

STROMEFFIZIENZ UND ERNEUERBARE ENERGIE – WIRTSCHAFTLICHE ALTERNATIVE ZU GROSSKRAFTWERKEN

Schlussbericht
Zürich, 7. Mai 2010

INFRAS



TNC CONSULTING AG
SEESTRASSE 141
8703 ERLBACH
t +41 44 991 55 77
f +41 44 991 55 78

WWW.TNC.CH

INFRAS

BINZSTRASSE 23
POSTFACH
CH-8045 ZÜRICH
t +41 44 205 95 95
f +41 44 205 95 99
ZUERICH@INFRAS.CH

MÜHLEMATTSTRASSE 45
CH-3007 BERN

WWW.INFRAS.CH

IMPRESSUM

AUFTRAGGEBER

WWF Schweiz, Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energie-Stiftung (SES), Pro Natura
Departement für Wirtschaft, Soziales und Umwelt des Kantons Basel-Stadt
Service de l'énergie, Département du territoire, Etat de Genève

UNTERSTÜTZT DURCH

Energie Wasser Bern (ewb), Ökofonds

AUFTRAGNEHMER

INFRAS, Binzstrasse 23, Postfach, 8045 Zürich, www.infras.ch
TNC Consulting AG, Seestrasse 141, 8703 Erlenbach, www.tnc.ch

AUTOREN

Bernhard Oettli, Stephan Hammer, Fabia Moret, Rolf Iten (INFRAS)
Thomas Nordmann (TNC)

BEGLEITGRUPPE

Martin Bretscher, Energie Wasser Bern (ewb)
Markus Diacon, Amt für Umwelt und Energie Kanton Basel-Stadt
Kurt Egger, EnergieSchweiz für Gemeinden
Myriam Garbely, Service de l'énergie, Etat de Genève
Patrick Hofstetter und Ulrike Saul, WWF Schweiz
Beat Jans, Pro Natura
Annette Reiber, Greenpeace Schweiz
Sabine von Stockar, Schweizerische Energie-Stiftung (SES)
Marcel Wickart, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz)

Für den Inhalt der Studie sind die Auftragnehmer verantwortlich.

INHALT

IMPRESSUM	2
INHALT	3
ABKÜRZUNGEN	5
ZUSAMMENFASSUNG	7
EINLEITUNG	7
RÉSUMÉ	21
1. EINLEITUNG	35
1.1. AUSGANGSLAGE	35
1.2. ZIEL UND FRAGEN	36
1.3. AUFBAU DES BERICHTS	37
2. METHODIK	39
2.1. ÜBERSICHT	39
2.2. REFERENZENTWICKLUNG	40
2.3. MODELLIERUNG DER SZENARIEN MIT DEM SZENARIENRECHNER	46
2.4. BESCHÄFTIGUNGSSCHÄTZMODELL	57
2.5. ERHEBUNGSMETHODEN	58
2.6. SZENARIENVERGLEICH	60
3. SZENARIO GROSSKRAFTWERKE	63
3.1. INVESTITIONSPLAN	63
3.2. STROMPRODUKTION	66
3.3. KOSTEN	69
3.4. WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE	77
3.5. RISIKEN	78
4. SZENARIO STROMEFFIZIENZ UND ERNEUERBARE ENERGIEN	83
4.1. VARIANTE 1: „INLAND“	85
4.1.1. Investitionsstrategie	85
4.1.2. Stromeinsparung und -produktion	87
4.1.3. Kosten	95
4.1.4. Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte	102
4.1.5. Risiken	104
4.2. VARIANTE 2: IMPORT VON ERNEUERBAREN ENERGIEN	105
4.2.1. Investitionsstrategie	105

4.2.2.	Stromeinsparung und -Produktion	107
4.2.3.	Kosten	112
4.2.4.	Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte	117
4.2.5.	Risiken	119
4.3.	HEMNMISSE UND MASSNAHMEN	120
4.3.1.	Hemmnisse	120
4.3.2.	Massnahmen	128
5.	SENSITIVITÄTSANALYSE	141
6.	VERGLEICH DER SZENARIEN	147
6.1.	ENERGETISCHE AUSWIRKUNGEN UND KOSTEN	147
6.2.	WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE	149
6.3.	AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT	152
6.4.	RISIKEN	155
7.	FOLGERUNGEN	157
ANHANG		159
ANHANG 1:	LISTE DER INTERVIEWPARTNER	160
ANHANG 2:	WIRKUNGSABSCHÄTZUNG DER ZUSÄTZLICH ZUM BFE-SZENARIO I BESCHLOSSENEN STROMEFFIZIENZMASSNAHMEN	161
ANHANG 3:	STROMPREISENTWICKLUNG	163
ANHANG 4:	GESTEHUNGSKOSTEN FÜR GROSSKRAFTWERKE UND ERNEUERBARE ENERGIEN	164
ANHANG 5:	METHODE ZUR BESTIMMUNG DER „ANLEGBAREN KOSTEN“ FÜR STROMEFFIZIENZMASSNAHMEN	165
ANHANG 6:	TECHNISCHE KENNDATEN	170
ANHANG 7:	DEFINITION POTENZIALE ERNEUERBARE ENERGIEN	171
ANHANG 8:	STROMFFIZIENZPOTENZIALE NACH ANWENDUNGEN	173
ANHANG 9:	POTENZIALE UND KOSTEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN	182
ANHANG 10:	BESCHÄFTIGUNGSSCHÄTZMODELL	188
ANHANG 11:	UMWELTWIRKUNGEN VERSCHIEDENER TECHNOLOGIEN UND ANWENDUNGEN	196
ANHANG 12:	EXKURS SMART GRIDS UND SMART METERING	198
GLOSSAR		201
LITERATUR		205

ABKÜRZUNGEN

a	Jahr
BIP	Bruttoinlandprodukt
BFE	Bundesamt für Energie
BoN	Betrieb ohne Nutzen
CFL	Compact Fluorescence Lamps (kompakte Leuchtstofflampen, Energiesparlampen)
CHF	Schweizer Franken
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -eq	CO ₂ -Äquivalente. Mit dem jeweiligen Treibhauspotenzial gewichtete Summe der verschiedenen Treibhausgase (z.B. CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O etc.)
CCS	Carbon Capture and Storage (System zur Abscheidung und Speicherung der CO ₂ -Emissionen)
CSP	Concentrated Solar Power (solarthermisch/elektrische Kraftwerke)
EBF	Energiebezugsfläche
EC	Europäische Kommission
EFF	Stromeffizienz
EnAW	Energieagentur der Wirtschaft
EnG	Energiegesetz vom 26. Juni 1998
EnV	Energieverordnung vom 7. Dezember 1998
EPR	European Pressurised Water Reactor (KKW)
ERN	Erneuerbare Energien
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
ewz	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
GAU	Grösster anzunehmender Unfall (schwerer Störfall in einem KKW)
GKW	Gaskombikraftwerk
GWh	Gigawatt-Stunden (10 ⁹ Watt-Stunden, 10 ⁶ kWh), Einheit für Energie
HGÜ	Hochspannungs-Gleichspannungs-Übertragung
HSP-AC	Hochspannungs-Wechselspannungs-Übertragung
ICT	Information and Communication Technologies
JAZ	Jahresarbeitszahl (von Wärmepumpen)
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung

KKW	Kernkraftwerk
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kWh	Kilowatt-Stunden (10^3 Watt-Stunden), Einheit für Energie
LED	Light Emitting Diode (Leuchtdiode)
LL	Leuchtstofflampen
MuKEn	Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich
MW	Megawatt (1'000 kW)
MWh	Megawatt-Stunden (1'000 kWh), Einheit für Energie
NBW	Nettobarwert
NGO	Non-Governmental Organisation
ÖV	Öffentlicher Verkehr
PHH	Sektor private Haushalte
PV	Photovoltaik
Rp.	Rappen
S.A.F.E.	Schweizerische Agentur für Energieeffizienz
SIA	Schweizerischer Verband für Ingenieure und Architekten
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. März 2007
TWh	Terawatt-Stunden (10^{12} Watt-Stunden, 1'000 GWh), Einheit für Energie
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität
WKK	Wärmeerkraftkopplung

ZUSAMMENFASSUNG

EINLEITUNG

Ausgangslage

Die grossen Verbundunternehmen der schweizerischen Strombranche gehen davon aus, dass im Jahr 2035 in der Schweiz zwischen 25 und 30 TWh des nachgefragten Stroms fehlen werden. Die in swisselectric¹ organisierten Unternehmen haben im März 2007 angekündigt, bis zum Jahr 2035 rund 30 Mia. CHF zur Sicherstellung der Stromversorgung zu investieren (vgl. swisselectric 2007). Vorgesehen sind Investitionen in Kernkraftwerke, erneuerbare Energien, Gaskombikraftwerke, Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke.

Die Umweltorganisationen (WWF Schweiz, Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energie-Stiftung SES, Pro Natura) sowie die Kantone Basel-Stadt und Genf möchten in Zusammenarbeit mit Energie Wasser Bern (ewb) der Strategie von swisselectric eine Strategie gegenüber stellen, die auf Investitionen in Grosskraftwerke verzichtet und auf die Ausschöpfung der dezentralen Potenziale in den Bereichen Stromeffizienz und erneuerbare Energien abzielt.

Ziel

Ziel der Studie ist der Vergleich der energetischen und der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Investitionsstrategie der Stromverbundunternehmen (Szenario „Grosskraftwerke“) mit einer Strategie, die auf Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen und erneuerbare Energien setzt („Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien“). Ergänzend sind die mit beiden Szenarien verbundenen Umweltauswirkungen und Risiken zu beurteilen. Bei der Höhe der durch die Investitionen zu erreichenden Stromproduktion bzw. Stromeinsparungen stützt sich vorliegende Studie auf die Annahme von swisselectric, dass im Jahr 2035 in der Schweiz zwischen 25 und 30 TWh des benötigten Stroms fehlen werden.

Im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien werden zwei Varianten betrachtet:

- › In Variante 1 sollen die Investitionen in erneuerbare Energien zur Stromproduktion ausschliesslich im Inland erfolgen.

¹ swisselectric ist eine Organisation der schweizerischen Stromverbundunternehmen, bestehend aus den Mitgliedern Alpiq, Axpo, BKW, CKW und EGL.

- › In Variante 2 soll Elektrizität aus erneuerbaren Energien, die an ausländischen Standorten ein grösseres technisches Ertragspotenzial haben oder zu geringeren Kosten erzeugt werden kann, aus dem Ausland bezogen werden.

Methodik

Der Szenarienvergleich wurde anhand zweier quantitativer Modelle sowie ergänzender qualitativer Informationen durchgeführt. Die eingesetzten Methoden lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- › Die Abschätzung der zusätzlichen Stromproduktion und der Stromeinsparung sowie der Kosten (Investitionen und Wirtschaftlichkeit) erfolgte bei beiden Szenarien im Vergleich zur selben Referenzentwicklung. Als Referenzentwicklung wurde die von swisselectric angenommene Entwicklung der Stromnachfrage und des Stromangebots verwendet. Die Referenzentwicklung geht von einer Zunahme der Stromnachfrage von 60 TWh im Jahr 2005 auf 77 TWh im Jahr 2035 und von einer Reduktion des Stromangebots (ohne die geplanten Investitionen) von 60 TWh im Jahr 2005 auf 47 TWh aus. Auf der Nachfrageseite sind die erwartete Zunahme des Stromverbrauchs aufgrund des Bevölkerungswachstums, von zusätzlichem Bedarf (z.B. im Bereich Lüftung, Klimatisierung und Kälte) und von Substitutionseffekten (v.a. zusätzliche Wärmepumpen, Ausbau des öffentlichen Verkehrs und Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs) sowie die erwartete Verbrauchsreduktion aufgrund der beschlossenen Politikmassnahmen berücksichtigt.
- › Die Potenziale und die Kosten der beiden Szenarien wurden anhand von technologie- bzw. anwendungsbasierten Simulationsmodellen mit dem so genannten „Szenarienrechner“ berechnet. Die Investitionspläne der beiden Varianten des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien wurden im Szenarienrechner so ausgestaltet, dass im Jahr 2035 die gleiche jährliche Strommenge erreicht wird, wie die aus den geplanten Investitionen resultierende jährliche Stromproduktion im Szenario Grosskraftwerke. Der Szenarienrechner liefert die Investitionen je Szenario sowie die energetischen Wirkungen und die Wirtschaftlichkeit aus volkswirtschaftlicher Sicht anhand der Nettobarwerte² dieser Investitionen.
- › Die Auswirkungen der beiden Szenarien auf die inländische Wertschöpfung und die Beschäftigung wurden anhand eines partialanalytischen Beschäftigungsschätzmodells beur-

² Der Nettobarwert beinhaltet die Differenz zwischen der Summe der Barwerte aller Einnahmen abzüglich der Summe der Barwerte aller Ausgaben. Der Nettobarwert wird über die Nutzungsdauer bzw. die Lebensdauer einer Investition berechnet. Der Nettobarwert ermöglicht die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Investition.

teilt. Die Abschätzung der zu erwartenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte erfolgte im Vergleich zu einer hypothetischen Situation in welcher der fehlende Strom importiert wird.

- › Die für den Vergleich erforderlichen Grundlagendaten und qualitativen Informationen wurden im Rahmen einer Dokumentenanalyse und anhand von 18 Experteninterviews erhoben.

Folgende Abgrenzungen wurden vorgenommen:

- › Bei den Stromeffizienzmassnahmen wurden nur Investitionen in technische Verbesserungen auf der Nachfrageseite berücksichtigt. Massnahmen auf der Angebotsseite (Stromübertragung und -verteilung) und Änderungen des Benutzerverhaltens wurden in den Modellrechnungen nicht abgebildet.
- › Als „Potenzial“ wurden im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien die mit verstärkten Anstrengungen realisierbaren Effizienzgewinne und der machbare Ausbau der erneuerbaren Energien zum jeweiligen Zeitpunkt berücksichtigt. Dieses Potenzial liegt in der Regel zwischen dem technischen und dem wirtschaftlichen Potenzial einer Technologie bzw. Anwendung.
- › Die Betrachtung der energetischen Auswirkungen beschränkt sich auf eine Jahresbetrachtung. Eine differenzierte Analyse nach Sommer-/Winter- und Tag-/Nacht-Verbrauch wäre mit erheblichen Unsicherheiten verbunden (z.B. betreffend Einfluss des Klimawandels auf die Nachfrage) und hätte den Rahmen der Studie gesprengt. Zudem gehen wir von einem intakten Austausch über die Grenze im Tagesgang und die volle Nutzung der einheimischen Speicherkapazitäten im Jahresgang aus.
- › Die Verfügbarkeit der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (Produktionsschwankungen aufgrund meteorologischer Einflüsse) und deren Folgen für die Sicherstellung der Stromversorgung wurde nicht vertieft analysiert. Wir sind jedoch überzeugt, dass die mit der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien verbundenen Herausforderungen betreffend Verfügbarkeit und Netzintegration durch technische Massnahmen (u.a. gezielter Netzausbau, erhöhte Regelreserve, intelligente Netze im Sinne des „Smart Grid“-Konzepts, Kombination verschiedener Kraftwerke) lösbar sind.
- › Da bei der Höhe der effektiven Investitionen in den Netzausbau bei beiden Szenarien grosse Unsicherheiten bestehen, werden diese Investitionen im Szenarienvergleich nicht berücksichtigt. Wir gehen jedoch davon aus, dass die Investitionen in den Netzausbau im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien im Vergleich zum Szenario Grosskraftwerke geringer sind.

- › Da der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken heute vor allem für den Stromhandel („europäische Perspektive“) relevant ist und nicht primär der Sicherstellung der Stromversorgung und dem Ausgleich von Lastspitzen dient, werden die entsprechenden Investitionen im Szenarienvergleich nicht berücksichtigt.

SZENARIEN

Szenario Grosskraftwerke

Gemäss aktualisiertem Investitionsplan sieht swisselectric vor, Investitionen in zwei Kernkraftwerke (à 1'600 MW), erneuerbare Energien (v.a. Kleinwasserkraftwerke und Biomasseanlagen), ein Gaskombikraftwerk sowie Netzausbauten und drei Pumpspeicherkraftwerke zu tätigen.³ Damit kann im Jahr 2035 eine Strommenge von 30 TWh erzeugt werden (vgl. Figur 1). Die Investitionskosten dürften sich nach unseren Berechnungen auf insgesamt 44 Mia. CHF belaufen (vgl. Tabelle 1). Ohne Berücksichtigung von Investitionen in Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke betragen die Investitionen 39 Mia. CHF.

SZENARIO GROSSKRAFTWERKE: INVESTITIONSPLAN³		
Investitionen bis 2035 in	Volumen in CHF	Energiezuwachs im Jahr 2035
Erneuerbare Energien (v.a. Kleinwasserkraftwerke und Biomasseanlagen)	11 Mia. CHF ¹⁾	5 TWh
2 Kernkraftwerke (à 1'600 MW)	27 Mia. CHF ²⁾	24 TWh ¹⁾
1 Gaskombikraftwerk	1 Mia. CHF ¹⁾	1 TWh ¹⁾
Netzausbauten	2 Mia. CHF	--
3 Pumpspeicherkraftwerke	3 Mia. CHF	Ausgleich Leistungslücke bei Nachfragespitzen
Total	44 Mia. CHF	30 TWh

¹⁾ Berechnungen INFRAS

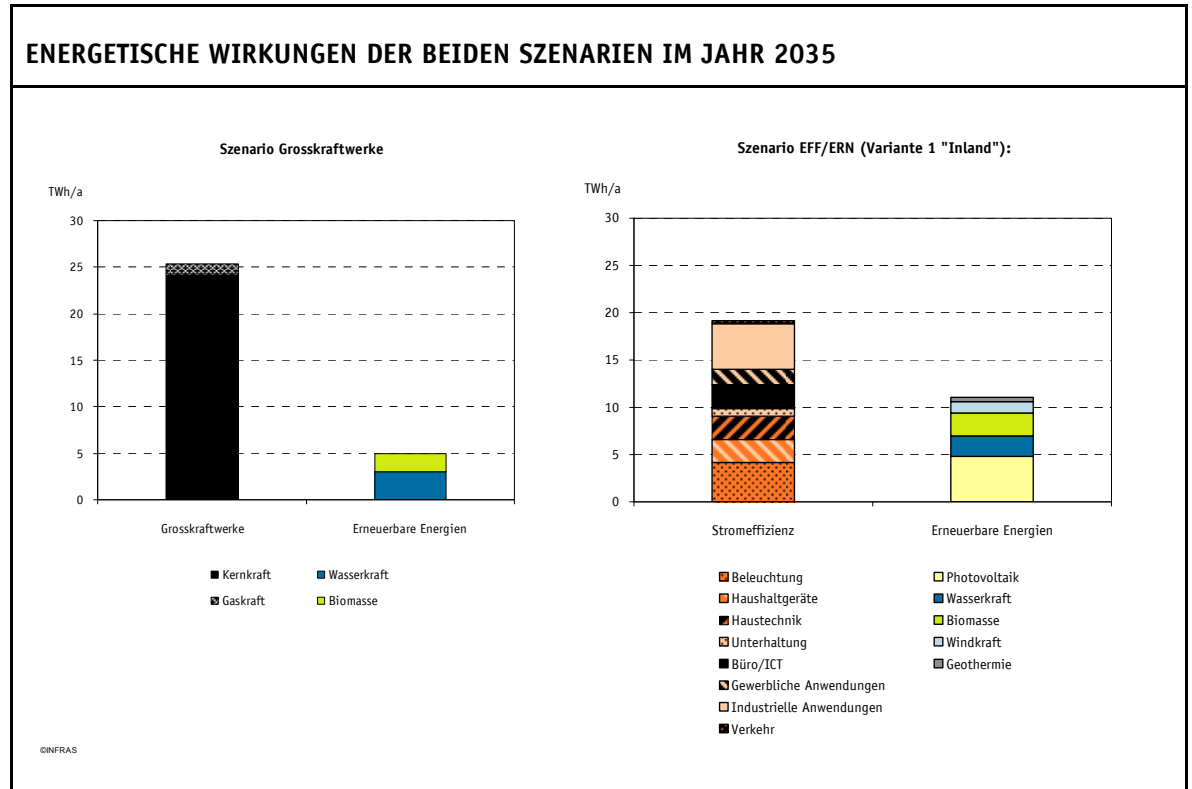
²⁾ Aufgrund der neueren Literatur sind die von swisselectric angenommenen Investitionskosten von 10 bis 12 Mia. CHF für zwei Kernkraftwerke (vgl. swisselectric 2007) zu tief angesetzt. Nach unseren Berechnungen betragen die entsprechenden Investitionskosten rund 27 Mia. CHF (Annahme Gestehungskosten für KKW: 8.7 Rp. kWh; gestützt auf Prognos 2009, Schneider et al. 2009, Lovins et al. 2008, The Keystone Center 2007).

Tabelle 1 Quellen: swisselectric 2007; Angaben von swisselectric/Axpo vom 11. August 2009, Berechnungen INFRAS.

³ Der aktualisierte Investitionsplan von swisselectric basiert auf der Medienmitteilung vom 22. März 2007 (swisselectric 2007) sowie ergänzenden Angaben von swisselectric und Axpo (Gespräch vom 11. August 2009). Die Ergänzungen und Präzisierungen von swisselectric und Axpo (Gespräch vom 11. August 2009) entsprechen jedoch nicht einer vom swisselectric-Vorstand verabschiedeten offiziellen Position des Verbands.

Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien

Figur 1 stellt dem Szenario Grosskraftwerke ein alternatives Szenario gegenüber, das auf die Ausschöpfung der Stromeffizienzpotenziale und die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien abzielt.



Figur 1

Im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien wird die Zielgrösse einer Stromeinsparung und -produktion von 30 TWh im Jahr 2035 zu knapp zwei Dritteln (19 TWh) durch die Ausschöpfung der Einsparpotenziale von Effizienzmassnahmen und zu etwas mehr als einem Drittel (11 TWh) durch die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erreicht (vgl. Figur 1):

› Bei der Stromeffizienz wird das bis 2035 bestehende Einsparpotenzial der betrachteten Technologien bzw. Anwendungen zu einem grossen Teil ausgeschöpft.⁴ Zur Zielerreichung

4 Das Effizienzpotenzial des sog. „Betriebs ohne Nutzen“ von 9 TWh wird im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien bis 2035 zu rund einem Drittel ausgeschöpft. Unter „Betrieb ohne Nutzen“ (BoN) werden mehr oder weniger voll laufende Geräte und Systeme verstanden, die ihre Hauptfunktion erfüllen und dabei Energie verbrauchen, für die aber örtlich und zeitlich kein effektiver Nutzen vorhanden ist (vgl. Brunner et al. 2009). Zusätzliche Effizienzpotenziale bestehen bei

tragen vor allem die Massnahmen bei industriellen Anwendungen und bei der Beleuchtung bei.

- › Bei den erneuerbaren Energien unterscheiden sich die beiden untersuchten Varianten:
 - › Variante 1 sieht ausschliesslich Investitionen in erneuerbare Energien im Inland vor. Die bedeutendsten Zielbeiträge stammen von der Photovoltaik und der Biomasse. Die Wasserkraft, die Windenergie und die Geothermie leisten einen vergleichsweise geringen Beitrag zur zusätzlichen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.
 - › Variante 2 sieht vor, dass knapp zwei Drittel des Stroms aus erneuerbaren Energien, die im Ausland ein grösseres Ertragspotenzial haben oder zu geringeren Kosten erzeugt werden können, importiert wird (Windenergie und solarthermische Kraftwerke). Im Inland konzentriert sich die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auf die Biomasse und die Wasserkraft.

Die Investitionen bis 2035 betragen im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien 65 Mia. CHF (Variante 1) bzw. 57 Mia. CHF (Variante 2).⁵ Davon werden 41 Mia. CHF in Stromeffizienzmassnahmen und 24 Mia. CHF (Variante 1) bzw. 16 Mia. CHF (Variante 2) in erneuerbaren Energien investiert.

Zur Ausschöpfung der Stromeffizienzpotenziale und der Potenziale bei den erneuerbaren Energien sind folgende Politikmassnahmen erforderlich:

- › Definition von verbindlichen quantitativen Zielen auf nationaler Ebene betreffend Stromverbrauch und Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Die Ziele leiten sich aus dem im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien beschriebenen Entwicklungspfad ab.
- › Verschärfung und Ausweitung der Vorschriften auf nationaler und kantonaler Ebene, insbesondere der Mindestanforderungen an Geräte, Anlagen, Motoren und Beleuchtung.
- › Einführung einer Stromlenkungsabgabe, die schrittweise bis 2018 mindestens zu einer Verdoppelung der heutigen Strompreise führt. Die Einnahmen der Lenkungsabgabe werden den Haushalten und der Wirtschaft zurückerstattet. Während einer Übergangszeit soll ein Teil der Einnahmen zur Finanzierung der finanziellen Fördermassnahmen verwendet werden. Für stromintensive Betriebe können allenfalls Ausnahmeregelungen vorgesehen werden, um deren internationale Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten.

den Effizienzmassnahmen auf der Angebotsseite (v.a. durch intelligente Netze nach dem „Smart Grid“-Konzept) und die Beeinflussung des Nutzungs- und Benutzerverhaltens.

⁵ Ohne Investitionen in allfällige Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke.

- › Finanzielle Fördermassnahmen während einer Übergangsphase, insbesondere Weiterentwicklung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) und Aufstockung der wettbewerblichen Ausschreibungen (bzw. eines Stromsparfonds) zur Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs.
- › Ergänzende Massnahmen der öffentlichen Hand, der Energieversorgungsunternehmen (EVU) und der Wirtschaft, insbesondere in den Bereichen Information und Beratung, Aus- und Weiterbildung, Abbau von rechtlichen Hemmnissen, Förderprogramme und vorbildliche Beschaffung.

VERGLEICH DER SZENARIEN

Energetische Auswirkungen und Kosten

Tabelle 2 stellt die Auswirkungen der beiden Szenarien auf die Stromproduktion und die Stromeinsparungen sowie die entsprechenden Kosten dar:

ENERGETISCHE WIRKUNGEN UND KOSTEN			
	Szenario Grosskraft- werke	Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien	
		Variante 1 „Inland“	Variante 2 „Import ERN“
Zusätzliche Stromproduktion und Stromeinsparungen im Jahr 2035	30 TWh	30 TWh	30 TWh
Über den Zeitraum 2006 bis 2035 kumulierte Stromproduktion und Stromeinsparung	374 TWh	414 TWh	412 TWh
Investitionen (exkl. Netzausbau und Pumpspeicherkraftwerke)	39 Mia. CHF	65 Mia. CHF	57 Mia. CHF
Nettobarwert (Wirtschaftlichkeit) (exkl. Netzausbau und Pumpspeicherkraftwerke)	-9.0 Mia. CHF	2.8 Mia. CHF	0.9 Mia. CHF

Tabelle 2

Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

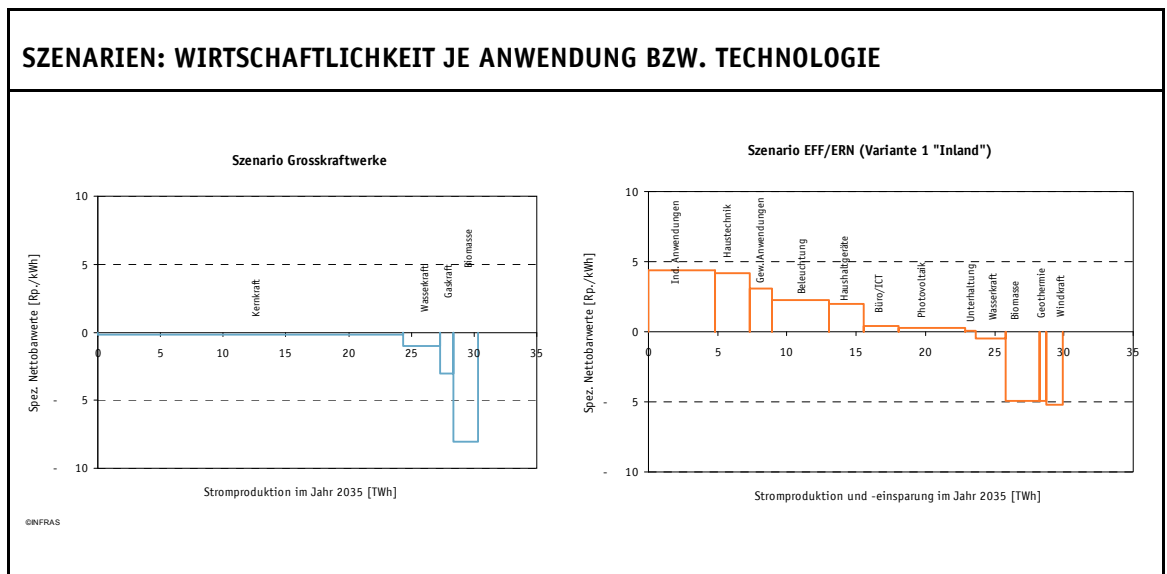
- › Während die energetische Wirkung im Jahr 2035 in beiden Szenarien definitionsgemäss gleich hoch ist (30 TWh), erreicht das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien über den Zeitraum 2006 bis 2035 eine kumulierte energetische Wirkung, die im Jahr 2035 rund 10 Prozent über der Wirkung des Szenarios Grosskraftwerke liegt. Grund dafür ist, dass die Massnahmen im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien rasch umgesetzt und kontinuierlich verstärkt werden. Demgegenüber tragen die im Szenario Gross-

kraftwerke geplanten Kernkraftwerke erst ab Mitte der Zwanzigerjahre substantiell zur Stromproduktion bei.

- › Die bis 2035 erforderlichen Investitionen⁶ liegen im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien mit 65 Mia. CHF (Variante 1 „Inland“) bzw. 57 Mia. CHF (Variante 2 „Import erneuerbare Energien“) deutlich höher als die bis 2035 geplanten Investitionen im Szenario Grosskraftwerke.
- › Während die im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien erforderlichen Investitionen mit einem Nettobarwert von 2.8 Mia. CHF (Variante 1 „Inland“) bzw. 0.9 Mia. CHF (Variante 2 „Import erneuerbare Energien“) aus volkswirtschaftlicher Sicht knapp wirtschaftlich sind, führt das Szenario Grosskraftwerke zu einem negativen Nettobarwert von -9.0 Mia. CHF. Die Wirtschaftlichkeit des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien ist auf die Investitionen in die Stromeffizienz zurückzuführen, die mit einem Nettobarwert von 7.6 Mia. CHF (beide Varianten) die negativen Nettobarwerte der Investitionen in erneuerbare Energien von -4.8 Mia. CHF (Variante 1 „Inland“) bzw. -6.7 Mia. CHF (Variante 2 „Import“) kompensieren. Die höhere Wirtschaftlichkeit der Variante 1 („Inland“) im Vergleich zur Variante 2 („Import“) erklärt sich durch die bessere Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik im Inland gegenüber dem Import von Strom aus solarthermischen Anlagen. Gründe dafür sind die Transportkosten des produzierten Stroms in die Schweiz und die höheren Erlöse (Strompreise) der Photovoltaik im Inland dank dezentraler Einspeisung⁷. Demgegenüber sind im Szenario Grosskraftwerke die berechneten Nettobarwerte der Investitionen in die Kernkraftwerke (-2.4 Mia. CHF), das Gaskraftwerk (-1.5 Mia. CHF) und die erneuerbaren Energien (-5.1 Mia. CHF) negativ. Dies bedeutet, dass sich diese Investitionen aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht lohnen.
- › Figur 2 stellt die Wirtschaftlichkeit der in den beiden Szenarien geplanten Investitionen in die verschiedenen Technologien und Effizienzmassnahmen vergleichend dar. Die gute Wirtschaftlichkeit der Stromeffizienzmassnahmen ergibt sich durch die deutlich reduzierten Betriebskosten über die Lebensdauer eines Gerätes oder eines Systems. Bei der Photovoltaik führen die hohe Lernrate (bzw. die deutliche Kostendegression) sowie die vergleichsweise hohen Erlöse dank dezentraler Einspeisung dazu, dass diese Technologie für die Investitionen bis 2035 wirtschaftlich ist.

6 Ohne Investitionen in allfällige Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke.

7 Die Berechnung des Ertrags aus dem in dezentralen Photovoltaikanlagen produzierten Strom basiert auf dem Niederspannungstarif (Energiepreis + Netzpreis).



Figur 2

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Annahmen zur Strompreisentwicklung und zu den Gestehungskosten der Kernkraftwerke die Ergebnisse massgeblich beeinflussen:

- › Die Entwicklung des Strompreises (Marktpreise) beeinflusst die Wirtschaftlichkeit der beiden Szenarien in hohem Masse. Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien ist bei einem Strompreisanstieg bis 2035 von 15 Prozent (Variante 1 „Inland“) bzw. 22 Prozent (Variante 2 „Import erneuerbare Energien“) wirtschaftlich. Demgegenüber wird das Szenario Grosskraftwerke erst ab einem Strompreisanstieg von 60 Prozent bis 2035 (ca. 8 Prozent pro 5-Jahresperiode) wirtschaftlich.
- › Werden für die Kernkraftwerke Gestehungskosten von 12 Rp./kWh⁸ (während der voraussichtlichen Bauperiode 2021–2030) anstelle der von uns angenommenen 8.7 Rp./kWh unterstellt, erhöhen sich die Investitionen im Szenario Grosskraftwerke auf 63 Mia. CHF (ohne Netzausbau und Pumpspeicherwerke). Die Wirtschaftlichkeit dieses Szenarios verschlechtert sich drastisch auf einen negativen Nettobarwert von rund -23 Mia. CHF. Das Szenario Grosskraftwerke erweist sich nur dann als wirtschaftlich, wenn die effektiv realisierbaren Gestehungskosten der Kernkraftwerke weniger als 7 Rp./kWh betragen. Dies erscheint jedoch aus heutiger Sicht über den Zeitraum bis 2035 als unrealistisch.

⁸ Gemäss Lovins et al. 2008 und The Keystone Center 2007 liegen die Gestehungskosten neuerer Kernkraftwerke mit grosser Wahrscheinlichkeit im Bereich von 8 bis 11 US Cents/kWh, teilweise noch höher. Die Angaben stützen sich vor allem auf Daten zu bisher in den USA gebauten Kernkraftwerken.

Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Tabelle 3 zeigt eine Grobschätzung der in den beiden Szenarien aufgrund der Investitionen und des Betriebs der Anlagen und Installationen zu erwartenden Auswirkungen auf die inländische Wertschöpfung und die Beschäftigung. Dabei handelt es sich um Grössenordnungen, die mit einem einfachen partialanalytischen ökonomischen Schätzmodell ermittelt wurden.

WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE			
	Szenario Grosskraft- werke	Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien	
		Variante 1 „Inland“	Variante 2 „Import erneuerbare Energien“
Kumulierte Bruttowertschöpfungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035	11.0 Mia. CHF	20.2 Mia. CHF	13.9 Mia. CHF
Kumulierte Beschäftigungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035 (in Personenjahren)	100'000	160'000	113'500
Durchschnittlicher Beschäftigungseffekt pro Jahr (Vollzeitäquivalente pro Jahr)	3'300 ¹⁾	5'300	3'800

¹⁾ Theoretischer Wert, weil die Beschäftigungseffekte nicht linear, sondern primär in der Bauphase der Grosskraftwerke anfallen.

Tabelle 3

Insgesamt gehen wir bei allen Szenarien von positiven Wirkungen auf Wertschöpfung und Beschäftigung aus. Die Variante 1 („Inland“) des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien erzielt die grösste Wirkung auf die inländische Wertschöpfung und die Beschäftigung. Die Wertschöpfungseffekte in Variante 1 („Inland“) sind im Vergleich zum Szenario Grosskraftwerke knapp doppelt so hoch. Die kumulierte Beschäftigungswirkung der Variante 1 („Inland“) ist mit 160'000 Personenjahren bis 2035 (bzw. durchschnittlich 5'300 Vollzeitäquivalente pro Jahr) 60 Prozent höher als die für das Szenario Grosskraftwerke geschätzte Wirkung. Gegenüber der Variante 2 („Import erneuerbare Energien“) liegt die Beschäftigungswirkung der Variante 1 („Inland“) um gut 40 Prozent höher. Während die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien kontinuierlich anfallen, konzentriert sich die Wirkung im Szenario Grosskraftwerke vor allem auf die Bauphase der Kernkraftwerke.

Die Unterschiede der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte zwischen den Szenarien erklären sich wie folgt:

- › Die Investitionen im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien sind um rund einen Faktor 1,5 höher als im Szenario Grosskraftwerke.
- › Diese Investitionen fliessen in Variante 1 („Inland“) des Szenarios Stromeffizienz und Erneuerbare Energien in Branchen, die insgesamt geringere Importquoten aufweisen im Vergleich zu den Branchen, die von Investitionen in Grosskraftwerke profitieren.
- › Insgesamt resultiert dadurch in Variante 1 („Inland“) des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien ein deutlich höherer Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekt.
- › Die höhere Beschäftigungswirkung der Variante 1 („Inland“) im Vergleich zu Variante 2 („Import erneuerbare Energien“) erklärt sich dabei natürlich durch die höheren Investitionen in erneuerbare Energien im Inland.

Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien führt gegenüber dem Szenario Grosskraftwerke zu einer kontinuierlichen und nachhaltigen Veränderung der Branchenstruktur, zu stärkeren dynamischen Wirkungen und zu ausgeprägteren regionalwirtschaftlichen Auswirkungen:

- › Profitierende Branchen sind vor allem die Elektronik, Elektrik und Optik, die Beratung und Planung, der Gross- und Detailhandel und das Baugewerbe. Aufgrund der Stromeinsparungen resultiert ein vergleichsweise moderater negativer Effekt im Bereich der konventionellen Stromversorgung. Demgegenüber führt das Szenario Grosskraftwerke während der relativ kurzen Bauzeit der Kernkraftwerke zu einer hohen Wirkung im Baugewerbe und in deutlich verringertem Ausmass in der Branche Beratung/Planung.
- › Die im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien erforderlichen Politikmassnahmen (insbesondere die Stromlenkungsabgabe) führen zu Innovationen bei Stromeffizienztechnologien und -anwendungen sowie bei den erneuerbaren Energien. In Kombination mit den strukturellen Veränderungen entsteht die Möglichkeit, dass sich in diesen Märkten tätige innovative Unternehmen längerfristig in der Schweiz etablieren. Dies dürfte sich positiv auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit dieser Branchen mit entsprechenden Exportchancen auswirken. Demgegenüber schätzen wir die dynamischen Effekte und die entsprechenden Exportchancen des Szenarios Grosskraftwerke als gering ein.
- › Während sich die Förderung der Stromeffizienz und der erneuerbaren Energien dezentral auf alle Regionen der Schweiz auswirkt, profitieren von den zentralistisch ausgerichteten Investitionen in Grosskraftwerke einige wenige Standorte sowie die entsprechenden Zulieferer.

- › Die indirekten volkswirtschaftlichen Wirkungen infolge der steigenden Energiepreise auf die Wohlfahrt und das Wirtschaftswachstum schätzen wir im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien aufgrund bestehender Studien (vgl. Ecoplan 2007, Bretschger et al. 2010) als gering ein.

Auswirkungen auf die Umwelt und Risiken

Betreffend Umweltauswirkungen und Risiken weist das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien gegenüber dem Szenario Grosskraftwerke bedeutende Vorteile auf:

- › Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien ist im Vergleich zum Szenario Grosskraftwerke auf Stufe Primärenergie weniger ressourcenintensiv. Zudem führt es bis 2035 zu einer kumulierten Reduktion der Treibhausgasemissionen um 33 Mio. t CO_{2-eq} (Variante 1 „Inland“) bzw. 35 Mio. t CO_{2-eq} (Variante 2 „Import erneuerbare Energien“). Demgegenüber nehmen die kumulierten Treibhausgasemissionen des Szenarios Grosskraftwerke um 36 Mio. t CO_{2-eq} zu. Die durchschnittlichen jährlichen Treibhausgasemissionen des Szenarios Grosskraftwerke entsprechen damit etwa 2.5 Prozent der gesamten heutigen Treibhausgasemissionen der Schweiz pro Jahr.
- › Die mit dem Szenario Grosskraftwerke verbundenen Risiken schätzen wir als hoch ein. Die Risiken umfassen finanzielle Risiken (hohes Risiko der Unterschätzung der effektiven Kosten von Kernkraftwerken), politische Risiken (Referendumsabstimmung), Risiken für Mensch (Gesundheit) und Umwelt (Boden, Grundwasser, Binnengewässer, Meere, Luft, Vegetation, Tiere und Biodiversität) und das Proliferationsrisiko. Zudem ist die Endlagerung der radioaktiven Abfälle nach wie vor ungelöst. Demgegenüber erachten wir die mit dem Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien verbundenen Risiken als vergleichsweise gering. Grösstes Risiko ist der möglicherweise fehlende politische Wille, die erforderlichen Politikmassnahmen rechtzeitig und mit genügender Eingriffstiefe umzusetzen. Bei Variante 2 („Import erneuerbare Energien“) bestehen zusätzliche Unsicherheiten (Verfügbarkeit des Angebots und ausreichende Netzkapazitäten).

FOLGERUNGEN

Investitionen in Stromeffizienz und erneuerbare Energien weisen gegenüber Investitionen in Grosskraftwerke energetische, volkswirtschaftliche und umweltbezogene Vorteile auf. Zudem sind die mit dieser Strategie verbundenen Risiken im Vergleich zu einer Strategie, die auf Grosskraftwerke setzt, deutlich geringer.

Entscheidend für die positive Beurteilung des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien mit Zeithorizont 2035 ist primär das hohe und volkswirtschaftlich attraktive Po-

tenzial der Stromeffizienzmassnahmen. Die erforderlichen Massnahmen zur Ausschöpfung des Stromeffizienzpotenzials sollten möglichst rasch ergriffen werden. Bei den erneuerbaren Energien sollte die Förderung im Inland aufgrund der besseren Wirtschaftlichkeit und der höheren Beschäftigungseffekte dem teilweisen Import von Strom aus erneuerbaren Energien vorgezogen werden.

RÉSUMÉ

INTRODUCTION

Préambule

Les grandes entreprises du réseau d'interconnexion suisse d'électricité partent du principe qu'en 2035, il manquera en Suisse 25 à 30 TWh d'électricité. En mars 2007, les entreprises membres de swisselectric⁹ ont annoncé qu'il faudrait investir environ 30 milliards de francs d'ici 2035 afin de garantir l'approvisionnement en électricité (cf. swisselectric 2007). Des investissements sont prévus dans des centrales nucléaires, les énergies renouvelables, des centrales à cycle combiné, des centrales de pompage-turbinage et l'aménagement du réseau.

Les organisations de protection de l'environnement (WWF Suisse, Greenpeace Suisse, la Fondation Suisse de l'énergie SES, Pro Natura) et les cantons de Bâle-Ville et de Genève en collaboration avec ewb (« Energie Wasser Bern ») proposent une alternative à la stratégie de swisselectric: renoncer à investir dans de grandes centrales électriques et exploiter l'ensemble des potentiels décentralisés en matière d'énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'électricité.

Objet de l'étude

La présente étude compare les effets sur le bilan énergétique et sur l'économie nationale de la stratégie d'investissement des entreprises du réseau d'interconnexion suisse d'électricité (scénario «Grandes centrales») avec ceux d'une stratégie misant sur des investissements dans les énergies renouvelables et des mesures destinées à utiliser plus rationnellement l'électricité (scénario «Efficacité électrique et énergies renouvelables»). L'étude évalue également les répercussions sur l'environnement et les risques liés à ces deux scénarios. Pour ce qui est de la production supplémentaire et des économies d'électricité à réaliser, l'hypothèse de départ est celle de swisselectric selon laquelle, à défaut de mesures adéquates, il manquera en Suisse en 2035 entre 25 et 30 TWh d'électricité pour répondre aux besoins.

Le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables comporte deux variantes:

⁹ swisselectric est une organisation des entreprises du réseau d'interconnexion suisse d'électricité. Ses membres sont Alpiq, Axpo, BKW FMB, CKW et EGL.

- › La Variante 1 prévoit que les investissements dans le domaine des énergies renouvelables pour la production d'électricité n'auront lieu qu'en Suisse.
- › Dans la Variante 2, par contre, l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables sera achetée à l'étranger si son prix est plus avantageux ou si les sites de production étrangers offrent un potentiel de rendement technique plus important.

Méthodologie

Les scénarios ont été comparés à l'aide de deux modèles quantitatifs et de données qualitatives complémentaires. Les méthodes appliquées peuvent se résumer comme suit:

- › Dans les deux scénarios, la production supplémentaire et les économies d'électricité ainsi que les coûts (investissements et rentabilité) ont été estimés par rapport à une seule et même évolution de référence, à savoir celle admise par swisselectric pour l'évolution de la demande et de l'offre d'électricité. Cette évolution de référence postule une augmentation de la demande d'électricité, qui passerait de 60 TWh en 2005 à 77 TWh en 2035, et une réduction de l'offre (à défaut des investissements prévus), de 60 TWh en 2005 à 47 TWh en 2035. L'évolution de la demande est basée sur les éléments suivants: l'augmentation de la population, des besoins accrus (p. ex. dans le domaine de la ventilation, de la climatisation et du froid), des effets de substitution (dus notamment à des pompes à chaleur supplémentaires, à l'amélioration des transports publics et à l'électrification du trafic individuel motorisé) ainsi que la réduction de la consommation attendue en raison des mesures adoptées par les autorités politiques.
- › Les potentiels et les coûts des deux scénarios ont été évalués grâce à des modèles de simulation appliqués intégrant les technologies, et calculés à l'aide d'un «calculateur de scénario». Les plans d'investissement des deux variantes du scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables ont été ajustés à l'aide du calculateur de scénario de manière à atteindre, en 2035, la même quantité annuelle d'électricité que la production prévue, grâce aux investissements envisagés dans le scénario Grandes centrales. Le calculateur de scénario indique alors, pour chaque scénario, les investissements nécessaires ainsi que les effets sur le bilan énergétique et la rentabilité considérée sous l'angle de l'économie nationale, c.-à-d. en prenant pour indicateur la valeur actuelle nette¹⁰ de ces investissements.

¹⁰ Pour calculer la valeur actuelle nette, on soustrait la somme des valeurs actuelles de toutes les dépenses de la somme des valeurs actuelles de toutes les recettes. Calculée sur la durée d'utilisation, c.-à-d. sur la durée de vie d'un investissement, elle permet d'évaluer la rentabilité de cet investissement.

- › Les impacts des deux scénarios sur la valeur ajoutée et l'emploi en Suisse ont été évalués à l'aide d'un modèle analytique de l'emploi. Cette évaluation des impacts sur la valeur ajoutée et l'emploi a été effectuée par comparaison avec une situation hypothétique dans laquelle des importations d'électricité compenseraient la production indigène insuffisante.
- › Les données de base et les renseignements qualitatifs nécessaires à cette comparaison ont été obtenus en analysant des publications et en interviewant dix-huit experts.

Les délimitations suivantes ont été opérées:

- › Parmi les mesures visant à augmenter l'efficacité électrique, seuls des investissements destinés à des améliorations techniques du côté de la demande ont été pris en considération. Aucune mesure en rapport avec l'offre (transport et distribution de l'électricité) ni aucune modification du comportement des utilisateurs n'a été incluse dans la modélisation.
- › Dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables, les «potentiels» et leur évolution dans le temps sont définis comme les gains d'efficacité et le développement des énergies renouvelables qui seraient effectivement réalisables, à condition de renforcer les efforts en la matière. En général, ces potentiels se situent entre les potentiels techniques et les potentiels économiques d'une technologie ou d'une application donnée.
- › Les effets sur le bilan énergétique sont pris en compte annuellement. Une analyse différenciée (été/hiver et jour/nuit) de la consommation aurait été entachée d'incertitudes (p. ex. en ce qui concerne l'influence du changement climatique sur la demande) et aurait dépassé le cadre de la présente étude. De plus, nous sommes partis du principe que les échanges transfrontaliers en cours de journée auraient lieu comme aujourd'hui et que les capacités actuelles de stockage saisonnier en Suisse seraient pleinement mises à contribution.
- › La disponibilité de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (fluctuations de production dues à des facteurs météorologiques) et les conséquences de celle-ci sur la garantie de l'approvisionnement en électricité n'ont pas été analysées en profondeur. Toutefois, nous sommes convaincus que des solutions peuvent être apportées aux défis liés à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ces défis concernent la disponibilité et l'intégration au réseau électrique. Parmi les solutions possibles, citons diverses mesures techniques, notamment l'aménagement ciblé du réseau, une réserve de réglage plus importante, des réseaux intelligents de type «Smart Grid» et la combinaison de différents types de centrales.

- › Le niveau réel des sommes à investir dans l'aménagement du réseau étant incertain dans les deux scénarios, ces investissements n'ont pas été pris en considération dans la comparaison de ces scénarios. Cependant, nous sommes d'avis que les investissements nécessités par l'aménagement du réseau seront moins importants dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables que dans le scénario Grandes centrales.
- › Actuellement, l'aménagement des centrales de pompage-turbinage est avant tout important pour le commerce de l'électricité (dans une «perspective européenne») et non pas pour garantir l'approvisionnement en électricité ou encore pour stabiliser le réseau au moment des pointes de charge. Dès lors, les investissements correspondants ne sont pas pris en considération dans la comparaison des scénarios.

LES SCÉNARIOS

Scénario Grandes centrales

Selon le plan d'investissement actualisé, swisselectric prévoit d'investir dans deux centrales nucléaires de 1'600 MW chacune, dans des énergies renouvelables (principalement mini-hydraulique et biomasse), dans une centrale à cycle combiné ainsi que dans l'aménagement du réseau et trois centrales de pompage-turbinage¹¹. En 2035, il sera ainsi possible de produire 30 TWh supplémentaires d'électricité (voir Figure 1). D'après nos calculs, les coûts d'investissement devraient atteindre en tout 44 milliards de francs (voir Tableau 1). Ces investissements sont de l'ordre de 39 milliards de francs si l'aménagement du réseau et les centrales de pompage-turbinage ne sont pas pris en considération.

¹¹ Le plan d'investissement actualisé de swisselectric se base sur le communiqué de presse du 22 mars 2007 (swisselectric 2007) et sur des indications complémentaires de swisselectric et d'Axpo (entretien du 11 août 2009). Toutefois, les compléments et les précisions de swisselectric et d'Axpo (entretien du 11 août 2009) ne constituent pas une prise de position officielle de l'association approuvée par son comité directeur.

SCÉNARIO GRANDES CENTRALES: PLAN D'INVESTISSEMENT ³		
Investissements d'ici 2035, par secteur	Volume (milliards de CHF)	Energie supplémentaire produite en 2035
Énergies renouvelables (principalement mini-hydraulique et biomasse)	11 milliards ¹⁾	5 TWh
2 centrales nucléaires de 1'600 MW chacune	27 milliards ²⁾	24 TWh ¹⁾
1 centrale à cycle combiné	1 milliard ¹⁾	1 TWh ¹⁾
Aménagement du réseau	2 milliards	--
3 centrales de pompage-turbinage	3 milliards	Compensation des pointes de puissance appelée
Total	44 milliards	30 TWh

¹⁾ Calculs INFRAS

²⁾ D'après les documents les plus récents, les coûts d'investissement de l'ordre de 10 à 12 milliards de francs admis par swisselectric pour deux centrales nucléaires (cf. swisselectric 2007) sont trop bas. D'après nos calculs, les coûts d'investissement correspondants sont d'environ 27 milliards de francs (hypothèse: prix de revient du kWh nucléaire: 8.7 cts; calculs basés sur Prognos 2009, Schneider et al. 2009, Lovins et al. 2008, The Keystone Center 2007).

Tableau 1 Sources: swisselectric 2007; indications fournies par swisselectric/Axpo le 11 août 2009; calculs INFRAS.

Scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables

La Figure 1 propose une alternative au scénario Grandes centrales; il s'agit d'exploiter au maximum les potentiels d'utilisation rationnelle de l'électricité et de production à partir d'énergies renouvelables.

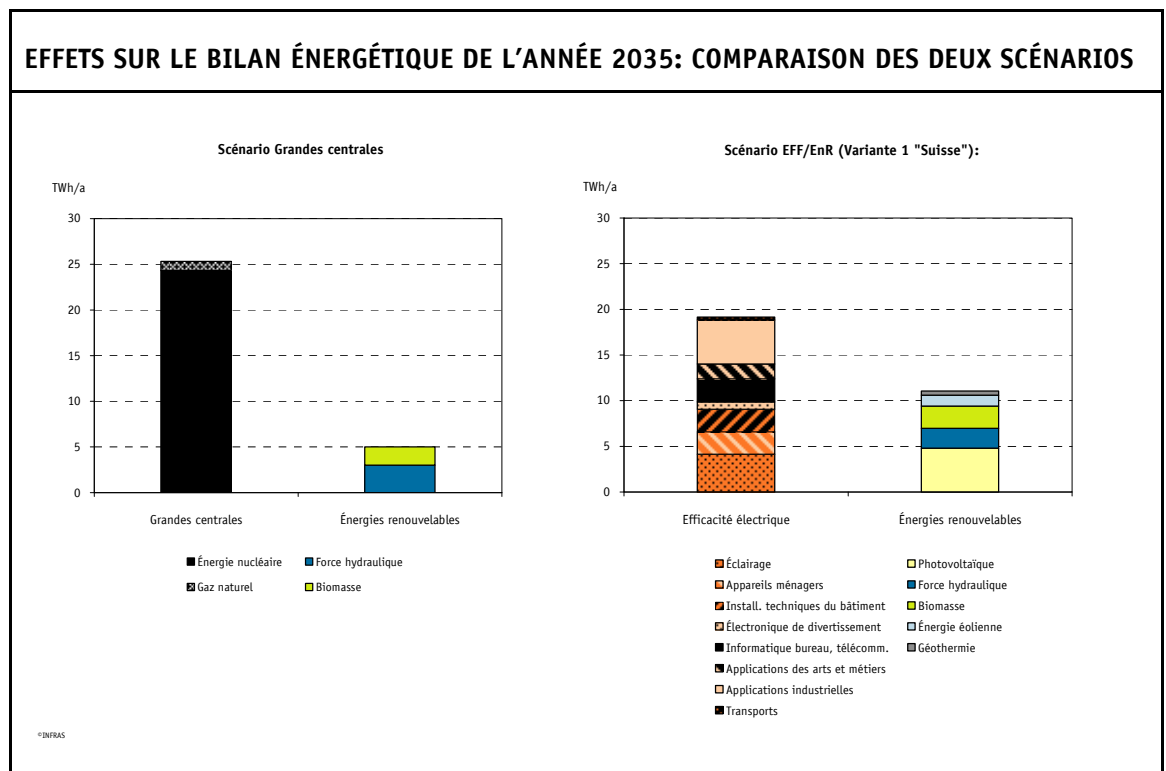


Figure 1

Dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables, l'objectif pour l'année 2035, à savoir une disponibilité supplémentaire de 30 TWh, est atteint, pour un peu moins des deux tiers (19 TWh), grâce à la mise en œuvre de toutes les économies potentielles et pour le bon tiers restant (11 TWh) grâce à la production à partir d'énergies renouvelables (voir Figure 1):

- › En ce qui concerne l'efficacité électrique, d'ici 2035, le potentiel d'économies réalisables pour les technologies et les applications considérées aura en grande partie été mis en œuvre¹². Ce sont principalement les mesures dans le domaine de l'éclairage et des applications industrielles qui contribueront à atteindre le but visé.
- › Les deux variantes étudiées présentent des différences en ce qui concerne les énergies renouvelables:
 - › La variante 1 ne prévoit des investissements dans les énergies renouvelables que sur le territoire national. Le photovoltaïque et la biomasse fournissent les contributions les plus importantes. En comparaison, les contributions de la force hydraulique, de l'énergie éolienne et de la géothermie à cette production supplémentaire d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont modestes.
 - › La variante 2 prévoit que les deux tiers, ou presque, de l'électricité produite à l'aide d'énergies renouvelables sera importée de l'étranger (énergie éolienne et centrales solaires thermiques), parce que la productivité y est supérieure ou les coûts moindres. Dans le pays, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables se fera essentiellement à partir de la biomasse et de la force hydraulique.

Les investissements prévus d'ici 2035 dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables sont de l'ordre de 65 milliards de francs dans la variante 1 et de 57 milliards de francs dans la variante 2, respectivement¹³, dont 41 milliards de francs dans des mesures visant à améliorer l'efficacité électrique et 24 milliards de francs (variante 1) ou 16 milliards de francs (variante 2) dans les énergies renouvelables.

12 Dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables, on admet que d'ici 2035, le tiers des potentiels d'efficacité de 9 TWh de ce qu'on peut appeler le «fonctionnement inutile» aura été mis en œuvre. Par «fonctionnement inutile», on entend le fonctionnement d'appareils et d'équipements à plus ou moins à plein régime, dans leur fonction principale et avec consommation d'énergie, mais sans la fourniture d'un quelconque service à ses utilisateurs, ni localement, ni dans le temps (cf. Brunner et al. 2009). Des mesures d'efficacité à prendre du côté de l'offre (principalement des réseaux intelligents fonctionnant selon le concept de «Smart Grid») seraient une autre possibilité, de même que des changements dans le comportement des utilisateurs et l'utilisation des équipements.

13 Sans les investissements éventuels dans un aménagement du réseau ou des centrales de pompage-turbinage.

Les mesures de politique énergétique suivantes sont nécessaires pour mettre en œuvre tous les potentiels d'efficacité électrique et d'énergies renouvelables:

- › Adopter, au niveau national, des objectifs quantitatifs contraignants en matière de consommation d'électricité et de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ces objectifs découlent de l'évolution dans le temps décrite dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables.
- › Renforcer et élargir les prescriptions aux niveaux national et cantonal, en particulier en ce qui concerne les exigences minimales imposées aux appareils, aux installations, aux moteurs et à l'éclairage.
- › Introduire une taxe incitative sur l'électricité, conduisant progressivement d'ici 2018 au doublement (au moins) du prix actuel de l'électricité. Le produit de la taxe sera redistribué aux ménages et à l'économie. Pendant une période transitoire, une partie de ce produit devra être affectée au financement de mesures d'encouragement. Pour les entreprises grosses consommatrices d'électricité, on pourra prévoir, le cas échéant, une réglementation d'exception destinée à assurer leur compétitivité sur les marchés internationaux.
- › Mettre sur pied des mesures d'encouragement (subventions) pendant une période transitoire, en particulier développer la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) et augmenter les montants à disposition pour des appels d'offres (p. ex. un fonds pour les économies d'électricité) dans le but de réduire la consommation d'électricité.
- › Instaurer des mesures complémentaires des pouvoirs publics, des entreprises responsables de l'approvisionnement énergétique et de l'économie, en particulier dans les domaines de l'information et du conseil, des formations de base et continue, de l'élimination des obstacles juridiques, des programmes d'encouragement et des acquisitions exemplaires.

COMPARAISON DES SCÉNARIOS

Effets sur le bilan énergétique et les coûts

Le Tableau 2 présente les effets des deux scénarios sur la production et les économies d'électricité ainsi que les coûts correspondants.

EFFETS SUR LE BILAN ÉNERGÉTIQUE ET LES COÛTS			
	Scénario Grandes centrales	Scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables	
		Variante 1 «Suisse»	Variante 2 «Importation EnR»
Production et économies supplémentaires d'électricité en 2035	30 TWh	30 TWh	30 TWh
Production et économies d'électricité cumulées de 2006 à 2035	374 TWh	414 TWh	412 TWh
Investissements (sans l'aménagement du réseau ni les centrales de pompage-turbinage)	39 milliards	65 milliards	57 milliards
Valeur actuelle nette (rentabilité économique) (sans les aménagements du réseau ni les centrales de pompage-turbinage)	-9.0 milliards	2.8 milliards	0.9 milliards

Tableau 2

Les résultats peuvent se résumer comme suit:

- › Bien que l'effet sur le bilan énergétique en 2035 soit par définition identique pour les deux scénarios (30 TWh), le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables aura, au cours de la période 2006–2035, un effet cumulé qui dépassera finalement en 2035 d'environ 10% celui du scénario Grandes centrales. Ceci provient du fait que les mesures prévues par le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables seront mises en œuvre sans plus attendre et renforcées continuellement. Par contre, les centrales nucléaires prévues dans le scénario Grandes centrales ne contribueront effectivement à la production d'électricité qu'à partir de la seconde moitié des années vingt.
- › Les investissements nécessaires d'ici 2035¹⁴ sont dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables de l'ordre de 65 milliards de francs (variante 1 «Suisse») et 57 milliards de francs (variante 2 «Importation d'énergies renouvelables»), respectivement, soit nettement plus que les investissements prévus d'ici 2035 dans le scénario Grandes centrales.
- › Alors que les investissements nécessaires prévus par le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables sont juste rentables du point de vue de l'économie nationale, avec une valeur actuelle nette de l'ordre de 2.8 milliards de francs (variante 1 «Suisse») ou de 0.9 milliards de francs (variante 2 «Importation d'énergies renouvelables»), respectivement, la valeur actuelle nette du scénario Grandes centrales est négative, de l'ordre de -9.0 milliards de francs. La rentabilité du scénario Efficacité électrique et énergies renou-

14 Sans les investissements éventuels dans un aménagement du réseau ou des centrales de pompage-turbinage.

velables est due aux investissements dans l'efficacité électrique qui compensent, avec une valeur actuelle nette de 7.6 milliards de francs (dans les deux variantes), les valeurs actuelles nettes négatives des investissements dans les énergies renouvelables, qui sont respectivement de l'ordre de -4.8 milliards de francs (variante 1 «Suisse») et de -6.7 milliards de francs (variante 2 «Importation EnR»). La rentabilité supérieure de la variante 1 («Suisse») par rapport à la variante 2 («Importation EnR») s'explique par la meilleure rentabilité du photovoltaïque en Suisse par rapport à l'importation d'électricité en provenance de centrales solaires thermiques. Ceci est dû au coût du transport de l'électricité vers la Suisse et aux recettes plus élevées (tarif de l'électricité) du photovoltaïque en Suisse, grâce à l'injection décentralisée¹⁵. A l'inverse, les valeurs actuelles nettes calculées pour les investissements du scénario Grandes centrales sont négatives: -2.4 milliards de francs pour les centrales nucléaires, -1.5 milliards de francs pour les centrales au gaz naturel et -5.1 milliards de francs pour les énergies renouvelables. Ceci signifie que ces investissements ne sont pas rentables du point de vue de l'économie nationale.

- › La Figure 2 compare la rentabilité des investissements dans les diverses technologies et mesures visant à améliorer l'efficacité électrique prévus par les deux scénarios. La bonne rentabilité de ces mesures est le résultat de frais d'exploitation considérablement réduits durant toute la durée de vie d'un appareil ou d'un équipement. Pour ce qui est du photovoltaïque, la baisse sensible des coûts due à la courbe d'apprentissage, ainsi que les recettes relativement élevées grâce à l'injection décentralisée font que cette technologie est rentable pour les investissements prévus d'ici 2035.

¹⁵ Le calcul des recettes provenant de la vente de la production des installations photovoltaïques décentralisées est basée sur le tarif basse tension (prix de l'énergie + prix d'acheminement).

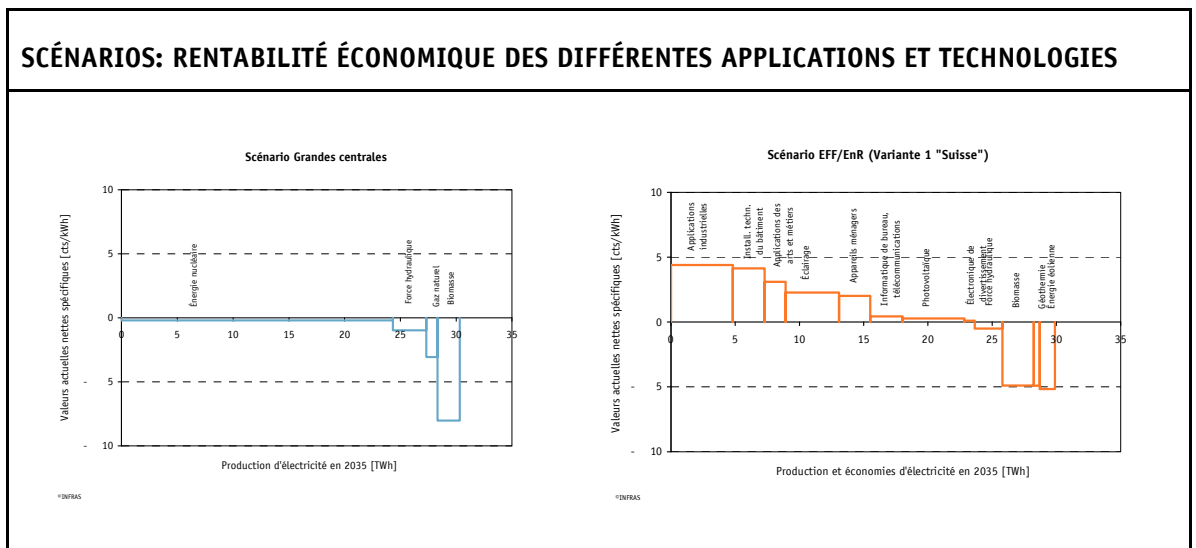


Figure 2

L'analyse de sensibilité montre que les hypothèses en matière d'évolution du prix de l'électricité et des coûts de production des centrales nucléaires influencent considérablement les résultats:

- › L'évolution du prix de l'électricité (prix du marché) influence beaucoup la rentabilité des deux scénarios. Le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables est rentable si, d'ici 2035 le prix de l'électricité augmente de 15% (variante 1 «Suisse») ou de 22% (variante 2 «Importation d'énergies renouvelables»). Par contre, le scénario Grandes centrales ne devient rentable que si le prix de l'électricité augmente de 60% d'ici 2035, soit environ 8% par période de cinq ans.
- › Si les coûts de production des centrales nucléaires sont de 12 cts/kWh¹⁶ (pendant la période de construction probable, soit de 2021 à 2030) au lieu de 8.7 cts/kWh comme nous l'avons admis, les investissements du scénario Grandes centrales augmentent jusqu'à atteindre 63 milliards de francs (sans l'aménagement du réseau ni les centrales de pompage-turbinage). La rentabilité de ce scénario se détériore de façon spectaculaire pour atteindre une valeur actuelle nette négative d'environ -23 milliards de francs. Le scénario Grandes centrales ne s'avère rentable que si les coûts de production effectifs des centrales nucléaires sont inférieurs à 7 cts/kWh, ce qui semble actuellement irréaliste pour la période qui s'étend jusqu'en 2035.

¹⁶ D'après Lovins et al. 2008 et The Keystone Center 2007, les coûts de production de nouvelles centrales nucléaires seront très probablement de l'ordre de 8 à 11 cents US /kWh, voire même plus. Ces indications se basent surtout sur des données concernant les centrales nucléaires construites jusqu'ici aux USA.

Impacts sur la valeur ajoutée et l'emploi

Le Tableau 3 donne une première estimation des impacts sur la valeur ajoutée et l'emploi en Suisse dans les deux scénarios qui découlent des investissements et de l'exploitation des installations et des équipements. Il ne s'agit là que d'ordres de grandeurs calculés à l'aide de modèles économiques analytiques partiels.

IMPACTS SUR LA PLUS-VALUE ET L'EMPLOI			
	Scénario Grandes cen- trales	Scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables	
		Variante 1 «Suisse»	Variante 2 «Importa- tion EnR»
Valeur ajoutée brute cumulée de 2006 à 2035 (milliards de CHF)	11.0 milliards	20.2 milliards	13.9 milliards
Effet sur l'emploi, cumulé de 2006 à 2035 (personnes-années)	100'000	160'000	113'500
Effet moyen sur l'emploi, par année (équivalents plein-temps par année)	3'300 ¹⁾	5'300	3'800

¹⁾ Valeur théorique, puisque les effets sur l'emploi ne se font pas sentir de manière linéaire dans le temps, mais principalement pendant la construction des grandes centrales.

Tableau 3

Globalement, nous estimons que tous les scénarios auront des impacts effets positifs sur la valeur ajoutée et sur l'emploi. La variante 1 («Suisse») du scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables aura le plus d'impact sur la valeur ajoutée et sur l'emploi en Suisse. Les impacts de la variante 1 («Suisse») sur la valeur ajoutée sont presque deux fois plus importants que ceux du scénario Grandes centrales. L'impact cumulé sur l'emploi de la variante 1 («Suisse») est de 160'000 personnes-années d'ici 2035 soit en moyenne 5'300 équivalents plein-temps par année, soit 60% de plus que dans le scénario Grandes centrales. L'impact sur l'emploi de la variante 1 («Suisse») est de plus de 40% supérieur à celui de la variante 2 («Importation énergies renouvelables»). Tandis que les impacts sur la valeur ajoutée et l'emploi se font sentir sur toute la période considérée dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables, ils se concentrent principalement sur la phase de construction des centrales nucléaires dans le scénario Grandes centrales.

Concernant les impacts sur la valeur ajoutée et l'emploi, les différences entre les deux scénarios s'expliquent comme suit:

- › Les investissements dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables sont de l'ordre de 1.5 fois ceux du scénario Grandes centrales.

- › Dans la variante 1 («Suisse») du scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables, ces investissements ont lieu dans des secteurs économiques ayant une propension à importer plus faible que celle des secteurs économiques profitant des investissements dans les grandes centrales.
- › Ainsi, globalement la variante 1 («Suisse») du scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables a nettement plus d'impact sur la valeur ajoutée et l'emploi que les deux autres scénarios.
- › L'impact plus important sur l'emploi de la variante 1 («Suisse») par rapport à la variante 2 («Importation énergies renouvelables») s'explique, bien entendu, par les investissements plus importants dans les énergies renouvelables en Suisse même.

Par rapport au scénario Grandes centrales, le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables engendre un processus de restructuration continu et durable, des effets dynamiques plus importants et des répercussions plus marquées sur l'économie régionale:

- › Ce seront surtout les secteurs de l'électronique, informatique et optique, des équipements électriques, du conseil et de la planification, du commerce en gros et de détail ainsi que de la construction qui en profiteront. Les économies d'électricité conduiront à un léger effet négatif sur le secteur de l'approvisionnement traditionnel en électricité. Par contre, pendant la période relativement courte de la construction des centrales nucléaires, le scénario Grandes centrales aura un effet considérable sur les entreprises de la construction et, dans une mesure nettement moindre, sur le secteur du conseil et de la planification. .
- › Les mesures de politique énergétique nécessaires dans le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables (particulièrement la taxe incitative sur l'électricité) déclencheront des innovations dans les technologies liées à l'efficacité électrique et leurs applications, ainsi que dans les énergies renouvelables. Ces innovations, combinées avec les changements structurels, permettront à des entreprises novatrices et actives sur ces marchés de s'établir à plus long terme en Suisse. Ceci devrait avoir un effet positif sur la compétitivité internationale de ces secteurs et sur leurs exportations. Par contre, nous estimons que les effets dynamiques et les opportunités d'exportation du scénario Grandes centrales resteront limités.
- › L'encouragement de l'efficacité électrique et des énergies renouvelables aura un impact décentralisé, sur toutes les régions de Suisse, tandis que les investissements dans les grandes centrales, à caractère centralisé, ne profiteront qu'à quelques régions et fournisseurs.

- › Sur la base des études disponibles (cf. Ecoplan 2007, Bretschger et al. 2010), nous estimons que les effets indirects du scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables dus à l'augmentation du prix de l'énergie sur la prospérité et la croissance économique seront limités.

