Änderungen bestehender Konzessionen zur Anwendung. Bei bestehenden Konzessionen kommen die Sanierungsbestimmungen nach Art. 80 ff. zum Zuge. Gemäss Wasserrechtsgesetz Art. 58 wird die Konzession für höchstens 80 Betriebsjahre erteilt.

Ein Grossteil der Wasserkraftwerke wurde in den Jahren 1955 – 1970 gebaut, was erklärt, dass die Restwasserbestimmungen in den Jahren 2035 – 2050, wenn die bestehenden Konzessionen erneuert werden müssen, stark greifen werden.

Der Einfluss von Art. 31 und Art. 33 des Gewässerschutzgesetzes auf die Wasserkraftproduktion wird in der Literatur sehr unterschiedlich beurteilt. Die Praxis hat bisher gezeigt, dass die Kantone mehrheitlich nur die Mindestrestwassermengen gemäss Art. 31 fordern und Art. 33 zurückhaltend auslegen. Es ist es deshalb vertretbar, sich tendenziell an der heutigen Praxis zu orientieren. Demnach ist gemäss Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) bis 2035 mit einer Produktionsminderung von 0.9 TWh, bis 2050 mit 1.8 TWh zu rechnen. Die Studie Elektrowatt Ingenieurunternehmung (1987) geht von einer minimalen Einbusse im Jahre 2020 von rund 0.3 TWh und einem Maximum von 0.4 TWh aus, beziehungsweise von 2.0 TWh und 3.75 TWh im Jahre 2050 (Schleiss 2006).

In den Eidgenössischen Räten wird zur Zeit eine Revision des Gewässerschutzgesetzes behandelt, die eine Flexibilisierung der Restwasser-Regelung und eine Verminderung von häufigen und schnellen Änderungen der Abflussmengen (Schwall und Sunk) bezweckt. Eine überwiesene Motion verlangt im Hinblick auf den Klimaschutz tiefere Restwassermengen. Demgegenüber verlangt die vom Schweizerischen Fischerei-Verband eingereichte Volksinitiative „Lebendiges Wasser“ die Verminderung der Beeinträchtigung der Gewässer durch Schwall und Sunk. Neue schwalldämpfende Massnahmen könnten die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraftnutzung zukünftig beeinträchtigen.

Aus diesen Erläuterungen kann abgeleitet werden, dass die Restwasserbestimmungen erheblichen Interpretationsspielraum offenlassen und sich über die Zeit auch ändern können, was die grosse Bandbreite der Schätzungen zeigt. Dieses ökologische Kriterium hängt somit wesentlich von der gesellschaftlichen Einstellung zu Umweltschutzanliegen ab.

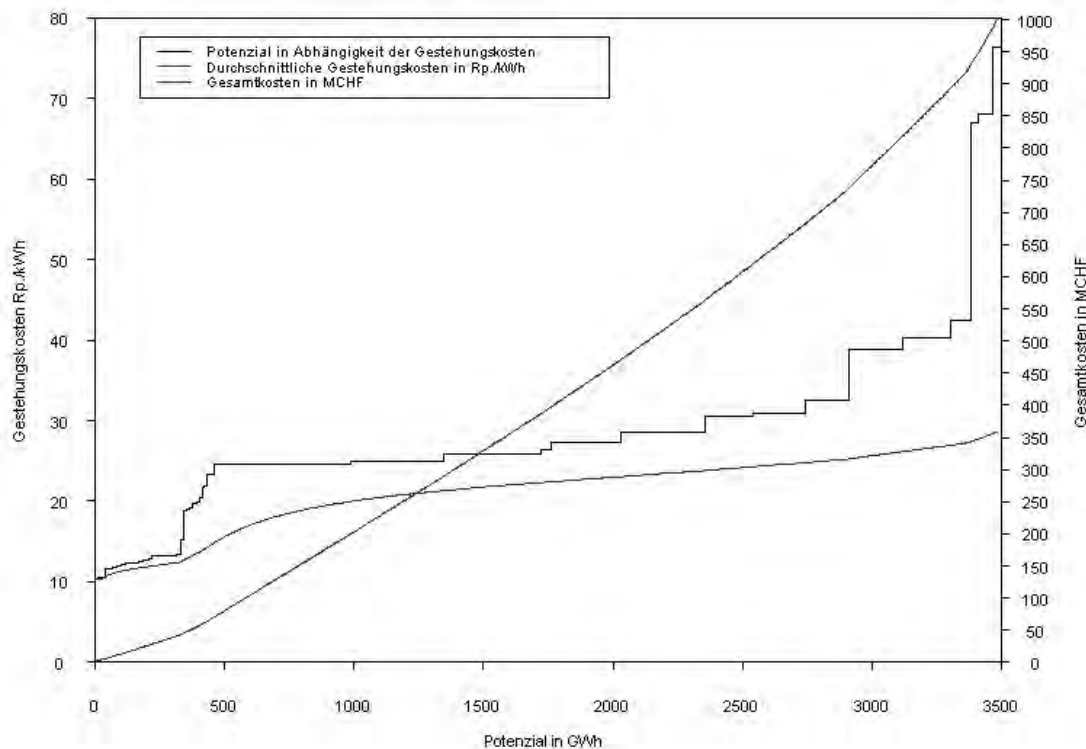


Abbildung 5.19: Kostenkurven der zusätzlichen Kleinwasserkraft. Datenquelle: Desserich + Funk (1987) angepasst, Graphik: M. Piot.

Sind im technischen Potenzial von 41 TWh gemäss Allet and Schleiss (1990) oder 42.6 TWh gemäss Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) bereits ökologische Kriterien enthalten?

Gemäss den Überlegungen in Kapitel 5.5.3 sind alle vierzig Neubauprojekte aus der Liste von Broggi and Reith (1984) im technischen Potenzial berücksichtigt. Aus Sicht des Natur- und Heimatschutzes wurden gegen die meisten dieser Projekte Vorbehalte geltend gemacht, was entweder darauf zurückzuführen ist, dass die ökologischen Aspekte im technischen Potenzial nicht berücksichtigt sind oder aber die Beurteilungskriterien aus Broggi and Reith (1984) entsprechen keinen ökologischen Aspekten, was in sich ein Widerspruch wäre, da sich Naturschutz ja ausdrücklich mit den Wechselwirkungen zwischen den Lebewesen als auch zwischen Lebewesen und ihrer Umwelt auseinandersetzt. Deshalb liegt der Schluss nahe, dass im technischen Potenzial die ökologischen Kriterien nicht berücksichtigt sind sondern allenfalls soziale Akzeptanz-Kriterien, die allerdings sehr subjektiv ausfallen können. Somit kann also davon ausgegangen werden, dass das technische Potenzial ohne Berücksichtigung ökologischer Kriterien 41 TWh gemäss Allet and Schleiss (1990) oder 42.6 TWh gemäss Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004) beträgt.

5.5.6 Erwartetes Ausbaupotenzial

Um das erwartete Ausbaupotenzial bestimmen zu können, sind Annahmen über Realisierungschancen von Projekten in Abhängigkeit des sozialen Akzeptanz-Potenzials zu treffen. Dieses hängt unter anderem aber auch der politischen Situation ist und ist somit szenarienabhängig. Deshalb wird in einem ersten Teil eine obere Abschätzung für das maximal erwartete Ausbaupotenzial gesucht, um ausgehend davon im zweiten Teil ein szenarienspezifisches erwartetes Potenzial bestimmen zu

können. Dabei werden die Szenarien aus den Energieperspektiven angewandt.

Generell wird angenommen, dass Ausrüstungersatz, Gefällserhöhungen, Ausbaggerungen, Umbauten und Erweiterungen vollumfänglich realisiert werden, was rund 2.1 TWh ergibt.

Während beim Ausrüstungersatz der Einfluss auf die Umwelt klein ist, sind die Eingriffe vor allem bei Gefällserhöhungen durch Stauerhöhungen und Ausbaggerungen meist erhöht. Trotzdem werden die Realisierungschancen als intakt eingestuft, weil die ökologischen Einschnitte geringer sind als bei Neubauten und die Wirtschaftlichkeit oft bereits heute gegeben ist.

Die Realisierungschancen von Neubauten sind dagegen wesentlich schwieriger zu beurteilen und auch von der Entwicklung des Marktpreises abhängig. Um eine Abschätzung zu machen, wie gross das erwartete Ausbaupotenzial von Neubauten ist, wird nach Gross- und Kleinwasserkraftwerken unterschieden:

- Bei Kleinwasserkraftwerken wird davon ausgegangen, dass, unter dem Aspekt der Akzeptanz von Wasserkraft in der Schweiz, Projekte mit einer Leistung bis 10 MW generell akzeptiert werden. Somit erscheinen rund 1.1 TWh aus Kleinwasserkraft machbar. In der Studie Desserich + Funk (1987) waren es denn auch in erster Linie ökonomische Aspekte, die die Beurteilung der Realisierungschancen beeinflussten. Es ist allerdings zu erwähnen, dass bei einer durchschnittlichen Leistung von 5 MW und 3000 Vollbenutzungsstunden insgesamt gut 70 neue Kleinwasserkraftwerke zugebaut werden müssten.
- Bei Grosswasserkraftwerken wurden die verbleibenden Projekte aus Broggi and Reith (1984) nach den vier Kategorien unwahrscheinlich, denkbar, möglich und wahrscheinlich unterteilt, und zwar
 - unter dem Aspekt der „heutigen Realisierungswahrscheinlichkeit“ und
 - nach einer „relativen Realisierungswahrscheinlichkeit“ gemäss der Frage, welche Projekte wahrscheinlicher als andere sind, wenn Kraftwerke zugebaut werden müssten.

Im ersten Falle ergibt sich unter optimistischen Annahmen ein erwartetes Ausbaupotenzial von 1.1 TWh, im zweiten Fall kommt man auf rund 1.8 TWh.

Fasst man die Ergebnisse zusammen, so erhält man folgendes erwartetes Ausbaupotenzial:

- Ausrüstungersatz, Erneuerungen und Umbauten: 2.1 TWh
- Neubauten KWK: 1.1 TWh
- Neubauten GWK: 1.1 TWh beziehungsweise 1.8 TWh
- Total: 4.3 – 5.0 TWh

Das heisst, dass zwischen 57% und 85% des technischen Ausbaupotenzials zum erwarteten Ausbaupotenzial gezählt werden kann.

Erwartetes Ausbaupotenzial in den Szenarien I – IV

In Abhängigkeit der einzelnen Szenarien der Energieperspektiven (siehe Kapitel 3) wird nun das erwartete Ausbaupotenzial bestimmt. Dazu ist zu bemerken, dass das ausschöpfbare Ausbaupotenzial von 4.3 – 5.0 TWh eine äusserst optimistische Abschätzung darstellt und stark von der Annahme ausgeht, dass die Wasserkraft in der Schweiz akzeptiert und gefördert wird. Deshalb werden für die einzelnen Szenarien folgende Beiträge der Wasserkraft unterstellt (Piot, Rits, and Kirchner 2006):

- Szenario I: Der Ausbau der Wasserkraftnutzung basiert vor allem auf kostengünstigen Umbauten plus einem geringen „autonomen“ Zubau bei geförderten Kleinwasserkraftwerken;

Tabelle 5.18: Erwartetes Ausbaupotenzial der Wasserkraft in TWh in Abhängigkeit der einzelnen Szenarien I – IV und Angebotsvarianten A – G mit den Schwerpunkten des Zubaus. GWK: Grosswasserkraft, KWK: Kleinwasserkraft, Var.: Variante.

Szenarien	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. G
I	2.1	2.1	2.1	-	-	2.1
	Umbauten	Umbauten	Umbauten	-	-	Umbauten
II	3.4	3.4	3.4	-	-	3.4
	< 10 MW	< 10 MW	< 10 MW	-	-	< 10 MW
III	3.4	-	3.4	3.4	5.0	3.4
	> 10 MW	-	> 10 MW	< 10 MW	GWK + KWK	> 10 MW
IV	2.1	-	2.1	2.1	3.4	2.1
	Umbauten	-	Umbauten	Umbauten	< 10 MW	Umbauten

- Szenario II: Gefördert wird die Wasserkraft bis 10 MW sowie Um- und Neubauten in geringem Umfang bei der Grosswasserkraft;
- Szenario III: In Variante E („Deckung der Lücke durch erneuerbare Energien“), wird die Schliessung der entstehenden Versorgungslücke weitgehend mit erneuerbaren Energien realisiert. Für diese Variante ist allerdings eine Strategie notwendig, die dem Ausbau der erneuerbaren Energien aus Klimaschutzaspekten Priorität vor anderen Aspekten der Ökologie einräumt. Daher wird neben der Ausschöpfung von Kleinwasserkraft auch die Akzeptanz von Um- und Neubauten bei Grosswasserkraft unterstellt. Die Wasserkraft wird vorrangig gefördert.

