



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft

März 2011

Szenarien für die EU-RES-Zielerreichung durch die Schweiz

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern, Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen
Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 31 322 56 11; Fax +41 31 323 25 00

Auftragnehmer:

Almut Kirchner, Andreas Kemmler, Vincent Rits, Florian Ess, Prognos AG
Mario Keller, Infrac AG
André Müller / Christof Rissi, Ecoplan

Begleitgruppe:

Jürg Buri, SES
NR Beat Jans, Swisspower
Rolf Hartl, Erdöl-Vereinigung
Patrick Hofer-Noser, Meyer-Burger
Fabian Mahnig, Integrationsbüro IB
Stefan Muster, AWEL, Vertreter EnDK
Urs Näf, economiesuisse
Ulrike Saul, WWF
Michael Schmid, VSG
Mathias Spicher, SECO
Urs Springer, BKW

Pascal Previdoli (Leitung), BFE
Lukas Gutzwiller, BFE
Felix Andrist, BFE
Michael Kost, BFE
Christian Schaffner, BFE
Hans Ulrich Schärer, BFE

Bezugsort der Publikation: www.bfe.admin.ch

BFE-Projektnummer: SI/200056

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.



Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Basel-Stadt Hauptregister CH-270.3.003.262-6

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG
Henric Petri-Str. 9
CH - 4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com

Weitere Standorte

D - 10623 Berlin
D - 28359 Bremen
D - 40213 Düsseldorf
D - 80331 München
D - 70182 Stuttgart
B - 1040 Brüssel

Internet

www.prognos.com

Ecoplan

Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik

www.ecoplan.ch

Thunstrasse 22
CH - 3005 Bern
Tel +41 31 356 61 61
Fax +41 31 356 61 60
bern@ecoplan.ch

Infras AG

Mühlemattstrasse 45
CH-3007 Bern
T +41 31 370 19 19
F +41 31 370 19 10
bern@infras.ch

Gerechtigkeitsgasse 20
CH-8039 Zürich
www.infras.ch



ECOPLAN

Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik

prognos

Inhalt

Inhalt	I
Tabellenverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	V
0 Management Summary	1
0.1 Aufgabenstellung, Methodik, Rahmenbedingungen	1
0.2 IST-Situation und Ziel gem. EU-Berechnungsmethodik	2
0.3 Szenarien und Szenarienergebnisse	2
0.4 Volkswirtschaftliche Auswirkungen	3
0.5 Schlussfolgerungen	4
1 Aufgabenstellung	6
2 Methodischer Rahmen und Einzelheiten	8
2.1 Basis: EU-Richtlinie 2009/28/EG	8
2.1.1 EU-Richtlinie 2009/28/EG: Anteil erneuerbarer Energien	8
2.1.2 Nationale Zielsetzungen	8
2.1.3 Internationaler Austausch	10
2.1.4 Erneuerbarer Anteil am Bruttoendenergieverbrauch in der Schweiz im Basisjahr 2005	12
2.1.5 Potenziale für den internationalen Transfer in der EU	13
2.2 Energiesystemberechnungen	14
2.2.1 Private Haushalte	15
2.2.2 Dienstleistungen und Industrie	18
2.2.3 Verkehr	18
2.2.4 Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien	19
2.3 Volkswirtschaftliche Auswirkungen	19
3 Rahmendaten	20
3.1 Sozioökonomische Rahmendaten	20
3.1.1 Bevölkerung, Haushalte und Wohnflächen	20
3.1.2 Wirtschaftliche Entwicklung	22
3.2 Energiepreise	22
3.3 Klima	24
4 Szenarien	26
4.1 Szenariendefinition	26
4.2 Sektor Private Haushalte	28
4.2.1 Umsetzung der „Neuen“ Instrumente	28
4.2.2 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2005 – 2020: Referenzszenario	34

4.2.3	Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte: Szenario „verstärkte Massnahmen“	37
4.2.4	Gegenüberstellung der Szenarien	41
4.2.5	Zusätzliche Investitionen und eingesparte Energiekosten	43
4.3	Sektoren Industrie und Dienstleistungen	48
4.3.1	Rahmendaten	48
4.3.2	Szenario Referenz, Sektor Industrie	49
4.3.3	Szenario „verstärkte Massnahmen“, Sektor Industrie	51
4.3.4	Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“, Sektor Dienstleistungen	53
4.3.5	Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor im Szenario „verschärfte Massnahmen“	55
4.3.6	Investitionskosten	56
4.4	Sektor Verkehr	58
4.4.1	Ausgangslage	58
4.4.2	Einflussfaktoren	59
4.4.3	Auswirkungen auf den Energieverbrauch	67
4.4.4	Exkurs: Biotreibstoffe	69
4.5	Endenergieverbrauch	71
4.5.1	Szenario „Referenz“	71
4.5.2	Szenario „verschärfte Massnahmen“	74
4.6	Elektrizitätsproduktion	78
4.6.1	Szenariendefinition und -umsetzung	78
4.6.2	Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien	78
4.6.3	Beitrag EE-Strom im Inland	81
4.6.1	Sensitivität 32%-Anteil	84
4.7	Auswertung, Zielvergleich	86
5	Kosten und volkswirtschaftliche Auswirkungen	89
5.1	Methodische Fragen	89
5.2	Mehrkosten für EE-Strom und verstärkte Massnahmen	94
5.3	Auswirkungen auf die Konsumenten- und Produzentenpreise	108
5.4	Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren	112
5.5	Auswirkungen auf die Haushalte	117
5.6	Sensitivitäten: 32%-Ziel, Auslandskosten, kein KEV-Deckel	123
5.7	Volkswirtschaftliche Beurteilung	126
6	Schlussfolgerungen	132
7	Literatur	134
	Anhang zum Kapitel 5	136

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Bevölkerung und Haushalte 2005 – 2020 (Jahresmitte, in Tsd.) und Haushaltsgrösse in %	20
Tabelle 3-2:	Jährlicher Zugang an Wohnfläche (netto) und Wohnfläche 2005 – 2020, in Mio. m ² EBF	21
Tabelle 3-3:	Wirtschaftsentwicklung und Erwerbstätige im Zeitraum 2005 – 2020	22
Tabelle 3-4:	Verbraucherpreise für Energieträger 2005 – 2020	23
Tabelle 4-1:	quantitative Ausgestaltung der energiepolitischen Instrumente in den Szenarien	27
Tabelle 4-2:	Anforderungen an die Effizienz von Elektro- und Haushaltsgeräte	33
Tabelle 4-3:	Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 – 2020, in PJ	34
Tabelle 4-4:	Spezifische Verbräuche von Haushalts- und Elektrogeräten, in kWh pro Jahr	39
Tabelle 4-5:	Szenario verstärkte Massnahmen – Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 – 2020, in PJ	39
Tabelle 4-6:	Referenzszenario und Szenario verstärkte Massnahmen im Vergleich	42
Tabelle 4-7:	Eingesparte Energiekosten im Zeitraum 2012 bis 2020 im Szenario verstärkten Massnahmen, nach Energieträgern, in Mio. CHF	46
Tabelle 4-8:	Mehrkosten nach Förderbereich und eingesparte Energiekosten im Zeitraum 2015 bis 2020, im Szenario verstärkten Massnahmen gegenüber dem Referenzszenario	47
Tabelle 4-9:	Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern im Szenario „Referenz“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten	50
Tabelle 4-10:	Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern im Szenario „verschärfte Massnahmen“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten	52
Tabelle 4-11:	Endenergieverbrauch des Dienstleistungssektors nach Energieträgern im Szenario „Referenz“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten	53

Tabelle 4-12:	Endenergieverbrauch des Dienstleistungssektors nach Energieträgern im Szenario „verstärkte Massnahmen“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten	55
Tabelle 4-13:	Investitionskosten in Energieeffizienzmassnahmen und erneuerbare Energien in aufkumulierten annuitätischen Jahresscheiben in den Sektoren Dienstleistungen und Industrie, in Mio. CHF	57
Tabelle 4-14:	Stromnachfrage im Verkehrssektor in den beiden Szenarien 2020 und 2030, in PJ	68
Tabelle 4-15:	Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“ nach Sektoren, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ	71
Tabelle 4-16:	Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“ nach Energieträgern, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ	72
Tabelle 4-17:	Endenergieverbrauch im Szenario „verschärfte Massnahmen“ nach Sektoren, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ	74
Tabelle 4-18:	Endenergieverbrauch im Szenario „verschärfte Massnahmen“ nach Energieträgern, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ	76
Tabelle 4-19:	Bruttostromverbrauch und Bruttoendenergieverbrauch in den Szenarien 2005 - 2020, in PJ	86
Tabelle 4-20:	Erneuerbare Energien nach Sektoren in den Szenarien 2005 - 2020, in PJ	87
Tabelle 4-21:	Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in den Szenarien 2005 - 2020	87
Tabelle 5-1:	Überblick: Szenarien	93
Tabelle 5-2:	Discounted-Cash-Flow-Methode OHNE und MIT Aufschub	107
Tabelle 5-3:	Resultate aus einer Marktsimulation mit/ohne Förderung von EE-Strom	109
Tabelle 5-4:	Mehrkosten der EE-Förderung Strom in Rp./kWh	113
Tabelle A-1:	Annahmen Mehrkosten Biotreibstoffe, EE-Wärme	136
Tabelle A-2:	Detailresultate Mehrkosten im Jahr 2020	137

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	EU: Ziele (Anteil EE am BEV) und Erreichungsgrad	9
Abbildung 4-1:	Entwicklung der energetisch sanierten Energiebezugsfläche in Wohngebäuden im Zeitraum 2000 bis 2020	31
Abbildung 4-2:	Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 – 2020, in PJ	34
Abbildung 4-3:	Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 und 2020, in %	35
Abbildung 4-4:	Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Verwendungszwecken 2005 - 2020, in PJ	37
Abbildung 4-5:	Entwicklung der energetisch sanierten Energiebezugsfläche in Wohngebäuden 2000 - 2020; Szenarien Referenz und verstärkte Massnahmen, in Mio. m ²	38
Abbildung 4-6:	Szenario verstärkte Massnahmen –Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2020, Anteile in %	40
Abbildung 4-7:	Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Verwendungszwecken 2005 bis 2020, in PJ	41
Abbildung 4-8:	BIP in den Prognosen der Energieperspektiven von 2007 (EPCH 07) und der aktuellen seco-Abschätzung (Referenz 2010), in Mrd. CHF ₂₀₁₀	49
Abbildung 4-9:	Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern im Szenario „Referenz“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten	50
Abbildung 4-10:	Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern im Szenario „verschärfte Massnahmen“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten	52
Abbildung 4-11:	Endenergieverbrauch des Dienstleistungssektors nach Energieträgern im Szenario „Referenz“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten	54
Abbildung 4-12:	Endenergieverbrauch des Dienstleistungssektors nach Energieträgern im Szenario „verstärkte Massnahmen“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten	56
Abbildung 4-13:	Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Fahrzeugarten im Jahr 2009, ohne internationalen Flugverkehr, in PJ	58
Abbildung 4-14:	Rahmendaten: Aktualisierte Entwicklung der Fahrleistungen im Vergleich zu früheren Annahmen aus den Energieperspektiven	

	(2007) bzw. der Aktualisierung der Emissionsperspektiven des BAFU (2010), Personenwagen in Mio. Fahrzeugkilometern.	60
Abbildung 4-15:	Rahmendaten: Aktualisierte Entwicklung der Fahrleistungen im Vergleich zu früheren Annahmen aus den Energieperspektiven (2007) bzw. der Aktualisierung der Emissionsperspektiven des BAFU (2010), Schwere Nutzfahrzeuge in Mio. tkm.	61
Abbildung 4-16:	Entwicklung der CO ₂ -Emission von Neuwagen (PW). Um das Ziel von 130 g CO ₂ /Fzkm im Jahr 2015 bzw. 95 g CO ₂ /Fzkm im Jahr 2020 zu erreichen, müsste der Energieverbrauch im Mittel um rund 4 bis 5% pro Jahr abgesenkt werden. Bei 3 bis 4% / a könnten die Effizienzziele leicht verzögert (bis 2017 bzw. 2025) erreicht werden	63
Abbildung 4-17:	Annahmen zur Entwicklung des Anteils an Elektrofahrzeugen an den Neuzulassungen in den beiden Szenarien	66
Abbildung 4-18:	Entwicklung der Energienachfrage im Verkehr (einschliesslich Offroad) in den Szenarien V1 (Referenz) und V2 (Strikte Zielerreichung). Die Variante V0 illustriert ergänzend dazu eine Entwicklung, bei der die Neu-Fahrzeuge (PW) um lediglich 1.5% pro Jahr effizienter werden (=bisheriger langfristiger Trend).	67
Abbildung 4-19:	Energie-Nachfrage im Verkehr (einschliesslich Offroad) im Szenario V1 (Referenz) nach Energieträgern, in PJ	68
Abbildung 4-20:	Energie-Nachfrage im Verkehr (einschliesslich Offroad) im Szenario V2 (verstärkte Massnahmen, strikte Umsetzung der Emissionsentwicklung) nach Energieträgern, in PJ	69
Abbildung 4-21:	Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“ nach Sektoren, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ	72
Abbildung 4-22:	Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“ nach Energieträgern, in PJ	73
Abbildung 4-23:	Verbrauch der erneuerbaren Energien (ohne Strom) im Szenario „Referenz“, in PJ	74
Abbildung 4-24:	Endenergieverbrauch im Szenario „verschärfte Massnahmen“ nach Sektoren, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ	75
Abbildung 4-25:	Endenergieverbrauch im Szenario „verschärfte Massnahmen“ nach Energieträgern, in PJ	77
Abbildung 4-26:	Verbrauch der erneuerbaren Energien im Szenario „verschärfte Massnahmen“, in PJ	77

Abbildung 4-27:	Heutige Bandbreite der Stromgestehungskosten verschiedener erneuerbarer Erzeugungstechnologien in CHF/MWh	79
Abbildung 4-28:	Stromgestehungskosten verschiedener erneuerbarer Erzeugungstechnologien in 2010 und 2020, in CHF/MWh	80
Abbildung 4-29:	Stromgestehungskosten der Photovoltaik in der Schweiz, 2010 bis 2020, in CHF/MWh	81
Abbildung 4-30:	Modellergebnisse KEV-Varianten sowie Ausbau der nicht über KEV geförderten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, in TWh	82
Abbildung 4-31:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz (rot) sowie Anteil am Bruttostromverbrauch (blau), in TWh und %	84
Abbildung 4-32:	Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in den Szenarien 2005 - 2020, in %	88
Abbildung 5-1:	Vorgehen zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen	91
Abbildung 5-2:	Vorgehen zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen	96
Abbildung 5-3:	Gesamte Mehrkosten im Vergleich zum Sz. 0 (Jahr 2020, Preise 2008)	101
Abbildung 5-4:	Mehrkosten im Vergleich zum Sz. BAU (Jahr 2020, Preise 2008)	102
Abbildung 5-5:	Gesamtwirtschaftliche vs. technologische Vermeidungskostenkurve	104
Abbildung 5-6:	Geplante Investitionen OHNE und MIT Gebäudeprogramm	105
Abbildung 5-7:	Geplante Investitionen OHNE und MIT Gebäudeprogramm	106
Abbildung 5-8:	KEV-bedingte Preisveränderungen für Produzenten und Konsumenten – kurzfristig, marktfähige Technologien werden gefördert	110
Abbildung 5-9:	KEV-bedingte Preisveränderungen für Produzenten und Konsumenten – kurzfristig, teure Technologien werden gefördert	110
Abbildung 5-10:	KEV-bedingte Preisveränderungen für Produzenten und Konsumenten – langfristig	111

Abbildung 5-11:	Mehrkosten Sz. 1 i.Vgl. zur CO ₂ -Politik: Sz. 1 (Jahr 2020)	115
Abbildung 5-12:	Mehrkosten Sz. 2 i.Vgl. zur CO ₂ -Politik: Sz. 2 (Jahr 2020)	116
Abbildung 5-13:	Ausgaben für Strom in % des Gesamteinkommens (Jahr 2005)	118
Abbildung 5-14:	Belastung der HH durch CO ₂ -Politik (Jahr 2020)	119
Abbildung 5-15:	Belastung der HH durch CO ₂ -Politik (Belastung in % des Einkommens)	120
Abbildung 5-16:	Belastung der HH im Szenario 1 i.Vgl. zu CO ₂ -Politik (in % zum Einkommen)	121
Abbildung 5-17:	Belastung der HH im Szenario 2 i.Vgl. zu CO ₂ -Politik (in % zum Einkommen)	122
Abbildung 5-18:	Belastung der HH: Vergleich der Szenarien 1 und 2 (in % zum Einkommen)	122
Abbildung 5-19:	Einfluss der Kosten für EE-Energie aus dem Ausland	124
Abbildung 5-20:	Gesamte Mehrkosten im Vergleich zum Sz. 0 (Jahr 2020, Preise 2008)	126
Abbildung 5-21:	Mehrkosten im Jahr 2020 für die Szenarien BAU, 1 und 2	129
Abbildung 5-22:	Stromprod.: Externe Kosten Gesundheit/Gebäude pro kWh	130

0 Management Summary

0.1 Aufgabenstellung, Methodik, Rahmenbedingungen

Vorbemerkung: Diese Arbeit wurde im September 2010 vergeben und im März 2011, vor der Erdbeben- und Tsunami-Katastrophe in Japan mit anschliessendem Kernkraft-Störfall in Fukushima, fertiggestellt. Auf diese Ereignisse folgende Veränderungen der politischen Prämissen wurden nicht unterstellt und konnten nicht eingearbeitet werden.

Das Mandat für die Stromverhandlungen mit der EU wurde im Herbst 2010 auf die Erneuerbaren Richtlinie der EU (EU RES) erweitert. Zur Auslotung der verschiedenen Optionen zur möglichen EU-RES-Zielerreichung hat das BFE bei Prognos eine Studie (mit externer Begleitgruppe) in Auftrag gegeben, welche mit dem Modell der Energieperspektiven diese Optionen analysieren soll. Ergänzend dazu schätzt Ecoplan die volkswirtschaftlichen Kosten, denn ein Abkommen mit Einbezug EU RES soll gemäss Mandat für die Schweiz wirtschaftlich tragbar sein.

Zur Vorbereitung ist es notwendig, die IST-Situation der Schweiz in Bezug auf die entsprechende Berechnungsmethodik aufzubereiten, die möglichen erreichbaren EE-Anteile zu berechnen und die direkten volkswirtschaftlichen Auswirkungen abzuschätzen. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der inländischen Situation.

Hierfür wurden auf Basis der Szenarien der Energieperspektiven 2035 zwei Szenarien berechnet:

- Ein an Szenario I angelehntes Szenario „derzeitige Energiepolitik“ als Referenz. Hierfür wird das Szenario I auf die aktuelle prognostizierte Entwicklung von Bevölkerung und BIP angepasst sowie die Wirkung der aktuellen energiepolitischen Instrumente (Gebäudeprogramm, KEV) abgeschätzt.
- Auf Basis dieses Szenarios wird ein Szenario „verschärfte Massnahmen“ berechnet, bei dem die wesentlichen energiepolitischen Instrumente verschärft werden.. Hierbei wird als Prämisse angenommen, dass keine neuen starken Instrumente mit hoher Eingriffstiefe (z.B. auf der Ebene Ordnungsrecht oder Stromsteuer) eingeführt werden, sondern es zu einer wesentlichen Erhöhung der Fördermittel kommt.

Die Szenarien werden gemäss der „Perspektivlogik“ so berechnet, dass die jährliche inländische Stromnachfrage (Leistung und Arbeit) mit dem inländischen Kraftwerkspark gedeckt wird.

Diese Szenarien werden mit dem voraussichtlichen EU-Ziel verglichen und Schlussfolgerungen gezogen.

Rahmenbedingungen:

Der Bevölkerungsentwicklung liegt eine neue Abschätzung des Bundesamtes für Statistik zugrunde. Verwendet wurde das mittlere Szenario A-00-2010 für die ständige Wohnbevölkerung (BFS, 2010). Gemäss diesem Szenario wächst die ständige Wohnbevölkerung bis ins Jahr 2020 auf knapp 8.4 Mio. (+7.1 % ggü. 2010). Die Bevölkerung in Privaten

Haushalten steigt etwas langsamer an (+6.6 %), da die Bevölkerung in Kollektivhaushalten (z.B. Altersheimen) überproportional zunimmt.

Die Szenarien gehen von einem durchschnittlichen realen Wirtschaftswachstum von 1.3 % p.a. aus. Im Zeitraum 2010 bis 2020 steigt das BIP real um 14.2 %. Die jährliche Zuwachsrate des realen Pro-Kopf-Einkommens liegt mit durchschnittlich +0.6 % unter der BIP Zuwachsrate. Das reale BIP pro Kopf erhöht sich von 60.6 Tsd. CHF im Jahr 2010 auf gut 67.4 Tsd. CHF im Jahr 2020. Die Zunahme um 6.6 % liegt im Bereich der Zunahme der Pro-Kopf Wohnfläche von 6.7 %.

0.2 IST-Situation und Ziel gem. EU-Berechnungsmethodik

Gemäss der EU-Systematik betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoenergieverbrauch im Jahr 2005 (Bezugsjahr für die EU-Berechnungen) knapp 20 %.

Das Ziel für 2020 wird ausgehend vom Anteil von 2005 nach einem Schlüssel berechnet, der vor allem von der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit (BIP/Kopf) abhängt sowie einen „Vorreiterbonus“ einbezieht für Staaten, die in den Jahren 2001 bis 2005 ein Wachstum des EE-Anteils von mindestens zwei Prozentpunkten erreichten. Der Zielwert für die Schweiz liegt nach dieser Berechnungsmethode voraussichtlich bei 30 -31 %. Die Schweiz erfüllt die Kriterien für den Vorreiterbonus nicht.

Ein Teil des EE-Anteils kann über Austauschmechanismen mit dem Ausland erbracht werden. Internationale Kooperationen zur Erreichung beschlossener Ziele sind über verschiedene Mechanismen möglich. Zur Verfügung stehen statistischer Transfer zwischen Mitgliedstaaten, gemeinsame Projekte zwischen Mitgliedstaaten, gemeinsame Projekte von Mitgliedstaaten und Drittländern und Gemeinsame Förderregelungen. Erfahrungen mit solchen Mechanismen liegen nicht vor, die Ausgestaltung steht am Anfang. Die Kooperationsmechanismen beziehen sich grundsätzlich auf alle Energieformen, wenngleich Strom und Biomassen hier gewisse Vorteile haben. Jedoch kann gerade bei der Kooperationsform „joint projects“ auch die Umsetzung von Wärme- und Kälteprojekten interessant sein.

Der Fokus der Zielerreichung soll in dieser Studie auf den inländischen Massnahmen liegen.

Die gemäss der Aktionspläne für internationale Kooperationsmechanismen in Europa zur Verfügung stehenden Potenziale an erneuerbaren Energien sind mit ca. 355 PJ vergleichsweise gering. Aufgrund des Primats der inländischen Zielerreichung ist davon auszugehen, dass es sich bei diesen Potenzialen nicht um die kostengünstigsten der jeweiligen Länder handelt.

0.3 Szenarien und Szenarienergebnisse

Die Schweiz kann bei heutigen beschlossenen Massnahmen ihren Anteil an erneuerbaren Energien (im Strom-, Wärme- und Verkehrsbereich, im weiteren Verlauf des Berichts als EE abgekürzt) von 20 % in 2005 auf 24 % in 2020 erhöhen (Referenzszenario). Im Falle verstärkter energiepolitischer Massnahmen (z.B. Erhöhung der Fördermittel) zur Reduzie-

rung der Nachfrage und Erhöhung des erneuerbaren Angebots kann der Anteil inländisch auf 26% gesteigert werden. Wird der Anteil EE im Verkehrssektor gemäss der Richtlinienvorgaben auf 10 % festgelegt, erhöht sich der gesamte EE-Anteil auf 28 %. Um die Anteile zu erreichen, müssen in den beiden Szenarien sämtliche Projekte, Massnahmen usw. rasch bzw. ohne grosse Verzögerungen umgesetzt werden. Der Abbau vor allem von nichtmonetären Hemmnissen (organisatorisch, rechtlich, Umsetzungssicherheit) ist erforderlich.