Impacts sur l'environnement et risques

Concernant les impacts sur l'environnement et les risques, le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables présente des avantages considérables par rapport au scénario Grandes centrales:

- › Le scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables nécessite moins d'énergie primaire i.e. moins de ressources que le scénario Grandes centrales. De plus, il permet, d'ici 2035, une réduction cumulée des émissions de gaz à effet de serre de 33 millions de tonnes de CO_{2-eq} (variante 1 «Suisse») respectivement de 35 millions de tonnes de CO_{2-eq} (variante 2 «Importation énergies renouvelables»). A l'opposé, pour le scénario Grandes centrales, les émissions cumulées de gaz à effet de serre augmenteront de 36 millions de tonnes de CO_{2-eq}. Les émissions annuelles moyennes de gaz à effet de serre du scénario Grandes centrales correspondent ainsi aux 2.5% de l'ensemble des gaz à effet de serre émis actuellement en Suisse chaque année.
- › Nous estimons que les risques liés au scénario Grandes centrales sont élevés. Citons les risques financiers (risque élevé de sous-estimation du coût effectif des centrales nucléaires), les risques politiques (référendum), les risques pour les personnes (santé) et pour l'environnement (sol, eaux souterraines, cours d'eau intérieurs, mers, air, végétation, animaux et biodiversité) et enfin le risque de prolifération. De plus, le problème que pose le stockage définitif des déchets radioactifs n'a toujours pas été résolu. Par contre, nous estimons que les risques liés au scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables sont comparativement minimes. Le plus grand risque pourrait être le manque de volonté politique, c.-à-d. l'incapacité de mettre en œuvre, à temps et avec assez de vigueur, les mesures de politique énergétique. La variante 2 «Importation énergies renouvelables» comporte des incertitudes supplémentaires (disponibilité de l'offre et capacité suffisante du réseau).

CONCLUSIONS

Les investissements dans l'efficacité électrique et les énergies renouvelables présentent des avantages énergétiques, économiques et environnementaux par rapport aux investissements dans les grandes centrales. En outre, les risques liés à cette stratégie sont nettement plus faibles que ceux liés à une stratégie misant sur les grandes centrales.

Ce qui fait pencher la balance en faveur du scénario Efficacité électrique et énergies renouvelables à l'horizon 2035, ce sont d'abord et surtout les mesures d'amélioration de l'efficacité électrique dont les potentiels sont importants et particulièrement intéressants pour l'économie nationale. Les mesures nécessaires pour exploiter tous ces potentiels d'efficacité électrique devraient être prises sans plus attendre. Quant aux énergies renouvelables, il est préférable de les encourager en Suisse même, où elles sont plus rentables et génèrent des effets plus marqués sur l'emploi que l'importation d'électricité produite à l'étranger à partir d'énergies renouvelables.

1. EINLEITUNG

1.1. AUSGANGSLAGE

Die grossen Verbundunternehmen der schweizerischen Strombranche haben im März 2007 ihre Absicht bekannt gegeben, bis zum Jahr 2035 rund 30 Mia. CHF zur Sicherstellung der Stromversorgung zu investieren (swisselectric 2007). Die Organisation der schweizerischen Stromverbundunternehmen (swisselectric)¹⁷ geht davon aus, dass im Jahr 2035 in der Schweiz zwischen 25 und 30 TWh des nachgefragten Stroms fehlen wird. Zur Sicherstellung der langfristigen Stromversorgung sehen die Verbundunternehmen Investitionen in Kernkraftwerke, erneuerbare Energien (inkl. Wasserkraft), Gaskombikraftwerke, Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke vor. Die Planung der Verbundunternehmen für den Ausbau von Wasserkraftwerken (v.a. Kleinwasserkraft) und der übrigen erneuerbaren Energien (v.a. Biomasse) ist bereits weit fortgeschritten. Die Vorarbeiten für den Bau neuer Kernkraftwerke sind ebenfalls vorangeschritten. Im Oktober 2009 hat die Strombranche (bzw. die Unternehmen Alpiq, Axpo und BKW) beim Bundesamt für Energie (BFE) die überarbeiteten Rahmenbewilligungsgesuche für die drei geplanten Kernkraftwerke eingereicht (BFE 2009c). Der Entscheid des Bundesrates zu den Rahmenbewilligungsgesuchen erfolgt voraussichtlich im Jahr 2012. Gemäss BFE (2009c) könnten die neuen Kernkraftwerke um das Jahr 2025 ans Netz gehen.

Die Umweltorganisationen, das BFE und die Wissenschaft haben mit ihren Perspektiven und Analysen die grossen Potenziale der Stromeffizienz und der erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbereich aufgezeigt. Die Umweltorganisationen (WWF Schweiz, Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energie-Stiftung SES, Pro Natura) sowie die Kantone Basel-Stadt und Genf möchten in Zusammenarbeit mit Energie Wasser Bern (ewb) der „zentralistischen“ Strategie der Stromwirtschaft, die vor allem auf Grosskraftwerke setzt, eine „integrierte“ Strategie gegenüberstellen, die auf die Ausschöpfung der dezentralen Potenziale in den Bereichen Stromeffizienz und erneuerbare Energien abzielt.

¹⁷ Mitglieder von swisselectric sind Alpiq, Axpo, BKW, CKW und EGL.

1.2. ZIEL UND FRAGEN

Ziel

Ziel der vorliegenden Studie ist der Vergleich der energetischen und der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Investitionsstrategie der Stromverbundunternehmen (Szenario „Grosskraftwerke“) mit einer Strategie, die auf Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen und erneuerbare Energien setzt („Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien“). Ergänzend sollen die mit den beiden Szenarien verbundenen Risiken und Umweltwirkungen qualitativ beurteilt werden. Der Vergleich der beiden Szenarien soll anhand einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise vorgenommen werden. Die betriebswirtschaftliche Sicht (z.B. eines Energieversorgungsunternehmens) steht nicht im Vordergrund. Bei der Höhe der durch die Investitionen zu erreichenden Stromproduktion bzw. Stromeinsparungen stützt sich die vorliegende Studie auf die Annahme von swisselectric, dass im Jahr 2035 in der Schweiz zwischen 25 und 30 TWh des benötigten Stroms fehlen werden.

Im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien werden zwei Varianten betrachtet:

- › In Variante 1 sollen die Investitionen in erneuerbare Energien zur Stromproduktion ausschliesslich im Inland erfolgen.
- › In Variante 2 soll Elektrizität aus erneuerbaren Energien, die an ausländischen Standorten ein grösseres technisches Ertragspotenzial haben oder zu geringeren Kosten erzeugt werden kann, aus dem Ausland bezogen werden.

Fragen

Ausgehend von der Zielsetzung stellen sich folgende Fragen:

FRAGEN	
Themen	Fragen
Szenario Grosskraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> › Wie sind die energetischen Wirkungen und die Wirtschaftlichkeit der geplanten Investitionen zu beurteilen? › Welche Auswirkungen hat das Szenario auf die inländische Wertschöpfung und die Beschäftigung? › Wie sind die mit diesem Szenario verbundenen Umweltauswirkungen und Risiken zu beurteilen?
Szenario Stromeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> › Welche Potenziale bestehen in den verschiedenen Technologie- und Anwendungsbereichen? › Welche Investitionen sind erforderlich, um die im Szenario Grosskraftwerke im Jahr 2035 geplante Stromproduktion zu erreichen? Wie ist die Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Investitionen zu beurteilen? › Welche Hemmnisse stehen der Ausschöpfung der Potenziale entgegen? Welche Politikmassnahmen wären notwendig, um die erforderlichen Investitionen auszulösen? › Welche Auswirkungen hat das Szenario auf die inländische Wertschöpfung und die Beschäftigung?

FRAGEN	
Themen	Fragen
	gung? Wie sind die mit diesem Szenario verbundenen Umweltauswirkungen und Risiken zu beurteilen?
Vergleich der Szenarien	<ul style="list-style-type: none"> › Wie sind die energetischen und die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der beiden Szenarien zu beurteilen? › Wie sind die Umweltauswirkungen und die Risiken der beiden Szenarien zu beurteilen? › Welche energiepolitischen Folgerungen ergeben sich aus dem Vergleich?

Tabelle 4

1.3. AUFBAU DES BERICHTS

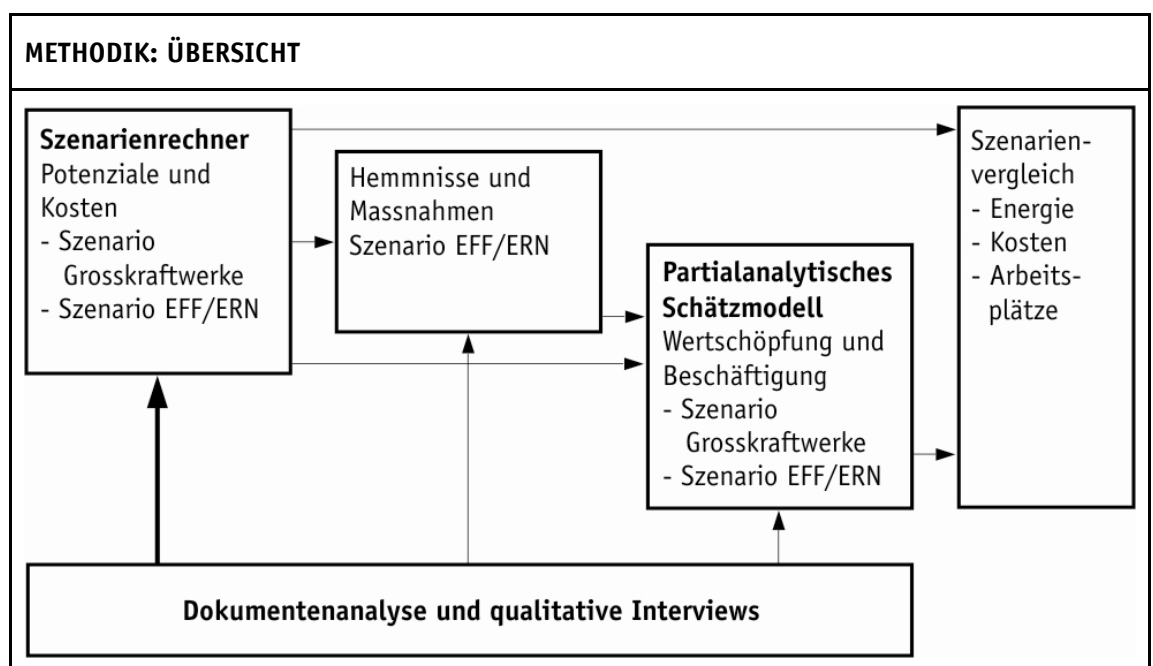
Der Bericht ist wie folgt aufgebaut:

- › Kapitel 2 stellt die dem Szenarienvergleich zugrunde liegende Methodik dar.
- › Kapitel 3 beschreibt das Szenario Grosskraftwerke. Dargestellt werden die geplanten Investitionen, die resultierende Stromproduktion, die Wirtschaftlichkeit der Investitionen, die Auswirkungen auf Wertschöpfung und Beschäftigung sowie die mit diesem Szenario verbundenen Risiken.
- › In Kapitel 4 stellen wir die beiden Varianten des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien anhand derselben Grössen wie im Szenario der Elektrizitätswirtschaft dar. Zudem beschreiben wir die Massnahmen, die zur Umsetzung des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien erforderlich sind.
- › In einer Sensitivitätsanalyse (Kapitel 5) analysieren wir den Einfluss unterschiedlicher Annahmen zum gesamtwirtschaftlichen Zinssatz, zur Entwicklung des Strompreises und zu den Gestehungskosten von Kernkraftwerken auf die Ergebnisse (Investitionen und die Wirtschaftlichkeit) der Szenarien.
- › Kapitel 6 vergleicht die beiden Szenarien hinsichtlich energetischer Wirkung, Investitionen und deren Wirtschaftlichkeit, Auswirkungen auf Wertschöpfung, Beschäftigung und die Umwelt sowie der mit den beiden Szenarien verbundenen Risiken.
- › Kapitel 7 enthält die energiepolitischen Folgerungen aus Sicht des Autorenteam.

2. METHODIK

2.1. ÜBERSICHT

Der Szenarienvergleich wurde anhand zweier quantitativer Modelle durchgeführt. Grundlagen der Modellrechnungen waren Angaben aus der Literatur und die Ergebnisse von Experteninterviews. Figur 3 stellt das methodische Vorgehen dar.



Figur 3 Quelle: Eigene Darstellung.

Für den Szenarienvergleich wurden folgende methodischen Elemente eingesetzt:

- › Die Potenziale und die Kosten der beiden Investitionsstrategien wurden anhand von technologie- bzw. anwendungsbasierten Simulationsmodellen auf Excel-Basis berechnet (sog. „Szenarienrechner“). Basis für die beiden Szenarien waren:
 - › die von swisselectric angenommenen Entwicklungen auf der Nachfrage- und der Angebotsseite ohne die geplanten Investitionen (Referenzentwicklung), sowie
 - › die von swisselectric aufgrund der geplanten Investitionen resultierende Stromproduktion im Jahr 2035.

Die Investitionsstrategien der beiden Varianten des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien (EFF/ERN) wurden anhand des Szenarienrechners so ausgestaltet bzw. optimiert, dass die im Szenario Grosskraftwerke im Jahr 2035 vorgegebene Zielgrösse er-

reicht wurde. Die Datengrundlagen für die Ausgestaltung und die Berechnung der beiden Szenarien wurden aus der Literatur und anhand von Experteninterviews gewonnen. Die Ergebnisse der beiden Szenarien wurden als Grundlage verwendet

- › für die Auswahl der im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien zweckmässigen Politikmassnahmen und
 - › die Schätzung der Auswirkungen der Szenarien auf die inländische Wertschöpfung und die Beschäftigung.
- › Die Auswirkungen der beiden Szenarien auf die inländische Wertschöpfung und Beschäftigung wurden anhand eines partialanalytischen ökonomischen Schätzmodells beurteilt. Für die beiden Szenarien wurde eine Modellschätzung durchgeführt (komparativ-statische Analyse). Inputgrössen für die Modellschätzungen waren Ergebnisse des Szenarienrechners (Investitionen und Ausgaben je Technologie bzw. Anwendung und energetische Wirkung) und der Literaturanalyse (inländische Wertschöpfung je Branche und Entwicklung der Arbeitsproduktivität).
- › Die für den Vergleich erforderlichen Grundlagendaten bzw. Informationen wurden anhand einer Dokumentenanalyse und anhand von Experteninterviews erhoben. Die Ergebnisse der Dokumentenanalyse und der Interviews waren vor allem für die Berechnung der Potenziale und der Kosten des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien sowie für die Analyse der in diesem Szenario bestehenden Hemmnisse und der Ziel führenden Politikmassnahmen von grosser Bedeutung. Die Eingriffstiefe der Politikmassnahmen wurde anhand der Literatur grob abgeschätzt.
- › Die Ergebnisse des Szenarienrechners und des Beschäftigungsschätzmodells flossen in den Szenarienvergleich ein. Verglichen wurden die energetischen Auswirkungen der beiden Szenarien zum Zeitpunkt 2035, die Investitionen und deren Wirtschaftlichkeit (anhand des Nettobarwerts) sowie die Auswirkungen auf die Wertschöpfung und die Beschäftigung im Inland.

2.2. REFERENZENTWICKLUNG

Die Abschätzung der zusätzlichen Stromproduktion und der Stromeinsparung sowie der Kosten (Investitionen und Wirtschaftlichkeit) erfolgte bei beiden Szenarien im Vergleich zur selben Referenzentwicklung. Als Referenzentwicklung wurde die von swisslectric angenommene Entwicklung der Stromnachfrage und des Stromangebots ohne die geplanten Investitionen verwendet.

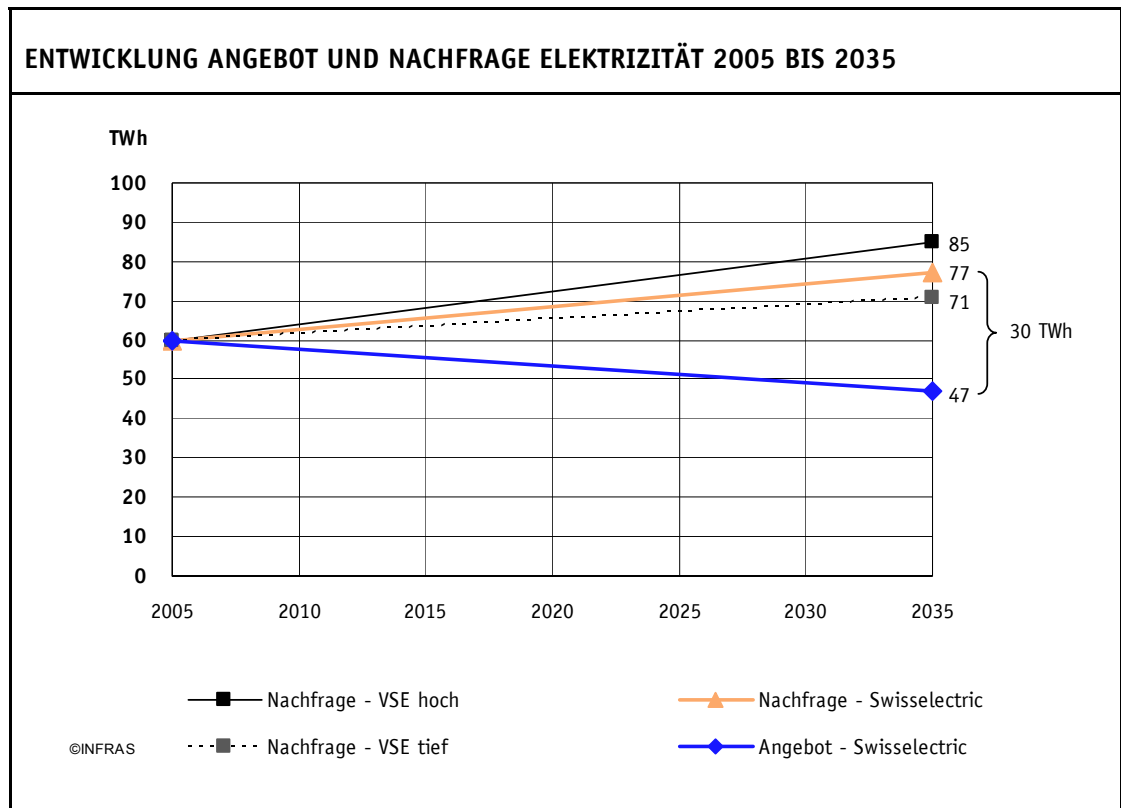
Referenzentwicklung swisselectric

swisselectric geht gemäss Medienmitteilung vom 22. März 2007 (swisselectric 2007) davon aus, dass der Stromverbrauch bis ins Jahr 2035 auf 77 TWh steigen wird (Annahme eines moderaten Verbrauchszuwachs von 0.5 Prozent pro Jahr) und im Jahr 2035 25 bis 30 TWh des benötigten Stroms fehlen wird. Gemäss ergänzenden Medieninformationen (NZZ vom 23. März 2007) ergibt sich der von swisselectric im Jahr 2035 erwartete fehlende Strom, ausgehend vom Verbrauch von 62 TWh im Jahr 2006, durch den zu erwartenden Mehrverbrauch von 15 TWh (0.5 Prozent Zuwachs pro Jahr), die Kompensation bisheriger Importe (4 TWh) und den Wegfall der älteren Kernkraftwerke Mühleberg und Beznau I und II (9 TWh¹⁸). Aufgrund von präzisierenden Angaben von swisselectric und Axpo (Gespräch vom 11. August 2009) plant swisselectric Investitionen in Kernkraftwerke, erneuerbare Energien und ein Gaskombikraftwerk, die im Jahr 2035 gemäss unseren Berechnungen zu einem zusätzlichen Stromangebot von 30 TWh führen werden (vgl. aktualisierter Investitionsplan swisselectric in Kapitel 3.1).¹⁹

Figur 4 stellt die Referenzentwicklung (Stromnachfrage und Stromangebot) entsprechend den Annahmen von swisselectric dar.

¹⁸ Aufgrund von präzisierenden Angaben von swisselectric und Axpo vom 11. August 2009 beträgt die Reduktion der Stromproduktion infolge der Stilllegung der Kernkraftwerke Mühleberg sowie Beznau I und II 7.6 TWh.

¹⁹ Zu berücksichtigen ist, dass die Ergänzungen und Präzisierungen von swisselectric und Axpo (Gespräch vom 11. August 2009) und damit der aktualisierte Investitionsplan von swisselectric nicht einer vom swisselectric-Vorstand verabschiedeten offiziellen Position des Verbands entsprechen.



Figur 4 Eigene Darstellung, u.a. basierend auf VSE 2006 und swisselectric 2007.

Annahmen zur Referenzentwicklung

Die Annahmen, die der von swisselectric erwarteten Entwicklung der Stromnachfrage und des Stromangebots zu Grunde liegen, werden in den publizierten Dokumenten nur in sehr grober Form ausgeführt. Da diese Annahmen für die Ausgestaltung und die Auswirkungen des Szenarios Stromeffizienz und Erneuerbare von grosser Bedeutung sind, werden sie nachfolgend rekonstruiert, u.a. aufgrund ergänzender Angaben von swisselectric und Axpo (Gespräch vom 11. August 2009)²⁰ sowie der Stromperspektiven des VSE (2006).

Stromnachfrage

Auf der Nachfrageseite bezieht sich die von swisselectric erwartete Zunahme des Stromverbrauchs gemäss Angaben von swisselectric und Axpo (Gespräch vom 11. August 2009) auf die Stromperspektiven des VSE. Unter Bezugnahme auf die Energieperspektiven des BFE

²⁰ Die Ergänzungen und Präzisierungen von swisselectric und Axpo (Gespräch vom 11. August 2009) entsprechen nicht einer vom swisselectric-Vorstand verabschiedeten offiziellen Position des Verbands.

(Szenario I) prognostiziert der VSE in seiner Vorschau 2006 (VSE 2006) einen eigenen „Nachfragekorridor“ der wahrscheinlichen Entwicklung (vgl. Figur 1):

- › Im **Szenario „VSE tief“** erhöht sich der Stromverbrauch von 60 TWh im Jahr 2005 auf 71 TWh bis 2035. Dies entspricht einem Nachfragewachstum von 1 Prozent bis 2010, 0.5 Prozent bis 2030 und 0 Prozent ab 2030. Gemäss VSE ist diese Entwicklung bei gedämpft verlaufendem Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum, einem hohen Ölpreis, der steigenden Effizienz strombetriebener Geräte und „zusätzlichen energiepolitischen Massnahmen“ zu erwarten. Die Zunahme der Stromnachfrage im Szenario „VSE tief“ von 11 TWh zwischen 2005 und 2035 entspricht in etwa dem im Szenario I der BFE-Energieperspektiven im gleichen Zeitraum angenommenen Nachfragewachstum (+12 TWh). Wir gehen jedoch davon aus, dass das Szenario „VSE tief“ mit einem stärkeren Nachfragewachstum rechnet, das durch im Vergleich zum Szenario I der Energieperspektiven zusätzliche energiepolitische Massnahmen kompensiert wird.
- › Im **Szenario „VSE hoch“** nimmt der Stromverbrauch von 60 TWh im Jahr 2005 auf 85 TWh im Jahr 2035 zu. Dies entspricht einem Nachfragewachstum von 2 Prozent bis 2010, 1 Prozent bis 2030 und 0.5 Prozent ab 2030. Als Gründe für diese Entwicklung werden ein stärkeres Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum, ein relativ niedriger Ölpreis sowie zusätzliche Geräte und neue Anwendungen von Elektrizität (u.a. Wärmepumpen) genannt. Mit Bezug auf die von CEPE im Auftrag des VSE erstellte Untersuchung zu den Unsicherheitsbereichen des Szenarios I der Energieperspektiven deckt der Unsicherheitsbereich zwischen „VSE hoch“ und „VSE tief“ von 14 TWh demografische und gesamtwirtschaftliche Einflussfaktoren (6 bis 7 TWh), den Einfluss des Klimawandels auf den Elektrizitätsbedarf (Zunahme des Bedarfs an Lüftung, Klimatisierung und Kälte: 2 bis 3 TWh) und eine Restgrösse von 4 bis 6 TWh (Annahme INFRAS/TNC: Substitutionseffekte wie beispielsweise zusätzliche Wärmepumpen, Ausbau des öffentlichen Verkehrs und Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs) ab.

Die von swisselectric angenommene Zunahme der Stromnachfrage auf 77 TWh im Jahr 2035 (+17 TWh gegenüber 2005) interpretieren wir wie folgt:

- › swisselectric geht gegenüber dem BFE-Szenario I von einem stärkeren Wachstum des Stromverbrauchs aus. Als Gründe für das stärkere Nachfragewachstum werden vor allem ein stärkeres Bevölkerungswachstum und Substitutionseffekte (Zunahme der Anzahl Wärmepumpen und Ausbau des öffentlichen Verkehrs) genannt (Gespräch mit swisselectric

und Axpo vom 11. August 2009; swisselectric 2008). Bei der Elektromobilität wird erst ab 2030 eine markante Zunahme erwartet.

- › Aufgrund von Äusserungen von swisselectric und Axpo (Gespräch vom 11. August 2009) nehmen wir an, dass swisselectric von einer Verbrauchszunahme ausgeht, die im Jahr 2035 über die 77 TWh hinausgeht, der zusätzliche Verbrauch jedoch durch zusätzliche Effizienzmassnahmen kompensiert wird. Wir gehen davon aus, dass der zusätzliche Verbrauch der Wirkung der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen entspricht, die wir auf rund 5 TWh pro Jahr schätzen.²¹ Damit dürfte swisselectric von einer Verbrauchszunahme ohne die zusätzlich beschlossenen Massnahmen von 82 TWh im Jahr 2035 ausgehen. Dies entspricht im Vergleich zum BFE-Szenario I einem um 10 TWh stärkeren Nachfragewachstum zwischen 2005 und 2035.
- › Die Interpretation, dass swisselectric von einem Stromverbrauch von 82 TWh im Jahr 2035 (ohne zusätzliche Effizienzmassnahmen) ausgeht, erachten wir aus folgenden Gründen für plausibel:
 - › Gemäss swisselectric und Axpo (Gespräch vom 11. August 2009) werden die Wirkungen zusätzlicher Effizienzmassnahmen durch die zusätzliche Nachfrage (Bevölkerungswachstum und Substitutionseffekte) aufgehoben. Damit ist davon auszugehen, dass die Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen berücksichtigt wurden.
 - › Wir nehmen nicht an, dass swisselectric Effizienzmassnahmen berücksichtigt hat, die über die bereits beschlossenen Massnahmen hinausgehen. Erstens werden keine weitergehenden Effizienzmassnahmen erwähnt. Zweitens dürfte die Nachfrageentwicklung gemäss den VSE (2006) zwischen dem Szenario „VSE hoch“ und „VSE tief“ liegen.
 - › Ein Vergleich des zusätzlichen Nachfragewachstums im Jahr 2035 gegenüber dem BFE-Szenario I von 10 TWh mit den Ergebnissen des Energie Dialogs Schweiz zeigt, dass die Annahmen plausibel sind. Der Energie Dialog Schweiz geht gegenüber dem BFE-Szenario I für die Periode 2005 bis 2035 von einem zusätzlichen Nachfragewachstum von rund 9.4 TWh aus (+3 TWh aufgrund veränderter Rahmenbedingungen, v.a. stärkeres Bevölkerungswachstum; +6.4 TWh aufgrund von Substitutionseffekten).

²¹ Die Annahmen zur Abschätzung der zusätzlichen Massnahmen sind in Anhang 2 dargestellt. Von Bedeutung sind die Revision der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich MuKE 2008 (Reduktion von insgesamt 3.5 TWh pro Jahr, insbesondere durch Verbot des Ersatzes von elektrischen Widerstandsheizungen und der ausschliesslich elektrisch erfolgenden Warmwasseraufbereitung), die neu beschlossenen Mindestvorschriften bei der Beleuchtung, Geräten und Motoren (Reduktion von 1.0 TWh pro Jahr) und die Förderung von Stromeffizienzmassnahmen durch die wettbewerblichen Ausschreibungen (Reduktion von 0.5 TWh pro Jahr).

Stromangebot

Auf der Angebotsseite ergibt sich die von swisselectric bis ins Jahr 2035 erwartete Reduktion des Elektrizitätsangebots gemäss Angaben von swisselectric (vgl. NZZ vom 23. März 2007) aus dem Wegfall der älteren Kernkraftwerke Mühleberg und Beznau I und II (9 TWh) sowie dem Wegfall der Bezugsrechte für den Import von Strom aus ausländischen Kernkraftwerken, die den Saldo Import-Export der Schweiz gegenüber 2005 um 4 TWh reduzieren.

In der Besprechung mit swisselectric/Axpo vom 11. August 2009 bestätigten die Vertreter der beiden Akteure zudem, dass sie davon ausgehen, dass sich der Wasserkraftanteil der Stromproduktion in der Schweiz aufgrund des Klimawandels bis 2035 um rund 7 Prozent gegenüber 2005 reduzieren wird.

Die obigen Angaben sind noch nicht hinreichend zur Bestimmung des gesamten Elektrizitätsangebots in der Schweiz. Da von Seiten swisselectric keine weiteren Angaben zur Verfügung standen, bildete INFRAS das resultierende Stromangebot auf der Basis der weiter unten beschriebenen Annahmen nach. Tabelle 5 zeigt das Resultat. Gesamthaft stehen den vier Sektoren in der Schweiz im Jahr 2035 47 TWh zur Verfügung:

REFERENZENTWICKLUNG: ANNAHMEN ZUM STROMANGEBOT 2005 BIS 2035		
Anlage, Technologie	Angebot 2005 in TWh	Angebot 2035 in TWh
Produktion CH		
Wasserkraft, brutto	36.9 ³⁾	36.9 ⁴⁾
KKW	23.9 ¹⁾	16.3 ¹⁾
Thermische KW	2.2 ³⁾	2.2 ⁴⁾
Neuer erneuerbare Energien	1.0 ³⁾	1.0 ⁴⁾
Bruttoerzeugung CH	64.0⁵⁾	56.4⁵⁾
Saldo Import-Export	2.0 ³⁾	-2.0 ²⁾
Bruttoangebot CH	66.0⁵⁾	54.4⁵⁾
Abzüge		
Reduktion Wasserkraftproduktion aufgrund Klimawandel	0.0	2.6 ⁴⁾
Verbrauch Speicherpumpen	2.1 ³⁾	0.9 ⁴⁾
Netzverluste	3.9 ³⁾	3.9 ⁴⁾
Nettoangebot Netto CH	60.0⁵⁾	47.0⁵⁾

Tabelle 5 Quellen: ¹⁾ Angaben swisselectric (Besprechung mit swisselectric/Axpo vom 11.8.2009), ²⁾ Ergänzende Informationen zur swisselectric Medienmitteilung vom 22.3.2007 in der NZZ vom 23.3.2007, ³⁾ Energieperspektiven 2035, Szenario I B, ⁴⁾ Annahmen INFRAS, ⁵⁾ Berechnung INFRAS.

Bei der Abschätzung der durch swisselectric nicht explizit genannten Zahlen in der obigen Tabelle wurden folgende Annahmen getroffen:

- › Produktion: Obwohl die BFE-Energieperspektiven (Szenario I B) für 2035 in allen Kategorien ausser den Kernkraftwerken zunehmende Produktionszahlen ausweisen, nahmen wir bei der Bestimmung der Nettoproduktion an, dass die Anteile der Stromproduktion durch die Wasserkraftanlagen, die thermischen fossil befeuerten Kraftwerke (inkl. dezentrale kleine und mittlere WKK-Anlagen) und die Anlagen zur Nutzung der neuen erneuerbaren Energien auf den selben Niveaus wie 2005 bleiben. Die Stromproduktion in den KKW wird durch die Stilllegung der älteren KKW in Mühleberg und Beznau gemäss Angaben von swisselectric/Axpo auf 16.3 TWh reduziert, falls bis 2035 keine neuen KKW gebaut werden.
- › Abzüge: Diese berücksichtigen die prognostizierte Reduktion der Wasserkraft basierten Stromerzeugung in der Schweiz um 7 Prozent bis 2035. Um das den privaten Haushalten, der Wirtschaft und der öffentlichen Hand effektiv zur Verfügung stehende Stromangebot ermitteln zu können, müssen zudem der Energieverbrauch der Speicherpumpen sowie die Netzverluste von der Bruttoproduktion abgezogen werden. Bei den Speicherpumpen gingen wir davon aus, dass diese aufgrund des deutlich verschlechterten Saldos Import-Export reduziert betrieben werden müssen. Bei den Netzverlusten nahmen wir an, dass diese 2035 auf demselben Niveau wie 2005 liegen werden.

2.3. MODELLIERUNG DER SZENARIEN MIT DEM SZENARIEN-RECHNER

Funktionen und Aufbau des Szenarienrechners

Zur Modellierung und zur Simulation der beiden Szenarien entwickelte INFRAS einen technologie- bzw. anwendungsbasierten Szenarienrechner auf Excel-Basis. Der Szenarienrechner ermöglicht

- › die Definition von Rahmenbedingungen, Basisparametern und Entwicklungstrends (z.B. kalkulatorischer Zinssatz, erwartete Strompreisentwicklung),
- › die Eingabe von technologie- bzw. anwendungsbezogenen Inputgrössen. Typische Inputdaten sind Lebensdauer, Volllaststunden, Ausgangs- (Ist-) Grössen von Potenzialen, Wachstumsraten, Gestehungskosten (mit Kostensenkung entlang Lernkurven), Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten,
- › die Konkretisierung und die Ausgestaltung der beiden Szenarien. Das Steuermodul definiert das Portfolio der betrachteten Technologien (Kraftwerkspark), die Entwicklungsdynamik (Steuerung via Ausschöpfungsgrad in Prozent pro Fünfjahresperiode) sowohl für den Ausbau der Stromeffizienzmassnahmen und den Ausbau der erneuerbaren Energien,

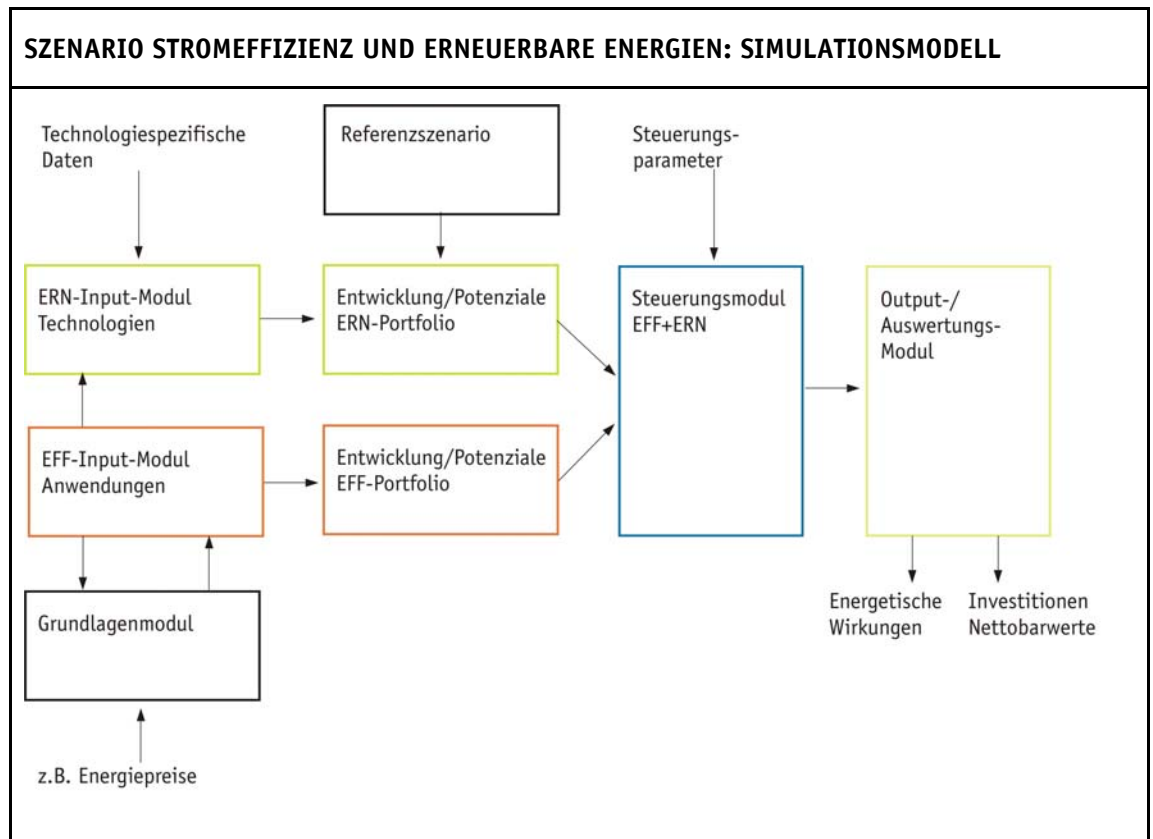
- › die Berechnung und die Darstellung von Outputgrössen (z.B. zusätzlich produzierte TWh 2035 sowie im Zeitraum 2006 bis 2035, Investitionen, Wirtschaftlichkeit aus volkswirtschaftlicher Sicht anhand der Nettobarwerte²²).

Für beide Szenarien wurden zwei separate, mit gewissen Ausnahmen identisch aufgebaute Simulationsmodelle entwickelt und spezifiziert:

- › Modell A für die Simulation des Szenarios Grosskraftwerke (Nachbildung der Entwicklung aufgrund des Investitionsplans von swisselectric, vgl. Kapitel 3.1),
- › Modell B für die Entwicklung und die Simulation der beiden Varianten des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien.

Figur 5 stellt die Struktur der Simulationsmodelle am Beispiel des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien dar.

²² Der Nettobarwert beinhaltet die Differenz zwischen der Summe der Barwerte aller Einnahmen abzüglich der Summe der Barwerte aller Ausgaben. Der Nettobarwert wird über die Nutzungsdauer bzw. die Lebensdauer einer Investition berechnet. Der Nettobarwert ermöglicht die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Investition.



Figur 5 Eigene Darstellung.

Die Simulationsmodelle sind wie folgt aufgebaut (vgl. Figur 5):

- › Grundlagen des Simulationsmodells sind technologiespezifische Daten und Annahmen zur Rahmenentwicklung (u.a. gesamtwirtschaftlicher Zinssatz, Strompreisentwicklung).
- › Die Modellierung beider Szenarien erfolgt gegenüber einer gemeinsamen Referenzentwicklung. Als Referenzentwicklung wurde die von swisselectric angenommene Entwicklung der Stromnachfrage und des Stromangebots (ohne die geplanten Investitionen) bis 2035 definiert (vgl. Kapitel 2.2).
- › Anhand von technologie- bzw. anwendungsbezogenen Steuergrößen (u.a. Portfolio der betrachteten Technologien, Entwicklungsdynamik) kann die Entwicklung in den Szenarien simuliert werden.
- › Ergebnisse sind die Investitionen, die Wirtschaftlichkeit der Investitionen anhand der Nettobarwerte und die energetischen Auswirkungen der beiden Szenarien. Diese Größen können gleichzeitig als Vergleichsgrößen für die Ausgestaltung bzw. die Simulation der Szenarien verwendet werden (z.B. Konstanthalten der energetischen Auswirkungen beider Szenarien im Jahr 2035).

Rahmenentwicklung

Den Szenarien liegen folgende Annahmen zum gesamtwirtschaftlichen Zinssatz und zu den Strompreisen zugrunde (vgl. Tabelle 6):

ANNAHMEN ZUM ZINSSATZ UND ZU DEN STROMPREISEN		
Parameter	Annahmen	Bemerkungen
Gesamtwirtschaftlicher Zinssatz	Konstant 2.5 Prozent	<ul style="list-style-type: none"> › Orientierung am Zinssatz der 10-jährigen Staatsanleihen sowie an vergleichbaren Studien (z.B. BFE 2007, McKinsey & Company 2009, Prognos 2008) › Es wurden Sensitivitätsanalysen mit einem tieferen (1.6 Prozent) und einem höheren Zinssatz (4 Prozent) durchgeführt (vgl. Kapitel 5)
Strompreise (Marktpreise)	Wachstumsrate von 4 Prozent pro Fünfjahresperiode (konstante Strompreise innerhalb der Fünfjahresperioden) bis 2035	<ul style="list-style-type: none"> › Orientierung an INFRAS/Polynomics 2009 und BFE 2007 › Details zur Strompreisentwicklung nach Energie-, Netz- und Gesamtpreisen für die Einspeisung auf den Ebenen Mittel- und Niederspannung siehe Anhang 3 › Es wurde eine Sensitivitätsanalyse mit unterschiedlichen Annahmen zum Strompreis durchgeführt (vgl. Kapitel 5)

Tabelle 6

Bei den übrigen Annahmen zur Rahmenentwicklung (u.a. Bevölkerungswachstum, Energiebezugsfläche, Wirtschaftswachstum, Ölpreis, Klimaentwicklung) beziehen sich die Szenarien auf die Annahmen, die der Referenzentwicklung (vgl. Kapitel 2.2) zugrunde liegen. Die Annahmen wurden von swisselectric nicht transparent gemacht, spiegeln sich jedoch in der angenommenen Stromverbrauchsentwicklung wider. Klar ist, dass swisselectric von einer Rahmenentwicklung ausgeht, die im Vergleich zu den vom BFE in den Energieperspektiven getroffenen Annahmen zu einer stärkeren Verbrauchszunahme bis 2035 führt. Explizit erwähnt werden eine stärkere Bevölkerungsentwicklung und Substitutionswirkungen, insbesondere durch eine Zunahme der Anzahl Wärmepumpen, den Ausbau des öffentlichen Verkehrs und die Zunahme von Elektro- und Hybridautos (vgl. swisselectric 2007 und 2008).

Steuern, Abgaben und Subventionen wurden im Szenarienrechner bei der Berechnung der Investitionen und der Wirtschaftlichkeit (Nettobarwert) nicht berücksichtigt, weil sie aus gesamtwirtschaftlicher Sicht Transferzahlungen und keine Kosten darstellen.²³ Die mit

²³ Im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien werden eine Stromlenkungsabgabe und die finanzielle Förderung von Effizienzmassnahmen sowie der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bei der Berechnung der Investitionen auf indirekte Weise berücksichtigt. Bei der Ausschöpfung der Effizienzpotenziale gehen wir davon aus, dass die Effizienzmassnahmen nur ergriffen werden, wenn sie sich unter Berücksichtigung der anwendungsspezifischen Refinanzierungszeiten, dem Strompreis (inkl. Lenkungsabgabe) sowie allfälligen Fördermitteln wirtschaftlich realisieren lassen. (vgl. Kapitel 4.3.2 und Anhang 5). Bei den erneuerbare Energien nehmen wir an, dass die Potenziale nur ausgeschöpft werden, wenn die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) ausgebaut wird (vgl. Kapitel 4.3.2).

der Umsetzung von Politikmassnahmen im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien einhergehenden Vollzugskosten wurden nicht berücksichtigt, weil sie aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vernachlässigbar sind.²⁴

Technologien und Anwendungen

In den beiden Szenarien wurden folgende Technologien und Anwendungen berücksichtigt (vgl. Tabelle 7):

TECHNOLOGIEN UND ANWENDUNGEN			
	Stromeffizienz	Grosskraftwerke	Erneuerbare Energien
Szenario Grosskraftwerke	-	<ul style="list-style-type: none"> › Kernkraftwerke (KKW) › Gaskombikraftwerke GKW) 	<ul style="list-style-type: none"> › Wasserkraft › Biomasse › Tiefe Geothermie (vernachlässigbarer Anteil)
Szenario Strom-effizienz und erneuerbare Energien	<ul style="list-style-type: none"> › Beleuchtung › Haushaltgeräte › Haustechnik › Unterhaltungselektronik › Büro-/Kommunikationstechnik › Gewerbliche Anwendungen › Industrielle Anwendungen › Öffentlicher und individueller Verkehr 	-	<ul style="list-style-type: none"> › Photovoltaische (Inland) und solarthermisch/elektrische Stromerzeugung (Ausland) <ul style="list-style-type: none"> › Kleine und mittl. PV-Systeme (< 10 kW_p) › Grosse PV-Anlagen (> 10 kW_p) › Solarthermie (Concentrated Solar Power CSP) › Wasserkraft: Grosskraftwerke (>10 MW), Kleine Wasserkraftwerke (<10 MW) › Biomasse <ul style="list-style-type: none"> › Landwirtschaftliche, kleine Biogasanlagen › Gewerbliche/industr. Vergärungsanlagen › Vergasungsanlagen (z.B. von Holz) › Heizkraftwerke (z.B. Holzheizkraftwerke) › Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) › Windkraft: Onshore (In- und Ausland), Offshore (Ausland) › Tiefe Geothermie.

Tabelle 7

Zu den in den beiden Szenarien berücksichtigten Technologien und Anwendungen sind folgende Bemerkungen anzubringen:

Szenario Grosskraftwerke

Abgesehen von Informations- und Beratungsmassnahmen der Stromverbundunternehmen sieht swisselectric in ihrem Investitionsplan keine Investitionen in Stromeffizienzmassnah-

²⁴ Aufgrund von verfügbaren Informationen (v.a. betreffend Förderprogramme) schätzen wir die Vollzugskosten der Politikmassnahmen auf 0.5 bis 1.0 Prozent der gesamten Investitionen.

men vor (vgl. swisselectric 2007). Gemäss unserer Interpretation berücksichtigt swisselectric die Wirkungen der heute beschlossenen energiepolitischen Massnahmen in der Referenzentwicklung, geht jedoch nicht von darüber hinausgehenden Massnahmen aus (vgl. Kapitel 2.2). Aus diesem Grunde wurden im Szenario Grosskraftwerke keine weiteren Effizienzmassnahmen berücksichtigt.

Bei den erneuerbaren Energien setzt swisselectric auf die Nutzung der aus ihrer Sicht wirtschaftlichsten Technologien, insbesondere auf die Wasserkraft und die Biomasse (vgl. Kapitel 3.1).

Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien

Unter Stromeffizienzmassnahmen verstehen wir Investitionen in (technische) Verbesserungen sowie die verbesserte Nutzung (Nutzungs- und Benutzungsverhalten) von Geräten, Anlagen (inkl. Haustechnik) und Fahrzeugen, die zu einer Reduktion des Stromverbrauchs führen. Stromeffizienzmassnahmen können sich auf die Angebotsseite (Produktion, Übertragung und Verteilung von Elektrizität) und die Nachfrageseite (Verhaltensänderungen der Endverbraucher) beziehen.

Die vorliegende Studie beschränkt sich bei den Potenzialen und den Kosten von Effizienzmassnahmen auf Investitionen in technische Verbesserung („Best available Technology“) auf der Nachfrageseite. Neben der technischen Verbesserung der Beleuchtung sowie von Elektrogeräten, Anlagen, der Haustechnik und gewerblichen sowie industriellen Anwendungen (vgl. Tabelle 7) berücksichtigen wir auch technische Massnahmen zur Reduktion des sogenannten „Betriebs ohne Nutzen“ (BoN). Unter „Betrieb ohne Nutzen“ (BoN) werden mehr oder weniger voll laufende Geräte und Systeme verstanden, die ihre Hauptfunktion erfüllen und dabei Energie verbrauchen, für die aber örtlich und zeitlich kein effektiver Nutzen vorhanden ist (vgl. Brunner et al. 2009). Beispielsweise finden sich BoN im Dienstleistungssektor in der Gebäudetechnik (durchlaufende Systeme, z.B. Pumpen und Ventilatoren), der Informationstechnologie (z.B. Computersysteme) und bei der Beleuchtung Innen- und Aussenbeleuchtung). Brunner 2009 schätzt, dass vom Sockelverbrauch Tag und Nacht, Wochenende, Feiertage etc. durch bessere Technologien (z.B. interaktive Abschalt- und Regeltechnik) in allen Sektoren insgesamt rund 9 TWh pro Jahr (50 Prozent des gesamten BoN von ca. 18 TWh) eingespart werden können. Das Einsparpotenzial des BoN wird im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien im Sinne einer vorsichtigen Schätzung bis 2035 nur zu einem Drittel (3 TWh) des von Brunner 2009 geschätzten Potenzials ausgeschöpft (vgl. Kapitel 4).

Folgende Massnahmen werden im Simulationsmodell im Sinne einer konservativen Schätzung des Stromeffizienzpotenzials nicht berücksichtigt (vgl. Tabelle 8):²⁵

NICHT BERÜCKSICHTIGTE STROMEFFIZIENZMASSNAHMEN	
Massnahmen	Begründung
Stromeffizienzmassnahmen auf der Angebotsseite (Stromproduktion, -übertragung und -verteilung), u.a. Effizienzsteigerungen durch „Smart Grids“ und „Smart Metering“ (vgl. Anhang 12)	Zu den Potenzialen von Effizienzmassnahmen auf der Angebotsseite (v.a. „Smart Grids“ und „Smart Metering“) liegen zurzeit erst grobe Schätzungen vor.
Effizienzmassnahmen im Stand-by Betrieb	Aufgrund von Experteneinschätzungen ist davon auszugehen, dass die heutigen Effizienzpotenziale von 1 bis 2 TWh bis 2015 durch weitere technologische Verbesserungen weitgehend ausgeschöpft werden.
Verzicht auf die Befriedigung von Bedürfnissen (sog. Suffizienz) und das Sparpotenzial durch geändertes Nutzungs- und Benutzerverhalten	Der Verzicht auf die Befriedigung von Bedürfnissen (sog. Suffizienz) ist in unserem Verständnis nicht Teil der Stromeffizienzmassnahmen. Die empirischen Grundlagen zur Berücksichtigung einer Veränderung des Nutzungs- und Benutzerverhaltens sind vergleichsweise schwach. Zudem gehen mehrere befragte Experten davon aus, dass die Sparpotenziale in Zukunft durch technische Massnahmen (z.B. Regelung, Steuerung) teilweise ausgeschöpft werden. Die vorgesehene Stromlenkungsabgabe dürfte sich jedoch auch auf das Nutzungs- und Benutzungsverhalten auswirken und zur Ausschöpfung eines Teils dieser Potenziale führen.

Tabelle 8

Die Wärme-Kraft-Koppelung (WKK-Anlagen) wurde bei der Schätzung der Potenziale der erneuerbaren Energien wie folgt berücksichtigt:

- › Es sind nur Anlagen berücksichtigt, die nicht-fossile Brennstoffe (inkl. biogener Anteil des Abfalls und des Kehrriechts) nutzen. Diese WKK-Anlagen sind unter den Biomasseanlagen zu finden. Typische Beispiele sind Kehrriechtverbrennungsanlagen (KVA), (Holz-) Heizkraftwerke, Holz- und andere Biomasse-Vergärungsanlagen (vgl. Anhang 9).
- › Rein fossile WKK-Anlagen wurden im Szenarienrechner nicht berücksichtigt. Das Potenzial für grosse fossile WKK-Anlagen (mind. 1 MW elektrische Leistung) ist beschränkt, vor allem aufgrund des dafür notwendigen Ausbaus von Fernwärmenetzen (ETS 2009). Die Entwicklung der Stromproduktion auf der Basis fossil befeuerter WKK-Anlagen (dezentrale WKK-Anlagen mit Dieselmotoren und Gasturbinen) hängt gemäss Experteninterviews stark

²⁵ Das Effizienzpotenzial der nicht berücksichtigten Massnahmen wird in Kapitel 4.1.2 dargestellt.

von der zukünftigen Kompensationsregelung der CO₂-Emissionen ab. Zurzeit sind Investitionen in WKK-Anlagen wirtschaftlich uninteressant. Im Vergleich mit Gaskombikraftwerken in Kombination mit Wärmepumpen würde aus zusätzlichen, fossil betriebenen WKK-Anlagen eine zusätzliche CO₂-Belastung resultieren. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass fossile WKK-Anlagen nur einen sehr geringen Anteil zur zukünftigen Stromversorgung beitragen werden (vgl. ETS 2009).

Potenziale

Mit dem Begriff Potenzial sind in der vorliegenden Arbeit grundsätzlich die mit verstärkten Anstrengungen realisierbaren Effizienzgewinne und der machbare Ausbau der erneuerbaren Energien zum jeweiligen Zeitpunkt gemeint. Das so verstandene Potenzial liegt in der Regel zwischen dem technischen und dem wirtschaftlichen Potenzial einer Technologie.²⁶

Beim Szenario Grosskraftwerke stützten wir uns bei der Abschätzung der Potenziale der erneuerbaren Energien auf die Angaben von swisselectric 2007 (vgl. Kapitel 3.1). Beim Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien schätzten wir die Potenziale bis 2035 wie folgt ab:²⁷

› Die Abschätzung der **Stromeffizienzpotenziale** basiert auf den Energieperspektiven des BFE, Angaben von S.A.F.E. sowie Erkenntnissen aus den Interviews. Um einen Vergleich mit der hier verwendeten Referenzentwicklung (vgl. Kapitel 2.2) zu ermöglichen, wurden die resultierenden Potenziale um die Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen (vgl. Anhang 2) bereinigt. Betreffend Ausschöpfung der Potenziale gehen wir davon aus, dass die Effizienzmassnahmen nur ergriffen werden, wenn sie sich unter Berücksichtigung der anwendungsspezifischen Refinanzierungszeiten und des Strompreises (inkl. allfällige Lenkungsabgabe) wirtschaftlich realisieren lassen (vgl. Anhänge 3 und 5). Die Abschätzung der Potenziale erfolgte in drei Schritten:

› Im ersten Schritt teilten wir den Stromverbrauch der beiden BFE-Szenarien I und IV auf die für diese Studie gewählten Anwendungen (vgl. Tabelle 7) je Sektoren auf. Grundlage dafür waren die Energieperspektiven des BFE (BFE 2007b) und die Ex-Post-Analyse des Schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2007 nach Bestimmungsfaktoren (BFE 2008a).

²⁶ In Anhang 7 sind verschiedene Definitionen des Potenzialbegriffs aufgeführt.

²⁷ Die Annahmen zur Abschätzung der Potenziale sind in den Anhängen 8 (Effizienzpotenziale) und 9 (Potenziale erneuerbare Energien) nach Anwendungen bzw. Technologien dokumentiert.

- › Im zweiten Schritt schätzten wir anhand der BFE-Energieperspektiven (Differenz zwischen den Szenarien I und IV), Angaben von S.A.F.E. (v.a. Nipkow 2007) sowie ergänzenden Erkenntnissen aus den geführten Interviews (z.B. bezüglich Effizienzpotenzialen bei der Beleuchtung, der Haustechnik und den industriellen Anwendungen) die Effizienzpotenziale bis 2035 im Vergleich zum BFE-Szenario I.
- › Im dritten Schritt bereinigten wir diese Potenziale um die Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen je Anwendungen. Damit resultieren die Einsparpotenziale bis 2035 im Vergleich zur hier verwendeten Referenzentwicklung.
- › Die Abschätzung der **Potenziale der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien** basiert auf den BFE-Energieperspektiven (Differenz zwischen Szenarien I und IV) sowie neueren Erkenntnissen aufgrund von neuen publizierten Analysen und Interviews (v.a. betreffend Photovoltaik, Wasser- und Windkraft). Ökologische Begrenzungen (z.B. bei Solarenergie, Wasserkraft und Windenergie) wurden berücksichtigt. Bei der Wasserkraft berücksichtigten wir beim zusätzlichen Potenzial die voraussichtlich verminderte Stromproduktion aufgrund der Auswirkungen des Klimawandels (Annahme: Reduktion um 7 Prozent) sowie der erwarteten verschärften Restwasserbestimmungen. Für die Biomasseanlagen, die tiefe Geothermie in der Schweiz sowie den Import von Strom aus solarthermisch/elektrischen Anlagen (CSP) und aus Windkraft aus dem Ausland wurden zudem die Verfügbarkeit, die Umsetzbarkeit und die Wirtschaftlichkeit miteinbezogen. Da die Referenzentwicklung (vgl. Kapitel 2.2) auf der Angebotsseite keine über das BFE-Szenario I hinausgehenden Massnahmen zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien berücksichtigt, erübrigte sich eine entsprechende Bereinigung der Potenziale.

Kosten

Die Kosten der beiden Investitionsstrategien werden anhand der Stromerzeugungskosten (oder Gestehungskosten), der Investitionen und der Nettobarwerte (Wirtschaftlichkeit) pro Technologie bzw. Anwendung beurteilt. Sie werden wie folgt definiert und ermittelt:

- › **Gestehungskosten:** Die Gestehungskosten umfassen die Gesamtkosten einer Technologie über die Nutzungs- bzw. die Lebensdauer. Die Gesamtkosten beinhalten die Kapitalkosten, die Betriebs- und Unterhaltskosten und die Brennstoffkosten. Bei den Kernkraftwerken werden zudem die Stilllegungs- und Rückbaukosten berücksichtigt. Die Gestehungskosten werden nicht abdiskontiert und auf die produzierte Energie bezogen (Rp./kWh). In der Praxis ist die Berechnung der Gestehungskosten teilweise komplex und wird nicht einheit-

lich gehandhabt. In dieser Arbeit werden für die Gestehungskosten in den meisten Fällen Werte aus der Literatur verwendet.

- › **Investitionen:** Das in eine Technologie investierte Kapital wird im Fall der Grosskraftwerke und der erneuerbaren Energien pro installiertes kW angegeben. Die Investitionsangaben beinhalten Erst-, Ersatz- und Nachrüstungsinvestitionen sowie im Fall der Kernkraftwerke Investitionen für Stilllegung und Rückbau. Sie beinhalten jedoch keine Betriebs-, Unterhalts- oder allfällige Brennstoffkosten. In dieser Arbeit wurden die Investitionen in Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien in der Regel aus den Gestehungskosten, unter Verwendung üblicher Werte oder Anteile für Betriebs-, Unterhalts- und Brennstoffkosten, hergeleitet. Die spezifischen Investitionen für Kernkraftwerke wurden aus der Literatur (vgl. Kapitel 3.3) übernommen. Für die Ermittlung der Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen wurde ein spezielles Verfahren gewählt (vgl. Beschreibung weiter unten in diesem Abschnitt).
- › **Nettobarwert:** Unter dem Nettobarwert wird die Differenz zwischen der Summe der Barwerte aller Einnahmen abzüglich der Summe der Barwerte aller Ausgaben verstanden. Der Nettobarwert wird über die Nutzungsdauer bzw. die Lebensdauer einer Investition berechnet. Anhand des Nettobarwerts kann die Wirtschaftlichkeit einer Investition beurteilt werden: Ein positiver Nettobarwert bedeutet, dass die Investition rentabel ist. Ein negativer Nettobarwert weist auf eine unrentable Investition hin. In dieser Arbeit haben wir für die Summe aller Einnahmen die Werte der über die Lebensdauer erzeugten Stromproduktion zu Marktpreisen am Ort der Einspeisung bzw. des Verbrauchs, für die Summe der Ausgaben die Summe aus Investitionen (inkl. Ersatzinvestitionen) zuzüglich Betriebs- und Unterhaltskosten (inkl. den Nachrüstungs-, Entsorgungs- und Stilllegungskosten der KKW) verwendet. Für die Bildung des Ertragswerts der Investitionen in erneuerbare Energien wurde ein differenziertes Modell eingesetzt.²⁸ Die Berechnungen basieren auf Durchschnittswerten für Fünfjahresperioden (2006–2010, 2011–2015 etc.).

Nachfolgend gehen wir auf die Ermittlung der **Investitionen** und der **Gestehungskosten** bei den verschiedenen Technologien bzw. Anwendungen ein:

²⁸ Für mittelgrosse Anlagen wie mittlere und kleine Wasserkraftwerke, Windkraftwerke oder Biomasseanlagen wird angenommen, dass sie den produzierten Strom auf der Mittelspannungsebene einspeisen. Da beim Verkauf des Stroms an die Endkunden zusätzlich zum Erzeugungspreis noch die Kosten der Netzbenutzung angelastet werden, wird diesen Anlagen als Ertragswert der Erzeugungspreis (auf Mittelspannungsebene) und nicht der Endkonsumentenpreis zugerechnet. Für in dezentralen PV-Anlagen produzierte Energie wird angenommen, dass zwei Drittel des Stroms lokal verbraucht wird. Es müssen also keine Netzbenutzungskosten vom Endkonsumentenpreis subtrahiert werden. Der Ertrag dieser Anlagen wird zum Endkonsumentenpreis (= Erzeugungspreis + Netzbenutzungspreis angerechnet).

- › **Erneuerbare Energien:** Die Investitionen in die betrachteten Technologien wurden anhand der Gesteungskosten ermittelt. Grund dafür waren die im Rahmen der Literaturanalyse gemachten Feststellungen, dass a) die Werte für die spezifischen Investitionen je nach Quelle sehr stark abweichen und b) für die neueren Technologien wie die Solarthermie oder die Geothermie erst wenige systematische Erhebungen zu den Investitionen vorliegen. Zu den Gesteungskosten sind mehr Quellen verfügbar. Zudem scheinen die Angaben weniger zu streuen. Die befragten ExpertInnen bestätigten, dass die Gesteungskosten zur Ermittlung der Investitionen viel geläufiger sind als die Werte für die spezifischen Investitionen und eine kleinere Streuung aufweisen. Die Investitionen wurden rechnerisch unter Annahme technologiespezifischer Parameter für die Lebensdauer, die Volllaststunden sowie die Betriebs-, Unterhalts- und Energiekosten ermittelt. Die Angaben zu den Investitionen beinhalten die Summe aller im Zeitraum von 2006 bis 2035 getätigten Investitionen (ohne Diskontierung).
- › **Stromeffizienz** (Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien): Zur Abschätzung der Mehrkosten von Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen im Vergleich zur Referenzentwicklung wurde ein anderes Verfahren gewählt. Neben der Investition in das effizientere Gerät (bzw. Anlage) müssen die Zusatzkosten ermittelt werden, die aufgrund der höheren Effizienzanforderungen entstehen. Eine detaillierte Berechnung dieser Mehrkosten ist bei vielen Anwendungen nicht möglich, weil die Kosten für die spezifischen Effizienzverbesserungen nicht bekannt sind oder deren Erhebung zu aufwändig ist. Zudem können in vielen Fällen die Zusatznutzen nicht quantifiziert werden. Zur Ermittlung der Mehrkosten wurde daher die Methode der „anlegbaren Kosten“ gewählt. Diese Methode basiert auf einem Ansatz von Jochem/Bradke 1996 und wurde u.a. auch von den meisten Autoren der BFE-Energieperspektiven für die Abschätzung von Mehrkosten von Effizienzverbesserungen verwendet. Die Methode wird in Anhang 5 beschrieben.
- › **Kernkraftwerke** (Szenario Grosskraftwerke): Bei der Abschätzung der Investitionen und der Gesteungskosten für die Kernkraftwerke, die gemäss swisselectric in den Zwanzigerjahren in Betrieb gesetzt werden sollen, wurde von den spezifischen Kosten ausgegangen. Mit den Arbeiten von Prognos (2008, 2009), dem Keystone Report 2007 (The Keystone Center 2007) sowie dem Welt-Statusreport Atomindustrie 2009 (Schneider et al. 2009) liegen vergleichsweise aktuelle und umfassende Angaben zu den Kosten neuer Kernkraftwerke vor. Dies ermöglichte es, nicht nur die spezifischen erstmaligen Investitionskosten, sondern auch die Nachrüstungs-, Betriebs-, Entsorgungs- und Stilllegungskosten zu bestimmen und auf dieser Basis die Gesteungskosten zu berechnen. Es ist jedoch darauf

hinzuweisen, dass die Bandbreite der Angaben zu den Kosten neuer Kernkraftwerke sehr gross ist (vgl. Kapitel 3.3), u.a. aufgrund der grossen Unsicherheiten bei den Stilllegungs- und Entsorgungskosten.

2.4. BESCHÄFTIGUNGSSCHÄTZMODELL

Die Auswirkungen der Szenarien „Grosskraftwerke“ sowie „Stromeffizienz und erneuerbare Energien“ auf die Wertschöpfung und die Beschäftigung wurden anhand des Beschäftigungsschätzmodells von INFRAS abgeschätzt.²⁹ Das Modell weist eine partialanalytische Struktur auf (d.h. es berücksichtigt keine Feedback-Effekte) und vergleicht den Zustand mit den Investitionen und Ausgaben gemäss dem betrachteten Szenario mit dem Zustand ohne diese Finanzflüsse (komparativ-statische Analyse).

Inputgrössen sind die den Szenarien zurechenbaren Investitionen und Ausgaben in der untersuchten Periode. Die Abschätzung der Wirkungen erfolgt anhand einer Nettobetrachtung. Auf der einen Seite wird die durch die Investitionen und Ausgaben in den inländischen Branchen erzielte zusätzliche Nachfrage und deren Wirkung auf die Bruttowertschöpfung³⁰ und Beschäftigung abgeschätzt. Auf der anderen Seite werden die durch die Umlenkung der Finanzflüsse entstehenden Entzugseffekte in der übrigen Wirtschaft als negative Auswirkungen auf die inländische Bruttowertschöpfung und Beschäftigung berücksichtigt. Die Abschätzung der Wirkungen erfolgt auf Basis der Daten zu den Arbeitsproduktivitäten³¹ nach Branchen des Bundesamts für Statistik (BFS).

Das Modell berücksichtigt – im Gegensatz etwa zu berechenbaren Gleichgewichtsmodellen – keine Feedback-Effekte infolge von endogenen Preiseffekten. Deshalb eignet sich das Modell für die Bottom-up-Abschätzung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen von Massnahmen im Energiebereich, solange die untersuchten Finanzflüsse einen relativ geringen Anteil der gesamten volkswirtschaftlichen Wertschöpfung ausmachen. Die in diesem Rahmen unterstellten Grössenordnungen liegen durchschnittlich bei ca. 1 bis 2 Mia. CHF pro Jahr, was deutlich weniger als 1 Prozent des Schweizer BIP entspricht. Entsprechend ist das partialanalytische Schätzmodell gut geeignet, um Grobschätzungen der Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen der hier unterstellten Szenarien zu liefern. Da

²⁹ Weitere Angaben zum Beschäftigungsschätzmodell (Modellstruktur, Datengrundlage, Detailergebnisse) finden sich in Anhang 10.

³⁰ Bruttowertschöpfung = Nettowertschöpfung zuzüglich Abschreibungen.

³¹ Arbeitsproduktivität = Bruttowertschöpfung pro Arbeitsplatz.

dynamische Effekte – etwa Innovationseffekte – vernachlässigt wurden, dürften die ausgewiesenen Ergebnisse eher konservativ sein.

Je Szenario wurde eine Modellschätzung durchgeführt. Die zu erwartenden Auswirkungen auf die inländische Bruttowertschöpfung und die Beschäftigung erfolgte im Vergleich zu einer hypothetischen Situation, in welcher der fehlende Strom importiert wird. Die Inputgrössen (Investitionen und Ausgaben je Massnahme, energetische Wirkung, inländische Wertschöpfung je Branche, Annahmen zur Entwicklung des Produktivitätsfortschritts in den einzelnen Sektoren und zum Multiplikatoreffekt³²) wurden den jeweiligen Szenarien angepasst (vgl. Anhang 10). Die Ergebnisse entsprechen Grössenordnungen, was für den Zweck dieser Untersuchung unseres Erachtens genügend genau ist.

2.5. ERHEBUNGSMETHODEN

Die für den Vergleich der Szenarien benötigten Informationen wurden anhand einer Dokumentenanalyse und von Experteninterviews erhoben. Die erhobenen Informationen dienten

- › als Inputgrössen für die beiden Simulationsmodelle (Szenarienrechner Grosskraftwerke sowie Erneuerbare Energien und Stromeffizienz),
- › als Referenz- und Kontrollgrössen für die mit dem Szenarienrechner ermittelten Outputgrössen,
- › der Analyse der Hemmnisse und der Konzeption der Politikmassnahmen im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien,
- › als Inputgrössen für das partialanalytische Schätzmodell.

Dokumentenanalyse

Die Dokumentenanalyse fokussierte vor allem auf folgenden Themen:

- › Potenziale und Kosten von Stromeffizienzmassnahmen und der Nutzung von erneuerbaren Energien zur Stromproduktion (Inland und Ausland),
- › Kosten von Kernkraftwerken,
- › Hemmnisse, die einer Ausschöpfung der Potenziale in den Bereichen Stromeffizienz und erneuerbare Energien entgegenstehen,

³² Arbeitsplätze im Inland bedeuten auch zusätzliche Einkommen. Diese Einkommen führen wiederum zu Konsumausgaben und Investitionen und damit zu nachgelagerten Beschäftigungswirkungen, so genannten Multiplikatoreffekten. Diese sekundären Beschäftigungseffekte werden auf etwa 30 Prozent der primären Wirkungen geschätzt, d.h. die Multiplikatorwirkung liegt in einer Grössenordnung von 1.2.

- › Politikmassnahmen zur Ausschöpfung der Potenziale in den Bereichen Stromeffizienz und erneuerbare Energien.

Folgende Dokumente waren für vorliegende Arbeit besonders relevant (vgl. Tabelle 9):

DOKUMENTENANALYSE	
Themen	Besonders relevante Dokumente
Potenziale und Kosten	<ul style="list-style-type: none"> › BFE-Energieperspektiven 2035 › Arbeitsbericht von PSI zu Erneuerbaren Energien und neuen Nuklearanlagen › Studie Stromzukunft Stadt Zürich des Elektrizitätswerks Zürich (ewz 2008) › Arbeiten von S.A.F.E. zu den Stromsparerpotenzialen (v.a. Nipkow 2007) › Road Map Erneuerbare Energien der SATW › Neuere Arbeiten zu den Potenzialen und den Kosten der Photovoltaik (Nowak et al. 2009) und zur Windkraft (Suisse Eole 2009) › Kosten der Kernenergie: Prognos 2008 und 2009, Keystone Report 2007 (The Keystone Centre 2007), Welt-Statusreport Atomindustrie 2009 (Schneider et al. 2009)
Hemmnisse	<ul style="list-style-type: none"> › Diverse BFE-Forschungsarbeiten (z.B. B,S,S. 2004, EBP/INFRAS 2003) und BFE bzw. EnergieSchweiz-Papiere (u.a. Econcept/INFRAS 2009, EnergieSchweiz/BFE 2009b) › Untersuchungen des Elektrizitätswerks Zürich (ewz) zu den Haushaltgeräten und Solarkollektoren › Ausländische Studien (z.B. Prognos et al. 2007, Irrek/Thomas 2006, EU-Kommission 2005, Deutscher Bundestag 2002)
Politikmassnahmen	<ul style="list-style-type: none"> › BFE-Energieperspektiven 2035 › BFE-Forschungsarbeiten (v.a. INFRAS/AEA 2007) › Aktionspläne „Energieeffizienz“ und „Erneuerbare Energien“ des BFE; Energieeffizienzstrategie EnergieSchweiz › Arbeiten der Umweltorganisationen (Energieperspektiven 2050) und der Klima-Allianz (Klima-Masterplan) › Arbeiten von S.A.F.E. zum Thema Stromeffizienz (v.a. Brunner et al. 2001, Nipkow/Brunner 2005)

Tabelle 9

Qualitative Interviews

Die Ergebnisse der Dokumentenanalyse wurden anhand von 18 qualitativen Interviews mit Expertinnen und Experten ergänzt und vertieft. Die befragten Personen umfassten Vertretende der Wissenschaft, privater Forschungsunternehmen, von Energieversorgungsunternehmen, von Partnern von EnergieSchweiz, der Energiefachstellen eines Kantons, einer Bank, von swisselectric sowie eines grossen Verbundunternehmens.³³ Themen waren die Potenziale und Kosten von Stromeffizienzmassnahmen und erneuerbaren Energien, Hemm-

³³ Liste der Interviewpartner siehe Anhang 1.

nisse, Politikmassnahmen, Potenziale und Kosten des Bezugs von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland, Netznutzung und -ausbau sowie die Konkretisierung der Investitionsstrategie der Strombranche. Die Interviews wurden anhand eines Gesprächsleitfadens durchgeführt und protokolliert.

2.6. SZENARIENVERGLEICH

Verschiedene Strategien zur Erreichung der Zielgrösse

Basis für den Vergleich der beiden Szenarien ist die im Szenario Grosskraftwerke aufgrund der geplanten Investitionen resultierende Stromproduktion im Jahr 2035. Die Investitionsstrategien der beiden Varianten des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien werden anhand eines Simulationsmodells (vgl. Kapitel 2.3) so ausgestaltet bzw. optimiert, dass die im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien erreichbare Zielgrösse mit der vom Szenario Grosskraftwerke vorgegebenen Zielgrösse identisch ist.