In den Varianten mit grossen thermischen Kraftwerkseinheiten („zentrale“ Angebotsvarianten A – C) wird ein Ausbau vor allem der Grosswasserkraft unterstellt. In der „dezentralen“ Variante D („Fossil dezentral“) erfolgt der Ausbau prioritär mit Kleinwasserkraft. Zudem ist zu bemerken, dass die Nachfrage in Szenario III und damit der Ausbaubedarf an Kraftwerkskapazitäten geringer ist als in den Szenarien I und II.

- Szenario IV: Da der Einsatz von Grosswasserkraft umstritten ist, kann bei gegenüber Szenario III weiter reduzierter Stromnachfrage auf Kleinwasserkraft gesetzt werden. Bedingt durch die geringere Nachfrage kann zum Beispiel in der Variante A (Lückenschliessung durch neue Kernkraftwerke) auf Grosswasserkraft verzichtet werden. In der Variante E wird vorrangig Kleinwasserkraft eingesetzt.

Tabelle 5.18 fasst die erwarteten Ausbaupotenziale in den einzelnen Szenarien und Angebotsvarianten zusammen, wobei auch die Schwerpunkte des Ausbaus hervorgehoben werden. In allen Kombinationen sind zudem noch 900 GWh Erneuerungen enthalten. Die Reduktion des bestehenden Angebots durch die Restwasserbestimmungen ist in der Tabelle nicht berücksichtigt. Von diesen Angaben sind unter heute geltendem Gewässerschutzgesetz im Minimum 0.9 TWh bedingt durch die Restwasserbestimmungen (siehe Kapitel 5.5.5) abzuziehen.

5.5.7 Wasserkraft und Klimaerwärmung

Das Laboratoire Hydrologie et Aménagements (Hydram) der Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL) hat im Auftrag des Bundesamtes für Energie eine Studie durchgeführt, die die Auswirkungen einer Klimaänderung auf den Wasserabfluss aus dem Alpenraum für die Zeitperiode 2020 – 2049 und 2070 – 2099 untersucht (Horton 2005). Die Ergebnisse erlauben es, Rückschlüsse auf die künftig erwartete Wasserkraftproduktion unter der Voraussetzung einer Erwärmung zu ziehen.

Dabei zeigt sich, dass unter einer Klimaerwärmung die Wasserabflussmenge aus dem Alpenraum bis 2035 um rund 7% abnimmt. Um die Auswirkungen auf die hydraulische Produktion zu bestimmen, ist zwischen den einzelnen Produktionsarten zu unterscheiden (Piot 2005):

- Bedingt durch den reduzierten Wasserabfluss aus dem Alpengebiet wird die Produktion der Laufwasserkraftwerke abnehmen, und zwar um 7%. Dabei wird in erster Näherung davon ausgegangen, dass eine allfällig verstärkte Verdunstung im Mittelland, die in der Studie der Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne nicht untersucht wurde und das Wasserangebot weiter schmälern könnte, durch verminderte Überläufe im Sommer bei den Laufwasserkraftwerken kompensiert wird.
- Bei den Speicherkraftwerken führt die geringere Wasserabflussmenge zu einer um 7% reduzierten Produktion. Da die monatlichen Schwankungsbreiten der tatsächlichen Erzeugung in den Speicherkraftwerken über die Jahre sehr gross sind, wird nur eine Differenzierung der Ergebnisse nach Sommer- und Winterhalbjahr vorgenommen. In beiden Fällen sind die zusätzlichen Restwassereinbussen nicht berücksichtigt.
- Der Pumpspeicherzyklus entspricht einem abgeschlossenen System. Deshalb hat die Abflussminderung keinen Einfluss auf die Produktionsmenge.

Die Studie der Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne zeigt, dass eine Klimaerwärmung bereits in den nächsten Jahrzehnten erhebliche Auswirkungen auf die einheimische Stromproduktion haben kann. Im Szenario I wird unter der Annahme einer Klimaerwärmung eine durchschnittliche jährliche Erhöhung des Stromverbrauchs von 0.8% erwartet, so dass die Schweiz im Jahre 2035 einen Endverbrauch von mehr als 71 TWh aufweisen würde, gegenüber 56 TWh im Jahr 2004. Die Wasserkraftwerke haben im Jahre 2004 mit 35 TWh etwa 63% zum Endverbrauch beigesteuert. Berücksichtigt man eine allfällige Reduktion der Wasserkraftproduktion von rund 7%, was einer Minderproduktion von 2.5 TWh entspricht, so würde die Wasserkraft im Jahre 2035 gemessen am Endverbrauch noch einen Beitrag von knapp 46% leisten können.

In der Studie der Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne wird auch die Zeitperiode 2070 – 2099 betrachtet. Bis dann dürften die Auswirkungen noch weit gravierender ausfallen als für die Periode 2020 – 2049. So gehen die Schätzungen von mittleren Temperaturerhöhungen von 3.0 – 4.0 °C aus, was zu einer Jahresniederschlagsreduktion von rund 7% führen wird; im Winter eine Erhöhung um rund 15%, im Sommer eine Reduktion um 25 – 30%, je nach unterstelltem Emissionsszenario (Schäfli 2005). Insgesamt ist bis dann mit einem erwarteten Rückgang des Wasserabflusses um 17% zu rechnen. Die Gletscher dürften in den Testgebieten bis dahin verschwunden sein oder höchstens noch wenige Prozente des heutigen Umfangs betragen.

5.6 Windenergie

5.6.1 Einleitung

Windenergie hat im letzten Jahrzehnt vor allem in Deutschland einen wahren Boom erlebt. So waren Ende 2005 in Deutschland 18.4 GW installiert, die 26.5 TWh oder 4.3% des Nettostromverbrauchs produzieren. Im Verlaufe der letzten Jahre haben sich die kritischen Stimmen in Deutschland aber stark vermehrt, die auf den massiven Landschaftseingriff aufmerksam machen (siehe Dohmen and Hornig 2004). Die Entwicklung der installierten Windenergieleistung wird im Bericht Deutsche Energie-Agentur (2005) für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 räumlich hoch differenziert prognostiziert. Die Daten sind bundesländerspezifisch ausgewiesen und unterscheiden zwischen der Entwicklung neuer Standorte, dem Ersatz von alten Windenergieanlagen durch leistungsfähigere Neuanlagen (so genanntes Repowering) sowie der Windenergie in der Nord- und Ostsee. An Land wird ein Anstieg der installierten Windenergieleistung bis zum Jahr 2015 auf 26.2 GW und auf See auf 9.8 GW prognostiziert, bis 2020 an Land 27.9 GW und auf See 20.4 GW. Technisch gesehen hat Windenergie den Nachteil, dass sie schwer prognostizierbar ist und infolgedessen stochastisch auftritt. Die gesicherte Leistung der installierten Windenergiekapazitäten beschreibt, welcher Anteil der installierten Windenergiekapazitäten zur Deckung der saisonalen Höchstlast als gesichert angesehen werden kann. Unterstellt wird dabei ein bestimmtes Niveau der Versorgungssicherheit. Im Jahr 2015 erreicht in Deutschland gemäss Deutsche Energie-Agentur (2005) die gesicherte Leistung der installierten Windenergiekapazitäten bei einer Versorgungssicherheit von 99% rund 1820 MW bis 2300 MW, das heisst, dass in diesem Umfang sicher einplanbare konventionelle Kraftwerksleistung langfristig ersetzt werden kann. Dies entspricht einem Anteil von rund 6% der installierten Windenergiekapazität. Im Jahr 2003 belief sie sich auf 890 MW bis 1250 MW, im Jahr 2007 auf 1190 MW bis 1600 MW und im Jahr 2010 auf 1600 MW bis 2050 MW. Die notwendige, windbedingte Regel- und Reserveleistung ist direkt abhängig von der Güte der Windleistungsprognose und der Abweichung zwischen Prognose und tatsächlicher Einspeisung.

Weil die Prognosen für die Windverhältnisse über dem Meer besser sind als an Land und die Windgeschwindigkeit von der Bodenrauigkeit abhängt, werden grosse Hoffnungen auf so genannte Offshore-Windanlagen gesetzt. Zum heutigen Zeitpunkt sind infolge technischer Schwierigkeiten und hoher Startinvestitionen nur wenige dieser Anlagen in Betrieb.

Bei Windkraftkonvertern sind verschiedene Verlustmechanismen wirksam, die bewirken, dass der Gesamtsystemnutzungsgrad unter dem theoretischen Betz'schen Leistungsbeiwert eines Windrotors von 59.3% liegt. Gegenwärtig käufliche Windenergiekonverter können rund 30 bis maximal 45% der im Wind enthaltenen Energie in nutzbare elektrische Energie umwandeln. Die am Generatorausgang abnehmbare elektrische Leistung resultiert damit aus der im Wind enthaltenen Leistung abzüglich der Verluste durch den aerodynamischen η_a , mechanischen η_m und elektrischen Wirkungsgrad η_e , so dass der tatsächliche Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Windenergie zu Strom etwa $\eta_a \eta_m \eta_e = 0.4 \cdot 0.9 \cdot 0.8 = 0.29$ beträgt.

Die Leistungskennlinie beschreibt die Abhängigkeit der vom Generator abgegebenen mittleren elektrischen Leistung vom jeweiligen Windgeschwindigkeitsmittel und damit das Betriebsverhalten eines Konverters. Dabei können, wie Abbildung 5.20 zeigt, vier Phasen unterschieden werden:

- Phase I: Unterhalb einer anlagenspezifischen Mindestgeschwindigkeit können Reibungs- und Trägheitskräfte der Anlage nicht überwunden werden; der Windkraftkonverter läuft nicht an.
- Phase II: Liegt die Strömungsgeschwindigkeit über der Anlaufwindgeschwindigkeit, läuft der Konverter an. Die nutzbare Windleistung steigt proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit.
- Phase III: Bei Überschreitung der Nennwindgeschwindigkeit muss zur Vermeidung einer dauerhaften Generatorüberlastung die aufgenommene Energie durch eine entsprechende Regelung des Rotors begrenzt werden.

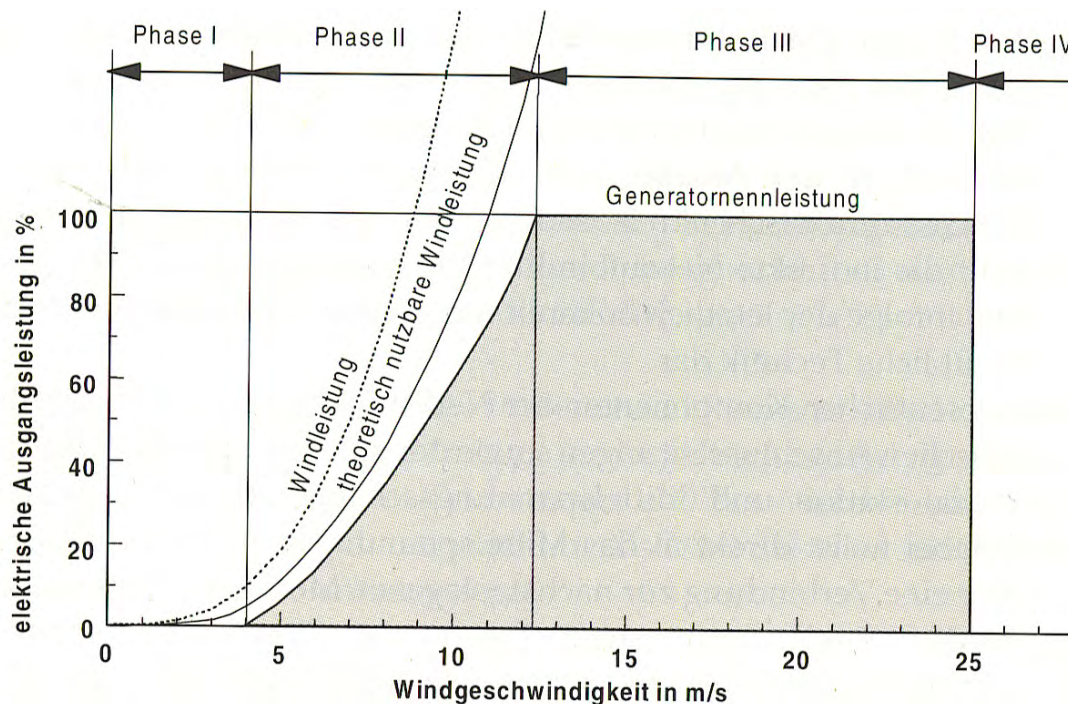


Abbildung 5.20: Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der am Generator nutzbaren Leistung. Quelle: Hartmann and Kaltschmitt (2002).