Hierbei muss berücksichtigt werden, dass selbst bei sehr strikten politischen Instrumenten die Nachfrage nicht beliebig schnell reduziert werden kann (Investitionszyklen, Gefahr von stranded investments) bzw. das EE-Angebot nicht beliebig schnell gesteigert werden kann. Hierbei spielt vor allem die Begrenztheit der nachhaltig verfügbaren Biomassepotenziale eine Rolle. Grundsätzlich ist anzumerken, dass die 2020-Ziele in eine langfristige Strategie eingebunden werden müssen, um Fehlallokationen zu vermeiden.

Nach derzeitigen Einschätzungen über die Dauer von Prozessen zur Einführung von Instrumenten erscheint es als unwahrscheinlich, dass darüber hinaus inländisch eine deutliche Steigerung des EE-Anteils erreicht werden kann. Dies würde politische Instrumente mit deutlich erhöhter Eingriffstiefe (z.B. deutlich erhöhte Einspeisevergütungen, Sanierungsverpflichtungen für Bestandsgebäude oder weiter erhöhte CO₂- oder Energieabgaben) sowie eine deutlich schnellere Umsetzung von EE-Stromprojekten (ebenfalls mit hoher Eingriffstiefe bei den nichtmonetären Hemmnissen) erfordern. Eine weitere Erhöhung des Biotreibstoffanteils würde erhebliche technische und infrastrukturelle Entwicklungen voraussetzen, deren Realisierung innerhalb von 10 Jahren als weniger wahrscheinlich eingeschätzt wird.

Je nach dem Mass des inländisch erreichten EE-Anteils müssen gemäss der Szenarienlogik bei festgelegtem Ziel die restlichen Anteile im Ausland beschafft werden. Hierbei handelt es sich gemäss Szenarienlogik nicht um physische Potenziale. Es muss also nicht physikalisch Strom über Leitungen importiert werden.

Die benötigten Mengen variieren entsprechend von 13 PJ (Szenario verschärfte Massnahmen inkl. 10 % Biotreibstoffen) bis 54 PJ (Referenzszenario mit 24 % EE-Anteil). Hierbei muss allerdings berücksichtigt werden, dass sich die importierten Mengen auch verringern können, wenn inländisch die Nachfrage verringert wird.

0.4 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Die direkten jährlichen volkswirtschaftlichen Kosten der Zielerreichung variieren zwischen 1.4 Mrd. Franken im Szenario „verschärfte Massnahmen“ und 2.0 Mrd. Franken im Referenzszenario. Bezogen auf die heutigen Endverbraucherausgaben für Elektrizität, Brenn- und Treibstoffe entsprechen die maximalen Mehrkosten 4.9 % (Referenz) bzw. 3.2 % („verschärfte Massnahmen“) dieser gesamten Endverbraucherausgaben. Die Mehrkosten werden grossmehrheitlich auf die Haushalte überwält – die Haushalte tragen Mehrkosten von 340 bis 440 CHF/Jahr pro Haushalt (HH). Die zusätzliche Mehrbelastung (unter Abzug der bereits beschlossenen Massnahmen im Strombereich) beträgt 255 bis 355 CHF/Jahr und Haushalt. Der EE-Ausbau belastet arme Haushalte prozentual leicht stärker als reichere Haushalte. Bezüglich der Auswirkungen auf die Sektoren liegt die maximale Belastung bei 2.1 % der Sektorwertschöpfung. Die volkswirtschaftlichen Kosten des EE-Ausbaus können selbst für die ambitionierte Zielsetzung als verkraftbar bezeichnet wer-

den – sie liegen in etwa derselben Grössenordnung wie für die vorgeschlagenen Massnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2020, wobei diese Kosten wegen Überlappung der Massnahmen nicht alle zusätzlich wären.

Es ist hier zu beachten, dass sich die verschärften Effizienzmassnahmen im Szenario „verschärfte Massnahmen“ mindernd auf die volkswirtschaftlichen Kosten auswirken und es nicht von Vorteil ist, alle „fehlenden“ erneuerbaren Energieeinheiten im Ausland zu beschaffen. Grob gerechnet ist die Reihenfolge nach spezifischen Kosten „Energieeffizienz – erneuerbare Energien Ausland – erneuerbare Energien Inland“ (falls über die kostengünstig erschliessbaren Potenziale hinausgegangen werden muss).

0.5 Schlussfolgerungen

Das als wahrscheinlich angenommene Ziel von 30 bis 32 % EE-Anteil bis 2020 für die Schweiz kann aller Voraussicht nach nicht mit rein inländischen Massnahmen erreicht werden, falls die Rahmenbedingungen sich nicht sehr deutlich ändern und Instrumente mit höherer Eingriffstiefe eingesetzt werden.

Mit inländischen Massnahmen können (unter z.T. deutlicher Aufstockung von Fördermitteln, Erhöhung der KEV und anspruchsvoller Ausschöpfung der ordnungsrechtlichen Möglichkeiten) inkl. einem 10%igen Biotreibstoffanteil inländisch ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 28% erreicht werden. Falls der Biotreibstoffanteil (z.B. aufgrund restriktiver ökologischer Kriterien oder hemmender Marktorganisation) nur bei den marginalen Werten des heutigen „business as usual“ bleibt, kann nur ein Anteil von ca. 26 % erreicht werden.

Die fehlenden Anteile können via internationale Kooperationsmechanismen (nichtphysisch (green certificates bei Strom) oder physisch (Biotreibstoffe bieten sich an) beschafft werden. Diese Beschaffungsmechanismen sind derzeit noch nicht konkret ausgestaltet und erprobt, die damit verbundenen Kosten sind sehr unsicher, aber wahrscheinlich nicht beliebig niedrig, da die kostengünstigsten Potenziale vermutlich von den „Geberländern“ jeweils zur inländischen Zielerreichung eingesetzt werden.

Der volkswirtschaftliche Vergleich der verschiedenen Optionen zeigt, dass die Förderung volkswirtschaftlich tragbar, aber nicht gratis ist. Die Auswirkungen der zusätzlichen Massnahmen auf die Haushalte betragen 255 bis 355 CHF/Haushalt und Jahr. Eine Umsetzung mit einer Strategie, die sowohl Effizienzpotenziale im Wärme-, Verkehrs- und Strombereich adressiert, kostengünstigere Potenziale für erneuerbaren Strom im Inland hebt und einen Anteil im Ausland realisiert, ist volkswirtschaftlich am günstigsten. Eine reine Umsetzung im Ausland sowie eine kurzfristige hohe Zielerreichung im Inland sind volkswirtschaftlich nicht optimale Varianten.

Die Schweiz besitzt mit ihren Wasserkraftspeicherkapazitäten interessante Potenziale für die Bereitstellung von Regelenergie für die internationale Produktion von Erneuerbaren. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die dafür eingesetzte Pumpenergie, Speicherverluste und ähnlicher Bereitstellungsbedarf sich erhöhend auf den Bruttoendenergiebedarf und somit ungünstig auf den inländischen EE-Anteil auswirken.

Insbesondere wird darauf hingewiesen, dass eine solche Zielsetzung (von 30 % oder mehr EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030) in eine längerfristige (ambitio-

nierte) und nachhaltige strategische Zielsetzung für das Gesamtenergiesystem eingebunden sein muss, um Fehlallokationen und insbesondere eine Überdehnung der nachhaltigen Biomassepotenziale zu vermeiden.

1 Aufgabenstellung

Das Mandat für die Stromverhandlungen mit der EU wurde im Herbst 2010 auf die Erneuerbaren Richtlinie der EU (EU RES) erweitert. Zur Auslotung der verschiedenen Optionen zur möglichen EU-RES-Zielerreichung hat das BFE bei Prognos eine Studie (mit externer Begleitgruppe) in Auftrag gegeben, welche mit dem Modell der Energieperspektiven diese Optionen analysieren soll. Ergänzend dazu schätzt EcoPlan die volkswirtschaftlichen Kosten, denn ein Abkommen mit Einbezug EU RES soll gemäss Mandat für die Schweiz wirtschaftlich tragbar sein.

Zur Vorbereitung ist es notwendig, die IST-Situation der Schweiz in Bezug auf die entsprechende Berechnungsmethodik aufzubereiten, die möglichen erreichbaren EE-Anteile zu berechnen und die direkten volkswirtschaftlichen Auswirkungen abzuschätzen. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der inländischen Situation.

Aufgrund eines engen Zeitplans wurde als Vorgehen eine Arbeit auf Basis der Ergebnisse der Energieperspektiven gewählt. Hierbei sind allerdings z.T. tiefgreifende Anpassungen notwendig, da die Bevölkerung in den letzten Jahren gegenüber den Perspektiven des Bundes von 2004 deutlich stärker gewachsen ist und dementsprechend auch die neuen Bevölkerungsprognosen insbesondere langfristig höher liegen. Damit zusammenhängend verändert sich auch die Prognose für die wirtschaftliche Entwicklung. Die Auswirkungen der Wirtschaftskrise (sowohl auf Wirtschaftsentwicklung als auf den Energieverbrauch) wurden ebenfalls berücksichtigt. Ausserdem wurden gegenüber der Szenariendefinition der Referenz der Energieperspektiven einige neue energiepolitische Instrumente eingeführt. Somit ist insbesondere die „Referenz“ als ein Hybridszenario zwischen den Szenarien I und II der Energieperspektiven aufzufassen.

Für die vorliegende Fragestellung wurden auf Basis der Szenarien der Energieperspektiven zwei Szenarien berechnet:

- Ein an Szenario I angelehntes Szenario „derzeitige Energiepolitik“ als Referenz. Hierfür wird das Szenario Ia (Klima wärmer) auf die aktuelle prognostizierte Bevölkerungsentwicklung, BIP-Entwicklung sowie die aktuelle Energiestatistik angepasst und die Wirkung der aktuellen energiepolitischen Instrumente wird abgeschätzt.
- Auf Basis dieses Szenarios wird ein Szenario „verschärfte Massnahmen“ berechnet, bei dem die wesentlichen bestehenden energiepolitischen Instrumente verschärft werden. Diese Definition ist aufgrund des kurzen Zeithorizonts vor dem Hintergrund der langen Investitionszyklen und der erfahrungsgemäss langen Umsetzungszeiträume bei energiepolitisch stark eingreifenden Instrumenten eine pragmatische Lösung.

Der Zeithorizont ist jeweils das Jahr 2020, die Vergleiche werden zum Referenzjahr 2005 (oder aus modelltechnischen Gründen zum Jahr 2000) gezogen.

Die Szenarien werden gemäss der „Perspektivlogik“ so berechnet, dass die inländische Stromnachfrage (Leistung und Arbeit) mit dem inländischen Kraftwerkspark gedeckt wird.

Die Szenarien produzieren methodisch gesehen „wenn-dann“-Aussagen: Wie entwickeln sich Energieverbrauch, Energieträgermix und Anteil Erneuerbarer unter der Voraussetzung bestimmter wirtschaftlicher und energiepolitischer Rahmenbedingungen?

Die Szenarien werden auftragsgemäss mit dem voraussichtlichen EU-Ziel eines Anteils erneuerbarer Energien von 30 % am Bruttoendenergieverbrauch verglichen, und es werden Schlussfolgerungen abgeleitet. Falls das Ziel nicht erreicht wird, muss die Differenz über die möglichen internationalen Austauschmechanismen „importiert“ werden. Eine vertiefte Untersuchung dieser Mechanismen ist nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.

Die relativen Kosten der Zielerreichung zwischen den verschiedenen Szenarien werden abgeschätzt und einige volkswirtschaftliche Auswirkungen berechnet und dargestellt.

Daneben wurden zwei Sensitivitäten gerechnet:

- Der „Deckel“ der Umlage aus der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) auf die Strompreise wurde „entfernt“ und eine hypothetische inländische Zielerreichung mit der Produktion von erneuerbarem Strom, die über das Instrument KEV finanziert wird, berechnet.
- Als alternatives Ziel wurde ein EE-Anteil von 32 % gesetzt und die Kosten der Zielerreichung mit Hilfe von internationalen Austauschmechanismen in ihren volkswirtschaftlichen Auswirkungen betrachtet.

Die Arbeitsteilung zwischen den Kooperationspartnern gestaltete sich wie folgt:

Die Energiesystemszenarien in den Sektoren Private Haushalte, Dienstleistungen, Industrie sowie die Deckung der Stromnachfrage über den Kraftwerkspark wurden von Prognos gerechnet. Die Investitionskosten der Massnahmen (Differenzkosten zwischen den Szenarien) wurden ebenfalls von Prognos als Input bereitgestellt. Die Kostenannahmen über die Biotreibstoffe wurden von ecoplan auf Basis vorhandener Studien abgeschätzt. Die Szenarien im Verkehrssektor (Kapitel 4.4) wurden von Infrass gerechnet. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen (Kapitel 5) wurden von ecoplan ermittelt.

2 Methodischer Rahmen und Einzelheiten

2.1 Basis: EU-Richtlinie 2009/28/EG

2.1.1 EU-Richtlinie 2009/28/EG: Anteil erneuerbarer Energien

Die EU hat in der Richtlinie 2009/28/EG ein Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) in Höhe von 20% festgelegt. Es ist Bestandteil der „20-20-20 bis 2020“-Strategie der EU. Sie bezweckt die allmähliche Transformation zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft und die Steigerung der Energieversorgungssicherheit durch verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien. Die drei Ziele der Strategie sind:

- THG-Emissionsreduktion in 2020 gegenüber 1990: 20%
- EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch in 2020: 20%
- Energieeffizienzverbesserung bis 2020: 20%
(Einsparung in 2020 gegenüber „Referenzpfad“)

Der Zweck der Richtlinie 2009/28/EG ist es, einen gemeinsamen Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu schaffen. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll in der EU-27 von 8,5% in 2005 auf 20% in 2020 steigen. Verbindliche nationale Ziele für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch werden in der Richtlinie festgelegt. Zusätzlich wurde ein Teilziel für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor festgelegt: Der Anteil soll für jedes Land 10% in 2020 betragen.

2.1.2 Nationale Zielsetzungen

Das EU-Gesamtziel von 20% in 2020 wurde auf die einzelnen Mitgliedstaaten herunter gebrochen. Die Zielsetzung der Mitgliedstaaten in 2020 erfolgte anhand folgender Formel:

Stand 2005
+
5.5% (fix)
+
Beitrag nach BIP/Kopf
-
ggf. Vorreiterrolle

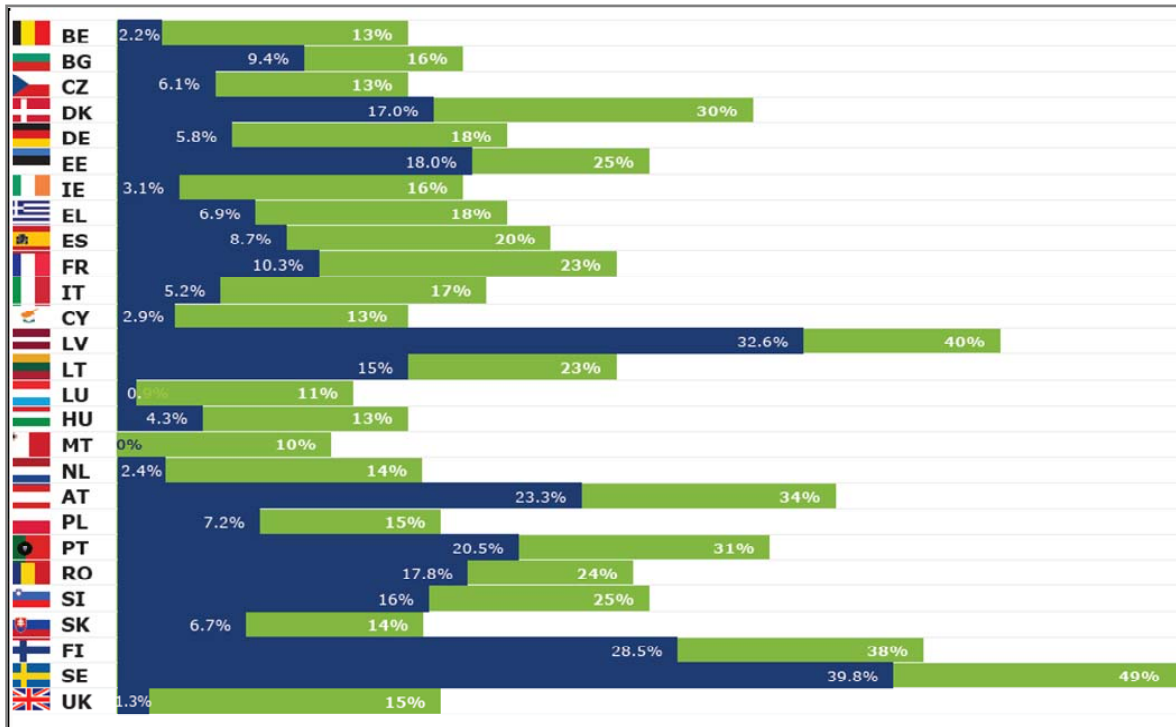
Der Abzug „Vorreiterrolle“ gilt für Länder, die in der Periode 2001 bis 2005 bereits einen erheblichen Beitrag zur Zielerreichung ge-

leistet haben. Für die Mitgliedstaaten, die in dieser Periode einen Anteilzuwachs von über 2%-Punkten hatten, wurde ein Drittel dieses Zuwachses vom Ausgangswert 2005 abgezogen (Hodson et al., 2010).

Es wurde davon ausgegangen, dass zum Erreichen des EU-Ziels eines 20 %igen Anteils der erneuerbaren Energien im Jahr 2020 gegenüber 2005 152.2 Mtoe erneuerbarer Energien zusätzlich benötigt werden.¹ Der fixe zusätzliche Beitrag jedes Landes in Höhe von 5.5%-Punkten bewirkt ein Plus von 76.1 Mtoe, so dass 76.1 Mtoe offen bleiben. Diese Menge wird durch einen Beitrag gedeckt, der sich aus der EU-Bevölkerung (0.16 toe pro Kopf) errechnet, mit einem BIP pro Kopf-Index gewichtet und mit der Bevölkerungszahl jedes Mitgliedstaates multipliziert wurde (Hodson et al., 2010).²

Die Ziele der einzelnen Mitgliedstaaten für den EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch sind in Abbildung 2-1 dargestellt. Zudem schreibt die EU in der Richtlinie einen indikativen Pfad bis 2020 vor. Beim Verfehlen der Zwischenziele sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, die EU über zusätzliche Massnahmen zu informieren.

Abbildung 2-1: EU: Ziele (Anteil EE am BEV) und Erreichungsgrad



Blau: Anteil in 2005, Grün: Ziel in 2020

Quelle: EU, 2009

¹ Von 101,9 Mtoe in 2005 bis 254,1 Mtoe in 2020 (Hodson et al., 2010).

² Darüber hinaus darf das Ziel den Wert von 50% nicht überschreiten (Hodson et al., 2010).

2.1.3 Internationaler Austausch

Für den Fall, dass die Mitgliedsstaaten ihre Ziele nicht mit inländischen Massnahmen erreichen, ermöglicht die Richtlinie einen internationalen Transfer von erneuerbaren Energiemengen. Hierfür wurden grundsätzlich vier verschiedene Mechanismen definiert (im Folgenden direkte Zitate aus der Richtlinie 2009/28/EG):

1. Statistische Transfers zwischen Mitgliedstaaten (gem. Artikel 6)

Die Mitgliedstaaten können sich einigen auf und können Vereinbarungen treffen über den statistischen Transfer einer bestimmten Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen aus einem Mitgliedstaat in einen anderen Mitgliedstaat.

Ein statistischer Transfer hat die Erreichung des nationalen Ziels des Mitgliedstaats, der den Transfer durchführt, nicht zu beeinträchtigen.

2. Gemeinsame Projekte zwischen Mitgliedstaaten (gem. Artikel 7)

Zwei oder mehr Mitgliedstaaten können bei allen Arten von gemeinsamen Projekten zur Erzeugung von Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Quellen zusammenarbeiten.

Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission den Prozentsatz oder die Menge der Elektrizität, der Wärme oder der Kälte aus erneuerbaren Quellen mit, der bzw. die in einem beliebigen gemeinsamen Projekt in ihrem Hoheitsgebiet, das nach dem 25. Juni 2009 in Betrieb genommen wurde, oder mittels der erhöhten Kapazität einer Anlage, die nach Inkrafttreten dieser Richtlinie umgerüstet wurde, erzeugt wird und für die Zwecke der Bewertung der Einhaltung der Anforderungen dieser Richtlinie als auf das nationale Gesamtziel eines anderen Mitgliedstaats anrechenbar zu betrachten ist.

3. Gemeinsame Projekte von Mitgliedstaaten und Drittändern (gem. Artikel 9)

Ein oder mehrere Mitgliedstaaten können mit einem oder mehreren Drittländern bei allen Arten gemeinsamer Projekte zur Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen zusammenarbeiten.

Aus erneuerbaren Energiequellen in einem Drittland erzeugte Elektrizität wird bei der Bewertung der Erfüllung der die nationalen Gesamtziele betreffenden Anforderungen dieser Richtlinie nur berücksichtigt, wenn die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

a) Die Elektrizität wird in der Gemeinschaft verbraucht; diese Anforderung wird als erfüllt angesehen, wenn

i) eine Elektrizitätsmenge, die der angerechneten Elektrizitätsmenge entspricht, von allen zuständigen Übertragungsnetzbetreibern im Ursprungsland, im Bestimmungsland und, falls relevant, in jedem Transitdrittland zu der jeweils zugeteilten Verbindungskapazität fest zugewiesen wurde;

ii) eine Elektrizitätsmenge, die der angerechneten Elektrizitätsmenge entspricht, vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber auf der Gemeinschaftsseite einer Verbindungsleitung fest im Elektrizitätsbilanzverzeichnis registriert wurde;

iii) die ausgewiesene Kapazität und die Erzeugung der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen durch die in Absatz 2 Buchstabe b genannte Anlage denselben Zeitraum betreffen;

b) die Elektrizität wird im Rahmen eines gemeinsamen Projekts gemäß Absatz 1 in einer neu gebauten Anlage erzeugt, die nach dem 25. Juni 2009 in Betrieb genommen wurde, oder mittels der erhöhten Kapazität einer Anlage, die nach Inkrafttreten dieser Richtlinie umgerüstet wurde; und

c) für die erzeugte und exportierte Elektrizitätsmenge wurden außer Investitionsbeihilfen für die Anlage keine Beihilfen aus einer Förderregelung eines Drittlands gewährt.

4. Gemeinsame Förderregelungen (gem. Artikel 11)

Unbeschadet der Pflichten der Mitgliedstaaten nach Artikel 3 können zwei oder mehr Mitgliedstaaten auf freiwilliger Basis beschließen, ihre nationalen Förderregelungen zusammenzulegen oder teilweise zu koordinieren. In solchen Fällen kann eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen, die im Hoheitsgebiet eines teilnehmenden Mitgliedstaats erzeugt wird, auf das nationale Gesamtziel eines anderen teilnehmenden Mitgliedstaats angerechnet werden, wenn die betreffenden Mitgliedstaaten

a) gemäß Artikel 6 einen statistischen Transfer bestimmter Mengen an Energie aus erneuerbaren Quellen von einem Mitgliedstaat auf einen anderen vornehmen oder

b) eine von den teilnehmenden Mitgliedstaaten gebilligte Verteilungsregel festlegen, nach der Mengen an Energie aus erneuerbaren Quellen den beteiligten Mitgliedstaaten zugewiesen werden. Diese Regel ist der Kommission spätestens drei Monate nach dem Ende des ersten Jahres, in dem sie wirksam wird, mitzuteilen.