Vergleichsgrössen

Die Szenarien werden anhand folgender Grössen verglichen (vgl. Tabelle 10):

SZENARIENVERGLEICH	
Kriterien	Kenngrossen
Energetische Auswirkungen	Zusätzliche Stromproduktion und Stromeinsparungen im Jahr 2035 im Vergleich zur jeweiligen Referenz
	Über den Zeitraum 2006 bis 2035 kumulierte Stromproduktion und Stromeinsparung
Investitionen	Investitionen: Erst- und Ersatzinvestitionen (im Fall der KKW inkl. Investitionen in Nachrüstungen, Stilllegung und Rückbau), exkl. Kosten für Betrieb, Unterhalt oder allfällige Betriebsenergie
Wirtschaftlichkeit	Nettobarwert
Volkswirtschaftliche Auswirkungen	Bruttowertschöpfung, Beschäftigung (Vollzeitäquivalente) im Inland
Umweltauswirkungen	Primärenergiebedarf
	Treibhausgasemissionen (v.a. CO ₂ -Emissionen)
Risiken	Technologische Risiken (inkl. Unsicherheiten bezüglich Kosten)
	Umweltbezogene Risiken
	Umsetzbarkeit bzw. politische Risiken

Tabelle 10

Einschränkungen

Folgende Aspekte wurden im Szenarien-Vergleich nicht berücksichtigt:

- › Bei den energetischen Auswirkungen beschränken wir uns auf eine Jahresbetrachtung und sehen von einer differenzierten Analyse nach **Sommer-/Winter- und Tag-/Nacht-Verbrauch** ab:
 - › Erstens hätte eine differenzierte Analyse des Stromverbrauchs nach Saison oder gar Tageszeit den Rahmen der Studie gesprengt.
 - › Zweitens wäre eine differenzierte Analyse mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Beispielsweise ist unklar, wie stark sich die Niederschläge klimabedingt vom Sommer in den Winter verschieben, wie stark sich der Heiz- und Kühlbedarf aufgrund des Klimawandels verändern werden und ob die Photovoltaik vor allem winteroptimiert (z.B. über der Nebelgrenze) gebaut wird.
 - › Drittens gehen wir grundsätzlich von einem intakten Austausch über die Grenze im Tagesgang und die Nutzung der einheimischen Speicherkapazitäten im Jahresgang zu kommerziellen Konditionen aus.
- › Die **Verfügbarkeit der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien** (Produktionsschwankungen aufgrund meteorologischer Einflüsse) und deren Folgen für die Sicherstellung der Stromversorgung (Abdeckung des Grundlast- und Spitzenbedarfs; Reservehaltung) wurde nicht vertieft analysiert. Es ist offensichtlich, dass eine Angebotseinheit (z.B. 1 MWh) eines Kernkraftwerks qualitativ nicht identisch ist mit der entsprechenden Angebotseinheit z.B. einer Photovoltaikanlage. Während die Leistung eines Grosskraftwerks mit wenigen Ausnahmen (Revision oder Störfälle) praktisch jederzeit zur Verfügung gestellt werden kann, ist dies bei den Solaranlagen (PV- und CSP-Systeme) und den Windkraftwerken nicht der Fall. Diese beiden Technologien zur Nutzung neuer erneuerbarer Energien können keine Produktion nach Plan anbieten. Deren Produktion fluktuiert mit dem Sonnen- bzw. Windangebot. Dies erschwert die Prognostizier- und die Planbarkeit der zu erwartenden Stromerträge und die Steuerbarkeit der einzelnen Anlagen. Nach unserer Einschätzung sind die mit der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien verbundenen Herausforderungen auf die Verfügbarkeit und die Netzintegration jedoch lösbar:
 - › Erstens zeigt eine im Auftrag des BFE erstellt Studie (CONSENTEC/Polynomics 2010), dass ein starker Ausbau der dezentralen Stromproduktion (erneuerbare Energien und WKK im Umfang von über 20 TWh) durch einen Netzausbau und eine erhöhte Regelleistung möglich ist.

- › Zweitens kann die Einbindung der erneuerbaren Energien in das Stromnetz durch den Einsatz intelligenter Netze („Smart Grids“, vgl. Anhang 12) und ein verbessertes Lastmanagement optimiert werden. „Smart Grids“ ermöglichen eine bessere Steuerung des Stromangebots (v.a. der dezentralen Stromproduktionseinheiten inkl. Reservehaltung), ein verstärktes Nachfragemanagement (Kappung von Verbrauchsspitzen durch Nachfrageregulierung beim Verbraucher) und eine temporäre Energiespeicherung (z.B. in den Batterien von Elektrofahrzeugen).
- › Drittens bestehen verschiedene Vorschläge zum Ausgleich der Fluktuation der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, beispielsweise „regenerative Kombikraftwerke“, die verschiedene erneuerbare Anlagen (z.B. Wind-, Solar-, Biogasenergie und Wasserkraftwerke) zu einem Netzwerk verbinden (vgl. BMU 2008 und Bank Sarasin 2009), oder eine grossräumig verteilte Wahl der Standorte in ganz Europa.³⁴
- › Da die Höhe der effektiven **Investitionen in den Netzausbau** in den beiden Szenarien nicht bekannt ist bzw. diesbezüglich grosse Unsicherheiten bestehen, werden sie im Szenarienvergleich nicht berücksichtigt, sondern lediglich qualitativ diskutiert. Aufgrund von Expertenmeinungen und der verfügbaren Literatur (vgl. CONSENTEC/Polynomics 2010) gehen wir davon aus, dass die Investitionen in den Netzausbau im Szenario Stromeffizienz und Erneuerbare im Vergleich zum Szenario Grosskraftwerke (2 Mia. CHF gemäss swisslectric) geringer sind (Begründung siehe Kapitel 4.1.1).
- › Da der **Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken** heute vor allem für den Stromhandel („europäische Perspektive“) relevant ist und nicht primär der Sicherstellung der Stromversorgung und dem Ausgleich von Lastspitzen dient, werden die entsprechenden Investitionen im Szenarien-Vergleich nicht berücksichtigt.

³⁴ Z.B. Variante „Import Windkraft“: Wenn die Systemgrenzen gross genug sind, ist die Wahrscheinlichkeit, dass irgendwo Wind bläst oder die Sonne scheint, viel grösser. Das Leistungsangebot wird dadurch stark geglättet.

3. SZENARIO GROSSKRAFTWERKE

Nachfolgend beschreiben wir die Investitionsstrategie der grossen Verbundunternehmen (Kapitel 3.1), stellen die aus den geplanten Investitionen resultierende Stromproduktion mit Zeithorizont 2035 dar (Kapitel 3.2) und präsentieren die Ergebnisse zu den Gestehungskosten, den Investitionen und der Wirtschaftlichkeit (Nettobarwerte) aus volkswirtschaftlicher Sicht insgesamt und je Produktionstechnologie (Kapitel 3.3). Anschliessend stellen wir die aus dem Szenario resultierenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte (Kapitel 3.4) und die mit dem Szenario Grosskraftwerke einhergehenden Risiken (Kapitel 3.5) dar.

3.1. INVESTITIONSPLAN

Die grossen Stromverbundunternehmen haben im März 2007 ihre Absicht bekannt gegeben, bis zum Jahr 2035 rund 30 Mia. CHF in neue Produktionskapazitäten zu investieren (swisselectric 2007). Unter Annahme eines bis im Jahr 2035 zunehmenden Stromverbrauchs und eines abnehmenden Stromangebot (vgl. Kapitel 2.2) soll damit die Stromversorgung bis ins Jahr 2035 sichergestellt werden.

SWISSELECTRIC: INVESTITIONSPLAN 2007		
Investitionen bis 2035 in	Volumen in CHF	Energiezuwachs
Erneuerbare Energien inkl. Wasserkraft	8–10 Mia. CHF	5 TWh
2 bis 3 Kernkraftwerke	10–12 Mia. CHF ¹⁾	20 TWh
Max. 5 Gaskombikraftwerke	2 Mia. CHF	3 TWh
Netzausbauten	2–3 Mia.	--
3 Pumpspeicherkraftwerke	3 Mia.	Ausgleich Leistungslücke bei Nachfragespitzen
Total	25–30 Mia. CHF	25 bis 30 TWh

¹⁾ Die Investitionskosten für die Kernkraftwerke sind angesichts der verfügbaren neusten Literatur zu den Kosten von Kernkraftwerken (vgl. Prognos 2009, Schneider et al. 2009, Lovins et al. 2008, The Keystone Center 2007) gemäss unserer Einschätzung zu tief angesetzt (siehe dazu Kapitel 3.3)

Tabelle 11 Quelle: swisselectric 2007.

Der von swisselectric im Jahr 2007 veröffentlichte Investitionsplan (vgl. Tabelle 11) ist inzwischen präzisiert worden. Gemäss Vertretern von swisselectric und der Axpo (Gespräch vom 11. August 2009) sind neu zwei Kernkraftwerke und ein Gaskombikraftwerk geplant:³⁵

³⁵ Zu berücksichtigen ist, dass die ergänzenden Angaben von swisselectric und Axpo vom 11. August 2009 nicht einer vom swisselectric-Vorstand verabschiedeten offiziellen Position des Verbands entsprechen.

- › **Kernkraftwerke (KKW):** Der aktualisierte Investitionsplan von swisselectric sieht bis Ende 2035 den Bau von zwei neuen Kernkraftwerken von je 1'600 MW vor. Das erste neue KKW kann gemäss den Vorstellungen von swisselectric bereits im Jahr 2022 in Betrieb gehen.³⁶ Es soll dann zumindest die ältesten beiden KKW aus der Gruppe der ersten KKW, die in der Schweiz in Betrieb gingen (Beznau I und II sowie Mühleberg, mit einem Total der installierten Leistungen von rund 1'000 MW), ersetzen. Ein weiteres neues KKW kann gemäss swisselectric voraussichtlich im Jahr 2027 in Betrieb gehen. Spätestens zu diesem Zeitpunkt seien die KKW Mühleberg und Beznau I und II ausser Betrieb. Mit Bezugnahme auf die Vorgaben von swisselectric gehen wir davon aus, dass im Jahr 2022 ein erstes neues KKW mit einer installierten Leistung von 1'600 MW, im Jahr 2027 ein zweites KKW mit einer installierten Leistung von 1'600 MW in Betrieb genommen wird.
- › **Gaskombikraftwerke:** Gemäss swisselectric/Axpo wird die ursprünglich erwartete Stromversorgungslücke durch die frühere Inbetriebnahme der beiden neuen KKW sowie die zeitliche Staffelung verringert, was den Bedarf an Strom aus Gaskombikraftwerken (GKW) deutlich reduziert. Damit werden nicht mehr vier GKW à 400 MW wie ursprünglich vorgesehen, sondern nur noch ein bis zwei GKW³⁷ mit derselben Einheitsleistung benötigt. Ob ein oder zwei GKW realisiert werden, hängt vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der neuen KKW ab. Gemäss swisselectric ist aus politischen Gründen zurzeit nur ein neues Gaskraftwerk mit Standort Chavalon („Ersatz“ des alten Ölkraftwerks an diesem Standort) realisierbar. Dieses Kraftwerk könnte ab 2014/2015 in Betrieb gehen. Es würde bis zur Inbetriebnahme des ersten neuen KKW (2022) einen Beitrag zur Deckung der Band- und Spitzenlast leisten, ab 2027 (Inbetriebnahme des zweiten neuen KKW) jedoch nur noch zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden. Das Gaskombikraftwerk produziert im Jahr 2035 nach unseren Berechnungen 1 TWh.
- › **Erneuerbare Energien:** Bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gilt die von swisselectric (2007) publizierte Zielgrösse von 5 TWh im Jahr 2035. swisselectric setzt nach eigenen Angaben in erster Linie auf die wirtschaftlichsten Technologien. Prioritär

³⁶ Gemäss BFE (2009c) wird der Bundesrat den Entscheid zu den Rahmenbewilligungsgesuchen für Kernkraftwerke vermutlich erst Mitte 2012 treffen. Damit würde sich der Planungs- und Vorbereitungsprozess für den Bau neuer Kernkraftwerke um 5 Monate verzögern. Eine allfällige nationale Referendumsabstimmung dürfte frühestens gegen Ende 2013 stattfinden. Anschliessend folgen die Bewilligungsverfahren für Bau und Betrieb, so dass die neuen Kernkraftwerke erst um das Jahr 2025 ans Netz gehen könnten (BFE 2009c). Im Szenarienrechner werden die Inbetriebnahmezeitpunkte trotzdem gemäss Angaben von swisselectric abgebildet.

³⁷ Eine denkbare Alternative zu GKW sind reine Gasturbinen (Unterschied zu GKW siehe Glossar). Diese sind zwar für die Spitzenabdeckung (ca. 1'800 h/a) besser geeignet, aber für einen Bandlastbetrieb sehr unwirtschaftlich. Für die zeitlich begrenzte Deckung der Stromversorgungslücke, die zuerst den Bandlastbetrieb, nachher die Spitzendeckung erfordert, achtet swisselectric derzeit ein GKW als die gesamthaft bessere Lösung.

soll die Stromproduktion aus Kleinwasserkraftwerken und Biomasseanlagen ausgebaut werden. Für die Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen sieht swisselectric in der Schweiz kein wirtschaftliches Potenzial. Der Ausbau der Windenergie soll ebenfalls nicht forciert werden.³⁸ Die Geothermie weist nach Aussagen von swisselectric und Axpo in Bezug auf die Stromproduktion ein grosses Potenzial auf, dessen Realisierung ist aber mit sehr hohen Risiken und Unsicherheiten verbunden. Unsere Berechnungen zeigen jedoch, dass die von swisselectric anvisierte Zielgrösse von 5 TWh im Jahr 2035 nicht ausschliesslich mit Investitionen in vergleichsweise wirtschaftliche erneuerbare Energien erreicht werden kann (vgl. Kapitel 3.3).

- › **Ausbau Netze und Pumpspeicherkraftwerke:** Da die Leitungsnetze bereits heute an den Rand ihrer Transportkapazität von Strom (v.a hinsichtlich des grenzüberschreitenden Stromtransports) gelangen, planen die Stromverbundunternehmen gemäss Angaben von swisselectric und Axpo, 2 Mia. CHF in den Netzausbau zu investieren. Gemäss swisselectric (2007) ist vor allem bei den Übertragungsnetzen (Hoch- und Mittelspannung) ein Ausbau erforderlich. Zudem planen die Stromversorgungsunternehmen, 3 Mia. CHF in den Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke zu investieren, die dazu beitragen, die europäischen Bedarfspitzen abdecken zu können.

Unter Berücksichtigung der vorgenommenen Präzisierungen und eigenen Berechnungen gestaltet sich der Investitionsplan von swisselectric wie folgt (vgl. Tabelle 12):³⁹

³⁸ swisselectric und die Axpo wiesen jedoch darauf hin, dass es aus Sicht des Anlagebetreibers unter den gegebenen politischen Rahmenbedingungen (bzw. der kostendeckenden Einspeisevergütung) betriebswirtschaftlich sinnvoll sein kann, in Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu investieren. Ohne diese Fördermittel würde jedoch aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit kaum in diese Technologien investiert werden.

³⁹ Der aktualisierte Investitionsplan berücksichtigt Angaben von Vertretern von swisselectric und Axpo. Diese entsprechen nicht einer vom swisselectric-Vorstand verabschiedeten offiziellen Position des Verbands.

SWISSELECTRIC: AKTUALISIERTER INVESTITIONSPLAN³⁹		
Investitionen bis 2035 in	Volumen in CHF	Energiezuwachs
Erneuerbare Energien inkl. Wasserkraft	11 Mia. CHF	5 TWh
2 Kernkraftwerke (à 1'600 MW)	27 Mia. CHF ¹⁾	24 TWh ¹⁾
1 Gaskombikraftwerk	1 Mia. CHF ¹⁾	1 TWh ¹⁾
Netzausbauten	2 Mia. CHF	--
3 Pumpspeicherkraftwerke	3 Mia. CHF	Ausgleich Leistungslücke bei Nachfragespitzen
Total	44 Mia. CHF	30 TWh

¹⁾ Berechnungen INFRAS (vgl. Kapitel 3.2 und 3.3)

Tabelle 12 Quellen: swisselectric 2007, Angaben von swisselectric/Axpo vom 11. August 2009; Berechnungen INFRAS.

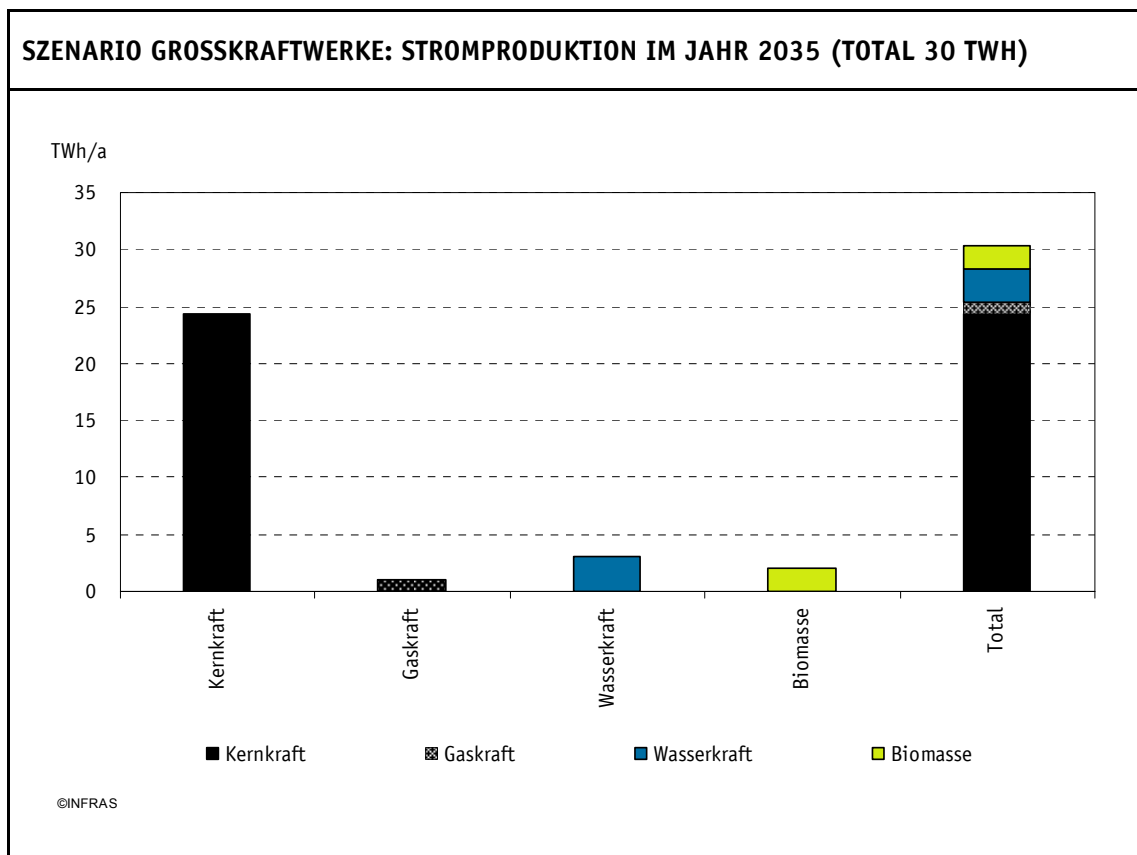
Nach Berechnungen INFRAS aufgrund der neusten internationalen Publikationen (vgl. Kapitel 3.3) zu den „realistischen Kosten“ von KKW wird der Investitionsplan von swisselectric zur Erzeugung der geplanten 30 TWh bis 2035 rund 44 Mia. CHF kosten (Ausbau Stromproduktion, inkl. Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke). Damit dürften die notwendigen Investitionen gemäss unseren Berechnungen im Vergleich zum Investitionsplan von 2007 um mindestens 14 Mia. CHF höher liegen.

3.2. STROMPRODUKTION

Von den total 44 Mia. CHF werden rund 39 Mia. CHF in den Bau von Grosskraftwerken und in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien investiert (vgl. Tabelle 12). Die restlichen 5 Mia. CHF sind für Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke vorgesehen. Die durch die Investitionen von 39 Mia. CHF zusätzlich erzielbare Stromproduktion wird für das Jahr 2035 und die Periode 2006 bis 2035 ausgewiesen (kumulierte Produktion).

Zusätzliche Stromproduktion im Jahr 2035

Durch die Investitionen in Grosskraftwerke und erneuerbare Energien im Umfang von 39 Mia. CHF kann im Jahr 2035 eine zusätzliche Stromproduktion von 30 TWh erzielt werden.



Figur 6 Zusätzliche Stromproduktion im Jahr 2035 durch die geplanten Investitionen 2006 bis 2035.

Figur 6 zeigt, dass die beiden geplanten Kernkraftwerke mit jährlich etwa 24 TWh einen Anteil von etwas mehr als 80 Prozent zur gesamten zusätzlichen Stromproduktion im Jahre 2035 beitragen. Der Beitrag des Gaskombikraftwerks (GKW) im Jahr 2035 erscheint relativ unbedeutend (unter vier Prozent der gesamten zusätzlichen Stromproduktion). Das GKW wird jedoch in den Jahren bis zur Inbetriebnahme des zweiten neuen Kernkraftwerks im Jahr 2026 als Bandlasterzeuger betrieben und erbringt deshalb über den gesamten Zeitraum bis 2035 einen wesentlich grösseren Beitrag. Im Jahr 2035 wird das GKW jedoch nur noch zur Spitzendeckung eingesetzt.

Bei den erneuerbaren Energien werden im Szenario Grosskraftwerke bei denjenigen Technologien (Wasserkraft und Biomasse), denen swisselectric beim Ausbau erste Priorität einräumt, die von swisselectric genannten Potenziale eingesetzt (Total +5 TWh, vgl. Tabelle 12). Die Potenziale sind im Fall der Wasserkraft⁴⁰ etwas grösser, bei der Biomasse⁴¹ etwas

⁴⁰ swisselectric erachtet heute das in den BFE-Perspektiven ausgewiesene Potenzial für die Stromproduktion auf Basis Wasserkraft als zu gross. swisselectric und Axpo wiesen in der Besprechung vom 11. August 2009 darauf hin, dass bis

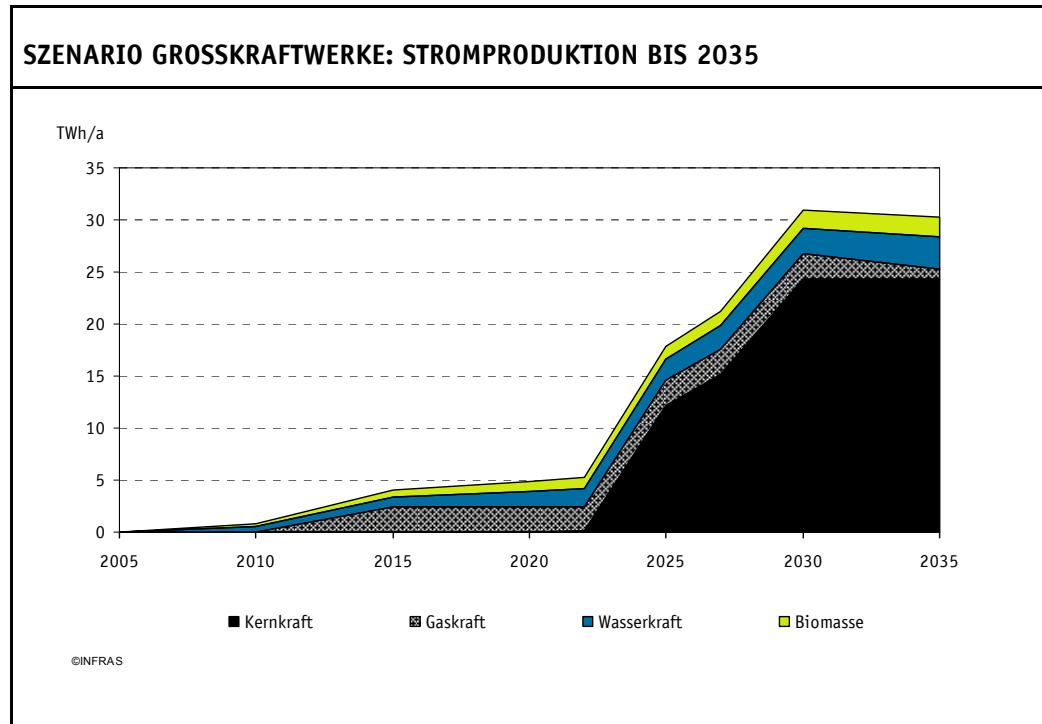
kleiner als die entsprechenden zusätzlichen Potenziale für Wasserkraft und Biomasse im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien. Das Subtotal der Stromproduktion aus Wasserkraft und aus Biomasse liegt im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien mit 4.6 TWh (vgl. Kapitel 4.1.2) jedoch in einer ähnlichen Grössenordnung wie im Szenario Grosskraftwerke. Die Technologien, deren Ausbau swisselectric aus wirtschaftlichen Gründen nicht oder nur sekundär plant (Photovoltaik, Wind und Geothermie), wurden im Szenarierechner nicht berücksichtigt.

ins Jahr 2030 die Verluste bei der Stromproduktion durch Klimawandel und verschärfte Vorgaben für die Restwassermenge zwischen 7 und 20 Prozent betragen (mit deutlichen Unterschieden zwischen Gross- und Kleinwasserkraft). Zudem läuft in der Zeit zwischen 2020 und 2035 ein grosser Teil der Konzessionen ab. swisselectric selbst rechnet daher in ihrem Szenario bis 2035 nicht mit einem Ausbau, sondern bestenfalls mit einem Saldo von 0, tendenziell sogar eher mit einem leichten Rückgang der Stromproduktion aus Wasserkraft bis 2035. In der Referenzentwicklung ist die Reduktion der Wasserkraft basierten Stromproduktion infolge des Klimawandels bis 2035 um 7 Prozent enthalten, die verschärfte Vorgaben für die Restwassermenge hingegen nicht (vgl. Kapitel 2.2). Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien berücksichtigt hingegen die Reduktion der Restwassermenge ebenfalls, daher wird dort das zusätzliche Wasserkraftpotenzial als leicht geringer eingeschätzt (vgl. Kapitel 4.1.2 und Anhang 9).

- 41 swisselectric berücksichtigt beim Potenzial zur Nutzung von Biomasseanlagen nur die im eigenen Einflussbereich stehenden möglichen Investitionen in industrielle/gewerbliche Biogasanlagen (Vergärungsanlagen) und Holzvergasungsanlagen/Holzheizkraftwerke. Die KVA, denen durchaus eine weitere Potenzialausschöpfung bei der Stromerzeugung attestiert wird, sind daher im Gegensatz zum Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien nicht berücksichtigt. Da die Gestehungskosten der Stromproduktion in KVA wesentlich tiefer liegen, resultiert im Szenario Grosskraftwerke im Vergleich zum Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien (vgl. Kapitel 3.3) eine insgesamt schlechtere Wirtschaftlichkeit der Biomasseanlagen.

Kumulierte zusätzliche Stromproduktion in der Periode 2006 bis 2035

Die über die Periode 2006 bis 2035 kumulierte Stromproduktion der bis 2035 von den Stromverbundunternehmen geplanten neuen Anlagen beträgt rund 374 TWh (vgl. Figur 10).



Figur 7 Entwicklung der zusätzlichen Stromproduktion durch die geplanten Investitionen 2006 bis 2035.

Es wird angenommen, dass die erneuerbaren Energien kontinuierlich über die Jahre zugebaut werden. Im Zeitraum 2020 bis 2030 gehen die beiden neuen Kernkraftwerke ans Netz. Die rückläufige Stromproduktion des Gaskraftwerks ab 2030 begründet sich damit, dass das Gaskraftwerk ab diesem Zeitpunkt nur noch zur Spitzendeckung eingesetzt wird.

3.3. KOSTEN

Nachfolgend werden die Gestehungskosten und die Investitionen der im Szenario Grosskraftwerke eingesetzten Technologien dargestellt. Zudem wird die Wirtschaftlichkeit der Technologien aus volkswirtschaftlicher Sicht anhand der Nettobarwerte beurteilt. Die Investitionen in den Netzausbau und in Pumpspeicherkraftwerke werden nicht berücksichtigt (Begründung siehe Kapitel 2.6).

Gestehungskosten

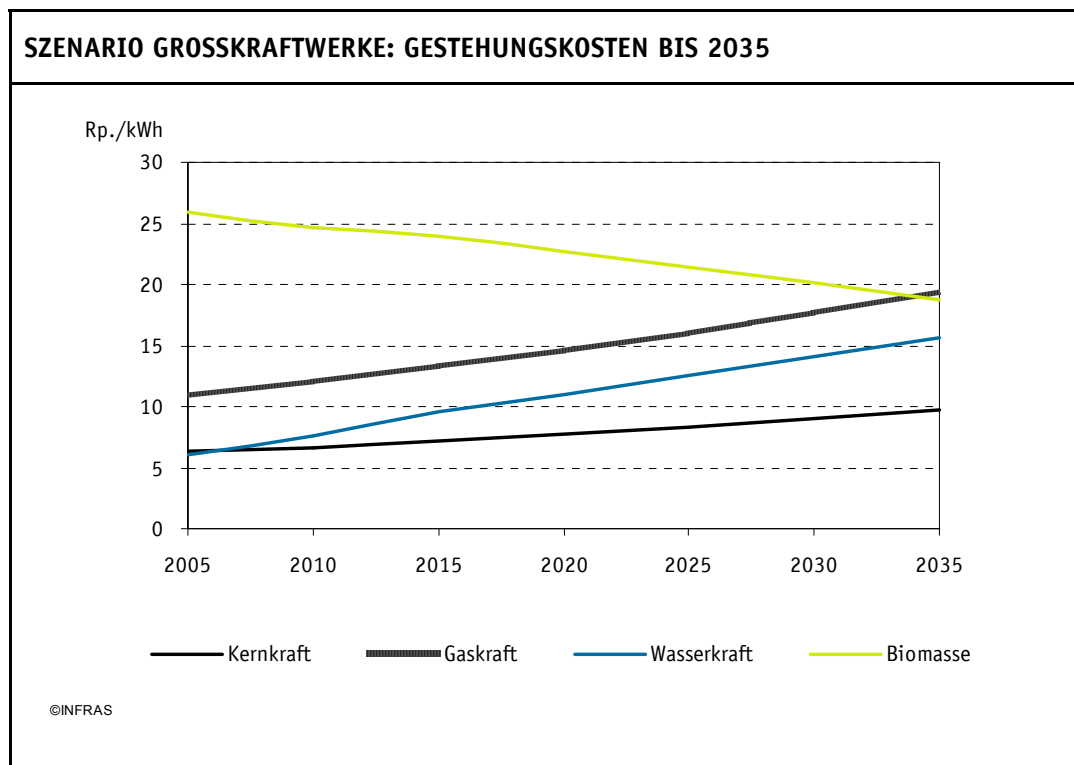
Während sich die Gestehungskosten der verschiedenen Technologien heute in einer grossen Bandbreite bewegen (zwischen 5 Rp./kWh für Kernkraftwerke⁴² und 26 Rp./kWh für den mittleren Wert neuer Biomasseanlagen), werden sie bis 2035 mit Ausnahme der Kosten für neue Kernkraftwerke zwischen 15 und 20 Rp./kWh liegen (vgl. Figur 8).⁴³

Die Gestehungskosten der Kernkraftwerke sind sehr schwierig zu bestimmen. Eine Zusammenfassung der wichtigsten Parameter und Argumente zur Ermittlung der „realistischen Gestehungskosten“ sowie die in dieser Studie verwendeten Zahlen finden sich im Abschnitt „Kernkraftwerke“.

Zu beachten ist zudem, dass sich die ausgewiesenen Gestehungskosten 2035 auf die Mehrheit der zu diesem Zeitpunkt neu gebauten Anlagen und nicht etwa auf die an einem besonders günstigen Standort oder im Ausland noch zu realisierenden tiefsten Kosten beziehen. Bei einigen Technologien sind die besten Standorte heute bereits ausgeschöpft (z.B. Wasserkraft) oder werden es bald sein (z.B. Windkraft). Bei diesen Technologien wird die Talsohle der Lernkurve schon lange vor 2035 erreicht sein und/oder die Brennstoffkosten werden in Zukunft zunehmen (z.B. Kernkraftwerke, Biomasse).

⁴² Gemäss Angaben swisselectric (Gespräch vom 11. August 2009) sowie Prognos 2008.

⁴³ Eine Zusammenstellung der Gestehungskosten nach Technologien über den Zeitraum 2006 bis 2035 findet sich in Anhang 4.



Figur 8 Quellen: BFE 2007b, Irrek 2009, Lovins et al. 2008, Schneider et al. 2009, The Keystone Centre 2007.

Die Ergebnisse zu den Gestehungskosten der einzelnen Technologien lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Kernkraftwerke

Gemäss den Angaben von swisselectric werden die Gestehungskosten der Kernkraftwerke vom heutigen Niveau bis auf rund 6.5 Rp./kWh im Jahr 2035 ansteigen. Aufgrund einer umfassenden Analyse der neusten Publikationen zum Thema Kosten von Kernkraftwerken (The Keystone Center 2007, Lovins et al. 2008, Schneider et al. 2009, Prognos 2009) scheinen die obigen Gestehungskosten jedoch deutlich zu tief angesetzt zu sein. Erstens sind schon die heutigen „realistischen Gestehungskosten“ von KKW deutlich höher als 5 Rp./kWh. Zweitens werden die Gestehungskosten bis 2035 auf mindestens 8 Rp./kWh ansteigen. Zwei Quellen (The Keystone Center 2007, Lovins et al. 2008) zeigen anhand einer Auswertung der Daten, die vor allem zu bisher in den USA gebauten Kernkraftwerke vorliegen, dass die Gestehungskosten neuerer Kernkraftwerke mit grosser Wahrscheinlichkeit eher im Bereich 8 bis 11 US Cents/kWh, zum Teil noch höher, liegen.

Gemäss Literatur (v.a. Schneider et al. 2009, WBGU 2003) gibt es eine Reihe von international praktizierten Begünstigungen, die die Kosten von Kernkraftwerke künstlich tief

halten und damit den Vergleich mit den Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien stark verzerren (siehe Box 1). Stromversorgungsunternehmen tendieren dazu, nicht nur die Baukosten massiv zu unterschätzen (siehe z.B. aktuelle Erfahrungen mit den zwei sich derzeit im Bau befindlichen Kernkraftwerke in Olkiluoto, Finnland und Flamanville, Frankreich), sondern dank staatlicher Beihilfe auch unrealistisch tiefe Finanzierungs-, Betriebs-, Stilllegungs- und Entsorgungskosten budgetieren, um damit wettbewerbsverzerrende Gestehungskosten ausweisen zu können (vgl. auch Risiken von Kernkraftwerken in Kapitel 3.5).

Aufgrund der aus der neueren Literatur verfügbaren Werte für die spezifischen Investitions-, Betriebs-, Nachrüstungs-, Entsorgungs- und Stilllegungskosten⁴⁴ nehmen wir an, dass sich die Gestehungskosten für Kernkraftwerke von 6.3 Rp./kWh (2005) auf 9.7 Rp./kWh (2035) erhöhen. Im Zeitraum zwischen 2021 bis 2030, d.h. in der Zeit, in der in der Schweiz die neuen Kernkraftwerke gebaut würden, gehen wir von Gestehungskosten zwischen 8.5 Rp./kWh und 9.0 Rp./kWh aus. Als durchschnittlicher Wert für diesen Zeitraum werden für die Gestehungskosten 8.7 Rp./kWh verwendet.

Für Sensitivitätsbetrachtungen mit Gestehungskosten von Kernkraftwerken von 6 Rp./kWh und 12 Rp./kWh verweisen wir auf Kapitel 5.

⁴⁴ Aufgrund der Literaturanalyse zu Kernkraftwerken (siehe vorhergehende Fussnote) wurden folgende Eckdaten (Zahlen für 2005) für die Berechnung der Investitionskosten angenommen: Lebensdauer 50 Jahre, Investitionskosten 6'000 CHF/kW, Nachrüstungskosten 840 CHF/kW, fixe Betriebskosten 100 CHF/kW*a, Brennstoffkosten 14.3 CHF/MWh, Stilllegungskosten 1'500 CHF/kW. In den Brennstoffkosten sind die Entsorgungskosten (mehr als 50 Prozent der gesamten Lebenszykluskosten des Brennstoffs) eingeschlossen. Die Kostenentwicklung bis 2035 basiert auf der Annahme, dass die Kosten im Bereich von 5–10 Prozent pro 5-Jahres-Periode ansteigen werden. Hauptgründe für diesen Kostenanstieg sind die erwartete Kostensteigerung infolge steigender Anforderungen bezüglich Sicherheit sowie die erwartete Steigerung der Brennstoffpreise (Versorgungs- und Entsorgungsseite).

Exkurs: International praktizierte Begünstigungen für KKWs

Wir unterscheiden zwischen der Bevorteilung von Kernkraftwerken gegenüber anderen Kraftwerkstechnologien („Quersubventionierung“) auf Unternehmensebene und staatlicher Begünstigung:

Zur ersten Kategorie zählen insbesondere ungedeckte Kapitalkosten: Laut Müller 2009 decken in der Schweiz zumindest die Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen ihre Kapitalkosten nicht und vernichten damit finanzielle Werte. Die Eigenkapitallücken schweizerischer Kernkraftwerke betragen z.T. ein Mehrfaches des ausgewiesenen Eigenkapitals.

Zu den staatlichen Begünstigungen zählen:

- › Die Reduktion der Kapitalkosten: Dies geschieht mithilfe staatlicher Bürgschaften, erleichterter Kreditaufnahmen, direkter Förderkredite und direkter Investitionen in die KKW-Infrastruktur sowie durch Zinssubventionen während der Bauzeit. Wettbewerbsverzerrend wirkt zudem in vielen Fällen, dass Regierungen die Limitierung entscheidender Kostenblöcke garantieren (z.B. durch unrealistisch tiefe Haftungsgrenzen für Reaktorunfälle, damit werden die Haftpflichtkosten massiv reduziert). Im Weiteren haben Regierungen im Falle von Insolvenzen von Betreibern die Kosten der Entsorgung und Stilllegung von KKW übernommen, als die Rückstellungen dazu nicht ausreichten (z.B. in England).
- › Die Subventionierung der Betriebskosten: Insbesondere in den USA und England werden die Betreiber von KKW oft begünstigt durch eine Subventionierung der Brennstoffbeschaffung, durch staatlich betriebene Urananreicherungen auf eigene Kosten sowie durch die durch die Regierungen garantierte Übernahme der Entsorgung durch die öffentliche Hand auf der Basis einer festen Pauschale zum Zeitpunkt des Baubeginns.
- › Die Subventionierung von Stilllegungs- und Entsorgungskosten: Da bisher sehr wenige KKW kommerziell stillgelegt wurden, ist die Wissensbasis für effektive Stilllegungskosten sehr schmal. Zumindest aus den USA ist jedoch bekannt, dass die Stilllegungs- und Entsorgungskosten systematisch beschönigt werden, indem sich staatliche Instanzen für langfristige Aspekte der Entsorgung zuständig erklären und z.B. in vielen Fällen den Betreibern von KKW Steuerbefreiungen für die Rückstellungen für Kosten der Reaktorstilllegung gewähren.

Gemäss WBGU 2003 würde ein konsequenter Abbau aller staatlichen Subventionen für nukleare Energien die Kernenergie aus einzelwirtschaftlicher Sicht voraussichtlich nicht mehr rentabel machen.

Fazit: Aufgrund der heute verfügbaren Informationen müssten Kernkraftwerke ohne staatliche Unterstützung wesentlich höhere Kosten ausweisen, sind ohne Begünstigungen kaum wettbewerbsfähig und können daher in einem liberalisierten Markt nicht bestehen.

Box 1

Gaskraftwerke

Die Gestehungskosten für Strom aus Gaskraftwerken liegen gemäss Angaben der Axpo heute bei 10 bis 11 Rp./kWh (bei Annahme einer 70-prozentigen Kompensation der Emissionen im Inland) und werden, je nach klimapolitischer Zielsetzung, bis 2035 auf etwa 15 Rp./kWh steigen. Da die Gaskosten bei GKW einen Anteil von rund 70 Prozent der Produktionskosten ausmachen, sind die Gaspreise ein wichtiger Kostenfaktor. Der Entwicklung der Gestehungskosten wurde im Szenarienrechner eine Zunahme von 10 Prozent pro 5 Jahre unterlegt, vor allem infolge der zu erwartenden steigenden Kosten für die CO₂-Kompensation. Damit erhö-

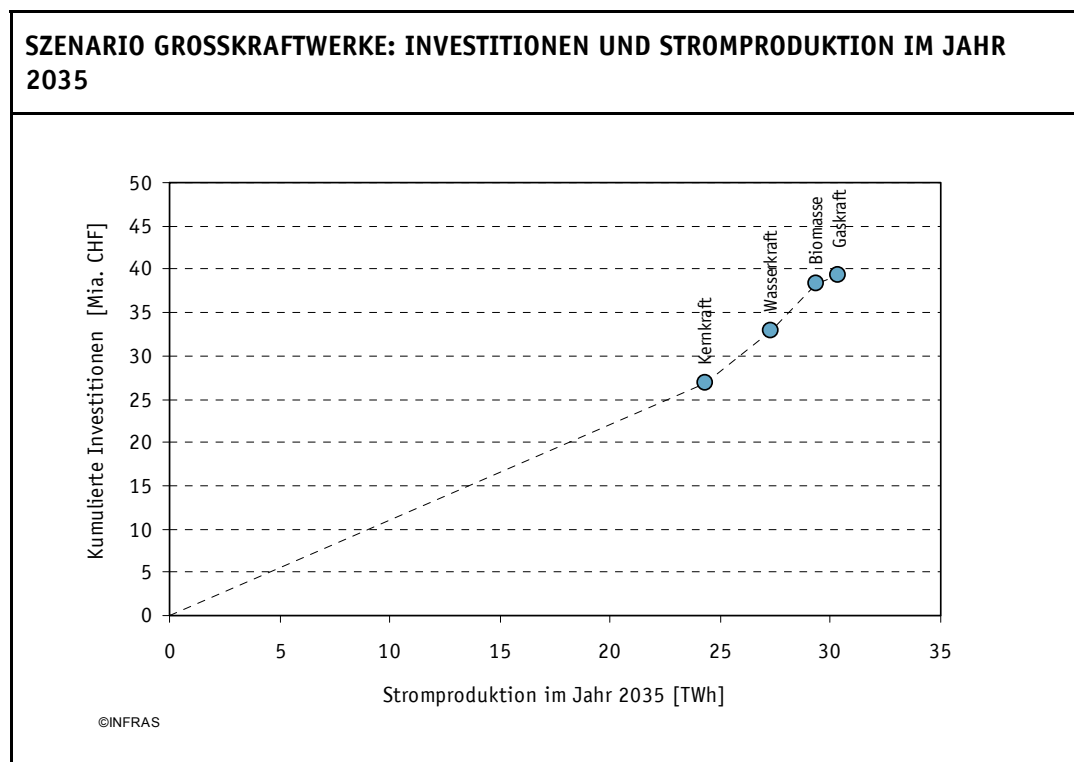
hen sich die Gestehungskosten bis 2035 auf 19 Rp./kWh. Diese Kostenentwicklung deckt sich mit den Kostenschätzungen von ewz 2008.

Erneuerbare Energien

Die Abschätzung der Gestehungskosten von Wasserkraft und Biomasse erfolgt auf der Basis derselben Annahmen und Daten wie im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien. Für Einzelheiten wird daher auf Kapitel 4.1.3 sowie auf die Technologie-Fact Sheets in Anhang 9 sowie die Zusammenstellung der technischen Kenndaten (Anhang 6) und der Gestehungskosten in Anhang 4 verwiesen.

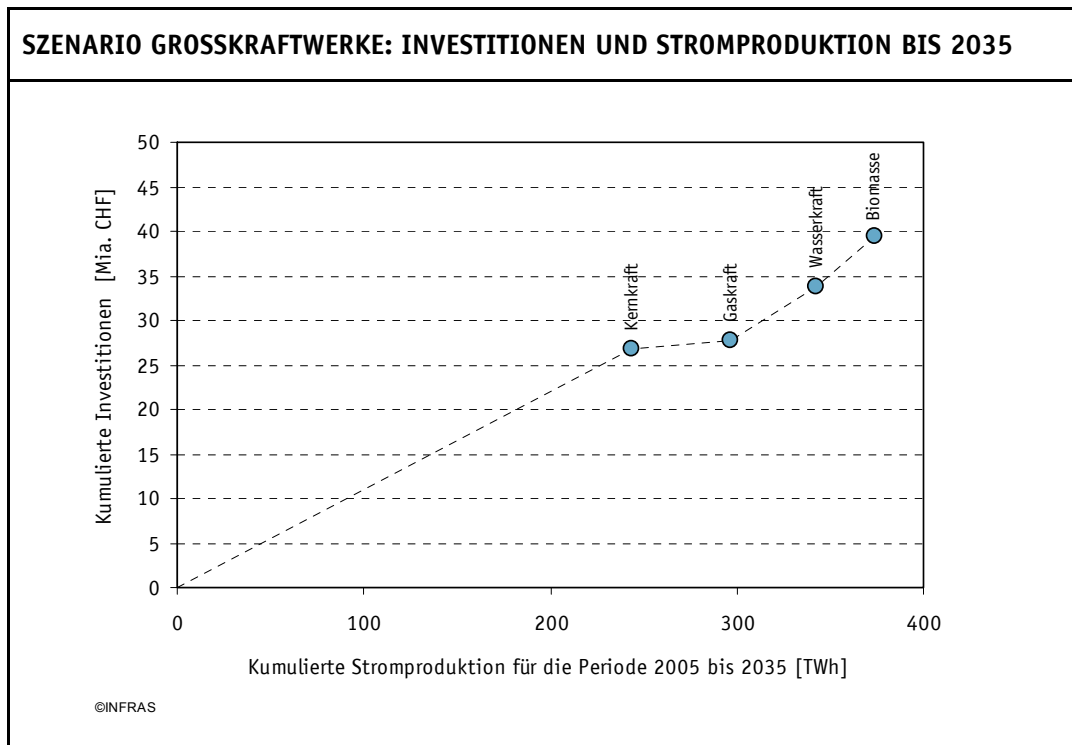
Investitionen

Im Szenario Grosskraftwerke werden im Zeitraum 2006 bis 2035 total rund 39 Mia. CHF in den Bau neuer Grosskraftwerke und erneuerbare Energien investiert (ohne Investitionen in Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke). Die damit produzierte Elektrizität im Jahr 2035 beträgt rund 30 TWh (siehe Figur 9).



Figur 9 Beachte: Die Anordnung der einzelnen Technologien erfolgt entsprechend deren Beitrag zur Stromproduktion im Jahr 2035 (abnehmende Bedeutung von links nach rechts).

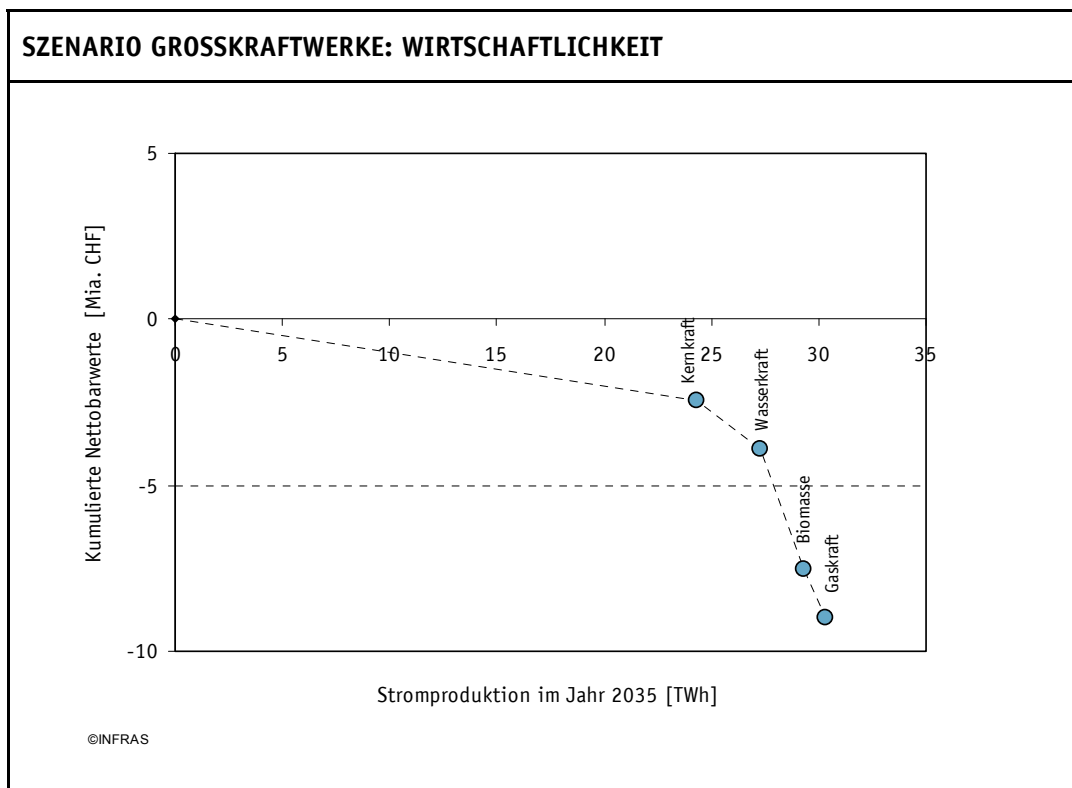
Über den Zeitraum 2006 bis 2035 kann mit dieser Investition ein kumuliertes Elektrizitätsangebot von 374 TWh bereitgestellt werden (Figur 10).



Figur 10 Bemerkungen: Die Investitionen in den Netzausbau und die Pumpspeicherkraftwerke sind hier nicht berücksichtigt. Die Anordnung der einzelnen Technologien erfolgt entsprechend deren Beitrag zur kumulierten Stromproduktion für die Periode 2006 bis 2035 (abnehmende Bedeutung von links nach rechts).

Wirtschaftlichkeit der Investitionen (Nettobarwerte)

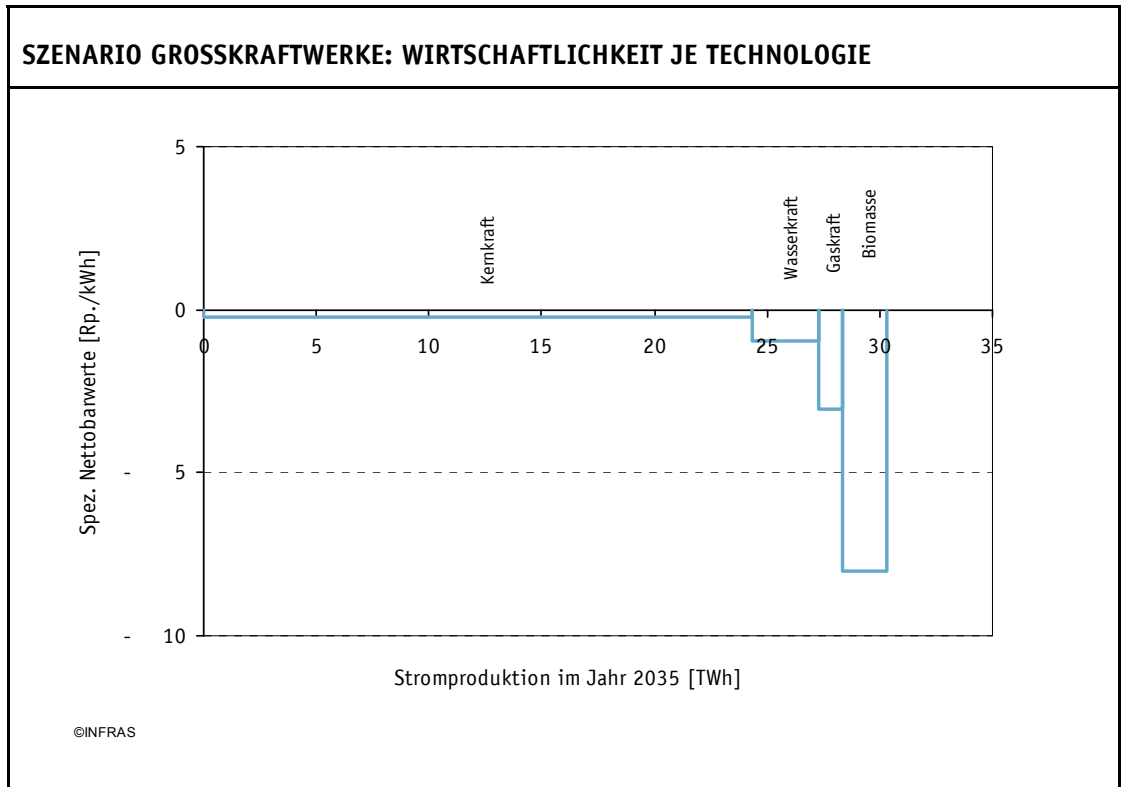
Die Wirtschaftlichkeit der bis zum Jahr 2035 geplanten Investitionen wird anhand deren Nettobarwerte berechnet. Die Summe der Nettobarwerte der im Szenario Grosskraftwerke geplanten Investitionen (ohne Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke) beträgt -9.0 Mia. CHF. Damit sind die im Szenario Grosskraftwerke vorgesehenen Investitionen in der Summe aus volkswirtschaftlicher Sicht unwirtschaftlich. Figur 11 zeigt, dass sowohl der berechnete Nettobarwert der Investitionen in Kernkraftwerke (-2.4 Mia. CHF) wie auch die Nettobarwerte der Investitionen in das Gaskraftwerk (-1.5 Mia. CHF) und in die erneuerbaren Energien (-5.1 Mia. CHF) negativ sind.



Figur 11 Bemerkungen: Die Nettobarwerte der Investitionen in den Netzausbau und die Pumpspeicherkraftwerke sind hier nicht berücksichtigt. Die Anordnung der einzelnen Technologien erfolgt entsprechend deren Beitrag zur Stromproduktion im Jahr 2035 (abnehmende Bedeutung von links nach rechts).

Figur 12 zeigt anhand des spezifischen Nettobarwerts je Technologie, dass alle Investitionen negativ zu Buche schlagen. Die Nettobarwerte der Investitionen in die Kernkraftwerke (-0.2 Rp./kWh) und in die Wasserkraft (-0.8 Rp./kWh) sind knapp, die Nettobarwerte der Investitionen in das Gaskombikraftwerk (-3.1 Rp./kWh) und in die Biomasse (-8.0 Rp./kWh) deutlich negativ.

Beim Potenzial zur Nutzung von Biomasseanlagen berücksichtigt swisselectric nur die im eigenen Einflussbereich stehenden möglichen Investitionen in industrielle/gewerbliche Biogasanlagen (Vergärungsanlagen) und Holzvergasungsanlagen/Holzheizkraftwerke. Die KVA, denen hinsichtlich der Stromerzeugung durchaus eine weitere Potenzialausschöpfung zugestanden wird, sind daher im Gegensatz zum Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien nicht berücksichtigt. Da die Gestehungskosten der Stromproduktion in KVA wesentlich tiefer liegen, resultiert im Szenario Grosskraftwerke im Vergleich zum Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien eine insgesamt schlechtere Wirtschaftlichkeit der Biomasseanlagen. Im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien beträgt der durchschnittliche spezifische Nettobarwert für Biomasseanlagen -5 Rp./kWh (vgl. Kapitel 4.1.3).



Figur 12 Spezifische Nettobarwerte der Investitionen je Technologie bis 2035.

3.4. WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Tabelle 13 zeigt die aus den im diesem Szenario geplanten Investitionen von 39 Mia. CHF resultierenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Inland.

SZENARIO GROSSKRAFTWERKE: WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE			
	Grosskraftwerke	Erneuerbare Energien	Total
Kumulierte Bruttowertschöpfungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035	6.9 Mia CHF	4.1 Mia. CHF	11.0 Mia. CHF
Kumulierte Beschäftigungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035 (in Personenjahren)	63'000	37'000	100'000

Tabelle 13

Die im Szenario Grosskraftwerke geplanten Investitionen führen zu einer kumulierten Wirkung auf die inländischen Bruttowertschöpfung in der Grössenordnung von gut 10 Mia. CHF bis 2035. Ein bedeutender Teil der Wertschöpfungswirkungen fällt im Bereich der erneuerbaren Energien an (43 Prozent).

Die kumulierten Beschäftigungseffekte schätzen wir auf rund 100'000 Personenjahre bis ins Jahr 2035. Dabei dürften gut 60 Prozent der Beschäftigungswirkung durch die Realisierung der zusätzlichen Grosskraftwerke entstehen und knapp 40 Prozent durch die Förderung der erneuerbaren Energien. Angaben zum jährlichen Durchschnitt der Beschäftigungswirkung sind in diesem Szenario nicht aussagekräftig, weil die Investitionen bis 2035 un- stetig und nicht linear anfallen. Der entsprechende theoretische Durchschnittswert liegt bei rund 3'300 Vollzeitäquivalenten pro Jahr.

Beschäftigungseffekte nach Branchen

Die Beschäftigungswirkung nach Branchen muss im Szenario Grosskraftwerke für den Bau der Grosskraftwerke und für die erneuerbaren Energien separat betrachtet werden:

- › Der grösste Beschäftigungseffekt beim Bau der Grosskraftwerke entsteht in der Baubran- che. In den Branchen Maschinen und Fahrzeuge, Elektrotechnik und Elektronik, Gross- und Detailhandel, Beratung und Planung sind vergleichsweise geringen Beschäftigungs- effekte zu erwarten.
- › swisselectric sieht bei der Förderung der erneuerbaren Energien vor allem einen Ausbau der Potenziale der Wasserkraft und Biomasse vor. Die Beschäftigungswirkung der entspre- chenden Investitionen fällt zur Hälfte in der Baubranche an. Der Anteil der Beschäfti- gungswirkung in den Bereichen Maschinen und Fahrzeuge und Beratung und Planung dürfte etwa gleich gross sein. Gemäss unseren Schätzungen liegt er je bei etwa 20 Prozent der gesamten Wirkung im Bereich der erneuerbare Energien.

3.5. RISIKEN

Bei den Risiken des Szenarios Grosskraftwerke unterscheiden wir zwischen technologiebezo- genen Risiken und Unsicherheiten (inkl. Kosten), umweltbezogenen Risiken und politischen Risiken (Umsetzbarkeit).

Technologiebezogene Risiken (inkl. Kosten)

Das Szenario Grosskraftwerke setzt im Wesentlichen auf bekannte Technologien. Eine Aus- nahme bildet das Gaskombikraftwerk. Falls dieses in Zukunft mit einem System zur Ab-

scheidung und Speicherung der CO₂-Emissionen (CCS Carbon Capture and Storage) ausgestattet werden muss, ist es im Vergleich zu den anderen Optionen sehr unwirtschaftlich. Zudem würde das mit einem CCS-System einhergehende reduzierte verfügbare Stromangebot dazu führen, dass ein zweites Gaskraftwerk notwendig wäre. Dies hätte eine deutliche Kostensteigerung zur Folge. Schliesslich beinhaltet die erwartete Verknappung von Gas („Peak Gas“) langfristig ein weiteres Kostenrisiko.

Bei den von Herstellern und Planern genannten Kosten für neue KKW (insbes. auch bei KKW vom Typ EPR – European Pressurised Water Reactor) bestehen sehr grosse Unsicherheiten. Zudem ist ein Teil der effektiven Kosten der KKW nicht in den von swisselectric angenommenen Gestehungskosten enthalten:

- › Erstens werden die tatsächlichen Kosten der Erstellung von KKW (Finanzierung und Bau) generell stark unterschätzt (vgl. Müller 2009, Irrek 2009). Zudem weisen die Schätzungen für die Stilllegungs- und Entsorgungskosten eine grosse Bandbreite auf. Es ist anzunehmen, dass die Sicherheits- und Entsorgungskosten aufgrund steigender Anforderungen in Zukunft deutlich zunehmen werden (vgl. z.B. The Keystone Center 2007). Die erwartete Verknappung des Urans bedeutet ein weiteres Kostenrisiko.
- › Zweitens sind Kernkraftwerke angesichts der bestehenden Unfallrisiken (v.a. eines „grössten anzunehmenden Unfalls“ GAU) bekanntermassen unterversichert. Die obligatorische Versicherungssumme wurde von 1 Mia. CHF auf 1.8 Mia. CHF erhöht. Dieser Versicherungssumme stehen mögliche monetarisierte Schäden bis zu einer Höhe von 4'300 Mia. CHF gegenüber (B,S,S. 2009). Das verbleibende Risiko trägt der Staat bzw. die Gesellschaft. Unter Berücksichtigung der effektiven Risiken müsste die Haftungssummen für Kernkraftwerk-Betreiber damit deutlich erhöht werden. Die heute nicht gedeckten Risiken entsprechen externen Kosten, welche je nach Schätzansatz in einer sehr signifikanten Grössenordnung liegen können (vgl. Ecoplan 2007).
- › Drittens ist die Entsorgung bzw. die Endlagerung der radioaktiven Abfälle nach wie vor ungelöst (vgl. WBGU 2003). Tauchen bei der Endlagerung ernsthafte Probleme auf, kann das unabsehbare Folgen für viele Nachfolgenerationen bedeuten. Obwohl in den letzten 50 Jahren unzählige wissenschaftliche Arbeiten zu dieser Problematik durchgeführt wurden, existiert weltweit noch kein betriebsbereites Endlager für ausgediente Brennelemente, die nicht wiederaufbereitet, sondern direkt endgelagert werden sollen. Die effektiven Kosten der Endlagerung sind daher sehr schwierig abschätzbar. Entsprechend schwanken die verfügbaren Zahlen in einem weiten Bereich. Während für das deutsche Endlager für schwache und mittelradioaktive Abfälle bis zum Ende der Betriebsdauer im Jahr 2080 Ge-

samtkosten von ca. 5 Mia. € angesetzt werden, werden die Gesamtkosten für US-amerikanische Pilotprojekte für mittelradioaktive Abfälle (die nur wenig Wärme produzieren) bis Betriebsende im Jahr 2070 auf mehr als 10 Mia. € geschätzt (Schneider et al. 2009). Für die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle liegen noch keine vergleichbaren Zahlen vor. Ebenfalls ungeklärt ist die Frage, wer die möglichen Mehrkosten für die Erneuerung und Instandhaltung der Endlagerstätten bezahlen muss. In den meisten Ländern bestehen keine Regelungen, die sicherstellen könnten, dass der Betreiber des Kernkraftwerks diese Kosten durch Rückstellungen decken kann. Falls seitens des Staates keine Nachforderungen gestellt werden, wenn die Rückstellungen die tatsächlichen Kosten nicht decken oder wenn es die Betreibergesellschaft gar nicht mehr geben sollte, wird die Gemeinschaft die Kosten tragen müssen. Dies kommt einem weiteren finanziellen Risiko gleich.

- › Viertens sind mit der Nutzung der Kernenergie weitere externe Kosten verbunden, deren Schätzung jedoch mit grossen Unsicherheiten verbunden ist. Studien für die Schweiz schätzen die externen Kosten der Elektrizitätsproduktion aus Kernkraftwerken auf 0.2 bis 35.7 Rp./kWh (Ecoplan 2007). Von Relevanz sind Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit, der Umwelt (Boden, Wasser, Luft, Vegetation, Tiere, Biodiversität) und des Landschaftsbildes (INFRAS/econcept/Prognos 1996).
- › Fünftens sind die Betreiber der Kernkraftwerke bei der Beschaffung des Brennstoffs völlig vom Ausland abhängig. Angesichts der langfristig anzunehmenden Verknappung des Urans stellt der Import der notwendigen Brennstoffmenge einen weiteren Risikofaktor dar.

Angesichts der bestehenden Unsicherheiten und Risiken sowie der fehlenden Berücksichtigung verschiedener Kostenkomponenten seitens der Kernkraftwerkbetreiber gehen wir davon aus, dass die Kosten für die Stromproduktion aus neuen Kernkraftwerken im Vergleich zu den Annahmen von Prognos 2008 und swisselectric (vgl. Kapitel 3.3) deutlich höher liegen werden.

Umweltbezogene Risiken

Die aus der Kernenergienutzung resultierenden Risiken auf Mensch (Gesundheit) und Umwelt (Boden, Grundwasser, Binnengewässer, Meere, Luft, Vegetation, Tiere und Biodiversität) umfassen vor allem die durch die Nutzung der Kernenergie (von der Extraktion des Urans bis zur Wiederaufbereitung) verbundene Freisetzung radioaktiver Strahlung (vgl. WBGU 2003), die durch einen Unfall (v.a. eines „grössten anzunehmenden Unfalls“ GAU) verbreitende radioaktive Strahlung und die mögliche Kontaminierung des Bodens und des

Grundwassers durch die Lagerung radioaktiver Abfälle. In den Fällen der Kontamination durch radioaktive Strahlung werden Menschen und betroffene Ökosysteme direkt beeinträchtigt (Krankheiten, Erbschäden). Zudem resultieren Beeinträchtigungen der Ökosystemfunktionen, die wiederum Folgen für den Menschen haben.

Umsetzbarkeit bzw. politisches Risiko

In der Schweiz entscheidet die Bevölkerung an der Urne über neue KKW. Die Referendumsabstimmung betreffend die geplanten neuen KKW findet voraussichtlich in den Jahren 2013 oder 2014 statt. Es besteht somit das Risiko, dass neue KKW vom Volk abgelehnt und damit nicht gebaut werden können oder dass sich deren Bau mindest um Jahre verzögert. Zu berücksichtigen sind zudem ein allfälliger lokaler Widerstand und allfällige Verzögerungen bei Bau- und Betriebsbewilligungen. Die Verzögerungen könnten dazu führen, dass ein neues KKW kaum vor 2030 in Betrieb gehen würde. Damit könnte die von swisselectric erwartete „Stromversorgungslücke“ kaum geschlossen werden.

Ergänzend ist das mit der zivilen Nutzung der Kernenergie zusammenhängende Risiko der Proliferation und des Nuklearterrorismus (vgl. WBGU 2003) zu erwähnen.

4. SZENARIO STROMEFFIZIENZ UND ERNEUERBARE ENERGIEN

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, welchen Beitrag die Investitionen in Stromeffizienz und erneuerbare Energien zur Sicherstellung der Stromversorgung leisten können. Wir stellen dar, mit welchen Investitionen in die Stromeffizienz (verstanden als „Negawatts“) und erneuerbaren Energien das von swisselectric im Jahr 2035 anvisierte Ziel einer Stromproduktion von 30 TWh erreicht werden kann. Analog zum Szenario Grosskraftwerke berechnen wir die Wirtschaftlichkeit (Nettobarwert) aus volkswirtschaftlicher Sicht der bis 2035 getätigten Investitionen und schätzen die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte ab.

Varianten

Im Szenario Stromeffizienz (EFF) und erneuerbare Energien (ERN) werden zwei Varianten unterschieden. Während die bis 2035 bekannten und realisierbaren Stromeffizienz-Potenziale in der Schweiz in beiden Varianten zu einem grossen Teil ausgeschöpft werden sollen, bestehen bei den erneuerbaren Energien unterschiedliche Stossrichtungen (vgl. Kapitel 1.2):

- › In Variante 1 („Inland“) sollen die Investitionen in erneuerbare Energien zur Stromproduktion ausschliesslich im Inland erfolgen,
- › In Variante 2 soll Elektrizität aus erneuerbaren Energien, die an ausländischen Standorten ein grösseres technisches Ertragspotenzial haben oder zu geringeren Kosten erzeugt werden kann, aus dem Ausland bezogen werden.

Die beiden Varianten können wie folgt charakterisiert werden (vgl. Tabelle 14):

SZENARIO EFF/ERN: VARIANTEN			
Variante	Stossrichtung Erneuerbare	Stossrichtung Stromeffizienz	Implikation Erneuerbare
Variante 1: ERN nur im Inland	<ul style="list-style-type: none"> › Stromversorgung soll primär durch Massnahmen im Inland sichergestellt werden › Wichtiges Nebenziel ist die Förderung von Innovationen und die Schaffung von Arbeitsplätzen im Bereich der erneuerbaren Energien in der Schweiz 	Bis 2035 bekannte und realisierbare Stromeffizienzpotenziale in der Schweiz werden zu einem grossen Teil ausgeschöpft	<ul style="list-style-type: none"> › Bis 2035 realisierbare Potenziale erneuerbarer Energien in der Schweiz werden vollständig ausgeschöpft › Auswahl der Technologien nach deren Kostenwirksamkeit
Variante 2: Teilweiser Import von ERN aus dem Ausland	Kosten- und standortoptimale Erzeugung des Stroms aus erneuerbaren Energien	Bis 2035 bekannte und realisierbare Stromeffizienzpotenziale in der Schweiz werden zu einem grossen Teil ausgeschöpft	<ul style="list-style-type: none"> › Nur die Potenziale derjenigen Technologien, die am Standort Schweiz gegenüber ausländischen Standorten keine Nachteile haben, werden in der Schweiz realisiert › Strom aus Technologien, die an ausländischen Standorten ein grösseres Ertragspotenzial haben oder günstiger erzeugt werden, wird importiert.

Tabelle 14

Gesamtpotenzial

Werden die bis 2035 bestehenden und bekannten Potenziale für die betrachteten Stromeffizienzmaßnahmen und die Potenziale der inländischen Stromproduktion durch erneuerbaren Energien gemäss den für das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien prognostizierten Zuwachsraten weitgehend (Stromeffizienz) bzw. vollständig (erneuerbare Energien) ausgeschöpft, beträgt das Total der eingesparten oder zusätzlich erzeugten Elektrizität in der Variante 1 („Inland“) im Jahr 2035 gut 30 TWh. Die ausgewiesenen Stromeinsparungen durch Effizienzmassnahmen und die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sind als zusätzlich zum Referenzszenario zu verstehen (vgl. Kapitel 2.2).

Zu berücksichtigen ist, dass wir uns bei den Stromeffizienzmassnahmen auf Investitionen in technische Verbesserungen auf der Nachfrageseite beschränken (vgl. Kapitel 2.3). Bis 2035 bestehen zusätzliche Effizienzpotenziale, die im Sinne einer vorsichtigen Vorgehensweise nicht berücksichtigt werden:

- › Die Potenziale im Bereich „Betrieb ohne Nutzen“ werden nur zu einem Drittel des geschätzten ausgeschöpft,

- › Die Potenziale auf der Angebotsseite (v.a. durch intelligente Netze im Sinne des „Smart Grid“-Konzepts) und eines optimierten Nutzungs- und Benutzerverhaltens (vgl. Kapitel 4.1.2, Box 2) werden vorsichtigerweise gar nicht berücksichtigt.

4.1. VARIANTE 1: „INLAND“

Nachfolgend wird die Investitionsstrategie der Variante 1 des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien charakterisiert, die aus den Investitionen resultierende Stromeinsparung und Stromproduktion mit Zeithorizont 2035 dargestellt und die Kosten der Investitionsstrategie (Gestehungskosten, Investitionen und Nettobarwerte) aufgezeigt. Zudem werden die aus dem Szenario resultierenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte abgeschätzt und die Risiken der Variante 1 analysiert. Die Hemmnisse, die der Ausschöpfung der Potenziale in den Bereichen Stromeffizienz und Stromproduktion aus erneuerbaren Energien entgegenstehen, und die zur Ausschöpfung der Potenziale erforderlichen Politikmassnahmen stellen wir für beide Varianten in Kapitel 4.3 dar.

4.1.1. INVESTITIONSSTRATEGIE

Tabelle 15 charakterisiert die in Variante 1 verfolgte Investitionsstrategie:

SZENARIO EFF/ERN, VARIANTE 1 „INLAND“: CHARAKTERISTIKA	
Frage	Charakteristika
Welche Anwendungen und Technologien werden betrachtet?	<ul style="list-style-type: none"> › Stromeffizienz: Beleuchtung, Haushaltgeräte, Haustechnik, Unterhaltungselektronik, Büro-/Kommunikationstechnik, Gewerbliche Anwendungen, Industrielle Anwendungen, Verkehr. › Erneuerbare Energien: Photovoltaik, Wasserkraft, Biomasse, Windenergie, tiefe Geothermie
Werden Investitionen im Ausland berücksichtigt?	Nein
Wie stellt sich die Entwicklung der Ausschöpfung der Potenziale dar (Ausbaugeschwindigkeit)?	<p>Stromeffizienz:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Die im Szenarienrechner modellierte Effizienzsteigerung basiert auf der Annahme, dass die zusätzlichen Stromeffizienz-Potenziale aller Anwendungen bzw. Geräte bis 2035 linear realisiert werden.⁴⁵ <p>Erneuerbare Energien:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Progressiver Ausbau aller Technologien mit Ausnahme der tiefen Geothermie ab 2006 gemäss Entwicklungskurve Szenarienrechner. › Ausbau tiefe Geothermie (Zukunftstechnologie) erst ab 2020.