- Phase IV: Übersteigt die Windgeschwindigkeit eine vom Anlagentyp abhängige obere Geschwindigkeitsgrenze, muss der Konverter zur Vermeidung eines mechanischen Schadens abgeschaltet werden.

Durch die vielen Rauigkeiten der Erdoberfläche bildet sich in Bodennähe eine Grenzschicht aus, in der die Windgeschwindigkeit infolge der Reibungswirkung kleiner ist als in der freien Windströmung oberhalb. Der Geschwindigkeitsverlauf in der bodennahen Grenzschicht, 300 – 600 m, kann durch ein Potenzgesetz nach Hellmann angenähert werden. Man rechnet die in der Höhe h gemessene Windgeschwindigkeit v_h mit folgender Formel auf die Höhe H um (Rebhan 2002):

$$v_H = v_h \left(\frac{H}{h} \right)^a .$$

Der Exponent a ist 0.1 für die offene See, 0.4 für Gelände mit grossen unregelmässigen Hindernissen. Für flaches offenes Land kann 0.14 – 0.2 gewählt werden.

Windenergie in Schweiz

In der Schweiz hat die Windenergie nach wie vor einen sehr geringen Stellenwert. Da es aber erklärtes Ziel der Energiepolitik des Bundesrates ist, mit dem Programm EnergieSchweiz bis ins Jahr 2010 zusätzlich 500 GWh Strom aus erneuerbaren Energien zu produzieren, davon 50 – 100 GWh aus Windkraftanlagen, haben Interessenvertreter aus Bund, Kantonen, Energiewirtschaft und Umweltverbänden versucht, Grundsätze und Kriterien zur Wahl von Standorten für Windparks, die im Gegensatz zu Einzelanlagen aus mindestens drei Anlagen bestehen, zu finden (BFE, BUWAL, and ARE 2004). Ausschlusskriterien sind:

- Nationale Inventare und Schutzgebiete;

- Standorte im geschlossenen Wald: der Mindestabstand zum Waldrand muss 50 m betragen;
- Siedlungsgebiete und bewohnte Gebiete: Mindestabstand für Windkraftanlagen mit Nabenhöhe 70 m sind 300 m;
- Gebiete mit mittleren Windgeschwindigkeiten unter 4.5 m/s auf Nabenhöhe;
- Verletzung der landschaftlichen Strukturvielfalt; es muss eine Einbettung der Windkraftanlage in die landschaftliche Umgebung möglich sein.

Zur Suche nach potenziellen Windkraft-Standorten wurde ein GIS-Modell mit für die ganze Schweiz einheitlichen Kriterien angewandt. Aufgrund der Modellierung ergaben sich 110 potenzielle Standorte für Windparks, die durch die Arbeitsgruppe wie folgt klassifiziert wurden:

- Prioritäre Standorte: Standorte, die in der Vernehmlassung grossmehrheitlich als unbedenklich beurteilt wurden;
- Übrige Standorte: Standorte, die nicht grundsätzlich umstritten waren und weitere Abklärungen erfordern;
- Ausgeschiedene Standorte: Standorte, die aus der Liste gestrichen wurden, weil die Vernehmlassung grundsätzliche Vorbehalte zeigte. Ebenfalls in diese Gruppe gehören alle Standorte, die durch bereits vorhandene kantonale Planungen ersetzt wurden;
- Zusätzliche Standorte: Standorte, die von Kantonen und Gemeinden festgelegt wurden.

Abbildung 5.21 zeigt die räumliche Verteilung der prioritären und kantonalen Standorte. Daraus wird ersichtlich, dass vor allem Standorte in den Jurahöhen und in den Greyerzer Alpen als für Windparks geeignet angesehen werden.

Zu den nachfolgenden Potenzialabschätzungen aus der Literatur ist zu bemerken, dass Windenergie eine weitgehend ausgereifte Technologie ist. Das heisst, dass die Wirkungsgrade nicht mehr wesentlich verbessert werden können und dass die günstigsten Standorte mehrheitlich bereits genutzt werden. Die Leistungen der Windkraftanlagen sind allerdings in den letzten Jahren und Jahrzehnten stark gestiegen. Heute werden einzelne Anlagen mit einer Leistung von 5 MW in Betrieb genommen. Diese Leistungserhöhungen führen teilweise dazu, dass die einzelnen Schätzungen zu den Potenzialen nach kurzer Zeit überholt sind, da die technologische Entwicklung im Bereich der Leistungserhöhungen zu wenig berücksichtigt wurde. Deshalb werden heute häufig alte Standorte mit guten Windverhältnissen mit neuen Windturbinen ausgestattet. Damit kann mehr Energie gewonnen werden, als wenn neue Orte mit schlechteren Standorteigenschaften erschlossen werden. Gleichzeitig wird auch noch dem Landschaftsschutz Rechnung getragen.

5.6.2 Theoretisches Potenzial

Die Angaben zum theoretischen Potenzial der Windenergie fallen äusserst unterschiedlich aus. So wird in Heinloth (2003) das globale Potenzial der Windenergie auf 30 Mio. TWh pro Jahr abgeschätzt. In Hirschberg et al. (2005) werden Quellen zitiert, die das Onshore-Potenzial auf rund 0.5 Mio. TWh und das Offshore-Potenzial auf 0.037 Mio. TWh pro Jahr schätzen.

Für Deutschland geben Hartmann and Kaltschmitt (2002) ein theoretisches Potenzial zwischen 47 und 76 EJ pro Jahr an, was unter Berücksichtigung des theoretischen Betz'schen Leistungsbeiwertes einem theoretischen Stromerzeugungspotenzial zwischen 8 und 12 PWh pro Jahr entspricht.

Gemäss Geissmann and Horbaty (2004) beträgt das theoretische Potenzial für die Schweiz $9.2 \cdot 10^6$ TWh pro Jahr. Damit würde das Potenzial der Schweiz im Vergleich zur Abschätzung des globalen Potenzials von Heinloth (2003) einen Drittel ausmachen, was auch bei unterschiedlicher Definition des theoretischen Potenzials keinen Sinn macht. Nachfolgend wird versucht nachzuvollziehen, wie das theoretische Potenzial für die Schweiz bestimmt wurde.

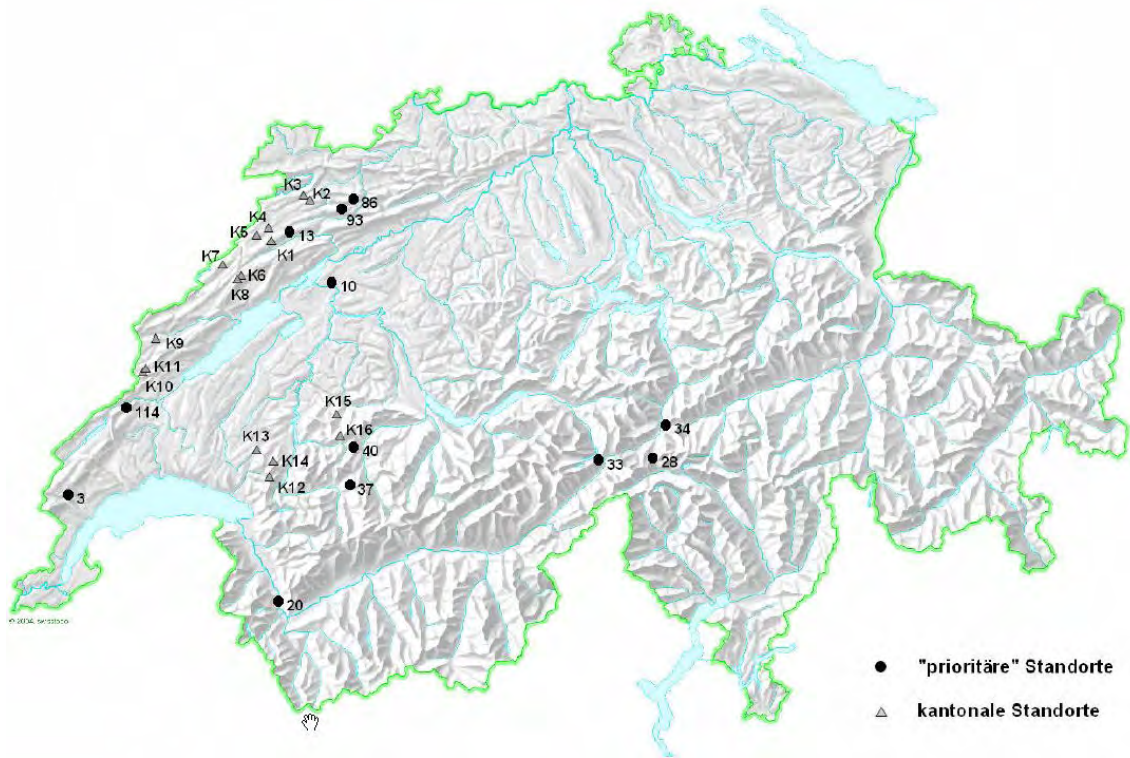


Abbildung 5.21: Verteilung der prioritären und kantonalen Standorte. Quelle: BFE, BUWAL, and ARE (2004).

Die mechanische Leistung P_{max} eines Luftmassenstromes, bezogen auf eine zur Windrichtung senkrechte Fläche A , hängt von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v ab

$$\frac{P_{max}}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3,$$

wobei $\rho \approx 1.2929 \text{ kg/m}^3$ die Dichte der Luft bei 0°C ist. Damit erhält man bei $v = 4.5 \text{ m/s}$ eine Leistung von 59 W/m^2 . Nun wird dieser Wert mit der Fläche der Schweiz, der betrachteten Höhe von 300 m und 8760 Stunden multipliziert, was einer Energie von $6.3 \cdot 10^9 \text{ GWh}$ und damit in etwa der Grössenordnung der Abschätzung in Geissmann and Horbaty (2004) entspricht. Das würde aber heissen, dass die ganze Schweiz mit Windanlagen im 1 m -Abstand übersät wäre und die Energie nach Durchströmen einer Windanlage nicht abgenommen hätte.

Eine mögliche Abschätzung des theoretischen Potenzials könnte so aussehen, dass die gesamte Jurahöhe auf einer Länge von 200 km mit Windturbinen überbaut wird. Könnte die Windenergie vollständig aufgenommen werden, dann würde sich bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 6.5 m/s ein Potenzial von

$$178 \text{ W/m}^2 \cdot 300 \text{ m} \cdot 200 \text{ km} \cdot 8760 \text{ h} = 93 \text{ TWh}$$

errechnen. Die vollständige Aufnahme der Energie ist zwar technisch nicht machbar, aber im Modell könnte man als Ersatz Windreihen in fünf hintereinander stehenden Reihen aufstellen, wobei der letzten Reihe dann noch Windenergie im Ausmass von $0.41^4 \cdot 0.59 = 0.017$ zur Verfügung stehen würde. Dieses Potenzial gibt eine sehr grobe Abschätzung, denn es berücksichtigt nicht, ob innerhalb der Schweiz durch Erwärmung des Bodens neue thermische Windbewegungen entstehen, die wieder genutzt werden könnten und wie gross diese Energiemengen sind.

5.6.3 Technisches Potenzial

In Heinloth (2003) wird das globale technische Potenzial mit 3000 TWh pro Jahr, für Deutschland auf dem Land (Onshore) mit 115 TWh pro Jahr und in der Nord- und Ostsee (Offshore) mit 154 TWh ausgewiesen. Dabei ist zu beachten, dass die genutzte Fläche auf dem Festland viermal grösser ist als auf dem Meer um eine um rund einen Drittel geringere Menge zu produzieren.

Hirschberg et al. (2005) zitieren Quellen, die das technische Potenzial für Westeuropa auf 1300 TWh bis 4800 TWh pro Jahr abschätzen.

Hartmann and Kaltschmitt (2002) schätzen das technische Potenzial in Deutschland für Onshore-Anlagen auf knapp 200 TWh pro Jahr, bei einer installierten Leistung von 120 GW, für Offshore-Anlagen auf 237 TWh pro Jahr bei 47 – 79 GW. Damit liegt diese Schätzung höher als Heinloth (2003) aber in der gleichen Grössenordnung.