Quelle: EU (2009)

Die oben zitierten Mechanismen sind bislang noch nicht konkret ausgestaltet. Insbesondere sind zahlreiche regulative und organisatorische Fragen unklar, wie z.B. welche Akteure in welchem Fall handeln können, wie die Anerkennungsprozesse verlaufen und wie jeweils genau die Vertragsverhältnisse zwischen den Staaten und den Einzelakteuren gestaltet werden. Es ist zu erwarten, dass diese internationalen Austauschmechanismen „eingeübt“ werden müssen und sich die konkreten Ausgestaltungen im Verlauf eines neuen multilateralen Lernprozesses entwickeln. Die hier vorliegende Arbeit hat diese Fragen nicht zum Gegenstand; sie bedürfen aber fraglos einer vertieften Auseinandersetzung und Klärung.

2.1.4 Erneuerbarer Anteil am Bruttoendenergieverbrauch in der Schweiz im Basisjahr 2005

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch nach EU-Richtlinie beträgt für die Schweiz 19.9% in 2005 (BFE, 2010d; eigene Berechnungen der Prognos). Das Angebot der erneuerbaren Energien beläuft sich auf 180 PJ bei einem Bruttoendenergieverbrauch von 906 PJ.

Die Zahlen lassen sich teilweise aus der schweizerischen Energiestatistik sowie aus Eurostat-Daten ableiten. Wesentliche Unterschiede bzw. Erklärungen sind kurz gefasst:

- Unterschiedliche Annahmen zu kalorischen Werten der Energieträger führen zu einem leichten Unterschied des ausgewiesenen Endenergieverbrauchs in der schweizerischen Statistik und nach EU-Methodik.
- Brutto-Netto-Betrachtung. In der EU-Methodik wird von einer Bruttoerzeugungsbetrachtung ausgegangen.
- Die Wasserkrafterzeugung liegt in 2005 nach der EU-Methodik, durch die Normalisierung über 15 Jahre, mit 37.3 TWh höher als die statistisch ausgewiesene Bruttoerzeugung in Höhe von 31.2 TWh. Anhand Eurostat-Daten wurde berechnet:

Die Bruttoelektrizitätserzeugung der Wasserkraftwerke minus die Bruttoelektrizitätserzeugung der Pumpspeicherkraftwerke³ ergibt die Bruttoerzeugung der Wasserkraft nach der Methodik der EU-Richtlinie. Aus der Division der Bruttoerzeugung durch die netto installierte Leistung ergibt sich der Lastfaktor (Volllaststunden / 1'000). Dieser Faktor wird über 15 Jahre gemittelt und mit der aktuellen installierten Leistung multipliziert. „Schlechte“ und „gute“ Wasserkraftjahre werden somit ausgeglichen.

³ Bruttoelektrizitätserzeugung der Pumpspeicherkraftwerke = Elektrizitätsverbrauch der Pumpspeicherkraftwerke mal Effizienz.

- Kommunaler Abfall wird in der Schweiz zu einer Hälfte als erneuerbar und zur anderen Hälfte als nicht erneuerbar gezählt. Industrieabfall wird als nicht erneuerbar betrachtet. In der EU-Methodik ist keine einheitliche Regelung vorgegeben.
- Wie oben beschrieben, wird bei der Berechnung der Elektrizitätsmenge, die aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt und in Strassenfahrzeugen verbraucht wird, dieser Verbrauch als der 2.5-fache Energiegehalt der zugeführten Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen angesetzt. Dies gilt auch für Trolleybusse, deren Verbrauch nicht aus der Energiestatistik ableitbar ist, sondern aus (zusätzlichen) Angaben des Bundesamts für Statistik.
- Berücksichtigung von Energie aus Wärmepumpen: Hier wird auf die Berechnungsformel in der EU-Richtlinie verwiesen. Für die Berechnung des erneuerbaren Anteils wird mit einem jahreszeitbedingten Leistungsfaktor (SPF) von mindestens 3 gerechnet.
- Änderungen der (Holz-)Statistik ggü. früheren Versionen.

Der oben erwähnte Early-Start Bonus kann von der Schweiz nicht in Anspruch genommen werden. Obwohl den Autoren kein genauer Wert für 2001 vorliegt, kann anhand der Statistik abgeleitet und unterstellt werden, dass der Anteil EE am Bruttoendenergieverbrauch zwischen 2001 und 2005 nicht um 2%-Punkte zugenommen hat. Gemäss eigener Berechnungen der Prognos nahm die normalisierte Wasserkraftproduktion zwischen 2001 und 2005 um etwa 0.8 TWh (2.9 PJ) ab. Der EE-Ausbau im Wärme- und Verkehrsbereich betrug in der Periode 2001 - 2005 nach Prognos Berechnungen etwa +6 PJ. In der gleichen Zeit nahm der Endenergieverbrauch gemäss der Energiestatistik um 18 PJ zu. Daraus kann mit grosser Sicherheit geschlossen werden, dass der Anteil EE am BEEV in dieser Periode nicht um 2%-Punkte zugenommen hat.

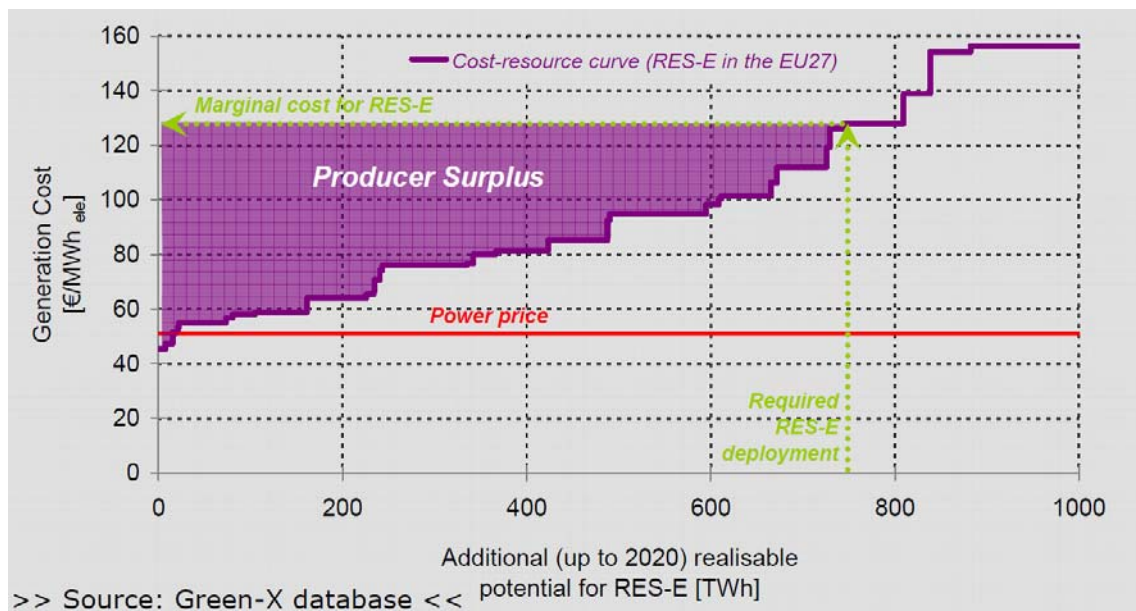
2.1.5 Potenziale für den internationalen Transfer in der EU

In einer von ECN durchgeführten Auswertung der nationalen Energiepläne zu erneuerbaren Energien wird eine Übererfüllung des EU-Ziels in Höhe von 0.7%-Punkten aufgezeigt (ECN, 2011). In Energiemengen ausgedrückt bedeutet dies eine Übererfüllung von etwa 355 PJ, unter der Voraussetzung, dass zudem die Nachfrage der Aktionspläne entsprechend zurückgeht.

Die erwartete Erzeugung der erneuerbaren Energien beträgt mit über 10000 PJ in 2020 das zweieinhalbfache der 2005er-Erzeugung. Im Vergleich zu den von der TU Wien für die EU ermittelten Potenzialen (TU Wien / FH ISI, 2008) liegt die Ausschöpfung der Potenziale bei etwa 2/3.

Die Kosten der erneuerbaren Energien im Ausland, die möglicherweise anfallen wenn über das Ausland EE-Menge „zugekauft“ werden müssten, sind nicht eindeutig. Die Preisbildung ist ungewiss. Die nachfolgende Schätzung beruht auf das Prinzip der marginalen Kosten im erneuerbaren Strombereich. Nach der in Abbildung 2-2 dargestellten Kosten-Ressourcen-Kurve betragen die marginalen Kosten bei einer Zielerreichung etwa 13 Eurocent/kWh, die Mehrkosten EE betragen in etwa 8 Eurocent/kWh (10.5 Rp./kWh). Werden hierzu noch Netzkosten und administrative Kosten addiert, betragen die Mehrkosten voraussichtlich abgeschätzt 12.5 Rp./kWh.

Abbildung 2-2: Kosten-Ressourcen-Kurve der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien



2.2 Energiesystemberechnungen

Die Berechnungen der Energiesystemszenarien erfolgen i.w. mit dem Bottom-up-Modellinstrumentarium der Schweizer Energieperspektiven. Allerdings stehen derzeit die Teilmodelle für die Sektoren Dienstleistungen und Industrie nicht zur Verfügung, da sie tiefgreifend überarbeitet werden. diese beiden Sektoren müssen auf einer hoch aggregierten Ebene gerechnet werden.

Im Folgenden werden kurz auf einige methodische Einzelheiten erläutert, die sich insbesondere in Abänderung zu den Energieperspektiven ergeben. Genauere Modellbeschreibungen finden sich in den jeweiligen Sektorberichten zu den Energieperspektiven (Basics 2007, CEPE 2007, InfrAs 2007, Prognos 2007a).

2.2.1 Private Haushalte

Der Energieverbrauch der privaten Haushalte wurde detailliert mit dem entsprechenden Sektormodell berechnet.

Die Verbrauchsschätzung basiert auf dem Bottom-up-Haushaltsmodell, das im Rahmen der *Energieperspektiven* verwendet und weiterentwickelt wurde. Das Modell bildet den Gebäudepark Schweiz ab, basierend auf den Volkszählungen 1980, 1990 und 2000. Die Fortschreibung basiert unter anderem auf jährlichen Wohnbaustatistiken (BFS), jährlichen Absatzstatistiken von Heizsystemen und Elektrogeräten sowie Angaben zur Heizungsstruktur der Wohnungsneubauten. Das methodische Konzept des Modells ist ausführlich im Sektor-Bericht zu den *Energieperspektiven* beschrieben (Prognos 2007a).

Das in der vorliegenden Arbeit verwendete Referenzszenario basiert auf dem Szenario Ia der *Energieperspektiven*, mit der Sensitivität „Klima wärmer“. Für die vorliegende Arbeit wurden die Inputdaten bis an den aktuellen Rand aufdatiert. Zusätzlich wurden die in der Zwischenzeit neu eingeführten Politik-Instrumente eingebaut, darunter das *Gebäudeprogramm*, die revidierten kantonalen Mustervorschriften der Energiedirektorenkonferenz (EnDK) sowie die Mindestanforderungen an die Effizienz von Haushalts- und Elektrogeräten.

Aktualisierung der Modell-Inputs

Für die Fortschreibung der Wohnbevölkerung bis ins Jahr 2020 wurde das aktuellste Bevölkerungsszenario des BFS verwendet (Szenario A-00-2010; BFS 2010). Gegenüber früheren Publikationen zeigt dieses Szenario einen stärkeren Anstieg der Wohnbevölkerung (vgl. Kapitel 3.1.1).

Verbunden mit der Zunahme der Wohnbevölkerung sind ein Anstieg der Privaten Haushalte sowie ein Anwachsen des Wohngebäudebestands und der Wohnfläche. Die Entwicklung der Anzahl Haushalte ergibt sich im Wesentlichen aus der Entwicklung der Wohnbevölkerung und der Haushaltstruktur (mittlere Haushaltsgrösse). Der verwendeten Haushaltstruktur liegt das BFS Szenario AM-00-2005 zugrunde.

Wohngebäude und Wohnfläche sind zentrale Treiber zur Bestimmung der Nachfrage nach Raumwärme. Die Fortschreibung des Wohnungsbestands wird aus der Anzahl Haushalte abgeleitet: die Anzahl der bewohnten Erstwohnungen sollte in etwa der Anzahl Haushalte entsprechen. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass die Leerwohnungsziffer bis 2020 auf einem tiefen Niveau verbleibt, und dass sich die Anzahl der Zweit- und Ferienwohnungen nicht wesentlich erhöht. Daraus folgt, dass die Zunahme der Haushalte in etwa dem Zugang an neuen Wohnungen entspricht. Dies be-

deutet bis ins Jahr 2020 eine anhaltend hohe Wohnbauaktivität von jährlich gegen 50'000 neuen Wohnungen. Die Anzahl der jährlichen Wohnungsabgänge sind gemäss BFS gering (<0,1% vom Gesamtbestand). Die Abgangsrate dürfte sich bis ins Jahr 2020 nicht wesentlich erhöhen.

Die durchschnittliche Wohnungsgrösse von Neubauten verbleibt im Zeitraum 2010 bis 2020 in etwa auf dem Niveau der Jahre 2009/2010. Der Zugang an Wohnfläche ergibt sich somit durch den Wohnungszugang (Anzahl) und die Wohnungsgrösse der Neubauten. Die Wohnfläche Pro-Kopf entwickelt sich annähernd proportional zum BIP Pro-Kopf. Bis ins Jahr 2020 steigt die Pro-Kopf Wohnfläche auf 66,4 m² an. Dies sind rund 4% weniger, als in *Energieperspektiven* geschätzt wurde. Diese Differenz erklärt sich durch das Wachstum des Pro-Kopf-Einkommens. Dieses wächst gemäss der hier verwendeten BIP-Prognose des *seco* etwas langsamer, als in derjenigen BIP-Prognose, die den *Energieperspektiven* zugrunde lag.

Für die Fortschreibung der Beheizungsstruktur der neugebauten Wohngebäude wurden die Angaben von Wüest & Partner berücksichtigt. Die Umlegung dieser Angaben auf das Gebäudemodell sind jedoch nicht ganz eindeutig. Zum einen differenzieren die Angaben von Wüest & Partner nicht nach den Wohngebäudetypen Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern. Zum anderen basieren die ausgewiesenen Anteile der Heizsysteme auf den Kosten für Heizanlagen in neuerstellten Wohngebäuden. Die Kosten der verschiedenen Heizsysteme variieren jedoch erheblich. Die Anteile der Heizsysteme an der neuerstellten Wohnfläche, respektive an den neuerstellten Wohngebäuden, dürfte deshalb etwas von den von Wüest & Partner ausgewiesenen Anteilen abweichen. Folglich wurden diese Angaben nicht eins zu eins übernommen, sondern sie dienten als Anhaltspunkte.

Es wird darauf hingewiesen, dass in der Schweiz zum Teil deutliche regionale Unterschiede bestehen. Regionale Wohngebäudeparks können sich deshalb vom Wohngebäudepark Schweiz sowohl in der Struktur als auch der Entwicklung unterscheiden.

Eine Aufdatierung an die aktuelle Datenlage erfolgte auch im Bereich der Haushalts- und Elektrogeräte. Mit Hilfe der FEA/eae-Absatzdaten im Bereich der Weissen Ware (Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen, Trockner, Geschirrspüler etc.) und Annahmen zur Lebens- bzw. Einsatzdauer wurden Haushaltsausstattungsgrade abgeleitet.⁴ Ab 2002/2003 sind für diese Geräte die jährlichen Durchschnittsverbräuche der neu abgesetzten Geräte vorhanden.

⁴ eae: energie-agentur-elektrogeräte;

FEA: Fachverband Elektroapparate für Haushalt und Gewerbe Schweiz

SWICO: Schweizerischen Wirtschaftsverband der Anbieter von Informations-, Kommunikations- und Organisationstechnik

Für den Bereich TV, Video und Computer einschliesslich Computerperipherie stehen SWICO-Informationen zur Absatzsituation und zum technischen Stand der verkauften Geräte zur Verfügung. Damit können auch für diese Geräte die Bestandsdaten marktmässig und energieverbrauchsbezogen kontrolliert werden. Mit Hilfe von Stichprobendaten vom BFS wurden die aus den Marktdaten abgeleiteten Haushaltsausstattungsgrade von IKT-Geräten auf Plausibilität geprüft.

Für die vorliegende Verbrauchsschätzung wurden die aktuellsten Marktdaten der eae- und SWICO-Marktstatistiken mit Verkaufsdaten bis 2009 berücksichtigt. Die verwendeten Statistiken ermöglichen eine Aufteilung der Absatzmengen nach Energieeffizienz-Klassen.

Für Lampen und Leuchtmittel wurden vergleichbare Effizienz-kategorie-klassifizierte Verkaufszahlen von der Schweizerischen Lichtgesellschaft (SLG) verwendet. Die Angaben der SLG beschreiben jedoch nicht den Gesamtabsatz, sondern lediglich die Absatzmenge der an der SLG beteiligten Unternehmen.

Abgrenzungsprobleme

An dieser Stelle wird auf Abgrenzungsprobleme zwischen den Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen hingewiesen. Das Haushaltsmodell erfasst alle Energieverbräuche des Bereichs Wohnen und alle Elektrizitätsverbräuche, soweit diese dem Bereich Haushalte zuzuordnen sind. Abgrenzungsprobleme betreffen in diesem Zusammenhang zum einen den Energieverbrauch der Zweit- und Ferienwohnungen und zum anderen den Elektrizitätsverbrauch von Haushaltsgeräten und Einrichtungen in Mehrfamilienhäusern, die über Gemeinschaftszähler erfasst werden und die kostenseitig im Allgemeinen auf die betroffenen Haushalte verteilt werden. Zum Stromverbrauch der gemeinschaftlich genutzten Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern werden die Gemeinschaftsbeleuchtung, der Hilfsenergieverbrauch von Pumpen, Brennern, Gebläsen, der Verbrauch von Antennenverstärkern sowie der Verbrauch für in Kellern betriebene Tiefkühlgeräte gezählt.

Methodisch sind die Zweitwohnungen den Privaten Haushalten, die gewerblich vermieteten Ferienwohnungen dem Dienstleistungssektor zuzurechnen. Der Stromverbrauch für die gemeinschaftlich genutzte Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern wird statistisch ebenfalls dem Dienstleistungssektor zugerechnet. Um die Modellergebnisse mit dem Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Gesamtenergiestatistik vergleichen zu können, werden die im Haushaltsmodell ermittelten Gemeinschaftsverbräuche in Mehrfamilienhäusern sowie der Raumwärmeverbrauch in Ferienwohnungen vom modellmässig ermittelten Gesamtver-

brauch abgezogen. Diese Verbrauchsmengen werden nicht im Haushaltssektor, sondern im Dienstleistungssektor verbucht.

2.2.2 Dienstleistungen und Industrie

Derzeit befinden sich die detaillierten Sektormodelle für den Dienstleistungs- und Industriesektor in einer tiefgreifenden Revision und stehen daher für aktuelle Berechnungen nicht zur Verfügung. Es wurde daher auf Basis der Ergebnisse der Energieperspektiven auf einer sehr hoch aggregierten Ebene gerechnet. Die Anpassungen erfolgten unter den folgenden Aspekten:

Anpassung an die aktuelle Energiestatistik und die aktuellen Rahmendaten

Der witterungsbereinigte Vergleich mit der aktuellen Entwicklung der Energiestatistik dieser Sektoren zeigt, dass die Energieverbräuche (trotz Wirtschaftskrise) recht nah an den Werten des Szenario I liegen. Lediglich der Einsatz der erneuerbaren Energien liegt jeweils in diesen Sektoren unter den Einschätzungen der Energieperspektiven. Diese Entwicklung wurde angepasst.

Gegenüber den in den Energieperspektiven verwendeten Bevölkerungs- und Wirtschaftsszenarien steigen die Bevölkerungs- und Wirtschaftsprognosen bis 2020 um jeweils gut 10 % (vgl. Kap. 3). Diese expansiven Faktoren korrelieren mit Produktionsmengen, Flächen und Erwerbstätigen. Diese wurden zunächst proportional mit den jeweiligen top-down aus den Perspektivergebnissen ermittelten spezifischen Verwendungszweckgrößen angepasst. Der so ermittelte Pfad liegt – bis auf die Entwicklung der erneuerbaren Energien für die jüngste Vergangenheit zwischen den beiden Szenarien I und II der Energieperspektiven.

Instrumente

Die Umsetzung der energiepolitischen Instrumente des neuen Referenzszenarios (anteiliges Gebäudeprogramm, Gebäudestandards, Gerätestandards), die denjenigen Haushaltssektoren entsprechen, wurden in ihrer Wirkung übertragen. Die Wirkung des Instruments „wettbewerbliche Ausschreibungen für Stromeffizienz“ wurde gemäss des Wirkungsmechanismus (basierend auf der Bewertung der eingesparten Strommengen mit den entsprechenden Endverbraucherkosten und Amortisationszeiten von 4-5 Jahren) des Instruments mit einem Abschlag für Mitnahmeeffekte berechnet.

2.2.3 Verkehr

Die Szenarien für den Verkehr wurden aufgrund der neuen Entwicklungen detailliert mit dem Bottom-up-Verkehrsmodell von

Infras gerechnet, welches auch in den Energieperspektiven zur Anwendung kam.

Dieses bildet detailliert Kohorten von Fahrzeugen nach Verbrauchs- und Altersklassen in den verschiedenen Nutzungskategorien ab. Über Nutzungscharakteristika und weitere Grössen, die aus den Verkehrsleistungen abgeleitet werden, werden die Verbräuche der verschiedenen Energieträger ermittelt.

Für die hier durchgeführten Rechnungen wurden aktualisierte Verkehrsmengengerüste verwendet, die sich im Detail z.T. erheblich von den Rahmendaten der Energieperspektiven unterscheiden.

Zusätzlich wurden neue Einschätzungen zur Entwicklung der Elektromobilität umgesetzt.

2.2.4 Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Die Berechnungen zum Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, die über die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gefördert wird, erfolgt auf Basis eines durch Prognos entwickelten Berechnungsmoduls, das auf dem Bottom-up-Kraftwerksparkmodell aufsetzt.

In die Berechnungen fliessen u.a. die Umlage, die Nachfrage, die z.Z. geltenden Fördersätze und -degressionen und die gesetzlich festgelegten Deckel als exogene Grössen ein.

Anhand der Daten der angemeldeten KEV-Projekte lassen sich durchschnittliche Leistungsgrössen und mittlere Vergütungen der einzelnen Technologien ableiten, die als Basis der Berechnung dienen. Das Modell optimiert auf Basis obenstehender Daten sowie der Abschätzungen über die zeitliche Verfügbarkeit der Technologien (Potenzialbegrenzung) die maximale Erzeugung, die bis 2020 mit den verfügbaren Mitteln unter den gesetzlichen Rahmenbedingungen erreichbar wäre.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die KEV-Einnahmen nicht vollumfänglich für den Ausbau der erneuerbaren Energien genutzt werden: Ein Teil der KEV-Einnahmen wird für die Abgeltungen des „alten“ 15-Räpplers, für die Finanzierung von wettbewerblichen Ausschreibungen, für Bürgschaften zur Risikoabsicherung von Geothermieprojekten und Rückerstattung an Grossverbraucher verwendet. Dies wird in der Modellierung berücksichtigt.

2.3 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Die methodischen Fragen zur Definition und Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen werden in Kap. 5 abgehandelt, da dieser Teil integral von EcoPlan erstellt wurde.

3 Rahmendaten

Das Referenzszenario und das verschärfte Szenario gehen grundsätzlich von identischen Annahmen für die Entwicklung der sozio-ökonomischen Rahmenbedingungen und der Energiepreise aus.

3.1 Sozioökonomische Rahmendaten

3.1.1 Bevölkerung, Haushalte und Wohnflächen

Der verwendeten Bevölkerungsentwicklung liegt eine aktuelle Publikation des Bundesamtes für Statistik (BFS) zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz vor. Verwendet wurde das mittlere Szenario A-00-2010 für die ständige Wohnbevölkerung (BFS, 2010). Gemäss diesem Szenario wächst die ständige Wohnbevölkerung bis ins Jahr 2020 auf 8.4 Mio. (+7.1 % ggü. 2010). Es wird davon ausgegangen, dass die Bevölkerung in Privaten Haushalten etwas weniger stark ansteigt (+6.6 %), da die Bevölkerung in Kollektivhaushalten (z.B. Altersheimen) überproportional zunimmt.