⁴⁵ Die Diffusion neuer effizienter Geräte könnte eventuell schneller stattfinden. Gründe, wieso bei der Simulation nur von einer linearen Effizienzsteigerung ausgegangen wird, sind: a) die genauen Zeitpunkte, zu denen Technologiesprünge stattfinden, bzw. sich die neuen Technologien durchsetzen werden, sind z.T. unbekannt, b) Es gibt Technologien (z.B. LED-Beleuchtung), die zwar schon existieren, die jedoch in vielen Bereichen (z.B. Haushalte) noch sehr unwirtschaftlich sind

SZENARIO EFF/ERN, VARIANTE 1 „INLAND“: CHARAKTERISTIKA	
Frage	Charakteristika
Sind Investitionen in den Netzausbau erforderlich?	<p>Ja:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Einerseits reduzieren die Stromeffizienzmassnahmen die Gesamtbelastung des Netzes und die Verbraucherspitzen im Vergleich zum Szenario Grosskraftwerke stark. › Andererseits erfordert der Ausbau erneuerbarer Energien durch die verstärkte dezentrale Einspeisung auf der lokalen Ebene Investitionen in den Netzausbau und die Netzverstärkung und kann den Bedarf an Regelleistung und -energie erhöhen. Die Netzkostensteigerungen können die Beteiligung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z.B. verbesserte Prognosetechniken zur Reduktion von Leistungsschwankungen; Spannungsregelung, Blindleistungs- und Regelreservebeteiligung) reduziert werden (vgl. CONSENTEC/Polynomics 2010). Wir gehen insbesondere davon aus, dass eine intelligente Netzinfrastruktur (z.B. Smart Grids, vgl. Anhang 12) die Netzkostensteigerung reduzieren wird. › Aufgrund von Expertenmeinungen und der verfügbaren Literatur (CONSENTEC/Polynomics 2010) gehen wir davon aus, dass die Investitionen in den Netzausbau im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien unter den von swisselectric für das Szenario Grosskraftwerke angenommenen Investitionen von 2 Mia. CHF liegen. Aufgrund der Ergebnisse von CONSENTIC/Polynomics 2010 schätzen wir die im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien erforderlichen Investitionen in den Netzausbau (inkl. Regelreserve) auf 200 bis 250 Mio. CHF.⁴⁶ Dabei sind Massnahmen zur Begrenzung der Kostensteigerung nicht berücksichtigt. Diese Investitionen dürften im Vergleich zu den im Szenario Grosskraftwerke für den Ausbau der Übertragungsnetze (Hoch- und Mittelspannung) erforderlichen Investitionen deutlich tiefer liegen.

Tabelle 15

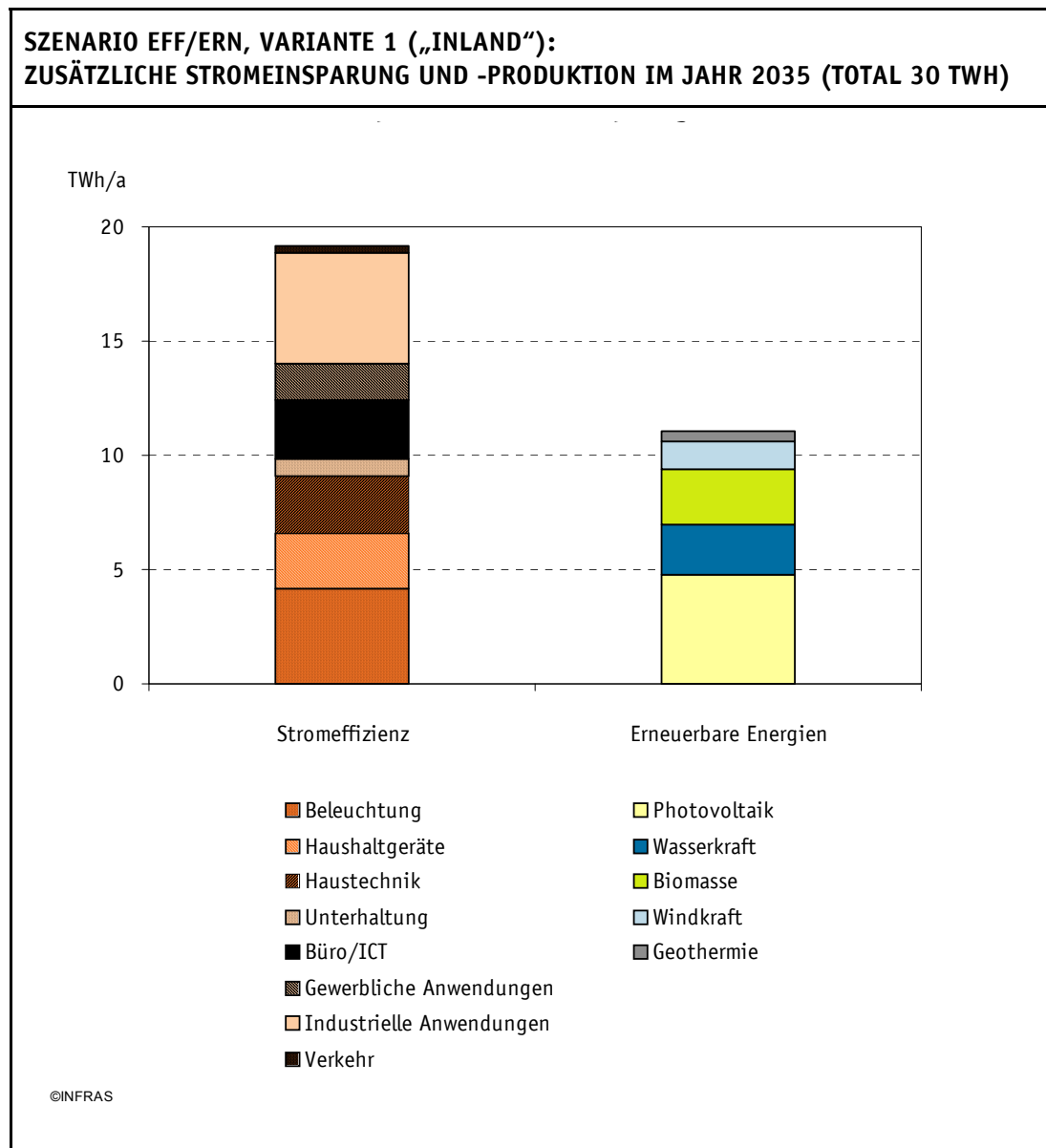
und sich daher erst ab 2025 oder noch später durchsetzen werden, c) die generelle Devise dieser Studie, die Stromeffizienz-Potenziale konservativ abzuschätzen.

⁴⁶ CONSENTEC/Polynomics 2010 rechnen bei einem Ausbau der dezentralen Einspeisung gemäss Szenario III, Angebotsvariante D+E der Energieperspektiven des BFE (12.1 TWh WKK, 9.6 TWh erneuerbare Energien) mit Mehrkosten für den Netzausbau und Systemdienstleistungen (Regelreserve) von rund 900 Mio. CHF. Ausgehend von der Aufteilung dieser Mehrkosten in ca. 660 Mio. CHF für den Netzausbau und ca. 210 Mio. CHF für den zusätzlichen Bedarf an Regelleistung und -energie sowie der Annahme, von CONSENTEC/Polynomics 2010, dass ein Zubau bis zu etwa 40 Prozent des betrachteten Szenarios III, Angebotsvariante D+E (ca. 8.7 TWh) ohne nennenswerte Mehrkosten möglich ist, gehen wir davon aus, dass der im Szenario Stromeffizienz und erneuerbaren Energien angenommene Ausbau der erneuerbaren Energien von 11 TWh Investitionen in den Netzausbau und die Regelreserven von 200 bis 250 Mio. CHF erfordert.

4.1.2. STROMEINSPARUNG UND -PRODUKTION

Übersicht

Figur 13 zeigt, dass die Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen mit rund 19 TWh (knapp zwei Drittel) und die Investitionen in die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mit etwa 11 TWh (etwas über einen Drittel) zum energetischen Ziel von 30 TWh im Jahr 2035 beitragen.

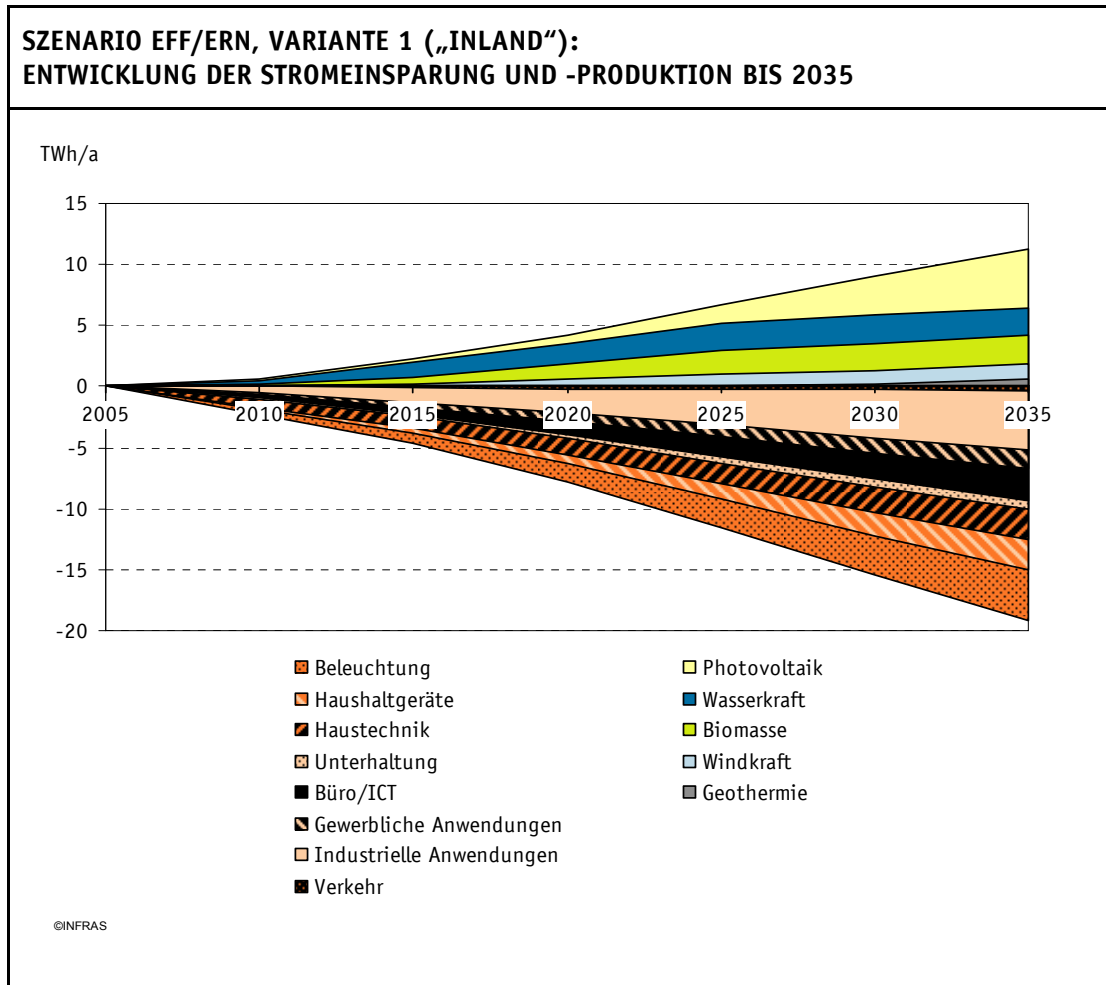


Figur 13

Bei der Stromeffizienz tragen vor allem die Massnahmen in den Bereichen industrielle Anwendungen (Anteil: 16 Prozent) und Beleuchtung (Anteil: 14 Prozent) zur gesamten energetischen Wirkung von 30 TWh bei. Die Massnahmen in den Bereichen Haustechnik, Haushaltgeräte und Büro/ICT (Anteile: je 8 Prozent) sowie im Bereich der gewerblichen Anwendungen (Anteil: 5 Prozent) und Unterhaltung (Anteil: 3 Prozent) sind etwas weniger bedeutend. Die Effizienzsteigerungen im Bereich Verkehr können nur 1 Prozent zu den gesamten 30 TWh beitragen.

Die oben genannten Ergebnisse sind reine Effizienzsteigerungen. Die Stromverbrauchszunahme aufgrund des Bevölkerungswachstums, des zunehmendem Bedarfs (z.B. Klimatisierung) und von Substitutionseffekten (wie z.B. verstärkter Ersatz von Ölfeuerungen durch Wärmepumpen und Ersatz von benzinbetriebenen Fahrzeugen durch Elektrofahrzeuge) sind in diesen Zahlen nicht enthalten, sondern werden in der Referenzentwicklung (Nachfrage-seite) berücksichtigt (siehe Kapitel 2.2). Die erwarteten Wirkungen der bereits beschlossenen neuen Effizienzmassnahmen (wie z.B. die neuen Vorschriften für Lampen oder den Ersatz von Elektroheizungen sowie die neuen Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE 2008) wurden vom hier ausgewiesenen Effizienzpotenzial bis 2035 (v.a. Haustechnik und Beleuchtung) subtrahiert.

Bei den erneuerbaren Energien ist im Hinblick auf das Ziel von 30 TWh im Jahr 2035 vor allem die Stromproduktion aus Photovoltaik (Anteil: 16 Prozent), Biomasse (8 Prozent) und Wasserkraft (7 Prozent) relevant. Die übrigen erneuerbaren Energien sind mit Anteilen von 4 Prozent bei der Windenergie und 2 Prozent bei der Geothermie weniger bedeutend.



Figur 14

Figur 14 zeigt die Ausschöpfung der Potenziale im Zeitablauf, differenziert nach Anwendungen und Technologien. Deutlich wird, dass durch die Stromeffizienzmassnahmen von Beginn weg bedeutende Stromeinsparungen erzielt werden können, die bis 2035 kontinuierlich zunehmen. Demgegenüber wird der Beitrag der erneuerbaren Energien erst ab 2020 mengenmässig relevant.

Die aus den Investitionen in die Stromeffizienz und erneuerbaren Energien resultierenden kumulierten Stromeinsparungen und -produktion über die Periode 2006 bis 2035 betragen 414 TWh (vgl. auch Figur 17).

Stromeinsparungen durch Effizienzmassnahmen

Das ausschöpfbare Potenzial der Stromeffizienzmassnahmen beträgt im Jahr 2035 19 TWh (vgl. Figur 13). Die Ergebnisse zu den einzelnen Anwendungen für das Jahr 2035 lassen sich wie folgt zusammenfassen (detaillierte Angaben siehe Anhang 8):

- › **Beleuchtung:** Obwohl in den letzten Jahren neue, effizientere Technologien zunehmend Eingang in den Beleuchtungsmarkt gefunden haben, ist das Einsparpotenzial in diesem Bereich mit 4.1 TWh (Reduktion von 38 Prozent im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung) nach wie vor sehr hoch. Da die Potenziale in den einzelnen Wirtschaftssektoren sehr unterschiedlich sind, wurde der Schätzung ein differenziertes Modell unterlegt. Dieses berücksichtigt z.B. die Tatsache, dass im Bereich Industrie und Dienstleistungen (Anteil am schweizerischen Energieverbrauch für Beleuchtung: 60 Prozent) die Effizienz der Lampen im Durchschnitt schon deutlich höher ist als in den privaten Haushalten (Anteil 30 Prozent). Eingang in das Berechnungsmodell fand auch die zunehmende Marktdurchdringung mit Fluoreszenzlampen und der LED-Technologie, die sich jedoch aus Kostengründen vorerst nur im Sektor Industrie und teilweise im Dienstleistungsbereich, in den Haushalten jedoch kaum vor 2030 durchsetzen wird.
- › **Haushaltgeräte:** In den privaten Haushalten kommen zwar seit Jahren vermehrt A oder A+ Geräte zum Einsatz. Dennoch bestehen für grössere Anschaffungen wie Kühltruhen, Geschirrspüler und andere Weissgeräte immer noch erheblich Restpotenziale. Die ermittelte Reduktion beträgt 2.4 TWh (Reduktion um 22 Prozent im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung).
- › **Haustechnik:** Darunter fallen nebst Heiz- und Warmwassersystemen auch zunehmend Geräte zur Lüftung und Klimatisierung. Das Einsparpotenzial ist mit 2.5 TWh von mittlerer Bedeutung (Reduktion um 16 Prozent im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung). Auch hier liegt der Schätzung ein differenziertes Modell zugrunde. Dieses berücksichtigt z.B. das Potenzial des Ersatzes von Elektroheizungen und elektrischer Wassererwärmung durch wärmepumpenbasierte Systeme und erneuerbare Energien wie auch den Ersatz der bereits in die Jahre gekommenen Wärmepumpensysteme mit Jahresarbeitszahlen im Bereich 2 bis 3 durch solche mit einer Jahresarbeitszahl von 3 bis 5. Zu beachten ist, dass ein grosser Teil der gesamthaft möglichen Effizienzsteigerungen durch bereits beschlossene Massnahmen (z.B. Verbot des Ersatzes von Elektroheizungen gemäss MuKE 2008) realisiert wird. Die Wirkungen dieser bereits beschlossenen Massnahmen sind in der Referenzentwicklung berücksichtigt und daher im oben ausgewiesenen Einsparpotenzial nicht mehr enthalten.

- › **Unterhaltung:** Im Bereich der „Consumer Electronics“ wird das Einsparpotenzial mit 47 Prozent zwar ebenfalls als bedeutend geschätzt. Da der absolute Anteil der Unterhaltungselektronik am gesamten Verbrauch der elektrischen Geräte und Anwendungen relativ gering ist, ergibt sich gegenüber der Referenzentwicklung absolut nur ein kleines Einsparpotenzial von 0.8 TWh.
- › **Büro-/Kommunikationstechnik:** Das Einsparpotenzial wird mit 37 Prozent fast so hoch eingeschätzt wie dasjenige im Bereich der Unterhaltung. Das resultierende absolute Einsparpotenzial liegt im Jahr 2035 bei 2.5 TWh.
- › **Gewerbliche Anwendungen:** Die Hauptlast gewerblicher Anwendungen bilden Motoren/Antriebe sowie thermische, elektrolytische und Kälteprozesse. Die Schätzung geht davon aus, dass in diesem Bereich bis 2035 noch ein Einsparpotenzial von 26 Prozent realisiert werden kann. Die entsprechende Reduktion des elektrischen Energieverbrauchs im Jahr 2035 im Vergleich zur Referenz beträgt rund 1.6 TWh.
- › **Industrielle Anwendungen:** Für die Struktur der elektrischen Verbraucher im Sektor Industrie liegen vergleichsweise gute Daten vor (Quellen: Interviews mit Vertretern von EnAW und S.A.F.E.): Rund 70 Prozent entfallen auf Motoren/Antriebe, rund 30 Prozent auf die thermischen-, elektrolytischen- und Kälteprozesse. Die Daten erlauben eine Differenzierung der unterschiedlichen Effizienzpotenziale in diesen beiden Hauptanwendungsbereichen. Die resultierende Reduktion des elektrischen Energieverbrauchs beträgt im Jahr 2035 4.8 TWh (Reduktion um 25 Prozent im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung).
- › **Verkehr:** Diese Kategorie umfasst die beiden Teilbereiche öffentlicher Verkehr (nur elektrischer Anteil, d.h. Bahnen, Trams etc.) und Individualverkehr (private Elektrofahrzeuge):
 - › Gemäss den befragten Experten besteht im öffentlichen Verkehr ein spezifisches Effizienzpotenzial in der Grössenordnung von 10 bis 15 Prozent.⁴⁷ Das resultierende Einsparpotenzial im Jahr 2035 beträgt 0.4 TWh, was einer Reduktion um 6 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung entspricht.
 - › Der für das Jahr 2035 erwartete zusätzliche Verbrauch des elektrischen Individualverkehrs liegt gemäss Expertenschätzungen in der Grössenordnung von 1 bis 3 TWh. swisselectric geht davon aus, dass dieser Verbrauch erst ab 2030 markant zunehmen wird. Der Mehrverbrauch der elektrischen Fahrzeuge ist in der Referenzentwicklung bereits enthalten (vgl. Kapitel 2.2).

⁴⁷ Die prognostizierte Stromverbrauchszunahme aufgrund zusätzlicher Transportkilometer des Bahnverkehrs bis 2035 wird in der Referenzentwicklung berücksichtigt.

Box 2 stellt die Effizienzpotenziale von Massnahmen dar, die im Simulationsmodell (bzw. dem Szenarienrechner) nicht berücksichtigt wurden. Aufgrund von Überschneidungen (v.a. zwischen „Betrieb ohne Nutzen“ und „Nutzungs- und Benutzerverhalten“) können die Sparpotenziale jedoch nicht ohne Weiteres addiert werden.

Exkurs: Potenzial weiterer Effizienzmassnahmen

Betrieb ohne Nutzen (BoN): Unter „Betrieb ohne Nutzen“ werden mehr oder weniger voll laufende Geräte und Systeme verstanden, die ihre Hauptfunktion erfüllen und dabei Energie verbrauchen, für die aber örtlich und zeitlich kein effektiver Nutzen vorhanden ist (vgl. Kapitel 2.3). Brunner 2009 schätzt das Gesamtpotenzial im Bereich BoN in allen Sektoren auf gut 18 TWh. Davon sollten durch bessere Technologien (z.B. interaktive Abschalt- und Regeltechnik) insgesamt rund 9 TWh pro Jahr (50 Prozent) eingespart werden können. Abzüglich des im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien ausgeschöpften BoN-Potenzials von rund 3 TWh (ca. 1/3 des als realisierbar erachteten Effizienzpotenzials) verbleibt damit ein zusätzlich realisierbares Restpotenzial von rund 6 TWh, das in dieser Studie nicht berücksichtigt wird.

Massnahmen auf der Angebotsseite (Stromproduktion, -übertragung und -verteilung)

Effizienzpotenziale bestehen vor allem bei intelligenten Netzen im Sinne des „Smart Grid“-Konzepts und intelligenten Stromzählern bei den Endverbrauchern („Smart Metering“). Erste Schätzungen gehen davon aus, dass die durch intelligente Netze ermöglichte Steuerung der Stromnetze und die Realisierung eines Nachfragemanagements Effizienzsteigerungen von 10 bis 30 Prozent bei gleichen Leistungen erzielt werden können (vgl. Anhang 11).

Stand-by Betrieb

Moderne Geräte, v.a. im Bereich der Haushaltgeräte, der Unterhaltungselektronik und der Büro-/Kommunikationstechnik, lassen sich oft nicht vollständig abschalten, sondern gehen beim Drücken des Hauptschalters nur in einen Stand-by Betrieb über. Während in diesem Stand-by Betrieb vor wenigen Jahren noch Verbräuche von Einzelgeräten im zweistelligen Watt-Bereich üblich waren und der Stand-by Betrieb in der Schweiz damit der Leistung eines grossen Kernkraftwerks gleich kam, sind die Stand-by Leistungen moderner Geräte auf unter 1 Watt gesunken. Der Stand-by Betrieb von Geräten macht gemäss Expertenaussagen heute noch 1 bis 2 TWh (d.h. knapp 2 bis 4 Prozent) des jährlichen Stromverbrauchs der Schweiz aus. Dieser Anteil wird sich jedoch weiter reduzieren. Aufgrund weiterer technologischer Verbesserungen wird die Diskussion um Stand-by voraussichtlich ab 2015 kein Thema mehr sein.

Nutzungs- und Benutzerverhalten: Änderungen des Nutzungs- und Benutzerverhaltens können zu grossen Stromeinsparungen führen. Beispielsweise schätzen Bush/Josephy 2007, dass das Sparpotenzial durch energiebewusstes Verhalten bei den Haushaltgeräten und der Beleuchtung zwischen 30 Prozent und 50 Prozent beträgt. Mehrere befragte Experten gehen davon aus, dass die Sparpotenziale in Zukunft durch technische Massnahmen (Regelung, Steuerung) etc. teilweise ausgeschöpft werden.

Box 2

Zusätzliche Stromproduktion durch erneuerbare Energien

Um die Zielvorgabe des Szenarios Grosskraftwerke (zusätzliche Stromproduktion von 30 TWh im Jahr 2035) zu erreichen, sind in Ergänzung zu den durch die Stromeffizienzmassnahmen erzielten Einsparungen von 19 TWh („Negawatts“) 11 TWh mit erneuerbaren Energien zu

produzieren. Die grössten Beiträge leisten die Photovoltaik mit 4.8 TWh, die Biomasse mit 2.4 TWh und die Wasserkraft mit 2.2 TWh.

Die Ergebnisse zu den einzelnen erneuerbaren Energien lassen sich wie folgt zusammenfassen (detaillierte Angaben siehe Anhang 9):

- › **Photovoltaik:** Der zusätzlichen Stromproduktion (+4.8 TWh im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung) aus PV-Anlagen wird in der Schweiz das grösste Zusatzpotenzial aller erneuerbaren Energien bis 2035 attestiert. Die Berechnung geht von der installierten Leistung im Jahr 2005 aus (Ist-Wert) und basiert auf einer jährlichen Wachstumsrate von 30 Prozent bis 2015, ab 2015 von 25 Prozent, ab 2020 von 15 Prozent und anschliessend ab 2030 von 8 Prozent. Es wird angenommen, dass Photovoltaik-Anlagen, abgesehen von wenigen Ausnahmen, nur an südlich orientierten Fassaden und Dachflächen aufgebaut werden. Daraus folgt, dass in der Schweiz bis 2035 kaum frei stehende Anlagen realisiert werden.
- › **Wasserkraft:** Die Wasserkraft trägt heute mit gut 55 Prozent zur Stromproduktion der Schweiz bei. Gemäss aktualisierten Schätzungen des BFE (vgl. Fact-Sheet Wasserkraft in Anhang 9) könnten theoretisch bis 2035 gegenüber 2005 3.4 TWh zusätzlich generiert werden. Dieses theoretische (Brutto-) Zusatzpotenzial schliesst Effizienzsteigerungen und mögliche Kapazitätserhöhungen bei den grossen, mittleren und kleinen Wasserkraftwerken und die Wiederinbetriebnahme und Sanierung alter sowie der Bau von neuen Kleinwasserkraftwerken ein. Zusatzpotenziale aufgrund des Ausbaus oder der Effizienzsteigerung von Speicherkraftwerken (die hier nicht relevant sind) sind darin nicht enthalten. Gemäss BFE 2007d sowie nach Ansicht von swisselectric ist jedoch bis zum Jahr 2035 mit einer Reduktion der turbinierbaren Wassermenge aufgrund des Klimawandels (bis 2035 um etwa 7 Prozent) sowie der verschärften Restwasserbestimmungen im Zuge der auslaufenden und wieder zu erwerbenden Wasserrechtskonzessionen (etwa 0.9 TWh) zu rechnen. Die erwartete Reduktion des Wasserkraft basierten Stromerzeugungspotenzials aufgrund des Klimawandels ist in der Referenzentwicklung wie auch in den beiden Modellszenarien (mit 7 Prozent im Vergleich zu 2005) berücksichtigt (vgl. Kap. 2.2). Im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien werden zudem die verschärften Restwasserbestimmungen berücksichtigt. Zudem wird davon ausgegangen, dass sich der Ausbau der Kleinwasserkraft durch Einsparungen und andere Hemmnisse verzögern dürfte. Das bis 2035 als realisierbar erachtete (Netto-) Zusatzpotenzial für die Wasserkraft in der Schweiz bis 2035

gegenüber der Referenzentwicklung beträgt unter Berücksichtigung dieser Negativeffekte gemäss unseren Annahmen +2.2 TWh.

- › **Biomasse:** Der energetischen Nutzung von Biomasse wird mit +2.4 TWh im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung das zweitgrösste Zusatzpotenzial aller erneuerbaren Energien bis 2035 in der Schweiz beigemessen. Es umfasst die Elektrizitätsproduktion aus Biogas, Biomasse (inkl. Holz) und Kehrlichtverbrennungsanlagen.⁴⁸ Die Schätzung des Ausbaupotenzials basiert im Wesentlichen auf dem Szenario IV, Variante E, der BFE-Energieperspektiven. Dieses Szenario geht davon aus, dass die Stromproduktion aus KVA nur unwesentlich ausgebaut werden und der grösste Teil des Zubaus im Bereich der industriellen Biogas- und den Abwasserreinigungsanlagen realisiert werden kann.
- › **Windkraft:** Mit +1.2 TWh (im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung) stellt die Windkraft das viertgrösste Zubaupotenzial bis 2035 in der Schweiz dar. Das angegebene Potenzial berücksichtigt im Wesentlichen alle Anlagen im Bau oder in der fortgeschrittenen Planung sowie einen Teil der weiteren, sich in der Phase von Vorabklärungen befindlichen Projekte. Werden alle bekannten Windkraftprojekte in der Schweiz mit dem von den Projektentwicklern aufgeführten Potenzial hochgerechnet, resultiert ein Gesamtpotenzial für in der Schweiz produzierte Windenergie im Jahr 2035 von rund 2.3 TWh. Unter der Annahme, dass nicht alle Windprojekte die geforderten hohen Ansprüche an Natur- und Landschaftsschutz erfüllen und daher kaum realisiert werden können, und unter Berücksichtigung gewisser Verzögerungen bei den Bewilligungsverfahren wurde das Gesamtpotenzial auf 1.2 TWh im Jahr 2035 begrenzt und der zeitliche Zubau bis dahin entsprechend angepasst.
- › **Geothermie:** Die Nutzung der tiefen Geothermie für die Stromproduktion wird im Gegensatz zu den oben aufgeführten Technologien als Zukunftstechnologie betrachtet, die sich erst in der Pilotphase befindet. In der Schweiz ist noch keine geothermische Anlage zur Stromproduktion in Betrieb. Es wird jedoch damit gerechnet, dass geothermische Anlagen in der Schweiz ab 2025 einen zunehmenden Beitrag zur Elektrizitätsversorgung leisten können. Der Rückschlag des Geothermieprojekts in Basel hat jedoch gezeigt, dass die Risiken noch gross sind. Trotz weiterer aktueller Projekte zur Nutzung der mittleren und tiefen Geothermie in der Schweiz⁴⁹ bestehen erhebliche Unsicherheiten, ob diese Technolo-

⁴⁸ Diese Potenziale schliessen somit die Stromproduktion von nicht fossilen WKK-Anlagen mit ein. Fossil befeuerte WKK-Anlagen sind hingegen nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.2).

⁴⁹ Anstelle des Basler Hot-Dry-Rock-Projekts haben sich im Jahr 2009 zwei neue Geothermie-Projekte in den Städten Zürich (Triemli) und St. Gallen in den Vordergrund geschoben. Diese Projekte wollen die Erdwärme in einer etwas geringeren Tiefe zwischen 3000 m und 4000 m nutzen. Im Zürcher Triemli-Quartier hat das ewz im November 2009 eine Er-

gie im Jahr 2035 wirklich einen substanziellen Beitrag zur Stromversorgung leisten kann. Unter der Annahme, dass die Geothermie in der Schweiz frühesten ab 2025 „serienmässig“ genutzt wird und das Risiko beträchtlich ist, dass geothermischer Strom vor 2035 kommerziell gar noch nicht verfügbar ist, wurde für das Simulationsmodell die im Szenario IV, Variante E, der BFE-Energieperspektiven abgebildete Entwicklung nochmals leicht reduziert und zeitlich um zehn Jahre nach hinten verschoben. Das so bis 2035 resultierende Zusatzpotenzial gegenüber der Referenzentwicklung beträgt +0.5 TWh.

4.1.3. KOSTEN

Nachfolgend wird die Entwicklung der Gestehungskosten der in Variante 1 des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien eingesetzten erneuerbaren Energien aufgezeigt. Anschliessend werden die Investitionen und die Wirtschaftlichkeit (Nettobarwerte) aus volkswirtschaftlicher Sicht der in dieser Variante vorgesehenen Stromeffizienz- und erneuerbaren Energien dargestellt.

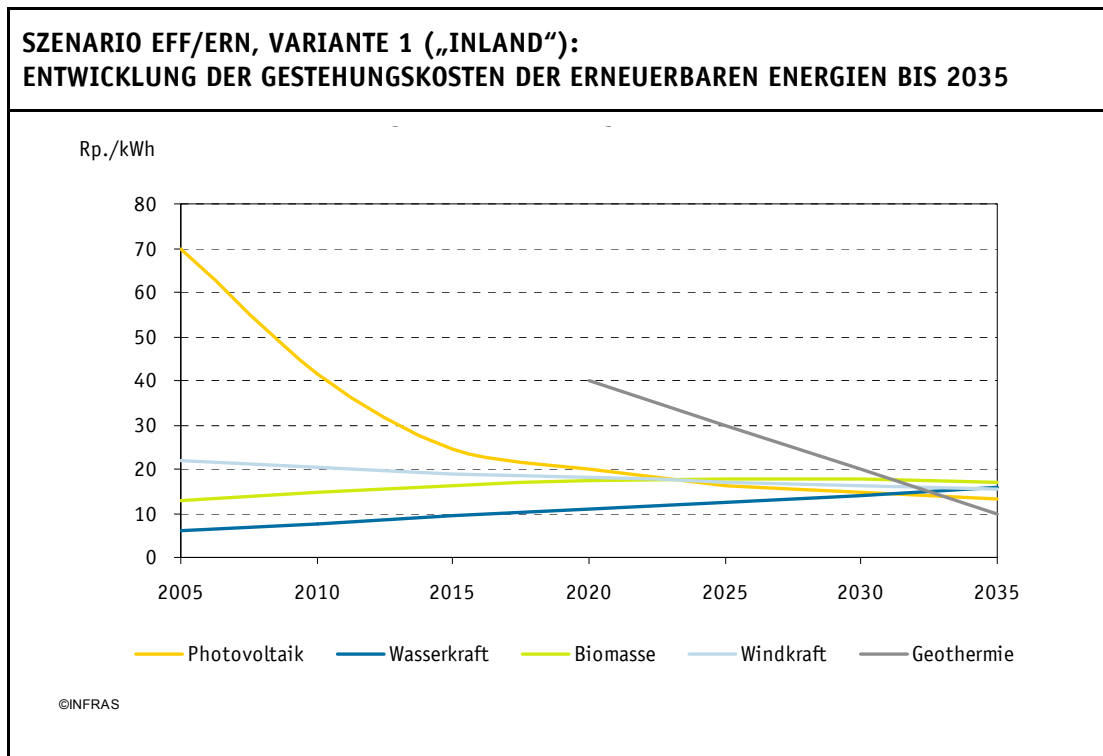
Die Investitionen in allfällige Pumpspeicherkraftwerke und in den Netzausbau werden analog dem Szenario Grosskraftwerke nicht quantitativ berücksichtigt.

Erneuerbare Energien: Gestehungskosten

Während sich die Gestehungskosten der erneuerbaren Energien heute noch in einer grossen Bandbreite bewegen (zwischen rund 7 Rp./kWh, mittlerer Wert für Wasserkraft, und 60 Rp./kWh, mittlerer Wert für Photovoltaik), werden sie bis 2035 alle im Bereich zwischen 10 Rp./kWh und 20 Rp./kWh liegen (vgl. Figur 15).

Wie im Szenario Grosskraftwerke gilt, dass sich die Gestehungskosten 2035 auf die Mehrheit der zu diesem Zeitpunkt neu gebauten Anlagen und nicht etwa auf die an einem besonders günstigen Standort noch zu realisierenden Anlagen mit den tiefsten Kosten beziehen. Die Investitions- und Gestehungskosten einiger Technologien wie z.B. der Wasserkraft und der Biomassenutzung werden in Zukunft tendenziell zunehmen, letztere aufgrund der erwarteten Zunahme der Brennstoffkosten.

probungsbohrung begonnen, die bis in eine Tiefe von 3200 m führen soll. Gemäss Medienmitteilung vom 26.01.2010 bestehen wenig Hinweise, dass Wasser in genügender Temperatur und Menge für eine Wärmenutzung vorhanden ist. Die definitiven Ergebnisse für eine geothermische Nutzung werden nach der Auswertung der Ende März abgeschlossenen Messungen erwartet. Gemäss einem Artikel des Tages-Anzeigers mit selbem Datum war jedoch schon vor Abschluss der Probebohrungen klar, dass „im Zürcher Triemli-Quartier kein Geothermie-Kraftwerk entstehen wird. In der Tiefe gibt es zu wenig heisses Wasser.“ Das St. Galler Projekt plant, schon ab 2013 Erdwärme aus einer Tiefe von gut 4000 m für die Stadt St. Gallen nutzen zu können. Zudem sollen in einer späteren Phase etwa 4.5 TWh Strom produziert werden, diese ist allerdings ebenfalls noch nicht genau terminiert.



Figur 15 Entwicklung der Gestehungskosten der erneuerbaren Energien im Szenario EFF/ERN bis 2035.

Die Schätzungen der Gestehungskosten basieren auf den folgenden Annahmen und Eckdaten (detaillierte Angaben siehe Anhang 9):

› **Photovoltaik:** Die Schätzung der Entwicklung der Gestehungskosten geht vom Ist-Wert Schweiz für das Jahr 2005 (70 Rp./kWh) für mittelgrosse Anlagen aus und basiert auf einer jährlichen Kostenreduktion von 10 Prozent bis 2015 bzw. 4 Prozent ab 2015 bis 2025 und anschliessend mit 2 Prozent bis 2035. Damit werden sich die Gestehungskosten bis 2035 um etwas mehr als Faktor 5 reduzieren. Die Hauptgründe für diese beachtliche Lernkurve (Lernrate 22 Prozent)⁵⁰ sind die rasche Zunahme des Marktvolumens, der Ausbau der Fertigungskapazitäten und der dadurch zunehmende Wettbewerb sowie die Verbesserung der Modulwirkungsgrade. Die Netzparität dürfte je nach Standort, Anlagengrösse und Strompreis in der Schweiz etwa im Jahr 2020 erreicht werden. Mit einer technischen Le-

⁵⁰ Die Lernrate von 22 Prozent bezieht sich auf die letzten 30 Jahre. Gemäss der Studie „SET for 2020“ (Nowak et al. 2009) wird sich die Lernrate bis 2020 auf den Bereich 15–20 Prozent reduzieren, die Stromgestehungskosten werden sich bis 2020 (Beachte: nicht 2035) auf 15–20 Rp./kWh reduzieren. Die Modellierung mittels des Szenarienrechners führt zu Gestehungskosten im Jahr 2020 von 20 Rp./kWh. Diese liegen also am oberen Rand der von SET for 2020 prognostizierten Bandbreite für die Gestehungskosten. Mit den angenommenen weiteren Kostensenkungspotenzialen nach 2020 resultieren für das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien im Jahr 2035 Gestehungskosten von 13 Rp./kWh. Im Vergleich zu Nowak et al. 2009 sind damit die Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Gestehungskosten der Photovoltaik eher konservativ.

bensdauer von 25 Jahren und 1'000 Volllaststunden pro Jahr ergeben sich in der Periode von 2006 bis 2010 Investitionen von gut CHF 8'500 pro kW_p. Die Investitionen lassen sich bis 2035 auf rund CHF 2'000 pro kW_p reduzieren.

- › **Wasserkraft:** Die Gestehungskosten der Wasserkraftnutzung wurden differenziert abgeschätzt. Für grosse und mittlere Kraftwerke geht die Modellrechnung von mittleren Gestehungskosten von 6.5 Rp./kWh im Jahr 2005 aus. Für Kleinwasserkraftwerke wurde die Ausgangsbasis bei 20 Rp./kWh festgelegt. Bis 2035 werden die Gestehungskosten von grossen und mittleren Kraftwerken bis auf 15 Rp./kWh, diejenigen von Kleinwasserkraftwerken bis auf 40 Rp./kWh ansteigen. Diese massive Kostensteigerung rührt vor allem von der Annahme her, dass heute die besten Standorte für Wasserkraftwerke in der Schweiz bereits erschlossen sind. Schon heute kann ein Anstieg der Gestehungskosten der Flusswasserkraft beobachtet werden. Zusätzliche kleine und mittlere Anlagen lassen sich, wenn überhaupt, nur an „teureren“ Standorten realisieren. Weitere Kostentreiber nebst den höheren Baukosten sind die erwarteten zunehmend teureren Wassernutzungskonzessionen⁵¹, die erwartete Erhöhung der Restwassermengen sowie allfällige weitere Umweltauflagen. Die daraus resultierenden durchschnittlichen Investitionen pro kW kommen in den Bereich von CHF 3'000 (2005) bis CHF 7'000 (2035) zu liegen.
- › **Biomasse:** Bei der Biomasse werden die Gestehungs- und Investitionskosten nach den drei Kategorien der Elektrizitätsproduktion aus Biogas, Biomasse (inkl. Holz) und Kehrichtverbrennungsanlagen differenziert. Während sich die Gestehungskosten von in KVA produziertem Strom nur unwesentlich (von 10 auf 12 Rp./kWh) erhöhen, wird angenommen, dass sich die Gestehungskosten der gewerblichen/industriellen Biogasanlagen sowie der Anlagen zur Stromproduktion aus Biomasse (inkl. Holz) von einem Ausgangsniveau von 25 bis 30 Rp./kWh im Jahr 2005 bis 2035 auf 18 bis 20 Rp./kWh reduzieren. Da jedoch der Umbau von KVA (Zuwachs gemäss BFE-Szenario IV gut 30 Prozent) zwecks Erhöhung der Stromproduktion bis 2035 im Vergleich zu den anderen beiden Kategorien (Zuwachs gemäss Szenario IV um Faktor 12 bzw. 32) nur noch gut 25 Prozent zur gesamten Stromproduktion aus Biomasse betragen wird, steigen die durchschnittlichen Gestehungskosten für Strom aus Biomasse bis 2035 um 30 Prozent (von rund 13 auf 17 Rp./kWh) an. Die entsprechenden Investitionen liegen im Bereich von 2'900 (2005) bis 3'300 (2035) CHF/kW.
- › **Windkraft:** Die Schätzung für die Entwicklung der Gestehungskosten für Strom aus Windenergieanlagen geht von heutigen Kosten für qualitativ mittlere Windenergiestandorte

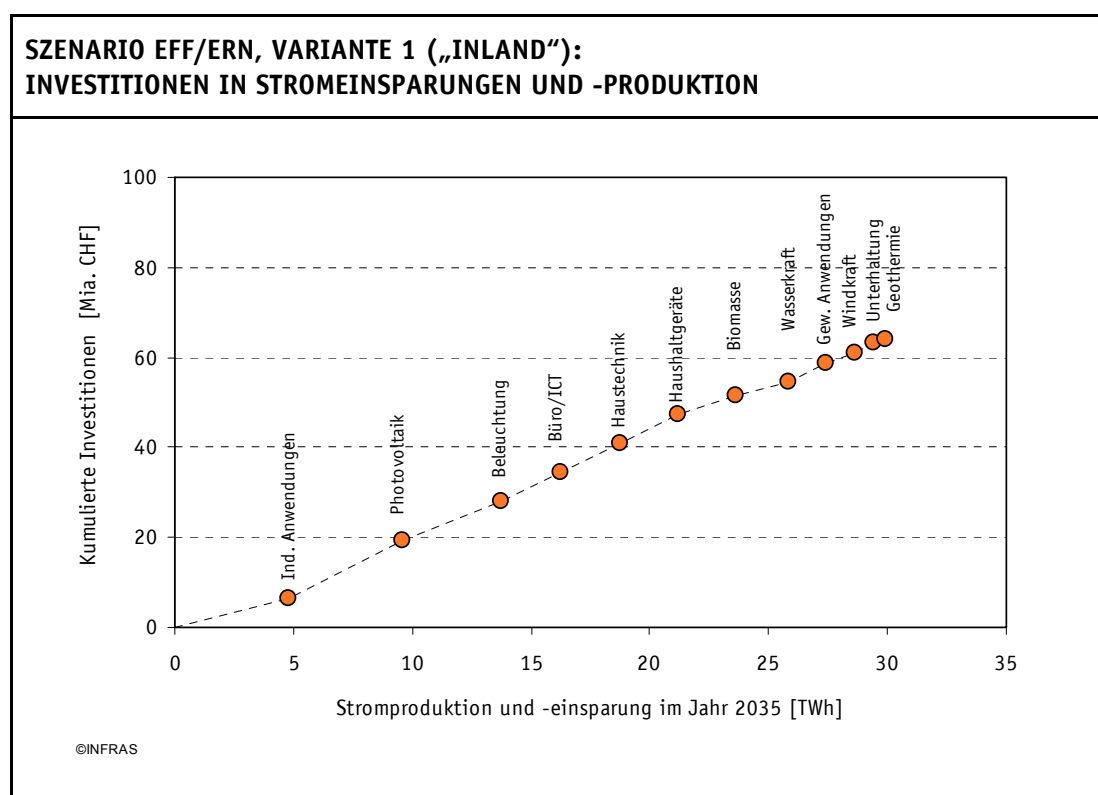
⁵¹ Für viele Standorte laufen die bestehenden Wasserrechte in den Zwanzigerjahren aus.

(ca. 5.5 m/s) in der Schweiz von 22 Rp./kWh aus. Swiss Eole prognostiziert bis 2035 eine Reduktion der Gestehungskosten für einen mittleren Standort auf 14 Rp./kWh. Unter Berücksichtigung der Lernkurve für Windenergie rechnen internationale Studien zwar mit deutlich tieferen Werten (9 bis 12 Rp./kWh) für zukünftige Gestehungskosten für Onshore-Anlagen. Die Schweiz hat jedoch keine Vielzahl an attraktiven Standorten, die einen weiteren Ausbau wie z.B. in Deutschland oder Spanien zu diesen Kosten ermöglichen würden. In der Schweiz werden die guten Standorte bis 2020 oder 2025 weitgehend erschlossen sein. Die Gestehungskosten werden daher nach 2020 kaum unter 15 Rp./kWh sinken. Die Investitionen pro kW werden sich im Zeitraum 2006 bis 2035 von CHF 3'100 auf CHF 2'300 reduzieren.

› **Geothermie:** Wie bereits bei der Potenzialschätzung erwähnt, ist in der Schweiz noch keine geothermische Anlage zur Stromproduktion in Betrieb. Im Gegensatz zu allen anderen betrachteten Technologien gibt es daher noch keine Angaben zu den effektiven Kosten. Es wird damit gerechnet, dass solche Anlagen in der Schweiz frühestens ab 2020 in Betrieb gehen. Die Schätzung geht von Gestehungskosten zu diesem Zeitpunkt von 40 Rp./kWh aus, die sich bis 2035 auf 10 Rp./kWh reduzieren. Diese steile Kostendegression ist eine direkte Folge der erwarteten raschen Reduktion der Explorationskosten. Die hohen, nicht amortisierbaren Kosten von Pilotanlagen fallen aufgrund des in der Startphase gewonnenen Know-hows bei späteren Anlagen weg. Die daraus resultierenden Investitionen pro kW werden sich zwischen 2020 und 2035 von rund 20'000 CHF auf etwa 5'000 CHF verringern.

Investitionen bis 2035⁵²

In Variante 1 des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien werden im Zeitraum 2006 bis 2035 insgesamt rund 65 Mia. CHF für Stromeffizienzmassnahmen sowie erneuerbare Energien investiert.⁵³ Davon werden 41 Mia. CHF für Stromeffizienzmassnahmen und 24 Mia. CHF für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien verwendet. Die durch diese Investitionen eingesparte bzw. produzierte Elektrizität im Jahr 2035 beträgt 30 TWh (vgl. Figur 16).

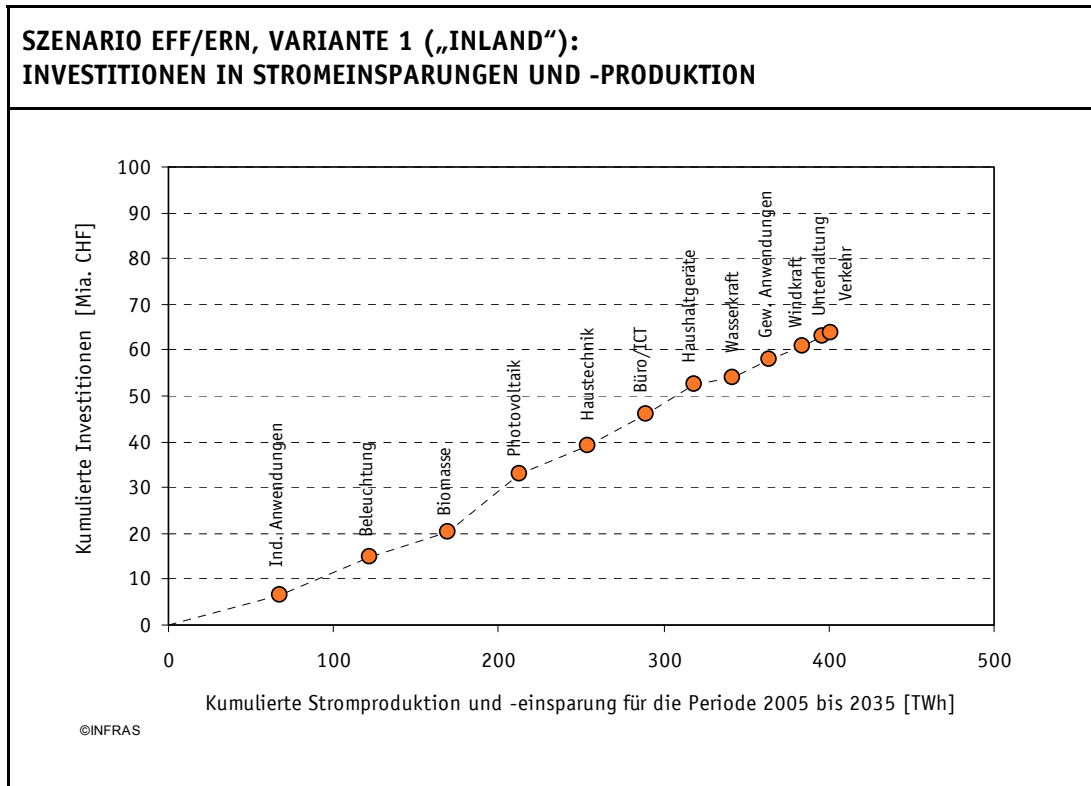


Figur 16 Mehrinvestitionen bis 2035 und energetische Wirkung im Jahr 2035. Beachte: Die Anordnung der einzelnen Technologien erfolgt entsprechend deren Beitrag zur Stromproduktion bzw. -einsparung im Jahr 2035 (abnehmende Bedeutung von links nach rechts).

Über den Zeitraum 2006 bis 2035 kann mit diesen Investitionen von 65 Mia. CHF eine kumulierte energetische Wirkung (Stromeinsparungen und -angebot) von 414 TWh erzielt werden (vgl. Figur 17).

⁵² Alle Angaben zu Investitionen schliessen Ersatzinvestitionen (Ersatz von Anlagenkomponenten, Systemen, Geräten, etc. am Ende der Lebensdauer eines Geräts oder Systems) im Zeitraum 2006 bis 2035 mit ein.

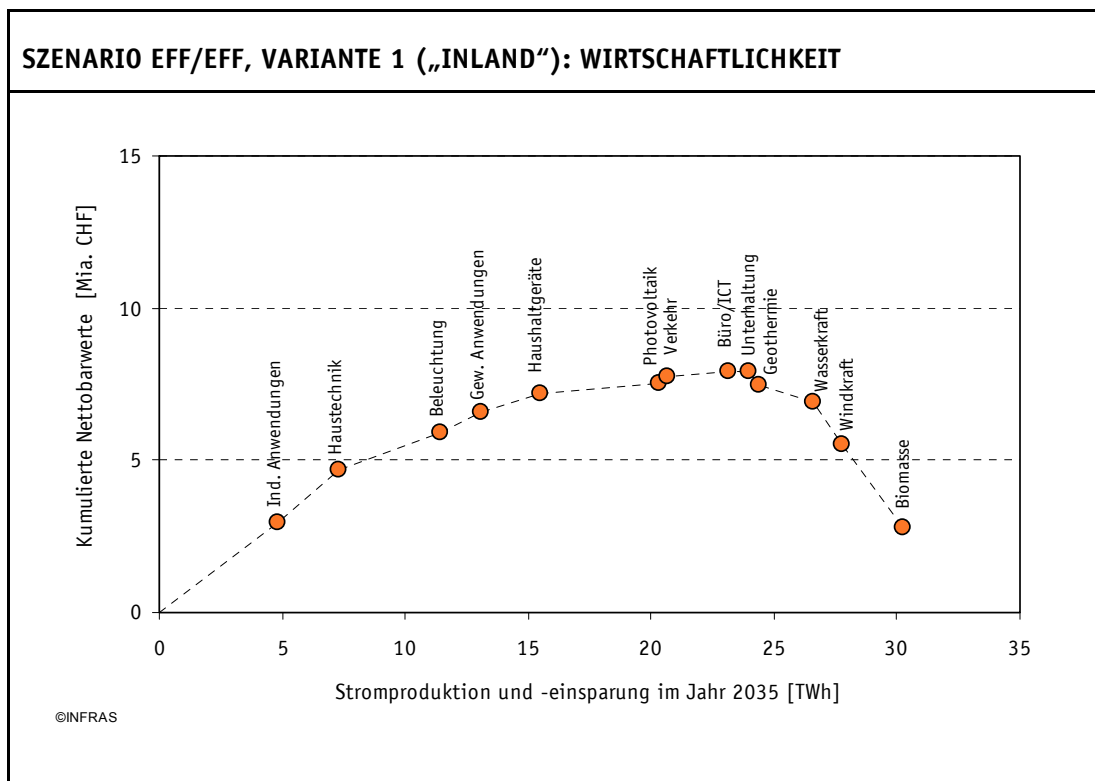
⁵³ Für Erläuterungen zur Berechnung der Mehrinvestitionen der Stromeffizienzmassnahmen siehe Anhang 5.



Figur 17 Mehrinvestitionen und energetische Wirkung bis 2035. Beachte: Die Anordnung der einzelnen Technologien erfolgt entsprechend deren Beitrag zur kumulierten Stromproduktion bzw. -einsparung für die Periode 2006 bis 2035 (abnehmende Bedeutung von links nach rechts).

Wirtschaftlichkeit (Nettobarwerte)

Der Nettobarwert der bis zum Jahr 2035 geplanten Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen und erneuerbare Energien beträgt in Variante 1 („Inland“) 2.8 Mia. CHF (vgl. Figur 18). Damit ist das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien aus volkswirtschaftlicher Sicht wirtschaftlich. Eine differenzierte Betrachtung zeigt, dass der Nettobarwert der Investitionen in die Stromeffizienz mit 7.6 Mia. CHF deutlich höher als in der Gesamtbetrachtung liegt, jedoch durch den negativen Nettobarwert von -4.8 Mia. CHF der unter den angenommenen Rahmenbedingungen unwirtschaftlichen erneuerbaren Energien negativ belastet wird.

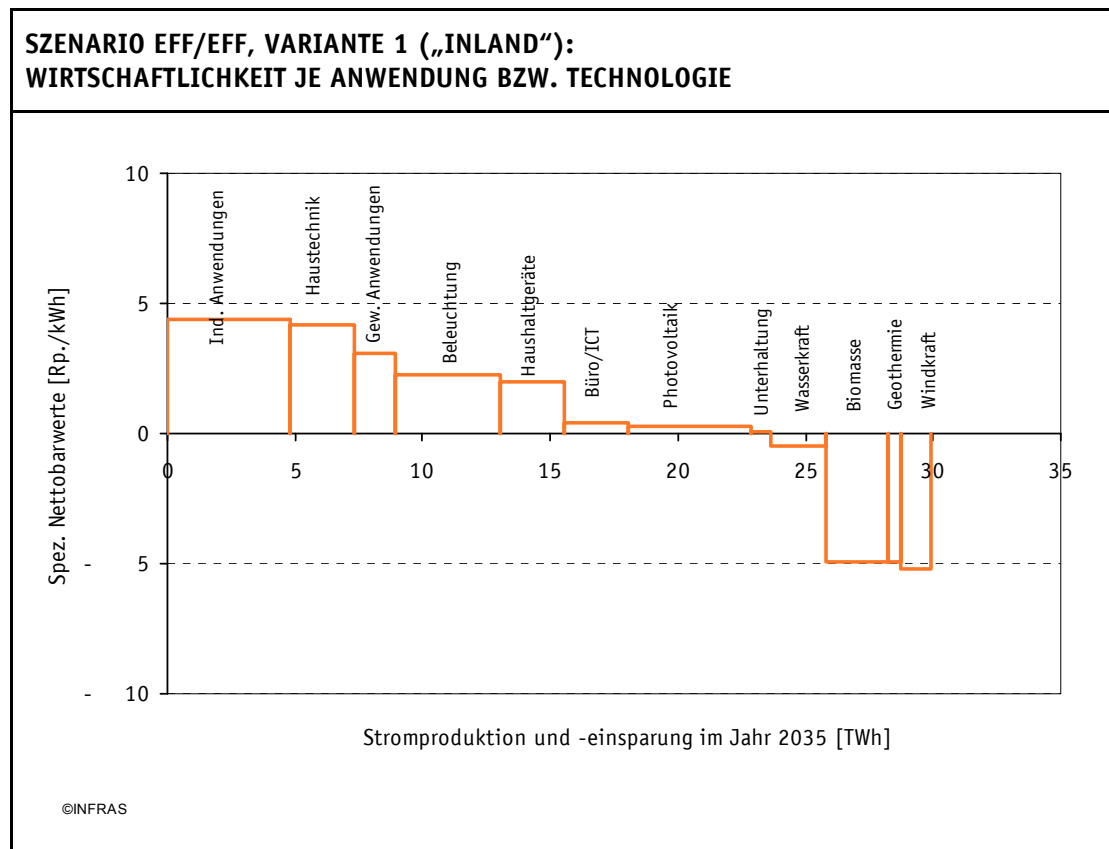


Figur 18 Kumulierte Nettobarwerte für Investitionen in Stromeffizienz und erneuerbare Energien bis 2035. Beachte: Die Anordnung der einzelnen Technologien erfolgt entsprechend deren Beitrag zum kumulierten Nettobarwert (Technologien bzw. Anwendungen mit grossem Nettobarwert sind links, solche mit kleinem Nettobarwert sind rechts auf der X-Achse).

Figur 19 zeigt anhand des spezifischen Nettobarwerts, dass alle Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen mit einem volkswirtschaftlichen Gewinn von 0 bis gut 4 Rp./kWh über die Lebensdauer wirtschaftlich sind. Demgegenüber schlagen die erneuerbaren Energien mit Nettobarwerten von -1 Rp./kWh (Wasserkraft) bis -5 Rp./kWh (Windenergie) negativ zu Buche. Die Photovoltaik verzeichnet als einzige der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion einen positiven spezifischen Nettobarwert von 0.3 Rp./kWh, was unter anderem auf die hohe Lernrate (rasche Kostendegression in den kommenden 20 Jahren) sowie auf die höheren Erlöse bei den Strompreisen dank dezentraler Einspeisung zurückzuführen ist.⁵⁴

⁵⁴ Für mittelgrosse Anlagen wie mittlere und kleine Wasserkraftwerke, Windkraftwerke oder Biomasseanlagen wird angenommen, dass sie den produzierten Strom auf der Mittelspannungsebene einspeisen. Da beim Verkauf des Stroms an die Endkunden, zusätzlich zum Erzeugungspreis noch die Kosten der Netzbenutzung angelastet werden, wird diesen Anlagen als Ertragswert der Erzeugungspreis (auf Mittelspannungsebene) und nicht der Endkonsumentenpreis zugerechnet. Die Berechnung des Nettobarwerts der PV-Anlagen basiert demgegenüber auf der Annahme, dass 2/3 der PV-Anlagen ihre Energie dezentral (zum Niederspannungstarif bewertet) einspeisen, während 1/3 der PV-Anlagen als „zentrale Grossanlagen“ ausgelegt sind (produzierte Energie zum Mittelspannungstarif bewertet). Unter der Annahme, dass der dezentral erzeugte PV-Strom auch lokal verbraucht wird, müssen keine Netzbenutzungskosten vom Endkonsumentenpreis subtrahiert werden. Der Ertrag dieser Anlagen wird daher zum Endkonsumentenpreis (= Erzeugungspreis + Netzbenutzungspreis) angerechnet.

Die gegenüber den anderen Technologien gute Wirtschaftlichkeit der Stromeffizienzmassnahmen ergibt sich dadurch, dass der grösste Teil der Kosten zum Zeitpunkt des Ersatzes einer ineffizienten Komponente durch eine effizientere anfällt (z.B. Ersatz Glühlampe durch eine Energiesparlampe). Nach dem Ersatz profitiert die Massnahme dafür von stark reduzierten Betriebskosten, die über die gesamte Lebensdauer des Geräts oder des Systems gegenüber dem Betrieb des alten Geräts oder Systems zu deutlichen Kosteneinsparungen führen.



Figur 19 Spezifische Nettobarwerte (Rp./kWh) für Investitionen in Stromeffizienz und erneuerbare Energien bis 2035.

4.1.4. WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Aufgrund der erforderlichen Investitionen von 65 Mia. CHF der zusätzlichen Wirkung von 414 TWh bis 2035 schätzen wir den kumulierten Bruttowertschöpfungseffekt der Variante 1

(„Inland“) auf rund 20 Mia. CHF. Davon entfallen rund zwei Drittel auf die Stromeffizienzmassnahmen und ein Drittel auf die erneuerbaren Energien (vgl. Tabelle 16).

SZENARIO EFF/ERN, VARIANTE 1 („INLAND“): WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE			
	Stromeffizienz	Erneuerbare Energien	Total
Kumulierte Bruttowertschöpfungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035	12.1 Mia. CHF	8.1 Mia. CHF	20.2 Mia. CHF
Kumulierte Beschäftigungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035 (in Personenjahren)	92'500	67'500	160'000
Durchschnittlicher Beschäftigungseffekt pro Jahr (Vollzeitäquivalente pro Jahr)	3'100	2'200	5'300

Tabelle 16

Den kumulierten Beschäftigungseffekt der Variante 1 („Inland“) bis 2035 schätzen wir auf insgesamt 160'000 Personenjahre. Davon dürften gut 40 Prozent des Beschäftigungseffekts aufgrund der Investitionen in die erneuerbaren Energien und knapp 60 Prozent durch Stromeffizienzmassnahmen entstehen. Wird von der kumulierten Beschäftigungswirkung bis 2035 auf eine durchschnittliche jährliche Beschäftigungswirkung geschlossen, ergibt dies rund 5'300 Vollzeitäquivalente pro Jahr.

Beschäftigungseffekte nach Branchen

Die Beschäftigungswirkung nach Branchen muss für die Förderung der erneuerbaren Energien und Stromeffizienzmassnahmen getrennt betrachtet werden:

- › Bei der Realisierung der Potenziale der Stromeffizienzmassnahmen fällt der resultierende (Netto-) Beschäftigungseffekt mehrheitlich in den Bereichen der Elektrotechnik, Elektronik und Optik, im Gross- und Detailhandel und im Bereich Beratung und Planung inkl. Informatik und Schulung an.
- › Werden die Potenziale der erneuerbaren Energien realisiert, dürfte der resultierende positive (Netto-) Beschäftigungseffekt etwa zu 40 Prozent im Baugewerbe anfallen. Auch entsteht damit ein positiver Beschäftigungseffekt in den Bereichen Beratung und Planung, Maschinen und Fahrzeuge und Elektrotechnik und Elektronik.
- › Den Effekt der Förderung von erneuerbaren Energien und Stromeffizienzmassnahmen und die Minderausgaben bei der konventionellen Energieversorgung schätzen wir insgesamt als neutral ein.

4.1.5. RISIKEN

In Variante 1 („Inland“) des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien müssen die Politikmassnahmen zur Ausschöpfung der Effizienzpotenziale rechtzeitig und mit genügender Eingriffstiefe beschlossen werden. Andererseits besteht das Risiko, dass die Effizienzpotenziale nicht wie geplant bzw. nicht rechtzeitig ausgeschöpft werden können. Bei der Beurteilung dieser Unsicherheit ist zu berücksichtigen, dass neben den im Szenario berücksichtigten technischen Effizienzmassnahmen weitere massgebende Effizienzpotenziale (vgl. Kapitel 4.1.2, Box 2) bestehen, die im betrachteten Zeitraum ebenfalls mindestens teilweise ausgeschöpft werden könnten (z.B. durch eine Stromlenkungsabgabe oder neue technische Lösungen).

Technologierisiken (inkl. Kosten)

Mit Ausnahme der tiefen Geothermie und einzelner Stromeffizienz Anwendungen setzt die Variante 1 auf bekannte und z.T. sehr bewährte Technologien. Die Entwicklung der Kosten kann mit relativ grosser Sicherheit vorausgesagt werden.

Eine der grössten Unsicherheiten ist, ob die Technik und das Umfeld ab ca. 2025 tatsächlich bereit sind, um eine kommerzielle Nutzung der Geothermie zur Stromproduktion in der Schweiz zu ermöglichen. Falls dem nicht so wäre, würde sich das Gesamtpotenzial dieser Variante im Jahr 2035 allerdings nur um 0.5 TWh (2 Prozent) reduzieren, da das Geothermiepotenzial sehr zurückhaltend geschätzt wurde.

Umsetzbarkeit bzw. politisches Risiko

Die Schlüsselfrage, die sich bei diesem Szenario stellt, ist die Frage, ob sich die Effizienzpotenziale (zwei Drittel des Gesamtpotenzials) unter den heute gegebenen und zukünftigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirklich realisieren lassen. Ein grosser Teil der Effizienzpotenziale ist heute bekannt und wird als wirtschaftlich betrachtet. Die entsprechenden Massnahmen werden jedoch aufgrund vielfältiger Hemmnisse (vgl. Kapitel 4.3.1) noch nicht ausreichend umgesetzt.

Für den Erfolg der Variante 1 ist entscheidend, dass die Effizienzpolitik entsprechend dem in Kapitel 4.3.2 dargestellten Massnahmen-Mix umgesetzt wird. Von besonderer Bedeutung sind die Verschärfung der Mindestvorschriften, die Einführung einer Stromlenkungsabgabe und finanzielle Fördermassnahmen während einer Übergangszeit. Die grössten politischen Unsicherheiten sehen wir bei der rechtzeitigen Einführung einer ausreichend hohen Stromlenkungsabgabe.

4.2. VARIANTE 2: IMPORT VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

Nachfolgend wird die Investitionsstrategie der Variante 2 („Import ERN“) des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien charakterisiert, die aus den Investitionen resultierende energetische Wirkung mit Zeithorizont 2035 dargestellt und die Kosten der Investitionsstrategie der Variante 2 (Gestehungskosten, Investitionen, Nettobarwerte) aufgezeigt. Anschliessend schätzen wir die Beschäftigungseffekte ab und beurteilen die Umsetzungsrissen dieser Variante. Die zur Ausschöpfung der Potenziale erforderlichen Politikmassnahmen werden in Kapitel 4.3.2 dargestellt.

4.2.1. INVESTITIONSSTRATEGIE

Tabelle 17 charakterisiert die in Variante 2 geplante Investitionsstrategie:

SZENARIO EFF/ERN, VARIANTE 2 „IMPORT ERN“: CHARAKTERISTIKA	
Frage	Charakteristika
Welche Anwendungen und Technologien werden betrachtet?	<p>Schweiz:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Stromeffizienz: Es werden die gleichen Anwendungen wie in Variante 1 betrachtet. › Erneuerbare Energien: Wasserkraft, Biomasse <p>Ausland:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Solarthermie (Concentrated Solar Power CSP) v.a. aus Spanien und Nordafrika, Windkraft (On- und Offshore) v.a. aus Nordeuropa und Spanien › Stromtransport über HGÜ- oder HSP-Wechselspannungsleitungen in die Schweiz
Welche Kriterien bestimmen, welcher Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland importiert wird?	<p>Schweiz:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Nutzung von Anwendungen und Technologien, für die der Standort Schweiz im Vergleich zu umliegenden Ländern zumindest äquivalent ist › Kostenwirksamkeit (spezifischer Nettobarwert in Rp./kWh) › Berücksichtigung der mit bestehenden Massnahmen im Inland erzielten Stromproduktion durch erneuerbare Energien (kostendeckende Einspeisevergütung), die im Vergleich zum Referenzszenario (Szenario IB der BFE-Energieperspektiven) zusätzlich ist. <p>Ausland:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Nutzung von Technologien, für die die Schweiz Standortnachteile hat › Kostenwirksamkeit (Gestehungskosten in Rp./kWh)
Wie stellt sich die Entwicklung der Ausschöpfung dar (Ausbau-geschwindigkeit)?	<p>Stromeffizienz:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Die im Szenarienrechner modellierte Effizienzsteigerung basiert auf der Annahme, dass die zusätzlichen Effizienzpotenziale aller Anwendungen bzw. Geräte bis 2035 linear realisiert werden (vgl. Fussnote zu Tabelle 15). <p>Erneuerbare Energien:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Progressiver Ausbau aller Technologien ab 2006 mit Ausnahme Solarthermie (CSP) gemäss Entwicklungskurve Szenarienrechner › Annahme: Ausbau Solarthermie und Transport von Elektrizität aus CSP-Anlagen über lange Distanzen in die Schweiz erst ab 2020.
Sind Investitionen in den Netzausbau erforderlich?	<p>Ja.</p> <ul style="list-style-type: none"> › Wie bei der Variante 1 reduzieren Stromeffizienzmassnahmen die Gesamtbelastung des Netzes und Verbraucherspitzen im Gegensatz zum Szenario Gross-

SZENARIO EFF/ERN, VARIANTE 2 „IMPORT ERN“: CHARAKTERISTIKA	
Frage	Charakteristika
	<p>kraftwerke stark. Dafür sollten auch bei Variante 2 die Leistungsschwankungen der stark fluktuierenden erneuerbaren Energien (wie PV- und Windkraftanlagen) mit Hilfe von Smart Grids und Smart Metering so weit wie möglich ausgeglichen werden (vgl. Anhang 12). Dies verlangt nach Investitionen in den Ausbau einer intelligenten Netzinfrastruktur. Es wird angenommen, dass diese Investitionskosten deutlich unter den Investitionen in der Grössenordnung von 2 Mia. CHF für den konventionellen Netzausbau (wie im Szenario von swisselectric vorgesehen) liegen (vgl. Kapitel 4.1.1, Tabelle 15).</p> <ul style="list-style-type: none"> › Es sind zudem keine Investitionen in den internationalen Netzausbau (bzw. in HGÜ-Leitungen) eingerechnet. › Die Transportkosten für den Import von Strom aus dem Ausland sind hingegen in den Gestehungskosten eingerechnet.