Im Gegensatz zu anderen Technologien ist es für die Windenergie nicht möglich, anhand deutscher Abschätzungen Angaben über die Schweiz zu machen, da die geographischen Unterschiede zu gross sind.

In Geissmann and Horbaty (2004) wird das technische Potenzial über die gesamte für die Windenergie nutzbare Fläche der Schweiz (11512 km², was 28% der Landesfläche entspricht) gerechnet. Ausgeschlossen sind Gebiete mit instabilem Baugrund, zu steile Gebiete, Seeflächen, bewohnte Gebiete und nicht erreichbare Gebiete. Abbildung 5.22 gibt eine Übersicht über die in der Schweiz nutzbare Fläche. Damit wird ein technisches Potenzial von 74 TWh pro Jahr berechnet.

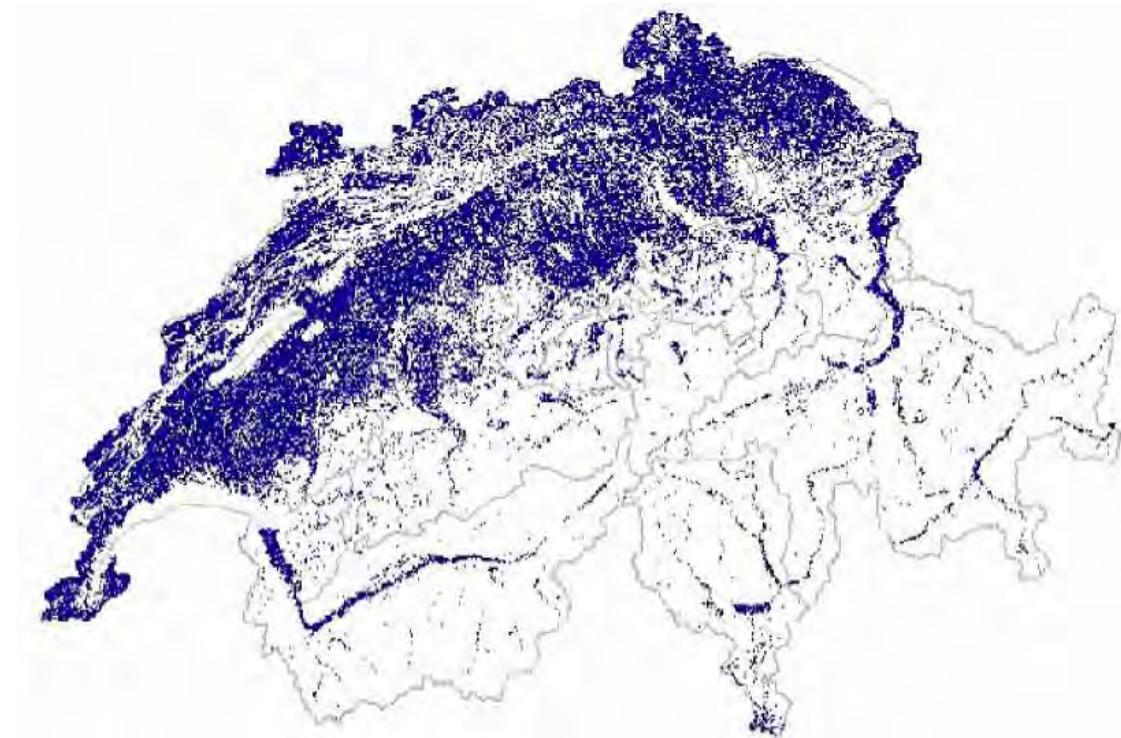


Abbildung 5.22: Nutzbare Fläche für Windenergie. Quelle: Geissmann and Horbaty (2004).

Diese Abschätzung beruht auf dem gleichen Prinzip wie die Berechnung des wirtschaftlichen Potenzials (siehe Kapitel 5.6.4): Nimmt man an, dass pro km² fünf Windkraftanlagen (WKA) aufgestellt werden – was in der Literatur allgemein als realistisch betrachtet wird – dann können auf der gewählten Fläche rund 57600 Windkraftanlagen gebaut werden. Daraus ergibt sich bei einer

Nennleistung von 2 MW eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von 642, nämlich

$$\frac{74000 \text{ GWh}}{2 \text{ MW} \cdot 57600 \text{ WKA}} = 642 \text{ h.}$$

Aus Abbildung 5.22 wird allerdings ersichtlich, dass die nutzbare Fläche massiert auftritt und deshalb bei einer solchen Abschätzung zu berücksichtigen wäre, dass der Wind nach der Umwandlung in Strom weniger Energie aufweist.

Frühere Studien zum technischen Potenzial der Windenergie in der Schweiz können nur bedingt Hinweise liefern, da die technischen Fortschritte unterschätzt wurden. Insbesondere bei den Leistungsgrössen wurden Windanlagen von 75 kW bis 150 kW unterstellt.

Als Abschätzung für das technische Potenzial für die Schweiz könnten ähnliche Überlegungen wie beim theoretischen Potenzial (siehe Kapitel 5.6.2) angestellt werden. Darauf wird hier verzichtet, weil der Mehrwert dieser zusätzlichen Angabe gering ist.

5.6.4 Wirtschaftliches Potenzial

Die Wirtschaftlichkeit der Windproduktion hängt stark von der Jahresdurchschnittswindgeschwindigkeit, kurz Geschwindigkeit, ab, weil die nutzbare Leistung von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt.

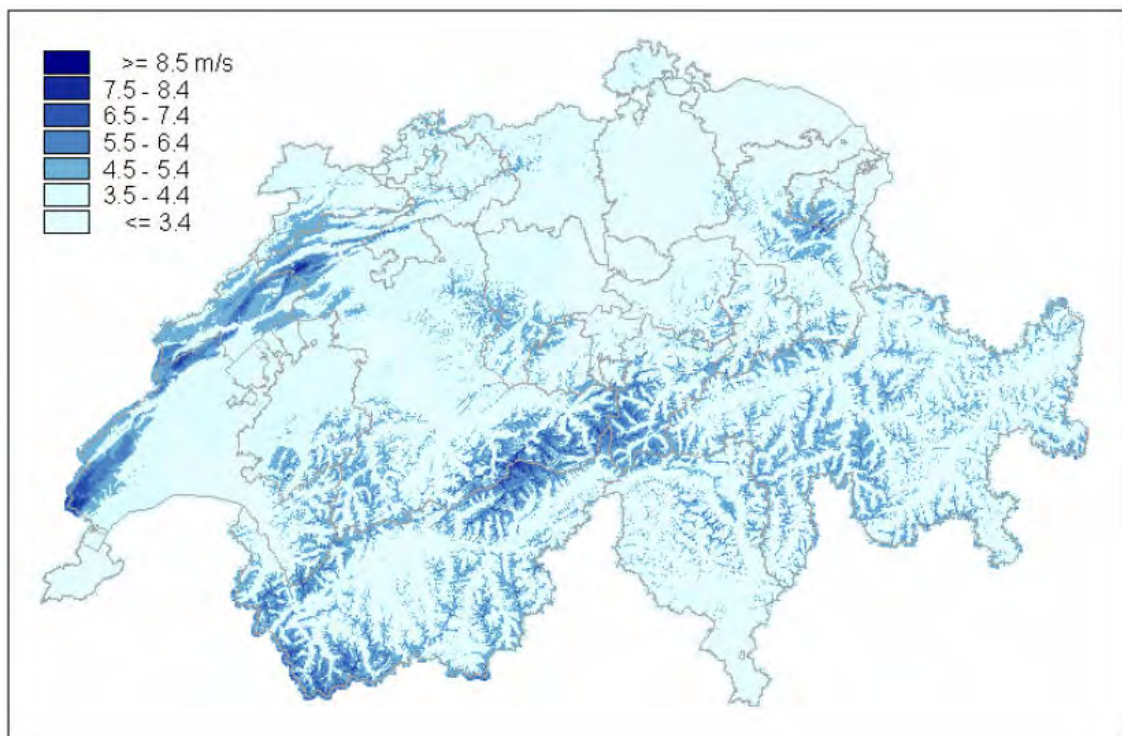


Abbildung 5.23: Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit 70 m über Grund. Quelle: BFE, BUWAL, and ARE (2004).

In Geissmann and Horbaty (2004) werden beim wirtschaftlichen Potenzial deshalb zwei Kategorien betrachtet:

- Flächen mit Geschwindigkeiten über 4.5 m/s (siehe Abbildung 5.23), was gleich bedeutend ist mit mehr als 800 Volllaststunden (siehe Abbildung 5.24) oder Gestehungskosten von weniger als 25 Rp. pro kWh. Diese Fläche beträgt 1668 km². Es werden Anlagen mit einer

Nabenhöhe von 100 m, Rotordurchmesser 80 m und einer Nennleistung von 2 MW betrachtet. Bei einem Flächenbedarf von rund 1 km² für 5 Anlagen könnten 8340 Windkraftanlagen erstellt werden, was gemäss Geissmann and Horbaty (2004) einem Potenzial von 21.6 TWh pro Jahr entsprechen würde. Diese Schätzung geht also davon aus, dass im Mittel jede Anlage auf dieser Fläche während 1295 Volllaststunden genutzt werden kann;

- Flächen mit Geschwindigkeiten über 5 m/s, was mindestens 1100 Volllaststunden entspricht. Dann verringern sich die Gestehungskosten auf unter 18 Rp. pro kWh und die nutzbare Fläche auf 750 km², was gemäss Geissmann and Horbaty (2004) 3765 Windkraftanlagen mit einem Potenzial von 12 TWh pro Jahr entspricht. Auf Volllaststunden umgerechnet erhält man damit durchschnittlich knapp 1600.

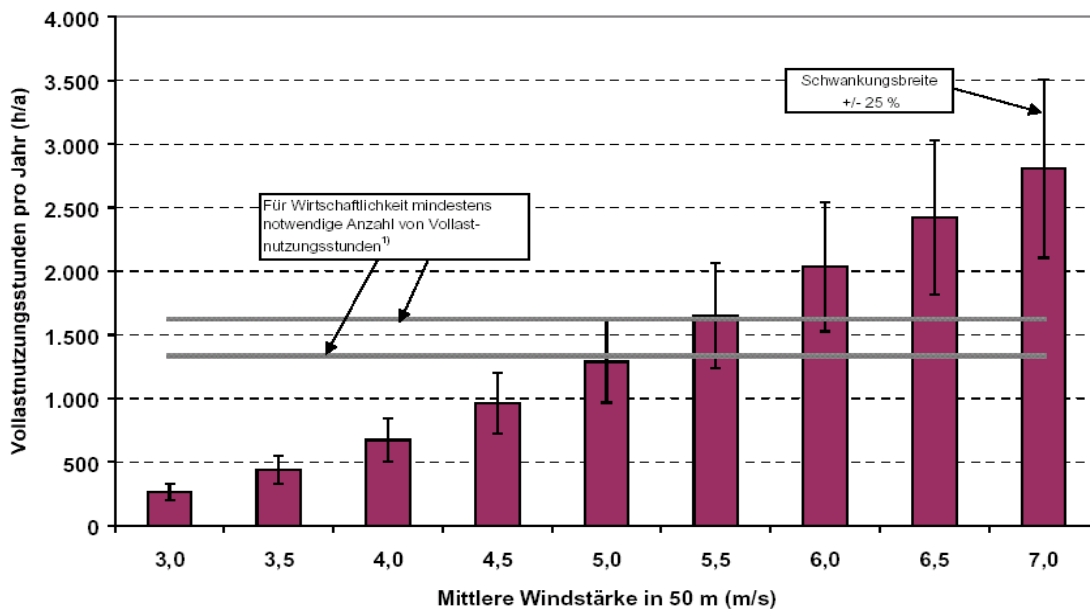


Abbildung 5.24: Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeiten und Volllaststunden. Quelle: Voss (2003).

Für beide Fälle wird nun eine andere Rechnung vorgestellt, die einen realisierbaren Wirkungsgrad von $\eta_a \eta_m \eta_e = 0.4 \cdot 0.9 \cdot 0.8 = 0.29$ unterstellt:

- Geht man auf der Fläche von einer Geschwindigkeit von 5.5 m/s aus, und unterstellt eine Auftrefffläche des Windes von $40^2 \pi \text{ m}^2$, was der Fläche des Windrotors entspricht, so erhält man pro Jahr

$$\frac{1}{2} (5.5 \text{ m/s})^3 \cdot 1.2929 \text{ kg/m}^3 \cdot 8340 \text{ WKA} \cdot 40^2 \pi \text{ m}^2 \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0.29 = 11.5 \text{ TWh.}$$

- Im Falle einer Geschwindigkeit von 6.5 m/s aus, so erhält man pro Jahr

$$\frac{1}{2} (6.5 \text{ m/s})^3 \cdot 1.2929 \text{ kg/m}^3 \cdot 3765 \text{ WKA} \cdot 40^2 \pi \text{ m}^2 \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0.29 = 8.5 \text{ TWh.}$$

Aus diesen Abschätzungen zeigt sich, dass die Potenziale in Geissmann and Horbaty (2004) weiterhin sehr optimistisch sind.