Für die Struktur der Haushalte nach Haushaltsgrössen liegen vom BFS noch keine aktualisierten Berechnungen vor. Deshalb musste auf das ältere Haushaltsszenario AM-00-2005 zurückgegriffen werden. Dieses zeigt eine fortschreitende Verschiebung zu 1- und 2-Personenhaushalten. Der Anteil dieser Haushaltsgruppen steigt von 70.4 % im Jahr 2010 auf 74.1 % im Jahr 2020. Die mittlere Haushaltsgrösse fällt von 2.17 im Jahr 2010 auf 2.08 im Jahr 2020.

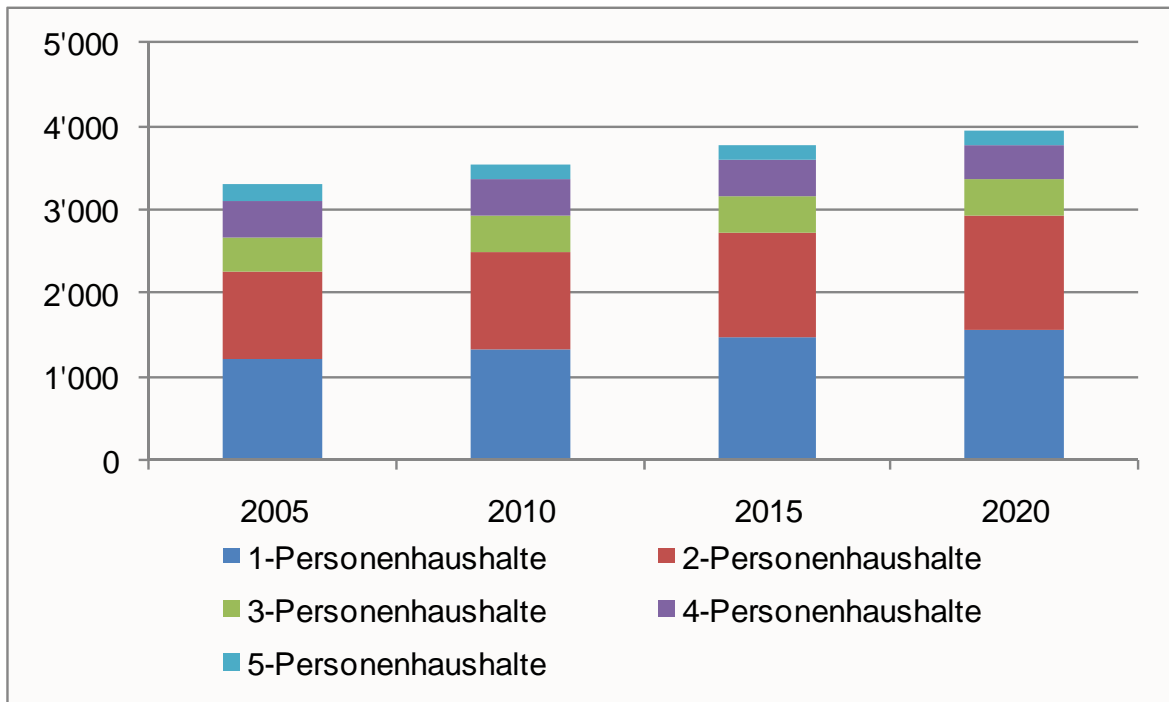
Aufgrund des Bevölkerungswachstums und der Abnahme der durchschnittlichen Haushaltsgrösse ergibt sich ein erheblicher Anstieg der Privaten Haushalte. Bis ins Jahr 2020 steigt die Anzahl der Haushalte auf annähernd 4 Mio. Gegenüber dem Jahr 2010 bedeutet dies eine Zunahme von 11.5 %.

Tabelle 3-1: Bevölkerung und Haushalte 2005 – 2020 (Jahresmitte, in Tsd.) und Haushaltsgrösse in %

	2005	2010	2015	2020
ständige Wohnbevölkerung	7'437	7'822	8'129	8'379
Bevölkerung in Haushalten	7'361	7'700	7'981	8'207
Private Haushalte	3'301	3'545	3'767	3'954
davon 1-Personenhaushalte	36.4%	37.5%	38.6%	39.4%
2-Personenhaushalte	31.9%	32.9%	33.8%	34.7%
3-Personenhaushalte	12.6%	12.0%	11.4%	10.9%
4-Personenhaushalte	13.1%	12.2%	11.4%	10.6%
5-Personenhaushalte	6.1%	5.4%	4.8%	4.4%

Quellen: BFS, eigene Abschätzungen Prognos 2011

Abbildung 3-1: Private Haushalte nach Haushaltsgrösse 2005 – 2020, Jahresmitte, in Tsd.



Quellen: BFS, eigene Abschätzungen Prognos 2011

Der Anstieg von Bevölkerung und Haushalten wirkt sich auf den Wohngebäudebestand und die Wohnflächen aus. Gemäss eigenen Abschätzungen muss im Zeitraum 2011 bis 2020 jährlich durchschnittlich 6.4 Mio. m² Wohnfläche zugebaut werden, um die Nachfrage nach Wohnraum zu stillen (Tabelle 3-2). Da der Wohnflächenabgang im Verhältnis zum Zugang gering bleibt, steigt die Wohnfläche deutlich an. Die Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern wächst bis ins Jahr 2020 auf rund 247 Mio. m² EBF (+12.5 % ggü. 2010), die Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern (inkl. der Wohnfläche in Nichtwohngebäuden) steigt auf 298 Mio. m² EBF (+14.8 % ggü. 2010).

Tabelle 3-2: Jährlicher Zugang an Wohnfläche (netto) und Wohnfläche 2005 – 2020, in Mio. m² EBF

	2005	2010	2015	2020
Nettozugang Wohnfläche in Mio. m² EBF				
Ein- und Zweifamilienhäuser	2.8	2.4	2.6	2.7
Mehrfamilienhäuser	2.9	3.3	3.9	3.9
Wohnfläche in Mio. m² EBF				
Ein- und Zweifamilienhäuser	204.2	219.6	232.6	247.0
Mehrfamilienhäuser	240.9	259.6	278.7	298.1
Wohnfläche Pro-Kopf in m ²	60.5	62.2	64.1	66.4

Quellen: eigene Berechnungen Prognos 2011

Die Zunahme der Wohnfläche ist grösser als die Zunahme der Wohnbevölkerung. Die Pro-Kopf Wohnfläche steigt von 62.2 m² in 2010 auf 66.4 m² in 2020 (+6.7 %)⁵. Als Ursache für die weiter ansteigende Pro-Kopf Wohnfläche wird im steigenden Pro-Kopf Einkommen, aber auch in der Alterung der Bevölkerung gesehen. Beispielsweise bleiben ältere Menschen oft in ihren Wohnungen und Eigenheimen, auch wenn die Kinder bereits ausgezogen und die Wohnflächen eigentlich zu gross geworden sind.

3.1.2 Wirtschaftliche Entwicklung

Den Szenarien liegt ein durchschnittliches reales Wirtschaftswachstum von 1.3 % p.a. zugrunde. Im Zeitraum 2010 bis 2020 steigt das BIP real um 14.2 %. Die jährliche Zuwachsrates des Pro-Kopf-Einkommens liegt mit durchschnittlich 0.6 % unter der Wachstumsrate des BIP. Das reale BIP Pro-Kopf erhöht sich von 60,6 Tsd. Franken im Jahr 2010 auf 67.4 Tsd. Franken im Jahr 2020. Die Zunahme um 6.6 % liegt im Bereich der Zunahme des Pro-Kopf Wohnfläche von 6.7 %.

Tabelle 3-3: *Wirtschaftsentwicklung und Erwerbstätige im Zeitraum 2005 – 2020*

	2005	2010	2015	2020
BIP in Mrd. CHF, real zu Preisen 2010	450.4	494.4	532.7	564.8
BIP Pro-Kopf in Tsd CHF, real zu Preisen 2010	60.6	63.2	65.5	67.4
Erwerbstätige in Tsd VZÄ	3548.3	3883.5	3990.6	4036.0

Quellen: seco, BFS

Das Wachstum ist ein Bestimmungsgrund für die Entwicklung der Erwerbstätigkeit und Beschäftigung. Mehr Wachstum bedeutet in der Regel mehr Beschäftigung. Entsprechend steigt die Zahl der Erwerbstätigen an, von rund 3.6 Mio. Vollzeitäquivalenten auf 4.0 Mio. Vollzeitäquivalente. Die Produktivitätsfortschritte sind mit rund 1 % p.a. etwas geringer als die Wachstumsraten des BIP.

Hinter der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung stehen zum Teil sehr unterschiedliche Veränderungen in den einzelnen Branchen.

3.2 Energiepreise

Die Preise der Energieträger Erdöl und Erdgas sind in hohem Mass durch die Weltenergiemärkte bestimmt und steigen bis 2020 deutlich an. Am Weltmarkt liegt der reale Ölpreis im Jahr 2020 mit 100 US-\$(2008)/Barrel um mehr als 80 % höher als im Jahr 2005. Diese Entwicklung orientiert sich an der Einschätzung des World Energy Outlook 2010 der International Energy Agency (IEA, 2010).

⁵ Dabei sind die nur zeitweise und nicht bewohnten Wohnflächen mit berücksichtigt. Die dauerhaft bewohnte Pro-Kopf Wohnfläche ist um rund 6 m² EBF kleiner.

Ausgangspunkt für die heimischen Verbraucherpreise sind die Grenzübergangspreise der Energieträger. Die realen Grenzübergangspreise für Rohöl und Erdgas verändern sich annähernd parallel zu den Weltmarktpreisen. Aus diesen Preisen werden unter Berücksichtigung der Kosten für Verarbeitung, Transport, Speicherung, Vertrieb sowie von Gewinnaufschlägen, Steuern und CO₂-Zuschlägen die Verbraucherpreise abgeleitet. Nicht berücksichtigt sind Erhöhungen der CO₂-Abgabe, die im Zeitraum 2010 bis 2020 anfallen. Diese unterscheiden sich zwischen den beiden Szenarien. Auch die Anhebung der KEV-Abgabe im verstärkten Szenario ist nicht berücksichtigt.

Die realen Konsumentenpreise für Energie steigen zwischen 2010 und 2020 teilweise deutlich an (Tabelle 3-4). Bei den privaten Haushalten weist Holz mit einer Zunahme von annähernd 90 % den stärksten Preisanstieg auf. Wird der Preis pro Kilowattstunde betrachtet, bleibt Holz jedoch der billigste Energieträger (Abbildung 3-2). Die Preise für Heizöl, Gas und Fernwärme steigen um rund 40 % an, der Strompreis um +11 %.

Bei den Treibstoffen sind die Preissteigerungen etwas geringer. Die vergleichsweise hohen Abgaben wirken dämpfend auf die Preisentwicklung. Der Benzinpreis steigt bis 2020 real um rund 12 %, der Dieselpreis um 20 %.

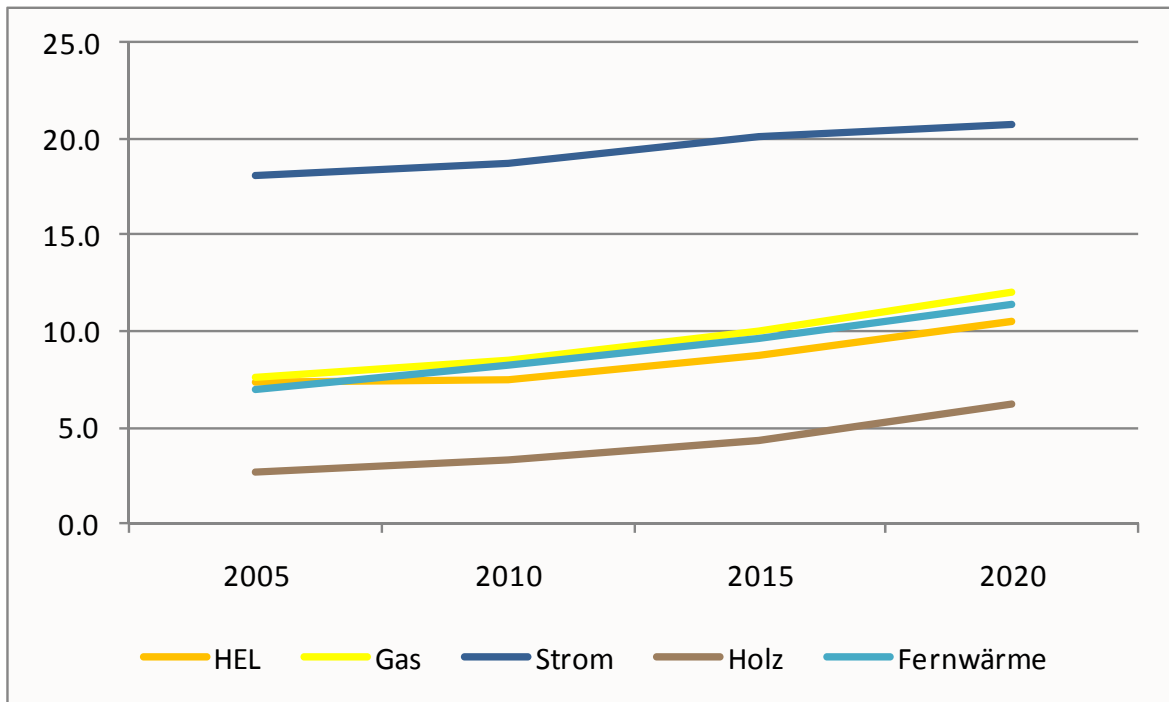
Die Preise für Industriekunden bewegen sich in dieselbe Richtung. Die relativen Veränderungen zwischen 2010 und 2020 fallen aber stärker aus als bei den Haushalten, bei denen die auf den Energieträgern lastenden höheren Abgaben und Steuern den Preisanstieg dämpfen.

Tabelle 3-4: Verbraucherpreise für Energieträger 2005 – 2020

Verbraucherpreise Haushalte, inkl. MwSt.	2005	2010	2015	2020
nominal				
Heizöl (CHF/l, 3000-6000 l)	70.1	74.7	93.0	121.6
Gas (20'000 kWh; Rp/kWh) /Verbrauchstyp 2	7.2	8.5	10.7	14.0
Elektrizität (4500 kWh; Rp/kWh)/Verbrauchstyp III	17.3	18.7	21.6	24.2
Holz (CHF/Ster)	45.2	57.1	81.8	125.5
Fernwärme (CHF/GJ)	18.5	23.0	28.6	37.0
Benzin Bleifrei 95 (Rp./l)	1.53	1.64	1.89	2.14
Diesel (Rp./l)	1.64	1.72	2.11	2.40
real, zu Preisen 2008				
Heizöl (CHF/l, 3000-6000 l)	73.2	74.6	86.5	104.3
Gas (20'000 kWh; Rp/kWh) /Verbrauchstyp 2	7.5	8.5	10.0	12.0
Elektrizität (4500 kWh; Rp/kWh)/Verbrauchstyp III	18.1	18.7	20.1	20.8
Holz (CHF/Ster)	47.1	57.0	76.1	107.6
Fernwärme (CHF/GJ)	19.3	23.0	26.6	31.7
Benzin Bleifrei 95 (Rp./l)	1.60	1.64	1.76	1.84
Diesel (Rp./l)	1.71	1.72	1.96	2.06

Quellen: BFS, eigene Abschätzungen

Abbildung 3-2: Entwicklung der realen Verbraucherpreise für Haushalte 2005 – 2020, in Rp/kWh



Quellen: BFS, eigene Abschätzungen

3.3 Klima

Der Anstieg der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre führt zu einem kontinuierlichen Anstieg der mittleren Jahrestemperatur. In Anlehnung an die in der Arbeit im Rahmen der *Energieperspektiven* (Sensitivität Klima wärmer) wird davon ausgegangen, dass die mittlere Jahrestemperatur bis ins Jahr 2035 um 1.25°C ansteigt (gegenüber dem Referenzzeitraum 1984 - 2002). Das bewirkt einerseits einen Rückgang der mittleren Gradtage (GT) und andererseits den Anstieg der Kühlgradtage (Cooling Degree Days, CDD). Als Vereinfachung wird von einer linearen Entwicklung ausgegangen. Die durchschnittliche jährliche Strahlungsmenge wird als konstant angenommen. Beide Szenarien gehen von derselben klimatischen Entwicklung aus.

Gradtage werden gezählt, wenn die mittlere Tagestemperatur die Heizgrenze von 20°C nicht überschreitet. Bei den Gradtagen werden diese Tage gewichtet mit der Differenz zwischen der Rauminnentemperatur (ebenfalls 20°C) und der mittleren Tagestemperatur. Bis ins Jahr 2020 verringert sich die Zahl der jährlichen Gradtage um 4.7 %. Die Strahlungsmenge wird als konstant betrachtet. Dadurch sinkt der Energiebedarf zur Aufrechterhaltung der gewünschten Raumtemperatur um rund 4 %.

Kühltage werden gezählt, wenn die mittlere Tagestemperatur 18,3°C überschreitet. Bei den Kühlgradtagen werden die Kühltage mit den Kühlgraden gewichtet, welche hier definiert sind als die Differenz zwischen der mittleren Tagestemperatur und 18,3°C. Bis ins Jahr 2020 steigt die jährliche Anzahl Kühlgradtage von rund 125 auf rund 170. Damit verbunden ist eine verstärkte Nachfrage nach Gebäudekühlung und Raumklimatisierung.

4 Szenarien

4.1 Szenariendefinition

Es werden zwei Szenarien gerechnet:

- Ein an Szenario I angelehntes Szenario „derzeitige Energiepolitik“ als Referenz. Hierfür wird das Szenario Ia (Klima wärmer) auf die aktuelle prognostizierte Bevölkerungsentwicklung sowie BIP-Entwicklung angepasst und die Wirkung der aktuellen energiepolitischen Instrumente abgeschätzt.
- Auf Basis dieses Szenarios wird ein Szenario „verschärfte Massnahmen“ berechnet, bei dem die wesentlichen vorhandenen energiepolitischen Instrumente verschärft werden. Diese Definition ist aufgrund des kurzen Zeithorizonts vor dem Hintergrund der langen Investitionszyklen und der erfahrungsgemäss langen Umsetzungszeiträume bei energiepolitisch stark eingreifenden Instrumenten eine pragmatische Lösung.

Die wesentlichen energiepolitischen Instrumente in den Szenarien wurden gem. Tabelle 4-1 festgelegt. Hierbei wird die Verstärkung z.T. im Zeitablauf in Stufen vollzogen.

Tabelle 4-1: *quantitative Ausgestaltung der energiepolitischen Instrumente in den Szenarien*

Szenario Instrument	Referenz	Verstärkte Massnahmen Stufe 1	Verstärkte Massnahmen Stufe 2
Gebäudeprogramm	200 Mio. CHF / a (Teilzweckbindung CO ₂ Abgabe) + 80 Mio. von Kantonen		Ab 2015 600 Mio. CHF / a; da- von 200 Mio. für EE + 80 Mio. von Kanto- nen
CO ₂ -Abgabe	36 CHF/t CO ₂ ; Ge- samtaufkommen: 600 Mio. CHF/a	ab 2013 48 CHF/t CO ₂ ; Ge- samtaufkommen: rund 800 Mio. CHF/a	ab 2015 72 CHF/t CO ₂ ; Ge- samtaufkommen: 1'200 Mio. CHF/a
KEV	Umlage 0.6 Rp/kWh, Aufkommen rund 360 Mio. CHF/a ab 2013 (beschlos- sen): Umlage 0.9 Rp/kWh, Aufkommen ca. 540 Mio. CHF davon 10% für PV ab 2011	ab 2015: Umlage 1.2 Rp/kWh, Aufkommen ca. 720 Mio. CHF davon 30% für PV	wie Stufe 1
Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Förderung der Stromeffizienz in Industrie und DL	18 Mio. CHF / a; ab 2013: 27 Mio. CHF/a	ab 2015: 36 Mio. CHF/a	ab 2017: Erhöhung von 5% auf 10%, d.h. 72 Mio. CHF/a
Standards			Flächendeckende Umsetzung SIA 380/4 bzw. Minergie für Ver- waltungsbauten bis 2020
Fahrzeugstandards PW: spezifische Emissio- nen CO ₂ /km	ab 2017: 130 g / km ab 2025: 95 g/km	ab 2015: 130 g/km ab 2020: 95 g / km	Wie Stufe 1

Bei der Stromproduktion erlaubt Art. 7b Abs.4 EnG grundsätzlich ab 2016 auch die Einführung eines (zusätzlichen) Instruments einer Quote für erneuerbare Energien. Der Wirkungsmechanismus

eines solchen Instruments ist grundsätzlich von demjenigen eines Instruments der Einspeisevergütung verschieden, was die dynamische Effizienz betrifft. Die Zielorientierung ist methodisch ähnlich umsetzbar wie eine KEV; aus Zeitgründen und um den Modellieraufwand überschaubar zu halten, wurden bei diesem Projekt die verstärkten Massnahmen im Strombereich ausschliesslich über entsprechende Anpassungen und Erhöhungen des KEV-Instruments umgesetzt.

Im Verkehrssektor werden bei den Personenwagen die aktuellen EU-Richtlinien für die Emissionsgrenzwerte bzgl. CO₂ übernommen. Da diese allerdings verglichen mit den Entwicklungen der vergangenen Jahre in der Schweiz ausgesprochen ambitioniert erscheinen, wird hier für das Szenario „Referenz“ von einer verzögerten Umsetzung im Fahrzeugpark ausgegangen.

Biotreibstoffe werden in den beiden Szenarien gemäss der bisherigen (sehr moderaten Entwicklung) fortgeschrieben. Zusätzlich wird in einer Variante des Szenarios „verstärkte Massnahmen“ der Biotreibstoffanteil für den motorisierten Verkehr auf 10 % gesetzt, um die Auswirkungen auf den Sektoranteil und den Anteil der erneuerbaren Energien am BEEV explizit zu machen.

4.2 Sektor Private Haushalte

4.2.1 Umsetzung der „Neuen“ Instrumente

Seit der Fertigstellung der *Energieperspektiven* sind neue Regelungen in Kraft getreten, die die Energieverbrauchsentwicklung des Haushaltssektors beeinflussen. Die wichtigsten dieser neu eingeführten Instrumente werden ins Haushaltsmodell integriert.

4.2.1.1 Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE)

Gemäss Bundesverfassung sind die Kantone weitgehend für die Vorschriften im Gebäudebereich zuständig. Die Kantone erfüllen ihren verfassungsrechtlichen Auftrag durch die gemeinsame Erarbeitung und Abstimmung der energierechtlichen Vorschriften im Gebäudebereich. Damit wird eine weitgehende Harmonisierung der kantonalen Vorschriften erreicht. Im Jahr 2008 legte die Konferenz der Kantonalen Energiedirektoren eine revidierte Ausgabe der Mustervorschriften vor. Die Umsetzung dieser Vorschriften, respektive die Einarbeitung der Vorschriften in die kantonalen Verordnungen, ist bereits weit fortgeschritten. Bis Ende 2011 dürfte die Einführung der im Basismodul enthaltenen Vorschriften in allen Kantonen abgeschlossen sein.

Die wichtigsten neuen Vorschriften werden in das Haushaltsmodell eingearbeitet.

- Verschärfung der Mindestanforderungen für Neubauten: Die Vorschriften für den maximalen Heizwärmebedarf von Neubauten liegen neu in etwa auf dem Niveau des Minergie-Standards. Zugleich wurde für Neubauten der Höchstanteil nicht erneuerbarer Energie für den Wärmebedarf bei 80 % festgelegt.
- Für Umbauten und Sanierungen wurden die Anforderungen an die Gebäudehülle ebenfalls deutlich verschärft.
- Der Ersatz von elektrischen Widerstandsheizungen wurde weitgehend verboten.

4.2.1.2 Das Gebäudeprogramm

Das Gebäudeprogramm wird gemeinsam von Bund und Kantonen getragen. Es wurde Anfang 2010 lanciert. Vorgesehen ist eine Programm-Laufzeit von 10 Jahren. Das Programm unterstützt energetische Sanierung von Gebäuden und den Einsatz erneuerbarer Energien in den Gebäuden. Finanziert wird das Programm einerseits durch eine Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe. Daraus werden jährlich bis zu 200 Mio. Franken zur Verfügung gestellt. Weitere 80 bis 100 Mio. Franken werden von den Kantonen bereit gestellt.