Tabelle 17

Die Abschätzung der Zusatzpotenziale für Variante 1 basiert auf den folgenden Annahmen:

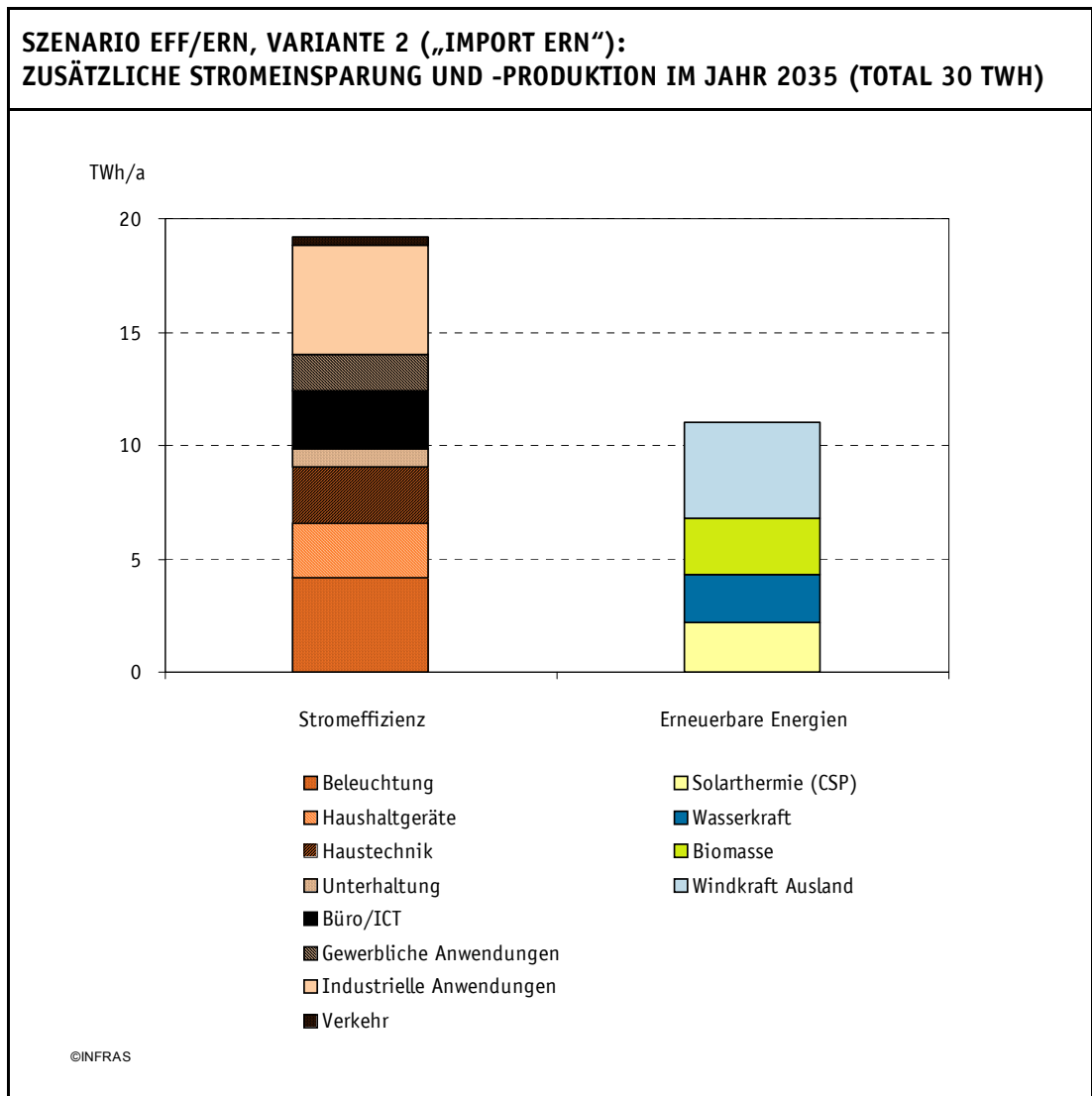
- › Aus der Sicht der Schweiz sind die Potenziale für den Import von elektrischer Energie, die in ausländischen Solarthermie- und Windkraftanlagen generiert werden, technisch unbeschränkt. Ein nennenswerter Versorgungsbeitrag aus südlichen CSP-Anlagen ist allerdings frühestens ab 2020 auf dem Markt verfügbar. Die Netzkapazitäten an den Schweizer Grenzen reichen für die berechneten Importanteile an Strom aus erneuerbaren Energien aus.
- › Die Potenziale und der Ausbau der Wasserkraft und der energetischen Nutzung der Biomasse sind identisch mit denjenigen gemäss Variante 1 (siehe Kapitel 4.1.2).
- › Die Geothermie schafft in der Schweiz bis 2035 den Durchbruch nicht und wird daher für die Stromproduktion nicht genutzt.
- › Unter der Prämisse, dass die Gesamtproduktion der erneuerbaren Energien von Variante 2 identisch mit derjenigen von Variante 1 sein soll, muss die Summe der Anteile der Stromproduktion aus Solarthermie und Windkraft aus dem Ausland der Summe der beiden Anteile von Photovoltaik und Windkraft in der Schweiz entsprechen.
- › Da das Risiko, Strom nicht wie geplant aus grossen Offshore-Windkraftanlagen im Norden Europas in die Schweiz importieren zu können, als wesentlich geringer erachtet wird, als Elektrizität aus zukünftigen CSP-Anlagen in Südeuropa und Nordafrika in die Schweiz zu bringen, soll prioritär auf den Import von Windkraftstrom gesetzt werden. Das gewählte Verhältnis der beiden Importanteile beträgt gut 2 (Windkraft) zu 1 (CSP).

4.2.2. STROMEINSPARUNG UND -PRODUKTION

Übersicht

Wie in Variante 2 (vgl. Kapitel 4.1.2) tragen die zusätzlichen Investitionen in Effizienzmassnahmen mit rund 19 TWh (ca. 2/3) und in die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mit etwa 11 TWh (ca. 1/3) zum energetischen Ziel von 30 TWh im Jahr 2035 bei (vgl. Figur 20). Grund dafür ist die Strategie, die bis 2035 bestehenden Effizienzpotenziale im Inland weitgehend auszuschöpfen⁵⁵ und die Restgrösse durch erneuerbare Energien zu decken. Im Unterschied zu Variante 1 werden jedoch rund 60 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland importiert.

⁵⁵ Hinweise auf zusätzliche Effizienzpotenziale bis 2035 vgl. Kapitel 4.1.2, Box 2.



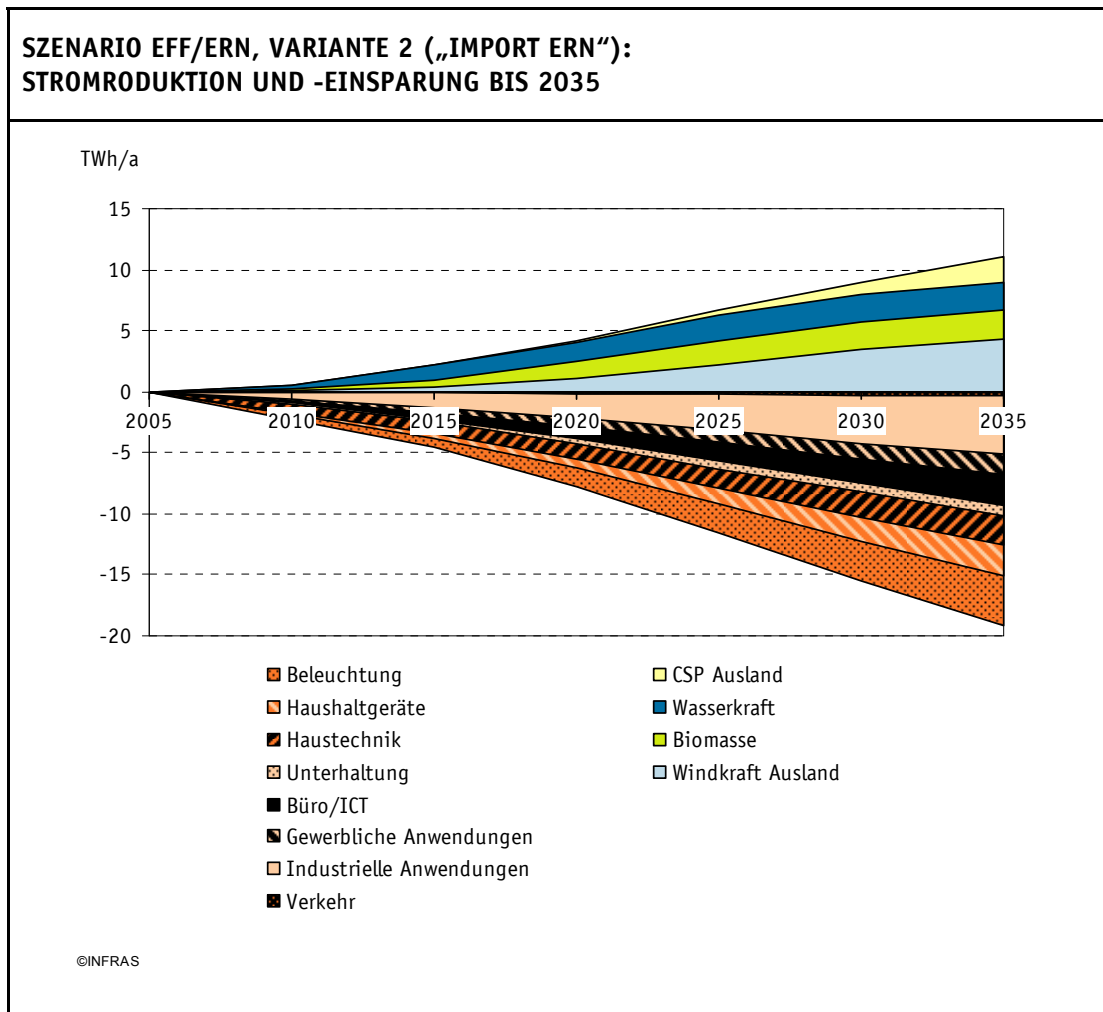
Figur 20

Die Aufteilung der durch Effizienzmassnahmen bei den verschiedenen Anwendungen erzielten Stromeinsparungen bleibt gleich wie in Variante 1. Bei der Stromeffizienz liefern die Massnahmen in den Bereichen industrielle Anwendungen (Anteil: 16 Prozent) und Beleuchtung (Anteil: 14 Prozent) die bedeutendsten Beiträge zur gesamten energetischen Wirkung von 30 TWh bei.⁵⁶

⁵⁶ Wie in Variante 1 sind die in diesem Abschnitt genannten Zahlen reine Effizienzsteigerungen. Die Stromverbrauchszunahme aufgrund des Bevölkerungswachstums, des zunehmendem Bedarfs (z.B. Klimatisierung) und von Substitutionseffekte werden in der Referenzentwicklung (Nachfrageseite) berücksichtigt (siehe Kapitel 2.2). Die erwarteten Wirkungen der beschlossenen neuen Effizienzmassnahmen wurden vom Effizienzpotenzial der einzelnen Anwendungen bis 2035 (v.a. Haustechnik und Beleuchtung) subtrahiert.

Bei den erneuerbaren Energien tragen die verschiedenen Technologien wie folgt zur zusätzlichen Stromproduktion bei (vgl. Figur 20):

- › Im Inland konzentriert sich die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auf die beiden Technologien, für die schweizerische Standorte gegenüber ausländischen energetische Vorteile aufweisen (Wärmenutzung bei Biomasseanlagen) oder zumindest ebenbürtig sind (Wasserkraft): Auf die Biomasse mit +2.4 TWh im Jahr 2035 (Anteil von 8 Prozent der gesamten Stromeinsparung und -produktion von 30 TWh) und die Wasserkraft mit +2.2 TWh (Anteil von 7 Prozent).
- › Aus dem Ausland wird Strom aus Technologien importiert, die im Ausland energetische Standortvorteile haben. Damit werden im Jahr 2035 +2.2 TWh (Anteil von 7 Prozent) Strom aus solarthermisch/elektrischen Kraftwerken (CSP) und 4.3 TWh (Anteil von 14 Prozent) Strom aus Windenergie importiert.



Figur 21

Figur 21 zeigt die zeitliche Ausschöpfung der Potenziale, differenziert nach Anwendungen und Technologien. Wie in Variante 1 wird deutlich, dass durch die Stromeffizienzmassnahmen von Beginn weg bedeutende Stromeinsparungen erzielt werden können, die bis 2035 kontinuierlich zunehmen. Der Beitrag der erneuerbaren Energien ist erst etwa ab 2020 mengenmässig relevant.

Bei den erneuerbaren Energien bleiben die zusätzlichen energetischen Beiträge der Biomasse und der Wasserkraft über die Periode 2006 bis 2035 gleich wie in Variante 1. Demgegenüber wird die in Variante 1 vorgesehene zusätzliche Stromproduktion aus Windenergie, Photovoltaik und Geothermie durch den Import von solarthermischem Strom und Windenergie ersetzt.

Die aus den Investitionen in die Stromeffizienz und erneuerbaren Energien resultierenden kumulierten Stromeinsparungen und -produktion über die Periode 2006 bis 2035 beträgt in Variante 2 412 TWh (vgl. auch Figur 17).

Zusätzliche Stromproduktion durch erneuerbare Energien

Da die Stromeinsparungen durch Effizienzmassnahmen in Variante 2 gleich sind wie in Variante 1 (vgl. Kapitel 4.1.2.), beschränken wir die folgenden Ausführungen auf die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.

Bei einem forcierten Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbarer Energien in der Schweiz sowie an besonders günstigen Standorten im Ausland lassen im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung unter den genannten Annahmen insgesamt 11 TWh zusätzlich generieren (vgl. Figur 20).

Die Ergebnisse zu den einzelnen Technologien lassen sich wie folgt zusammenfassen (für detaillierte Angaben inkl. Quellen siehe Anhang 9):

- › **Wasserkraft und Biomasse (Inland):** Die Potenziale und der Ausbau sind identisch mit Variante 1 (siehe Kapitel 4.1.2).
- › **Solarthermie CSP (Import):** Die Schätzung des Nutzungspotenzials (+2.2 TWh im Jahr 2035) geht davon aus, dass in den kommenden zehn bis zwanzig Jahren in südeuropäischen und nordafrikanischen Ländern wie Spanien, Marokko oder Tunesien solarthermisch/elektrische Kraftwerke nach dem CSP-Prinzip (Systeme mit Parabolrinnen oder Spiegel und Solartürmen) geplant und in Betrieb genommen werden. Ein nennenswerter Versorgungsbeitrag von Grossanlagen nach dem Muster von Almeria (Spanien) oder Desertec (Nordafrika) kann allerdings frühestens 2020 erwartet werden. Vereinfachend wird angenommen, dass der Import von Strom im Zeitraum 2020 bis 2035 mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 20 Prozent zunimmt.⁵⁷
- › **Windkraft (Import):** Die Schätzung für den Import von Windstrom geht davon aus, dass die Schweizer EVU in den nächsten Jahren entweder zunehmend in eigene Windkraftanlagen in Nordeuropa investieren, sich kapitalmässig an internationalen Windparkkonsortien beteiligen oder Windstrom aus der Nordsee einkaufen werden. Elektrische Energie aus ausländischen Windkraftanlagen kann schon heute importiert werden (Risiken und mögliche Einschränkungen siehe Kapitel 4.2.4). Es wird angenommen, dass die zusätzlichen Wind-

⁵⁷ In Wirklichkeit wird der Zubau in Stufen erfolgen. Die Schweizer Energieversorgungsunternehmen werden sich entweder via internationale Konsortien kapitalmässig an Grossanlagen beteiligen oder ein Paket an CSP-Strom aus einer bestehenden Anlage ab einem gewissen Zeitpunkt einfach beziehen. In beiden Fällen wird der Import nicht linear anwachsen.

kraftimporte aus dem Ausland den Zubau der Windkraft plus den Zubau der Geothermie (gemäss Variante 1) decken können. Daraus resultiert im Jahr 2035 ein Windkraftimport von +4.3 TWh.

4.2.3. KOSTEN

Nachfolgend wird die Entwicklung der Gestehungskosten der in Variante 2 vorgesehenen erneuerbaren Energien dargestellt. Anschliessend werden die Investitionen und die Wirtschaftlichkeit (Nettobarwerte) der vorgesehenen Stromeffizianzenwendungen und erneuerbaren Energien aufgezeigt. Für die Gestehungskosten und Investitionen gilt in diesem Szenario:

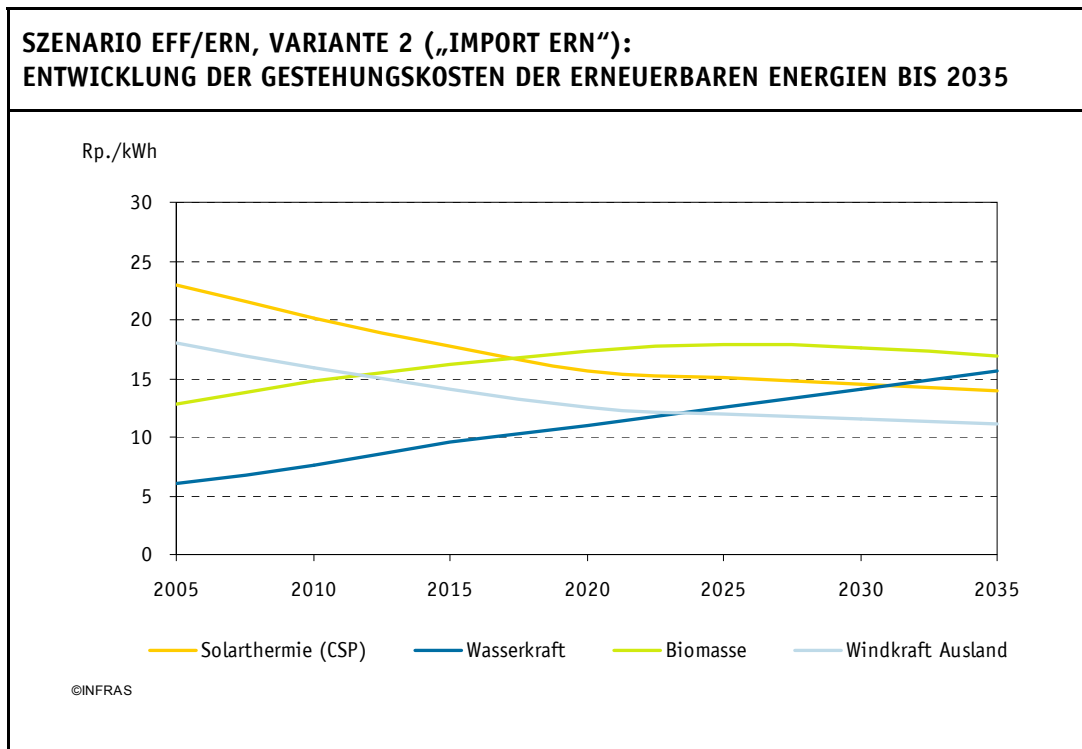
- › Die Transportkosten für den Import von Strom aus dem Ausland sind in die Gestehungskosten eingerechnet.
- › Die Investitionen in Pumpspeicherkraftwerke und in den Netzausbau werden analog dem Szenario Grosskraftwerke nicht berücksichtigt.

Erneuerbare Energien: Gestehungskosten

Die der Variante 2 zugrunde liegende Strategie der Kosten- und Standortoptimierung für die erneuerbaren Energien führt zu den entsprechenden Ergebnissen. Die Erzeugungskosten der Stromproduktion aus Solarthermie und Windenergie an geeigneten Standorten im Ausland liegen bis zum Jahr 2030 deutlich unter den Gestehungskosten von Strom aus Photovoltaik- und Geothermie-Anlagen in der Schweiz.⁵⁸ Diese gilt jedoch nur, solange die Transportkosten in die Schweiz nicht berücksichtigt werden. Werden, wie in Figur 22 gezeigt, die (gemäss PSI 2005) geschätzten Stromtransportkosten in der Grössenordnung von 3 Rp./kWh über eine Distanz von mindestens 3'000 km eingerechnet, sind die Gestehungskosten (inkl. Transport in die Schweiz) für Strom aus CSP-Anlagen im Jahr 2035 etwa 1 Rp./kWh höher als die durchschnittlichen Gestehungskosten schweizerischer PV-Anlagen. Die Gestehungskosten für Windstrom aus dem Ausland bleiben jedoch auch 2035 unter Einbezug der Transportkosten um gut 4 Rp./kWh günstiger als inländischer Windstrom.

Wie bereits bei Variante 1 ist zu beachten, dass sich die Gestehungskosten 2035 auf die Mehrheit der zu diesem Zeitpunkt neu gebauten Anlagen und nicht etwa auf die an einem besonders günstigen Standort oder im Ausland noch zu realisierenden tiefsten Kosten beziehen (mehr dazu siehe in Kapitel 4.1.3).

⁵⁸ Import von CSP-Strom aus dem Ausland (inkl. Transportzuschlag): Gestehungskosten bei 30 bis 70 Prozent derjenigen von PV-Strom im Inland; Import von Windstrom: 60 bis 80 Prozent der Gestehungskosten von Windstrom in der Schweiz.



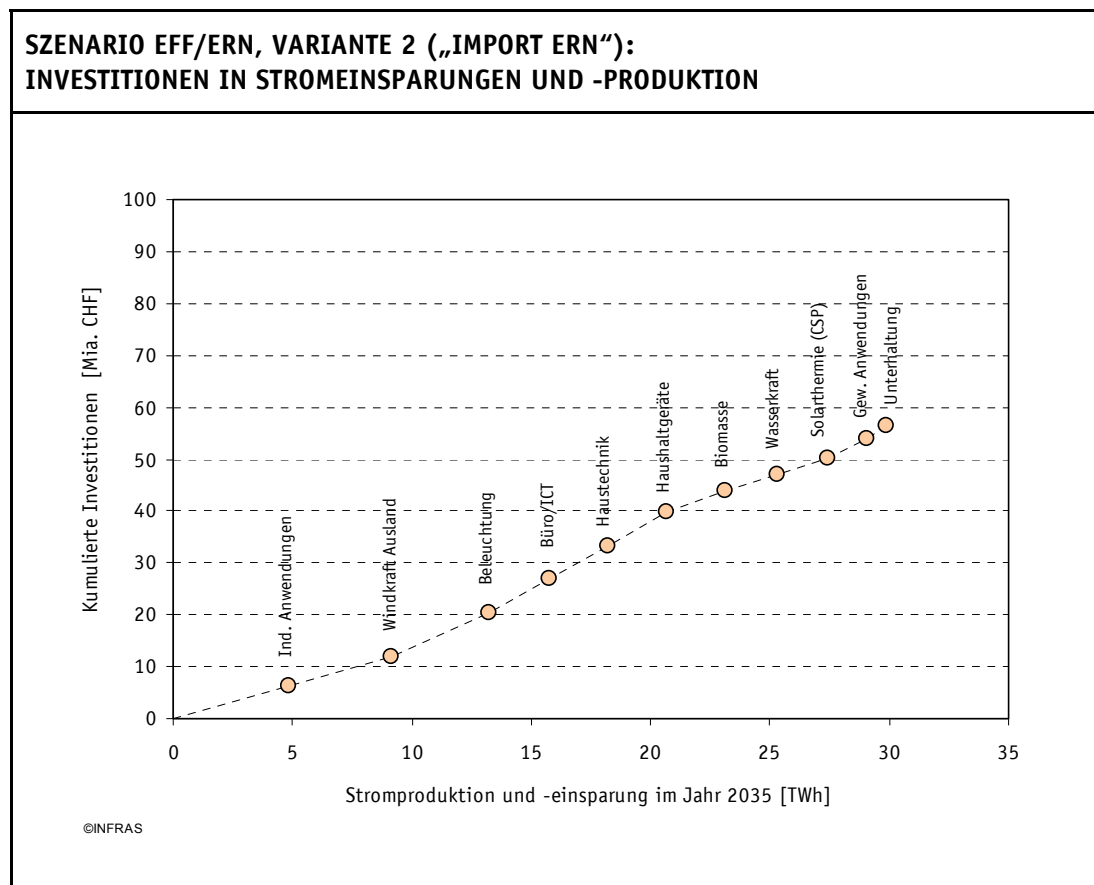
Figur 22 Quellen: BFE 2007b, ewz 20008, Nowak et al. 2009, SATW 2006, Suisse Eole 2009, Berechnungen INFRAS.

Die Schätzungen der Gestehungskosten basieren auf den folgenden Annahmen und Eckdaten (für detaillierte Angaben siehe Anhang 9):

- › **Wasserkraft, Biomasse (Inland):** Die geschätzte Kostenentwicklung ist identisch mit derjenigen in Variante 1 (siehe Kapitel 4.1.3).
- › **Solarthermie CSP (Ausland):** Die Schätzung der Entwicklung der Gestehungskosten basiert auf den Kostenschätzungen für diese Technologie von ewz 2008. Diese als konservativ betrachteten Kostenschätzungen (18 Rp./kWh im Jahr 2015, 14 Rp./kWh 2035, inkl. des Zuschlags für den Transport in die Schweiz) liegen um rund 50 Prozent über den im White Book (Desertec 2009) ausgewiesenen Zahlen des Desertec-Projekts.
- › **Windkraft (Ausland):** Die Schätzung der Gestehungskosten für Strom aus Windkraftanlagen im Ausland geht von heutigen Kosten für mittlere Windstandorte von 15 Rp./kWh aus. Für die weitere Entwicklung wird eine jährliche Kostenreduktion von 3 Prozent bis 2020, danach von 1 Prozent bis 2035 angenommen (Schätzung INFRAS auf Basis von Angaben von Swiss Eole und ewz 2008). Wird der Transportzuschlag eingerechnet, kommt der Windstrom aus dem Ausland auf 18 Rp./kWh (2005), bzw. 12 Rp./kWh (2035) zu stehen.

Investitionen bis 2035⁵⁹

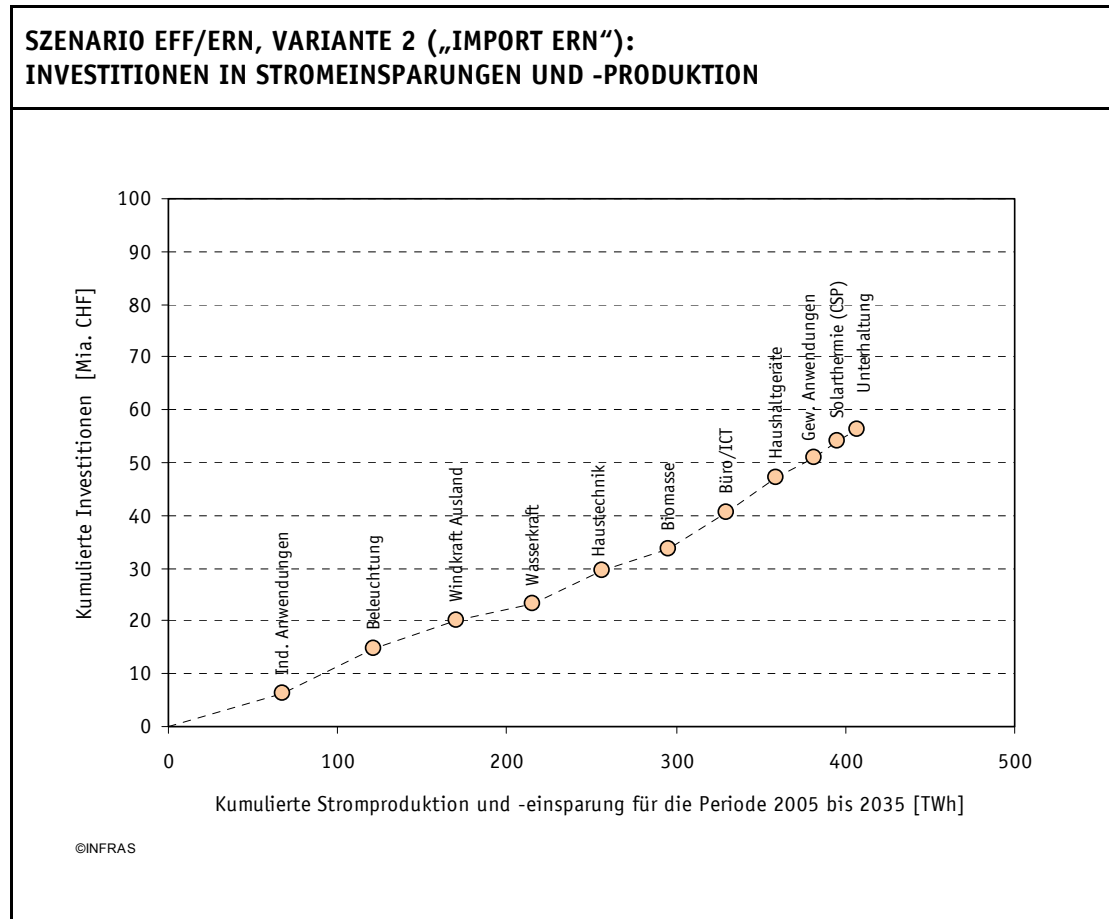
In Variante 2 werden im Zeitraum 2006 bis 2035 gegenüber der Referenzentwicklung insgesamt rund 57 Mia. CHF für Stromeffizienzmassnahmen und erneuerbare Energien (Produktion im Inland und Import) investiert (vgl. Figur 23). Damit liegt die Gesamtinvestitionssumme in Variante 2 im Vergleich zu Variante 1 (65 Mia. CHF) um rund 12 Prozent tiefer. Von den gesamten Investitionen werden 41 Mia. CHF für Effizienzmassnahmen und 16 Mia. CHF für Strom aus erneuerbaren Energien verwendet. Die durch diese Investitionen eingesparte und produzierte (bzw. importierte) Elektrizität im Jahr 2035 beträgt 30 TWh.



Figur 23 Mehrinvestitionen bis 2035 und energetische Wirkung im Jahr 2035. Beachte: Die Anordnung der einzelnen Technologien erfolgt entsprechend deren Beitrag zur Stromproduktion bzw. -einsparung im Jahr 2035 (abnehmende Bedeutung von links nach rechts).

⁵⁹ Alle Angaben zu Investitionen schliessen Ersatzinvestitionen am Ende der Lebensdauer eines Geräts oder Systems im Zeitraum 2006 bis 2035 mit ein.

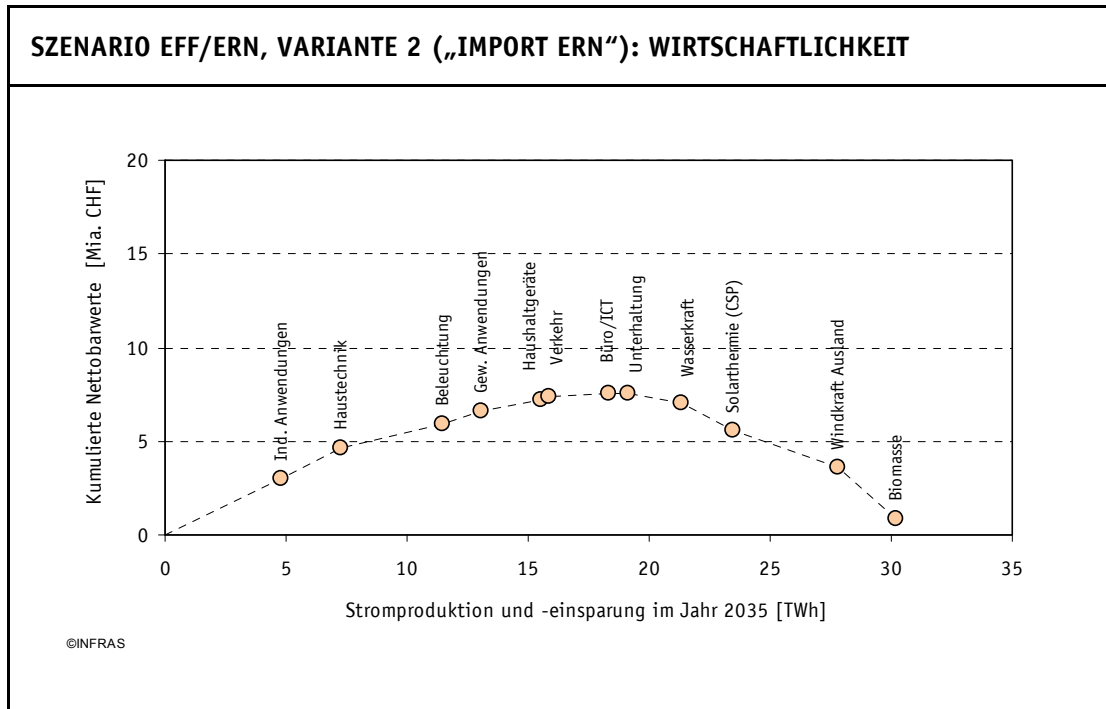
Über den Zeitraum 2006 bis 2035 kann mit diesen Investitionen von 57 Mia. CHF eine kumulierte energetische Wirkung (Stromeinsparungen und -angebot bzw. -import) von 412 TWh erzielt werden (vgl. Figur 24).



Figur 24 Investitionen und energetische Wirkung bis 2035. Beachte: Die Anordnung der einzelnen Technologien erfolgt entsprechend deren Beitrag zur kumulierten Stromproduktion bzw. -einsparung für die Periode 2006 bis 2035 (abnehmende Bedeutung von links nach rechts).

Wirtschaftlichkeit (Nettobarwerte)

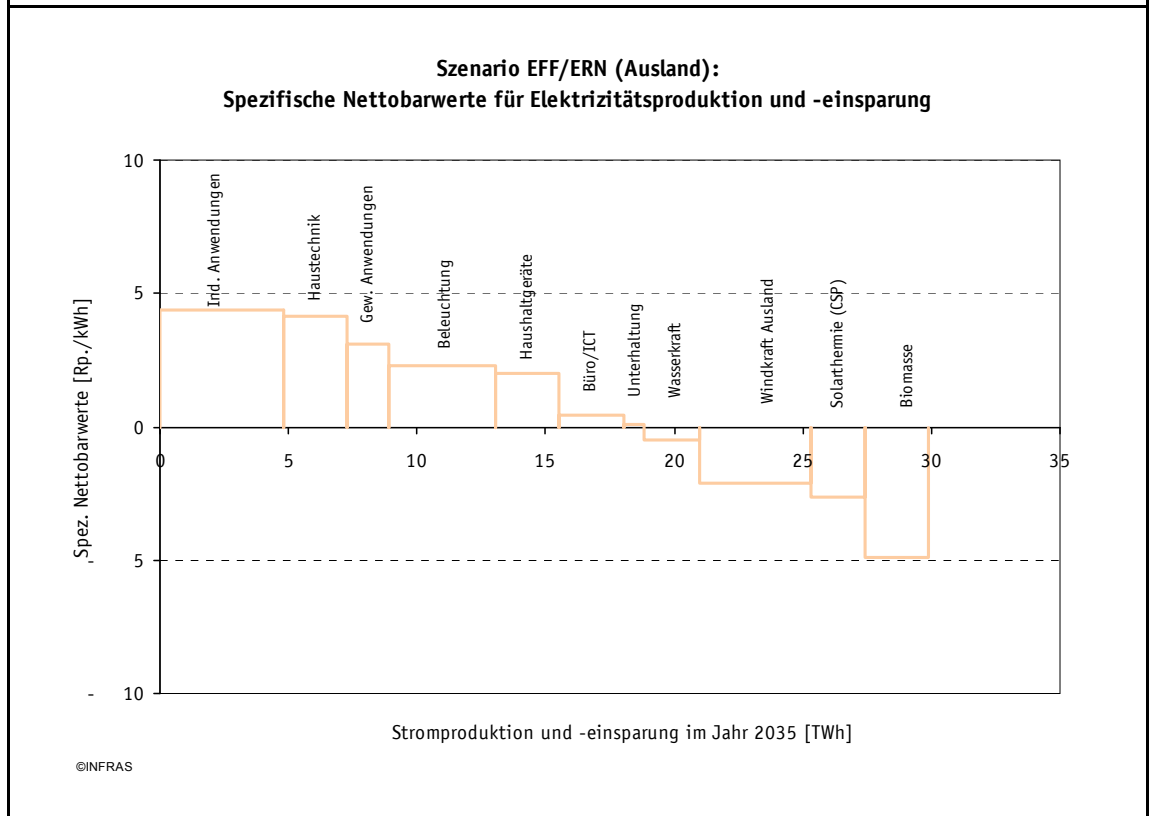
Der kumulierte Nettobarwert der bis zum Jahr 2035 geplanten Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen und erneuerbare Energien beträgt in Variante 2 0.9 Mia CHF (vgl. Figur 25). Damit ist die Variante 2 des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien knapp wirtschaftlich. Eine differenzierte Betrachtung zeigt, dass der Nettobarwert der Investitionen in die Stromeffizienz mit 7.6 Mia. CHF in diesem Fall deutlich über der Gesamtbetrachtung liegt, jedoch durch den negativen Nettobarwert von 6.7 Mia. CHF der unwirtschaftlichen erneuerbaren Energien negativ belastet wird.



Figur 25 Kumulierte Nettobarwerte für Investitionen in Stromeffizienz und erneuerbare Energien bis 2035. Beachte: Die Anordnung der einzelnen Technologien erfolgt entsprechend deren Beitrag zum kumulierten Nettobarwert (Technologien bzw. Anwendungen mit grossem Nettobarwert sind links, solche mit kleinem Nettobarwert sind rechts auf der X-Achse).

Figur 26 zeigt, anhand des spezifischen Nettobarwerts, dass die Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen mit einem Gewinn von 0 bis 4 Rp./kWh über die Lebensdauer wirtschaftlich sind. Demgegenüber sind die Investitionen in die erneuerbaren Energien bis 2035 nicht wirtschaftlich. Die Investitionen in den Stromimport (Windkraft Ausland mit -2 Rp./kWh, Solarthermie mit -3 Rp./kWh) schneiden jedoch bei einem Vergleich der spezifischen Nettobarwerte zu den in Variante 1 getätigten Investitionen in die Geothermie und die Windkraft Inland (beide ca. -5 Rp./kWh) besser ab. Zu beachten ist zudem, dass der spezifische Nettobarwert der Stromproduktion mit Photovoltaik im Inland (0.3 Rp./kWh) besser abschneidet als der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken aus dem Ausland (ca. -3 Rp./kWh). Dies ist vor allem auf die Transportkosten des im Ausland erzeugten Stroms in die Schweiz und die höheren Erlöse (Strompreise) der Photovoltaik im Inland dank dezentraler Einspeisung zurückzuführen (vgl. Kapitel 4.1.2).

**SZENARIO EFF/ERN, VARIANTE 2 („IMPORT ERN“):
WIRTSCHAFTLICHKEIT JE ANWENDUNG BZW. TECHNOLOGIE**



Figur 26 Spezifische Nettobarwerte für Investitionen in Stromeffizienz und erneuerbare Energien bis 2035.

4.2.4. WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte insgesamt

In Variante 2 fliesst ein Teil der Investitionen ins Ausland. Bis 2035 werden für Strom aus Solarthermie (CSP) und Windkraftanlagen rund 8 Mia. CHF (15 Prozent der Gesamtinvestitionen) ausgegeben, was unter Berücksichtigung der im Inland erzeugten Wertschöpfung bei den erneuerbaren Energien sich per Saldo nur geringfügig positiv auf die Wertschöpfung in der Schweiz auswirkt. Aufgrund des positiven Wertschöpfungsbeitrags der Stromeffizienzmassnahmen schätzen wir den Wertschöpfungseffekt insgesamt bis 2035 auf knapp 14 Mia. CHF (vgl. Tabelle 18).

SZENARIO EFF/ERN, VARIANTE 2 („IMPORT ERN“): WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE			
	Stromeffizienz	Erneuerbare Energien	Total
Kumulierte Bruttowertschöpfungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035	12.1 Mia. CHF	1.8 Mia. CHF	13.9 Mia. CHF
Kumulierte Beschäftigungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035 (in Personenjahren)	92'200	21'300	113'500
Durchschnittlicher Beschäftigungseffekt pro Jahr (Vollzeitäquivalent pro Jahr)	3'100	700	3'800

Tabelle 18

Die in der Schweiz ausgelöste Beschäftigungswirkung der Variante 2 (Import „ERN“) schätzen wir kumuliert auf rund 113'000 Personenjahre, wobei gut 80 Prozent auf die Stromeffizienzmassnahmen und rund knapp 20 Prozent auf den Struktureffekt durch die Förderung inländischer erneuerbarer Energien zurückzuführen sind. Die durchschnittliche jährliche Beschäftigungswirkung dieser Variante beträgt insgesamt rund 3'800 Vollzeitäquivalente pro Jahr.

Beschäftigungseffekte nach Branchen

Variante 2 („Import ERN“) unterscheidet sich gegenüber Variante 1 („Inland“) dadurch, dass etwa 60 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien im Ausland erzeugt werden. Die Annahmen zur Ausschöpfung der Potenziale der Effizienzmassnahmen sind in beiden Varianten gleich. Entsprechend fällt der Beschäftigungseffekt der Effizienzmassnahmen in den gleichen Branchen an wie in Variante 1 (siehe dazu Kapitel 4.1.4.). Die Beschäftigungseffekte der erneuerbaren Energien schätzen wir wie folgt ein:

- › Die gesamte Beschäftigungswirkung der Förderung der erneuerbaren Energien schätzen wir für Variante 2 auf rund einen Drittel der Wirkung, die bei Variante 1 erwartet werden kann. Die Beschäftigungswirkung der erneuerbaren Energien fällt zu etwa 50 Prozent in der Baubranche an. Die Beschäftigungswirkung in der Branche Elektrotechnik, Elektronik und Optik ist im Vergleich zu Variante 1 sechsmal kleiner. Grund dafür ist, dass sich die inländische Beschäftigungswirkung auf die Stromproduktion aus Biomasse und der Wasserkraft konzentriert. Auf die Branchen Beratung und Planung sowie Maschinen und Fahrzeuge entfällt etwas mehr als 15 Prozent der Beschäftigungswirkung der erneuerbaren Energien.
- › Die Auswirkungen auf die Branche der Elektrizitätsversorgung schätzen wir wiederum als ungefähr neutral ein.

4.2.5. RISIKEN

Der Ausbau der Stromeffizienz und der Erneuerbaren Energien gemäss Variante 2 beinhaltet im Gegensatz zur Variante 1 grössere technische, wirtschaftliche und politisch-administrative Risiken. Folgende Risiken erachten wir als besonders relevant:

- › **Verfügbarkeit des Angebots:** Aufgrund der vermutlich weiter steigenden Nachfrage nach Strom aus erneuerbaren Energien wird die entsprechende Konkurrenz in Europa stetig zunehmen. Damit ist nicht sichergestellt, ob die seitens der Schweiz gewünschte Menge an Strom effektiv geliefert werden kann. Die weitere Entwicklung hängt in hohem Masse von den politischen Stossrichtungen bzw. den Zielen der europäischen Länder betreffend Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ab.
- › **Übertragungsnetze:** Das europäische UCTE-Stromnetz ist auf der Nord-Süd-Achse heute sehr stark ausgelastet und zeitweise überlastet. Die Schweiz verfügt über begrenzte Netzkapazität für den Stromimport. Damit zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien importiert werden kann, muss das Übertragungsnetz ausgebaut werden (v.a. die Süddeutschen Netze). Der Netzausbau stösst in der Bevölkerung jedoch auf Akzeptanzprobleme und ist politisch umstritten. Damit die europäischen Länder (inkl. Schweiz) in Zukunft Strom aus erneuerbaren Energien in grösserem Ausmass importieren können, bedarf es eines europaweiten Ausbaus der Netzinfrastruktur inkl. einer europäischen, übergeordneten Netzgesellschaft. Mehrere Experten gehen davon aus, dass die europäischen Länder in Zukunft ein neues europäisches Netz auf Basis HGÜ (Hochspannungs-/Gleichspannungsübertragung) erstellen werden. Ein europäisches HGÜ-Netz ist vor allem zur Nutzung des grossen Potenzials an Solarthermie und Photovoltaik aus dem Mittelmeerraum notwendig. Die HGÜ-Technologie steht zwar für die Einführung auf dem Markt bereit⁶⁰, bis wann und zu welchen Kosten diese jedoch im betrachteten Zeitraum zur Verfügung stehen wird, kann heute noch nicht beantwortet werden.
- › **Verfügbarkeit und Kosten von Elektrizität aus CSP-Kraftwerken:** Variante 2 geht davon aus, dass ab ca. 2020 solarthermisch produzierte Elektrizität in Zentraleuropa auf dem Markt verfügbar ist. Bis heute ist in Europa erst ein Pilotkraftwerk in Almeria (Spanien) in Betrieb. Die grosse Hoffnung für eine Grossproduktion von Solarstrom zur Versorgung Europas beruht jedoch auf visionären Projekten wie Desertec (Basiskonzept: CSP-Anlagen in Nordafrika, Übertragung via HGÜ-Leitung nach Europa). Desertec 2009 (White Paper) geht davon aus, dass dieses Projekt ab 2020 Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen produzieren

⁶⁰ Erste regulär betriebene Pilotanlagen (Technologie von ABB) mit Übertragungsdistanzen zwischen 600 km und 2'000 km sind in Europa und China bereits in Betrieb.

wird. Schweizerische Energieversorgungsunternehmen (EVU, z.B. IWB) haben bereits Investitionen in spanische CSP-Anlagen getätigt. Ob Schweizer EVU in Zukunft auch in einer frühen Phase in visionäre Projekte wie Desertec investieren und von dort nennenswerte Anteile an Elektrizität beziehen können und wollen, kann zum heutigen Zeitpunkt noch nicht gesagt werden.

- › **Politische und administrative Hürden:** Dem Import von Strom aus erneuerbaren Energien stehen politisch-administrative Risiken entgegen, u.a. administrative Hürden, Korruption, mangelnde politische Stabilität und teilweise Sprachbarrieren. Dem Import von Strom aus Windenergieanlagen steht gemäss einem Befragten teilweise Widerstand der Bevölkerung gegen Windkraftanlagen und neue Hochspannungsleitungen entgegen.

4.3. HEMMNISSE UND MASSNAHMEN

Nachfolgend werden erstens die Hemmnisse dargestellt, die der Ausschöpfung der Potenziale in den Bereichen Stromeffizienz und Nutzung der erneuerbaren Energien im Inland entgegenstehen. Zweitens skizzieren wir die (Politik-) Massnahmen, die notwendig wären, um die im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien dargestellte Entwicklung zu erreichen.

Die Analyse der Hemmnisse und die Diskussion der erforderlichen (Politik-) Massnahmen beziehen sich in erster Linie auf die Variante 1 (verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien nur im Inland) des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien.

4.3.1. HEMMNISSE

Nach einer Übersicht über die in allen Sektoren und Technologien (bzw. Anwendungen) relevanten Hemmnisse werden die spezifischen Hemmnisse von Effizienzmassnahmen (und Substitutionsmassnahmen bei den privaten Haushalten) je Sektor vertieft. Anschliessend werden die Hemmnisse der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dargestellt.

Die Hemmnisanalyse stützt sich auf die Literatur und die Ergebnisse der qualitativen Experteninterviews.

Übersicht

Die Hemmnisse, die der Ausschöpfung der Potenziale in den Bereichen Stromeffizienz und Erneuerbare entgegenstehen, sind durch verschiedenste Untersuchungen belegt⁶¹ und können wie folgt zusammengefasst werden (vgl. Tabelle 19):

HEMNNISSE IN DEN BEREICHEN STROMEFFIZIENZ UND ERNEUERBARE ENERGIEN	
Hemmnisse	Beschreibung
Fehlende Sensibilisierung	Der Elektrizitätsverbrauch ist für die Marktakteure in der Regel kein bedeutendes Entscheidungskriterium. Aus folgenden Gründen interessieren sie sich wenig für Effizienzmassnahmen und erneuerbare Energien: <ul style="list-style-type: none"> › Fehlende Motivation aufgrund persönlicher Einstellungen, Interessen und Bedürfnisse sowie aufgrund von betrieblichen Anforderungen an die Produktion (z.B. Elektromotoren) › Ungenügende Informationen über den eigenen Stromverbrauch und fehlendes Problembewusstsein hinsichtlich der mit dem Stromverbrauch verbundenen Folgen › Fehlende Sensibilisierung aufgrund der geringen Bedeutung der Stromkosten an den Gesamtinvestitionen und den Betriebskosten
Informationsdefizite	Fehlende Informationen führen dazu, dass die Marktakteure <ul style="list-style-type: none"> › nur ungenügend über die Nutzen der Effizienzmassnahmen und der erneuerbaren Energien informiert sind (v.a. hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit über die Lebensdauer und die Zusatznutzen) › nur ungenügende Kenntnisse der Märkte für energieeffiziente Produkte und erneuerbare Energien haben (fehlende Markttransparenz)
Aus- und Weiterbildungsdefizite	Aus- und Weiterbildungsdefizite bestehen auf Angebots- (v.a. Installateure und Architekten/Planer) und auf Nachfrageseite (z.B. technische Verantwortliche in Unternehmen)
Finanzierungshemmnisse	Ökonomische Rahmenbedingungen, die die Umsetzung von an sich wirtschaftlichen Effizienzmassnahmen und erneuerbaren Energien erschweren. Beispiele sind Liquiditätsaspekte (z.B. hohe Anfangsinvestitionen), Budgetrestriktionen oder besondere Finanzierungsaspekte wie z.B. ein begrenzter Kreditrahmen, ein erschwerter Zugang zu günstigen Krediten (Bonität), restriktive Payback-Vorgaben der Unternehmen oder Opportunitätskosten (andere Investitionen, die aus strategischen oder finanziellen Gründen vorgezogen werden).
Fehlende Wirtschaftlichkeit	Verschiedene weitergehende Effizienzmassnahmen (z.B. anspruchsvollere energetische Optimierungen) und Investitionen in erneuerbare Energien (z.B. vorzeitiger Ersatz von elektrischen Widerstandsheizungen, Photovoltaik) weisen gegenüber konventionellen Lösungen Mehrkosten auf. Bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen ist erstens zu berücksichtigen, dass viele Investoren hohe Renditeerwartungen (bzw. kurze Pay-back Vorgaben) haben und die Zusatznutzen von effizienten Anwendungen und erneuerbaren Energien in der Regel vernachlässigt werden. Zweitens gilt es zu beachten, dass die heutigen Strompreise die durch den Elektrizitätsverbrauch verursachten externen Kosten nicht berücksich-

61 Vgl. u.a. diverse BFE-Studien (Forschungsprogramme „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ und „Elektrizität“), Untersuchungen des Elektrizitätswerks Zürich (ewz) zu stromsparenden Geräten und Sonnenkollektoren sowie diverse ausländische Studien (z.B. Prognos/Progrtrans/und Basics 2007, Irrek/Thomas 2006, IEA 2006, EU-Kommission 2005, Deutscher Bundestag 2002). Eine Zusammenfassung wichtiger Hemmnisse findet sich in Econcept/INFRAS 2009 und Energie-Schweiz/BFE 2009b.

HEMNMISSE IN DEN BEREICHEN STROMEFFIZIENZ UND ERNEUERBARE ENERGIEN	
Hemmnisse	Beschreibung
	tigen. Die Herstellung der „Kostenwahrheit“ würde die Rentabilität von Effizienzmassnahmen deutlich verbessern. Drittens ist davon auszugehen, dass die heute fortschrittlichsten Technologien durch Lern- und Skaleneffekte im Laufe der Zeit zu tieferen Preisen erhältlich sind (vgl. Photovoltaik) bzw. neue technische Lösungen entwickelt und vermarktet werden.
Strukturelle Hemmnisse	<p>Strukturelle Hemmnisse betreffen suboptimale Marktstrukturen:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Unterschiedliche Interessen von Marktakteuren (z.B. Prinzipal-Agent-Problematik zwischen Architekten/Planern und Bauherren), innerhalb von Unternehmen (z.B. unterschiedliche Verantwortlichkeiten und Kompetenzen von verschiedenen Abteilungen) oder zwischen Vermietern und Mietern können dazu führen, dass Effizienzmassnahmen nicht umgesetzt werden bzw. nicht in erneuerbare Energien investiert wird. Die Interessen der Marktakteure werden u.a. auch durch die Risikoaversion gegenüber neuen Technologien beeinflusst. › Der Markt für Energiedienstleistungen (Informations- und Beratungsangebote, Contracting-Angebote) ist noch ungenügend entwickelt.
Rechtliche Hemmnisse	<p>Rechtliche Rahmenbedingungen können die Erschliessung von Potenzialen verhindern, die Handlungsmöglichkeiten beschränken oder die Komplexität aus Sicht der Marktakteure erhöhen. Beispiele für rechtliche Hemmnisse sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Restriktive Bau- und Bewilligungsvorschriften (z.B. hinsichtlich Sonnenkollektor- und Photovoltaikanlagen) › Die komplexen rechtlichen Rahmenbedingungen im Bereich energieeffizienter Sanierungen und erneuerbarer Energien bei vermieteten Bauten (Baurecht, Mietrecht, Energierecht, Steuerrecht), das u.a. die Realisierung von Contracting-Lösungen verhindern kann. › Verträge und Vereinbarungen mit Dritten, die die Umsetzung von Effizienzmassnahmen behindern (z.B. Garantievorbehalte des Anlagenherstellers bei effizienten Elektromotoren, komplizierte vertragliche Bindungen bei Contracting-Lösungen)

Tabelle 19 Quelle: in Anlehnung an Econcept/INFRAS 2009.

Die Umsetzung von Effizienzmassnahmen wird in der Regel von mehreren Hemmnissen behindert. Die Bedeutung der verschiedenen Hemmnisse ist je Marktakteure (Hersteller und Handel, Mittler wie Architekten und Planer, Investoren und Endverbraucher) und Technologien bzw. Anwendungen unterschiedlich. Zu berücksichtigen sind vielfältige Einflüsse im Verlauf der Impuls-, Aktivierungs-, Entscheidungsvorbereitungs-, Planungs- und der Entscheidungsphase einer Massnahmenrealisierung. Die Literatur (u.a. Irrek/Thomas 2006, B,S,S. 2004) zeigt, dass die finanziellen Hemmnisse (Finanzierungshemmnisse und fehlende Wirtschaftlichkeit), fehlende Motivation sowie ungenügende Information bei den meisten Effizienzmassnahmen und erneuerbaren Energien von grosser Bedeutung sind.

Folgende weitere Aspekte sind ebenfalls zu berücksichtigen:

- › Informations- sowie Aus- und Weiterbildungsdefizite können zu Fehlteilen (z.B. hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Massnahmen) und Vertrauensdefiziten (z.B. in die Funktionstüchtigkeit von Sonnenkollektoranlagen) führen.
- › Informationskosten und Arbeiten, die mit der Umsetzung von Verträgen verbunden sind (z.B. Vertragsverhandlungen und Qualitätskontrollen), führen zu Transaktionskosten. Transaktionskosten können Investitionen in Effizienzmassnahmen und erneuerbare Energien verhindern, vor allem, wenn den finanziellen Einsparungen vergleichsweise hohe Informationskosten gegenüberstehen.

Private Haushalte

Bei den privaten Haushalten ist zu unterscheiden zwischen Effizienz und Substitutionsmassnahmen:

- › Effizienzmassnahmen: Bei den Investitionen in Haushaltgeräte und in die Beleuchtung sind die fehlende Wirtschaftlichkeit und allfällige weitere finanzielle Hemmnisse von untergeordneter Bedeutung. Wichtigste Hemmnisse sind die mangelnde Sensibilisierung, Informationsdefizite und die ungenügende Markttransparenz.
- › Substitutionsmassnahmen: Bei den Investitionen in erneuerbare Energien zum Ersatz von Elektroheizungen und Elektroboilern spielen die finanziellen Hemmnisse (v.a. die hohen Anfangsinvestitionen und die teilweise fehlende Wirtschaftlichkeit) eine grössere Rolle.

Tabelle 20 stellt die Hemmnisse bei den privaten Haushalten nach Anwendungen und Technologien dar.

PRIVATE HAUSHALTE: HEMMNISSE	
Anwendungen und Technologien	Hemmnisse
Haushaltgeräte	<ul style="list-style-type: none"> › Mangelnde Sensibilisierung und Informationsdefizite: <ul style="list-style-type: none"> › Breite Käuferschaft und der Handel glauben teilweise immer noch an die scheinbaren Nachteile effizienter Geräte (Mehrkosten und Mindergebrauchswert) › Stromverbrauch weist in der Regel eine geringe Bedeutung auf, v.a. bei professionellen Investoren › Professionelle Investoren sind ungenügend über die Effizienz der Geräte informiert › Die Bauherren und die Beauftragten gehen in der Regel von den Investitionskosten aus und vernachlässigen die Kosten über die ganze Nutzungsdauer (keine Lebenszyklus-Kosten-Betrachtung) › Bei der Unterhaltungselektronik spielt die Stromeffizienz gegenüber dem Hauptnutzen der Anwendung eine untergeordnete Rolle. › Ungenügende Markttransparenz: <ul style="list-style-type: none"> › Die Qualitätsmerkmale und die Eigenschaften der Produkte werden noch nicht genügend transparent in einer für den Kunden verständlichen Form dargestellt

PRIVATE HAUSHALTE: HEMMNISSE	
Anwendungen und Technologien	Hemmnisse
	<ul style="list-style-type: none"> › Ein bedeutender Teil der Geräte weist noch keine klare, für den Kunden sichtbare energierelevante Kennzeichnung auf. Die Energieetikette ist nicht dynamisch ausgestaltet. › Die Deklaration der finanziellen Einsparungen über die Nutzungsdauer wäre sehr hilfreich. › Kunden, die effiziente Geräte kaufen wollen, nehmen einen beträchtlichen Informationsaufwand und damit teilweise hohe Transaktionskosten in Kauf. › Weitere Hemmnisse: <ul style="list-style-type: none"> › Aus- und Weiterbildungsdefizite (v.a. Handel, Planer/Architekten, Berater, Gross-einkäufer) › Fehlende Wirtschaftlichkeit bei gewissen Geräten (z.B. Wärmepumpen-Tumbler für Einfamilienhäuser) › Konkurrenzbeziehung zwischen Stromeffizienz und sog. „Luxus-Features“ (Grösse, Leistungsfähigkeit, Ausstattungsmerkmale) › Zu tiefe Strompreise: keine Berücksichtigung von externen Kosten, saisonale Spitzenbelastungen und der zukünftigen Verknappung › Asymmetrische Interessen zwischen Vermietern und Mietern (sog. Mieter-Vermieter-Dilemma), v.a. bei den Wäschetrocknern und den hocheffizienten Gefrier- und Kühlgeräten › Ältere Personen haben oftmals keine mittel- oder längerfristige Investitionsperspektive
Beleuchtung	<ul style="list-style-type: none"> › Mangelnde Sensibilisierung und Informationsdefizite (siehe „Haushaltgeräte“) › Ungenügende Markttransparenz (siehe „Haushaltgeräte“) › Ersatz von Glühlampen: <ul style="list-style-type: none"> › Ersatz durch Leuchtstofflampen (LL/CFL) ist wirtschaftlich. Hemmnisse bestehen in der Lichtfarbe (reduzierte Brillanz), den Lampenformen, dem Design der Leuchten und bei Elektrosmog (infolge Vorschaltgerät). › Der Ersatz durch LED ist für die privaten Haushalte zurzeit unwirtschaftlich (Investitionen von 60 CHF/Lampe).
Ersatz elektrische Widerstandsheizungen durch erneuerbare Energien (v.a. Wärmepumpen und Holzheizungen)	<ul style="list-style-type: none"> › Finanzierungshemmnisse: <ul style="list-style-type: none"> › Beträchtliche Anfangsinvestitionen, die zu Liquiditätsproblemen führen können. › Bonitätsprobleme und Opportunitätskosten können ein bedeutendes Hemmnis für private Besitzer mehrerer Gebäude und professionelle Investoren darstellen › Fehlende Wirtschaftlichkeit: Der (vorzeitige) Ersatz von elektrischen Widerstandsheizungen durch erneuerbare Energien führt zu Mehrkosten.
Ersatz von Elektroboilern durch Wärmepumpenboiler und Sonnenkollektoren	<ul style="list-style-type: none"> › Finanzierungshemmnisse (siehe „Ersatz elektrische Widerstandsheizungen“) › Teilweise Mehrkosten gegenüber konventionellen Lösungen bei vorzeitigem Ersatz › Weitere Hemmnisse bei thermischen Solarkollektoren: <ul style="list-style-type: none"> › Informations- und Vertrauensdefizite (v.a. hinsichtlich der Möglichkeiten und der Funktionstüchtigkeit von Solaranlagen sowie der Anbieter) sowie ungenügende Markttransparenz (hinsichtlich Anbietende und Produkte) › Ungenügendes Know-how bzw. Weiterbildungsdefizite bei Architekten, Planern, Installateuren und Dachdeckern › Asymmetrische Interessen zwischen Architekten und Bauherren (Prinzipal-Agent-Problematik) sowie zwischen Vermietern und Mietern (sog. Mieter-Vermieter-Dilemma)

Tabelle 20 Quellen: Nipkow/Brunner 2005, Brunner et al. 2001, Econcept 2007, Prognos/Prograns/Basics 2006, BFE 2007c, B,S,S. 2004; Ergebnisse der Experteninterviews.

Industrie

In der Industrie besteht im Durchschnitt der Unternehmen ein Potenzial an wirtschaftlichen Effizienzmassnahmen von 10 bis 15 Prozent (Basics 2006b). Darüber hinausgehende technische Einsparpotenziale (insgesamt durchschnittlich 30 bis 40 Prozent, teilweise bis 80 Prozent) sind weniger wirtschaftlich. Der vorzeitige Ersatz von Anlagen und Komponenten kann gemäss Expertenaussagen zu induzierten Mehrkosten führen.

Für das unausgeschöpfte Potenzial an wirtschaftlichen Effizienzmassnahmen in der Industrie besonders relevant sind finanzielle Hemmnisse, Informationsdefizite und organisatorische Hemmnisse (vgl. Tabelle 21).

INDUSTRIE: HEMMNISSE (BEI AN SICH WIRTSCHAFTLICHEN EFFIZIENZMASSNAHMEN)	
Hemmnisse	Bemerkungen
Ungenügende Sensibilisierung	<ul style="list-style-type: none"> › Die Energiekosten weisen für Unternehmen in der Regel eine geringe Bedeutung auf. Abgesehen von energieintensiven Unternehmen sind die Energiekosten nur selten Auslöser von energetischen Massnahmen. › In vielen Unternehmen besteht ein erheblicher Kostendruck. Das Management muss zuerst vom (Zusatz-) Nutzen von Effizienzmassnahmen überzeugt werden. Effizienzmassnahmen sind in der Unternehmenskultur in der Regel noch nicht mit einem positiven Image verbunden. Vielfach fehlt auf Managementebene eine „Leitfigur“, die sich des Themas annimmt und die Mitarbeitenden motiviert.
Finanzielle Hemmnisse	<ul style="list-style-type: none"> › Opportunitätskosten: Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen und erneuerbare Energien stehen in Konkurrenz zu anderen Investitionen, die lukrativer oder stärker im Kerngeschäft angesiedelt sind. Zudem messen viele Unternehmen energetischen Investitionen keine Priorität bei. › Transaktionskosten (Informationsbeschaffung, Planung, Vertragsverhandlungen, Administration etc.) werden in der Regel unterschätzt. › In vielen Unternehmen stellen restriktive Payback-Vorgaben (2 bis 4 Jahre) für Investitionen zentrale Hindernisse dar. Investitionen in knapp unwirtschaftliche Massnahmen werden in der Regel nicht getätigt. In der Regel erfolgt keine Betrachtung über die Lebensdauer der Massnahmen. Damit werden von Effizienzmassnahmen teilweise unrealistisch hohe Rentabilitäten erwartet. › Den Energiekosten steht teilweise ein hoher Investitionsbedarf für Effizienzmassnahmen gegenüber. Die Finanzierung von Investitionen wird durch die oft niedrige Kapitalausstattung der Unternehmen (v.a. KMU) und strenge Kapitalvergabekriterien erschwert.
Informations- sowie Aus- und Weiterbildungsdefizite	<ul style="list-style-type: none"> › Vielen Unternehmen (v.a. KMU) fehlt es an fachlichem Know-how, Stromeffizienzmassnahmen einzuleiten. Die Potenziale von Effizienzmassnahmen bei industriellen Prozessen sind kaum bekannt bzw. werden nicht wahrgenommen. Oft fehlen Informationen über entsprechende Anbieter. Besonders ausgeprägt sind die Wissensdefizite im Bereich der Motoren und vor allem in der Prozess- und Systemoptimierung. Das Systemdenken wird zu wenig gefördert (keine in sich energetisch optimierten Anlagen). Weitere Hemmnisse sind prinzipielle Vorbehalte gegenüber Effizienzmassnahmen oder Vorbehalte gegenüber der Verlässlichkeit und der Neutralität von Informationen. › Der Bekanntheitsgrad von Energieagenturen und -beratern ist vor allem bei KMU gering. Das Fachwissen der Energieberater wird als ungenügend beurteilt, vor allem

INDUSTRIE: HEMMNISSE (BEI AN SICH WIRTSCHAFTLICHEN EFFIZIENZMASSNAHMEN)	
Hemmnisse	Bemerkungen
	<p>im Bereich der Prozess- und Systemoptimierung. Planer werden in der Industrie kaum beigezogen.</p> <p>› Seitens der Anbieter (Hersteller) werden die Motoren, Pumpen etc. erstens oft überdimensioniert. Gründe sind unzureichende Kenntnisse der Prozessanforderungen und ausgeprägtes Sicherheitsdenken bei infrastrukturellen Einrichtungen. Zweitens sind die technischen Möglichkeiten zur Energieeinsparung zu wenig bekannt.</p>
Organisatorische Hemmnisse	<p>› Zur Vermeidung eines Betriebsunterbruchs halten viele Unternehmen Ersatzmotoren und -geräte an Lager (gebundenes Investitionskapital).</p> <p>› Die Unternehmen investieren in Anlagen, nicht in einzelne Komponenten (z.B. effiziente Motoren). Die Hersteller haben wenig Anreize, effiziente Anlagen zu bauen, weil sie dadurch teurer werden.</p> <p>› Geteilte Verantwortlichkeiten (z.B. zwischen dem technischen Leiter bzw. dem Management, das über das Budget entscheidet, und dem Einkäufer) können Energiemassnahmen ebenfalls verhindern.</p>

Tabelle 21 Quellen: Basics 2006a, Prognos/Progrtrans/Basics 2007, EBP/INFRAS 2003; Ergebnisse der Experteninterviews.

Dienstleistungen

Im Dienstleistungssektor sind energieeffiziente Lösungen (Lüftung, Kühlung, Beleuchtung) bei richtiger Planung entweder rentabel oder mit geringen Mehrkosten verbunden (Jakob et al. 2006). Komfortlösungen (aktive Kühlung, Lüftung) führen zu gewissen Mehrkosten. Diesen Mehrkosten steht jedoch ein Zusatznutzen (z.B. erhöhte Produktivität der Mitarbeitenden durch gute Beheizung bzw. gute Kühlung der Räume und gute Luftqualität) gegenüber, der die Wirtschaftlichkeit der Massnahmen deutlich verbessert.

Die bedeutendsten Hemmnisse im Dienstleistungssektor (inkl. öffentliche Verwaltung) sind Informationsdefizite, eine ungenügende Markttransparenz und organisatorische sowie strukturelle Hemmnisse. Information und Motivation sind häufig für die Erschliessung von Effizienzpotenzialen entscheidend. Bei den Hemmnissen ist zwischen verschiedenen Akteuren zu unterscheiden:

- › Investoren, Planer und das Baugewerbe sind gemäss Jakob et al. 2006 unzureichend über rentable Stromeffizienzmassnahmen informiert. Gründe dafür sind die hohe Arbeitsteilung zwischen Planern und dem Gewerbe, die zu hohen Transaktionskosten (Informations-, Such- und Entscheidungskosten) führt, unterschiedliche Interessen von Investoren, Planern und dem Gewerbe (asymmetrische Interessen), eine ungenügende Transparenz über den Markt an effizienten Lösungen und Aus- und Weiterbildungsdefizite von Investoren, Planern und dem Gewerbe.

- › Bei Dienstleistungsunternehmen (und im Gewerbe) ist nach Expertenaussagen oft unklar, wer für die Effizienzmassnahmen zuständig ist bzw. fehlen klare Vorgaben des Managements an die Stromeffizienz von Geräten, der Beleuchtung und der Gebäude.
- › Bei den Energieeffizienz Anbietern (Planer und Technologie-Lieferanten) bestehen bei der technischen Entwicklung, der Technologie- und Know-how-Diffusion und im Marketing effizienter Lösungen Defizite (Jakob et al. 2006). Insbesondere sollten Methoden und Standards weiterverbreitet und die Zusatznutzen effizienter Lösungen aktiver vermarktet werden. Ein breiteres Angebot an Planungshilfen würde ebenfalls dazu beitragen, Informationsdefizite abzubauen.
- › Bei der öffentlichen Hand sind gemäss Aussagen von ExpertInnen fehlendes Know-how und fachliche Überforderungen der Entscheidungsträger wichtige Hemmnisse, die der Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen entgegenstehen. Zusätzliche Hemmnisse sind Unklarheiten über Kompetenzen und teilweise fehlende finanzielle Mittel der Gemeinden. Zu berücksichtigen sind zudem die Beteiligungen und die Beziehungen (z.B. Übertragung der Strassenbeleuchtung) zwischen den Kantonen und den Gemeinden und den Energieversorgungsunternehmen (EVU). Gemäss den Expertinnen haben die EVU mit einigen Ausnahmen kein Interesse an Stromsparmassnahmen.

Weitere wichtige Hemmnisse im Dienstleistungssektor sind Finanzierungshemmnisse bei grösseren Investitionen, unterschiedliche Interessen von technischen und kaufmännischen Abteilungen und die Schwierigkeit, Erneuerungsinvestitionen auf Mieter und Nutzer abzuwälzen (Prognos/Progtrans/Basics 2006).

Exkurs: Beleuchtung

Für Dienstleistungsunternehmen (und die Industrie) ist der Ersatz von Leuchtstofflampen (LL/CFL) durch LED's gemäss Expertenaussagen wirtschaftlich grösstenteils attraktiv. Die Mehrkosten fallen weniger im Bereich der Lampen/Leuchten, sondern bei der Optimierung der Lichtregulierung und der Raumgestaltung an. Hemmnisse bestehen gemäss Expertenaussagen vor allem aufgrund von Informations- und Ausbildungsdefiziten bei Architekten und Planern, der ungenügenden Markttransparenz und organisatorischen Strukturen:

- › In der Ausbildung von Architekten und Planern wird das Thema Beleuchtung noch zu wenig beachtet. Bei Architekten und Planern bestehen Know-how-Defizite.
- › In der Praxis konzentrieren sich die Architekten und Planer auf die Merkmale Stil und Design anstelle der „optimalen Lichterbringung“. Zudem werden die Lichtsysteme zu wenig in ihrer Gesamtheit optimiert.
- › Oft werden anspruchsvolle Lichtregulierungen zur Optimierung der Beleuchtung zwar installiert, aufgrund des Kostendrucks bei der Inbetriebnahme der Gebäude jedoch nicht in Betrieb genommen.
- › Das Produktsortiment bei den Lampen und Leuchten ist sehr unübersichtlich.
- › Die ungenügend klare Regelung der Zuständigkeiten bei der Beleuchtung kann ebenfalls hemmend wirken.

Bei der Strassenbeleuchtung ist der Ersatz der konventionellen Beleuchtung durch LED-Systeme mit einer Amortisationszeit von drei bis vier Jahren attraktiv.

Box 3**Stromproduktion aus erneuerbaren Energien**

Bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Photovoltaik, Biomasse, Windenergie, Geothermie) fällt vor allem die grösstenteils fehlende Wirtschaftlichkeit ins Gewicht, insbesondere bei der Photovoltaik. Zusätzliche Hemmnisse sind gemäss Expertenaussagen

- › Vorgaben betreffend Restwassermengen und Gewässerschutz (Wasserkraft), Natur- und Landschaftsschutz (Windenergie) und Heimatschutz bzw. Denkmalpflege (Photovoltaik),
- › Unsicherheiten betreffend Nutzungsmöglichkeiten bzw. Erdbebenpotenzial (Geothermie),
- › Komplexität und fehlende Abstimmung der Planungs- und Baubewilligungsverfahren (vgl. Pfisterer 2009).

4.3.2. MASSNAHMEN

Nachfolgend stellen wir dar, welche (Politik-) Massnahmen notwendig wären, um die im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien, Variante 1 (verstärkte Nutzung der Erneuerbaren nur im Inland), dargestellte Entwicklung zu erreichen. Ausgehend von den beschlossenen und den geplanten Massnahmen des Staates (Bund, Kantone und Gemeinden) und der Privatwirtschaft werden die zusätzlich erforderlichen Massnahmen skizziert. Dabei beschränken wir uns auf die Beschreibung und die Begründung der Massnahmen sowie qualitative Wirkungsüberlegungen. Auf eine quantitative Wirkungsanalyse der Massnahmen wird hingegen verzichtet.

Der vorgeschlagene Massnahmen-Mix stützt sich auf die bestehende und die geplante Energiepolitik, die Energieperspektiven des BFE (Szenario IV), Strategiepapiere zu EnergieSchweiz nach 2010⁶², Forschungsarbeiten des BFE⁶³, Arbeiten der Umweltorganisationen⁶⁴ und die Ergebnisse der Experteninterviews.

Zu berücksichtigen ist, dass ein Teil der erforderlichen Massnahmen mit den seit dem Jahr 2006 beschlossenen Massnahmen bis zu einem gewissen Grad bereits umgesetzt ist. Beispiele sind die vom Bund beschlossenen Mindestanforderungen an Geräte, Motoren und Leuchten, verschiedene stromrelevante Bestimmungen der Musterenergievorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) des Jahres 2008, die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) und die wettbewerblichen Ausschreibungen zur Steigerung der Stromeffizienz. Bei diesen Massnahmen skizzieren wir die zur Zielerreichung notwendige Verschärfung der Massnahmen bzw. den erforderlichen Ausbau der Förderung.