5.6.5 Ökologisches Potenzial

In Hartmann and Kaltschmitt (2002) wird neben der Abschätzung des technischen Potenzials auch ein so genanntes „raumordnerisch gesichertes Flächenpotenzial“ mit 0.15 – 0.20 Mio. Hektaren angegeben. Dies sollte für eine installierte Leistung von 15 – 20 GW oder einem Potenzial von 27 – 36 TWh pro Jahr reichen.

Da in Geissmann and Horbaty (2004) zuerst das wirtschaftliche Potenzial bestimmt wird und als Teilmenge davon das ökologische Potenzial, entspricht dieses dem ausschöpfbaren Potenzial. Wollte man das ökologische Potenzial gemäss der Definition aus Kapitel 4.3.4 bestimmen, dann müsste man das Potenzial der Schnittmenge der Fläche der Abbildung 5.22 und der Fläche der nichtausgeschlossenen Flächen in Abbildung 5.25 bestimmen.

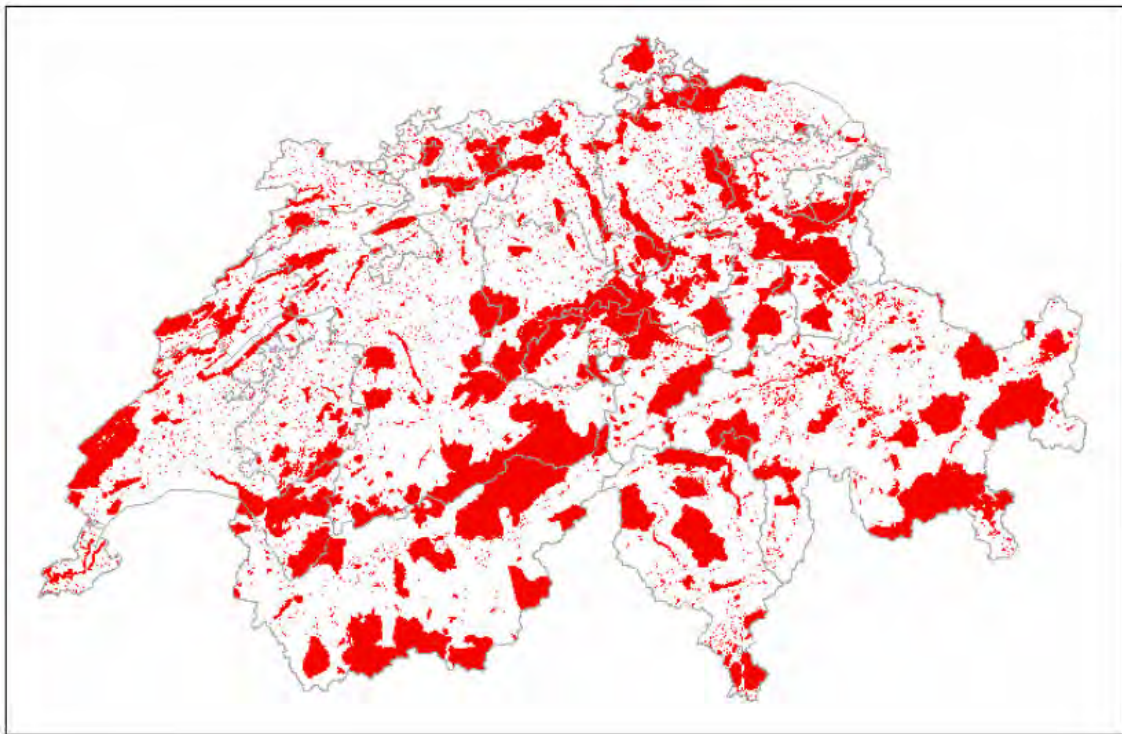


Abbildung 5.25: Von der Windkraft-Nutzung ausgeschlossene Gebiete durch nationale Inventare und Schutzgebiete. Quelle: BFE, BUWAL, and ARE (2004).

5.6.6 Ausschöpfbares Potenzial

In Geissmann and Horbaty (2004) wird unter Berücksichtigung aller möglichen Standorte für Windparks und Einzelanlagen, welche die Kriterien des Konzeptes erfüllen, ein Potenzial von rund 4 TWh pro Jahr abgeschätzt. Erläuterungen zur Bestimmung dieser Windparks und Einzelanlagen sind in nateco, metron, and meteotest (2004) zu finden. Dieses Potenzial ist im Gegensatz zum theoretischen und technischen Potenzial realistisch, da die Windparks und Einzelanlagen auf Einzelevaluationen beruhen und somit die lokalen Windverhältnisse berücksichtigt wurden. Abbildung 5.26 zeigt das ausschöpfbare Potenzial, wobei davon ausgegangen wird, dass im Mittel Anlagen mit einer Leistung von 1250 kW gebaut werden.

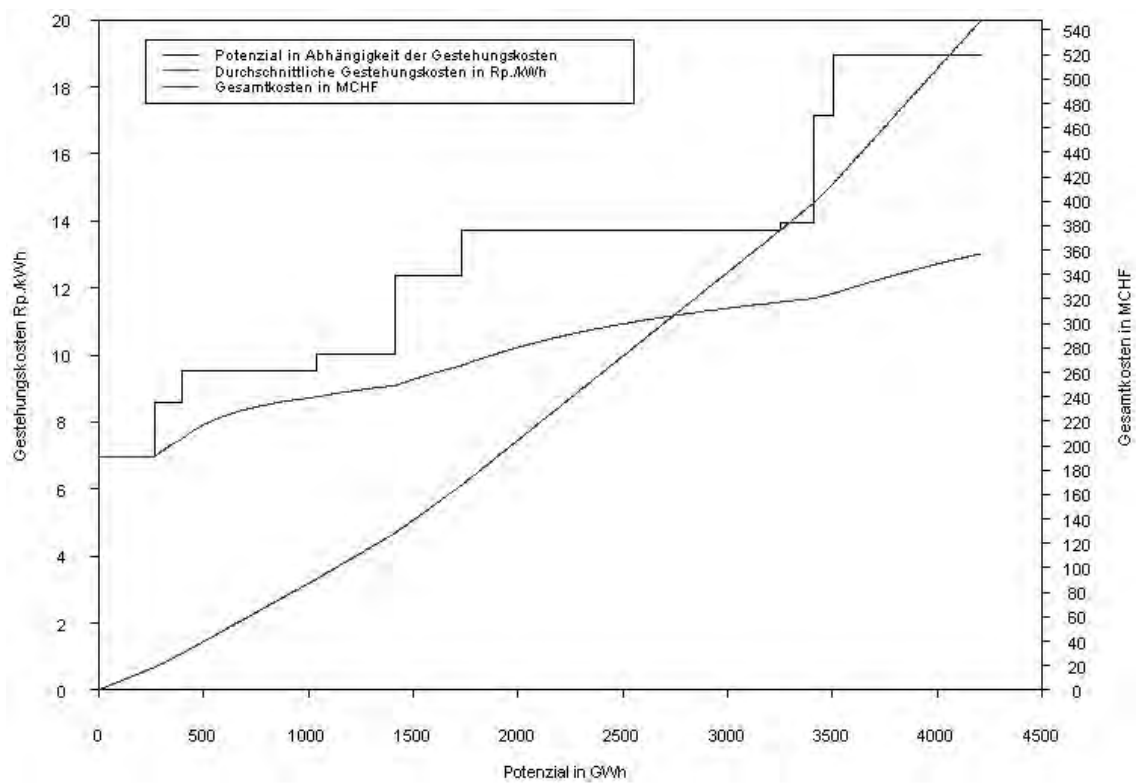


Abbildung 5.26: Kostenkurven des Ausbaupotenzials der Windenergie gemäss den Standortevaluationen aus BFE, BUWAL, and ARE (2004).

Tabelle 5.19: Annahmen zu den Kostenkurven des Ausbaupotenzials der Windenergie gemäss den Standortevaluationen aus BFE, BUWAL, and ARE (2004). Datenquelle: M. Geissmann (BFE), bearbeitet.

Anzahl Windparks		Windpark Grösse		
		EA: Einzelanlage	KP: Kleiner Windpark	MP: Mittlerer Windpark
Anzahl (Bereich)		1	2-7	8-20
Anzahl (Mittelwert)		1	5	12
Leistung kW		1250	6250	15000
Windangebot				
Volllaststunden (Bereich)	Volllaststunden (Mittelwert)			
800-1000	900			
1000-1500	1250			
1500-2792	1800			
Anzahl WKA		626	17	12
		972	40	20
		288	11	10
Produktion pro WKA GWh		1.13	5.63	13.50
		1.56	7.81	18.75
		2.25	11.25	27.00
Gestehungskosten Fr./kWh		19.04	17.16	13.93
		13.71	12.35	10.03
		9.52	8.58	6.96
Produktion GWh		704	96	162
		1519	313	375
		648	124	270
Total GWh		2871	532	807
Gesamtsumme GWh		4210		
Kosten in GWh*Rp./kWh		13409.55	1640.69	2256.39
		20821.22	3860.44	3760.65
		6169.25	1061.62	1880.33
Durchschnittskosten		14.07	12.34	9.79
Durchschnittskosten total		13.03		

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ziel dieser Arbeit war es, Abschätzungen über die verschiedenen Potenziale für Strom aus erneuerbaren Energien für verschiedene Technologien in der Schweiz zu machen.

6.1 Zusammenfassung

Potenzialdefinition

In einem ersten Schritt wurde der Begriff des Potenzials definiert (siehe Kapitel 4). Dabei stellte es sich als sinnvoll heraus, sich an der schwachen Deutung der Nachhaltigkeit zu orientieren, da dies konsistent zum Energieartikel der Schweizerischen Bundesverfassung ist. Deshalb wurde eine Unterscheidung nach einem theoretischen, technischen, wirtschaftlichen, ökologischen, ausschöpfbaren und erwarteten Potenzial vorgenommen. Im Gegensatz dazu werden in der Literatur häufig im technischen Potenzial bereits ökologische Kriterien integriert, was eher der starken Deutung der Nachhaltigkeit entspricht, aber zu zahlreichen Abgrenzungsschwierigkeiten führt.

Potenzial nach Technologie

In einem zweiten Schritt wurde versucht, für die einzelnen in Frage kommenden Technologien Biomasse, Geothermie, Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie die theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Potenziale zu bestimmen (siehe Kapitel 5 und Tabelle 6.1 und Tabelle 6.2). Um eine Plausibilisierung der einzelnen Potenziale durchführen zu können, wurden aus der Literatur zum Vergleich ausländische Potenziale, vor allem solche für Deutschland, beigezogen. Dabei zeigte sich, dass für einzelne Technologien wie Geothermie oder Photovoltaik für die Abschätzung der Potenziale Analogien zwischen Deutschland und der Schweiz möglich sind, für andere Technologien wie Biomasse, Wasserkraft und Windenergie allerdings nicht, da die topographischen Gegebenheiten zu stark divergieren. Die Bestimmung der einzelnen Potenziale ist für alle untersuchten Technologien mit grossen Unsicherheiten verbunden, was allerdings bei jeder Technologie andere Gründe hat:

- Die *Biomasse* hat eine lange Tradition, doch sind Technologien, die eine effiziente Nutzung dieser gespeicherten Energieform ermöglichen, noch nicht vollständig ausgereift. Die Entwicklung solcher effizienter Verfahren ist deshalb wichtig, weil der Energiegehalt der Biomasse relativ gering ist und sich eine dezentrale Verwendung aufdrängt, die lange Transportwege ausschliesst. Bedingt durch diese Unsicherheiten ist die Abschätzung des technischen Potenzials schwierig, vor allem mit dem sehr langfristigen Blick in das Jahr 2035.

Die Biomasse hat den grossen Vorteil, dass sie vielseitig einsetzbar ist. Diese positive Eigenschaft erschwert allerdings die Potenzialabschätzung zur Gewinnung von Strom, da unklar bleibt, wie die Biomasse in den nächsten Jahrzehnten verwendet wird. Diese Aufteilung hängt stark von exogenen Faktoren ab, allen voran von der Entwicklung der Preise fossiler Energieträger oder der Treibstoffe.