Das Gebäudeprogramm besteht aus einem nationalen und einem kantonalen Teil:

- Durch den „nationalen Teil“ wird die Verbesserung der Wärmedämmung von Einzelbauteilen in bestehenden Gebäuden, die vor dem Jahr 2000 erbaut wurden gefördert. Die Förderung ist schweizweit einheitlich. Für diesen Teil stellt der Bund aus der Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe pro Jahr 133 Millionen Franken zur Verfügung.
- Durch den „kantonalen Teil“ werden der Einsatz erneuerbarer Energien, die Abwärmenutzung, die Optimierung der Haustechnik, aber auch Gesamtsanierungen gefördert. Die Förderung variiert von Kanton zu Kanton. Für diesen Teil stellt der Bund aus der Teilzweckbindung der CO₂-Abgabe pro Jahr 67 Millionen Franken zur Verfügung. Die Kantone stellen zusätzliche 80 bis 100 Millionen Franken pro Jahr bereit.

Die Kantone sind verantwortlich für die Umsetzung beider Teile. Sie sind zuständig für die Beurteilung der Anträge und Auszahlung der Fördermittel.

Gebäudesanierung

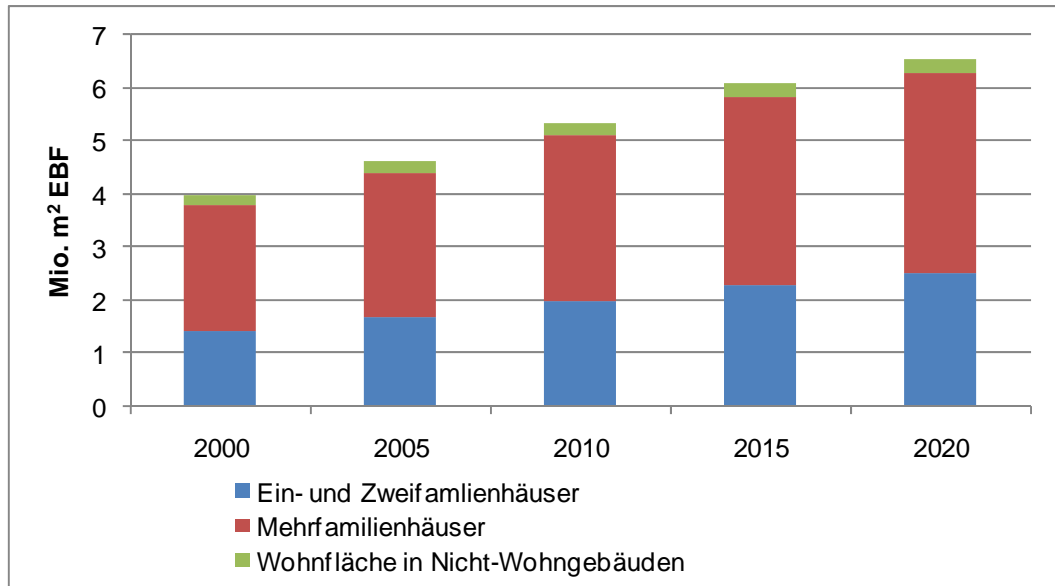
Für die energetische Sanierung der Gebäudehülle stehen somit jährlich rund 135 Mio. Franken Fördermittel aus der CO₂-Abgabe zur Verfügung. Aufgrund dieser zusätzlichen Fördermittel erhöht sich die energetisch sanierte Wohngebäudefläche. Eigene Abschätzungen, um wie viel m² die energetisch sanierte Wohnfläche zunimmt, basieren auf Auswertungen des Stiftung Klimarappens (Interface, 2010; TEP, 2010) und einer statistischen Auswertung des 1. Halbjahrs 2010 des nationalen Gebäudeprogramms (Ernst Balsler und Partner, 2010). Auf Basis dieser Angaben wird angenommen, dass

- rund 80 % der Fördergelder in den Bereich Private Haushalte fliessen.
- Die Mitnahmeeffekte werden auf 30 % geschätzt. D.h., 30 % der Sanierungsaktivitäten wären auch ohne das Gebäudeprogramm durchgeführt worden. Diese Sanierungen werden nicht als „zusätzlich“ betrachtet.
- Die zusätzliche jährliche Fördersumme für Gebäudesanierungen beläuft sich gegenüber der Periode 2006 bis 2009 auf rund 60 Mio. Franken. Im Zeitraum 2006 bis 2009 wurden im Rahmen des Förderprogramms der Stiftung Klimarappens jährlich rund 70 bis 75 Mio. Franken für die Sanierung von Gebäudehüllen ausbezahlt. Mit dem Start des nationalen Gebäudeprogramms wird diese Förderung eingestellt.

Aufgrund des Gebäudeprogramms dürfte gegenüber den Vorjahren 2006 bis 2009 die jährlich energetisch sanierte Energiebezugsfläche (EBF) in Wohngebäuden um rund 0.35 Mio. m² zunehmen. Dies bedeutet einen Anstieg der energetischen Sanierungsrate um knapp 0.1%-Punkte auf 1.2 %. Insgesamt wird zwischen 2010 und 2020 ein Anstieg der jährlichen sanierten Wohnfläche um etwa 1.2 Mio. m² EBF erwartet (Abbildung 4-1). Ursächlich für die Zunahme sind neben dem nationalen Förderprogramm die Ausweitung und die Alterung des Wohngebäudebestands.

Die bestehenden kantonalen Förderprogramme zur Sanierung der Gebäudehülle sind in der Referenzentwicklung bereits implizit berücksichtigt. Neue kantonale Förderprogramme werden im Referenzszenario nicht explizit abgebildet. Ihre Wirkung dürfte im Verhältnis zum nationalen Förderprogramm beschränkt sein.

Abbildung 4-1: Entwicklung der jährlich energetisch sanierten Energiebezugsfläche in Wohngebäuden im Zeitraum 2000 bis 2020, in Mio. m²



Quellen: eigene Abschätzung

Förderung von erneuerbaren Energien in Gebäuden

Zur Förderung des Einsatzes von erneuerbaren Energien, der verbesserten Abwärmenutzung und der Optimierung der Haustechnik werden jährlich bis zu 67 Mio. Franken aus der CO₂-Abgabe bereitgestellt. Die Kantone ergänzen diese Förderung durch weitere 80 bis 100 Mio. Franken. Insgesamt stehen somit bis zu rund 165 Mio. Franken Fördergelder zur Verfügung.

Die Fördermittel führen zu einem erhöhten Anteil der erneuerbaren Energien an der eingesetzten Energie zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Eine eigene Abschätzung welchen Effekt die Fördermittel auf den Einsatz der erneuerbaren Energien haben, basiert auf der Wirkungsanalyse der kantonalen Förderprogramme der Jahre 2001 bis 2009 (Infras, 2010).

- Die Aufteilung der Fördergelder orientiert sich an der Aufteilung der bisherigen Förderbeiträge: Rund 30 % der Mittel fließen in den Bau von Solaranlagen, 20 % in den Einbau von Pellet- oder Stückholzanlagen, weitere 20% in die Errichtung von Nah- und Fernwärmanlagen (inkl. grosses Holzanlagen). Die restlichen Mittel fließen in die Bereiche Abwärme, Haustechnik, Wärmepumpen und Energieberatungen.
- Rund 80 % der jährlichen Fördersumme von insgesamt 165 Mio. Franken fließen in den Bereich Haushalte.

- Die Höhe der Mitnahmeeffekte dürfte vergleichbar sein mit derjenigen bei der Gebäudesanierung, also bei rund 20 % bis 30 % liegen.

Aus der Evaluation der kantonalen Globalbeiträge wird nach Förderbereich die Relation zwischen Fördersumme und erzeugter Energie bestimmt. Aus dem Haushaltsmodell ist der durchschnittliche Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser pro Wohnung bekannt. Dadurch kann die Anzahl zusätzlicher Wohnungen je Fördermillion nach Förderbereich abgeschätzt werden, beispielsweise die Anzahl zusätzlicher Wohnungen mit einer Holzheizung.

4.2.1.3 Vorschriften für Elektro- und Haushaltsgeräte

Seit 2002 gibt es in der Schweiz Effizienzvorschriften für einzelne Elektrogeräte, die in den Anhängen zur Energieverordnung festgelegt sind. Im Rahmen der Revision der Energieverordnung wurden die Mindestanforderungen an die Effizienz angepasst. Die neuen Effizienzvorschriften umfassen Vorschriften über den Stromverbrauch im Bereitschafts- und Aus-Modus. Die Vorgaben entsprechen weitgehend den in der EU geltenden Vorschriften.

Tabelle 4-2 gibt einen Überblick über die aktuellen Bestimmungen zur Effizienz von Neugeräten. Die revidierten Vorgaben wurden in das Haushaltsmodell integriert. Sie führen gegenüber der in den *Energieperspektiven* abgebildeten Entwicklung zu einem schnelleren Absinken der spezifischen Geräteverbräuche.

Tabelle 4-2: Anforderungen an die Effizienz von Elektro- und Haushaltsgeräte

Energieverordnung Anhang Nr.	Gerätetyp	Vorschriften Schweiz
2.2	Haushaltskühl-, Tiefkühl- und Gefriergeräte sowie deren Kombinationen	- ab Januar 2010 Energieeffizienzklasse A - ab Januar 2011 Energieeffizienzklasse A+
2.3	Haushaltslampen	- Januar 2009 bis August 2010: Energieeffizienzklasse E (F und G verboten). Diese Anforderung ist auch in den kommenden EU-Vorschriften enthalten. - Ab September 2010: Übernahme der EU Vorschriften
2.4	Waschmaschinen	ab Januar 2010 Energieeffizienzklasse A
2.5	Tumbler (Wäschetrockner)	ab Januar 2012 Energieeffizienzklasse A
2.6	kombinierte Wasch-Trockenautomaten	ab Januar 2010 Energieeffizienzklasse C
2.7	Backöfen	ab Januar 2010 Energieeffizienzklasse B
2.8	netzbetriebene elektrische und elektronische Haushalts- und Bürogeräte im Bereitschafts- und Aus-Zustand	- ab Januar 2010 (Haushaltgeräte ab 2011): Max. Leistungsaufnahme im Aus-Modus 1 Watt und im Standby-Modus 2 Watt - ab Januar 2013: Max. Leistungsaufnahme im Aus-Modus 0.5 Watt und im Standby-Modus 1 Watt
2.9	komplexe Set-Top-Boxen	ab Januar 2010: Maximale Leistungsaufnahme im Standby-Modus 6-8 Watt
2.10	elektrische Normmotoren 0,75 bis 375 kW	- ab Juli 2011: Energieeffizienzklasse IE2 - zur Übernahme der weiteren Verschärfungen in den Jahren 2015 und 2017 wird die schweizerische Energieverordnung rechtzeitig revidiert
2.11	Netzgeräte	- ab Januar 2010: Maximale Leistungsaufnahme im Standby-Modus 0.5 + spezifische Anforderungen an den Wirkungsgrad im Betrieb - ab Mai 2011: 2. Stufe

4.2.2 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2005 – 2020: Referenzszenario

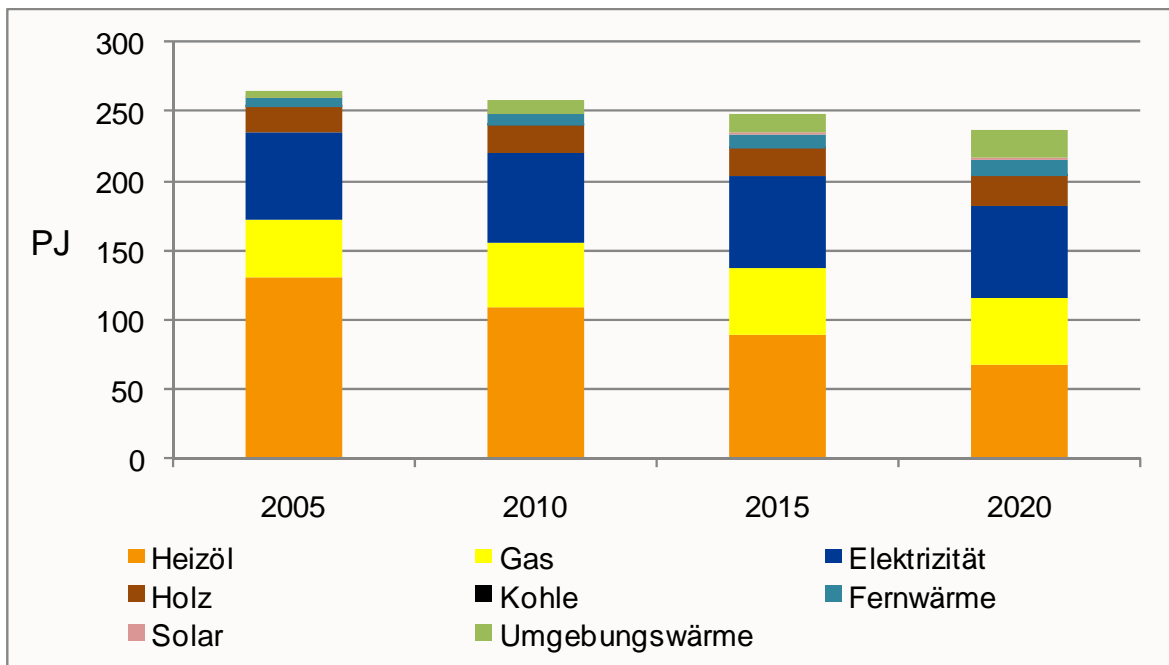
Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte im Referenzszenario ist in Tabelle 4-3 und Abbildung 4-2 dargestellt. Nicht berücksichtigt sind die Energieverbräuche in Ferienhäusern, sowie die Gemeinschaftsverbräuche in Mehrfamilienhäusern. Diese Verbräuche werden dem Dienstleistungssektor zugerechnet.

Tabelle 4-3: *Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 – 2020, in PJ*

	2005	2010	2015	2020
Heizöl	130.9	109.1	88.4	67.0
Gas	41.1	45.4	48.1	48.9
Elektrizität	62.4	66.1	66.6	66.3
Holz	18.6	18.8	20.3	21.4
Kohle	0.4	0.4	0.3	0.3
Fernwärme	6.4	7.8	9.2	10.3
Solar	0.5	0.8	1.4	1.9
Umgebungswärme	4.7	8.9	13.9	19.5
Summe	265.0	257.3	248.3	235.8

Quellen: eigene Berechnungen

Abbildung 4-2: *Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 – 2020, in PJ*

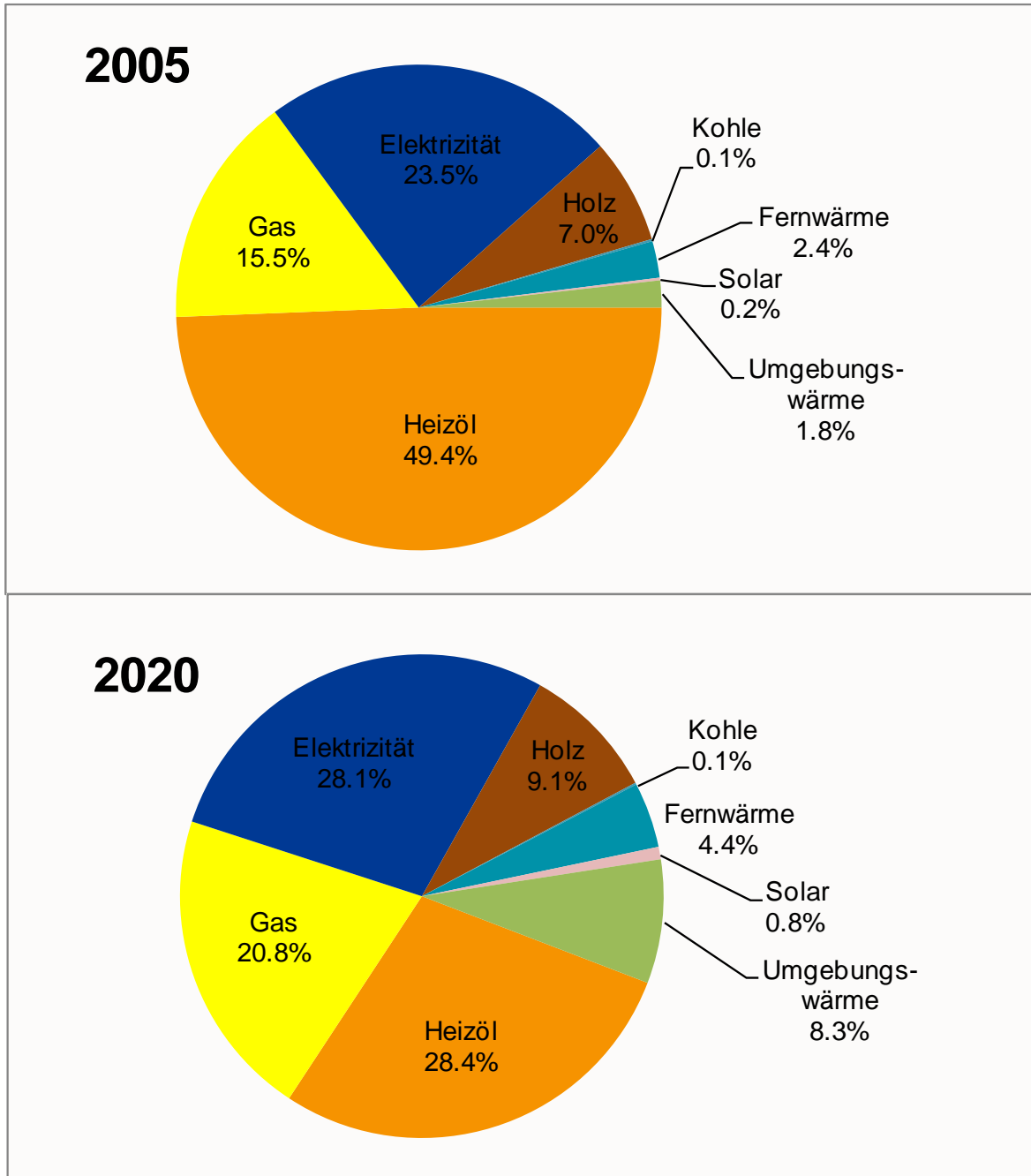


Quellen: eigene Berechnungen

Im Zeitraum 2005 bis 2020 reduziert sich der Energieverbrauch um 29 PJ und fällt auf 236 PJ (-11 %). Die einzelnen Energieträger entwickeln sich unterschiedlich. Der Anteil von Heizöl schrumpft von 49.4 % auf 28.4 % (-64 PJ; Abbildung 4-3). Der Gasverbrauch

wächst um 7.8 PJ, der Anteil am Sektorverbrauch steigt um 5.2 %-Punkte auf 20.8 %. Der Verbrauch an Kohle bleibt unbedeutend. Insgesamt fällt der Anteil der fossilen Energieträger von 65 % auf 49.3 % (-15.7 %-Punkte).

Abbildung 4-3: *Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 und 2020, in %*



Der Stromverbrauch steigt von 62.4 PJ im Jahr 2005 auf 66.3 PJ im Jahr 2020 (+3.9 PJ). Der Verbrauchsanstieg findet vorwiegend in den Jahren 2005 bis 2010 statt. Zwischen 2010 und 2020 zeigt sich kein wesentliches Wachstum (+0.2 PJ). Der Anteil der Elektri-

zität am Sektorverbrauch steigt von 23.5 % auf 28.1 % (+4.6 %-Punkte).

Der Verbrauch an Fernwärme steigt in der Periode 2005 bis 2020 um 3.9 PJ. Mit einem Anteil von 4.4 % am Sektorverbrauch bleibt die Bedeutung von Fernwärme auch im Jahr 2020 gering.

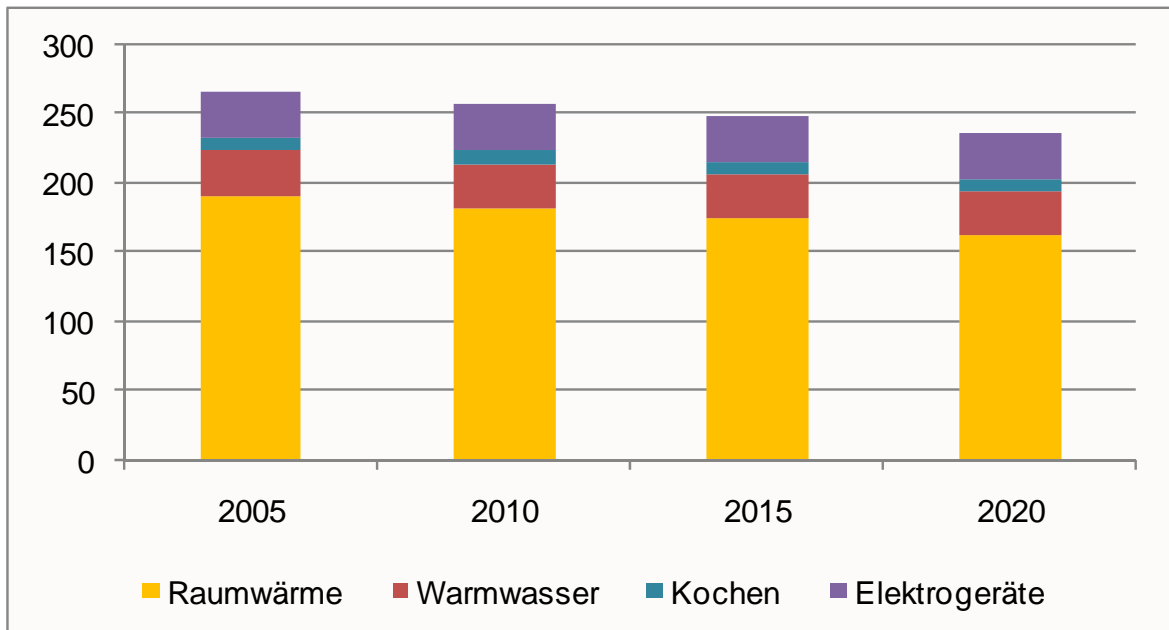
Der grösste Zuwachs zeigt sich bei der Umweltwärme. Der Verbrauch steigt von 4.7 PJ auf 19.5 PJ (+14.8 PJ). Der Verbrauch der übrigen Erneuerbaren nimmt ebenfalls zu: Der Verbrauch an Holz steigt um 2.8 PJ, der Verbrauch an solarer Wärme um 1.5 PJ. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Sektorverbrauch steigt von 9 % im Jahr 2005 auf 18.2 % im Jahr 2020 (+9.2 %-Punkte). Falls die Fernwärme zu 50 % erneuerbar betrachtet wird, steigt der Anteil der erneuerbaren Energie auf 20.4 % (+10.2 %-Punkte).

Der Rückgang des Gesamtverbrauchs und die Verschiebung der Energieträgerstruktur führen zwischen 2005 und 2020 zu einer Absenkung der CO₂-Emissionen um 36 %.

In Abbildung 4-4 ist die Entwicklung des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken aufgeschlüsselt. Der Verbrauch für die Erzeugung von Raumwärme ist rückläufig. Er verringert sich von 190 PJ im Jahr 2005 auf 169 PJ im Jahr 2020 (-21 PJ). Damit verbunden ist ein Rückgang des Anteils am Gesamtverbrauch. Der Anteil von Raumwärme sinkt von 72 % auf 68.7 %. Trotz des Rückgangs bleibt die Raumwärme im Sektor Haushalte von dominanter Bedeutung.

Der Energieverbrauch für die übrigen Verwendungszwecke verändert sich nicht wesentlich: Warmwasser -0.9 PJ, Kochen +0.6 PJ, Elektrogeräte -0.3 PJ. Die Effizienzgewinne und das Mengenwachstum halten sich in etwa die Waage. Der Rückgang des Sektorverbrauchs ist demnach fast ausschliesslich auf die Reduktion des Raumwärmeverbrauchs zurückzuführen. Verbrauchsdämpfend wirken hier die höhere Anlageneffizienz, die Strukturverschiebung in Richtung zu effizienteren Heizsystemen, der Wegfall alter schlecht gedämmter Wohngebäuden, die gesteigerte Sanierungsrate, der erhöhte Sanierungserfolg sowie das wärmere Klima.