Grundsätze

Der vorgeschlagene Massnahmen-Mix baut auf folgenden Grundsätzen auf:

1. Damit die im Szenario Stromeffizienz und Erneuerbare Energien beschriebene Entwicklung erreicht werden kann, sind entsprechende klare und verbindliche Ziele auf nationaler Ebene zu definieren.
2. Der Massnahmen-Mix soll auf den bestehenden und den geplanten Massnahmen zur Förderung der Stromeffizienz und der erneuerbaren Energien aufbauen. Von Relevanz sind insbesondere die im eidgenössischen Energiegesetz, den Aktionsplänen „Energieeffizienz“ und „Erneuerbare Energien“ sowie in den Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) enthaltenen Massnahmen.
3. Die Massnahmen sind möglichst international abzustimmen, insbesondere auf die bestehenden und die geplanten Massnahmen der EU.
4. Die Massnahmen sollten effektiv, effizient und kohärent sein. Die Auswahl und die Ausgestaltung der Massnahmen haben sich nach den Zielen und den Hemmnissen zu richten. Sie sollten auf die bestehenden und die geplanten Massnahmen sowie in sich abgestimmt sein.

62 V.a. Entwurf Energieeffizienzstrategie (EnergieSchweiz/BFE 2007a) und Entwurf des Konzepts EnergieSchweiz nach 2010 (EnergieSchweiz/BFE 2009b).

63 V.a. INFRAS/AEA 2007, Brunner et al. 2001, INFRAS/Polynomics 2009, EBP 2009.

64 V.a. Energieperspektive 2050 der Umweltorganisationen (Ellipson 2006), Klima-Masterplan (Klimaallianz 2006) und Änderungs- und Ergänzungsvorschläge zur Revision der Energieverordnung (Greenpeace/SES/WWF 2009).

5. Die Zielerreichung sollte durch wenige Hauptinstrumente auf Bundes- und Kantonebene sichergestellt werden. Im Vordergrund stehen Mindestvorschriften, eine Stromlenkungsabgabe und, in einer Übergangsphase, die finanzielle Förderung erneuerbarer Energien. Die Hauptinstrumente können durch weitere Instrumente auf Bundesebene, der Kantone und der Gemeinden sowie der Wirtschaft ergänzt werden.
6. Die Energiepolitik im Elektrizitätsbereich ist dynamisch weiter zu entwickeln. Die Massnahmen sind kontinuierlich zu verstärken bzw. zu ergänzen und je nach wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen anzupassen. In einer ersten Phase (bis die Stromlenkungsabgabe die volle Abgabehöhe erreicht hat) sind die bestehenden Instrumente zu verstärken und die finanzielle Förderung zu erhöhen. In einer zweiten Phase (mit voller Abgabehöhe der Stromlenkungsabgabe) kann die finanzielle Förderung laufend reduziert werden. Die Stromlenkungsabgabe ist stufenweise zu erhöhen, damit die Haushalte und die Unternehmen Anpassungen vorausschauend planen können.
7. Die Massnahmen sollen sich positiv auf die wirtschaftliche Entwicklung auswirken. Die Massnahmen sollen geeignet sein, Innovationen auszulösen, die Diffusion von neuen Technologien und Anwendungen zu beschleunigen sowie sich positiv auf die inländische Wertschöpfung und die Beschäftigung (inkl. Exportchancen) auszuwirken.

Ziele

Auf nationaler Ebene sind Ziele betreffend den Stromverbrauch und die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu definieren. Die Ziele leiten sich aus den im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien (Variante 1 „Inland“) beschriebenen Entwicklungspfaden ab:

- › Erstens sind verbindliche quantitative Reduktionsziele für den Stromverbrauch und Produktionsziele für die erneuerbaren Energien für den Zeitpunkt 2035 sowie entsprechende Etappenziele für 2020 und 2030 zu definieren.
- › Zweitens sind die übergeordneten Ziele in Form von Absenk- bzw. Produktionspfaden auf einzelne Anwendungen bzw. Technologien differenziert festzulegen. Diese anwendungs- bzw. technologiespezifischen Ziele sind nicht verbindlich festzuschreiben, sondern verstehen sich als Orientierungsgrössen zur Steuerung der Zielerreichung.

Die Zielerreichung ist periodisch zu überprüfen. Bei Abweichungen von den Zielpfaden sind unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (v.a. Strompreis) Anpassungen vorzunehmen, in erster Linie an den Hauptinstrumenten.

Vorschriften und Labels

Energetische Vorschriften und Labels sind ein zentrales Element einer wirksamen und effizienten Stromeffizienzpolitik. Mindestanforderungen führen dazu, dass nur noch effiziente Geräte, Anlagen, Motoren und Beleuchtung abgesetzt werden. Energieverbrauchsdeklarationen bzw. Labels verbessern die Markttransparenz und fördern damit die Verbreitung effizienter Anwendungen.

Die Mindestanforderungen auf **Bundesebene** sind schrittweise zu verschärfen. Ziel ist es, nur noch die bezüglich Stromeffizienz beste verfügbare Technologie zuzulassen. Die Labels sollten auf weitere Anwendungen ausgedehnt und dynamisiert werden. Bei der Weiterentwicklung der Mindestanforderungen und der Labels sollte sich die Schweiz insbesondere an den Massnahmen der EU orientieren.⁶⁵ Bei den nachfolgenden Massnahmen beziehen wir uns auf einen Vorschlag der Umweltorganisationen im Zusammenhang mit der Revision der EnV (Greenpeace/SES/WWF 2009):

- › Verbrauchsdeklaration: Der Stromverbrauch aller serienmässig hergestellten elektrischen Geräte, Anlagen und Elektromotoren soll deklariert werden. Die Deklaration ermöglicht, dass der Stromverbrauch in den Kauf- bzw. den Investitionsentscheid einfliesst. Die Energieetikette ist auf alle relevanten Gerätekategorien und Anlagen auszuweiten. Dabei sind die von der EU erarbeiteten Energieetiketten für weitere Gerätekategorien zu übernehmen, sobald sie vorliegen. Um die Diffusion der besten verfügbaren Technologien und Anwendungen zu unterstützen, sollte die Energieetikette dynamisiert werden. Die Energieetikette ist nur aussagekräftig, wenn die Effizienzklassen regelmässig an die technologische Entwicklung und die Marktsituation angepasst werden. Dass die Energieetikette auch als Grundlage für Mindestvorschriften und Förderprogramme verwendet wird, verleiht der Forderung nach deren Dynamisierung zusätzliche Relevanz. Die Schweiz sollte den Vorschlag der EU für eine dynamisierte Energieetikette übernehmen, sobald er verabschiedet ist.
- › Die Mindestanforderungen sollten deutlich über die vom Bundesrat im Juni 2009 im Rahmen der Revision der EnV beschlossenen Massnahmen hinausgehen:⁶⁶

⁶⁵ Mit der Ökodesign-Richtlinie („Eco-Design of Energy using Products“) ist die EU daran, Vorgaben zu den Mindestanforderungen für 27 Produktgruppen auszuarbeiten.

⁶⁶ Die Umweltorganisationen schätzen aufgrund eigener Berechnungen, dass die von ihnen vorgeschlagenen Massnahmen zu Einsparungen von rund 5.9 TWh pro Jahr führen (geschätzte Wirkung der Massnahmen des Bundes gemäss EnV-Revision: knapp 1 TWh). Besonders relevant sind die Vorschriften bei der Beleuchtung (Vorschriften für Büro- und Industrieleuchten, Haushaltslampen und Strassenbeleuchtung). Ebenfalls von grosser Bedeutung sind die Anforderungen an Umwälzpumpen, elektrische Normmotoren und Haushaltgeräte (v.a. Kühl- und Gefriergeräte sowie Tumbler).

- › Erstens sollten die Mindestanforderungen für Haushaltgeräte, Elektronikgeräte, elektrische Normmotoren und Haushaltslampen verschärft werden. Dabei sollte sich die Schweiz grundsätzlich am Vorgehen der EU orientieren. Wo möglich und zweckmässig, soll die Schweiz eine Vorreiterrolle einnehmen und der EU vorausgehen.⁶⁷ Dabei könnte sie sich u.a. an internationalen Vorreitern orientieren.
- › Zweitens sollte der Bund für weitere Geräte, Anlagen und Leuchten Mindestanforderungen einführen. Von Relevanz sind insbesondere Anforderungen an Büro- und Industrieleuchten (Leuchtenlichtausbeute nach MINERGIE) und Effizienzvorschriften für die Strassenbeleuchtung sowie für Umwälzpumpen (Übernahme der EU-Vorschriften). Zudem könnten Anforderungen für Wärmepumpen (SIA 380/4) und Elektroboiler (Isolation nach SIA 380/4) gestellt werden.

Auf **kantonalen Ebenen** beinhalten die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN) verschiedene stromrelevante Bestimmungen. Tabelle 22 stellt die relevanten Bestimmungen dar und zeigt Vorschläge zu deren Verschärfung auf. Entscheidend ist, dass die Kantone die Vorschriften der MuKEN möglichst flächendeckend umsetzen.

KANTONALE EBENE: VORSCHRIFTEN (MUKEN)		
Anwendung/Zielgruppe	Vorschriften MuKEN 2008	Weitergehende Massnahmen
Ortsfeste elektrische Widerstandsheizungen	Verbot der Neuinstallation und Verbot des Ersatzes von Elektroheizungen mit Wasserverteilsystem	Sanierungspflicht, gekoppelt mit einem entsprechenden Förderprogramm Ersatzverbot auch von Einzelspeicherheizungen
Elektrische Warmwasseraufbereitung	Verbot des Neueinbaus von Elektroboilern zur Warmwasseraufbereitung (ohne Vorwärmung durch andere Energiequellen)	Sanierungspflicht für bestehende Elektroboiler entsprechend der bestehenden Vorschrift betreffend Neueinbau, gekoppelt mit einem entsprechenden Förderprogramm
	Höchstanteil an nichterneuerbaren Energien zur Deckung des Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasser bei Neubauten und Erweiterungen von bestehenden Gebäuden	Einführung einer Pflicht zur Nutzung von erneuerbaren Energien zur Warmwasseraufbereitung bei Neubauten ¹⁾ bzw. Reduktion des Höchstanteils an nicht erneuerbaren Energien
Grossverbraucherartikel	Zielvereinbarungen bzw. Verpflichtung von Grossverbrauchern zur Reduktion des Energieverbrauchs	

⁶⁷ Bei den Kühl- und Gefriergeräten, den Tumblern und den Elektrobacköfen verfügt die Schweiz im Vergleich zur EU bereits heute über strengere Vorschriften.

KANTONALE EBENE: VORSCHRIFTEN (MUKEN)		
Anwendung/Zielgruppe	Vorschriften MuKEN 2008	Weitergehende Massnahmen
Gebäudeenergieausweis	Gebäudeenergieausweis auf freiwilliger Basis	Verpflichtung zur Einführung des Gebäudeenergieausweises
Beleuchtung, Lüftung, oder Lüftung/ Klimatisierung	Einhaltung der Grenzwerte gemäss SIA 380/4 (Beleuchtung, Lüftung oder Lüftung/Klimatisierung) für Neubauten, Umbauten, Umnutzungen mit einer Energiebezugsfläche (EFB) von mehr als 1'000 m ²	

¹⁾ Der Kanton Basel-Stadt fordert neu, dass bei Neubauten 50 Prozent des Warmwasserbedarfs mit erneuerbaren Energien erzeugt werden muss.

Tabelle 22 Quelle: in Anlehnung an Econcept/INFRAS 2009.

Stromlenkungsabgabe

Die Einführung einer Stromlenkungsabgabe ist für die Zielerreichung entscheidend. Die Lenkungsabgabe hebt die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht unter Berücksichtigung der externen Kosten zu tiefen Strompreise an und setzt die für den Transformationsprozess in Richtung Stromeffizienz und erneuerbare Energien notwendigen Preissignale. Die Lenkungsabgabe erhöht die Sensibilisierung der Marktakteure, setzt Anreize für die Marktakteure, sich zu informieren und weiterzubilden und verbessert die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmassnahmen sowie von Investitionen in erneuerbare Energien.⁶⁸ Damit überwindet die Lenkungsabgabe massgebliche Hemmnisse und beeinflusst die Investitions- und Nutzungsentscheide der Marktakteure in Richtung Stromeffizienz (und erneuerbare Energien). Im Vergleich zu anderen Instrumenten (z.B. Verpflichtung von Energieversorgungsunternehmen) weist die Lenkungsabgabe Effizienzvorteile auf (geringere Vollzugs- und Anpassungskosten), lässt den Marktteilnehmenden Entscheidungsfreiheit und stimuliert die technische sowie die wirtschaftliche Entwicklung hin zu einem langfristigen Strukturwandel in Richtung Stromeffizienz (und erneuerbare Energien). Zudem führt die Erhöhung des Strompreises zu einer Verringerung des sog. „Rebound-Effekts“ (vgl. Box 4).

Die Stromlenkungsabgabe soll im Sinne einer Grobsteuerung vor allem die Zielerreichung bei den Effizienzmassnahmen sicherstellen. In einer Übergangsphase soll die Abgabe

⁶⁸ Die Anreize betreffend erneuerbare Energien sind von der konkreten Ausgestaltung der Stromlenkungsabgabe abhängig. Werden die erneuerbaren Energien (inkl. Kleinwasserkraftwerke bis 10 MW) von der Abgabe ausgenommen, verbessert sich deren Wirtschaftlichkeit. Dafür ist im Vergleich zum nachfolgenden Modell mit einem etwas höheren Vollzugaufwand zu rechnen. Werden die erneuerbaren Energien nicht ausgenommen, verbessert sich lediglich die Wirtschaftlichkeit des Stroms aus erneuerbaren Energien, der nicht ins Netz eingespeist wird (Photovoltaikstrom zur Eigenversorgung).

durch finanzielle Fördermassnahmen ergänzt werden. Die Höhe der Abgabe ist so festzulegen, dass

- › die Endnutzer ausreichend sensibilisiert werden (Signalwirkung) und dem Stromverbrauch bei ihren Investitions- und Nutzungsentscheiden eine grössere Beachtung beimessen,
- › die Marktakteure einen grossen Anreiz haben, sich über Effizienzmassnahmen zu informieren,
- › die finanziellen Hemmnisse (z.B. hohe Anfangsinvestitionen, kurze Payback-Fristen) der Effizienzmassnahmen weitgehend überwunden werden,
- › sich die Wirtschaftlichkeit der heute noch unrentablen Effizienzmassnahmen deutlich verbessert.
- › die für die verschiedenen Anwendungen und Technologien definierten Zielpfade unter Berücksichtigung der anderen beiden Hauptinstrumente (Vorschriften und finanzielle Förderung) erreicht werden.

Die Lenkungsabgabe wird auf dem Stromverbrauch je kWh erhoben. Aufgrund der Energieperspektiven des BFE (Szenario IV) und Berechnungen anhand des Szenarienrechners gehen wir davon aus, dass die heutigen Strompreise mindestens verdoppelt werden müssten, um die beschriebenen Ziele zu erreichen.⁶⁹ Die Lenkungsabgabe ist unter Berücksichtigung der Preisentwicklung auf dem Strommarkt festzulegen. Wir gehen davon aus, dass die Lenkungsabgabe Anfang 2014 eingeführt werden kann. Die Abgabe wird innerhalb von vier Jahren unter Berücksichtigung des Strompreises stufenweise erhöht und erreicht 2018 die volle Abgabehöhe. Für stromintensive Betriebe sind in Abhängigkeit des ausländischen Strompreisniveaus allenfalls Erleichterungen und Ausnahmeregelungen vorzusehen, um deren internationale Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten. Die Einnahmen der Lenkungsabgabe werden den Haushalten und der Wirtschaft zurückerstattet. Ein Teil der Einnahmen der Stromlenkungsabgabe ist zur Finanzierung der Förderprogramme (siehe nächster Abschnitt) einzusetzen (Teilzweckbindung).

Um unerwünschte Substitutionsanreize zwischen den verschiedenen Energieträgern zu vermeiden, sollte die Lenkungsabgabe auf Strom als Teil einer umfassenden Energielenkungsabgabe auf fossile Energien, Strom und Fernwärme aus nicht erneuerbaren Energien

⁶⁹ Szenario IV der Energieperspektiven, das bei der Stromeffizienz eine mit dem Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien (Variante 1) vergleichbare Entwicklung beschreibt (Reduktion der Energienachfrage um 16.3 TWh im Jahr 2035 gegenüber Szenario I), beinhaltet im Elektrizitätsbereich eine Lenkungsabgabe, die zu einer Verdoppelung der heutigen Strompreise führt (BFE 2007, Prognos 2007a). Der Szenariorechner zeigt, dass die erforderlichen Investitionen in die erneuerbaren Energien bei einer Verdoppelung des Strompreises (ab 2006) in der Summe wirtschaftlich sind.

(bzw. einer Energiegehaltsabgabe) eingeführt werden. Da sich der Bund bei den fossilen Energieträgern in den nächsten Jahren voraussichtlich auf die CO₂-Lenkungsabgabe konzentriert, ist die Stromlenkungsabgabe parallel zur CO₂-Abgabe einzuführen.

Falls die Stromlenkungsabgabe aus politischen Gründen verzögert oder nicht mit ausreichender Höhe realisiert werden kann, müsste die finanzielle Förderung (kostendeckende Einspeisevergütung und Stromsparfonds) in einer Übergangsphase im Sinne einer „Second-best-Lösung“ weiter geführt und verstärkt werden. Die finanzielle Förderung von Effizienzmassnahmen könnte durch nachfolgende Massnahmen ergänzt werden, wobei zusätzliche Abklärungen betreffend Ausgestaltung, Wirksamkeit und Effizienz notwendig wären:

- › Netzpreisregulierung: Anreizregulierung mit Ausrichtung auf Stromeffizienz (vgl. INFRAS/Polynomics) 2009).
- › Verpflichtung der EVU, den Elektrizitätsverbrauch in ihrem Verteilgebiet gemäss einem definierten Zielpfad zu reduzieren. Die Verpflichtung der EVU sollte mit der Möglichkeit, die zur Zielerreichung erforderlichen Massnahmen über Tarifaufschläge zu finanzieren und einem Zertifikatehandel („White Certificates“) kombiniert werden (vgl. INFRAS/AEA 2007).
- › Nationaler Effizienzbonus für Industrie- und Dienstleistungsunternehmen: Tarifreduktion für Unternehmen, die sich zu Stromeinsparungen verpflichten. Der Effizienzbonus wird über einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze finanziert.

Finanzielle Förderung

Bis die Stromlenkungsabgabe mit der vollen Abgabehöhe wirksam ist und sich die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energieträger deutlich verbessert hat, sind in einer Übergangsphase aufbauend auf den bestehenden Instrumenten folgende Finanzhilfen nötig, um die beiden Zielpfade Stromeffizienz und erneuerbare Energien zu erreichen:

- › **Weiterentwicklung der kostendeckende Einspeisevergütung (KEV):** Mit dem heutigen Zuschlag von maximal 0.6 Rp./kWh⁷⁰ erwartet das BFE (2008c) eine zusätzliche jährliche Stromproduktion von 3.2 TWh.⁷¹ Die KEV ist in zweifacher Hinsicht weiter zu entwickeln:

⁷⁰ Im Parlament wird zurzeit ein Ausbau der KEV auf einen maximalen Zuschlag von 0.9 Rp./kWh diskutiert (vg. NZZ vom 5. März 2010).

⁷¹ Gemäss EnG sind vom Zuschlag von maximal 0.6 Rp./kWh mindestens 0.5 Rp./kWh für die kostendeckende Einspeisevergütung reserviert. Im Jahr 2010 beträgt der Zuschlag 0.45 Rp./kWh (ca. 265 Mio. CHF). Die kostendeckende Einspeisevergütung beansprucht 2010 rund 130 Mio. CHF. Die restlichen Mittel werden für Rückstellungen für die Risikoabsicherung von Geothermieprojekten, für Reserven für die Rückerstattungen an Grossverbraucher und die wettbewerblichen Ausschreibungen verwendet (BFE 2009d). Gemäss Auskünften des BFE beziehen sich die voraussichtliche Produktion von 3.2 TWh/a bzw. die zugesprochenen Mittel bereits auf den Zuschlag von 0.6 Rp./kWh. Der maximale Zuschlag muss erst

Erstens ist der Zuschlag bzw. die Fördersumme in Abhängigkeit der Zielerreichung zu erhöhen. Grobe Abschätzungen zeigen, dass der Zuschlag bei einer Begrenzung des Ausbaus der Photovoltaik in einer Übergangsphase in etwa verdreifacht werden müsste, um eine Jahresproduktion von 11 TWh zu erreichen. Zweitens sind die jährlichen Zubaukontingente („Deckelung“) pro Technologie entsprechend der beabsichtigten Entwicklung anzupassen bzw. zu flexibilisieren. Zudem wird vorgeschlagen, dass sich die jährliche Absenkung der Einspeisevergütung auch an der Entwicklung der Nachfrage orientiert und die maximal zugelassene Wachstumsrate der jährlich installierten Leistung pro Technologie aus Gründen der Qualitätssicherung auf maximal 50 Prozent beschränkt wird (in Anlehnung an Nowak et al 2009).

- › **Aufstockung der wettbewerblichen Ausschreibungen (bzw. Stromsparfonds):** Der Bund kann wettbewerbliche Ausschreibungen zur Reduktion des Elektrizitätsverbrauchs durchführen (Art. 71 und 15b EnG). Nach Angaben des BFE können maximal 15 bis 17 Mio. CHF pro Jahr für die wettbewerblichen Ausschreibungen verwendet werden. Die erste wettbewerbliche Ausschreibung startete am 29. März 2010 (BFE 2010). Das Budget für die Ausschreibungen im Jahr 2010 beträgt 9 Mio. CHF. Davon sind 3 Mio. CHF für Projekte und 3 Mio. CHF für Programme reserviert. Die restlichen 3 Mio. CHF sollen auf weitere Projekte oder Programme mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis verteilt werden. In einer späteren Phase sollen neben offenen Ausschreibungen von Projekten und Programmen auch thematisch definierte Programme ausgeschrieben werden können (BFE 2009b). Die finanziellen Mittel für die wettbewerblichen Ausschreibungen sollten in einer Übergangsphase auf ca. 50 Mio. CHF (ca. 2015 bis 2020) erhöht und anschliessend bis ca. 2030 wieder reduziert werden. Die Ausschreibungen können so im Sinne eines Stromsparfonds dazu beitragen, die Hemmnisse zu reduzieren, die der Realisierung von Effizienzmassnahmen entgegenstehen. Neben Projekten sollen vor allem Programme unterstützt werden, die durch eine Kombination von finanziellen Anreizen und indirekten Massnahmen (Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung) die Verbreitung von energieeffizienten Technologien fördern. Neben etablierten Technologien soll insbesondere auch die Verbreitung von neuen und besonders fortschrittlichen Lösungen („Best Available Technology“) unterstützt werden. Die Finanzierung der Ausschreibungen erfolgt mittelfristig zweckgebunden über die Stromlenkungsabgabe.

dann erhoben werden, wenn die angemeldeten Anlagen mit positivem Bescheid gebaut sind, Strom ins Netz einspeisen und dafür ab diesem Zeitpunkt die kostendeckende Einspeisevergütung erhalten (BFE 2009d).

Ergänzende Massnahmen

Zur Ergänzung der drei Hauptinstrumente schlagen wir folgende Massnahmen staatlicher und privater Akteure vor (vgl. Tabelle 23):

ERGÄNZENDE MASSNAHMEN		
Akteure	Massnahmen	Zweck
Bund	Weiterführung des Programms EnergieSchweiz: Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung, Netzwerkarbeit	Abbau von Hemmnissen bzw. Reduktion der Transaktionskosten, in Ergänzung zu den Hauptinstrumenten
	Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen im EnG zur Umsetzung von Effizienzmassnahmen, z.B. Energieberatung, Contracting, Stromeffizienz-Monitoring ⁷²	Stärkeres Engagement der Elektrizitätsversorgungsunternehmen bei Effizienzmassnahmen
	Verstärkung der Forschung und des Technologietransfers (von der Forschung in die Praxis) in den Bereichen Stromeffizienz und erneuerbare Energien	Weitergehende Förderung der technologischen Entwicklung, von Innovationen und der Diffusion neuer Lösungen
	Bessere Abstimmung der Planungs- und Baubewilligungsverfahren, z.B. durch konzentriertes und koordiniertes bundesrechtliches Bewilligungsverfahren oder Empfehlungen an Kantone und Gemeinden ⁷³ für bestimmte Technologien	Abbau von rechtlichen Hemmnissen
	Vorbildliche öffentliche Beschaffung (inkl. Vorgaben zum Bezug von Ökostrom)	Vorbildwirkung und Nachfragedruck
Kantone	Verstärkung Information, Beratung (u.a. stärkere Spezialisierung auf einzelne Kundensegmente) sowie der Aus- und Weiterbildung von Fachleuten (v.a. Planer und Installateure)	Abbau von Informations- sowie Aus- und Weiterbildungsdefiziten
	Optimierung der Verfahren und Abbau von rechtlichen Hindernissen bei der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien	Abbau von rechtlichen Hemmnissen
	Einfluss auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, an denen die Kantone beteiligt sind, im Hinblick auf verstärkte Anstrengungen in Richtung Stromeffizienz und erneuerbare Energien (z.B. nur noch Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien)	Stärkeres Engagement der Elektrizitätsversorgungsunternehmen
	Vorbildliche öffentliche Beschaffung (inkl. Vorgaben zum Bezug von Ökostrom)	Vorbildwirkung und Nachfragedruck
Gemeinden	Verbesserung der eigenen fachlichen Kompetenzen im Bereich Stromeffizienz	Abbau des Informationsdefizits
	Verstärkung der Information und der Energieberatung	

72 Nach Art. 5 StromVG können die Kantone die Elektrizitätsversorgungsunternehmen bereits heute zur Umsetzung von Effizienzmassnahmen verpflichten. Die neue Regelung im EnG soll den Massnahmen zusätzliche Bedeutung geben.

73 Beispielsweise hat der Bund Empfehlungen zur Planung von Windenergieanlagen erarbeitet (BFE/BAFU/ARE 2010).

ERGÄNZENDE MASSNAHMEN		
Akteure	Massnahmen	Zweck
	Eigene Förderprogramme ¹ , z.B. › Anwendungs- bzw. technologiebezogene Förderung (z.B. des vorzeitigen Ersatzes ineffizienter Geräten und Anlagen; Prüfen von Beiträgen an Installateure anstelle von Nutzern) › Beratungsoffensiven	Zusätzliche finanzielle Anreize in Ergänzung der Programme des Bundes, der Kantone und der Elektrizitätsversorgungsunternehmen
	Rahmenvereinbarungen mit Vermieterverbänden zum vorzeitigen Austausch von ineffizienten Geräten (Bsp. Stadt Zürich)	Abbau von strukturellen Hemmnissen
	Einfluss auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen der Städte und der Gemeinden in Richtung verstärkte Stromeffizienzprogramme und Investitionen in erneuerbare Energien	Stärkeres Engagement der Elektrizitätsversorgungsunternehmen
	Abbau von rechtlichen Hemmnissen (z.B. Bau- und Denkmalschutz)	Abbau rechtlicher Hemmnisse
	Vorbildliche öffentliche Beschaffung (inkl. Vorgaben zum Bezug von Ökostrom)	Vorbildwirkung und Nachfragedruck
Elektrizitätsversorgungsunternehmen	Umsetzung von Effizienzmassnahmen, z.B. Information und Beratung, Einsparcontracting, Demand Side Management, Smart Metering, tarifliche Massnahmen (z.B. Effizienzbonus für Industrie- und Dienstleistungsunternehmen)	Verstärktes Engagement betreffend Stromeffizienz und erneuerbare Energien
	Verstärkte Investitionen in erneuerbare Energien im In- und im Ausland (u.a. eigene Investitionen in erneuerbare Energien – nur noch Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien, Öko- bzw. Solarstrombörse, Anlagen-Contracting)	
	Förderprogramme in den Bereichen Stromeffizienz und erneuerbare Energien in Ergänzung zu den Programmen der öffentlichen Hand ¹ (z.B. Förderung des vorzeitigen Ersatzes von ineffizienten Geräten und Anlagen)	
Wirtschaft	Verstärktes Engagement bei Effizienzmassnahmen und bei erneuerbaren Energien (u.a. im Rahmen von Zielvereinbarungen)	Verstärktes Engagements der Unternehmen bei eigenen Massnahmen
	Finanzielle Fördermassnahmen, z.B. privat getragene und finanzierte Effizienzprogramme sowie von Programmen zur Förderung von erneuerbaren Energien ¹	Abbau der finanziellen Hemmnisse
	Verstärkte Massnahmen der Finanzwirtschaft, z.B. › Zinserleichterungen bei Hypothekarkrediten (falls in erneuerbare Energien investiert wird) sowie bei Krediten zur Finanzierung von effizienten Anlagen, Contracting-Projekten und Investitionen in erneuerbare Energien › (Solar-) Fonds zur Finanzierung von erneuerbaren Energien; › Investitionen in Beteiligungsgesellschaften (z.B. „New Energies Invest“)	
NGO	Informations- und Beratungskampagnen; Aus- und Weiterbildungsanstrengungen	Abbau der Informations- sowie der Aus- und Weiterbildungsdefizite

¹ Die Gemeinden und die Unternehmen (inkl. Elektrizitätsversorgungsunternehmen) haben die Möglichkeit, ihre Förderprogramme über die wettbewerblichen Ausschreibungen teilweise zu refinanzieren.

Tabelle 23

Massnahmen in Variante 2

In Variante 2 („Import erneuerbare Energien“) des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien sind im Wesentlichen dieselben Massnahmen erforderlich wie in Variante 1. Hauptinstrumente sind der Ausbau und die Verstärkung der Vorschriften, eine Stromlenkungsabgabe (mindestens Verdoppelung der Strompreise) und finanzielle Fördermassnahmen. Die beiden Varianten unterschieden sich bei den Massnahmen wie folgt:

- › Die **kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)** beschränkt sich in erster Linie auf die im Inland erzeugte Elektrizität aus erneuerbaren Energien. Da in Variante 2 ein bedeutender Teil des Stroms aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland importiert werden soll, muss der aktuelle Zuschlag von maximal 0.6 Rp/kWh voraussichtlich nicht wesentlich erhöht werden.
- › Um die Zielerreichung sicherzustellen, sind für die einzelnen EVU **verpflichtende Vorgaben für die Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien** einzuführen (verpflichtende Produktions- und Importquoten). Der Handel der von den EVU produzierten und importierten Elektrizität aus erneuerbarer Energie sollte über entsprechende Zertifikate gehandelt werden können. Wenn die Zubaumengen nicht erreicht werden oder die Zertifikate nicht erbracht werden können, sind entsprechende Ersatzzahlungen zu leisten (analog Art. 7b, Abs. 4 EnG).

Exkurs: „Rebound-Effekt“

Der sog. „Rebound-Effekt“ bezeichnet das Phänomen, dass die durch Effizienzmassnahmen resultierenden Energieeinsparungen durch induzierten Mehrverbrauch teilweise kompensiert werden. Dabei wird zwischen einem direkten und einem indirekten Rebound-Effekt unterschieden:

- › Direkter Rebound: Effizienzmassnahmen reduzieren die Kosten der betreffenden Energiedienstleistungen. Die Energiedienstleistungen werden aufgrund der geringeren Kosten stärker nachgefragt.
- › Indirekter Rebound: Effizienzmassnahmen führen zu finanziellen Einsparungen. Die frei werdenden Mittel werden für andere Güter und Dienstleistungen verwendet, die ebenfalls Energie verbrauchen.

Die Ergebnisse wissenschaftlicher Untersuchungen zum Rebound-Effekt können wie folgt zusammengefasst werden (vgl. Sorrell 2007, Sorrell et al. 2009):

- › Die empirische Evidenz (Anzahl Untersuchungen, methodische Qualität der Untersuchungen) des Rebound-Effekts von Effizienzmassnahmen ist noch ungenügend. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass der Rebound-Effekt signifikant ist und nicht vernachlässigt werden sollte.
- › Der Rebound-Effekt unterscheidet sich nach Sektoren, Anwendungen (bzw. Technologien), Sättigungsgrad der Nachfrage und Einkommensklassen. Generell ist davon auszugehen, dass der Rebound-Effekt bei nicht energieintensiven im Vergleich zu energieintensiven Sektoren und Anwendungen (bzw. Technologien) geringer ist. Je gesättigter die Nachfrage und je höher das Einkommen, desto geringer dürfte der Rebound-Effekt sein.
- › Vergleichsweise gut untersucht ist der direkte Rebound-Effekt von Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich (Wärmeproduktion und Kühlung) und bei der individuellen Mobilität. Im Gebäudebereich wird der direkte Rebound-Effekt auf weniger als 30 Prozent (entspricht Nettoeinsparungen von über 70 Prozent), bei der individuellen Mobilität eher auf 10 Prozent geschätzt. Bei Energiedienstleistungen, bei denen die

Exkurs: „Rebound-Effekt“

Energiekosten einen kleineren Teil der Gesamtkosten betragen (u.a. Haushaltgeräte), wird mit einem geringeren Rebound-Effekt gerechnet.

- › Der Rebound-Effekt kann durch preisliche Massnahmen (z.B. Lenkungsabgaben oder Zertifikatehandel) reduziert werden. Die Erhöhung des Energiepreises führt ceteris paribus dazu, dass die Nachfrage nach Energiedienstleistungen zurückgeht. Damit verringern sich der direkte und der indirekte Rebound-Effekt.

In vorliegender Arbeit wird der Rebound-Effekt beim Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien aus folgenden Gründen vernachlässigt:

- › Erstens ist die empirische Evidenz des Rebound-Effekts der interessierenden Stromeffizienzmassnahmen ungenügend. Insbesondere ist der direkte Rebound-Effekt der Stromeffizienzmassnahmen kaum untersucht.
- › Da die Stromeffizienzmassnahmen vor allem Anwendungen betreffen, bei denen die Energiekosten einen kleinen Teil der jeweiligen Gesamtkosten betragen, gehen wir zweitens davon aus, dass der Rebound-Effekt vergleichsweise gering sein dürfte.
- › Drittens wird der Rebound-Effekt durch die vorgesehene Stromlenkungsabgabe weitgehend verhindert.

Box 4

5. SENSITIVITÄTSANALYSE

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse dargestellt.

Sensitive Parameter

Folgende Annahmen, die den beiden Szenarien zugrunde liegen, wurden im Hinblick auf die Höhe der Investitionen und die Wirtschaftlichkeit (Nettobarwerte) als sensitiv identifiziert:

- › Volkswirtschaftlicher Zinssatz: dem Modell (Szenarienrechner, für beide Szenarien) mit 2.5 Prozent zugrunde gelegt,
- › Strompreis (Marktpreis): dem Modell mit einem Zuwachs für den Zeitraum 2006 bis 2035 von 27 Prozent (Wachstumsrate von 4 Prozent pro 5-Jahresperiode) zugrunde gelegt.
- › Gestehungskosten der Kernkraftwerke: Diese werden schon heute und v.a. in der zweiten Hälfte des Beobachtungszeitraums als sehr unsicher betrachtet und sind daher höchst umstritten.

Ergebnisübersicht

Tabelle 24 stellt die Variation der betrachteten Parameter und die Ergebnisse betreffend Investitionen und Wirtschaftlichkeit (Nettobarwerte) für beide Szenarien dar:

INPUT				ERGEBNISSE FÜR SZENARIO					
Parameter	Einheit	Basis, Varianz	Werte absolut	Grosskraftwerke		EFF/ERN (Inland)		EFF/ERN (Ausland)	
				Investitionen	NBW	Investitionen	NBW	Investitionen	NBW
				[Mia. CHF]	[Mia. CHF]	[Mia. CHF]	[Mia. CHF]	[Mia. CHF]	[Mia. CHF]
Gesamtwirtschaftlicher Zinssatz	%	Varianz tief (-36%)	1.6%	39	-6	65	4	57	1
		Modellfall (100%)	2.5%	39	-9	65	3	57	1
		Varianz hoch (+60%)	4.0%	39	-10	65	1	57	0
Strompreisentwicklung Erhöhung Preis um X% 2035 vs. 2005	Rp./kWh	Varianz tief	0%	39	-17	65	-4	57	-5
		Modellfall	27%	39	-9	65	3	57	1
		Varianz hoch	50%	39	-2	65	8	57	5
		Varianz sehr hoch	100%	39	12	65	19	57	16
Gestehungskosten KKW	Rp./kWh	Varianz tief (-31%)	6.0	21	2				
		Modellfall (100%)	8.7	39	-9				

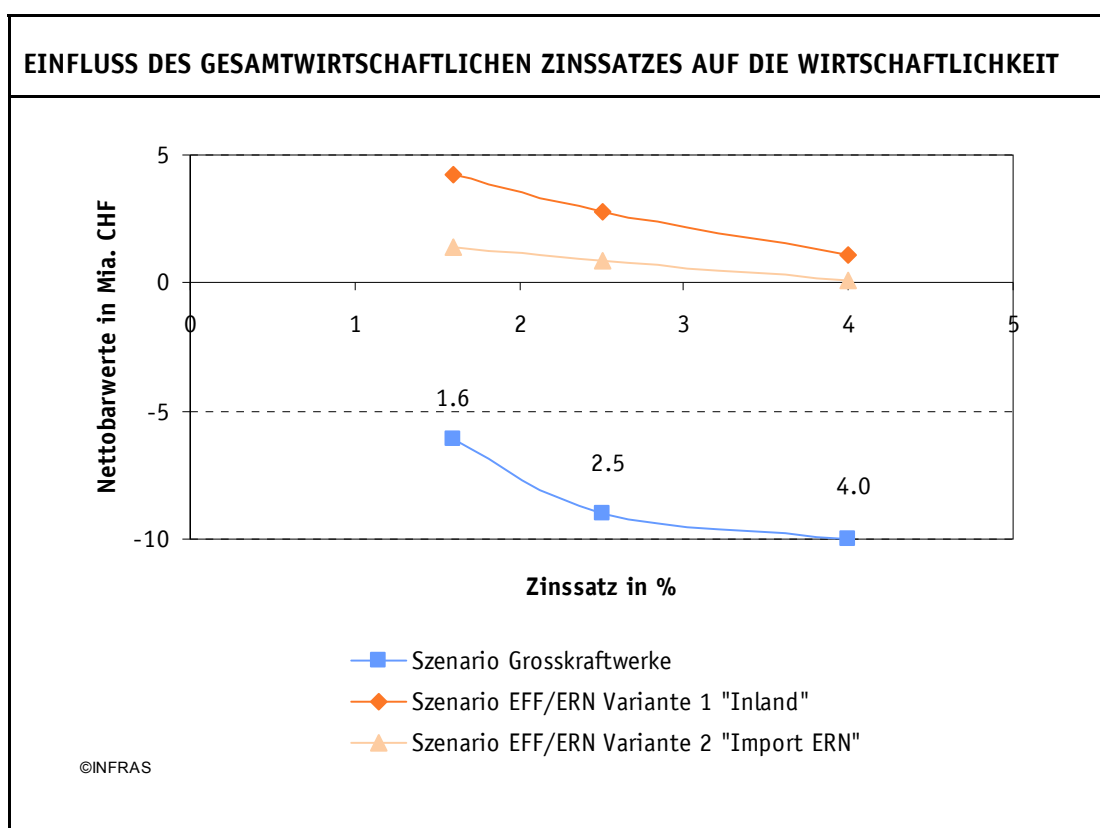
Tabelle 24

Tabelle 24 zeigt, dass die verschiedenen Annahmen zum gesamtwirtschaftlichen Zinssatz die Ergebnisse (Investitionen und Nettobarwerte) in vergleichsweise geringem Ausmass verändern. Insbesondere wird die Ergebnisstruktur zwischen den beiden Szenarien kaum verändert. Demgegenüber können Veränderungen der Strompreisentwicklung die Wirtschaftlichkeit beider Szenarien und die Ergebnisstruktur in hohem Masse beeinflussen. Ähnliches gilt

für die Veränderung der Gestehungskosten der Kernkraftwerke, die ein zentraler Parameter zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit (Nettobarwerte) im Szenario Grosskraftwerke sind.

Gesamtwirtschaftlicher Zinssatz

Hinsichtlich der Veränderung des gesamtwirtschaftlichen Zinssatzes und dessen Einfluss auf den Nettobarwert zeigen die beiden Szenarien ein ähnliches Bild (vgl. Figur 27). Der Parameter ist sensitiv. Die Variation bewirkt jedoch keine entscheidenden strukturellen Veränderungen.



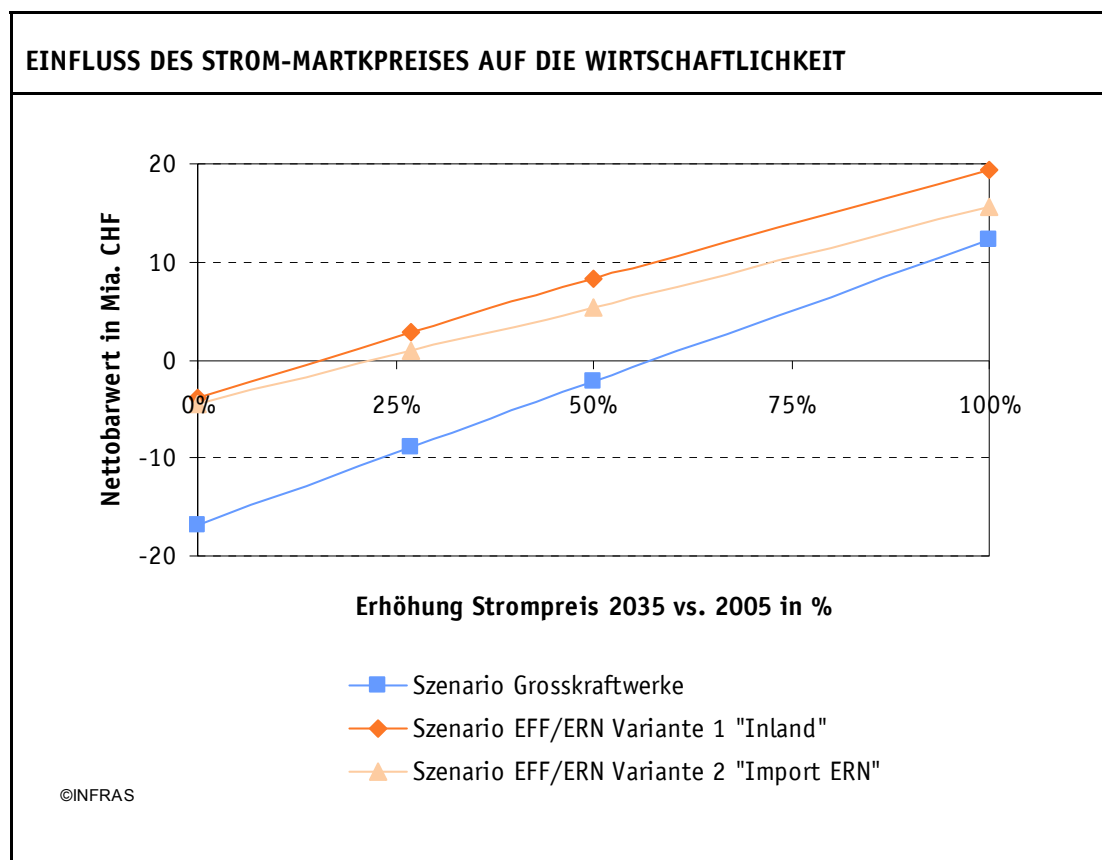
Figur 27

Ein erhöhter Zinssatz von 4 Prozent (anstelle der von uns getroffenen Annahme von 2.5 Prozent) verursacht höhere Kapitalkosten und senkt die Nettobarwerte für das Szenario Grosskraftwerke auf -10 Mia. CHF, für das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien auf 1 bzw. 0 Mia. CHF. Ein reduzierter Zinssatz von 1.6 Prozent (entsprechend dem Zinssatz langfristiger Staatsanleihen) erhöht die Nettobarwerte für das Szenario Grosskraftwerke auf

-6 Mia. CHF, für das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien auf 4 bzw. 1 Mia. CHF.

Strompreis (Marktpreis)

Der Parameter Strompreis (Marktpreis) ist sehr sensitiv. Die Variationen vermögen die Ergebnisse der Szenarien zu „kippen“, d.h. die Szenarien können je nach Entwicklung des Marktpreises für Strom wirtschaftlich bzw. unwirtschaftlich werden (vgl. Figur 28).



Figur 28

Der Marktpreis für Strom fließt sowohl bei den Grosskraftwerken wie auch bei den erneuerbaren Energien direkt in die erzielbaren Erträge ein. Für die Strompreisentwicklung wird angenommen, dass der Strompreis nur bis 2035 ansteigt, von da aber auf bis 2080 konstant bleibt.⁷⁴ Bei der Stromeffizienz beeinflusst der Strompreis die eingesparten Energiekosten.

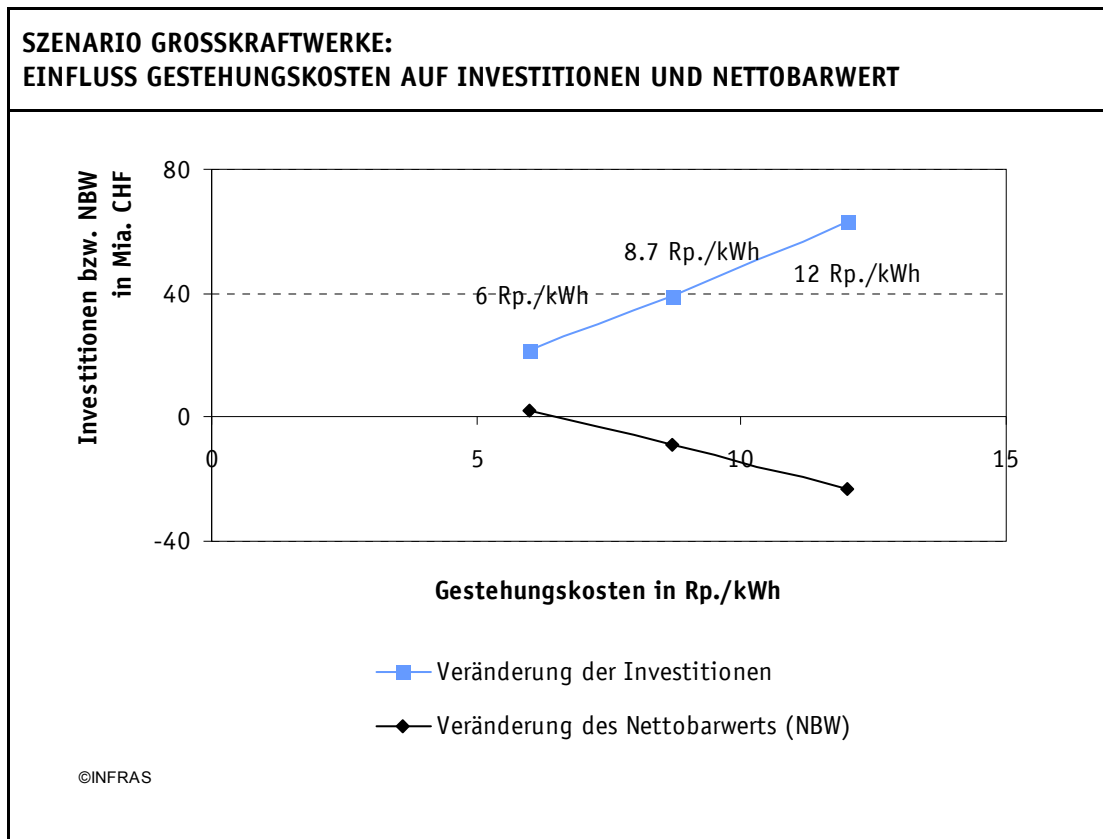
⁷⁴ Diese Zusatzannahme ist v.a. für die Investitionen mit langer Lebensdauer (d.h. insbesondere für die KKW) relevant, da deren Erträge im Zeitraum 2035 bis 2075 zu den Strompreisen in dieser Periode einberechnet werden.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt folgende Ergebnisse (vgl. Figur 28):

- › Wird angenommen, dass der Strommarktpreis bis 2035 auf demselben Niveau wie 2005 bleibt, sind beide Szenarien unwirtschaftlich. Im Szenario Grosskraftwerke reduziert sich der Nettobarwert auf -17 Mia. CHF, im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien: auf -4 Mia CHF (Variante 1 „Inland“) bzw. -5 Mia. CHF (Variante 2 „Import erneuerbare Energien“).
- › Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien wird bei einer Strompreiserhöhung bis 2035 von 15 Prozent (Variante 1) bzw. 22 Prozent (Variante 2) wirtschaftlich. Demgegenüber wird das Szenario Grosskraftwerke erst ab einem Strompreisanstieg von 60 Prozent bis 2035 (ca. 8 Prozent pro 5-Jahresperiode) wirtschaftlich.
- › Sollte sich der Strommarktpreis bis 2035 gegenüber 2005 verdoppeln, erhöht sich die Wirtschaftlichkeit beider Szenarien (Szenario Grosskraftwerke: Nettobarwert von 12 Mia. CHF; Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien, Variante 1: 19 Mia. CHF (Variante 2: 15 Mia. CHF).

Gestehungskosten der Kernkraftwerke

Auch der Parameter Gestehungskosten der Kernkraftwerke ist sehr sensitiv. Schon die relativ engen Bandbreiten der analysierten Variation entscheiden, ob das Szenario Grosskraftwerke wirtschaftlich oder unwirtschaftlich ist.



Figur 29

Bei einer Erhöhung des im Szenarienrechner eingesetzten Modellwerts von knapp 9 Rp./kWh (während der Bauperiode 2021 bis 2030) auf 12 Rp./kWh (+40 Prozent)⁷⁵ wachsen die Investitionen für das Szenario Grosskraftwerke auf knapp 63 Mia. CHF, der Nettobarwert reduziert sich von rund -9 Mia. auf -23 Mia. CHF. Könnten die Gestehungskosten auf 6 Rp./kWh reduziert werden (-30 Prozent), so entspräche dies einer Reduktion der Investitionskosten auf rund 21 Mia. CHF, der Nettobarwert würde sich auf rund +2 Mia. CHF erhöhen.

Fazit

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse können wie folgt zusammengefasst werden:

- › Der gesamtwirtschaftliche Zinssatz beeinflusst die Ergebnisstruktur betreffend Wirtschaftlichkeit der beiden Szenarien nicht massgebend.

⁷⁵ Diese Annahme stützt sich auf Lovins et al. 2008 und The Keystone Center 2007. Gemäss diesen Quellen liegen die Gestehungskosten neuerer Kernkraftwerke mit grosser Wahrscheinlichkeit im Bereich von 8 bis 11 US Cents/kWh, teilweise noch höher. Die Angaben stützen sich vor allem auf Daten zu bisher in den USA gebauten Kernkraftwerken.

- › Die Entwicklung des Marktpreises für Strom beeinflusst die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit der beiden Szenarien in hohem Masse. Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien (Variante 1 „Inland“) ist bei einem Strompreisanstieg bis 2035 um 15 Prozent (ca. 2 Prozent pro 5-Jahresperiode) wirtschaftlich. Die Variante 2 („Import erneuerbare Energien“) dieses Szenarios ist bei einem Strompreisanstieg bis 2035 von 22 Prozent (ca. 3 Prozent pro 5-Jahresperiode) wirtschaftlich. Demgegenüber wird das Szenario Grosskraftwerke erst ab einem Strompreisanstieg von 60 Prozent bis 2035 (ca. 8 Prozent pro 5-Jahres-Periode) wirtschaftlich.
- › Die Gestehungskosten der Kernkraftwerke beeinflussen die Höhe der Investitionen und die Wirtschaftlichkeit des Szenarios Grosskraftwerke in hohem Masse. Das Szenario Grosskraftwerke erweist sich nur dann als wirtschaftlich, wenn die effektiv realisierbaren Gestehungskosten der Kernkraftwerke weniger als 7 Rp./kWh betragen, was aus heutiger Sicht über den Zeitraum bis 2035 als unrealistisch erscheint.

6. VERGLEICH DER SZENARIEN

Der Vergleich des Szenarios Grosskraftwerke mit den beiden Varianten des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien erfolgt anhand der energetischen Auswirkungen, der Kosten (Investitionen und Nettobarwerte), der Auswirkungen auf die Wertschöpfung und die Beschäftigung, die Umweltauswirkungen und die Risiken.

6.1. ENERGETISCHE AUSWIRKUNGEN UND KOSTEN

Tabelle 25 stellt die Auswirkungen der beiden Szenarien auf die Stromproduktion und -einsparung sowie die Kosten vergleichend dar.

ENERGETISCHE AUSWIRKUNGEN UND KOSTEN			
Szenario	Grosskraftwerke	Stromeffizienz und erneuerbare Energien	
Kenngrosse		Variante 1 „Inland“	Variante 2 „Import ERN“
Zusätzliche Stromproduktion und Stromeinsparungen im Jahr 2035	30 TWh	30 TWh	30 TWh
Über den Zeitraum 2006 bis 2035 kumulierte Stromproduktion und Stromeinsparung	374 TWh	414 TWh	412 TWh
Investitionen (exkl. Netzausbau und Pumpspeicherkraftwerke)	39 Mia. CHF	65 Mia. CHF.	57 Mia. CHF.
Nettobarwert (Wirtschaftlichkeit) (exkl. Netzausbau und Pumpspeicherkraftwerke)	-9.0 Mia. CHF	2.8 Mia. CHF	0.9 Mia. CHF

Tabelle 25

Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- › Während die energetische Wirkung im Jahr 2035 in beiden Szenarien definitionsgemäss gleich hoch ist (30 TWh), erreicht das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien über den Zeitraum 2006 bis 2035 eine kumulierte energetische Wirkung, die im Jahr 2035 rund 10 Prozent über der Wirkung des Szenarios Grosskraftwerke liegt. Grund dafür ist, dass die Massnahmen im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien unmittelbar umgesetzt und kontinuierlich verstärkt werden. Demgegenüber tragen die Kernkraftwerke im Szenario Grosskraftwerke erst in den Zwanzigerjahren substanziell zur Stromproduktion bei.
- › Die bis 2035 im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien vorgesehenen Investitionen (inkl. Erneuerung und Unterhalt, jedoch ohne Pumpspeicherwerke und Netzausbau)

liegen mit 65 Mia. CHF (Variante 1, „Inland“) bzw. 57 Mia. CHF (Variante 2, „Import ERN“) deutlich höher als die bis 2035 geplanten Investitionen im Szenario Grosskraftwerke.

- › Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien ist im Vergleich zum Szenario Grosskraftwerke aus volkswirtschaftlicher Sicht wirtschaftlicher. Der kumulierte Nettobarwert über die jeweils bis 2035 geplanten Investitionen (ohne Netzausbauten und Pumpspeicherkraftwerke) zeigt, dass das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien zu volkswirtschaftlichen Gewinnen von 2.8 Mia. CHF (Variante 1, „Inland“) führt bzw. knapp wirtschaftlich ist (Variante 2, „Import ERN“, 0.9 Mia. CHF). Demgegenüber ist das Szenario Grosskraftwerke klar unwirtschaftlich (Nettobarwert von -9.0 Mia. CHF). Die Wirtschaftlichkeit des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien ist auf die Effizienzmassnahmen zurückzuführen. Der positive Nettobarwert der Effizienzmassnahmen von 7.6 Mia. CHF (beide Varianten) kompensiert die negativen Nettobarwerte der erneuerbaren Energien von -4.8 Mia. CHF (Variante 1, „Inland“) bzw. -6.7 Mia. CHF (Variante 2, „Import ERN“). Demgegenüber ist im Szenario Grosskraftwerke die berechnete Wirtschaftlichkeit (Nettobarwerte) der Investitionen in die Kernkraftwerke -2.5 Mia. CHF, das Gaskraftwerk -1.5 Mia. CHF und die erneuerbaren Energien -5 Mia. CHF negativ. Dies bedeutet, dass sich diese Investitionen aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht lohnen.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Annahmen zur Strompreisentwicklung und zu den Gestehungskosten der Kernkraftwerke die Ergebnisse massgeblich beeinflussen:

- › Die Entwicklung des Strommarktpreises beeinflusst die Wirtschaftlichkeit der beiden Szenarien in hohem Masse. Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien (Variante 1 „Inland“) ist bei einem Stromanstieg von bis 2035 von 15 Prozent (Variante 1 „Inland“) bzw. 22 Prozent (Variante „Import erneuerbare Energien“) wirtschaftlich. Demgegenüber wird das Szenario Grosskraftwerke erst ab einer Strompreissteigerung von 60 Prozent bis 2035 (ca. 8 Prozent pro 5-Jahres-Periode) wirtschaftlich.
- › Werden für die Kernkraftwerke Gestehungskosten von 12 Rp./kWh anstelle der von uns angenommenen 8.7 Rp./kWh unterstellt, erhöhen sich die Investitionen im Szenario Grosskraftwerke auf 63 Mia. CHF (ohne Netzausbau und Pumpspeicherwerke). Die Wirtschaftlichkeit dieses Szenarios verschlechtert sich mit einem negativen Nettobarwert von rund -23 Mia. CHF drastisch. Das Szenario Grosskraftwerke erweist sich nur dann als wirtschaftlich, wenn die effektiv realisierbaren Gestehungskosten der Kernkraftwerke weniger als 7 Rp./kWh betragen. Dies erscheint jedoch aus heutiger Sicht über den Zeitraum bis 2035 als unrealistisch.

6.2. WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE

Tabelle 26 zeigt die Abschätzung der in den beiden Szenarien zu erwartenden Auswirkungen auf die inländische Wertschöpfung und die Beschäftigung im Vergleich zu einer hypothetischen Situation, in welcher der fehlende Strom importiert wird. Dabei handelt es sich um Grössenordnungen, die mit einem einfachen partialanalytischen Schätzmodell ermittelt wurden (vgl. Kapitel 2.4 und Anhang 10). Zudem weisen wir auf weitere volkswirtschaftliche Auswirkungen wie Innovations- und Struktureffekte sowie regionalwirtschaftliche Effekte hin.

Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Insgesamt gehen wir bei beiden Szenarien von positiven Wirkungen auf Wertschöpfung und Beschäftigung aus. Die Variante 1 („Inland“) des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien erzielt die grösste Wirkung auf die inländische Wertschöpfung und die Beschäftigung (vgl. Tabelle 26). Die Wertschöpfungseffekte der Variante 1 („Inland“) betragen mit gut Mia. CHF im Vergleich zum Szenario Grosskraftwerke annähernd das Doppelte.

WERTSCHÖPFUNGS- UND BESCHÄFTIGUNGSEFFEKTE			
Szenario	Grosskraftwerke	Stromeffizienz und erneuerbare Energien	
Kenngrosse		Variante 1 „Inland“	Variante 2 „Import ERN“
Kumulierte Bruttowertschöpfungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035	11.0 Mia. CHF	20.2 Mia. CHF	13.9 Mia. CHF
Kumulierte Beschäftigungseffekte über die Zeitperiode 2006 bis 2035 (in Personenjahren)	100'000	160'000	113'500
Durchschnittlicher Beschäftigungseffekt pro Jahr (Vollzeitäquivalente pro Jahr)	3'300 ¹	5'300	3'800

¹⁾ Theoretischer Wert, weil die Beschäftigungseffekte nicht linear, sondern primär in der Bauphase der Grosskraftwerke anfallen

Tabelle 26

Die kumulierte Beschäftigungswirkung der Variante 1 („Inland“) ist mit 160'000 Personenjahren bis 2035 (bzw. durchschnittlich 5'300 Vollzeitäquivalente pro Jahr) rund 60 Prozent höher als die für das Szenario Grosskraftwerke geschätzte Wirkung. Gegenüber der Variante 2 („Import erneuerbare Energien“) liegt die Beschäftigungswirkung der Variante 1 („Inland“) um gut 40 Prozent höher. Während die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien kontinuierlich anfallen, konzentriert

sich die Wirkung im Szenario Grosskraftwerke vor allem auf die Bauphase der Kernkraftwerke.

- › Die Investitionen im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien sind um rund einen Faktor 1,5 höher als im Szenario Grosskraftwerke.
- › Diese Investitionen fliessen in Variante 1 („Inland“) des Szenarios Stromeffizienz und Erneuerbare Energien in Branchen, die insgesamt geringere Importquoten aufweisen im Vergleich zu den Branchen, die von Investitionen in Grosskraftwerke profitieren.
- › Insgesamt resultiert dadurch in Variante 1 („Inland“) des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien ein deutlich höherer Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekt.
- › Die höhere Beschäftigungswirkung der Variante 1 („Inland“) im Vergleich zu Variante 2 („Import erneuerbare Energien“) erklärt sich dabei natürlich durch die höheren Investitionen in erneuerbare Energien im Inland.

Von den Investitionen in Stromeffizienzmassnahmen und erneuerbare Energien profitieren vor allem die Branchen Elektrotechnik, Elektronik und Optik, Beratung und Planung, der Gross- und Detailhandel und das Baugewerbe. Aufgrund der in diesem Szenario erzielten Stromeinsparungen dürfte im Bereich der konventionellen Stromversorgung ein vergleichsweise moderater negativer Effekt resultieren. Demgegenüber führt das Szenario Grosskraftwerke während der relativ kurzen Bauzeit der Kernkraftwerke zu einer hohen Wirkung im Baugewerbe und in deutlich verringertem Ausmass in der Branche Beratung/Planung.

Strukturelle, dynamische und regionalwirtschaftliche Effekte

Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien führt gegenüber dem Szenario Grosskraftwerke zu einer kontinuierlichen und nachhaltigen Veränderung der Branchenstruktur, zu stärkeren dynamischen Wirkungen und zu ausgeprägteren regionalwirtschaftlichen Auswirkungen:

- › Die Förderung der Stromeffizienzmassnahmen und der erneuerbaren Energien führt zu einer kontinuierlichen und nachhaltigen Veränderung der Branchenstruktur in der Schweiz. Profitierende Branchen sind vor allem die Beratung und Planung, das Baugewerbe und der Gross- und Detailhandel. Dem steht ein vergleichsweise moderater negativer Effekt im Bereich der konventionellen Stromversorgung gegenüber. Demgegenüber führt das Szenario Grosskraftwerke während einer relativ kurzen Zeit (Bauzeit der Kernkraftwerke) zu einer hohen Wirkung im Baugewerbe und in der Beratung/Planung. Insgesamt

ist die Beschäftigungswirkung in diesen Branchen jedoch vergleichsweise gering, da der überwiegende Teil der verwendeten Technologien importiert werden muss.

- › Die im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien erforderlichen Politikmassnahmen (insbes. die Stromlenkungsabgabe) führen hingegen zu Innovationen bei Stromeffizienztechnologien und -anwendungen sowie bei den erneuerbaren Energien. In Kombination mit den strukturellen Veränderungen entsteht die Möglichkeit, dass sich in diesen Märkten tätige innovative Unternehmen längerfristig in der Schweiz etablieren können. Dies dürfte sich positiv auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit dieser Branchen mit entsprechenden Exportchancen auswirken. Gemäss McKinsey 2010 bestehen für die Schweizer Wirtschaft als innovative Zulieferer von Technologien und Anlagen bei den erneuerbaren Energien, der Gebäudetechnik (inkl. intelligente Energiemanagementlösungen), im Maschinen- und Anlagenbau (Automatisierungs- und Steuerungstechnik, effizientere Antriebe) und bei der Modernisierung der Stromnetze (Smart Grids) aufgrund des weltweiten Wachstumspotenzials erhebliche Exportchancen. Demgegenüber führt der Investitionsplan des Baus neuer Grosskraftwerke nicht zu den gleichen dynamischen Effekten mit entsprechend positiven Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit und die Exportchancen. Das Know-how zum Bau der Kernkraftwerke muss grösstenteils aus dem Ausland eingeführt werden. Die Innovationswirkungen über den Bau der Grosskraftwerke hinaus schätzen wir als gering ein. Zudem gehen wir nicht davon aus, dass sich die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Schweizer Unternehmen, die im Bau von Grosskraftwerken tätig sind, in relevantem Masse verbessert und sich dadurch die Exportchancen erhöhen. Insgesamt beurteilen wir das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien im Vergleich zum Szenario Grosskraftwerke aus wirtschaftlicher Sicht deshalb als deutlich nachhaltiger.
- › Die regionalwirtschaftlichen Auswirkungen der beiden Szenarien unterscheiden sich ebenfalls deutlich. Während sich die Förderung von Stromeffizienzmassnahmen und erneuerbaren Energien dezentral auf alle Regionen der Schweiz auswirkt, profitieren vom zentralistisch ausgerichteten Investitionsplan einige wenige Standorte sowie die entsprechenden Zulieferer.
- › Die indirekten volkswirtschaftlichen Wirkungen infolge der im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien steigenden Energiepreise schätzen wir bei geeigneter Ausgestaltung der Lenkungsabgaben gestützt auf die verfügbare Literatur als sehr gering bis ver-

nachlässigbar ein.⁷⁶ Zu berücksichtigen ist zudem, dass der Nutzen der vermiedenen Kosten des Klimawandels in den in diesen Studien angewendeten Modellen vernachlässigt wurde.

6.3. AUSWIRKUNGEN AUF DIE UMWELT

Im nachfolgenden Kapitel werden die Auswirkungen auf die Umwelt der in den Szenarien vorkommenden Technologien zur Stromerzeugung und Einsparung dargestellt und verglichen. Die Kriterien für den Vergleich sind:

- › der Primärenergiefaktor⁷⁷ des ganzen Stromproduktionsprozesses (ein Abbild des kumulierten Energieaufwands, der für die Produktion einer Einheit Strom nötig ist),
- › die CO₂-Emissionsintensität⁷⁸ des Herstellungsprozesses und des Verbrauchs⁷⁹ sowie
- › weitere Wirkungen auf die Umwelt wie die Veränderung des Landschaftsbildes oder die Einwirkungen auf die Biodiversität.

Die Primärenergiefaktoren, die CO₂-Emissionsintensitäten und die weiteren Umweltwirkungen der eingesetzten Technologien sind in Anhang 11 tabellarisch dargestellt. Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- › Der **Primärenergiebedarf** der Stromproduktion mittels Grosskraftwerken ist deutlich höher als der Primärenergiebedarf der Stromproduktion durch erneuerbare Energien. Die Primärenergiefaktoren der erneuerbaren Energien liegen im Bereich 0.02 bis 1.66 (Ausnahme: Holzheizkraftwerke und Geothermie) um damit mindestens einen Faktor 2 bis 3 tiefer als der Primärenergiefaktor eines Kernkraftwerks (4.08). Infolge des relativ hohen Primärenergiefaktors des Schweizer Stromverbrauchermixes (Faktor 2.97) kann der Primärenergieaufwand durch Effizienzmassnahmen bedeutend reduziert werden.

76 Ecoplan 2007 zeigt, dass die Schweiz bei einer aktiven, ambitionierten Klimapolitik mit - quantitativ allerdings sehr geringen - Wohlfahrtseinbussen bzw. Einschränkungen bei den Konsummöglichkeiten rechnen muss. Im Jahr 2035 sind bei einer ambitionierten Klimapolitik gemäss Ecoplan 2007 negative Effekte beim Konsum von bis zu -0.4 Prozent zu verzeichnen (d.h. der Konsum liegt im Jahr 2035 0.4 Prozent tiefer als der Referenzfall. Die Wohlfahrtseinbussen betragen je nach Szenario zwischen -0.1% und -0.3% (ohne Berücksichtigung der Sekundärnutzen bzw. der Reduktion der externen Kosten). Bretschger et al. 2010 zeigen ebenfalls, dass die volkswirtschaftlichen Auswirkungen zur Erreichung des Szenarios IV der Energieperspektiven sehr moderat sind (Reduktion des Konsums bis 2035 um 2% gegenüber dem Referenzszenario).

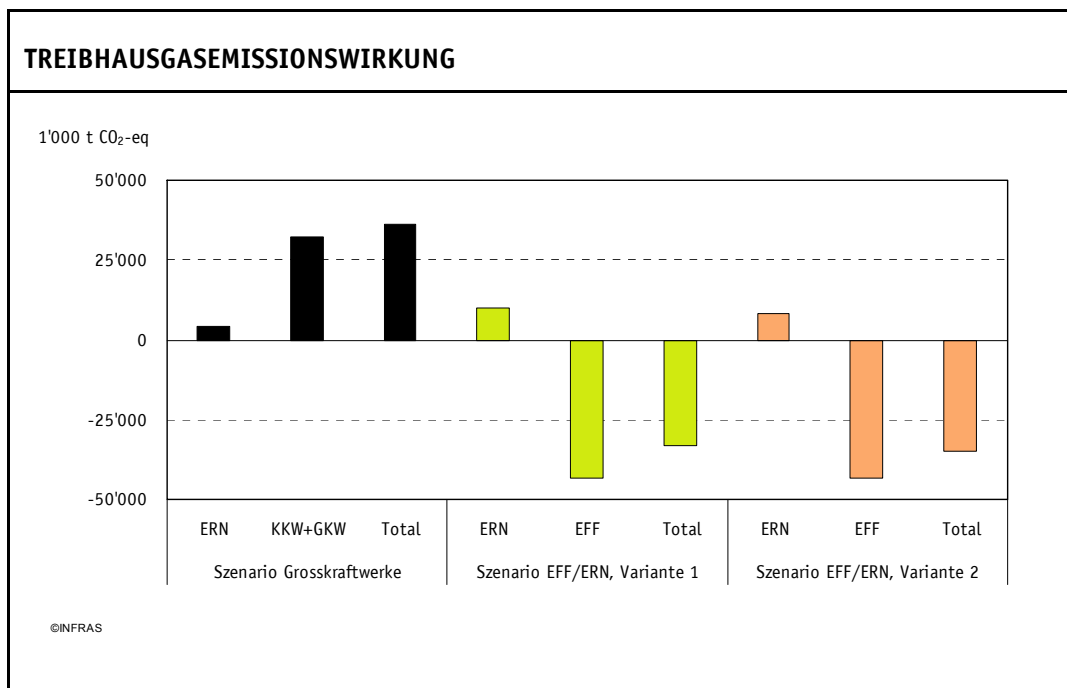
77 Der Primärenergiefaktor berücksichtigt die Energie, die erforderlich ist, um die Energie zu gewinnen, umzuwandeln, zu raffinieren, zu transportieren und zu verteilen. Der Primärenergiefaktor gibt somit an, wie effizient die Ressourcen genutzt werden (ewz 2008).

78 Die CO₂-Emissionsintensität ist die Menge der durch den Verbrauch einer Einheit Strom emittierten Treibhausgase, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten. Zusätzlich zu den beim Primärenergiefaktor berücksichtigten Prozessen werden beim Emissionsfaktor die bei der Verbrennung vor Ort anfallenden Treibhausgasemissionen berücksichtigt.

79 Beim Stromverbrauch selbst fallen keine CO₂-Emissionen an.

› Der Vergleich der **CO₂-eq.-Emissionsintensität**⁸⁰ zeigt für die Grosskraftwerke ein uneinheitliches Bild: Das Gaskombikraftwerk (ohne CCS) hat mit Abstand den grössten CO₂-Emissionskoeffizienten der betrachteten Technologien. Der CO₂-Koeffizient von Kernkraftwerken liegt jedoch im Bereich der erneuerbaren Energietechnologien mit den tiefsten CO₂-Emissionskoeffizienten (wie die Wasserkraft, die Windkraft oder die tiefe Geothermie). Die Stromeffizienzsteigerungen haben bei den Emissionen klare Vorteile. Mit jeder eingesparten kWh lassen sich die Schweizer CO₂-eq.-Emissionen um rund 162 g reduzieren. Dabei wird für die Reduktion der Treibhausgasemissionen durch Effizienzmassnahmen der (im Vergleich zum UCTE-Mix) tiefe Emissionsquotient für den Schweizer Verbrauchermix eingesetzt. Referenz für die zusätzlichen Emissionen der Grosskraftwerke und der erneuerbaren Energien ist die Zusatzproduktion Null. Dies entspricht der Annahme, dass der aufgrund des Mengengerüsts zunehmende elektrische Gesamtverbrauch der Schweiz durch Effizienzsteigerungen kompensiert werden kann. Die resultierende Gesamtbilanz der Treibhausgasemissionen aller Szenarien ist in Figur 30 dargestellt:

⁸⁰ Die verwendeten Angaben für den Primärenergieaufwand und die CO₂-Emissionsintensitäten beinhalten die Herstellungsaufwendungen der Energiewandler (Kern-, Gas- oder Wasserkraftwerk, Photovoltaik- oder Windkraftanlage) sowie der elektrischen Übertragungs- und Verteilungssysteme. Diese Betrachtung schliesst also nebst der ganzen Prozesskette auch die zur Bereitstellung der Endenergie benötigte Infrastruktur und damit die graue Energie mit ein.