- In der *Geothermie* liegen grosse Hoffnungen, denn das Innere der Erde könnte ein grosser Energielieferant werden. Dabei kann die Erdwärme sowohl zur Wärme- als auch Stromgewinnung eingesetzt werden, wobei der Wirkungsgrad bei alleiniger Stromgewinnung gering ist, so dass eine kombinierte Nutzung anzustreben ist. Allerdings sind die technischen Unsicherheiten noch sehr gross, so dass heute nur wage Abschätzungen zu den technischen und infolge dessen auch den untergeordneten Potenzialen gemacht werden können. Man ist sich

weitgehend einig, dass bei einem technologischen Durchbruch der Hot-Dry-Rock-Methode, eine Energiequelle erschlossen werden kann, die sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch sehr interessant ist. Momentan ist dieser Pfad allerdings noch ungewiss und deshalb auch etwas spekulativ.

- Die *Photovoltaik* bietet vor allem in Bezug auf die zeitliche Realisierung des Ausbaupotenzials grosse Unsicherheiten. Zwar handelt es sich um eine weitestgehend akzeptierte erneuerbare Technologie, doch werden die Gestehungskosten unabhängig vom technischen Fortschritt im Vergleich zur Erschliessung anderer erneuerbarer Energiequellen hoch bleiben.
- Die *Wasserkraft* hat sich seit langer Zeit bewährt, ist prädestiniert für die Stromerzeugung und ist bereits weitgehend ausgeschöpft. Mit technischen Fortschritten ist nicht mehr zu rechnen. Trotzdem hat sich die Abschätzung vor allem des technischen Potenzials als komplex erwiesen, da einerseits in verschiedenen Studien die Begriffe des technischen Potenzials unterschiedlich verwendet wurden und andererseits die Annahmen insbesondere zur Kleinwasserkraft stark divergieren. Viele Potenzial-Studien wurden in den 1980er Jahren erstellt. Seither wurden Klein- und Grosswasserkraftwerke zugebaut, erneuert, ersetzt und stillgelegt. Auf andere Projekte, die früher zum erwarteten Ausbaupotenzial gerechnet wurden, ist aus ökologischen Gründen verzichtet worden. Da es sich bei den neueren Arbeiten zur Potenzialabschätzung von Wasserkraft meist um Aktualisierungen der älteren Studien handelt ohne eigentliche Neueinschätzung, nehmen die Unsicherheiten der Abschätzungen zu.

Da Wasserkraft für die Schweiz nach wie vor die zentrale Rolle in der Stromproduktion spielt, wäre eine systematische Neubestimmung der verschiedenen Potenziale insbesondere der Ausbaupotenziale zu begrüssen, was allerdings mit einem erheblichen Aufwand verbunden wäre. Dabei dürften allerdings neueste Hilfsmittel wie GIS-Systeme einen wesentlichen Beitrag zur Bestimmung des technischen Potenzials leisten.

- Die Nutzung der *Windenergie* hat in den letzten Jahrzehnten vor allem in Deutschland einen grossen Zuwachs erlebt und eignet sich wie Wasserkraft für die Stromproduktion. Dabei wurden grosse technische Fortschritte erzielt, so dass heute die Technologie als ausgereift betrachtet werden kann. Somit sind höchstens noch mit leistungsstärkeren Anlagen höhere Stromerträge realistisch. Während also das technische Potenzial heute und in Zukunft vor allem von der Leistung der Windkraftanlagen abhängt, ist das wirtschaftliche Potenzial stark standortabhängig, da die nutzbare Leistung von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt.

Tabelle 6.1: Potenziale erneuerbarer Energien in der Schweiz.

	theoretisch	technisch	wirtschaftlich	ökologisch
Wasser (siehe Tabelle 6.2)				
Geothermie	$5 \cdot 10^4$ EJ			
Biomasse		< 334 PJ		2025 81–105 PJ 2040 96–126 PJ
Photovoltaik	177 EJ			
Wind (siehe Tabelle 6.2)				

Potenzial nach Potenzialart

- Das *theoretische* Potenzial hat von seiner Bedeutung her keinen praktischen Nutzen, dient aber als obere Abschätzung für die in der Schweiz zur Verfügung stehende erneuerbare Energiemenge.

- Sowohl das *technische* Potenzial als auch das technische Ausbaupotenzial erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung in der Schweiz ist gross.

Das technische Biomassepotenzial wird heute nur zu einem geringen Grad genutzt. Vor allem im Bereich Waldholz und Abfälle steht noch ein beträchtliches Ausbaupotenzial zur Verfügung. Obschon heute noch nicht abschätzbar ist, wie das technische Ausbaupotenzial am besten genutzt werden soll, ob für Wärme, Strom oder Treibstoff, würde sich ein hoher Anteil für die Stromerzeugung eignen.

Bei der Geothermie sind die geologischen Verhältnisse, soweit dies heute abgeschätzt werden kann, vorteilhaft und sollte sich die Hot-Dry-Rock-Methode bewähren, dann steht der Schweiz trotz kleinem Wirkungsgrad ein beträchtliches Ausbaupotenzial zur Verfügung.

Bei der Wasserkraft ist der grösste Teil des Potenzials bereits realisiert, so dass das Ausbaupotenzial relativ gesehen nur noch gering ist. Absolut gesehen bietet es aber immer noch erhebliche Möglichkeiten.

Sowohl die Windenergie als auch die Photovoltaik weisen ein grosses technisches Potenzial auf, das weitgehend nicht ausgeschöpft ist, so dass es im wesentlichen auch dem Ausbaupotenzial entspricht.

- Das *wirtschaftliche* Ausbaupotenzial ist aus heutiger Sicht beschränkt, doch kann sich dies je nach Entwicklung der dauerhaften Preise für fossile Energieträger und Uran ändern. Sollte sich zudem die Einsicht durchsetzen, dass Massnahmen gegen die real existierende Klimaerwärmung dringend notwendig sind, dann würde sich zum Beispiel durch erhöhte CO₂-Abgaben die Wirtschaftlichkeit weiter verbessern.

Bei der Biomasse sind einige Anwendungstechnologien wie zum Beispiel Strom aus Kehrlichtverbrennungsanlagen bereits heute wirtschaftlich, andere könnten den Sprung bald schaffen. Es darf allerdings nicht vergessen werden, dass Energie aus Biomasse in Konkurrenz zu fossilen Energieträgern steht, so dass ein Anstieg des Ölpreises auch zu einem Preisanstieg der Biomasse führen kann, was die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflusst.

Bei ausgereifter Technologie könnte vor allem bei der Geothermie ein beträchtlicher Teil des technischen Potenzials wirtschaftlich genutzt werden, wobei kurzfristig noch mit keinen grossen Durchbrüchen zu rechnen ist.

Photovoltaik ist heute und auch künftig nicht wirtschaftlich und kann nur mit entsprechenden Förderbeiträgen allenfalls zum erweitert wirtschaftlichen Potenzial gerechnet werden.

Da die Wasserkraft bereits weit ausgeschöpft ist, ist die weitere Erschliessung mit Ausnahme vom Ausrüstungsersatz kostspielig, insbesondere wenn es sich um neue Speicherkraftwerke handelt, so dass das wirtschaftliche Ausbaupotenzial beschränkt ist.

Windenergie bietet einige Standorte, die zu konkurrenzfähigen Kosten Strom zu produzieren vermögen, doch ist dieses Ausbaupotenzial insgesamt relativ gering.

- Nach der Definition des *ökologischen* Potenzials in Kapitel 4, das heisst keine Life-Cycle-Analyse sondern eine Beurteilung der unmittelbaren Auswirkungen einer Anlage an einem Standort, wird das technische Potenzial vor allem bei der Wasserkraft durch ökologische Kriterien eingeschränkt. Bei den anderen Technologien sind die zu berücksichtigenden Restriktionen wesentlich kleiner.

Bei der Biomasse ist der Grossteil des technischen Potenzials auch ökologisch. Es sollte aber unabhängig davon Wert darauf gelegt werden, dass die Transportwege möglichst kurz sind, damit die Energiebilanz deutlich positiv bleibt.

Bei Geothermie wird allgemein davon ausgegangen, dass die Auswirkungen in ökologischer Hinsicht gering sind. Aus heutiger Sicht gilt es einzig zu beachten, dass bei der Stromerzeugung eine Kühlung sichergestellt sein muss, was zu Einschränkungen führen kann.

Obschon bei der Photovoltaik auch Anlagen auf Freiflächen zum ökologischen Potenzial gezählt werden, könnte man sich auf Fassadenflächen und vor allem auf Dachanlagen beschränken, denn das ökologische Potenzial ist noch kaum ausgeschöpft.

Bei Windenergie sind die Auswirkungen ebenfalls gering. Es ist aber sicherlich sinnvoll sich in erster Linie auf Windparks zu konzentrieren, da damit der Aufwand und der Landschaftseingriff für die Errichtung von Zufahrtsstrassen minimiert werden kann.

- Aus den Schlüssen zum wirtschaftlichen und ökologischen Ausbaupotenzial kann abgeleitet werden, dass das *ausschöpfbare* Ausbaupotenzial gering bleibt, solange die erneuerbaren Energien nicht durch Förderbeiträge unterstützt werden oder Strom aus erneuerbaren Energien entsprechend vermarktet wird, denn nur so könnte das erweiterte wirtschaftliche und damit auch das ausschöpfbare Ausbaupotenzial vergrössert werden.

Tabelle 6.2: Potenziale erneuerbarer Energien zur Gewinnung von Strom in der Schweiz.

	theoretisch	technisch	wirtschaftlich		ökologisch
Wasser	144 TWh	7.5 TWh	Abb. 5.18		4.3–5.0 TWh
Kleinwasserkraft			Abb. 5.19 ^a		
Geothermie ^b		33 TWh	2020	Abb. 5.6	ca. 33 TWh
			2035	Abb. 5.7	
Biomasse ^c			2010	Abb. 5.3	2040 4.5 TWh
			2040	Abb. 5.4 ^d	
Photovoltaik:	177 EJ				
Dachflächen		10.9 TWh	2010	Abb. 5.10	ca. 15.2 TWh
Fassadenflächen		3 TWh	2020	Abb. 5.11	
Freilandflächen		1.3 TWh	2035	Abb. 5.12	
Wind	ca. 93 TWh		Abb. 5.26 ^e		
			8.5–11.5 TWh ^f		

^aZusätzliches Potenzial gemäss Desserich + Funk (1987).

^bIn 3–7 km Tiefe.

^cSzenario gemäss Tabelle 5.8.

^dUnter Berücksichtigung ökologischer Kriterien.

^eUnter Berücksichtigung des ökologischen und sozialen Akzeptanz-Potenzials.

^fWindgeschwindigkeiten von 6.5 m/s–5.5 m/s.

6.2 Schlussfolgerungen

Viele Elektrizitätswerke bieten so genannte Öko-Stromprodukte an und obschon dieser Markt nach wie vor klein ist, steigt die Nachfrage ständig. Nicht nur Haushaltskunden, nein auch Grossfirmen legen seit einigen Jahren vermehrt Wert darauf, einen Anteil Strom aus erneuerbaren Energien in ihrem Portfolio zu haben, und sei es nur aus Imagegründen.

Diese Entwicklung zeigt, dass die Leute sich vermehrt Gedanken über die Zukunft der Energieversorgung und der Herkunft ihres Stromes machen und deshalb immer öfter auch bereit sind, höhere Tarife zu bezahlen oder Risikokapital zur Verfügung zu stellen, um direkt oder indirekt mitzuhelfen, das erweiterte wirtschaftliche Potenzial zu vergrössern.

Leider zeigt sich aber, dass es in der Schweiz schwierig ist, das ausschöpfbare Ausbaupotenzial zu realisieren. Dies sogar dann, wenn die Wirtschaftlichkeit und nicht nur die erweiterte Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Der Grund für diesen scheinbaren Widerspruch liegt am sozialen Akzeptanz-Potenzial. Es ist vor allem dieses Potenzial, das klein ist und vermutlich in den letzten Jahrzehnten

kleiner geworden ist. Eine Windkraftanlage scheitert heute weder an ökologischen noch wirtschaftlichen Kriterien, sondern am Landschaftsschutz, eine Biogas-Anlage an den Bewilligungsverfahren, ein Wasserkraftwerk am Umweltschutz, eine Photovoltaik-Anlage am Nachbarn.