Abbildung 4-4: *Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Verwendungszwecken 2005 - 2020, in PJ*



4.2.3 Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte: Szenario „verstärkte Massnahmen“

Übersicht über die verstärkten Massnahmen

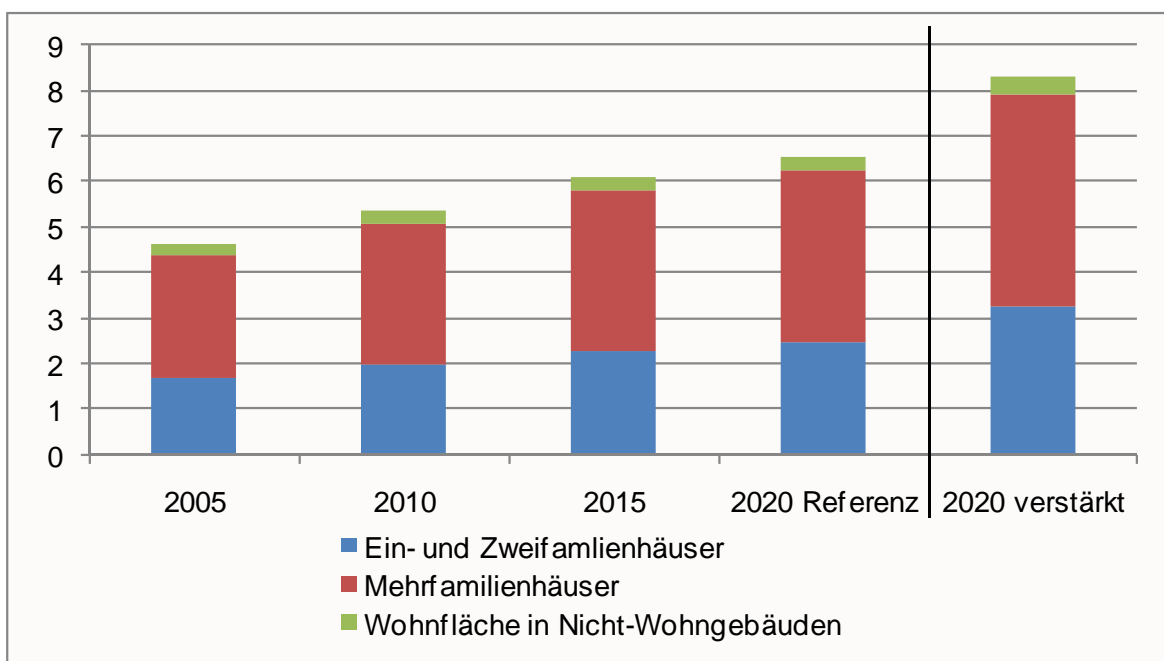
Im Szenario „verstärkte Massnahmen“ sollen bestehende Instrumente im Bereich Gebäude und Geräte verstärkt werden. Mit einem Zeithorizont von 2020 können in diesem Szenario keine völlig neuen Instrumente (mit entsprechender Wirkung) eingeführt, sondern nur die bestehenden verstärkt werden. Da die Revision der bestehenden Instrumente eine gewisse Zeit beansprucht wird davon ausgegangen, dass die verstärkten Massnahmen erst ab dem Jahr 2015 eingeführt werden. Das grundsätzliche „Mengengerüst“ bezüglich Bevölkerung, Wohngebäude und Wohnflächen unterscheidet sich im Szenario verstärkte Massnahmen nicht von der Referenzentwicklung.

Als verstärkte Massnahmen im Sektor Haushalte sind die Aufstockung des Gebäudeprogramms und verschärfte Effizienzanforderungen für Haushaltsgeräte berücksichtigt. Eine weitere Revision der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEN) wird gemäss Information von Kantonsvertretern innerhalb der nächsten Jahre als wenig wahrscheinlich angesehen. Entsprechend werden im Szenario verstärkte Massnahmen die Anforderungen an Neubau und Sanierung gegenüber dem Referenzszenario nicht weiter verschärft.

Die Aufstockung der Fördermittel für das Gebäudeprogramm wird finanziert durch eine Anhebung der CO₂-Abgabe von heute 36 Franken je Tonne CO₂ auf 72 Franken je Tonne CO₂. Damit wird das jährliche Abgabeaufkommen auf bis zu 1'200 Mio. Franken erhöht. Während aktuell ein Drittel des Gesamtaufkommens in die Teilzweckbindung fliesst, wird im verstärkten Szenario die Hälfte des Gesamtaufkommens für das Gebäudeprogramm abgezweigt. Insgesamt bedeutet dies eine Anhebung der jährlichen Fördermittel von 200 Mio. Franken auf 600 Mio. Franken.

Für den nationalen Teil des Gebäudeprogramms, bei der die Sanierung der Gebäudehülle im Zentrum steht, erhöhen sich die verfügbaren Fördermittel von 133 Mio. Franken auf 400 Mio. Franken. Es wird davon ausgegangen, dass auch im aufgestockten Gebäudeprogramm 80 % der Fördermittel an die Privaten Haushalte fließen. Die Fördereffizienz, hier verstanden als sanierte EBF je Franken Fördermittel, dürfte etwas abnehmen (höhere Mitnahmeeffekte). Gegenüber dem Referenzszenario werden in den Jahren 2015 bis 2020 im Mittel rund 1.4 Mio. m² EBF zusätzlich energetisch saniert. Dies bedeutet eine Anhebung der jährlichen Sanierungsrate gegenüber der Referenz um 0.3%-Punkte auf 1.5%.

Abbildung 4-5: *Entwicklung der energetisch sanierten Energiebezugsfläche in Wohngebäuden 2000 - 2020; Szenarien Referenz und verstärkte Massnahmen, in Mio. m²*



Im Szenario verstärkte Massnahmen werden zur Förderung des Einsatzes von erneuerbaren Energien, der verbesserten Abwärmennutzung und der Optimierung der Haustechnik jährlich bis zu 200 Mio. Franken aus der CO₂-Abgabe bereit gestellt. Hinzu kommen 100 Mio. Franken, die von den Kantonen beigesteuert

werden. Insgesamt stehen Fördermittel im Umfang von 300 Mio. Franken pro Jahr zur Verfügung. Es wird angenommen, dass 80 % der Summe in die Haushalte fließen. Dies entspricht einer Fördersumme von 240 Mio. Franken pro Jahr (Referenz 130 Mio. Franken pro Jahr). Dadurch erhöht sich der Anteil der Wohnungen und Haushalte, die Raumwärme und/oder Warmwasser durch erneuerbare Energien erzeugen.

Als weitere verstärkte Massnahme sind strengere Mindestanforderungen an die Effizienz von Haushaltsgeräten berücksichtigt. Dadurch sinkt der spezifische Verbrauch der Neugeräte. Strengere Anforderungen wurden angenommen für Kühl- und Gefrier-schränke, Waschmaschinen, Tumbler, Geschirrspüler, Kaffeemaschinen und TV-Geräte.

Tabelle 4-4: Spezifische Verbräuche von Haushalts- und Elektrogeräten, in kWh pro Jahr

	2005	2010	2015	2020 Ref SZ I	2020 SZ II
Kühlgeräte	250	220	200	195	190
Gefriergeräte	275	230	210	205	195
Waschmaschinen	205	200	195	190	180
Tumbler	325	250	190	180	130
Geschirrspüler	230	215	205	195	190
TV-Geräte	175	175	140	125	120

Verbrauchsentwicklung bei den verstärkten Massnahmen

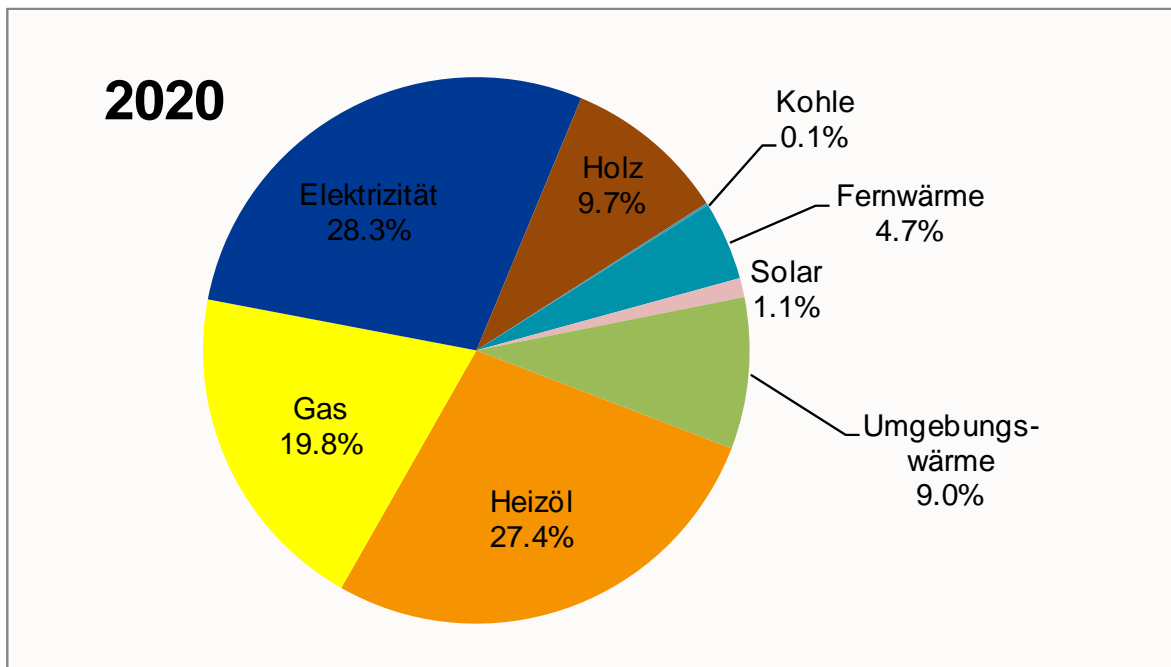
Den Energieverbrauch der Privaten Haushalte im Szenario verstärkte Massnahmen zeigt Tabelle 4-5. Die Verbrauchsentwicklung unterscheidet sich bis ins Jahr 2014 nicht vom Referenzszenario, da die verstärkten Massnahmen erst 2015 eingeführt werden. Im Szenario "verstärkte Massnahmen" sinkt der Energieverbrauch im Zeitraum 2005 bis 2020 um 32.5 PJ auf 232.5 PJ. Dies bedeutet eine Verbrauchsreduktion um 12.3 % (Referenz 11 %).

Tabelle 4-5: Szenario verstärkte Massnahmen – Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2005 – 2020, in PJ

	2005	2010	2015	2020
Heizöl	130.9	109.1	88.1	63.7
Gas	41.1	45.4	48.1	46.0
Elektrizität	62.4	66.1	66.5	65.8
Holz	18.6	18.8	20.4	22.5
Kohle	0.4	0.4	0.3	0.3
Fernwärme	6.4	7.8	9.2	10.8
Solar	0.5	0.8	1.5	2.6
Umgebungswärme	4.7	8.9	13.9	20.8
Summe	265.0	257.3	248.0	232.5

Wie im Referenzszenario betrifft auch im Szenario verstärkte Massnahmen der Verbrauchsrückgang überwiegend den Energieträger Heizöl. Der Verbrauch an Heizöl reduziert sich zwischen 2005 und 2020 um 67 PJ (Referenz -64 PJ). Der Anteil von Heizöl am Sektorverbrauch schrumpft dadurch von 49.4 % auf 27.4 % (Abbildung 4-3). Der Gasverbrauch wächst mit 4.8 PJ weniger stark als in der Referenzentwicklung (+7.8 PJ). Der Verbrauch an Kohle bleibt auch im verstärkten Szenario unbedeutend. Insgesamt fällt der Anteil der fossilen Energieträger von 65 % auf 47.3 % (Ref: 49.3 %).

Abbildung 4-6: Szenario verstärkte Massnahmen – Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Energieträgern 2020, Anteile in %



Quellen: eigene Berechnungen

Der Stromverbrauch steigt bis ins Jahr 2020 um 3.4 PJ auf 66.3 PJ (Ref: +3.9 PJ). Aufgrund der verstärkten Massnahmen beginnt ab 2015 der Stromverbrauch leicht zu sinken (-1.1 PJ gegenüber 2014). Der Anteil von Elektrizität am Sektorverbrauch liegt im Jahr 2020 bei 28.3 % (Ref: 28.1 %).

Der Verbrauch an Fernwärme nimmt in der Periode 2005 bis 2020 um 4.4 PJ zu (Ref: 3.9 PJ). Der Anteil am Sektorverbrauch steigt von 2.4 % im Jahre 2005 auf 4.7 im Jahre 2020 (Ref: 4.4 %).

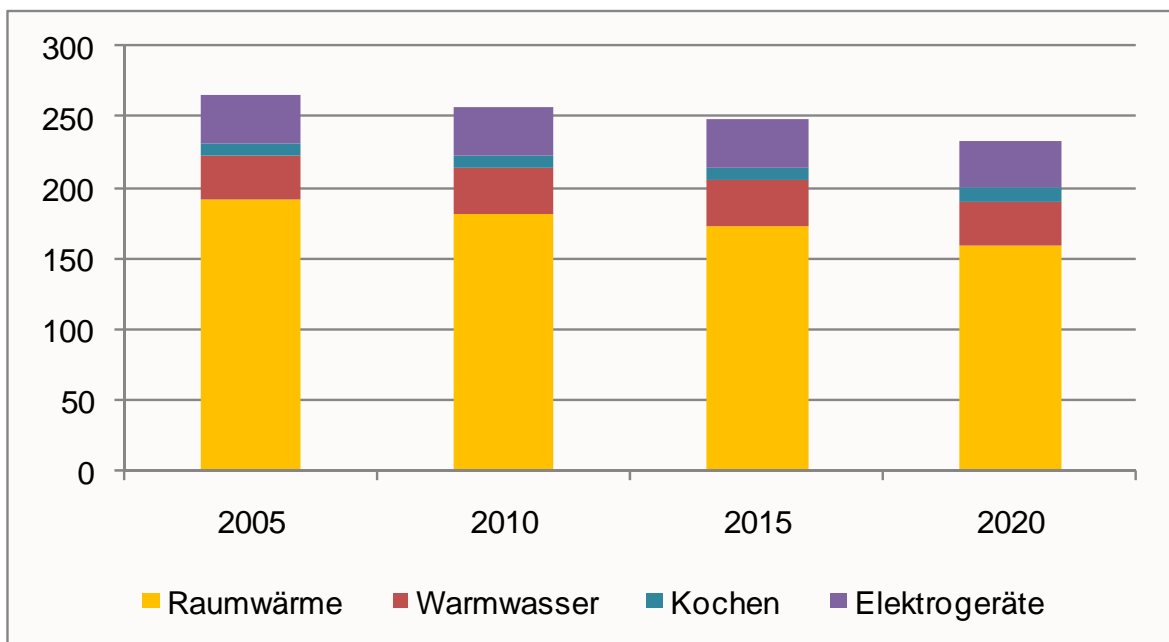
Auch im Szenario verstärkte Massnahmen weist die Umweltwärme das grösste Verbrauchswachstum auf. Der Verbrauch steigt um 16.1 PJ auf 20.8 PJ (Ref: 19.5 PJ). Der Verbrauch der übrigen Erneuerbaren steigt ebenfalls stärker an als im Referenzszenario. Der Verbrauch an Holz steigt um 3.9 PJ (Ref: 2.8 PJ). Der Verbrauch an solarer Wärme nimmt um 2.2 PJ zu (Ref: 1.5 PJ).

Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Sektorverbrauch steigt von 9 % im Jahr 2005 auf 19.8 % im Jahr 2020 (Ref: 18.2 %). Falls die Fernwärme als zu 50 % erneuerbar betrachtet wird, steigt der Anteil der erneuerbaren Energie auf 22.1 % (Ref: 20.4 %). Die verstärkten Massnahmen erhöhen den Anteil der erneuerbaren Energien am Sektorverbrauch gegenüber der Referenzentwicklung somit um 1.6 % bis 1.7 %-Punkte.

In Abbildung 4-7 ist die Entwicklung des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken aufgeschlüsselt. Auch im Szenario verstärkte Massnahmen ist die Reduktion des Energieverbrauchs für die Erzeugung von Raumwärme die Hauptursache für den Rückgang des Gesamtverbrauchs. Der Raumwärmeverbrauch reduziert sich zwischen 2005 und 2020 um 31.2 PJ (Ref: - 28.7 PJ).

Die Verbräuche für Warmwassererzeugung und den Betrieb von Elektrogeräten nehmen im verstärkten Szenario etwas stärker ab als in der Referenz: Warmwasser -1.2 PJ (Ref: -0.9 PJ), Elektrogeräte -0.6 PJ (Ref: -0.3 PJ). Der Verbrauch für das Kochen unterscheidet sich zwischen den Szenarien nicht wesentlich.

Abbildung 4-7: Energieverbrauch der Privaten Haushalte nach Verwendungszwecken 2005 bis 2020, in PJ



4.2.4 Gegenüberstellung der Szenarien

In Tabelle 4-6 werden die Ergebnisse der beiden Szenarien miteinander verglichen. In der Referenz reduziert sich der Verbrauch bis ins Jahr 2020 auf 235.8 PJ (-29.3 PJ). Die verstärkten Massnah-

men ab dem Jahr 2015 senken den Verbrauch um weitere 3.3 PJ auf 232.5 PJ.

Der Verbrauch an den erneuerbaren Energien Holz, Sonne und Umweltwärme steigt in der Referenz von 23.8 PJ im Jahr 2005 auf 42.9 PJ im Jahr 2020. Im Szenario verstärkte Massnahmen steigt der Einsatz dieser Energieträger bis ins Jahr 2020 auf 46 PJ. Gegenüber der Referenz bedeutet dies ein zusätzlicher Anstieg um 3.1 PJ.

In der Referenz steigt der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtverbrauch des Sektors von 9 % auf 18.2 %. Aufgrund des stärkeren Wachstums der Erneuerbaren und der etwas grösseren Reduktion des Gesamtverbrauchs steigt der Anteil der Erneuerbaren im Szenario verstärkte Massnahmen auf 19.8 % (+1.6 %-Punkte gegenüber der Referenz). Wird zusätzlich die Hälfte der Fernwärme als erneuerbare Energie betrachtet, so steigt der Anteil in der Referenz auf 20.4 %, im verstärkten Szenario auf 22.1 %.

Im Zeitraum 2005 bis 2020 steigt der Holzverbrauch von 18.6 PJ auf 21.4 PJ. Unter den verstärkten Massnahmen steigt der Verbrauch um zusätzliche 1.1 PJ auf 22.5 PJ. Der Verbrauchsanstieg beträgt demnach 2.8 PJ, respektive 3.9 PJ unter den verstärkten Massnahmen. Diese Zunahmen tragen nur wenig zur Ausschöpfung des Holz-Ressourcenpotenzials der Schweiz bei. Dieses wird für das Jahr 2020 auf rund 55 PJ geschätzt (BAFU, 2010), Der gesamte Holzbrauch betrug im Jahr 2009 35.7 PJ (BFE, 2010).

Der Verbrauch an Strom steigt im Referenzszenario auf 66.3 PJ. Die verstärkten Massnahmen führen zu einer geringen Reduktion des Verbrauchs ab 2015 um 1.1 PJ.

Tabelle 4-6: Referenzszenario und Szenario verstärkte Massnahmen im Vergleich

	Referenz	verstärkte Massnahmen	Differenz PJ	Differenz %
EEV 2020 in PJ	235.8	232.5	-3.3	-1.4%
EE 2020 in PJ	42.9	46.0	3.1	7.2%
Anteil EE in 2020	18.2%	19.8%		1.6%
FW 2020 in PJ	10.3	10.8	0.5	5.1%
Anteil FW in 2020	4.4%	4.7%		0.3%
Holz 2020 in PJ	21.4	22.5	1.1	5.0%
Strom 2020 in PJ	66.3	65.8	-0.6	-0.8%

Im Referenzszenario kann von einer beachtlichen Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien gesprochen werden. Gegenüber dem Jahr 2005 steigt der Anteil um 9.2 %-Punkte an (inkl. Anteil Fernwärme um 10.2 %). Haupttreiber dieser Entwicklung ist der Substitutionstrend weg vom Heizöl. Heizöl ist, ausser der unbedeutenden Kohle, der einzige Energieträger, dessen Verbrauch bis ins Jahr 2020 abnimmt. Substituiert wird das Heizöl durch Erd-

gas und zunehmend auch durch Umweltwärme und Strom (Wärmepumpen). Fernwärme und Holz sind ebenfalls Substitutionsgewinner.

Die verstärkten Massnahmen können diesen (autonomen) Trend innerhalb der Jahre 2015 bis 2020 nicht entscheidend beschleunigen. Trotz der deutlich angehobenen Fördermittel steigt der Anteil der erneuerbaren Energie lediglich um 1.6 %-Punkte (inkl. Fernwärme +1.7 %-Punkte). Dies legt den Schluss nahe, dass kurzfristig, auch mit erheblichen Mitteln, nur wenig erreicht werden kann.

Dies liegt unter anderem an den ausgewählten Massnahmen. Das Gebäude-Sanierungsprogramm, in das der Grossteil der Fördermittel fliesst, bewirkt primär eine Reduktion des Verbrauchs und der CO₂-Emissionen. Sanierungen wirken langfristig. Nur ein geringer Anteil der Energieeinsparung, die durch die Förderung ausgelösten zusätzlichen Sanierungen entsteht, fällt im Zeitraum bis 2020 an.

Der Anteil der erneuerbaren Energie am Gesamtverbrauch wird durch Sanierungsmassnahmen indirekt, nämlich durch die geringere Gesamtverbrauchsmenge, erhöht. Andererseits führen Sanierungen von Gebäuden, in denen die Raumwärme ohnehin mit erneuerbarer Energie erzeugt wird, zu einer Senkung des Anteils der Erneuerbaren. Die Sanierung ist aber auch in diesem Fall sinnvoll, denn auch die erneuerbaren Energien sollten effizient eingesetzt werden.

Der Anstieg der erneuerbaren Energien wird stark bestimmt durch den Ersatz von Heizungs- und Warmwassersystemen auf Basis von Heizöl. Ist diese Austauschrate geringer als in den *Energieperspektiven* angenommen, z.B. weil die mittlere Lebensdauer der Anlagen eher bei 30 als bei 20 Jahren liegt, würde sich der Substitutionsprozess verlangsamen. Der Anteil der erneuerbaren Energien würde, sowohl in der Referenz als auch im Szenario verstärkte Massnahmen, weniger rasch ansteigen.

4.2.5 Zusätzliche Investitionen und eingesparte Energiekosten

Die verstärkten Massnahmen sind in der Regel mit erhöhten Erstkosten (Investitionen) und reduzierten Folgekosten für die Energie verbunden. Um die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der verstärkten Massnahmen beurteilen zu können, werden die beiden Grössen abgeschätzt und einander gegenübergestellt. Dabei werden nicht die absoluten Gesamtkosten betrachtet, sondern das Kostendifferential zwischen dem Referenzszenario und Szenario verstärkte Massnahmen. Da im Sektor Private Haushalte die verstärkten Massnahmen erst ab den Jahren 2015/2016 eingeführt werden, fallen erst ab dem Jahr 2015 Mehrkosten an.

4.2.5.1 Mehrkosten

Betrachtet werden die Mehrkosten, die sich aufgrund der zusätzlich sanierten Wohnfläche, der Verschiebung der Energieträgerstruktur bei Raumwärme und Warmwasser, der Reduzierung der Verteilverluste (Optimierung Haustechnik) und erhöhten Effizienzanforderungen bei Haushaltsgeräten ergeben.

Bei der sanierten Wohnfläche werden zwei Fälle unterschieden:

- Umwandlung einer Pinselsanierung in eine energetische Sanierung und
- „neue“ Sanierungen.