Figur 30 Gesamte Treibhausgasemissionen (in CO₂-Äquivalenten), kumuliert bis 2035. Die CO_{2-eq}-Emissionen der erneuerbaren Energien schliessen die über den ganzen Lebenszyklus (z.B. bei der Herstellung) produzierten Emissionen mit ein. Bei den Emissionen des Gaskombikraftwerks ist die Kompensation nicht berücksichtigt.⁸¹

Das Szenario Grosskraftwerke beinhaltet Treibhausgasemissionen (in CO₂-Äquivalenten), kumuliert bis 2035, von total rund 36 Mio. t.⁸² Demgegenüber ist die Emissionsbilanz des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien negativ. Dank dem Ausbau der Effizienzanwendungen können die Treibhausgasemissionen bis 2035 bei der Variante „Inland“ um total rund 33 Mio. tCO_{2-eq}, bei der Variante 2 „Ausland“ um total rund 35 Mio. tCO_{2-eq} reduziert werden. Mit anderen Worten: Das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien vermag Treibhausgasemissionen in etwa gleicher Höhe zu reduzieren, wie sie das Szenario Grosskraftwerke produzieren würde. Die durchschnittlichen jährlichen Treibhausgasemissionen des Szenarios Grosskraftwerke entsprechen damit etwa 2.5 Prozent der gesamten heutigen Treibhausgasemissionen der Schweiz pro Jahr.

⁸¹ Die eidgenössischen Räte beschlossen am 23.3.2007, dass zukünftige gebaute GKW ihre CO₂-Emissionen vollumfänglich kompensieren müssen. Grundsätzlich müssen 70 Prozent der Emissionen im Inland kompensiert werden, im Falle einer gefährdeten Stromversorgung kann der Bundesrat den Auslandanteil jedoch auf 50 Prozent anheben. Der Bundesbeschluss war ursprünglich bis Ende 2008 befristet und sollte jetzt anfangs 2011 durch eine Nachfolgeregelung ersetzt werden. Eine grundsätzliche Überarbeitung der Rahmenbedingungen für GKW soll im Rahmen der Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2012 vorgenommen werden. Da die Rahmenbedingungen sowohl heute wie auch in Zukunft nicht eindeutig geklärt sind wurde die Kompensationspflicht bei der Berechnung der Emissionen nicht berücksichtigt.

⁸² Rund 80 Prozent dieser kumulierten Emissionen werden durch das Gas-Kombikraftwerk (ohne Berücksichtigung der Kompensation) verursacht. Die Treibhausgasemissionen der beiden Kernkraftwerke vom Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahmen bis 2035 machen weniger als 20 Prozent des Totals von 36 Mio. t aus.

- › Während das Szenario Grosskraftwerke durch den erhöhten Primärenergiebedarf zudem weitere Umweltschadstoffen (SO_2 , NO_x) emittiert, lassen sich durch Effizienzmassnahmen Energie einsparen und damit weitere Umweltschadstoffe (SO_2 , NO_x) vermeiden.
- › Von den übrigen Umweltwirkungen sind bei den Grosskraftwerken vor allem die mit der derzeitigen Nutzung der Kernenergie (von der Extraktion des Urans bis zur Wiederaufbereitung und zur Entsorgung bzw. Endlagerung) verbundene Freisetzung radioaktiver Strahlung (vgl. WBGU 2003) und die Veränderung des Landschaftsbildes durch hohe Bauten (Kühltürme und Gaskraftwerk) zu berücksichtigen. In den Fällen der Kontamination durch radioaktive Strahlung werden Menschen und betroffene Ökosysteme direkt beeinträchtigt (Krankheiten, Erbschäden). Zudem resultieren Beeinträchtigungen der Ökosystemfunktionen, die wiederum Folgen für den Menschen haben. Bei den erneuerbaren Energien (insbesondere bei der Kleinwasserkraft und der Windkraft) wurden in beiden Szenarien bei der Festlegung der zusätzlichen realisierbaren Potenziale den Anforderungen der Umweltorganisationen an den Landschafts- und Naturschutz Rechnung getragen.

6.4. RISIKEN

Die Risiken können zusammenfassend wie folgt beurteilt werden:

- › Beim **Szenario Grosskraftwerke** bestehen bedeutende finanzielle (Kosten der KKW) und politische Unsicherheiten (Referendumsabstimmung). Falls sich die Gesteungskosten der Kernkraftwerke als deutlich zu tief erweisen, erwachsen beträchtliche Mehrkosten. Bei einer Ablehnung des Baus neuer Kernkraftwerke durch das Volk besteht das Risiko, dass die von swisselectric angenommene Stromnachfrage nicht gedeckt werden kann, falls keine alternativen Massnahmen (v.a. Förderung der Stromeffizienz) ergriffen werden. Zudem bestehen gewichtige Risiken auf Mensch (Gesundheit) und Umwelt (Boden, Grundwasser, Binnengewässer, Meere, Luft, Vegetation, Tiere und Biodiversität) und das Risiko der Proliferation sowie des Nuklearterrorismus.
- › Beim **Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien** besteht die Unsicherheit, ob der politische Wille vorhanden ist, die erforderlichen Politikmassnahmen rechtzeitig und mit genügender Eingriffstiefe umzusetzen. Damit die für dieses Szenario zentralen Effizienzpotenziale ausgeschöpft werden, müssen insbesondere die Hauptmassnahmen Mindestvorschriften und Stromlenkungsabgaben wie vorgesehen umgesetzt werden. Zur Förderung der erneuerbaren Energien sind in einer Übergangsphase zudem finanzielle Fördermittel notwendig. Falls die Hauptmassnahmen nicht rechtzeitig ergriffen werden, besteht das Risiko, dass die Effizienzpotenziale nur unzureichend ausgeschöpft werden. Die

Variante 2 („Import erneuerbare Energien“) ist mit zusätzlichen Unsicherheiten konfrontiert (v.a. Unsicherheiten betreffend Verfügbarkeit des Angebots und ausreichender Netzkapazitäten).

7. FOLGERUNGEN

Die durchgeführten Berechnungen, Schätzungen und Analysen führen uns zu folgenden Schlussfolgerungen:

- › Die von den Stromverbundunternehmen zur Sicherstellung der Stromversorgung im Jahr 2035 geplanten Investitionen in Grosskraftwerke und erneuerbare Energien betragen rund 44 Mia. CHF (davon 5 Mia. CHF für Netzausbau und Pumpspeicherkraftwerke). Mit diesen Investitionen kann im Jahr 2035 eine zusätzliche Stromproduktion von 30 TWh erzielt werden. Das Szenario ist jedoch gemäss den hier erfolgten Abschätzungen aus volkswirtschaftlicher Sicht als unwirtschaftlich einzustufen. Ein gemäss marktwirtschaftlichen Grundsätzen agierender Investor würde diesen Investitionsmix nicht wählen.
- › Dieselbe energetische Wirkung kann durch die Kombination von Investitionen in Stromeffizienz und erneuerbare Energien erzielt werden. Dazu müssen nicht einmal alle Effizienzpotenziale realisiert werden. Beispielsweise sind die Sparpotenziale im Bereich „Betrieb ohne Nutzen“ (BoN) nur teilweise und die Effizienzpotenziale auf der Angebotsseite (Übertragung und Verteilung), insbesondere durch intelligente Netze gemäss dem „Smart Grid“-Konzept, nicht berücksichtigt. Die notwendigen Investitionen in Stromeffizienz und erneuerbare Energien sind rund zwei Drittel höher als die bis 2035 geplanten Investitionen im Szenario Grosskraftwerke. Die Investitionen im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien sind jedoch aus volkswirtschaftlicher Sicht als wirtschaftlich zu beurteilen, weil sie zu höheren energetischen Wirkungen führen. Die Variante 1 des Szenarios Stromeffizienz und erneuerbare Energien mit der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Inland ist im Vergleich zur Variante 2, die einen bedeutenden Importanteil von Strom aus erneuerbaren Energien vorsieht, rechnerisch etwas wirtschaftlicher. Grund dafür ist, dass die Stromproduktion mit Photovoltaik im Inland hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit besser abschneidet als der Import von Strom aus solarthermischen Kraftwerken (inkl. Transportkosten) aus dem Ausland.
- › Ein beachtlicher Unterschied zwischen den Szenarien ist für die Beschäftigungswirkungen zu erwarten. Wir schätzen, dass die Beschäftigungswirkung im Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien, Variante 1 („Inland“), im Vergleich zum Szenario Grosskraftwerke um rund 60 Prozent höher ist. Zudem trägt das Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien massgebend zur Entwicklung des Marktes für energieeffiziente Anwendungen und erneuerbare Energien im Inland bei. Damit werden entsprechende Innovationen gefördert und verstärkte Absatzchancen im Ausland begünstigt.

- › Unterschiede bestehen auch hinsichtlich der Umweltauswirkungen der beiden Szenarien. Während die Stromproduktion der Grosskraftwerke auf Stufe Primärenergie ressourcenintensiv ist und zu zusätzlichen Treibhausgasen sowie zu weiteren Umweltschadstoffen (NO_x, SO₂) führen, lassen sich mit Effizienzmassnahmen Energie einsparen und Klima- und Umweltschadstoffe vermeiden.
- › Ein weiterer grosser Unterschied ergibt sich aus der Risikoperspektive. Die mit dem Szenario Grosskraftwerke verbundenen Risiken (Kostenüberschreitungen, Grossrisiken im Zusammenhang mit dem ganzen Life Cycle, Realisierungsrisiken angesichts der zu erwartenden politischen Widerstände) schätzen wir als deutlich höher ein als die mit dem Szenario Stromeffizienz und erneuerbare Energien verbundenen Risiken.

Dies führt uns zur Schlussfolgerung, dass der Stromeffizienz rasch und entschlossen der gebührende Stellenwert eingeräumt werden muss. Die entsprechenden Potenziale sind sehr gross und die Realisierung dieser Potenziale lohnt sich volkswirtschaftlich. Die Förderung der Stromeffizienz darf deshalb kein Schattendasein mehr fristen hinter Strategien zur Förderung des Angebots, seien es neue erneuerbare oder konventionelle Energien. Es muss alles unternommen werden, um den energieeffizienten Technologien zum Durchbruch zu verhelfen und damit die verfügbaren Stromeffizienzpotenziale auszuschöpfen.

Kern einer Strategie zur Förderung von Stromeffizienz und erneuerbaren Energien sind eine Stromlenkungsabgabe, die die Konkurrenzfähigkeit von Stromeffizienz und erneuerbaren Energien soweit erhöht, dass diese Ansätze am Markt den Durchbruch schaffen, in Kombination mit verschärften Vorschriften (Mindestanforderungen). Wichtige flankierende Massnahmen sind die finanzielle Förderung erneuerbarer Energien und der Stromeffizienz in einer Übergangszeit und so genannte „Soft Policy“-Massnahmen (Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung) zur Reduktion der Transaktionskosten.

Zu berücksichtigen ist, dass die Szenarien Grosskraftwerke und Stromeffizienz und erneuerbare Energien zwei unterschiedliche Wege zur Sicherstellung der Stromversorgung darstellen. Die beiden Szenarien führen zu unterschiedlichen Strukturen (zentrale vs. dezentrale Produktion; unterschiedliche Anforderungen an die Netzinfrastruktur) und erfordern andere Politikmassnahmen (Zustimmung zu Kernkraftwerken vs. Massnahmen zur Förderung der Stromeffizienz und der erneuerbarer Energien).

ANHANG

ANHANG 1: LISTE DER INTERVIEWPARTNER

INTERVIEWPARTNER	
Art des Interviews	Befragte Personen
Persönlich	Rainer Bacher (Bacher Energie AG)
	Bruno Bébié (Energiebeauftragter der Stadt Zürich)
	Conrad U. Brunner (S.A.F.E.)
	Jürg Nipkow (S.A.F.E.)
	Peter Quadri (swisselectrics), Niklaus Zepf (Axpo Holding AG) und André Vossebein (Axpo Holding AG)
	Florian Hug und Marcel Wickart (Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, ewz)
	Martin Jakob (TEP-Energy)
	Thomas Weisskopf (Energieagentur der Wirtschaft, EnAW)
	Hanspeter Eicher (Dr. Eicher & Pauli AG)
	Cornelia Brandes (Trägerverein Energiestadt)
	Matthias Fawer (Bank Sarasin)
Telefonisch	Roland Brüniger, BFE-Programmleiter Elektrizität
	Peter Hofer (Prognos)
	Thomas Fisch (Energiefachstelle des Kantons Basel-Stadt)
	Giuse Togni (S.A.F.E.)
	Stefan Gasser (S.A.F.E.)
	Gian Carle (Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, ewz)
	Markus Schellenberg (Elektrizitätswerk der Stadt Bern, ewb)

Tabelle 27

ANHANG 2: WIRKUNGSABSCHÄTZUNG DER ZUSÄTZLICH ZUM BFE-SZENARIO I BESCHLOSSENEN STROMEFFIZIENZMASSNAHMEN

WIRKUNGEN DER ZUSÄTZLICH ZUM BFE-SZENARIO I BESCHLOSSENEN STROMEFFIZIENZMASSNAHMEN		
Zusätzliche Massnahmen	Wirkungsabschätzung (Stromeinsparungen)	Bemerkungen
Mindestvorschriften (Revision EnV)	<p>insgesamt 0.96 TWh/a:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Haushaltlampen: 50 GWh/a durch Verbot von Glühlampen der Effizienzklasse F und G; Anpassung an die EU Vorschriften bewirkt ab 2013 400 GWh/a (Beleuchtung) › Haushaltgeräte: 300 GWh/a › Elektronische Geräte: 60 GWh/a › Elektromotoren: 200 GWh/a (ind. Anwendungen) 	Quellen: BFE 2008b und 2009e
Wettbewerbliche Ausschreibungen (gemäss EnG)	0.5 TWh/a	<p>Annahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Fördermittel von 15 Mio/a › Aufteilung der Mittel: Beleuchtung 33%, Haustechnik 11%, Industrielle Anwendungen 33%, Gewerbliche Anwendungen 11%, Haushaltgeräte 11% <p>Grobe Abschätzung der Wirkungen anhand der Wirkungen der KEV, unter Annahme einer 2.5 bis 3-fachen Kostenwirksamkeit</p>
Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE 2008); Massnahmen mit relevanten Auswirkungen auf den Stromverbrauch	<p>Insgesamt 3.5 TWh/a:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Verbot elektrische Widerstandsheizungen: 2 TWh (Haustechnik) › Verbot der rein elektrischen Warmwasseraufbereitung: 1.3 TWh (Haustechnik) › Stromeffizienzmassnahmen Grossverbraucher: 0.2 TWh (Industrie) 	<p>Annahmen elektrische Widerstandsheizungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Bestand 2008 (priv. Haushalte): 230'000 Heizungen; Verbrauch 2008: 4.5 TWh › Bis 2035 werden 2/3 der 2008 bestehenden Elektroheizungen durch WP ersetzt <p>Annahmen elektrische Warmwasseraufbereitung:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Bestand 2008 (priv. Haushalte): 900'000; Verbrauch: 1.8 TWh › Bis 2035 werden 80% der 2008 bestehenden Elektroboiler durch WP-Boiler, Solar Kollektoren oder fossil befeuerte Brennkessel ersetzt <p>Annahmen Grossverbraucher:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Verbrauch Industrie 2008: ca. 17 TWh/a; Anteil Grossverbraucher: 5 TWh › 20% weitere Grossverbraucher machen mit und reduzieren ihren Stromverbrauch um 30% bis 2035 (ca. 1% pro Jahr)

Tabelle 28

Der Vergleich der geschätzten Reduktion des Stromverbrauchs der zusätzlich zum Szenario I der BFE-Energieperspektiven beschlossenen Massnahmen von rund 5 TWh pro Jahr mit den Ergebnissen der BFE-Szenarien zeigt, dass die Wirkungsabschätzung plausibel ist. Unter Berücksichtigung der zusätzlich beschlossenen Massnahmen ist zu erwarten, dass die Reduktion des Stromverbrauchs im Jahr 2035 im Vergleich zum BFE-Szenario I unter sonst gleich bleibenden Rahmenbedingungen zwischen dem Szenario II (-3.5 TWh) und dem Szenario III (-8.3 TWh), jedoch näher beim Szenario II liegt.

ANHANG 3: STROMPREISENTWICKLUNG

STROMPREISENTWICKLUNG						
Periode	Erzeugungspreis		Netzbenutzungspreis		Gesamtpreis	
	[CHF/MWh]		[CHF/MWh]		[CHF/MWh]	
Nieder-/ Mittelspannung	NS	MS	NS	MS	NS	MS
	2006-2010	113.3	65.0	56.7	65.0	170.0
2011-2015	117.9	67.6	58.9	67.6	176.8	135.2
2016-2020	122.6	70.3	61.3	70.3	183.9	140.6
2021-2025	127.5	73.1	63.7	73.1	191.2	146.2
2026-2030	132.6	76.0	66.3	76.0	198.9	152.1
2031-2035	137.9	79.1	68.9	79.1	206.8	158.2
2036-2040	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2041-2045	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2046-2050	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2051-2055	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2056-2060	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2061-2065	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2066-2070	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2071-2075	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2076-2080	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2081-2085	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5
2086-2090	143.4	82.2	71.7	82.2	215.1	164.5

Tabelle 29 Strompreisentwicklung, real, Basis 2005; Quelle Strompreise Periode 2006-2010: INFRAS/Polynomics 2009; Die Preisentwicklung basiert auf den Annahmen, dass a) die Strompreise pro 5-Jahres-Periode um 4% steigen (dies entspricht einer Erhöhung über den Beobachtungszeitraum 2006 bis 2035 um 27%) und b) die Strompreise ab dem Jahr 2036 konstant bleiben werden.

ANHANG 4: GESTEHUNGSKOSTEN FÜR GROSSKRAFTWERKE UND ERNEUERBARE ENERGIEN

SZENARIO EFF/ERN: GESTEHUNGSKOSTEN ERN BIS 2035 [RP./KWH]							
Jahr	Photovoltaik Schweiz	Wasserkraft	Biomasse	Windkraft Schweiz	Geothermie	Solarthermie Ausland	Windkraft Ausland
2005	70.0	6.0	12.9	22.0	0.0	23.0	18.0
2010	41.3	7.6	14.9	20.9	0.0	20.2	16.2
2015	24.4	9.5	16.3	19.9	0.0	17.7	14.6
2020	19.9	11.1	17.6	19.4	40.0	15.7	13.3
2025	16.2	12.6	18.4	18.9	30.0	15.0	12.8
2030	14.7	14.1	18.3	18.5	20.0	14.5	12.3
2035	13.3	15.7	17.8	18.0	10.0	13.9	11.8

Tabelle 30 Für die Simulation der Szenarien EFF/ERN („Inland“ und „Import ERN“) verwendete Gestehungskosten (Quellen: BFE 2007b, ewz 20008, Nowak et al. 2009, SATW 2006, Suisse Eole 2009, Berechnungen INFRAS).

SZENARIO GROSSKRAFTWERKE: GESTEHUNGSKOSTEN BIS 2035 [RP./KWH]				
Jahr	Wasserkraft	Biomasse	Kernkraft	Gaskraft
2005	6.0	25.9	6.3	11.0
2010	7.6	25.0	6.6	12.1
2015	9.5	24.4	7.1	13.3
2020	11.1	23.4	7.6	14.6
2025	12.6	22.3	8.3	16.1
2030	14.1	21.1	9.0	17.7
2035	15.7	20.0	9.7	19.5

Tabelle 31 Für die Simulation des Szenarios Grosskraftwerke verwendete Gestehungskosten (Quellen: BFE 2007b, Irrek 2009, Lovins et al. 2008, Schneider et al. 2009, The Keystone Centre 2007).

ANHANG 5: METHODE ZUR BESTIMMUNG DER „ANLEGBAREN KOSTEN“ FÜR STROMEFFIZIENZMASSNAHMEN

Ziel und Basisansatz der Methode

- › Ziel: Methode, um ohne detaillierte Daten zu den Kosten eine Aussage zu den Mehrkosten von technischen Optionen zur Verbesserung der Stromeffizienz (Ersatz von Geräten und Anlagen durch effizientere Einheiten) machen zu können.
- › Ausgangslage, Problemstellung: Bei technischen Optionen zur Verbesserung der Stromeffizienz liegen in der Regel keine aussagekräftigen Daten zu den Mehrkosten vor, da deren Bestimmung methodisch zu komplex bzw. deren Erhebung zu aufwändig wäre.
- › Modellansatz und Bedeutung in der Schweiz:
 - › Die Methode der „anlegbaren Investitionskosten“ versucht, die implizit unterstellten Investitionskosten mittels einer einfachen Payback-Rechnung zu ermitteln. Dabei werden die als wirtschaftlich betrachteten Einsparpotenziale mit den Energiepreisen bewertet. Im Fall dieser Studie wurden als Energiepreise die Strompreise gemäss den BFE Szenarien II, III und IV eingesetzt. Mit der Abstufung (Treppenkurve) der Strompreise wird versucht, das Investitionsverhalten möglichst gut abzubilden („Low hanging fruits“ werden schon bei einem tiefen Strompreis geerntet, die teureren Massnahmen werden erst umgesetzt, wenn sie bei einem höheren Strompreis wirtschaftlich werden).
 - › Der einfache Payback-Ansatz geht von einem typischen Investitionskalkül der Wirtschaftsakteure aus. Für die heutigen Effizienzmassnahmen in der Industrie gehen wir z.B. davon aus, dass Investitionen nur getätigt werden, wenn sie sich innert vier Jahren auszahlen. Diese „Refinanzierungszeit“ dürfte sich gemäss Basics 2006a bis 2035 tendenziell erhöhen (siehe Refinanzierungsquotienten unten).
- › Jochem/Bradke (1996) entwickelten die Methode der „anlegbaren Kosten“. Dieser vereinfachende Ansatz dient bis heute als Grundlage für alle Kostenrechnungen im Rahmen der BFE-Energieperspektiven (für alle Sektoren) bezüglich Stromeffizienzmassnahmen.
- › Zentrale Berechnungsformel: gemäss dem Ansatz von Jochem und Bradke berechnen sich die anlegbaren Investitionskosten als $\Delta I(n,r,t) = \Delta E(n,r,t) * P(n,t) * R(n)$, wobei
 - › $\Delta E(n,r,t)$ = Energieeinsparung dank einer Investition n im Vergleich zur Referenz
 - › $P(n,t)$ = Preis der durch die Investition n eingesparten Energie im Jahr t

- › $R(n)$ = durchschnittliche „Refinanzierungszeit“, die statische „Pay-back-Zeit“, d.h. die Zeitspanne, nach der sich die Investition (z.B. in eine Energiesparlampe) dank der dadurch reduzierten Energiekosten bezahlt macht.
- › Refinanzierungsquotient der betrachteten Stromeffizienz Anwendungen: Der Quotient R/ND (Refinanzierungszeit/Lebensdauer = Refinanzierungsquotient) definiert, wie gross das Verhältnis der Refinanzierungszeit zur Nutzungsdauer eines Geräts bzw. eine Anlage ist. Für die betrachteten Anwendungen wurden im Rahmen dieser Studie die folgenden Refinanzierungsquotienten verwendet (Quellen: Austrian Energy Agency (AEA) 2004, Basics 2006a, cepe 2006, Experteninterviews mit Vertretern von S.A.F.E., Erfahrungen INFRAS aus den Audits im Rahmen der CO₂-Zielvereinbarungen zwischen Bund und EnAW):
 - › Beleuchtung: 50 Prozent (Refinanzierungszeit 4 Jahre),
 - › Haushaltgeräte: 50 Prozent (6 Jahre); Haustechnik: 50 Prozent (6 Jahre),
 - › Unterhaltung: 100 Prozent (5 Jahre); Büro-/Kommunikationstechnik: 100 Prozent (5-Jahre),
 - › Gewerbliche Anwendungen: 50 Prozent (5 Jahre); Industrielle Anwendungen: 40 Prozent (4.8 Jahre).
- › Entscheidende Annahme, Vereinfachungen:
 - › Die Refinanzierungszeit ist immer kleiner oder gleich der Nutzungsdauer der betrachteten Stromeffizienzoption (Nutzungsdauer ND = Anzahl Jahre, bis das Gerät bzw. die Anlage durch eine Neuanschaffung ersetzt wird), d.h. alle Optionen sind wirtschaftlich.
 - › Zusätzliche Energieeinsparungen, die nicht direkt von der Investition herrühren (z.B. aufgrund des Benutzerverhaltens, betrieblicher Optimierungen, struktureller Änderungen) werden bei dieser Methode nicht berücksichtigt.
 - › Eventuelle zusätzliche Betriebskosten (sowie Beschaffungs- und Installationskosten) werden vernachlässigt.

Zusätzliche zentrale Annahmen:

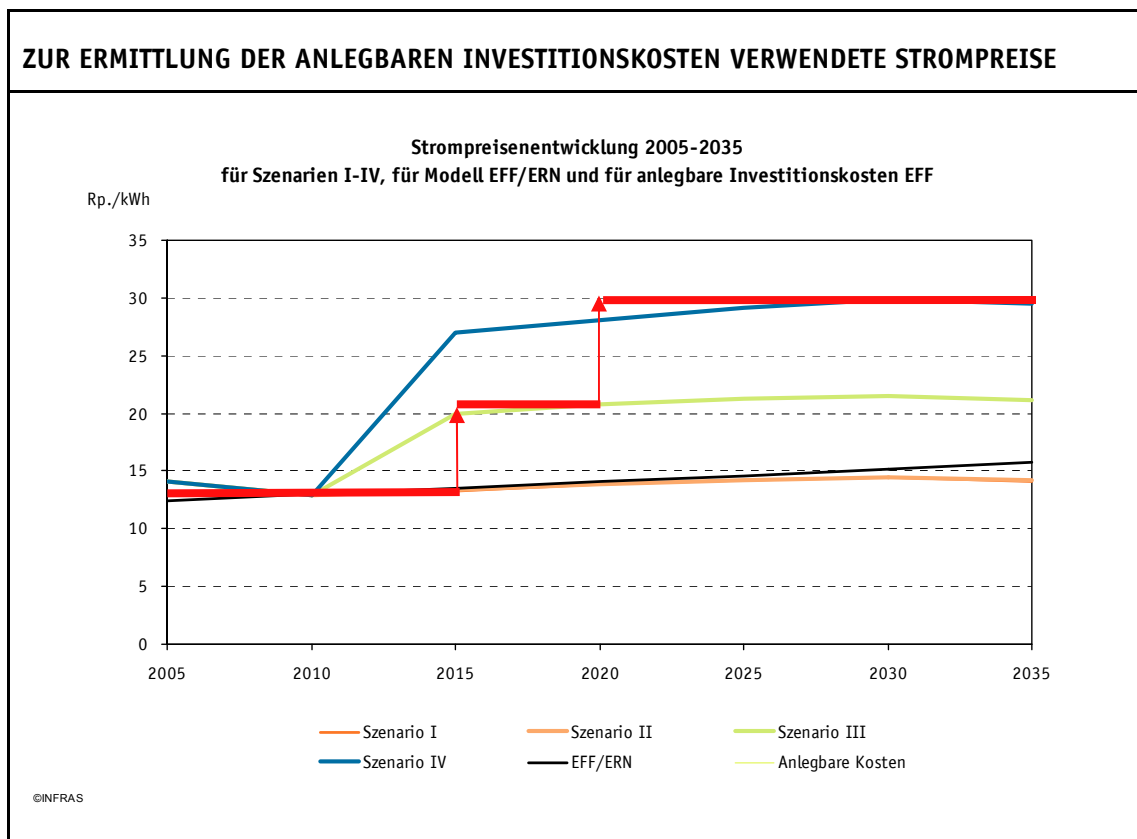
- › Die Massnahmen werden nur ergriffen, wenn sie sich für die betrachteten Anwendungen bzw. Geräte bei den spezifizierten Refinanzierungszeiten wirtschaftlich realisieren lassen (siehe Tabelle 32).
- › Die Effizienzpotenziale der betrachteten Anwendungen lassen sich in ihrer Summe, über alle Wirtschaftssektoren betrachtet, in erster Näherung gemäss den Teilpotenzialen der Szenarien II, III und IV realisieren (das Gesamtpotenzial des Szenarios Stromeffizienz und

erneuerbare Energien beträgt 19 TWh im Jahr 2035, das totale Einsparpotenzial des Szenarios IV 16.5 TWh).

- › Diese Teilpotenziale lassen sich nur realisieren, wenn die Strompreise (Marktpreise plus allfällige Lenkungsabgabe) sich auf der Höhe der einzelnen Szenariopreisen bewegen.
- › Die anlegbaren Investitionskosten können vereinfachend durch eine zeitliche abgestufte Stromkurve (Treppenkurve, siehe Figur 31), entsprechend den drei Szenario-Strompreisen, abgebildet werden.
- › Am Ende der Lebensdauer müssen die Anwendungen bzw. Geräte wieder durch eine effizientes Gerät ersetzt werden, um nicht auf das ursprüngliche Niveau eines Standard-Geräts zurückzufallen. Dafür wird eine Ersatzinvestition in gleicher Höhe wie die ursprüngliche Investition notwendig (da alle Betrachtungen im Vergleich zum Referenzszenario gelten, dessen Effizienz sich inzwischen auch verbessert hat).

REFINANZIERUNGSZEITEN DER STROMEFFIZIENZ-ANWENDUNGEN			
Effizienzmassnahmen	Lebensdauer [a]	Refinanzierungszeit [in % der Lebensdauer]	Refinanzierungszeit [in Jahren]
Beleuchtung	8	50	4.0
Haushaltgeräte	12	50	6.0
Haustechnik	12	50	6.0
Unterhaltung	5	100	5.0
Büro-/Kommunikationstechnik	5	100	5.0
Gew. Anwendungen	10	50	5.0
Ind. Anwendungen	12	40	4.8
Verkehr	15	40	6.0

Tabelle 32



Figur 31

Umsetzung im Szenarienrechner

- › Wahl der zeitlichen Eckpunkte (der Treppenkurve) anhand des Vergleich der zeitlichen Entwicklung der Effizienzpotenziale der betrachteten Anwendungen mit den gemäss den drei Szenarien realisierbaren Teilpotenzialen.
- › Verwendung der Strompreise zur Ermittlung der anlegbaren Investitionskosten gemäss Figur 31. Die Umsetzung im Szenarienrechner liegen damit folgende konkrete Annahmen zugrunde:
 - › Bis 2015 werden alle Massnahmen realisiert, die sich für die betrachteten Anwendungen bzw. Geräte mit einem Strompreis gemäss Szenario II (dieser ist praktisch identisch mit dem Strompreis für Szenario I) wirtschaftlich realisieren lassen („Low hanging fruits“).
 - › Von 2016 bis 2020 werden die etwas teureren Massnahmen realisiert, die erst ergriffen werden, wenn der Strompreis (inkl. Lenkungsabgabe) auf der Höhe des Strompreises des Szenario III liegt.

- › Ab 2021 bis 2035 werden auch die teuersten Massnahmen realisiert, die erst umgesetzt werden, wenn der Strompreis (inkl. Lenkungsabgabe) auf der Höhe des Strompreises des Szenario III liegt.

Einschätzung der Resultate

Die so ermittelten anlegbaren Investitionen sind als konservative Werte zu betrachten. Eine nur teilweise Berücksichtigung der Ersatzinvestitionen⁸³ würde z.B. die Gesamtinvestitionen deutlich reduzieren und damit den Nettobarwert der Anwendung klar verbessern.

⁸³ Ersatzinvestitionen werden in den Energieperspektiven für die einzelnen Sektoren unterschiedlich gehandhabt. Hier gibt es Spielraum. Ein Argument, das für die nur teilweise Berücksichtigung der Ersatzinvestitionen spricht, ist: Bei einem reinen Ersatz z.B. von Leuchtmitteln (LED) müssten nur noch die Leuchtmittel, und nicht mehr das ganze System (inkl. Mechanik, Stromzuführung/Einspeisung, etc.) wie beim erstmaligen Ersatz der Energiesparlampen durch ein LED-Beleuchtungssystem ersetzt werden, entsprechend könnten die Ersatzinvestitionen tiefer als zu 100% angesetzt werden.

ANHANG 6: TECHNISCHE KENNDATEN

TECHNISCHE KENNDATEN TECHNOLOGIEN		
Technologien	Lebensdauer [a]	Volllaststunden [h/a]
ERN-Technologien		
Photovoltaik	25	1'000
Wasserkraft	50	3'000
Biomasse	15	3'000
Windkraft	20	1'500
Geothermie	20	7'000
Solarthermie (CSP)	25	4'000
Windkraft Ausland	20	2'000
GKW-Technologien		
Kernkraft	50	7'600
Gaskraft	20	6'000

Tabelle 33

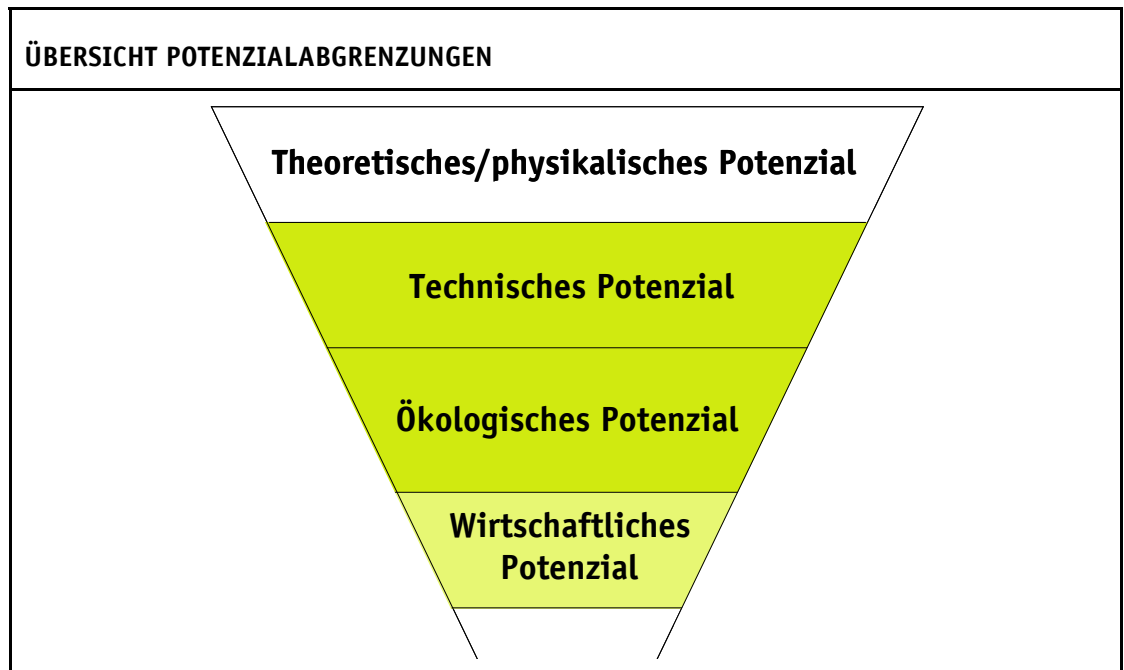
TECHNISCHE KENNDATEN EFF-ANWENDUNGEN	
Effizienzmassnahmen	Lebensdauer [a]
Beleuchtung	8
Haushaltgeräte	12
Haustechnik	12
Unterhaltung	5
Büro-/Kommunikationstechnik	5
Gew. Anwendungen	10
Ind. Anwendungen	12
Verkehr	15

Tabelle 34

ANHANG 7: DEFINITION POTENZIALE ERNEUERBARE ENERGIEN

Für die Angaben von Potenzialen von Energiesystemen werden verschiedene Abgrenzungen benutzt (siehe Figur 32):

- › Das **theoretische** Potenzial ergibt sich aus der physikalischen Definition und bezeichnet das maximal verfügbare Ressourcenangebot. Dieses ist für die meisten erneuerbaren Energien sehr gross (z.B. Solarenergie, Wind). Das theoretische Potenzial hat aber keine Aussagekraft bezüglich den tatsächlich nutzbaren bzw. langfristig genutzten Ressourcen. Die langfristig mögliche Nachfrage ist stark abhängig von der Verfügbarkeit geeigneter Technologien zur Nutzung der Ressourcen.
- › Das **technische Potenzial** berücksichtigt technologische und verfahrenstechnische Kriterien. So entsprechen die geschätzten Geothermiepotenziale in dieser Studie dem technischen Potenzial dieser Technologie, wobei die hohen Risiken der Realisierbarkeit mittels einer zeitlichen Verzögerung der Umsetzung berücksichtigt wurden.
- › Bei einigen erneuerbaren Ressourcen ist es zweckmässig, den Potenzialbegriff noch weiter einzuengen, da ökologische Limiten bestehen. Das **ökologische Potenzial** ist v.a. relevant bei der Wasserkraft (Restwasser, Landschaftsschutz), der Windenergie (Landschafts- und Naturschutz) und den Biomasseanwendungen (Biomassezuwachs).
- › Ferner gibt es noch das **wirtschaftliche Potenzial**, welches das zu einem bestimmten Zeitpunkt zu wirtschaftlichen Kosten nutzbare Potenzial umfasst. Dieses ist auf einen bestimmten Zeitpunkt und damit Technologiestand bezogen und verändert sich daher im Laufe der Zeit z.T. sehr dynamisch.
- › In dieser Studie werden je nach Technologie nur technische, ökologische, teilweise auch wirtschaftliche Aspekte zur Abschätzung der verfügbaren Potenziale berücksichtigt. Da im Rahmen dieses Schlussberichts nicht immer ausgeführt werden kann, um welches Potenzial es sich handelt, wird bei der Nennung von Potenzialen daher oft auch der Begriff des **realisierbaren Potenzials** verwendet. Damit ist summarisch ein „möglichst nahe der Wirtschaftlichkeit liegendes Potenzial“ gemeint, das bei günstigen Rahmenbedingungen und geeigneten Politikmassnahmen in der Praxis in naher Zukunft genutzt werden kann.



Figur 32 Hierarchie der Potenzialabgrenzungen. Im vorhergehenden Text finden sich die berücksichtigten Beschränkungen für die spezifischen Potenziale einzelner Technologien.

ANHANG 8: STROMFFIZIENZPOTENZIALE NACH ANWENDUNGEN

Nachfolgend werden die Stromeinsparpotenziale der Effizienzmassnahmen bei verschiedenen Anwendungen im Zeitraum 2006 bis 2035 gegenüber der Referenzentwicklung dargestellt. Die Einsparpotenziale ergeben sich aus der Verbrauchsentwicklung im Referenzfall abzüglich des Effizienzpotenzials und der Wirkungen der in der Referenz enthaltenen energiepolitischen Massnahmen.

BELEUCHTUNG			
Definition, Basisdaten			
<p>Unter dem Begriff Beleuchtung werden alle beleuchtungstechnischen Anwendungen (Glüh- und Halogenleuchten, (Kompakt-) Fluoreszenzleuchten, Entladungslampen etc.) in den Sektoren private Haushalte (PHH), Industrie (IND), Dienstleistung und Gewerbe (DL/GW) sowie die Strassenbeleuchtung gezählt.</p> <p>Der Anteil am Elektrizitätsverbrauch im Jahr 2005 wird für die gesamte Beleuchtung auf 15 Prozent geschätzt (Schätzung INFRAS auf Basis BFE 2007b, Nipkow 2007). Der Elektrizitätsverbrauch für Beleuchtung fällt zu 30 Prozent im Bereich der privaten Haushalte, 60 Prozent im Bereich Industrie, Dienstleistung und Gewerbe sowie weitere 10 Prozent bei der Strassenbeleuchtung an.</p>			
Verbrauchsentwicklung Beleuchtung (Annahmen siehe unten)			
Zeit	Referenzentwicklung [TWh/a]	Modellentwicklung [TWh/a]	Einsparpotenzial [%]
2005	8.6	8.6	
2010	9.1	8.7	
2015	9.9	9.1	
2020	10.1	8.6	
2025	10.4	8.1	
2030	10.7	7.4	
2035	10.8	6.7	38%
Annahmen zur Verbrauchsentwicklung			
<p>Die Abschätzung der Effizienzpotenziale im Modellfall geht davon aus, dass bis 2035:</p> <ul style="list-style-type: none"> › konventionelle Glüh- und Halogenlampen vollständig durch energiesparende Leuchtmittel (Fluoreszenzlampen (FL), Hochvolthalogen- und ab 2020 vor allem durch die LED-Technologie) ersetzt werden, › nicht nur die Leuchtmittel ersetzt werden, sondern sich die Effizienz der Beleuchtung auch aufgrund von Fortschritten in der Planung, Steuerungs- und Regelungstechnik und der Architektur erhöhen wird, › sich in Gebäuden insbesondere vermehrt intelligente Designs zur verbesserten Tageslichtnutzung durchsetzen, › erhebliche Effizienzpotenziale im Bereich des Betriebs ohne Nutzen (BoN, d.h. Beleuchtung, die nicht wirklich benötigt wird) durch Abschaltung von Lampen und ganzen Beleuchtungssystemen in allen Sektoren genutzt werden können. <p>Auf die drei oben genannten Sektoren umgesetzt heisst das:</p> <ul style="list-style-type: none"> › Im Bereich der privaten Haushalte dominieren heute noch die konventionellen Glühlampen sowie NS-Halogensysteme, d.h. das Potenzial hinsichtlich Stromeffizienz liegt verhältnismässig hoch. 2035 werden keine konventionellen Glühlampen mehr verwendet. Bis 2020 werden diese vorwiegend durch FL/CFL ersetzt, ab 2020 werden NS-Halogenlampen und CFL zunehmend durch LED-Systeme ersetzt. Das Effizienzpotenzial im Bereich der privaten Haushalte wird auf 50 Prozent geschätzt. › In den Sektoren Industrie, Dienstleistung und Industrie gibt es bereits heute kaum mehr Glühlampen, das Ausgangsniveau (in Bezug auf die Stromeffizienz) ist hier deutlich höher. Massgebende Effizienzsteige- 			

BELEUCHTUNG

rungsbeiträge liefern hier die verbesserte Systemintegration der Beleuchtungskomponenten in der Architektur, die Umsetzung einer kontinuierlich verschärften Norm für Elektrizität am Hochbau (SIA 380/4) sowie einer Verringerung der Energiebezugsfläche im Dienstleistungssektor um knapp 5 Prozent (gegenüber heute). Das Effizienzpotenzial für diesen Sektor für 2035 wird von Experten auf 30 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung geschätzt.

- › Die Strassenbeleuchtung startet effizienzmässig ebenfalls auf relativ hohem Ausgangsniveau (keine Glühlampen). Die LED-Technologie wird sich in diesem Anwendungsbereich aufgrund der Vorteile in der Leuchtgeometrie (LED-Systeme liefern ein rechteckiges Beleuchtungsfeld) am schnellsten und vollständig durchsetzen. Das Effizienzpotenzial im Bereich Strassenbeleuchtung bis 2035 wird auf 30 Prozent geschätzt.

Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen

Zu den bereits beschlossenen Massnahmen im Anwendungsbereich Beleuchtung zählen das Verbot der Glühlampen (EnV) sowie die 2010 lancierten wettbewerblichen Ausschreibungen. Die Wirkungen dieser Massnahmen werden auf insgesamt 0.6 TWh geschätzt (vgl. Anhang 2).

Resultat

Die Anteile der Beleuchtung am gesamten Elektrizitätsverbrauch, die obigen Anteile der Beleuchtung an den einzelnen Sektoren, die genannten Effizienzpotenziale sowie die Wirkung der bereits beschlossenen Massnahmen dienten als Inputgrössen für den Szenarienrechner. Die Referenz- und die resultierende Modellentwicklung 2005–2035 sind in der Tabelle „Verbrauchsentwicklung“ oben dargestellt. Das resultierende Einsparpotenzial (Modell- vs. Referenzentwicklung) im Jahr 2035 für Beleuchtungszwecke beträgt 38 Prozent.

HAUSHALTGERÄTE			
Definition			
Zu den Haushaltgeräten werden alle Elektrogeräte im Bereich Kochen, Waschen und Trocknen gezählt. Der Anteil des Elektrizitätsverbrauchs im Jahr 2005 für die Haushaltgeräte wird auf 13 Prozent geschätzt (Schätzung INFRAS auf Basis BFE 2007b, Nipkow 2007).			
Verbrauchsentwicklung Haushaltgeräte (Annahmen siehe unten)			
Zeit	Referenzentwicklung [TWh/a]	Modellentwicklung [TWh/a]	Einsparpotenzial [%]
2005	7.4	7.4	
2010	8.5	8.3	
2015	9.0	8.6	
2020	8.6	7.9	
2025	9.6	8.3	
2030	10.5	8.6	
2035	10.9	8.5	22%
Annahmen zur Verbrauchsentwicklung			
Die Abschätzung der zusätzlichen Effizienzpotenziale im Modellfall geht davon aus, dass:			
<ul style="list-style-type: none"> › der Gerätepark innerhalb von 15 bis 20 Jahren fast vollständig „umgeschlagen“ ist (innerhalb dieser Zeit ist eine Gerätegeneration durch die nächste ersetzt). Dabei wird der Modellentwicklung eine Strategie der Nutzung der besten verfügbaren Technologien (BAT) mit Übergangszeit unterlegt. Der technische Fortschritt ermöglicht nach 2020 dort energieeffizientere Bestgeräte, wo die technologische Entwicklung zumindest aus heutiger Sicht „absehbare“ Chancen bietet. › im Bereich Kochen – mit Ausnahme des Bereichs Induktionskochfelder und sparsamere Geschirrspüler – keine zusätzlichen substanziellen Einsparungen machbar sind. › ein grosses Effizienzpotenzial im Bereich der Waschprozesse besteht. Dies aufgrund effizienterer Waschmittel und der Nutzung externer Warmwassersysteme (vor allem bei der Wärmeerzeugung über Solar- und Wärmepumpensysteme) anstelle der Warmwasserbereitung im Elektrogerät (Waschmaschine, Geschirrspüler). Die externe Warmwasserbereitung wird sich mittelfristig (ab ca. 2020) durchsetzen, wodurch sich 75–80% der Gerätestromverbräuche einsparen lassen. Zudem werden neuartige Gewebeschichtungen (Funktionstextilien) und effizientere Waschmittel helfen, den Energieverbrauch beim Waschen weiter zu reduzieren. › sich im Bereich Kühlen und Gefrieren v.a. dank der Verbesserung der Kompressoren weitere Einsparungen erzielen lassen. 			
Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen			
Zu den bereits beschlossenen Massnahmen im Bereich der Haushaltgeräte zählen die neuen Vorschriften (EnV) für Haushaltgeräte sowie die wettbewerblichen Ausschreibungen. Deren Wirkung wird auf total 0.4 TWh geschätzt (vgl. Anhang 2).			
Resultat			
Insgesamt wird das Einsparpotenzial im Jahr 2035 im Bereich der Haushaltgeräte auf 22 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung geschätzt. Der Verbrauch wird aufgrund zunehmender Geräteausstattung (neuartige und zusätzliche Geräte) im Wohnbereich nicht nur im Referenzfall, sondern auch im Modellfall absolut zunehmen.			

HAUSTECHNIK			
Abgrenzung und Definition			
<p>Der Begriff Haustechnik beinhaltet alle Anwendungen zur Erzeugung von Warmwasser und Raumwärme, Klima- und Lüftungsgeräte, Pumpen und Gebläse wie auch die sog. „Home automation“.</p> <p>Der Anteil des Elektrizitätsverbrauchs im Jahr 2005 für die Haustechnik wird auf 20 Prozent geschätzt (Schätzung INFRAS auf Basis BFE 2007b, Nipkow 2007). Dieser Anteil setzt sich zu 36 Prozent aus dem Elektrizitätsverbrauch für Raumwärme, zu 22 Prozent für Warmwassererzeugung und zu 42 Prozent für die übrigen technischen Anwendungen zusammen.</p>			
Verbrauchsentwicklung Haustechnik (Annahmen siehe unten)			
Zeit	Referenzentwicklung [TWh/a]	Modellentwicklung [TWh/a]	Einsparpotenzial [%]
2005	11.5	11.5	
2010	11.6	10.9	
2015	12.3	11.4	
2020	13.5	12.2	
2025	13.8	12.1	
2030	14.6	12.5	
2035	15.6	13.1	16%
Annahmen zur Verbrauchsentwicklung			
<p>Die Abschätzung der zusätzlichen Effizienzpotenziale im Modellfall geht davon aus, dass:</p> <ul style="list-style-type: none"> › die noch bestehenden Elektroheizungen alle durch Wärmepumpensysteme ersetzt werden (Effizienzpotenzial 85 Prozent). › Wärmepumpen und erneuerbare Energien sowohl beim Neubau als auch in der Sanierung verstärkt eingesetzt werden. Zudem werden alte Wärmepumpen bereits durch neue ersetzt (Steigerung der Stromeffizienz um 15 Prozent). Es wird aber nicht damit gerechnet, dass Wärmepumpen zum einzig relevanten Wärmeenergiesystem auf dem Heizungsmarkt werden. Im Weiteren wird mit einer Verbesserung der Kältemittel und Kompressoren für Kühlgeräte, Klimaanlage oder Wärmepumpen gerechnet. › die Warmwassersysteme erheblich stärker als in den Trendszenarien vom Heizsystem entkoppelt werden. Solare Brauchwassersysteme werden zusammen mit Brauchwasser-Wärmepumpen zu den dominierenden ungekoppelten zentralen Warmwassersystemen › erhebliche Effizienzpotenziale im Bereich des Betriebs ohne Nutzen (BoN) durch Abschaltung von laufenden, aber nicht wirklich benötigten Pumpen, Ventilatoren, Rolltreppen etc. genutzt werden können. 			
Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen			
<p>Von den bereits beschlossenen Massnahmen bewirken die neuen Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE 2008), welche den Ersatz von grossen Elektrizitätsverbrauchern wie Elektroheizungen und Elektroboiler fördern, bis 2035 eine geschätzte Wirkung von 3.3 TWh (vgl. Anhang 2). Die kantonalen Förderprogramme im Energiebereich, das Stabilisierungsprogramm (2009, 2. Paket) und die neuen wettbewerblichen Vorschriften beinhalten weitere kleine Effizienzsteigerungswirkungen. Die Wirkung aller bisherigen Massnahmen im Bereich der Haustechnik wird auf total 3.4 TWh geschätzt.</p>			
Resultat			
<p>Infolge der Wirkungen der bereits beschlossenen Massnahmen reduziert sich das in diesem Bereich vorhandene Einsparpotenzial gegenüber der Referenzentwicklung deutlich. Insgesamt wird das verbleibende Einsparpotenzial im Jahr 2035 im Bereich der Haustechnik auf 16 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung geschätzt.</p> <p>Der Verbrauch wird v.a. infolge von Substitutionseffekten (Wärmepumpen) sowie der angenommenen markante Zunahme von Klimageräten sowie der „Home automation“ sowohl im Referenzfall wie auch im Modellfall absolut zunehmen.</p>			

UNTERHALTUNGSELEKTRONIK			
Abgrenzung und Definition			
Die Unterhaltungselektronik umfasst verschiedene Kleingeräte wie Radio, Stereoanlage und verschiedene TV-Anwendungen usw.			
Der Anteil des Elektrizitätsverbrauchs im Jahr 2005 für die Unterhaltungselektronik wird auf 2 Prozent geschätzt (Schätzung INFRAS auf Basis BFE 2007b, Nipkow 2007).			
Verbrauchsentwicklung Unterhaltungselektronik (Annahmen siehe unten)			
Zeit	Referenzentwicklung [TWh/a]	Modellentwicklung [TWh/a]	Einsparpotenzial [%]
2005	1.1	1.1	
2010	1.2	1.2	
2015	1.6	1.4	
2020	1.9	1.5	
2025	2.0	1.4	
2030	2.1	1.3	
2035	1.7	0.9	47%
Annahmen zur Verbrauchsentwicklung			
Die Abschätzung der zusätzlichen Effizienzpotenziale im Modellfall geht davon aus, dass:			
<ul style="list-style-type: none"> › im Bereich der Unterhaltungselektronik die Stand-by Verbräuche nahezu vollständig vermieden werden können, › laufende, aber nicht wirklich benutzte Geräte (keine Personen im Raum anwesend) ab ca. 2020 durch technische Massnahmen automatisch abgeschaltet werden (kein Betrieb ohne Nutzen mehr), 			
Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen			
Zu den bereits beschlossenen Massnahmen im Bereich der Unterhaltungselektronik zählen die neuen Vorschriften (EnV) für elektronische Geräte sowie die wettbewerblichen Ausschreibungen. Da der gesamte Verbrauch der Unterhaltungselektronik im Bereich von nur 1 TWh liegt, ist jedoch die Wirkung der neuen Vorschriften, absolut gesehen, marginal (< 0.1 TWh).			
Resultat			
Insgesamt wird das Einsparpotenzial im Jahr 2035 im Bereich der Unterhaltungselektronik auf 47 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung geschätzt. In diesem Bereich kann der Verbrauch trotz zunehmender Geräteausstattung (neuartige und zusätzliche Geräte) und Wohnflächen dank der erhöhten Stromeffizienz (inkl Massnahmen zur Reduktion des BoN) kompensiert werden.			

BÜRO-/KOMMUNIKATIONSTECHNOLOGIE			
Abgrenzung und Definition			
Unter dem Begriff Büro- und Kommunikationstechnologien werden Computersysteme, Telekommunikationsanwendungen und weitere Anwendungen im Dienstleistungsbereich und im Heimbüro zusammengefasst. Der Anteil des Elektrizitätsverbrauchs im Jahr 2005 für diesen Bereich wird auf 7 Prozent geschätzt (Schätzung INFRAS auf Basis BFE 2007b, Nipkow 2007).			
Verbrauchsentwicklung Büro-/Kommunikationstechnologie (Annahmen siehe unten)			
Zeit	Referenzentwicklung [TWh/a]	Modellentwicklung [TWh/a]	Einsparpotenzial [%]
2005	4.0	4.0	
2010	4.8	4.5	
2015	5.3	4.7	
2020	6.1	5.0	
2025	6.6	5.0	
2030	6.4	4.5	
2035	6.9	4.3	37%
Annahmen zur Verbrauchsentwicklung			
Die Abschätzung der zusätzlichen Effizienzpotenziale im Modellfall geht davon aus, dass:			
<ul style="list-style-type: none"> › sich im Bereich Büro- und Kommunikationstechnologie die Stand-by-Verbräuche bis 2035 stark reduzieren lassen, › bei der Computertechnik immer mehr energiesparende Laptop-Komponenten zum Einsatz gelangen. › die Virtualisierung der Arbeitswelt zunehmen wird. Dies bedeutet, dass immer mehr mobile und „nicht lokale“ Arbeitsplätze im Dienstleistungssektor eingerichtet werden, was zu einer Verdichtung der IKT-Infrastruktur (z.B. weniger Arbeitsplatzdrucker, weniger Festtelefone) und damit zu einer Erhöhung der Stromeffizienz im Bereich IKT führen wird. 			
Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen			
Zu den bereits beschlossenen Massnahmen im Bereich der Büro-/Kommunikationstechnologie zählen die neuen Vorschriften (EnV) für elektronische Geräte sowie die wettbewerblichen Ausschreibungen. Deren Wirkung sind in diesem Anwendungsbereich jedoch marginal (<0.1 TWh geschätzt).			
Resultat			
Insgesamt wird das Einsparpotenzial im Jahr 2035 im Bereich der Büro- und Kommunikationstechnik auf 37 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung geschätzt.			
Trotz der erhöhten Stromeffizienz kann damit auch im Modellfall die zunehmende Geräteausstattung und das Wachstum des Dienstleistungsbereichs nicht kompensiert werden.			

GEWERBLICHE ANWENDUNGEN			
Abgrenzung und Definition			
Zu den gewerblichen Anwendungen gehören Kälteprozesse, Wärme- und Backprozesse, Wasch- und Druckprozesse und weitere gewerbliche Anwendungen. Der Anteil des Elektrizitätsverbrauchs im Jahr 2005 im Bereich der gewerblichen Anwendungen wird auf 9 Prozent geschätzt (Schätzung INFRAS auf Basis BFE 2007b, Nipkow 2007).			
Verbrauchsentwicklung gewerbliche Anwendungen (Annahmen siehe unten)			
Zeit	Referenzentwicklung [TWh/a]	Modellentwicklung [TWh/a]	Einsparpotenzial [%]
2005	5.2	5.2	
2010	4.8	4.7	
2015	5.0	4.6	
2020	5.1	4.5	
2025	6.0	5.0	
2030	6.1	4.8	
2035	6.2	4.6	26%
Annahmen zur Verbrauchsentwicklung			
Die Abschätzung der zusätzlichen Effizienzpotenziale im Modellfall geht davon aus, dass:			
<ul style="list-style-type: none"> › sich durch eine verstärkt auf Effizienz ausgerichtete Steuerung, Regulierung und Optimierung von Prozessen und Anlagen sowie durch noch konsequentere betriebliche (organisatorische) Optimierungen weitere Energieeinsparungen (10–15%) erzielen lassen, › der Einsatz effizienterer gewerblichen Grossgeräte, wie z.B. gewerbliche Wärmepumpen-Tumbler, zunehmen wird, › die Waschttemperaturen durch neuartige Gewebe/Textilien und Waschmittel tendenziell weiter reduziert werden können, › das Druckgewerbe infolge der gesellschaftlichen Veränderungen („papierlose Gesellschaft“), des selektiveren Drucks („printing on demand“) sowie der weitergehenden Optimierung der Druckprozesse effizienter produzieren wird, › effiziente Komponenten (z.B. Motoren, Ventilatoren, Pumpen) in gewerblichen Prozessen nicht gleich dann ersetzt werden, wenn dies bereits wirtschaftlich wäre, sondern erst, wenn die effizienzorientierte Ersatzinvestition sich ohne zusätzliche Betriebsunterbrüche oder -risiken im Rahmen einer Grossrevision oder Gesamtsanierung (die nicht primär effizienzgetrieben ist) realisieren lässt. Die Konsequenz dieser letzten Annahme ist eine leichte Verlangsamung der Effizienzsteigerung. 			
Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen			
Zu den bereits beschlossenen Massnahmen im Bereich der gewerblichen Anwendungen zählen die wettbewerblichen Ausschreibungen. Deren Wirkung wird mit 0.1 TWh jedoch als sehr klein eingeschätzt.			
Resultat			
Insgesamt wird das Einsparpotenzial im Jahr 2035 im Bereich der gewerblichen Anwendungen auf 26 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung geschätzt.			

INDUSTRIELLE ANWENDUNGEN			
Abgrenzung und Definition			
<p>Zu den industriellen Anwendungen werden industrielle Wärme- und Kälteprozesse gezählt, mechanische Prozesse und weitere industrielle Anwendungen.</p> <p>Der Anteil des Elektrizitätsverbrauchs im Jahr 2005 im Bereich der gewerblichen Anwendungen wird auf 29 Prozent geschätzt (Schätzung INFRAS auf Basis BFE 2007b, Nipkow 2007). 80 Prozent dieses Gesamtverbrauchs ist gemäss Aussage mehrerer Experten in den Interviews auf den Einsatz von Elektromotoren zurückzuführen. Die restlichen 20 Prozent werden durch weitere industrielle Anwendungen verbraucht.</p>			
Verbrauchsentwicklung industriellen Anwendungen			
Zeit	Referenzentwicklung [TWh/a]	Modellentwicklung [TWh/a]	Einsparpotenzial [%]
2005	16.6	16.6	
2010	17.4	16.8	
2015	18.4	17.2	
2020	18.5	16.5	
2025	18.6	15.7	
2030	19.1	15.1	
2035	19.0	14.2	25%
Annahmen zur Verbrauchsentwicklung			
<p>Die Abschätzung der zusätzlichen Effizienzpotenziale im Modellfall geht davon aus, dass:</p> <ul style="list-style-type: none"> › der Einsatz hocheffizienter Elektromotoren bis ins Jahr 2035 stark zunehmen wird, › Produktionsprozesse in den nächsten 30 Jahren stark optimiert werden können, › effiziente Komponenten (z.B. Motoren, Ventilatoren, Pumpen) in industriellen gewerblichen Prozessen nicht gleich dann ersetzt werden, wenn dies bereits wirtschaftlich wäre, sondern erst, wenn die effizienzorientierte Ersatzinvestition sich ohne zusätzliche Betriebsunterbrüche oder -risiken im Rahmen einer Grossrevision oder Gesamtsanierung (die nicht primär effizienzgetrieben ist) realisieren lässt. Die Konsequenz dieser letzten Annahme ist eine leichte Verlangsamung der Effizienzsteigerung. › erhebliche Effizienzpotenziale im Bereich des Betriebs ohne Nutzen (BoN) durch Abschaltung von laufenden, aber nicht wirklich benötigten Pumpen, Ventilatoren, Kälte-/Kühlsystemen etc. genutzt werden können. 			
Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen			
<p>Zu den bereits beschlossenen Massnahmen im Bereich der industriellen Anwendungen zählen die neuen Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE 2008), die neuen Vorschriften (EnV) für Elektromotoren sowie die wettbewerblichen Ausschreibungen. Deren Wirkung wird auf total 0.6 TWh geschätzt.</p>			
Resultat			
<p>Insgesamt wird das Einsparpotenzial im Jahr 2035 im Bereich der industriellen Anwendungen auf 25 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung geschätzt.</p>			

VERKEHR			
Abgrenzung und Definition			
Der Elektrizitätsverbrauch im Bereich Verkehr beinhaltet den Verbrauch der elektrischen Antriebe des öffentlichen (öV) wie auch des individuellen Verkehrs (iV).			
Der Anteil des Elektrizitätsverbrauchs im Jahr 2005 im Bereich Verkehr wird auf 5 Prozent geschätzt (Schätzung INFRAS auf Basis BFE 2007b, Nipkow 2007).			
Verbrauchsentwicklung Verkehr (elektrisch) (Annahmen siehe unten)			
Zeit	Referenzentwicklung [TWh/a]	Modellentwicklung [TWh/a]	Einsparpotenzial [%]
2005	2.8	2.8	
2010	3.6	3.5	
2015	4.0	3.9	
2020	4.5	4.3	
2025	5.0	4.8	
2030	5.4	5.2	
2035	5.9	5.5	6%
Annahmen zur Verbrauchsentwicklung			
Die Abschätzung der zusätzlichen Effizienzpotenziale im Modellfall geht davon aus, dass:			
<ul style="list-style-type: none"> › im Bereich des öffentlichen Verkehrs der elektrische Energieverbrauch bis 2035 durch eine effizientere Betriebsführung und Fahrtechnik („eco drive“) sowie durch weitere technische Optimierungen im Bereich des Rollmaterials (Leichtbau) im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung um rund 15 Prozent reduziert werden können (Quelle: Experteninterviews). › der Stromverbrauch des öffentlichen Verkehrs gegenüber 2005 bis 2035 um rund 50 Prozent zunehmen wird (Quelle: Experteninterviews). › im Bereich des individuellen Verkehrs der elektrische Verbrauch aufgrund der Substitution fossiler Treibstoffe durch elektrische Antriebe (Zunahme Elektrofahrzeuge) von heute praktisch 0 auf weniger als 1 TWh im Jahr 2035 zunehmen wird (gemäss Annahmen für die Referenzentwicklung, dass der Verbrauch des elektrischen Individualverkehrs erst ab 2030 merklich zunehmen wird).⁸⁴ 			
Wirkungen der zusätzlich zum BFE-Szenario I beschlossenen Massnahmen			
Es gibt keine bereits beschlossenen Massnahmen im Bereich Verkehr, die eine Auswirkung auf das Modellszenario haben.			
Resultat			
Insgesamt wird das Einsparpotenzial im Jahr 2035 im Bereich des Verkehrs auf 6 Prozent gegenüber der Referenzentwicklung geschätzt. Der Verbrauch nimmt damit sowohl im Referenzfall wie auch im Modellfall absolut stark zu.			

84 Der Energie Dialog Schweiz (ETS 2009) und diverse Experten gehen davon aus, dass sich der Verbrauch des elektrischen Individualverkehrs bis 2035 auf 2 bis 3 TWh erhöhen wird.

ANHANG 9: POTENZIALE UND KOSTEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

PHOTOVOLTAIK
<p>Bedeutung, Entwicklung der Technologie</p> <p>Die Photovoltaik hat im letzten Jahrzehnt eine starke technische Entwicklung durchlaufen. Nachfrage und Produktion stiegen weltweit rasant, was u.a. auch zu einer markanten Kostenreduktion führte. Heute sind neben den kristallinen Zellen auch amorphe, mikroamorphe oder mikrokristalline Dünnschichtzellen auf dem Markt erhältlich. Diese neuen Zellentypen werden mit geringerem Material- und Energieaufwand hergestellt. In der Schweiz machte der Anteil an netzgekoppelten Anlagen im Jahr 2008 95 Prozent der installierten Leistung aus, die restlichen 5 Prozent sind Inselanlagen z.B. für die Versorgung in Berggebieten (BFE 2009c).</p>
<p>Potenziale und Kosten</p> <p>Das weltweite theoretische Potenzial ist riesig. Auch in der Schweiz kann die Photovoltaik noch um Grössenordnungen ausgebaut werden. In der vorliegenden Studie wurde mit einem verstärkten Ausbau der Photovoltaikanlagen auf Dächern und Fassaden gerechnet. Ausgangspunkt ist 2005 mit 19 GWh aus Photovoltaik-Anlagen (gemäss BFE 2006). Als realisierbares Ausbaupotenzial des Szenarios EFF/ERN Variante 1 („Inland“) wurde eine forcierte Entwicklung wie folgt angenommen: Ausbau bis ins Jahr 2015 mit einer jährlichen Wachstumsrate von 30 Prozent gerechnet, ab 2015 von 25 Prozent, ab 2020 von 15 Prozent und anschliessend ab 2030 von 8 Prozent.⁸⁵ Mit diesem forcierten Ausbau können im Jahr 2035 gegenüber der Referenzentwicklung (kein Ausbau) zusätzlich etwa 4.8 TWh Strom durch Photovoltaik-Anlagen generiert werden. Für die Kostenentwicklung wurde angenommen, dass sich die Investitionskosten von heute rund 8'500 CHF/kW_p auf etwa 2'000 CHF/kW_p reduzieren werden. Die Schätzung der Entwicklung der Gestehungskosten geht vom Ist-Wert Schweiz für das Jahr 2005 (70 Rp./kWh)⁸⁶ für mittelgrosser Anlagen aus und basierend auf einer jährlichen Kostenreduktion von 10 Prozent bis 2015 bzw. 4 Prozent ab 2015 bis 2025 und anschliessend mit 2 Prozent bis 2035.⁸⁷</p>
<p>Chancen und Hemmnisse</p> <p>Photovoltaik ist eine ziemlich ausgereifte, standardisierte, wenig vom Standort abhängige Technologie, die sich insbesondere für die dezentrale erneuerbare Stromproduktion, Nutzung und Einspeisung der Überschüsse ins Netz eignet. PV-Systeme sind praktisch wartungsfrei. Zudem sind die Eingriffe in die Landschaft bei einer mehrheitlichen Stromerzeugung an Fassaden oder auf Hausdächern klein. Die photovoltaische Stromerzeugung geniesst in der Bevölkerung eine sehr hohe Akzeptanz.</p> <p>Die wesentlichen Nachteile dieser Technologie liegen in der zeitlichen beschränkten Verfügbarkeit des Stroms (in der Schweiz typisch nur etwas 1'000 Volllaststunden) respektive die starke Abhängigkeit der Energieproduktion von Tageszeit und Witterung. Zudem sind die Investitionskosten dieser Anlagen im Vergleich zu anderen ERN-Technologien nach wie vor sehr hoch.</p>

⁸⁵ Abgestützt auf Nowak et al 2009.

⁸⁶ Aktuellere Referenz gemäss D. Stickelberger/Swissolar, NZZ vom 22.09.2009: a) Alstom/BKW ist bereit, bei einer Vergütung von 62 Rp./kWh jetzt in der Schweiz in den Bau von PV-Anlagen zu investieren, b) Netzparität ca. 2020.

⁸⁷ Abgestützt auf Nowak et al. 2009.

WASSERKRAFT

Bedeutung, Entwicklung der Technologie

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist die in der Schweiz bedeutendste Technologie zur Nutzung der erneuerbaren Energien. Im Jahr 2008 wurden 56 Prozent des Stromangebotes aus Wasserkraft produziert (BFE 2009a). In der Schweiz waren im Jahr 2008 rund 530 Wasserkraftwerke mit einer Nennleistung ab 300 kW in Betrieb (BFE 2009c). Es wird nach folgenden Kraftwerkstypen unterschieden: Laufkraftwerke (Flüsse), Speicherkraftwerke (mit Stauseen), Klein- und Kleinstwasserkraftwerke (bis 10 MW bez. bis 300 kW elektrischer Nennleistung).

Die technologische Entwicklung wird sich in Zukunft darauf beschränken, beim Ersatz bestehender Anlagen die Effizienz einzelner Komponenten und damit diejenige des Gesamtsystems zu erhöhen.

Potenziale und Kosten

Die Nutzung des Wasserkraftpotenzials durch grosse und mittlere Anlagen ist, v.a. für den weiteren Ausbau, weitgehend ausgeschöpft. Durch die Erneuerung bestehender Anlagen kann die Jahresproduktion noch leicht erhöht werden. Dem theoretischen, technischen Ausbaupotenzial von neuen Speicherkraftwerken steht der grosse politische Widerstand gegenüber.

Bei den in dieser Studie ausgewiesenen realisierbaren Zubaupotenzialen der Wasserkraft wurden die ökologischen Vorstellungen der Umweltverbände berücksichtigt. Somit wurde für den Szenarienvergleich das Ausbaupotenzial der Pumpspeicherkraftwerke nicht eingerechnet. Die Entwicklungen der Referenz und einer forcierten Ausbaustrategie wurden auf Szenario I, Variante B, und Szenario IV, Variante E, der Energieperspektiven abgestützt (BFE 2007a). Dies ergibt für Szenario I, Variante B, einen Zubau durch Erneuerungen und Umbauten der bestehenden Grosswasserkraftwerke von 2.1 TWh und für Szenario IV, Variante E einen zusätzlichen Zubau der KWK (insgesamt 3.4 TWh). Diesem Zubau stehen jedoch negative Effekte wie die Auswirkungen des Klimawandels und die erwartete Verschärfung der Restwasserbestimmungen gegenüber. Für die Auswirkungen aufgrund des Klimawandels wurden sowohl für die Referenzentwicklung wie auch im Modellszenario ein Produktionsrückgang der gesamten Wasserkraft von 7 Prozent (dies entspricht 2.6 TWh) bis 2035 angenommen (gemäss BFE 2007d). Der prognostizierte Produktionsrückgang aufgrund der verschärften Restwasserbestimmungen (gemäss BFE 2007d) von 0.9 TWh wird nur im Modellszenario berücksichtigt..

Die spezifischen Kosten der Wasserkraft hängen stark von der installierten Leistung, der Fallhöhe und von den Umweltbedingungen ab. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für grosse und mittlere Wasserkraftwerke liegen heute bei rund 6.5 Rp./kWh und werden bis 2035 auf 15 Rp./kWh steigen (Quelle: Annahmen INFRAS, abgestützt auf Experteninterviews). Die Stromgestehungskosten der Klein- und Kleinstwasserkraft werden von der heutigen Grössenordnung von 20 auf 40 Rp./kWh im Jahr 2035 steigen (Quelle: Annahmen INFRAS, abgestützt auf Experteninterviews). Diese Zunahme ist vor allem dadurch begründet, dass die Anzahl günstiger Standorte für die Nutzung der Kleinwasserkraft stetig abnehmen wird.

Chancen und Hemmnisse

Die Modernisierung bestehender Anlagen bietet gute Chancen, die ökologischen Auswirkungen von Wasserkraftwerken weiter zu reduzieren (z.B. durch Fischaufstiegshilfen). Ein wichtiger Vorteil der Wasserkraft ist, dass mit dieser Technologie einerseits Spitzen-, Band- und Regelenergie angeboten werden kann. Die Wasserkraft geniesst in der Schweiz eine grosse Akzeptanz.

Nachteile der Wasserkraft sind die niederschlagsabhängige und damit saisonal fluktuierende Produktion der Wasserkraftwerke und die erwartete Reduktion der Energieproduktion im Zuge des Klimawandels.