Die Förderung erneuerbarer Energien in der Schweiz braucht nicht nur finanzielle Mittel, nein sie braucht auch eine breite soziale Akzeptanz. Häufig werden Projekte mit dem Argument bekämpft, dass es für die einzelnen Technologien in anderen Ländern bessere Standorte gibt: für Wind die deutsche Küste, für Geothermie Island und für solarthermische Kraftwerke oder Photovoltaik Spanien. Dabei wird vergessen, dass die Schweiz durch ihre geographische Lage und ihre topographischen Eigenschaften prädestiniert wäre, einen breit diversifizierten Strom-Mix aus einheimischen erneuerbaren Energien aufzubauen, da alle Technologien sinnvoll genutzt werden können.

Diese Verhinderer-Mentalität könnte einerseits dazu führen, dass die Schweiz nicht nur beim Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien gemessen am Endverbrauch weitere Rückschritte macht, sondern auch bei der Stromproduktion insgesamt, da bei einer Klimaerwärmung die Wasserkraftproduktion zurückgehen wird. Andererseits ist auch denkbar, dass Photovoltaik, die ein hohes soziales Akzeptanz-Potenzial aufweist, zur Nutzniesser-Technologie wird und gute Chancen hat, in grösserem Stil zugebaut zu werden, dies obschon die Life-Cycle-Bilanz von Photozellen und die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Technologien schlecht sind.

Häufig wird kritisiert, dass sowohl die Elektrizitätswirtschaft als auch die Politik den Strom aus erneuerbaren Energien zu wenig fördern. Diese Kritik ist in dieser Form nicht gerechtfertigt, denn die Stromwirtschaft hat primär den Auftrag, die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu gewährleisten, unter der Nebenbedingung, dass dies preisgünstig erfolgen soll. Mit der geforderten Liberalisierung erhöht sich der Druck auf die Branche weiter, die Wirtschaftlichkeit im Auge zu behalten, um keine Kunden und damit an Ertragskraft zu verlieren. Die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien kann deshalb aus ihrer Sicht bestenfalls ein untergeordnetes Ziel sein.

Wie erwähnt, ist es für die Stromwirtschaft zudem schwierig, in der heutigen Zeit Projekte aus dem ausschöpfbaren Ausbaupotenzial zu realisieren, da die Einsprachen von Anwohnern und Interessengruppen so zahlreich und unnachgiebig sind, dass der Aufwand für kleinere Projekte zu gross wird und sie deshalb darauf verzichtet. Und so sind es Umbauten oder Erweiterungen bestehender Anlagen, die realisiert werden, weil sie weniger häufig durch die fehlende soziale Akzeptanz verhindert werden. So begrüssenswert dieser zusätzliche Beitrag an Strom aus erneuerbaren Energien ist, er reicht bei weitem nicht aus auf dem Weg zu einer nachhaltigen Stromerzeugung.

Natürlich muss sich die Stromwirtschaft aber auch berechnete Kritik gefallen lassen, denn gerade in den letzten Jahren hat sie diejenigen Projekte, bei denen sie eine genügend hohe wirtschaftliche Rendite erwartet, mit grosser Hartnäckigkeit vorangetrieben. So sind bei Grossprojekten wie KWO Plus, Linth-Limmern oder Emosson, die zur Bereitstellung von Spitzenleistung und Ausregulierung der Netzsysteme realisiert werden sollen, grosse Anstrengungen unternommen worden, um sich mit den Umweltverbänden zu einigen, damit das Projekt zum Erfolg geführt werden kann. Aus Sicht eines wirtschaftlichen Unternehmens legitim, aus Sicht eines kritischen Bürgers ein Zeichen, dass die Stromwirtschaft trotz anders lautenden Aussagen nur bedingt ein Interesse hat, Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.

Es könnte ratsam sein, bei der Planung der künftigen Energieversorgung und der Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien interdisziplinäre Arbeitsgruppen bestehend aus Ingenieuren, Naturwissenschaftlern aber auch Soziologen und Psychologen einzusetzen, die die nicht-ökonomischen Probleme angehen und Lösungsansätze suchen.

Bleibt also die Politik als Sündenbock! Auch das ist unfair, denn die politische Zusammensetzung eines demokratischen Landes ist immer ein Abbild der Verhältnisse des Souveräns. Wenn der Politik heute vorgeworfen wird, dass sie nur noch von Wahltermin zu Wahltermin, beziehungsweise von Wahl zu Wiederwahl denkt, dann entspricht dies leider einem Trend, der in unserer Gesellschaft mit der zunehmenden Kommerzialisierung und Kurzlebigkeit der Güter und einer Raffgier einhergeht. Er entspricht dem, was der Wähler letztlich beurteilt: kurzfristige Erfolge und kein Langfristdenken mehr.

Und trotzdem, auch die Politik muss sich den Vorwurf gefallen lassen, dass sie mehr Anstrengun-

gen unternehmen könnte, an die Vernunft der Bevölkerung zu appellieren. Sie sollte ausserdem eindringlich darauf hinweisen, dass dieses kurzfristige Denken einer Ausbeutung des wirtschaftlichen Systems und des ökologischen Gleichgewichts gleichkommt und somit in jeder Hinsicht dem Gedanken der Nachhaltigkeit widerspricht.

Wenn unserer Gesellschaft klar gemacht werden kann, dass grenzenlose Mobilität nicht grenzenlose Freiheit und viel Energie nicht viel Lebensfreude ist, dann ist man wohl schon einen wichtigen Schritt weiter auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung. Das ökologische Ausbaupotenzial jedenfalls ist vorhanden und mit etwas Weitsicht und Vernunft eines jeden Einzelnen sollte sich das erweitert wirtschaftliche und das soziale Akzeptanz-Potenzial vergrössern lassen. Bei einem gleichzeitig verantwortungsvolleren Energie- und Stromverbrauch würde so das erwartete Ausbaupotenzial bei weitem ausreichen, unsere Bedürfnisse und Wünsche befriedigen zu können, ohne dass wir deswegen auf Freiheit und Lebensfreude verzichten müssten.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Übersicht über die Energiewandlungskette. Quelle: Kaltschmitt, Streicher, and Wiese (2006).	1
1.2	Nutzungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien in der Schweiz. KW: Kraftwerk, HW: Heizwerk.	3
1.3	Energieflussdiagramm der Schweiz für das Jahr 2004. Angaben in TJ. Quelle: BFE (2005).	4
2.1	Kohärenz der Argumentation von EMG-Befürworterschaft und Gegnerschaft. Quelle: BFE (2003).	8
2.2	Chronologie des politischen Prozesses zum Stromversorgungsgesetz. Quelle: www.parlament.ch (Stand: Oktober 2006).	9
2.3	Erläuterung zum Ziel der Förderung der erneuerbaren Energien gemäss Entwurf des Bundesrates vom 3. Dezember 2004. Prod: Produktion. Quelle: Piot (2004).	10
2.4	Darstellung des zusätzlichen Bedarfs an Strom aus erneuerbaren Energien bei einer Erhöhung des Anteil von 67% auf 77% in Abhängigkeit der jährlichen Verbrauchszunahme in Prozent (rechte Skala).	11
3.1	Übersicht über die in den Perspektiven berücksichtigten Angebotsvarianten bis 2035.	14
3.2	Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung bis 2035 bei der Rahmenentwicklung Trend. Bev.: Bevölkerung. Datenquelle: seco (2004), Prognos (2006), Graphik: BFE.	16
3.3	Resultate Szenario Ia Stromangebotsvariante A mit Sensitivitäten. KKW: Kernkraftwerke. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.	17
3.4	Resultate Szenario Ia Stromangebotsvariante B mit Sensitivitäten. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.	18
3.5	Resultate Szenario Ia Stromangebotsvariante C mit Sensitivitäten. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.	19
3.6	Resultate Szenario II Stromangebotsvarianten A–C. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.	20
3.7	Resultate Szenario III Stromangebotsvarianten A, C, D und E. WKK: Wärmekraftkopplungs-Anlage. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.	21
3.8	Resultate Szenario III Stromangebotsvarianten D und E für das Winterhalbjahr. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.	22
3.9	Resultate Szenario IV Stromangebotsvarianten A, C, D und E. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.	23
3.10	Endenergienachfrage nach Sektoren und Abhängigkeit vom Erdöl. DL: Dienstleistungen, HH: Haushalte. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.	24
3.11	Elektrizitätsverbrauch nach Sektoren. DL: Dienstleistungen, HH: Haushalte. Datenquelle: Prognos (2006), Graphik: BFE.	24
3.12	Übersicht über die einzelnen Szenarien, Angebotsvarianten und Nachfrageresultate für die Rahmenentwicklung Trend.	25
4.1	Potenzialbegriffe in graphischer Darstellung.	28

5.1	Übersicht über die Prozesse und Technologien zur Nutzung von Biomasse. RME: Rapsölmethylester. Quelle: Oettli et al. (2004).	37
5.2	Stromgestehungskosten und deren Streuung für die untersuchten Anlagentypen in Abhängigkeit der installierten elektrischen Leistung P_{kW_e} im Jahr 2010 (links) und 2040 (rechts). 4g: KVA, 9g2: landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlage, 9i: industriell/gewerbliche Co-Vergärungsanlage, 11: ARA. Quelle: Oettli et al. (2004).	43
5.3	Kostenkurven des ökologischen Ausbaupotenzials der Biomasse für das Jahr 2010. Datenquelle: Oettli et al. (2004), B. Guggisberg (BFE), Graphik: M. Piot.	46
5.4	Kostenkurven des ökologischen Ausbaupotenzials der Biomasse für das Jahr 2040. Datenquelle: Oettli et al. (2004), B. Guggisberg, Graphik: M. Piot.	48
5.5	Kostenkurven als Funktion des geothermalen Gradienten. Quelle: Hirschberg et al. (2005).	52
5.6	Kostenkurven des technischen Potenzials der Geothermie für das Jahr 2020. Datenquelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M. Piot.	54
5.7	Kostenkurven des technischen Potenzials der Geothermie für das Jahr 2035. Datenquelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M. Piot.	55
5.8	Wirkungsgrade von Solarzellen bei Standardtestbedingungen. Quelle: Hartmann and Kaltschmitt (2002).	56
5.9	Kostenaufschlüsselung von dachaufgebauten Netzverbundanlagen. Quelle: Hirschberg et al. (2005).	59
5.10	Kostenkurven des technischen Potenzials der Photovoltaik für das Jahr 2010. Datenquelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M. Piot.	60
5.11	Kostenkurven des technischen Potenzials der Photovoltaik für das Jahr 2020. Quelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M. Piot.	61
5.12	Kostenkurven des technischen Potenzials der Photovoltaik für das Jahr 2035. Quelle: Hirschberg et al. (2005) bearbeitet, Graphik: M. Piot.	62
5.13	Übersicht über die regionale Verteilung des theoretischen Potenzials der Wasserkraft. Quelle: Energie-Atlas der Schweiz.	64
5.14	Überlegungen zum Ausbaupotenzial der Wasserkraft.	68
5.15	Übersicht über die regionale Verteilung des Ausbaupotenzials von Wasserkraft. Quelle: Energie-Atlas der Schweiz.	71
5.16	Extrapolation des technischen Potenzials der Kleinwasserkraftwerke der beiden Testgebiete auf die ganze Schweiz.	72
5.17	Spezifische Jahreskosten des Ausbaupotenzials. Quelle: Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004).	73
5.18	Kostenkurven des technischen Ausbaupotenzials der Wasserkraft. Datenquelle: Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004), Graphik: M. Piot.	74
5.19	Kostenkurven der zusätzlichen Kleinwasserkraft. Datenquelle: Desserich + Funk (1987) angepasst, Graphik: M. Piot.	76
5.20	Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der am Generator nutzbaren Leistung. Quelle: Hartmann and Kaltschmitt (2002).	81
5.21	Verteilung der prioritären und kantonalen Standorte. Quelle: BFE, BUWAL, and ARE (2004).	83
5.22	Nutzbare Fläche für Windenergie. Quelle: Geissmann and Horbaty (2004).	84
5.23	Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit 70 m über Grund. Quelle: BFE, BUWAL, and ARE (2004).	85
5.24	Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeiten und Volllaststunden. Quelle: Voss (2003).	86
5.25	Von der Windkraft-Nutzung ausgeschlossene Gebiete durch nationale Inventare und Schutzgebiete. Quelle: BFE, BUWAL, and ARE (2004).	87
5.26	Kostenkurven des Ausbaupotenzials der Windenergie gemäss den Standortevaluationen aus BFE, BUWAL, and ARE (2004).	88