Der überwiegende Teil der im Szenario verstärkte Massnahmen zusätzlich sanierten Wohnfläche wird der ersten Kategorie zugerechnet. Anstelle einer ausschliesslich optischen Fassadenerneuerung (Anstrich, Putzausbesserung) werden zusätzlich die energetisch relevanten Bauteile angefasst: Austausch der Fenster, Dämmung von Aussenwand, Dach und Boden/Keller. Es werden mit Mehrkosten von rund 125 CHF je saniertem m² EBF gerechnet. Bei einem geringen Anteil der Sanierungen handelt es sich um „neue“ Sanierungen. Wohnflächen, die in der Referenz nicht saniert wurden, werden im Szenario verstärkte Massnahmen energetisch saniert. Es werden deshalb nicht nur die energetischen Mehrkosten berücksichtigt, sondern die Vollkosten für die Sanierung. Für die spezifischen Vollkosten werden 450 CHF je m² sanierter EBF angenommen.

Die Sanierungs-Mehrkosten im Szenario verstärkte Massnahmen ergeben sich aus der Verknüpfung der gegenüber dem Referenzszenario zusätzlich energetisch sanierten EBF und den spezifischen Sanierungskosten.

Die berücksichtigten zusätzlichen Sanierungsinvestitionen fallen im Zeitraum 2016 bis 2020 an. Die damit ausgelösten Massnahmen senken den Raumwärmeverbrauch in den Gebäuden über die Lebensdauer der Bauteile (rund 30 Jahre). In der Analyse werden jedoch nur die Einsparungen bis ins Jahr 2020 berücksichtigt. Es ist deshalb korrekt, nicht die gesamten Mehrkosten zu berücksichtigen. Die Mehrkosten werden in Annuitäten (Jahreswerte) umgerechnet. Dazu werden ein realer Zinssatz von 2.5 % und eine Laufzeit von 30 Jahren angenommen. Bei den ausgewiesenen Sanierungs-Mehrkosten sind nur die Jahreswerte bis ins Jahr 2020 berücksichtigt. Sie belaufen sich insgesamt auf rund 210 Mio. CHF.

Da beim Neubau keine verschärften Effizienzanforderungen bis 2020 vorgesehen sind, entstehen in diesem Bereich keine Mehrkosten.

Für die Abschätzung der Mehrkosten bei den Heizanlagen wird die Energieträgerstruktur der beheizten Wohnungen betrachtet. Getrennt nach Gebäudetyp wird je Energieträger für jedes Jahr die Differenz in der Anzahl beheizter Wohnungen zwischen den Szenarien ausgewiesen. Die Differenz zwischen zwei aufeinanderfolgenden Jahren ergibt die zusätzlichen Zu- oder Abgänge an Wohnungen je Energieträger. Aus der Anzahl an zusätzlichen Zu- oder Abgänge an Wohnungen wird auf die Entwicklung der Heizanlagen geschlossen.

Die jährlichen Mehrkosten ergeben sich aus der Verknüpfung der Anzahl an zusätzlichen Anlagen je Anlagentyp (Gas, Holz, usw.) mit den Anlagenkosten. Dabei wird angenommen, dass sich die realen Anlagenkosten noch leicht reduzieren. Die Kosteneinsparungen fallen bei den teureren Solar- und Holzanlagen etwas grösser aus als bei den Gas- und Ölanlagen.

Analog zur Berechnung der Sanierungskosten werden auch die Anlagen-Mehrkosten in Annuitäten umgerechnet. Da die Lebensdauer von Heizungen im Mittel rund 20 Jahre beträgt, wird für die Umwandlung in Annuitäten eine Laufzeit von 20 Jahren verwendet (Zins 2.5 %). Daraus ergeben sich für den Zeitraum 2015 bis 2020 im Szenario verstärkte Massnahmen im Bereich Heizungsanlagen Mehrkosten in der Höhe von rund 130 Mio. CHF. Allfällige Differenzkosten bei Wartung und Instandhaltung der Anlagen werden nicht berücksichtigt.

Bei der Förderung von Solaranlagen fliesst der Grossteil der Mittel in die Errichtung von Warmwasseranlagen. Für die Abschätzung der Mehrkosten für die zusätzlichen solaren Warmwasseranlagen wird die Versorgungsstruktur der Bevölkerung betrachtet. Für jedes Jahr wird die Differenz in der Anzahl Personen mit solarem Warmwasser zwischen den beiden Szenarien berechnet. Die Differenz zwischen zwei aufeinanderfolgenden Jahren ergibt die Zunahme an Personen mit solaren Warmwasseranlagen. Es wird davon ausgegangen, dass rund zwei Drittel dieser Personen Ein- oder Zweifamilienhäuser bewohnt. Aus der Anzahl zusätzlicher Personen mit solarem Brauchwasser und der Verteilung auf die Gebäudetypen wird die Anzahl zusätzlicher solarer Anlagen abgeschätzt.

Auch bei den Warmwasseranlagen wird von einer fortschreitenden Kostendegression ausgegangen. Die Differenz zwischen den Kosten für eine solare Warmwasseranlage und einer herkömmlichen Anlage ergeben die Mehrkosten je Anlage. Das Produkt aus Mehrkosten je Anlage und Anzahl zusätzlicher solarer Anlagen ergibt die gesamten Mehrkosten. Diese werden in Annuitäten umgerechnet (Laufzeit 20 Jahre, Realzins 2.5 %). Im Szenario verstärkte Massnahmen entstehen dadurch im Zeitraum 2015 bis 2020 Mehrkosten für solare Warmwasseranlagen in der Höhe von rund 135 Mio. CHF.

Im Szenario verstärkte Massnahmen werden gegenüber dem Referenzszenario zusätzlich in rund 20'000 Wohnungen pro Jahr Massnahmen zur Verbesserung des Anlagennutzungsgrads getätigt (Optimierung Haustechnik). Die damit in Zusammenhang stehenden Zusatzinvestitionen werden in Annuitäten mit einer Laufzeit von 30 Jahren und einem Zins von 2.5 % umgerechnet. Daraus ergeben sich im Zeitraum 2015 bis 2020 Mehrkosten von insgesamt rund 70 Mio. CHF.

Die Mehrkosten, die sich aus den verschärften Effizienzanforderungen ergeben sind schwierig abzuschätzen. Als Vereinfachung wird das Prinzip der *anlegbaren Kosten* angewendet. Darunter wird hier verstanden, dass die Mehrkosten den durch die Massnahmen eingesparten Energiekosten entsprechen. Diese summieren sich im Beobachtungszeitraum auf knapp 150 Mio. CHF.

4.2.5.2 Reduktion der Energiekosten gegenüber der Referenz

Die Massnahmen bewirken einerseits eine Reduktion der Energienachfrage und andererseits eine Verschiebung in der Energieträgerstruktur. Aufgrund der Substitution hin zu billigeren Energieträgern (Holz, Strom/Umweltwärme) nehmen die Energiekosten ab. Die Abnahme der Verbrauchsmenge senkt die Kosten zusätzlich. Die Höhe der jährlich eingesparten Energiekosten ergibt sich aus der Verknüpfung der Differenzen der Energieverbräuche nach Energieträger zwischen den beiden Szenarien und den Energiepreisen gemäss Kapitel 3.2. Betrachtet werden die Energiekosteneinsparungen im Zeitraum bis 2020.

Für die Energieträger Fernwärme und Holz ergeben sich im Szenario verschärfte Massnahmen Mehrkosten von je rund 50 Mio. CHF. Die Mehrverbräuche durch die Substitutionsgewinne übersteigen die Einsparungen durch die gesteigerte Effizienz. Bei den übrigen Energieträgern können die Kosten gesenkt werden: Strom -105 Mio. CHF, Heizöl -300 Mio. CHF, Erdgas -285 Mio. CHF, Kohle -1 Mio. CHF. Insgesamt resultiert eine Reduktion der Energiekosten in der Höhe von rund 586 Mio. CHF.

Tabelle 4-7: Eingesparte Energiekosten im Zeitraum 2012 bis 2020 im Szenario verstärkten Massnahmen, nach Energieträgern, in Mio. CHF

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Summe '15-'20
Elektrizität	-7.8	-10.3	-13.4	-17.9	-23.4	-30.1	-102.9
Heizöl	-7.9	-23.3	-40.1	-57.8	-76.6	-96.8	-302.5
Erdgas	-0.3	-16.7	-34.9	-55.2	-77.3	-99.5	-284.0
Kohle	0.0	0.0	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.6
Fernwärme	0.8	3.2	6.2	9.5	13.6	18.9	52.2
Holz	0.9	3.4	6.2	9.5	13.3	18.2	51.3
Summe	-14.3	-43.9	-76.2	-112.0	-150.6	-189.5	-586.4
darunter Elektrizität WP	1.6	6.8	12.2	17.8	23.6	29.2	91.2

In Tabelle 4-8 sind die eingesparten Energiekosten den Mehrkosten gegenübergestellt. Im Zeitraum 2015 bis 2020 stehen den Energiekosteneinsparungen von 586 Mio. CHF Mehrkosten im Umfang 697 Mio. CHF gegenüber. Daraus resultieren Netto-Mehrkosten von rund 110 Mio. CHF.

Die jährlichen Massnahmen kumulieren sich. Dadurch steigen im Zeitraum 2015 bis 2020 sowohl die jährlich eingesparten Energiekosten an, als auch die jährlichen Mehrkosten. Während die Mehrkosten, ausgedrückt in Annuitäten, nach 2020 über die Länge der Laufzeit der berücksichtigten Massnahmen (20 bis 30 Jahre) bei jährlich rund 215 Mio. CHF verbleiben, dürften die jährlichen Energiekosteneinsparungen, aufgrund der steigenden Energiepreise, weiter zunehmen.

Tabelle 4-8: Mehrkosten nach Förderbereich und eingesparte Energiekosten im Zeitraum 2015 bis 2020, im Szenario verstärkten Massnahmen gegenüber dem Referenzszenario

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Summe '15-'20
Sanierungen	0.0	14.1	28.1	42.2	56.3	70.4	211.0
Anlagenkosten RW	2.1	9.5	17.2	25.1	33.3	41.3	128.5
Anlagenkosten WW	5.8	11.8	18.2	25.6	33.8	42.1	137.3
Haustechnik/Nutzungsgrad	3.4	6.9	10.3	13.7	17.2	20.6	72.2
Haushaltsgeräte	10.1	15.7	21.7	27.4	33.3	39.7	147.9
Energiekosten	-14.3	-43.9	-76.2	-112.0	-150.6	-189.5	-586.4
Netto-Mehrkosten	7.1	14.1	19.3	22.1	23.2	24.6	110.4

RW: Raumwärme
 WW: Warmwasser

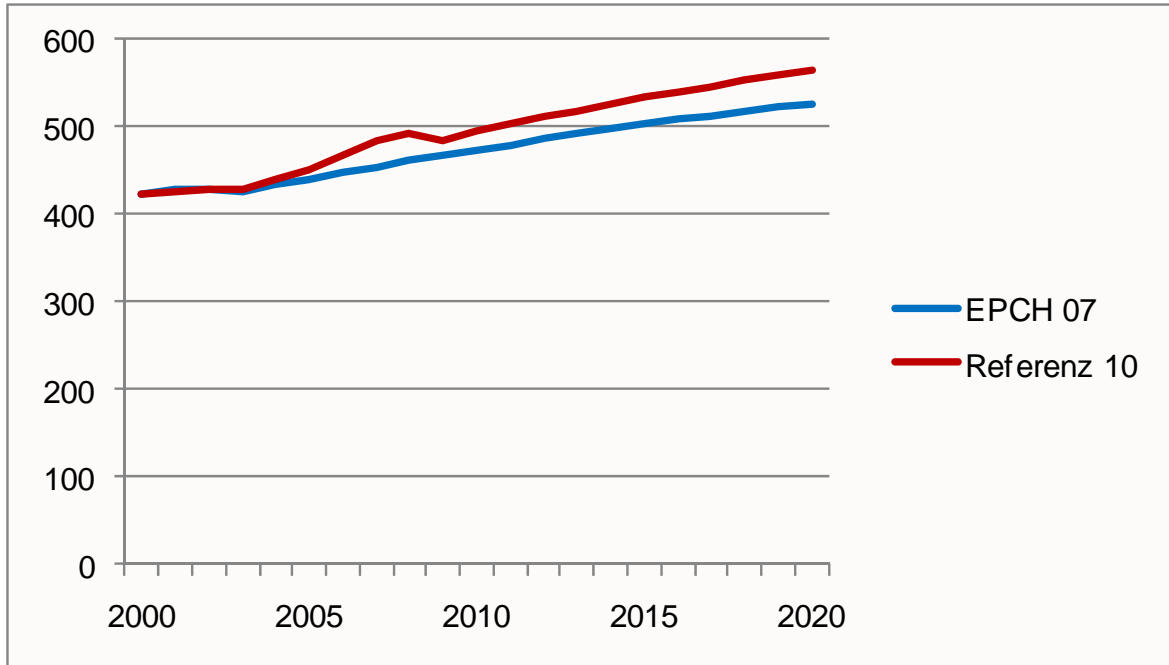
4.3 Sektoren Industrie und Dienstleistungen

Wie in Kap. 2.2.2 dargestellt, sind derzeit die vollfunktionalen detaillierten Bottom-up-Modelle für die Sektoren Dienstleistungen und Industrie nicht einsatzfähig. Daher wurde auf aggregierter Ebene eine Anpassung der Dynamik des Szenarios Ia auf die Entwicklungen der aktuellen Energiestatistik vorgenommen. Die gegenüber den Voraussetzungen von Szenario Ia erweiterten energiepolitischen Instrumente der Referenz wurden in ihrer Wirkung konservativ abgeschätzt. In der Summe ergibt sich damit eine Dynamik (bezogen auf die Wirtschaftsentwicklung), die zwischen den Szenarien Ia und II liegt. Dies passt auch insofern zur Szenarienlogik der Energieperspektiven, als die in Szenario II unterstellten Instrumente und insbesondere branchenübergreifenden Kooperationen in Eingriffstiefe und Wirkung deutlich über die heutigen Instrumente hinaus gehen.

4.3.1 Rahmendaten

Das reale BIP (Tabelle 3-3) ist mit der Bevölkerungsentwicklung gegenüber den in den Energieperspektiven (EPCH 07, Prognos 2007a) verwendeten Prognosen des Perspektivstabes des Bundes von 2004 geringfügig stärker gewachsen und lag 2010 – nach der Finanzkrise – ca. 4 % höher als in den damaligen Prognosen. In der Fortschreibung bis 2020 nimmt das Wachstum gegenüber den Vergleichsdaten von 2004 weiter geringfügig zu; das reale BIP in 2020 liegt nach den provisorischen Werten des seco 2010 ca. 7,3 % über denen von 2004. Die Verhältnisse zwischen den unterschiedlichen Sätzen von Rahmendaten werden in Abbildung 4-8 dargestellt.

Abbildung 4-8: BIP in den Prognosen der Energieperspektiven von 2007 (EPCH 07) und der aktuellen seco-Abschätzung (Referenz 2010), in Mrd. CHF₂₀₁₀



Quelle: BFE, seco

Gegenüber dem Wert im Jahr 2000 erhöht sich die Wirtschaftsleistung somit bis 2020 um knapp 34 %, gegenüber dem Wert von 2005 um 25 %.

4.3.2 Szenario Referenz, Sektor Industrie

Das entsprechend der BIP-Entwicklung und den Instrumenten hochgerechnete Szenario (witterungsbereinigt) führt im Industriesektor bis 2020 zu einem Endenergieverbrauch von 200.2 PJ. Die Energieträgeraufteilung ist in Tabelle 4-9 und Abbildung 4-9 dargestellt. Die Werte sind witterungsbereinigte Modellwerte, die in der Abgrenzung der Energieperspektiven auf der GEST aufsetzen, jedoch aus Zeitgründen nicht in Einzelwerten kalibriert werden konnten.

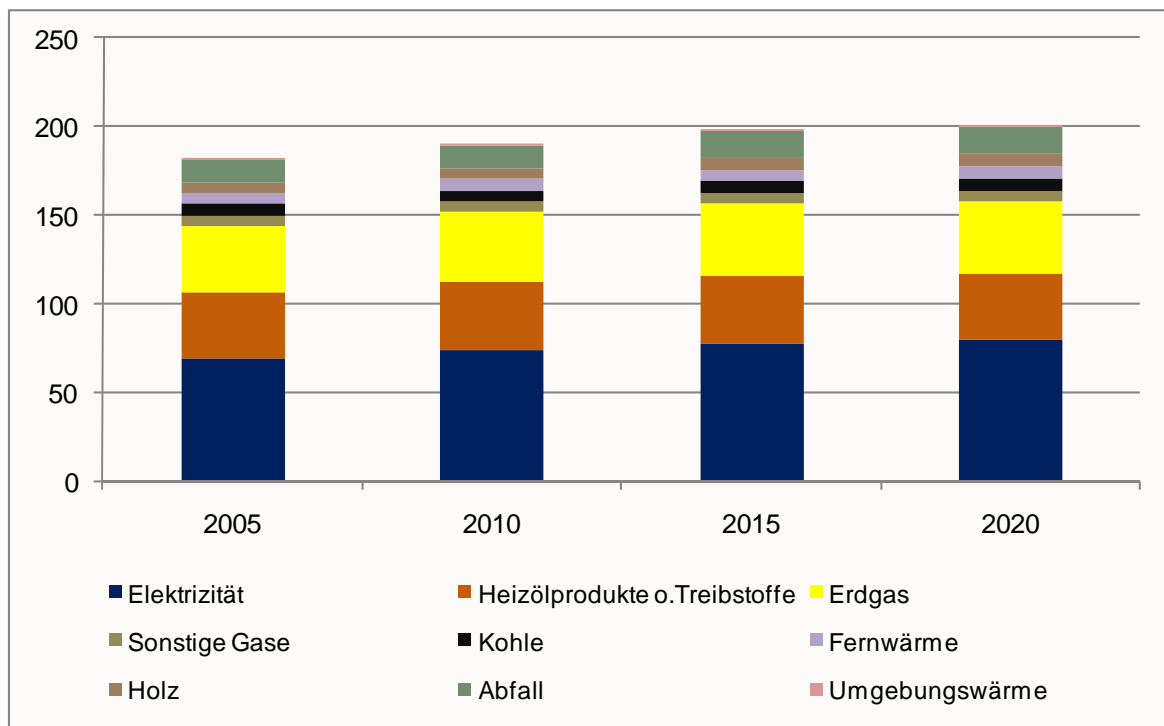
Gegenüber dem Wert von 2000 wächst der Endenergieverbrauch um 14.5 %, gegenüber dem Bezugswert von 2005 um 10 %, also jeweils weniger als das BIP. Die Energieeffizienz steigt stärker als die wachstumsbedingten Mengeneffekte, kann diese aber nicht vollständig kompensieren. Der Verbrauch der einzelnen Energieträger entwickelt sich sehr unterschiedlich: Mit knapp 16 % wächst der Elektrizitätsverbrauch zwischen 2005 und 2020 am stärksten; der Heizölverbrauch stagniert, während der Gasverbrauch (vor allem zum Einsatz in der Prozesswärme sowie Produktion von WKK-Wärme und Strom) um 8 % ansteigt.

Tabelle 4-9: Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern im Szenario „Referenz“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten

Energieträger (in PJ)	2000	2005	2010	2015	2020
Elektrizität (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	65.1	68.8	73.8	77.3	79.7
Heizölprodukte o. Treibstoffe	38.9	37.6	37.7	38.0	37.5
Erdgas	36.0	37.6	40.0	41.3	40.8
Sonstige Gase	6.0	5.7	6.0	6.0	5.9
Kohle	5.8	6.1	6.4	6.3	6.4
Fernwärme (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	5.7	6.4	6.3	6.6	6.8
Holz	5.2	5.9	6.3	6.6	7.4
Abfall	11.7	13.1	12.6	14.6	14.7
Umgebungswärme	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0
Summe	174.8	182.0	189.8	197.6	200.2

Quelle: Prognos 2011

Abbildung 4-9: Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern im Szenario „Referenz“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten



Quelle: Prognos 2011

Die erneuerbaren Energien Holz und Umgebungswärme weisen mit 25 % und 64 % eine deutliche Zunahme auf, die allerdings verglichen mit den konventionellen Energieträgern auf geringem Niveau stattfindet. Der Anteil der erneuerbaren Energien einschliesslich des Anteils der erneuerbaren Energien in der Fernwärme beträgt 10.3 PJ im Jahr 2020, was knapp 5 % vom End-

energieverbrauch ausmacht. Hierin sind die (Industrie-)Abfälle nicht enthalten, da sie gemäss EU-Bilanzierungsmethodik nicht als erneuerbar einzustufen sind.

4.3.3 Szenario „verstärkte Massnahmen“, Sektor Industrie

Im Industriesektor wirken vor allem die Instrumente „wettbewerbliche Ausschreibung für Massnahmen der Stromeffizienz“ (bis zu 45 Mio. zusätzliche Fördermittel pro Jahr bis 2020), flächendeckende Umsetzung der SIA 380/4 bzw. Minergie für Verwaltungsbauten sowie die CO₂-Abgabe. Aus dem Gebäudeprogramm (hier insbesondere Förderung der erneuerbaren Energien, vor allem Wärmepumpen) werden pauschal 20 % in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen eingesetzt. Die Aufteilung der Fördermittel der jeweiligen Instrumente auf die Sektoren muss geschätzt werden; bei den stromorientierten Instrumenten wird angenommen, dass 70 % der Mittel (und der Wirkungen) im Dienstleistungssektor eingesetzt werden und 30 % im Industriesektor. Hintergrund ist die Tatsache, dass ein erheblicher Anteil des in der Industrie genutzten Stromeinsatzes für produktionsorientierte Kraftanwendungen gebraucht wird, bei denen die relativen Einsparpotenziale aus physikalischen Gründen nach unten beschränkt sind. Gemäss der Ex-Post-Analyse 2009 [Prognos 2010c] wurden im Industriesektor 33 % des Stroms für Prozesswärme und 54 % für Kraftanwendungen eingesetzt. Grosse (relative) Einsparpotenziale sind beim Gebäudebetrieb, insbesondere der effizienten Auslegung von Lüftung, Klimatisierung, Beleuchtungssteuerung vorhanden, die vor allem in Verwaltungsgebäuden im Dienstleistungssektor zu realisieren sind. Im Industriesektor ist dagegen die CO₂-Abgabe zur Einsparung von fossilen Brennstoffen wirksam (in denjenigen Branchen und Betrieben, die nicht befreit sind). Die zusätzlich eingesetzten Wärmepumpen führen zwar zu einer Einsparung von fossilen Brennstoffen, erhöhen jedoch die Stromnachfrage.

Die Berechnung der Wirkung des Instruments „wettbewerbliche Ausschreibungen“ erfolgt über die Instrumentendefinition: Es werden Investitionen in Energieeinsparungen gefördert, die zwischen vier und fünf Jahren dynamische Amortisationszeit haben (Die Untergrenze für die Berücksichtigung der Projekte liegt bei Amortisationszeiten von vier Jahren; die Sortierung der Vergabe erfolgt nach Wirtschaftlichkeit, d.h. es gewinnen anfangs Projekte mit Amortisationszeiten knapp über vier Jahren). Die Förderung erfolgt über Zuschüsse bis zu 30 % der Investitionskosten; es wird mit knapp 30 % Mitnahmeeffekt gerechnet. Die Förderung der erneuerbaren Energien wird in der Wirkung wie im Haushaltssektor angesetzt.

Die Förderinstrumente wirken im Industrie- und im Dienstleistungssektor über die gleichen Mechanismen, daher ist für die Summe der Einsparungen (und damit die Gesamtbilanz) die Aufteilung auf die Sektoren von untergeordneter Bedeutung.