BIOMASSE

Bedeutung, Entwicklung der Technologie

Unter dem Begriff Biomasseenergie werden die Nutzung von Holz- und Biomasseenergie in WKK-Anlagen, von Biogas aus der Landwirtschaft (in landwirtschaftlichen Biogasanlagen) oder aus dem biogenen Anteil des Abfalls (gewerbliche/industrielle Biogasanlagen) sowie die Nutzung des biogenen Anteil des Kehrichts in Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) zusammengefasst. Die Kehrichtverbrennungsanlagen machen heute in der Schweiz den grössten Anteil an neuer erneuerbaren Stromproduktion aus (rund 80 Prozent gemäss BFE 2009a).

Landwirtschaftliche Biogasanlagen weisen Grössen von 50 kW bis 250 kW auf, industrielle Vergärungsanlagen 250 bis 1'000 kW. Für Holz sind Holzvergasungsanlagen bis zu 10 MW möglich.

Potenziale und Kosten

Die Schätzung des Ausbaupotenzials basiert im Wesentlichen auf dem Szenario IV, Variante E für einen forcierten Ausbau der realisierbaren Potenziale (BFE 2007a). Dieses Szenario geht davon aus, dass die Stromproduktion aus KVA nur unwesentlich ausgebaut werden kann und der grösste Teil des Zubaus im Bereich der industriellen Biogas- und den Abwasserreinigungsanlagen sowie bei gekoppelten Holzverbrennungsprozessen realisiert werden kann (keine Potenziale bei der Holzvergasung).

Die Gestehungskosten der Stromerzeugung der KVA liegen heute bei rund 10 Rp./kWh und werden bis 2035 leicht zunehmen (12 Rp./kWh). Die Gestehungskosten der gewerblichen/industriellen Biogasanlagen sowie der Anlagen zur Stromproduktion aus Biomasse (inkl. Holz) werden von einem Ausgangsniveau von 25 bis 30 Rp./kWh im Jahr 2005 bis 2035 auf 18 bis 20 Rp./kWh sinken. Da jedoch der Umbau von KVA zwecks Erhöhung der Stromproduktion bis 2035 im Vergleich zu den anderen beiden Kategorien einen relativ bescheidenen Beitrag liefern wird, steigen die durchschnittlichen Gestehungskosten für Strom aus Biomasse bis 2035 um 40 Prozent (von rund 13 auf 17 Rp./kWh) an. Die Annahmen zu den Gestehungskosten wurden aufgrund von Experteninterviews und Literaturrecherchen validiert.

Chancen und Hemmnisse

Die dezentrale und regelbare Stromproduktion aus Biomasse eignet sich gut als Beitrag zur Deckung der Grundlast. Biomasse lässt sich zudem für eine kurze Zeitspanne (als Brennstoff) speichern.

Biogas- und Holzfeuerungsanlagen sind aufwändig zu bewirtschaften. Die Stromerzeugung aus Biomasse/Biogas steht in einem Konkurrenzverhältnis zur Nutzung in Form von Wärme (im Gebäude- und Prozessbereich) und biogenen Treibstoffen (Mobilität).

WINDKRAFT (IN- UND AUSLAND)

Bedeutung, Entwicklung der Technologie

Die Nutzung der Windkraft zur Erzeugung von Elektrizität hat in den letzten zehn Jahren eine enorme technologische und Marktentwicklung erlebt. Dies manifestiert sich in einem rasanten Grössenwachstum der Windkraftanlagen (Rotordurchmesser und Nabenhöhe) und einem raschen Zubau an Offshore-Windparks. Die Stromgestehungskosten sanken in den letzten 20 Jahren um den Faktor 3 bis 4. Die Gestehungskosten von Offshore-Anlagen liegen heute noch etwas höher als diejenigen von Onshore-Anlagen. Trotzdem werden Offshore-Anlagen in Zukunft zunehmend an Bedeutung gewinnen. Langfristig stellt das enorme Potenzial der Offshore-Windenergienutzung eine wichtige Option für eine nachhaltige Energieversorgung dar.

Inland

Die Schweiz besitzt aufgrund ihrer relativ schwachen Windressourcen und der dominierenden Wasserkraft keine Tradition bei der Windenergienutzung. Gemäss dem Konzept Windenergie Schweiz (BFE, BUWAL und are 2004) liegt das langfristige realisierbare Potenzial der Nutzung der Windenergie in der Schweiz zwischen 2 und 4 TWh.

Ausland

Gemäss der Prognose des Global Wind Energy Council (www.gwec.net) wird die weltweit installierte Leistung im Jahr 2012 bei 240 GW liegen. Rund je ein Drittel des weltweiten Zubaus wird bis dahin in Europa, Nordamerika und Asien erwartet.

Potenziale und Kosten

Bei der Festlegung der Potenziale wurde auf die ökologischen Vorgaben der Umweltverbände geachtet. Das Modell für den forcierten Zubau stützt sich in Variante 1 auf das Szenario IV, Variante E und Suisse Eole 2009 ab. Variante 2 sieht den Import von Windenergie im Jahr 2035 aus dem benachbarten Ausland vor. Die Schätzungen für die Entwicklung der Gestehungskosten für Strom aus Windenergieanlagen gehen von heutigen Kosten für qualitativ mittlere Windenergiestandorte (ca. 5.5 m/s) in der Schweiz von 22 Rp./kWh aus. Swiss Eole⁸⁸ prognostiziert bis 2035 eine Reduktion der Gestehungskosten für einen mittleren Standort auf 14 Rp./kWh. Beim zukünftigen Ausbau der Windkraft sind jedoch die in Zukunft ansteigenden Kosten zu beachten. Unter Berücksichtigung der Lernkurve für Windenergie rechnen internationale Studien zwar mit deutlich tieferen Werten (9 bis 12 Rp./kWh Gestehungskosten) für Onshore-Anlagen. Die Schweiz verfügt jedoch nicht über eine Vielzahl an attraktiven Standorten, die einen weiteren Ausbau wie z.B. in Deutschland oder Spanien zu diesen Kosten ermöglichen. In der Schweiz werden die guten Standorte bis 2020 oder 2025 weitgehend erschlossen sein. Die Gestehungskosten werden daher nach 2020 kaum unter 15 Rp./kWh sinken. Die Investitionskosten pro kW werden sich im Zeitraum 2005 bis 2035 von CHF 3'000 auf CHF 2'300 reduzieren. Die Gestehungskosten von importiertem Windstrom liegen bei 20 bis 25 Prozent unter den inländischen Stromgestehungskosten.

Chancen und Hemmnisse

Die Zuverlässigkeit, die relativ tiefen Kosten, die kurze Bauzeit, die Produktionsspitzen im Winter sowie die praktische Unerschöpflichkeit der Ressourcen erklären den aktuellen Boom. Dem Ausbau der Windkraft in der Schweiz stehen allerdings die Interessen der Landschaftsschützer entgegen. Zudem hat Strom aus Windkraft den grossen Nachteil, dass Winde und damit die Abgabeleistung von Windkraftwerken schlecht planbar sind. Je grösser der Anteil von Strom aus Windkraft, umso wichtiger werden die Aspekte wie Versorgungssicherheit und Reservehaltung.

⁸⁸ Quellen: Suisse Eole 2009 und Email 08.09.2009 R. Rigassi (Suisse Eole).

TIEFE GEOTHERMIE

Bedeutung, Entwicklung der Technologie

Alle Verfahren und Technologien nutzen primär die geothermische Energie unter Einsatz von Wärmepumpen als Wärme. In Island, Italien und USA liefern Hochtemperaturfelder jedoch bedeutende Beiträge auch zur Stromproduktion. Durch Deep Heat Mining (DHM), auch unter dem Namen Hot-Dry-Rock-Technologie bekannt, kann das Potenzial zur Stromproduktion auch in Gebieten mit geringeren Reservoirtemperaturen, wie sie in der Schweiz vorkommen, zumindest teilweise ausgeschöpft werden. Die DHM-Technologie ist erst in der Entwicklungsphase. Zurzeit wird die geothermische Energie erst in hydrothormaler Form genutzt. Die Realisierung erster Anlagen für die Elektrizitätsproduktion wird in der Schweiz frühestens ab dem Jahr 2020 erwartet.

Potenziale und Kosten

In der Schweiz ist noch keine geothermische Anlage zur Stromproduktion in Betrieb. Es wird jedoch damit gerechnet, dass geothermische Anlagen in der Schweiz ab 2025 einen zunehmenden Beitrag zur Elektrizitätsversorgung leisten können. Unter der Annahme, dass die Geothermie in der Schweiz frühestens ab 2025 „serienmässig“ genutzt wird und das Risiko beträchtlich ist, dass geothermischer Strom vor 2035 kommerziell gar noch nicht verfügbar ist, basiert das Simulationsmodell zwar auf dem Szenario IV, Variante E, der BFE-Energieperspektiven, die Entwicklung wurde jedoch konservativer angenommen, d.h. zeitlich um zehn Jahre nach hinten verschoben und zudem etwas reduziert.

Im Gegensatz zu allen anderen betrachteten Technologien gibt es noch keine Angaben zu den effektiven Kosten. Es wird damit gerechnet, dass solche Anlagen in der Schweiz frühestens ab 2020 in Betrieb gehen. Die Schätzung geht von Gestehungskosten zu diesem Zeitpunkt von 40 Rp./kWh aus, die sich bis 2035 auf 10 Rp./kWh reduzieren. Diese steile Kostendegression ist eine direkte Folge der erwarteten raschen Reduktion der Explorationskosten. Die hohen, nicht amortisierbaren Kosten von Pilotanlagen fallen aufgrund des in der Startphase gewonnenen Know-hows bei späteren Anlagen weg. Die daraus resultierenden Investitionskosten pro kW werden sich zwischen 2020 und 2035 von rund 20'000 CHF auf etwa 5'000 CHF verringern.

Chancen und Hemmnisse

Das theoretische Potenzial für die Stromproduktion auf Basis des DHM-Verfahrens ist im Vergleich zu den andern erneuerbaren Energiequellen (mit Ausnahme der Wasserkraft) sehr gross.

Ein Haupthemmnis ist das Risiko bei geothermalen Tiefenbohrungen (typisch 4 bis 5 km tief), dass einerseits in Erdbeben gefährdeten Gebieten bei der Injektion des Wassers Erdbeben ausgelöst werden und dass andererseits das Bohrloch nicht oder ungenügend ergiebig ist. Zudem liegen in der Schweiz noch keine praktischen Erfahrungen mit der Elektrizitätsproduktion auf Basis DHM vor. Potenziale und Stromgestehungskosten sind noch nicht gesichert.

SOLARTHERMIE (CSP)

Entwicklungsstand der Technologie, Verbreitung, Bedeutung

Solarthermische (Concentrating Solar Thermal Power Plants, CSP) Kraftwerke nutzen Spiegel, um Sonnenlicht zu bündeln, in Hitze umzuwandeln und damit Dampfturbinen anzutreiben. Es bestehen verschiedene Systeme: Sog. Heliostaten mit Zentralempfänger „receiver“, Rinnenkollektoren oder „Dish“-Kollektoren mit Stirlingmotor. Wärmespeicher (z.B. Flüssigsalztanks oder Betonspeicher) können die am Tage gewonnene Wärme aufnehmen und damit nachts Dampfturbinen antreiben oder bei Nachfragespitzen zusätzlichen Dampf erzeugen. Das System mit den Rinnenkollektoren wird kommerziell schon angewendet (Bsp. in der südkalifornischen Mojave Wüste betreibt die Kramer Junction Company (KJC) bereits seit 1985 ein solches Kraftwerk mit Rinnenkollektoren). Anlagen mit Heliostaten und zentralem Receiver wurden bis anhin als Demonstrationsanlagen gebaut.

Potenziale und Kosten

An gut besonnten und ebenen Landflächen kann mittels solarthermischer Kraftwerke günstiger Strom produziert werden. Wichtigste Voraussetzung dazu ist aber eine ausgesprochen hohe Direktstrahlung. Diese Bedingung wird in den südlichen EU-Ländern wie z.B. Spanien und im nordafrikanischen Raum erfüllt. In den kommenden 10 bis 20 Jahren sollten diese Potenziale technisch-wirtschaftlichen kontinuierlich ausgebaut werden können. Ein nennenswerter Versorgungsbeitrag von Grossanlagen nach dem Muster von Almeria (Spanien) oder Desertec (Nordafrika) kann allerdings frühestens 2020 erwartet werden. Vereinfachend wird angenommen, dass der Import von Strom im Zeitraum 2020 bis 2035 mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 20 Prozent zunimmt.⁸⁹

Die Schätzung der Entwicklung der Gestehungskosten basiert auf den Kostenschätzungen für diese Technologie von ewz 2008. Diese als konservativ betrachteten Kostenschätzungen (18 Rp./kWh im Jahr 2015, 14 Rp./kWh 2035, inkl. des Zuschlags für den Transport in die Schweiz) liegen um rund 50 Prozent über den im White Paper ausgewiesenen Zahlen des Desertec-Projekts (Desertec 2009).

Chancen und Hemmnisse

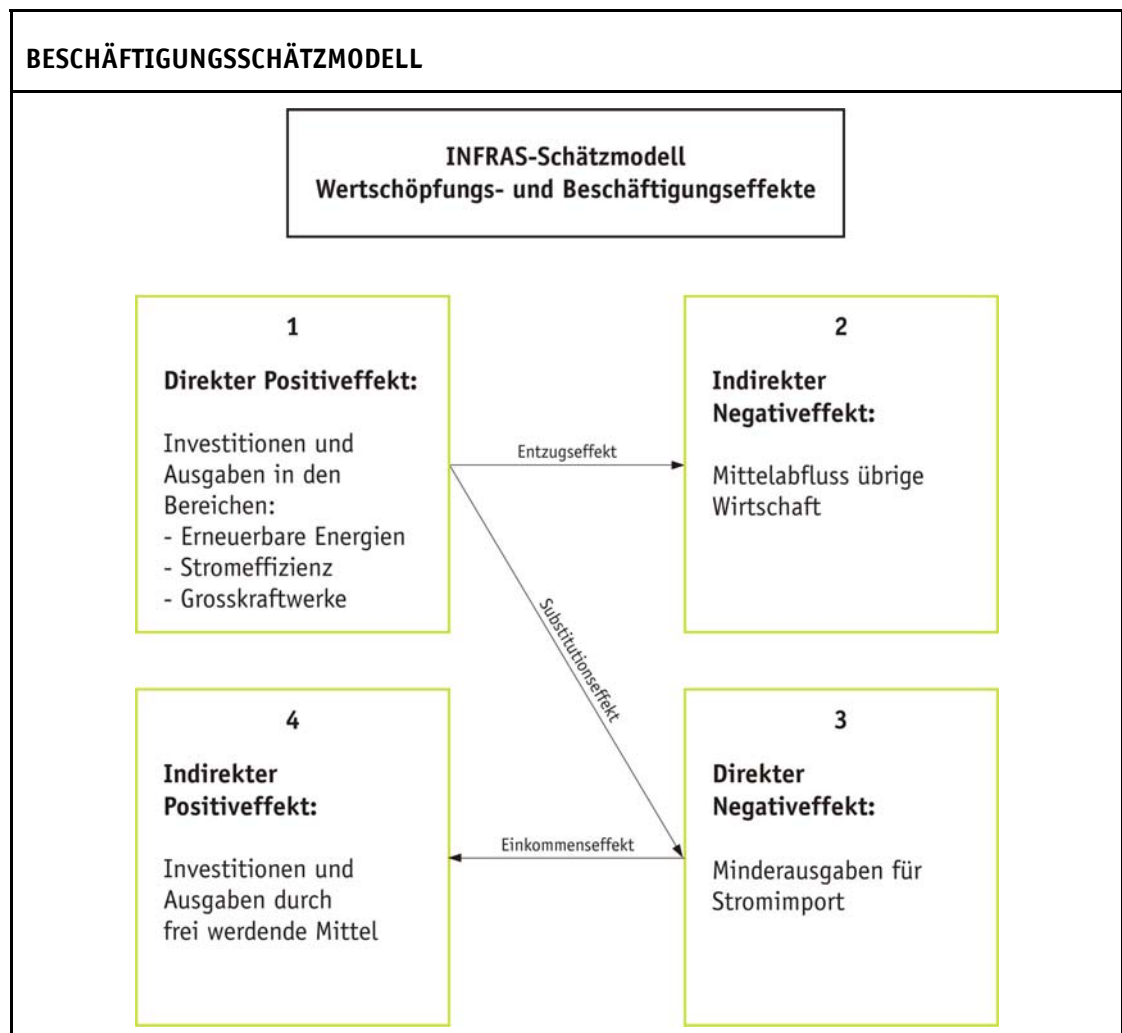
Anlagen mit Rinnenkollektoren oder Zentralempfänger können Speicher zur Anpassung zwischen Last und Produktion verwenden. Konzentrierende Systeme erreichen Wirkungsgrade bis etwa 40 Prozent, bezogen auf die Direktnormalstrahlung (DNI), und sind somit gegenüber der Photovoltaik sehr effizient. Die anfallende Abwärme kann für die Entsalzung von Meereswasser und die Erzeugung von Kälte genutzt werden (WKK). Die Stromübertragung aus dem Süden ist mit gewissen Schwierigkeiten verbunden: Zum einen ist nicht gesichert, dass das Angebot auch für die Schweiz effektiv verfügbar ist, zum anderen muss massiv in den Ausbau der Übertragungsnetze investiert werden, was wiederum sicherlich den Widerstand der Bevölkerung hervorruft. Schliesslich dürften Problemen wie Korruption und politische Instabilität in den dafür vorgesehenen Ländern politische und administrative Hürden zur Realisierung dieser Potenziale bilden.

⁸⁹ In Wirklichkeit wird der Zubau in Stufen erfolgen. Die Schweizer EVUs werden sich entweder via internationale Konsortien kapitalmässig an Grossanlagen beteiligen oder ein Paket an CSP-Strom aus einer bestehenden Anlage ab einem gewissen Zeitpunkt einfach beziehen. In beiden Fällen wird der Import nicht linear anwachsen.

ANHANG 10: BESCHÄFTIGUNGSSCHÄTZMODELL

Modellstruktur

Für die Abschätzung von Beschäftigungswirkungen von Massnahmen und Programmen im Energiebereich hat INFRAS ein partialanalytisches Bottom-up-Schätzmodell entwickelt. Figur 33 zeigt die Modellstruktur mit vier Effekten, wie sie für die Abschätzung der Beschäftigungswirkungen von Investitionen und Ausgaben in den Bereichen erneuerbare Energien und Stromeffizienz zutreffen.



Figur 33 Im INFRAS-Schätzmodell berücksichtigte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte (Quelle: eigene Darstellung).

Die quantitative Abschätzung der vier Effekte kann wie folgt zusammengefasst werden:

- › Der **direkte Positiveffekt (1)** entspricht der Bruttobeschäftigungswirkung durch die in diesem Zusammenhang relevanten (anrechenbaren) Investitionen und Ausgaben der öffentlichen Hand, der Privatwirtschaft und der Haushalte. Dieser Effekt wird ermittelt, indem die ausgelösten Investitionen und Ausgaben auf die verschiedenen Wirtschaftsbranchen aufgeteilt (Endproduzenten und Zulieferbranchen) und mit branchenspezifischen Wertschöpfungskoeffizienten⁹⁰ und Importquoten multipliziert werden.
- › Der **indirekte Negativeffekt (2)** entsteht, weil die Investitionen und Ausgaben im Energiebereich zu einem Mittelabfluss aus der übrigen Wirtschaft in Richtung der Energiebranchen und deren Vorlieferer führen (Entzugseffekt). Dieser wird ermittelt, indem die zur Finanzierung der Massnahmen notwendigen Mittel (Neu- und Ersatzinvestitionen, Betriebsenergie, sonstiger Betrieb und Unterhalt, Marketing) mit den für die Gesamtwirtschaft geltenden durchschnittlichen Wertschöpfungskoeffizienten und Importquoten multipliziert werden.
- › Der **direkte Negativeffekt (3)** entsteht im Bereich herkömmlicher Energien. In den Szenarien Stromeffizienz und erneuerbare Energien und Grosskraftwerke führen in beiden Fällen die Investitionen zur Substitution herkömmlicher Elektrizitätsversorgung und damit zu einem negativen Beschäftigungseffekt in der Elektrizitätsbranche. Ein Teil dieses negativen Beschäftigungseffektes entsteht dabei im Ausland, weil davon ausgegangen wird, dass der Strom mehrheitlich importiert werden muss. Die Schätzung der negativen Beschäftigungseffekte erfolgt wiederum auf Basis des branchenspezifischen Wertschöpfungskoeffizienten und dieser Importquote (gut 60 Prozent).
- › Der **indirekte Positiveffekt (4)** entsteht durch die Minderausgaben infolge der erzielten Energieeinsparungen bzw. -substitutionen. Diese führen zu einem Einkommenseffekt, da weniger für den Import von Strom ausgegeben werden muss. Die Abschätzung dieses positiven Beschäftigungseffektes erfolgt durch Abschätzung der Minderausgaben⁹¹ und Multiplikation dieser Minderausgaben mit den für die profitierenden Branchen geltenden durchschnittlichen Wertschöpfungskoeffizienten und Importquoten sowie Berücksichtigung einer Sparquote.

⁹⁰ Bruttowertschöpfung pro Arbeitsplatz.

⁹¹ Auf Basis von Annahmen über die durchschnittlichen Energiepreise nach Energieträger. Sonderbelastungen (z.B. Treibstoffzölle) sind nicht berücksichtigt.

Datengrundlagen

Branchen	Bruttowertschöpfung Mio. CHF	1000 VZÄ	Produktivität 1000 CHF/VZÄ
Elektrizität, Gas (Branchen: 40 + 41)	10'976	23.1	475
Brennstoffe, Treibstoffe (Schätzung INFRAS / e3me)	3'535	19.0	186
Metall, Maschinen und Fahrzeuge (Branchen: 27-29+34)	33'324	197.1	169
Elektrik, Elektronik, Optik (Branchen: 30-33)	23'960	132.4	181
Bauhauptgewerbe (Branche: 45)	30'098	278.6	108
Gross- und Detailhandel (Branchen: 51-52)	59546	408.1	146
Beratung, Planung, Inform., Schulung (Branchen: 71, 72, 74, 80)	49'039	505.5	97
Übrige Dienstl. (Gastgewerbe, Immobilien etc.) (Branchen: 55 +)	17'106	199.6	86
Alle Branchen	524'056	3146	167

Tabelle 35 Quellen: Bruttowertschöpfung: BFS 2009, T3a.3 Produktionskonto nach Branchen; 2006, zusätzliche Annahme: Zunahme der Produktivität bis ins Jahr 2020 um 1.1 %/a für II. Sektor und 0.7 % für III. Sektor; VZÄ: BFS T2.8a VZÄ nach Wirtschaftsabteilung (2006).

ENDENERGIE- UND TREIBSTOFFPREISE 2020	
Elektrizität [CHF/kWh]	0.168
[CHF/GJ]	46.64
Brennstoffe:	
Gas [CHF/GJ]	48.61
Heizöl [CHF/GJ]	36.67
Holzsnitzel [CHF/GJ]	15.28
Benzin/Diesel (excl. Zölle) [CHF/lt]	1.02
Benzin/Diesel (excl. Zölle) [CHF/GJ]	28.33

Tabelle 36: Quellen: Energieperspektiven BFE (BFE 2007a), eigene Schätzungen.

Ausgabenkategorie und Hauptmassnahmen												
	Elektrizität + Gas	Importanteil [%]	Brennstoffe + Treibstoffe	Importanteil [%]	Maschinen und Fahrzeuge	Importanteil [%]	Elektrotechnik, Elektronik, Optik	Importanteil [%]	Baugewerbe	Importanteil [%]	Gross- und Detailhandel	Importanteil [%]
Photovoltaik	5	10	0	45	20	45	40	30	20	5	0	0
Wasserkraft	5	10	0	45	20	45	20	30	40	5	0	0
Biomasse	5	10	0	45	40	45	10	30	30	5	0	0
Windkraft	5	10	0	45	40	45	10	30	20	5	0	0
Geothermie	5	10	0	45	25	45	5	30	40	5	0	0

Tabelle 37: Branchenzuteilung und Importanteile für Investitionen in Erneuerbare Energien; Quellen: Input-Output-Tabelle der Schweiz 2005 (BFS 2008), Experteneinschätzungen.

Ausgabenkategorie und Hauptmassnahmen												
	Elektrizität + Gas	Importanteil [%]	Brennstoffe + Treibstoffe	Importanteil [%]	Maschinen und Fahrzeuge	Importanteil [%]	Elektrotechnik, Elektronik, Optik	Importanteil [%]	Baugewerbe	Importanteil [%]	Gross- und Detailhandel	Importanteil [%]
Beleuchtung	0	10	0	45	0	45	50	30	0	5	30	10
Haushaltgeräte	0	10	0	45	0	45	50	30	0	5	30	10
Haustechnik	0	10	0	45	25	45	25	30	0	5	30	10
Unterhaltung	0	10	0	45	0	45	50	30	0	5	30	10
Büro-/Kommunikationstechnik	0	10	0	45	0	45	50	30	0	5	30	10
Gew. Anwendungen	0	10	0	45	40	45	20	30	0	5	10	10
Industrielle Anwendungen	0	10	0	45	40	45	20	30	0	5	10	10
Verkehr	0	10	0	45	50	45	20	30	0	5	10	10

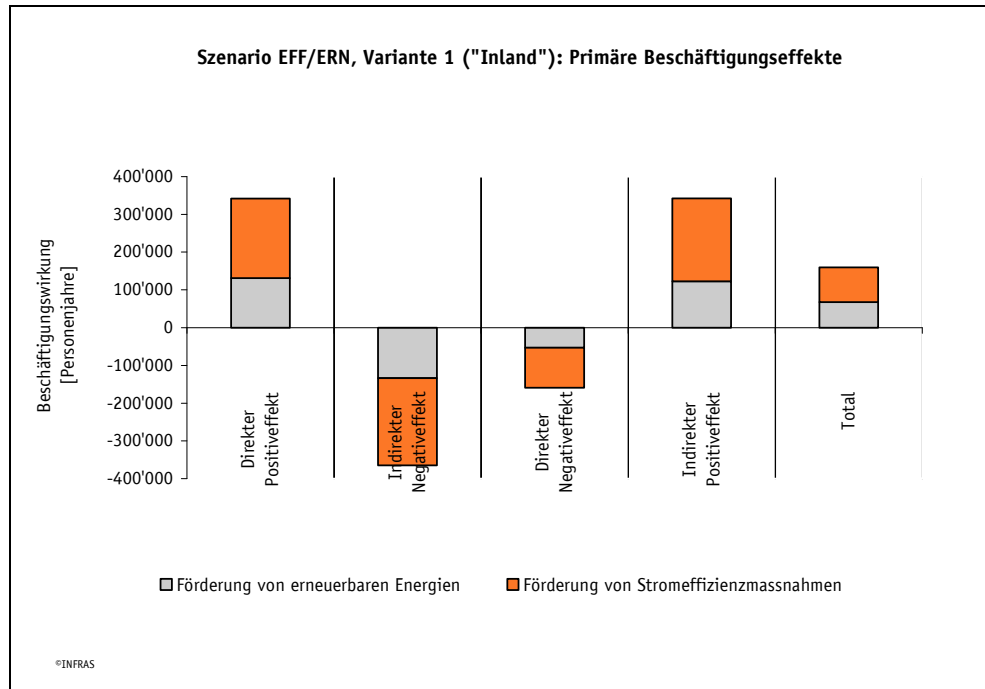
Tabelle 38 Branchenzuteilung und Importanteile für Investitionen in Stromeffizienz ; Quellen: Input-Output-Tabelle der Schweiz 2005 (BFS 2008), Experteneinschätzungen.

Ausgabenkategorie und Hauptmassnahmen	Elektrizität + Gas	Importanteil [%]	Brennstoffe + Treibstoffe	Importanteil [%]	Maschinen und Fahrzeuge	Importanteil [%]	Elektrotechnik, Elektronik, Optik	Importanteil [%]	Baugewerbe	Importanteil [%]	Gross- und Detailhandel	Importanteil [%]
Kernkraft	5	10	20	90	20	70	10	70	30	30	0	0
Gaskraft	5	10	20	45	20	60	10	60	30	30	0	0

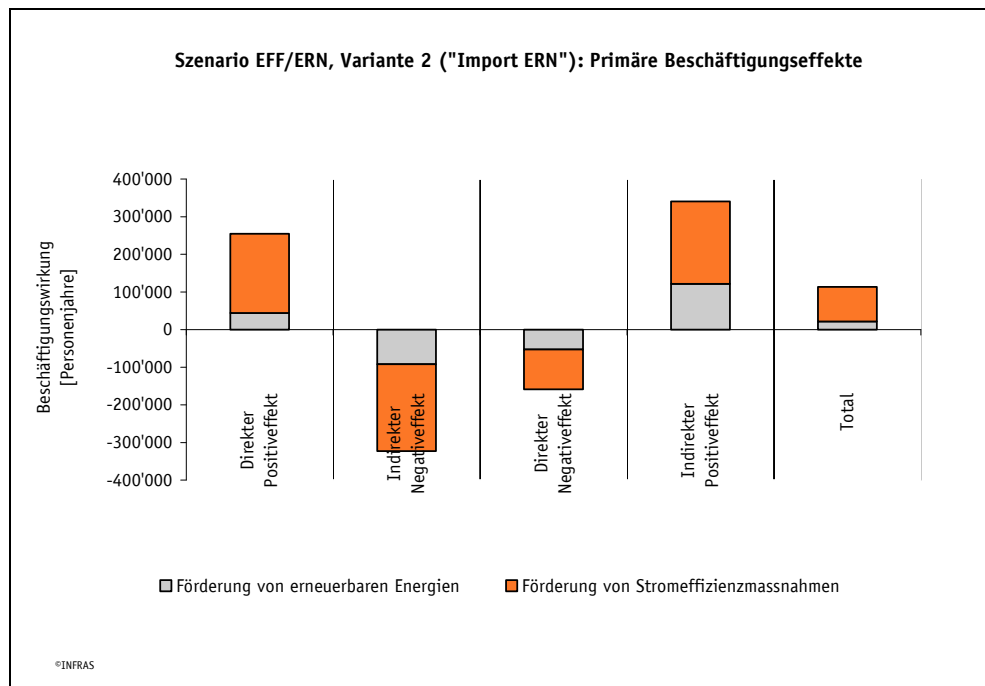
Tabelle 39: Branchenzuteilung und Importanteile für Investitionen in Grosskraftwerke; Quellen: Input-Output-Tabelle der Schweiz 2005 (BFS 2008), Experteneinschätzungen, BHP 2010, BAK 2007.

Detailergebnisse

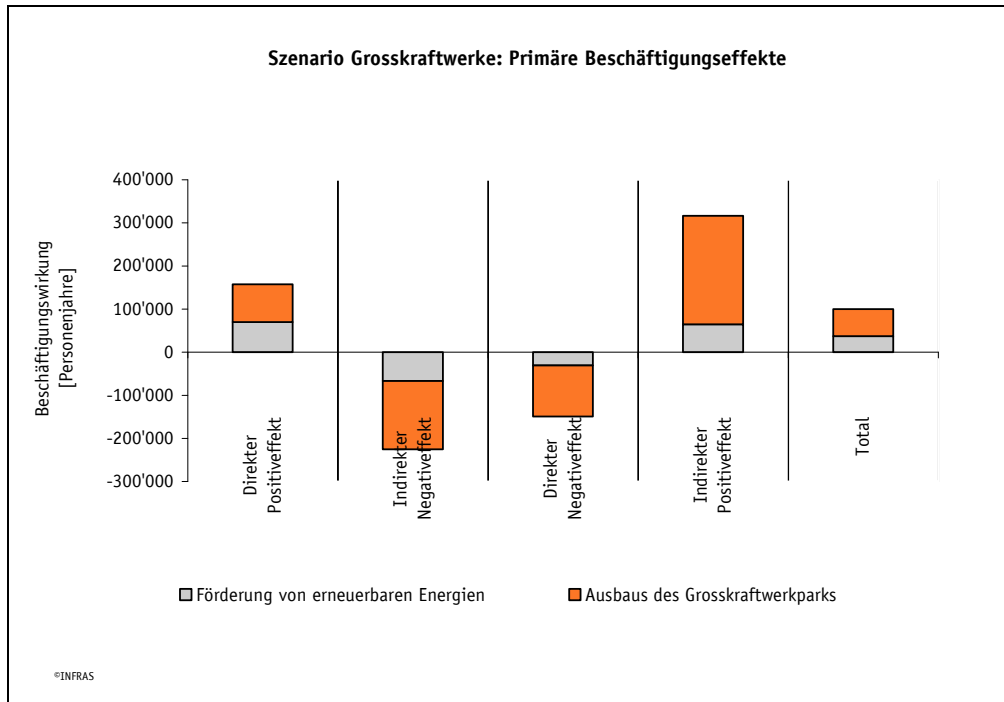
a) Die vier Effekte



Figur 34

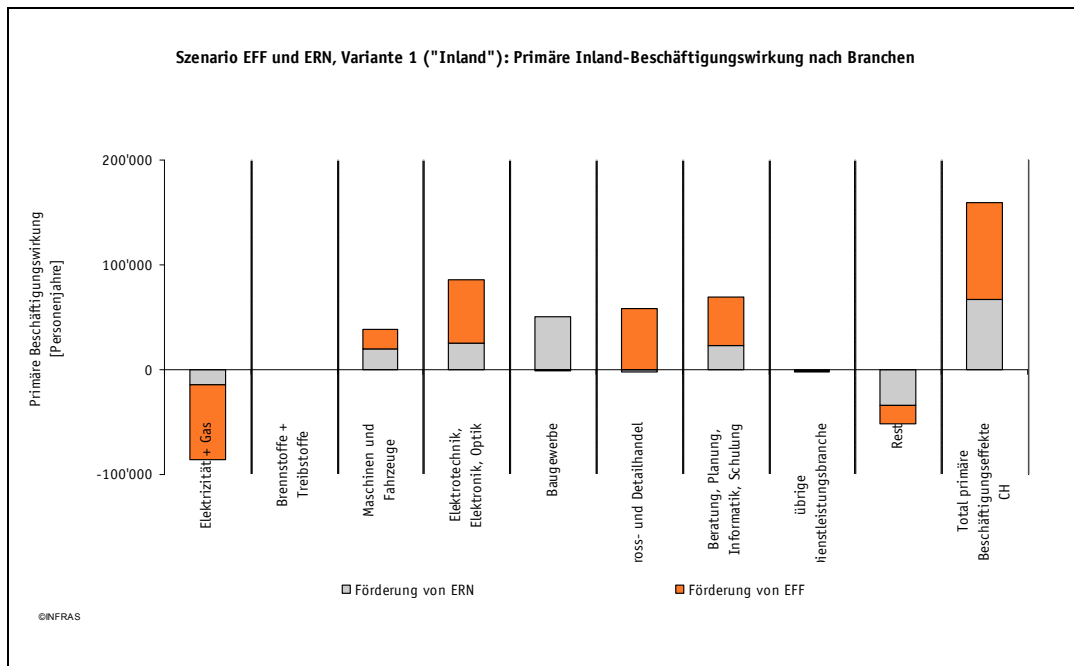


Figur 35

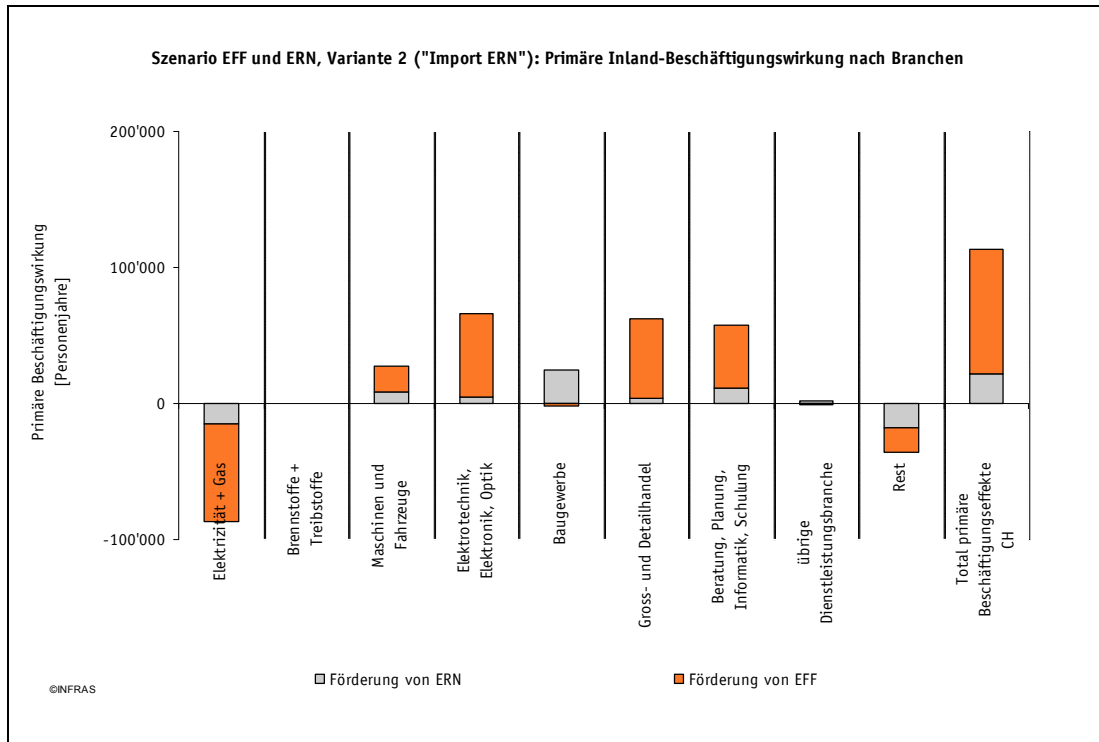


Figur 36

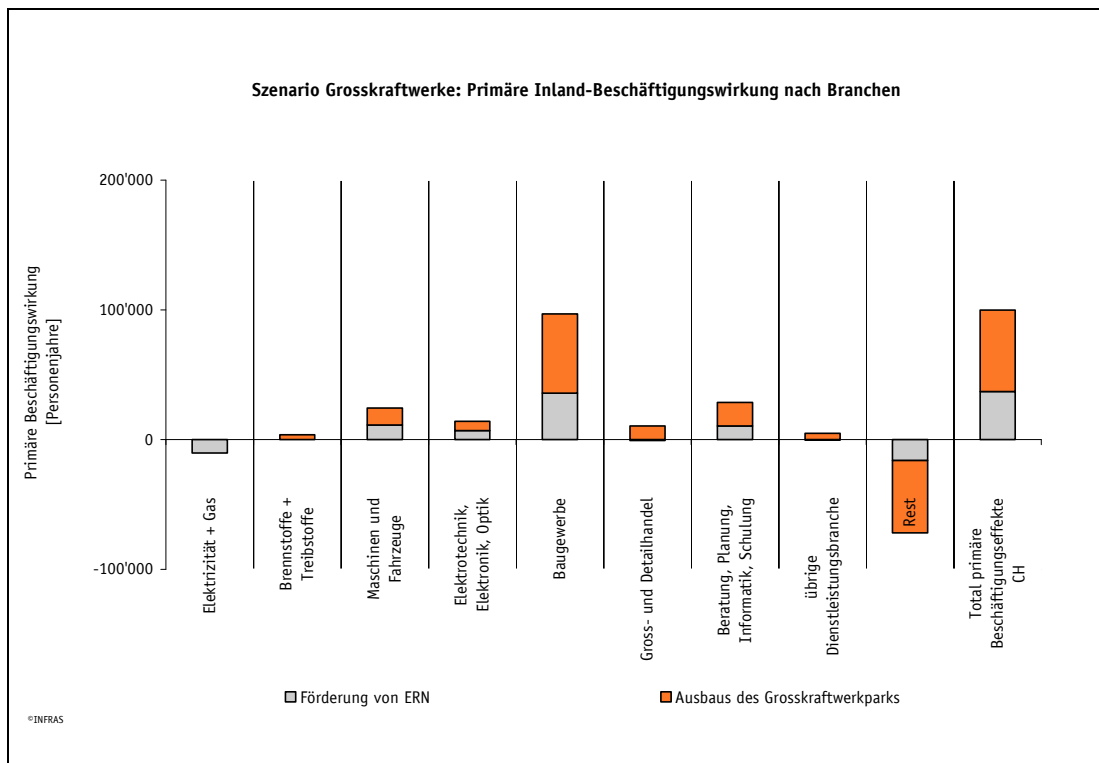
b) Nettoeffekte nach Branchen



Figur 37



Figur 38



Figur 39

ANHANG 11: UMWELTWIRKUNGEN VERSCHIEDENER TECHNOLOGIEN UND ANWENDUNGEN

UMWELTWIRKUNGEN			
Technologien	Primärenergieaufwand/ Primärenergiefaktor⁹²	CO₂-Emissions- Koeffizient/Intensität	Weitere mögliche Umweltwir- kungen
Grosskraftwerke			
Kernkraftwerke	Primärenergiefaktor: 4.08 Die Stromproduktion in KKW inkl. Gewinnung und Transport der Kernbrennstoffe ist ein energieintensiver Prozess.	CO ₂ -Em'koeffizient: 0.007 kg CO ₂ -eq/MJ Die CO ₂ -Emissionen rühren v.a. vom Abbau und Transport des Kernbrennstoffs her. Beim Prozess der Kernspaltung selbst entstehen keine CO ₂ -Emissionen.	<ul style="list-style-type: none"> › Freisetzung radioaktiver Strahlung durch die derzeitige Nutzung der Kernenergie (von der Extraktion des Urans bis zur Wiederaufbereitung) › Starke Veränderung des Landschaftsbild einer Region durch Kühltürme des KKW's › Freisetzung radioaktiver Strahlung bei einem Kernkraftwerk-Unfall › Kontaminierung des Grundwassers, der Binnengewässer und des Bodens durch die Endlagerung
Gaskraftwerke	Primärenergiefaktor: 2.34	CO ₂ -Em'koeffizient: 0.137 kg CO ₂ -eq/MJ	<ul style="list-style-type: none"> › Starke Veränderung des Landschaftsbild einer Region durch hohe/massive Bauten
Stromeffizienzmassnahmen			
Die Umwelt- auswirkung der einzelnen Effizienzmass- nahmen wird hier zusam- mengefasst dargestellt.	Primärenergiefaktor für den Schweizer (Strom-) Verbrauchermix: 2.97 Der Primärenergieaufwand jeder eingesparten kWh entspricht damit rund 3x dem effektiven elektrischen Energieverbrauch. ⁹³	CO ₂ -Em'koeffizient für den CH-Verbrauchermix: 0.045 kg CO ₂ -eq/MJ	
Erneuerbare Energien			
Photovoltaik	Primärenergiefaktor: 1.66	CO ₂ -Em'koeffizient: 0.025 kg CO ₂ -eq/MJ	<ul style="list-style-type: none"> › Konflikte mit dem Heimatschutz bei Aufbau/Integration von Photovoltaikanlagen auf/in Dächern und Fassaden historischer Gebäude.

92 Der Primärenergiefaktor dient zur ressourcenorientierten Bewertung der Energiebereitstellung. Er ist definiert als die kumulierte Primärenergie, die erforderlich ist, um dem Verbraucher eine bestimmte Energiemenge zuzuführen, bezogen auf diese Energiemenge (siehe auch Glossar).

93 In Bezug auf die graue Energie, die über die gesamte Lebensdauer effizienterer Geräte verbraucht wird, kann keine Aussage gemacht werden. Dazu wäre eine Lebenszyklusbetrachtung (LCA) der jeweiligen Geräte nötig.

UMWELTWIRKUNGEN			
Technologien	Primärenergieaufwand/ Primärenergiefaktor⁹²	CO₂-Emissions- Koeffizient/Intensität	Weitere mögliche Umweltwir- kungen
Wasserkraft	Primärenergiefaktor: 1.22	CO ₂ -Em'koeffizient: 0.003 kg CO ₂ -eq/MJ	<ul style="list-style-type: none"> › Negative Effekte der Kanalisati- on natürlicher Gewässer auf die Biodiversität und das Land- schaftsbild › Reduktion der Biodiversität der Fauna und Ufervegetation in Flüssen mit Schwall-Sunk Be- trieb der Wasserkraftwerke
Biomasse	Primärenergiefaktoren: <ul style="list-style-type: none"> › KVA: 0.02 › BHKW/Biogas: 0.20 › Heizkraftwerk Holz: 3.8 	CO ₂ -Em'koeffizienten (kg CO ₂ -eq/MJ): <ul style="list-style-type: none"> › KVA: 0.002 › BHKW/Biogas: 0.052 › HKW Holz: 0.032 	<ul style="list-style-type: none"> › Feinstaubemissionen von Holz- heizkraftwerken.
Windkraft (On- und Offshore- Anlagen)	Primärenergiefaktor: 1.33	CO ₂ -Em'koeffizient: 0.008 kg CO ₂ -eq/MJ	<ul style="list-style-type: none"> › Beeinträchtigung des Land- schaftsbilds und des Lebens- raums der Vögel, › Geräuschemissionen und Schat- tenwurf › Beeinträchtigung des Bodens und Waldes bei grösseren Ein- griffen aufgrund Zugänglichkeit für Bau und Wartung sowie Netzanschluss
Solarthermie (CSP)	Primärenergiefaktor: k.A.	CO ₂ -Em'koeffizient: k.A.	<ul style="list-style-type: none"> › Beeinträchtigung des Land- schaftsbilds aufgrund von Para- bolrinnen oder Spiegeln
Geothermie	Primärenergiefaktor: 3.36	CO ₂ -Em'koeffizient: 0.009 kg CO ₂ -eq/MJ	<ul style="list-style-type: none"> › Erdbebengefahr › Abkühlung des Untergrunds

Tabelle 40 Quellen: Primärfaktoren: ewz 2008/ecoinvent-Datenbank (Stand 2.0), Emissionskoeffizienten Grosskraftwerke: ecoinvent/ESU-Services, Emissionsintensität Schweizer Stromverbrauchermix: TEP 2009.

ANHANG 12: EXKURS SMART GRIDS UND SMART METERING

Smart Grids

Die Herausforderung der Zukunft besteht darin, mehr dezentrale erneuerbare Energien zu nutzen, die Versorgungssicherheit zu erhalten und die Stromeffizienz in einem liberalisierten Binnenmarkt mit grenzüberschreitendem Stromhandel und zunehmenden Leistungsflüssen in den Übertragungsnetzen zu steigern. Benötigt werden daher dynamische und flexible Netze, die viele dezentrale Erzeuger zu grösseren Einheiten, virtuellen Kraftwerken vereinen können. Im künftigen Smart Grid wird Strom nicht mehr zentral in grossen Kraftwerken erzeugt, sondern zunehmend in kleinen dezentralen Einheiten. Selbst die Wohnhäuser werden zu Energieproduzenten. Photovoltaikmodule auf dem Dach oder der Fassade liefern Strom, der direkt ins Netz eingespeist wird.

Ein weiterer Ansatzpunkt für Smart Grids ist neben der Erzeugungs- und Verteilungsseite auch das Lastmanagement. Künftig könnten auf lokaler und regionaler Ebene verbundene Erzeugungsquellen und Verbraucher über ein Smart Grid mit Zentralrechnern vernetzt werden. Zentrale Bestandteile des intelligenten, automatischen Lastmanagement sind regelbare Lasten (z.B. Kühlen, Warmwasser-Boiler) und der Einsatz von Verbrauchern (Akkus in Autos und PCs) als Energiespeicher.

Das Thema Smart Grids hat in den letzten Jahren immens an Bedeutung gewonnen. Wesentlicher Grund dafür sind erste Schätzungen, die davon ausgehen, dass bei einer konsequenten Umsetzung der Philosophie mit einer Einsparung des Stromverbrauchs in Industrieländern um 10 Prozent bis 15 Prozent gerechnet werden kann (Quelle: *energeia* Nr. 5, 2009). Nebst diesem Einsparpotenzial versprechen Smart Grids auch Verbesserungen hinsichtlich der Glättung fluktuierender Stromangebote aus Wind- und solaren Kraftwerken und damit der Stabilisierung und Optimierung des Netzes. Die Bank Sarasin (2009) schätzt, dass mit einem intelligenten Netz (im Sinne des „Smart Grid“-Konzepts) durch eine Steuerung der Stromnetze und der Umsetzung eines Nachfragemanagements Effizienzsteigerungen von rund 30 Prozent bei gleicher Leistung erzielt werden können.

Es wird jedoch voraussichtlich noch mindestens 20 Jahre dauern, bis das intelligente Stromnetz gebaut und regulär in Betrieb sein wird. Voraussetzung dazu sind u.a. auch die Verfügbarkeit und die weitere Verbreitung von Smart Meters (siehe unten). Obwohl die dazu notwendige Technologie für die Datenerhebung und -übermittlung schon heute weitgehend zur Verfügung steht, rechnet das BFE mit einem Zeithorizont von mindestens 20 Jahren, bis

sich die digitale Stromverbrauchsmessung hinunter bis auf Endgeräteebene durchgesetzt haben wird (Quelle: energiea Nr. 5, 2009).

Der potenzielle Einspareffekt eines Smart Grids wird im Szenarienrechner nicht abgebildet, weil derzeit erst ganz grobe Schätzungen zum Ausmass des Effekts vorliegen und dieser voraussichtlich erst gegen Ende des Beobachtungszeitraums (bis 2035) zum Tragen kommen wird.

Smart Metering

Ein zentrales Element auf dem Weg zu intelligenten Stromnetzen und massgeschneidertem Datenmanagement sind intelligente Stromzähler, die mit den Energieversorgern und Haushalten kommunizieren können, die dabei gewonnenen Daten weiterverarbeiten und für Energieversorger und Endverbraucher nutzbar machen können.

Smart Metering eröffnet den Energieversorgern und deren Kunden neue Möglichkeiten und Dienstleistungen. Energieversorger erhalten dank Smart Metering einen genauen Einblick in die Belastung ihrer Netze, den sie bisher so zeitnah nicht hatten, um etwa Verbrauchsspitzen regulieren zu können. Netzbetreiber erhalten ausserdem die Möglichkeit, ihren Kunden mit attraktiven Tarifen zu bestimmten Tages- oder Auslastungszeiten massgeschneiderte Angebote anzubieten. So wäre es etwa möglich, zum Beispiel sein Elektrofahrzeug in der günstigen Tarifzeit aufzuladen oder energieintensive Geräte wie Waschmaschinen in Betrieb zu nehmen.

Econcept/EnCT 2009 schätzen das Einsparpotenzial durch Feedbacks, die auf mit Smart Metering erhobenen Informationen beruhen, für Haushalte auf 5 Prozent bis 6 Prozent des entsprechenden Stromverbrauchs (ca. 1.5 Prozent des gesamtschweizerischen Stromverbrauchs). Zu den Wirkungen des Feedbacks in den Sektoren Dienstleistungen, Gewerbe und Industrie sowie zu Sparpotenzialen durch variable Tarife enthält die Studie keine quantitativen Ergebnisse. Da zum Thema Smart Metering bisher kaum quantitative Studien vorliegen, wurde das Potenzial von Smart Metering im Szenarienrechner ebenfalls nicht berücksichtigt.

GLOSSAR

Beschäftigungsschätzmodell	Mit dem von INFRAS entwickelten Beschäftigungsschätzmodell lassen sich die Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen von Massnahmen im Energiebereich abschätzen.
Betrieb ohne Nutzen (BoN)	Darunter werden mehr oder weniger voll laufende Geräte und Systeme verstanden, die ihre Hauptfunktion erfüllen und dabei Energie verbrauchen, für die aber örtlich und zeitlich kein effektiver Nutzen vorhanden ist (vgl. Brunner et al. 2009). Beispiele für BoN sind durchlaufende Systeme, z.B. Pumpen und Ventilatoren in Industrie und Dienstleistungsgebäuden, Computersysteme, nicht notwendige Beleuchtung.
CO ₂ -Emissionskoeffizient	Der CO ₂ -Emissionskoeffizient ist die Menge der durch den Verbrauch einer Einheit Endenergie ermittelten Treibhausgase, ausgedrückt in CO ₂ -Äquivalenten.
Effizienzpotenzial	Unter dem Effizienzpotenzial verstehen wir das Stromsparpotenzial von Effizienzmassnahmen unter Annahme einer gleich bleibenden Nachfrage nach Energiedienstleistungen.
Einsparpotenzial	Unter dem Einsparpotenzial verstehen wir das Stromsparpotenzial eines Szenarios gegenüber der Referenzentwicklung im Zeitraum 2006 bis 2035. Das Einsparpotenzial ergibt sich aus der Verbrauchsentwicklung im Modellfall gegenüber derjenigen im Referenzfall. Es entspricht dem Effizienzpotenzial abzüglich der Wirkungen der in der Referenz beschlossenen energiepolitischen Massnahmen.
Gaskombikraftwerk	<p>Unter einem Gaskombikraftwerk versteht man ein kombiniertes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk. In dieser Studie verwenden wir dafür die Abkürzung GWK. Im deutschsprachigen Raum wird dafür oft auch das Kürzel GuD (Gas- und Dampfturbinenkraftwerk) verwendet, im englischen Sprachraum die Bezeichnung CCGT (Combined Cycle Gas Turbine Power Plant).</p> <p>Die Kombination einer Gas- mit einer Dampfturbine ermöglicht eine gute Ausnützung des Brennstoffs, die Wirkungsgrade von GWK liegen in der Grössenordnung von 60%.</p>
Gestehungskosten	Die Gestehungskosten umfassen die Gesamtkosten einer Technologie über die Nutzungs- bzw. die Lebensdauer. Die Gesamtkosten beinhalten

Investition	<p>ten die Kapitalkosten, die Betriebs- und Unterhaltskosten sowie die Brennstoffkosten.</p> <p>Als Investition im Sinne der Betriebswirtschaftslehre gilt die Anschaffung eines langfristig nutzbaren Produktionsmittels. Investitionsgüter werden in der Bilanz in das Anlagevermögen aufgenommen und gelten somit als Wertgegenstand im Besitz des Unternehmens. Investitionsgüter werden über den erwarteten Nutzungszeitraum abgeschrieben.</p> <p>In dieser Studie beinhalten die Investitionsangaben Erst-, Ersatz- und Nachrüstungsinvestitionen und sowie (im Fall der Kernkraftwerke) Investitionen für Stilllegung und Rückbau. Sie beinhalten jedoch keine Betriebs-, Unterhalts- oder allfällige Brennstoffkosten.</p>
Nettobarwert	<p>Der Nettobarwert ist der Kapitalwert einer Investition auf Basis eines Abzinsungsfaktors für eine Reihe periodischer Zahlungen. Bei der Berechnung des Kapitalwertes werden die Zahlungsflüsse (Cashflows) während der Nutzungsdauer des betrachteten Investitionsprojektes auf den Beurteilungszeitpunkt diskontiert (abgezinst). Er repräsentiert also den Wert zukünftiger Ein- und Auszahlungen zum heutigen Zeitpunkt, wobei die Werte während der Laufzeit nicht konstant sein müssen.</p> <p>In der Investitionsrechnung bildet sich der Nettobarwert aus der Differenz zwischen dem Kapitalwert (Present Value) abzüglich der Investitionssumme. Der Nettokapitalwert kann nun positiv, negativ oder gerade Null sein. Bei einem positiven Resultat spricht man in der Betriebswirtschaftslehre von Wertgenerierung, bei negativem Resultat von Wertvernichtung. Bei einem Nullresultat entspricht die Verzinsung des Investitionsprojektes exakt den Kapitalkosten oder den risikoadjustierten Kapitalkosten, je nach dem, nach welchen Kriterien der Kalkulationszielzinssatz festgelegt worden ist.</p>
Primärenergiefaktor	<p>Der Primärenergiefaktor dient zur ressourcenorientierten Bewertung der Energiebereitstellung. Er ist definiert als die kumulierte Primärenergie, die erforderlich ist, um dem Verbraucher eine bestimmte Energiemenge zuzuführen, bezogen auf diese Energiemenge. Dieser Faktor berücksichtigt die Energie, die erforderlich ist, um</p>

	Energie zu gewinnen, umzuwandeln, zu raffinieren, zu transportieren und zu verteilen.
Simulationsmodell	Deskriptive Simulationsmodelle dienen dem Studium des Verhaltens von Systemen, also der Beschreibung, Erklärung oder Prognose. Meist ist hierbei das Verhalten einzelner Teilsysteme bekannt, ihr Zusammenwirken jedoch unbekannt.
Stromeffizienzmassnahmen	Investitionen in (technische) Verbesserungen sowie die verbesserte Nutzung (Nutzungs- und Benutzungsverhalten) von Geräten, Anlagen, Fahrzeugen und Gebäuden, die zu einer Reduktion des Stromverbrauchs führen.
Substitution	Substitution steht allgemein für das Ersetzen einer bestimmten Sache durch eine andere. In der vorliegenden Studie betrifft dies die Energiebereitstellung durch verschiedene Energieträger.
Szenario	Mögliche Zukunftsentwicklung, die anhand einer Strategie und Annahmen zur Rahmenentwicklung (u.a. Bevölkerung, Wirtschaft, Klima) erarbeitet wird.

LITERATUR

- Austrian Energy Agency (AEA) 2004:** Energieeffizienz und erneuerbare Energieträger 2010. Eine Untersuchung zur Umsetzung der Ziele des Regierungsprogramms zur Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energieträger, Endbericht, Wien.
- BAK Basel Economics 2007:** Volkswirtschaftliche Bedeutung der Stromwirtschaft für den Kanton Bern, im Auftrag des Handels- und Industrievereins des Kantons Bern und des Verbands Berner KMU, Basel.
- Basics 2006a:** Der Energieverbrauch der Industrie, 1990–2035. Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der dazugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer, Zürich.
- Bank Sarasin 2009:** Erneuerbare Energien: reinigendes Gewitter vor dem nächsten Sonnenschein, Basel.
- Basics 2006b:** Massnahmen zum Stromsparen bei elektrischen Antrieben. Marktanalyse in der Industrie, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Zürich.
- BHP – Hanser und Partner AG 2010:** Ersatz-Kernkraftwerk am Standort Beznau (EKKB). Voraussehbare sozioökonomische Effekte im Unteren Aaretal und im Kanton Aargau. Teilbericht: Unmittelbare Effekte, Bericht im Auftrag der Abteilung Raumentwicklung im Departement Bau, Verkehr und Umwelt des Kantons Aargau, Zürich.
- Bretschger L., Ramer R., Schwark F. 2010:** How rich is the 2000 Watt Society? Impact of Energy Conservation Policy Measures on Innovation, Investment and Long-term Development of the Swiss Economy, Center of Economic Research at ETH Zurich (CER-ETH), Zürich.
- Brunner C.U. 2009:** Abschätzung des BoN aller Sektoren, Papier vom 2. September 2009, Zürich.
- Brunner C.U., Brechbühl B., Glauser H., Nipkow J., Steinemann U. 2009:** Betrieb ohne Nutzen. BoN im Dienstleistungssektor, Zürich.
- Brunner C.U., Bush E., Gasser S., Lingenhel S., Nipkow J. 2001:** Energieeffizienz bei Elektrogeräten. Wirkungen der Instrumente und Massnahmen, S.A.F.E. im Auftrag des Bundesamts für Energie, Zürich.
- B,S,S. und Basler & Hofmann 2004:** Best Practice. Marktordnung, Markttransparenz und Marktregelung zugunsten der Durchsetzung energieeffizienter Lösungen am Markt, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Basel und Zürich.

- Bundesamt für Energie (BFE) 2006:** Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2005, September 2006.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2007a:** Die Energieperspektiven 2035 – Band 1. Synthese, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2007b:** Die Energieperspektiven 2035. Anhänge zu den Bänden 2 und 5. Energienachfrage und -angebot in Zahlen; Emissionen, Mai 2007, Basel.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2007c:** Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte, 1990–2035. Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der dazugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer, Basel.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2007d:** Die Energieperspektiven 2035 – Band 4. Exkurse, Juni 2007.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2008a:** Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2007 nach Bestimmungsfaktoren. Synthesebericht, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2008b:** Erläuterungen zu den Änderungen der Energieverordnung (EnV) betreffend Anforderungen an netzbetriebene elektrische Geräte, Entwurf vom 22. Oktober 2008, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2008c:** Das neue Fördersystem für grünen Strom stösst an seine Grenzen. Handout zur Pressekonferenz vom 28. November 2008.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2009a:** Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2008, Juni 2009, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2009b:** Globalbeiträge an die Kantone nach Art. 15 EnG. Wirkungsanalyse kantonaler Förderprogramme. Ergebnisse der Erhebung 2008, Juli 2009, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2009c:** Neue Kernkraftwerke in der Schweiz: Überarbeitete Rahmenbewilligungsgesuche eingereicht, Medienmitteilung vom 30. Oktober 2009.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2009d:** Zuschlag für grünen Strom weiterhin 0,45 Rappen pro Kilowattstunde, Medienmitteilung vom 28. August 2009.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2009e:** Bundesrat macht den Weg frei für energiesparende Elektrogeräte und Lampen, Medienmitteilung vom 24. Juni 2009.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2010:** Jetzt gestartet: Wettbewerbliche Ausschreibungen zum Stromsparen, Medienmitteilung vom 29. März 2010.

- Bundesamt für Energie (BFE), Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL) und Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) 2004:** Konzept Windenergie Schweiz. Grundlagen für die Standortwahl von Windparks, August 2004, Bern.
- Bundesamt für Energie (BFE), Bundesamt für Umwelt (BAFU), Bundesamt für Raumentwicklung (ARE) 2010:** Empfehlungen zur Planung von Windenergieanlagen. Die Anwendung von Raumplanungsinstrumenten und Kriterien zur Standortwahl, ausgearbeitet durch Gilgen Kurt und Sartoris Alma (IRAP Institut für Raumentwicklung der HSR Hochschule für Technik Rapperswil).
- Bundesamt für Statistik (BFS) 2008:** Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung. Input-Output-Tabelle der Schweiz 2005, Bundesamt für Statistik, 2008, Neuchâtel.
- Bundesamt für Statistik (BFS) 2009:** Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung. Produktionskonto und Arbeitsproduktivität der Schweiz 2006, Bundesamt für Statistik, 2009, Neuchâtel.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2008:** Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Handlungsoptionen für eine Modernisierung des Energiesystems, Bericht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- B,S,S. 2009:** Literaturübersicht Kernenergie, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Basel.
- Bush E. und Josephy B. 2007:** Energetisches Einsparpotenzial von Fördermassnahmen für energieeffiziente Haushaltgeräte, im Auftrag des ewz, 19. Juni 2007.
- Bush E., Josephy B. und Nipkow J. 2007:** Energetisches Einsparpotenzial von Fördermassnahmen für effiziente Haushaltgeräte und Lampen, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Zürich und St. Gallen.
- Centre for Energy Policy and Economics der ETH (CEPE) 2006: Methode der anlegbaren Kosten.** Eine Methode, um ohne detaillierte Kostendaten eine Aussage zu den Mehrkosten von Effizienzverbesserungen zu machen.
- Centre for Energy Policy and Economics der ETH (CEPE) 2007:** Der Energieverbrauch der Dienstleistungen und der Landwirtschaft, 1990– 2035. Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer, Zürich.
- CONSENTEC und Polynomics 2010:** Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Aachen und Olten.

- Desertec 2009:** Clean Power from Deserts – The Desertec-Concept for Energy, Water and Climate Security, White Book, 4th Edition, 2009.
- Ecoplan 2007:** Die Energieperspektiven 2035 – Band 3 Volkswirtschaftliche Auswirkungen. Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang über die externen Kosten des Energiesektors, im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE), Bern.
- Econcept 2007:** Markthemmnisse bei der breiten Einführung stromsparender Geräte und mögliche Massnahmen zu deren Überwindung in der Stadt Zürich, im Auftrag des ewz, Zürich.
- Econcept und INFRAS 2009:** Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Grundlagen für wettbewerbliche Ausschreibungen, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Zürich.
- Econcept und EnCT 2009:** Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Zürich und Freiburg.
- Ellipson 2006:** Energieperspektiven 2050 der Umweltorganisationen, im Auftrag von Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energiestiftung, Verkehrs-Club der Schweiz und WWF Schweiz, Basel.
- EnergieSchweiz und Bundesamt für Energie (BFE) 2007:** Plattform für Energieeffizienz von EnergieSchweiz für eine nachhaltige Energiezukunft, Bern.
- EnergieSchweiz und Bundesamt für Energie (BFE) 2009:** EnergieSchweiz nach 2010. Konzeptentwurf der Strategiegruppe vom 11.6.2009, Bern.
- Energie Dialog Schweiz (ETS) 2009:** Energie-Strategie 2050. Impulse für die schweizerische Energiepolitik. Grundlagenbericht.
- Ernst Basler + Partner (EBP) 2009:** Weiterentwicklung der kostendeckenden Einspeisevergütung, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Zollikon.
- Europäische Kommission (EC) 2005:** Weniger kann mehr sein. Grünbuch über Energieeffizienz, Brüssel.
- ewz 2008:** Stromzukunft Stadt Zürich – Die Energie hat langfristige Perspektiven, Projektbericht, Zürich.
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fh-IWES) 2010:** Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, Kassel.
- Gabler 2000:** Gabler Wirtschafts Lexikon, 15. Auflage, Wiesbaden.

- Greenpeace Schweiz, Schweizerische Energiestiftung, WWF Schweiz 2009:** Änderungs- und Ergänzungsvorschläge zur Revision der Energieverordnung (EnV). Vorschlag der Umweltorganisationen (inkl. Anhang).
- Herring H. und Sorrell S. 2009 (Hrsg.):** Energy Efficiency and Sustainable Consumption. The Rebound Effect, Hampshire.
- Hofstetter P. und Fricker H.-P. 2007:** Stromeffizienz erübrigt Bau von Grosskraftwerken. Effizienter Einsatz erneuerbarer Energien ermöglicht Vollversorgung – ein Diskussionsbeitrag, in: NZZ vom 23. Januar 2007.
- INFRAS 2003:** Strategien für die Stärkung von erneuerbarer Stromerzeugung und effizientem Stromeinsatz: Zielsystem, Übersicht Technologien und Förderinstrumente, Arbeitspapier, Zürich
- INFRAS/econcept/PROGNOS 1996:** Die vergessenen Milliarden, externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich, Verlag Paul Haupt, Bern 1996.
- INFRAS und Österreichische Energieagentur (AEA) 2007:** Instrumente für Energieeffizienz im Elektrizitätsbereich. Ausländische Erfahrungen und Instrumenten-Mix für die Schweiz, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Zürich und Wien.
- INFRAS und Plaut 2003:** Evaluation des Stromsparfonds Basel, Schlussbericht, im Auftrag des Bundesamts für Energie/Energiewirtschaftliche Grundlagen, 1. September 2003, Zürich und Bern.
- INFRAS und Polynomics 2009:** Wirkung und Potenzial der Netzpreisregulierung für die Förderung der Stromeffizienz. Eine Modellbetrachtung, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Zürich und Olten.
- INFRAS und Walz R. 2007:** Auswirkungen von Energieeffizienzmassnahmen auf Innovation und Beschäftigung, Inputpapier für den Energie Trialog Workshop vom 25. Oktober 2007, Zürich.
- Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu) 2005:** Politikinstrumente zum Klimaschutz durch Effizienzsteigerung von Elektrogeräten und -anlagen in Privathaushalten, Büros und im Kleinverbrauch, Heidelberg.
- Irrek W. 2009:** Was kostet die Kernenergie – Von den "wahren" Kosten der Kernenergie, Vortrag im Rahmen des SES Fachtagung vom 12.09.2008 in Zürich.
- Konferenz Kantonalen Energiedirektoren (EnDK) 2008:** Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE). Ausgabe 2008, Bern.
- Lovins A. et al. 2008:** Vergesst doch die Atomkraft, Artikel in RMI Solutions Journal (deutsche Übersetzung von Dieter Kuhn), Band 24 Nr. 1, Frühling 2008.
- McKinsey & Company 2009:** Swiss Greenhouse Gas Abatement Cost Curve, Zürich.

- McKinsey & Company 2010:** Wettbewerbsfaktor Energie. Chancen für die Schweizer Wirtschaft, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Zürich.
- Müller K. 2009:** Risk and Return von Kernkraftwerken – Eine Beurteilung aus Sicht der Finanzmärkte am Beispiel der Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen, Vortrag im Rahmen des SES Fachtagung vom 12.09.2008 in Zürich.
- Nipkow J. 2007:** Elektrizitäts-Sparpotenziale Schweiz.
- Nipkow J. und Brunner C.U. 2005:** Energie effizient nutzen. Perspektiven des Elektrizitätsverbrauchs, in: Bulletin SEV/VSE 9/05.
- Nowak S., Gnos S. und Gutschner M. 2009:** Würdigung der Kernaussagen des SET FOR 2020 Reports der EPIA/A.T.Kearney aus Schweizer Sicht, Bericht zuhanden von SWISSOLAR.
- Paul Scherrer Institut (PSI) 2005:** Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Villingen.
- Pfisterer M. 2009:** Beim Ökostrom fehlt es nicht am Geld. Langwierige Bewilligungsverfahren für Anlagen, in: NZZ, Freitag, 28. August 2009, Nr. 198.
- Prognos 2002:** Die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs serienmässig hergestellter Elektrogeräte in der Schweiz unter Status-quo-Bedingungen und bei Nutzung der sparsamsten Elektrogeräte bis 2010 mit Ausblick auf das Jahr 2020, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Basel.
- Prognos 2008:** Kosten neuer Kernkraftwerke. Aufdatierung der Kostendaten der Energieperspektiven Schweiz 2035. Kurzstudie im Auftrag des Bundesamts für Energie, Basel.
- Prognos 2009:** Renaissance der Kernenergie? Analyse der Bedingungen für den weltweiten Ausbau der Kernenergie gemäss den Plänen der Nuklearindustrie und den verschiedenen Szenarien der Nuklearenergieagentur der OECD, in Auftrag des Bundesamts für Strahlenschutz, Berlin/Basel.
- Prognos, Prograns und Basics 2007:** Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel und Berlin.
- Schneider M., Thomas S., Frogatt A., Koplów D. 2009:** Der Welt-Statusreport Atomindustrie 2009. Unter besonderer Berücksichtigung wirtschaftlicher Fragen, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Paris und Berlin.
- Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften SATW (Hrsg.) 2006:** Road Map Erneuerbare Energien Schweiz. Eine Analyse zur Erschliessung der Potenziale bis 2050, SATW-Schrift Nr. 39, Zürich.

- Sorrell S. 2007:** The Rebound Effect: an assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency, UK Energy Research Centre (UKERC), Sussex.
- Sorrell S. 2009:** Jevons' Paradox revisited: The evidence for backfire from improved energy efficiency, in: Energy Policy 37 (2009) 1456-1469.
- Sorrell S., Dimitropoulos J., Sommerville M. 2009:** Empirical estimates of the direct rebound effect: A review, in: Energy Policy 37 (2009) 1356-1371.
- Stadt Zürich 2008:** Grundlagen für ein Umsetzungskonzept der 2000-Watt-Gesellschaft 1998, LSP 4 „Nachhaltige Stadt Zürich auf den Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“, Stand 9. Juni 2008. Im Auftrag der Stadt Zürich, EnergieSchweiz für Gemeinden und dem Bundesamt für Energie (BFE), Zürich.
- Suisse Eole 2009:** Windenergie in der Schweiz – Zahlen und Fakten, Faktenblatt, Stand 17.02.2009.
- swisselectric 2007:** Versorgungssicherheit statt Stromlücke: Strombranche will 30 Mia. Franken bis 2035 investieren. „Künftige Stromversorgung Schweiz – die Strategie der Investoren“, Medienmitteilung vom 22. März 2007, Bern.
- swisselectric 2008:** Grosskraftwerke für Versorgungssicherheit unerlässlich, Medienmitteilung vom 21. Februar 2008.
- The Keystone Center 2007:** Nuclear Power Joint Fact-Finding, Washington.
- TEP 2009:** CO₂-Intensität des Stromabsatzes an Schweizer Endkunden. Schlussbericht, im Auftrag des Forschungsfonds der Gaswirtschaft (FOGA) und des Forschungsfonds der EV (FEV), 17. Juli 2009, Zürich.
- VSE 2006:** Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz im Zeitraum bis 2035/2050, Aarau.
- VSE 2009:** Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz – Kostenrechnungsschema zur Ermittlung der Gestehungskosten für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung (KRSG), Aarau.
- Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU) 2003:** Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit, Berlin/Heidelberg/New York.
- Wuppertal-Institut 2002:** Die vergessene Säule der Energiepolitik. Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Deutschland. Vorschläge des Wuppertal-Instituts, Wuppertal.