Tabellenverzeichnis

5.1	Technisches Potenzial der Biomasse in Deutschland und Europa in PJ. Quelle: Heinloth (2003).	40
5.2	Geschätzte Kostenentwicklung der Biomassegüter in CHF pro Tonne bis 2040 aus Sicht des Anlagebetreibers. Quelle: Oettli et al. (2004).	41
5.3	Anlagentypen (grau markiert) für die Konversionskosten bestimmt wurden. Quelle: Oettli et al. (2004).	42
5.4	KVA: Potenziale in GWh pro Jahr nach Optimierungsmöglichkeiten. SWG: Stromwirkungsgrad. Quelle: S. Wiederkehr (BFE).	44
5.5	ARA: Potenziale in GWh pro Jahr nach Optimierungsmöglichkeiten. BHKW: Blockheizkraftwerk. SWG: Stromwirkungsgrad. Quelle: S. Wiederkehr (BFE).	44
5.6	ARA: Produktion in GWh pro Jahr und Gestehungskosten in Rp. pro kWh. Quelle: S. Wiederkehr (BFE).	44
5.7	Maximal obere Abschätzung für das technische Potenzial (TP) und ökologisches Potenzial (ÖP) im Jahr 2040.	45
5.8	Potenzial der Biomasse für die Stromproduktion im erwarteten Fall. ARA: Abwasserreinigungsanlage, KVA: Kehrlichtverbrennungsanlage. Quelle: B. Guggisberg (BFE).	47
5.9	Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Abfall-Annahmepreisen für landwirtschaftliche Co-Vergärungsanlagen (oben) und gewerblich/industrielle Biogasanlagen (unten).	48
5.10	Investitions- und Betriebskosten zweier Hot-Dry-Rock-Anlagen. Hartmann and Kaltschmitt (2002).	53
5.11	Stromgestehungskosten in Rp./kWh (Minimum - Mittelwert - Maximum) für Photovoltaik-Anlagen für verschiedene Regionen und Zeitpunkte. Quelle: Hirschberg et al. (2005).	59
5.12	Annahmen zur Bestimmung der Kostekurven für Photovoltaik für die Jahre 2010, 2020 und 2035.	60
5.13	Vierzig Wasserkraftprojekte aus dem Jahre 1984 und Stand 2006, Teil I. Quelle: Broggi and Reith (1984) angepasst.	66
5.14	Vierzig Wasserkraftprojekte aus dem Jahre 1984 und Stand 2006, Teil II. Quelle: Broggi and Reith (1984) angepasst.	67
5.15	Zusammenfassung der Entwicklung der Wasserkraftwerke.	70
5.16	Bestimmung der verschiedenen Potenziale in GWh und Prozent für Kleinwasserkraftanlagen. Datenquelle: Desserich + Funk (1987), Begriffe angepasst.	70
5.17	Technisches Ausbaupotenzial in GWh pro Jahr und Gestehungskosten in Rp. pro kWh nach Massnahme. LKW: Laufwasserkraftwerk, SKW: Speicherkraftwerk, ND: Niederdruck, HD: Hochdruck. Datenquelle: Laufer, Grötzinger, and Schmutz (2004).	75
5.18	Erwartetes Ausbaupotenzial der Wasserkraft.	78
5.19	Annahmen zu den Kostenkurven des Ausbaupotenzials der Windenergie gemäss den Standortevaluationen aus BFE, BUWAL, and ARE (2004). Datenquelle: M. Geissmann (BFE), bearbeitet.	89

6.1	Potenziale erneuerbarer Energien in der Schweiz.	91
6.2	Potenziale erneuerbarer Energien zur Gewinnung von Strom in der Schweiz. . . .	93

Literaturverzeichnis

- Allet, Bruno, and Anton Schleiss. 1990. "Wasserkraft in der Schweiz: Ausbau, Möglichkeiten und Schranken." *Schweizer Ingenieur und Architekt*, no. 29. Sonderdruck aus Heft 29/1990.
- Ayres, Matt, Morgan MacRae, and Melanie Stogran. 2004. *Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario*.
- Banfi, Silvia, Massimo Fillipini, Cornelia Luchsinger, and Adrian Müller. 2004. *Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz*. Zürich: vdf-Verlag.
- Baur, Martin, et al. 2006. *Programm Kleinwasserkraftwerke: Potenzialanalyse Kleinwasserkraftwerke - Vorstudie zu Kraftwerken an Fließgewässern*. Bern.
- Bentley, Roger W. 2006. "Global Oil and Gas Depletion A Letter to the Energy Modelling Community." *IAEE Newsletters*, no. 2/06.
- Bertel, Evelyne, and Gilbert Naudet. 2004. *L'économie de l'énergie nucléaire*. Collection Génie Atomique. Les Ulis Cedex: EDP Sciences.
- BFE. 2003. *Analyse des Meinungsbildungs- und Entscheidungsprozesses zum Elektrizitätsmarktgesetz*. Bern: BFE.
- . 2005. *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2004*. Bern: BFE.
- . 2006a. *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005*. Bern: BFE.
- . 2006b. *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2005*. Bern: BFE.
- BFE, BUWAL, and ARE. 2004. *Konzept Windenergie Schweiz, Grundlagen für die Standortwahl von Windparks*. Bern.
- Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz vom 3. Dezember 2004. 2004.
- Broggi, Mario F., and Wolf J. Reith. 1984. *Beurteilung von Wasserkraftprojekten aus der Sicht des Natur- und Heimatschutzes*. Bern: EDMZ.
- Bucher, Martin. 2006. "Kann Photovoltaik auf Freiflächen Sünde sein?" *Energie & Management*, p. 7.
- Bundesgesetz über die Stromversorgung: Entwurf vom 30.06.2004. 2004. Bern.
- Chatelain, Richard, and Ruedi Sigg. 1987. *Kleinwasserkraftwerke in der Schweiz Teil III*. Bern: Bundesamt für Wasserwirtschaft.
- Desserich + Funk. 1987. *Studie Energiepotenzial aus Kleinwasserkraftwerken*. Volume Nr. 3 of *Arbeitsdokument*. Edited by Expertengruppe Energieszenarien. Bern: EDMZ.
- Dettli, Reto, Pia Steiner, Martin Baur, and Mathias Müller. 2004. *Kosten und Entschädigung von Strom aus Kehrlichtverbrennungsanlagen*. Bundesamt für Energie.
- Deutsche Energie-Agentur. 2005. *Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur.

- Dohmen, Frank, and Frank Hornig. 2004. "Der Windmühlenwahn: vom Traum umweltfreundlicher Energie zur hoch subventionierten Landschaftszerstörung." *Der Spiegel* 14:80–96.
- Eidg. Departement des Innern. 1977. *Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung*. Bern: Eidg. Oberforstinspektorat, Abteilung Natur- und Heimatschutz.
- Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung. 1988. *Neue, erneuerbare Energien; Analyse und Synthese von elf Originalstudien*. Volume Nr. 31 of *Arbeitsdokument*. Würenlingen: Bundesamt für Energiewirtschaft.
- Elektrowatt Ingenieurunternehmung. 1987. *Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz*. Volume Nr. 2 of *Arbeitsdokument*. Edited by Expertengruppe Energieszenarien. Bern: EDMZ.
- Elektrowatt Ingenieurunternehmung, Schweizer Wasserwirtschaftsverband, Desserich + Funk, and Jean-Pierre Bourquin. 1987. *Möglichkeiten des Ausbaus der Wasserkraftnutzung in der Schweiz*. Volume Nr. 1 of *Schriftenreihe*. Edited by Expertengruppe Energieszenarien. Bern: EDMZ.
- Eugster, Werner, and Michel Piot. 2000. *Exkursion Grimsel und Oberhasli; Natur- und Kulturlandschaft im Spannungsfeld zwischen Ökonomie und Ökologie*. Geographisches Institut der Universität Bern: Geographica Bernensia.
- Geissmann, Markus, and Robert Horbaty. 2004. *Das Potenzial der Windenergie in der Schweiz*. BFE.
- Gubser, Hans, Niklaus Zepf, Jürg Hubler, and Gerhard Jochum. 2006. *Strom für heute und morgen: Axpo Studie „Stromperspektiven 2020“*. Baden: Axpo Holding.
- Hartmann, Hans, and Martin Kaltschmitt. 2002. *Biomasse als erneuerbarer Energieträger: Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen erneuerbaren Energien*. 2. Auflage. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 3. Edited by Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft. Münster: Landwirtschaftsverlag.
- Heinloth, Klaus. 2003. *Die Energiefrage*. 2. Auflage. Braunschweig: vieweg.
- Hirschberg, Stefan, Christian Bauer, Peter Burgherr, Samuel Stucki, Frédéric Vogel, Serge Biollaz, Thorsten Schulz, Wilhelm Durisch, Peter Hardegger, Konstantin Foskolos, Anton Meier, and Warren Schenler. 2005. *Erneuerbare Energie und neue Nuklearanlagen*. Energiewirtschaftliche Grundlagen. Bern: BFE.
- Horlacher, Hans-Burkhard. 2003. *Globale Potenziale der Wasserkraft*. Berlin, Heidelberg.
- Horton, Pascal. 2005. *Prediction of climate change impacts on Alpine discharge regimes under the A2 and B2 SRES emission scenarios for two future time periods*. Energiewirtschaftliche Grundlagen. Bern: BFE.
- IEA. 2004. *Energy Statistics Manual*. Paris: OECD.
- IEA, NEA, and OECD. 2005. *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris: OECD, IEA.
- Jochem, Eberhard. 2000. Chapter 6: Energy end-use efficiency of *World Energy Assessment: Energy and the challenge of sustainability*, edited by Goldemberg et al. United Nations Development Programme.
- Kaltschmitt, Martin, Wolfgang Streicher, and Andreas Wiese. 2006. *Erneuerbare Energien*. 4. Auflage. Berlin: Springer.
- Kaufmann, Urs, and Reto Rigassi. 2006. *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien Ausgabe 2005*. Bern: BFE.
- Laufer, Fred, Stephan Grötzinger, and Alain Schmutz. 2004. *Ausbaupotenzial der Wasserkraft*. Energiewirtschaftliche Grundlagen. Bern: BFE.
- nateco, metron, and meteotest. 2004. *Konzept Windenergie Schweiz, Methode der Modellierung geeigneter Windpark-Standorte*. Bern.

- Nussbaumer, Thomas. 2005. *Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk für die Schweiz: Potenzial und Wirtschaftlichkeitsabschätzung*. Zürich: verenum.
- Oettli, Bernhard, et al. 2004. *Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz*. Energiewirtschaftliche Grundlagen. Bern: BFE.
- Ott, Walter, Martin Baur, and Gabriele Gsponer. 2006. *Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz: Grundlagen und strategische Ansatzpunkte*. Bern.
- Piot, Michel. 2004. *Arbeitspapier Entwurf StromVG*. Bern.
- . 2005. “Auswirkungen der Klimaerwärmung auf die Wasserkraftproduktion in der Schweiz.” *Wasser Energie Luft*, no. 11/12:365–367.
- Piot, Michel, Vincent Rits, and Almut Kirchner. 2006. *Ausbaupotenzial Wasserkraft*. Basel: Prognos/BFE.
- Pröbstle. 2004. *Untersuchung der Potenziale an erneuerbaren Energien in der Stadt Herzogenaurach / Mittelfranken (Abschlussbericht Stand 05/2004)*. Herzogenaurach.
- Rebhan, Eckhard, ed. 2002. *Energiehandbuch: Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie*. Berlin: Springer.
- Schäfli, Bettina. 2005. “Impacts potentiels d’un changement climatique sur les régimes hydrologiques alpins.” *Wasser Energie Luft*, no. 11/12.
- Schärer, Hans-Ueli, Markus Geissmann, Bruno Guggisberg, Urs Wolfer, and Michel Piot. 2006. *Arbeitspapier zum Begriff Potenzial; Teil II: technologiespezifische Definitionen*. Bern.
- Schleiss, Anton. 2006. “La force hydraulique n’a pas tout donné.” *Les cahiers de l’énergie*, no. 63. Sonderdruck aus Heft 29/1990.
- seco. 2004. *Scénarios de croissance du PIB à long terme*. Bern: seco.
- Streffer, Christian, Carl Friedrich Gethmann, Klaus Heinloth, Klaus Rumpff, and Andreas Witt. 2005. *Ethische Probleme einer langfristigen globalen Energieversorgung*. Berlin: de Gruyter.
- Voss, Alfred. 2003. *Windenergie: Entwicklungen, Erwartungen und energiewirtschaftliche Einordnung*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieverwendung.
- Wenzel, Bernd, Frithjof Staiss, Joachim Nitsch, and Manfred Fishedick. 2006. “Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien: Ausbau und Kostenentwicklung bis 2020.” *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, no. 2:141 – 151.