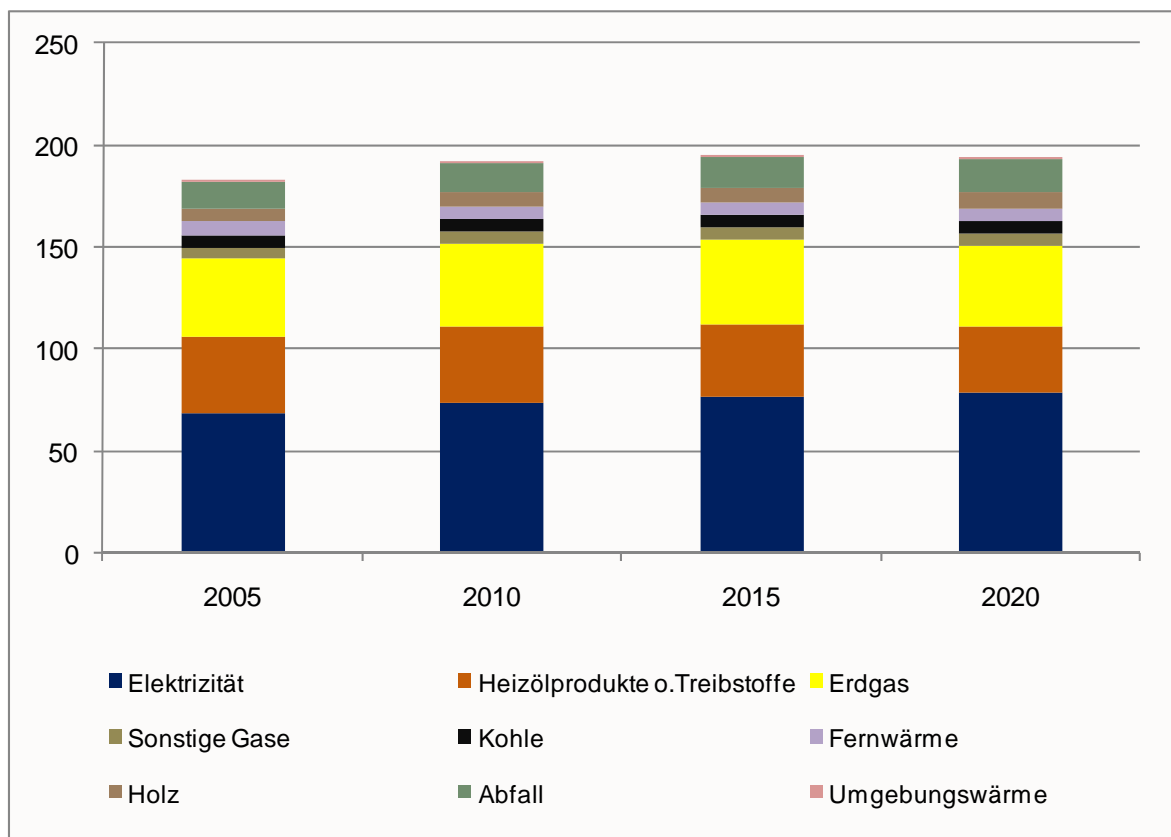
Die Ergebnisse der Modellrechnungen im Industriesektor sind in Tabelle 4-10 und Abbildung 4-10 dargestellt.

Tabelle 4-10: Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern im Szenario „verschärfte Massnahmen“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten

Energieträger (in PJ)	2000	2005	2010	2015	2020
Elektrizität (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	65.1	68.8	73.7	76.9	78.7
Heizölprodukte o. Treibstoffe	38.9	37.6	37.7	35.6	32.4
Erdgas	36.0	37.6	40.0	40.7	39.4
Sonstige Gase	6.0	5.7	6.0	6.1	6.1
Kohle	5.8	6.1	6.4	5.9	5.6
Fernwärme (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	5.7	6.4	6.3	6.6	7.0
Holz	5.2	5.9	6.3	6.6	7.6
Abfall	11.7	14.1	14.5	15.1	16.0
Umgebungswärme	0.4	0.6	0.8	0.9	1.1
Summe	174.8	182.9	191.8	194.5	194.0

Quelle: Prognos 2011

Abbildung 4-10: Endenergieverbrauch des Industriesektors nach Energieträgern im Szenario „verschärfte Massnahmen“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten



Quelle: Prognos 2011

Der Endenergieverbrauch steigt insgesamt bis 2020 in diesem Szenario gegenüber 2000 um 10 % an, gegenüber 2005 um 6 %. Die Nachfrage der einzelnen Energieträger entwickelt sich recht heterogen: Die Stromnachfrage steigt aufgrund der gegenläufigen Entwicklungen zwischen 2005 und 2020 um gut 14 %. Die stark kohlenstoffhaltigen Energieträger wie Heizöl und Kohle werden weniger stark nachgefragt (Heizöl -14 %, Kohle – 9 %). Die Gasnachfrage erhöht sich um 5 %, verglichen mit der Referenz zeigt sich hier ein zusätzlicher Effizienzeffekt.

Bei den in der Industrie hauptsächlich eingesetzten erneuerbaren Energieträgern ist ein stärkerer Anstieg zu verzeichnen als in der Referenz – Holz 28.5 %, Umgebungswärme 85 %. Jedoch bleibt das Niveau verglichen mit den konventionellen Energieträgern gering. Der gesamte Anteil der erneuerbaren Energieträger (inkl. des EE-Anteils in der Fernwärme, ohne Industrieabfälle) beträgt 10.8 PJ, das entspricht einem Anteil von 5.6 % am Endenergieverbrauch dieses Sektors.

4.3.4 Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“, Sektor Dienstleistungen

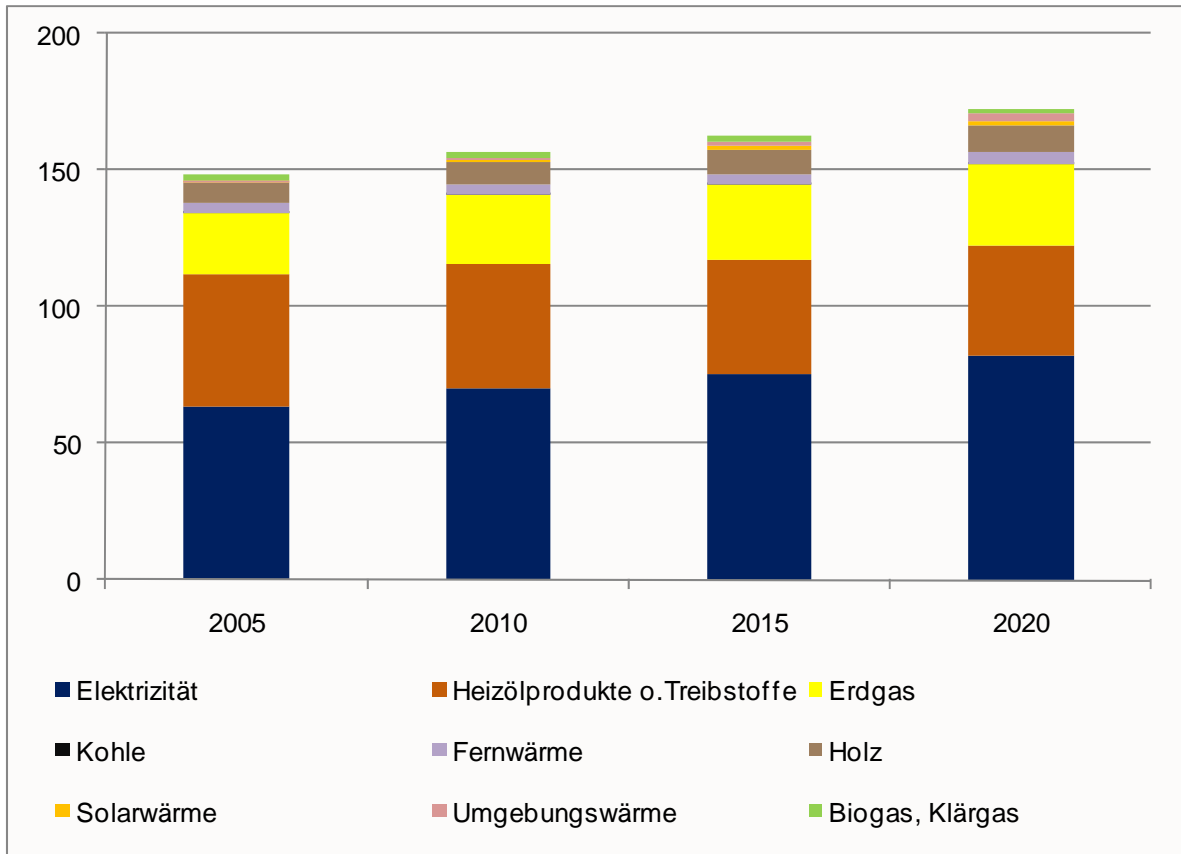
Der Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor im Referenzszenario wurde analog zu dem in Kap. 4.3.2 beschriebenen Verfahren ermittelt. Die Ergebnisse (Modellergebnisse, witterungsbereinigt) sind in Tabelle 4-11 und Abbildung 4-11 dargestellt.

Tabelle 4-11: Endenergieverbrauch des Dienstleistungssektors nach Energieträgern im Szenario „Referenz“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten

Energieträger (in PJ)	2000	2005	2010	2015	2020
Elektrizität (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	58.5	63.5	70.2	75.1	81.8
Heizölprodukte o. Treibstoffe	51.6	48.2	45.5	42.3	40.7
Erdgas	20.2	22.9	25.5	27.4	29.9
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	2.9	3.3	3.7	4.1	4.5
Holz	7.0	7.3	8.1	8.7	9.5
Solarwärme	0.1	0.1	0.9	1.2	1.8
Umgebungswärme	0.6	1.0	1.0	1.9	2.5
Biogas, Klärgas	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Insgesamt	140.9	148.2	156.8	162.5	172.7

Quelle: Prognos 2011

Abbildung 4-11: Endenergieverbrauch des Dienstleistungssektors nach Energieträgern im Szenario „Referenz“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten



Quelle: Prognos 2011

Der Endenergieverbrauch erhöht sich in den Jahren 2000 bis 2020 um 23 %, zwischen 2005 und 2020 um 16 %. Damit steigt er etwas stärker an als im Industriesektor, die Zunahme bleibt aber unterhalb des Wachstums der Bruttowertschöpfung – die Effizienzeffekte kompensieren die Mengeneffekte teilweise, jedoch nicht vollständig. Das stärkste Wachstum erfolgt beim Stromverbrauch, hier setzt sich ein langfristiger Trend fort. Der Stromverbrauch nimmt zwischen 2005 und 2020 um 26 % zu und verläuft damit etwa parallel zur Wertschöpfung im Dienstleistungssektor. Die Heizölprodukte werden um 8.6 PJ (18 %) weniger stark nachgefragt, auch hier findet ein längerfristiger Trend seine Fortsetzung. Der Gasverbrauch hingegen steigt um 27 %, kompensiert in absoluten Werten (6.3 PJ) den Rückgang des Heizölverbrauchs aber nicht. Erdgas ist somit ein Substitutionsgewinner, aber auch ein Effizienzverstärker. Die Nachfrage nach erneuerbaren Energien nimmt auf niedrigem Niveau deutlich zu, Holz um 27 %, bei Umgebungswärme erfolgt mehr als eine Verdopplung, die Solarwärme wird verzehnfacht. Insgesamt steigt der Anteil erneuerbarer Energien (inkl. des Anteils an der Fernwärme) auf 16,8 PJ und erhöht somit den Anteil am Energieträgermix von knapp 8 % in 2005 auf 10 % in 2020.

4.3.5 Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor im Szenario „verschärfte Massnahmen“

Die Massnahmenwirkungen im Dienstleistungssektor werden analog zu den Beschreibungen in Kapitel 4.3.3 ermittelt; die Anteile der umgesetzten Fördermittel sind im Dienstleistungssektor entsprechend höher (wettbewerbliche Ausschreibungen 70 %, Gebäudeprogramm 80 %). Da der Dienstleistungssektor insgesamt weniger energieintensiv ist als der Industriesektor und damit die Energiekosten weniger stark zu Buche schlagen (vor allem verglichen mit Arbeitskosten), wird die Wirkung der CO₂-Abgabe etwas schwächer angesetzt.

Die Ergebnisse werden in Tabelle 4-12 und Abbildung 4-12 dargestellt.

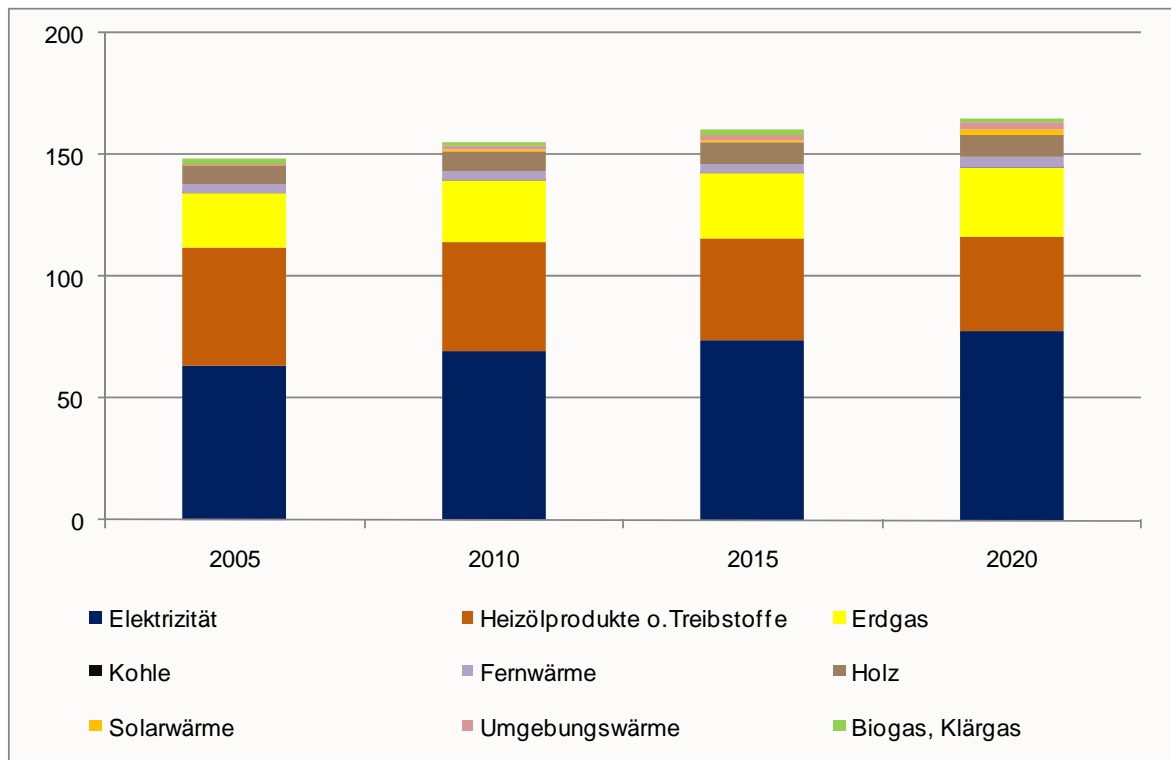
Tabelle 4-12: Endenergieverbrauch des Dienstleistungssektors nach Energieträgern im Szenario „verstärkte Massnahmen“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten

Energieträger (in PJ)	2000	2005	2010	2015	2020
Elektrizität (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	58.55	63.46	69.31	73.84	77.93
Heizölprodukte o. Treibstoffe	51.62	48.21	45.01	41.50	38.30
Erdgas	20.22	22.87	25.21	27.00	28.44
Kohle	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Fernwärme (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	2.89	3.29	3.69	4.04	4.36
Holz	6.95	7.33	7.99	8.62	9.29
Solarwärme	0.11	0.15	0.90	1.20	1.80
Umgebungswärme	0.59	0.95	1.37	2.05	3.01
Biogas, Klärgas	0.00	1.960	1.960	1.960	1.980
Summe	140.94	148.23	155.44	160.21	165.11

Quelle: Prognos 2011

Die Endenergienachfrage wird durch die Verschärfung der Massnahmen bis 2020 gegenüber dem Referenzszenario um 3.3 PJ (knapp 2 %) gesenkt, sie steigt von 2000 bis 2020 um 17 % an, von 2005 bis 2020 um 11 %. Im Einzelnen erhöht sich die Elektrizitätsnachfrage zwischen 2005 und 2020 um ca. 23 %, die Heizölnachfrage sinkt um knapp 21 %, während die Gasnachfrage um 24% steigt. Bei den erneuerbaren Energien werden vor allem Wärmepumpen zu Heiz- und Kühlzwecken eingesetzt; entsprechend verdreifacht sich der Einsatz von Umgebungswärme. Damit beträgt der Einsatz erneuerbarer Energien (inkl. des Anteils an der Fernwärme) 17.4 PJ und wächst somit auf 10.5 % im Jahr 2020.

Abbildung 4-12: Endenergieverbrauch des Dienstleistungssektors nach Energieträgern im Szenario „verstärkte Massnahmen“, in PJ, witterungsbereinigt, Modelldaten



Quelle: Prognos 2011

4.3.6 Investitionskosten

Die Umsetzung der verschärften Massnahmen ist gegenüber dem Referenzszenario mit Investitionen verbunden, die sowohl in Energieeffizienzmassnahmen als auch in erneuerbare Energien fließen. In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen unterliegen diese Investitionen in den meisten Fällen strikten Wirtschaftlichkeitskriterien. Um die Investitionskosten abzuschätzen, wurde – entsprechend dem Wirkungsmechanismus des Instruments „wettbewerbliche Ausschreibungen“ – die Methode der anlegbaren Kosten verwendet. Das bedeutet, dass die Investitionen (inkl. Kapitalkosten) sich innert nützlicher Frist durch die eingesparten Energiekosten amortisieren sollten. Als Amortisationszeit werden hier Zeiträume von 4 bis 6 Jahren angesetzt, was für die beiden Sektoren bereits eine vergleichsweise lange Frist ist. Es wird davon ausgegangen, dass Ersatzinvestitionen nach Ablauf der Lebensdauer zum Stand der Technik gehören und nicht nochmals mit Mehrkosten belegt werden. Die jährlichen Investitionen werden jeweils aus der von Jahr zu Jahr inkrementellen Energiekosteneinsparung ermittelt. Da das Szenario nur über einen vergleichsweise kurzen Zeitraum untersucht wird, werden die Investitionen in aufkumulierten Jahresscheiben ausgewiesen. So lassen sie sich

mit den eingesparten Energiekosten vergleichen und in Kapitel 5 weiter verarbeiten. Hier werden nur Investitionen in erneuerbare Wärmeproduktionstechnologien ausgewiesen, da die Strominvestitionen im Kapitel 4.6 Elektrizitätsproduktion bilanziert werden. Tabelle 4-13 zeigt die Ergebnisse in Fünfjahresschritten (rechnerisch laufen die Szenarien bereits ab 2010 auseinander, auch wenn die Investitionen noch sehr gering sind).

Tabelle 4-13: Investitionskosten in Energieeffizienzmassnahmen und erneuerbare Energien in aufkumulierten annuitätischen Jahresscheiben in den Sektoren Dienstleistungen und Industrie, in Mio. CHF

in Mio. CHF	2010	2015	2020
Industriesektor			
Investitionen, annuitätisch, kumuliert	1.4	57.9	89.8
...davon in Stromeffizienz	1.2	10.3	15.3
Dienstleistungssektor			
Investitionen, annuitätisch, kumuliert	7.7	65.3	96.9
...davon in Stromeffizienz	6.6	49.9	69.3

Quelle: Prognos 2011

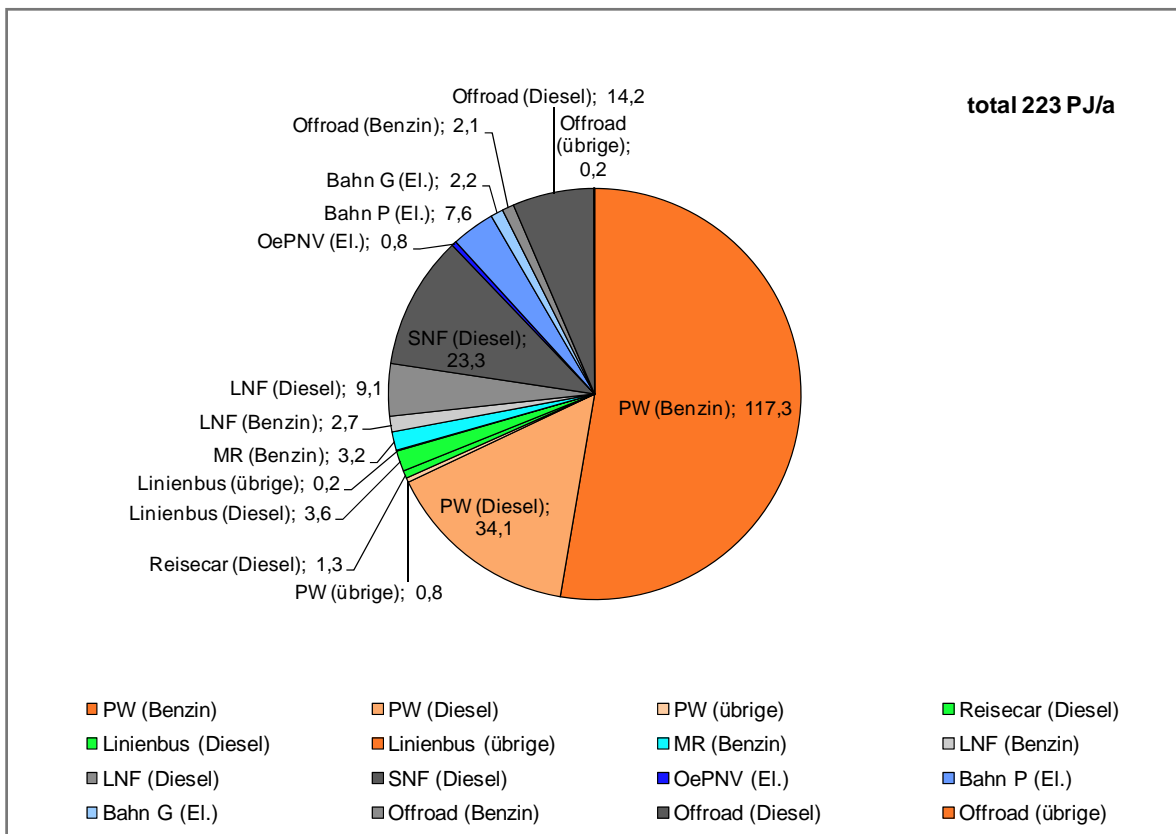
Im Industriesektor haben die Investitionen in Brennstoffe die grösste Bedeutung (Wirkung der CO₂-Abgabe), die Investitionen in Stromeffizienz machen in 2020 nur 17 % der gesamten Investitionen aus. Zu den Gründen dafür gehören neben dem Produktionsbezug des Stroms auch die günstigen Strompreise, die Investitionen in Einsparung hier weniger attraktiv erscheinen lassen. Im Dienstleistungssektor ist das Verhältnis umgekehrt, hier greifen vor allem die Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz (z.B. Gebäudebetrieb, Lüftung / Kühlung, Bürogeräte, GreenIT), die in 2020 einen Anteil von 71 % an den Investitionen haben.

4.4 Sektor Verkehr

4.4.1 Ausgangslage

Abbildung 4-13 zeigt den Energiebedarf im Verkehr im Jahr 2009⁶. Dargestellt ist der direkte Energiebedarf für den Betrieb der Fahrzeuge (also nicht der Primärenergiebedarf). Basis der Herleitung dieser Angaben ist das „Bottom-up“-Modell für den Verkehrsbereich. Eine Beschreibung des Modells findet sich z.B. bei InfrAs (2007)⁷.

Abbildung 4-13: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Fahrzeugarten im Jahr 2009, ohne internationalen Flugverkehr, in PJ



Quelle: InfrAs 2010

⁶ Basis. ExPost-Analyse 2009.

⁷ InfrAs 2007: Der Energieverbrauch des Verkehrs 1990 – 2035, Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten „BIP Hoch“, „Preise hoch“ und „Klima wärmer“, im Auftrag BFE, Bern Jan. 2007

4.4.2 Einflussfaktoren

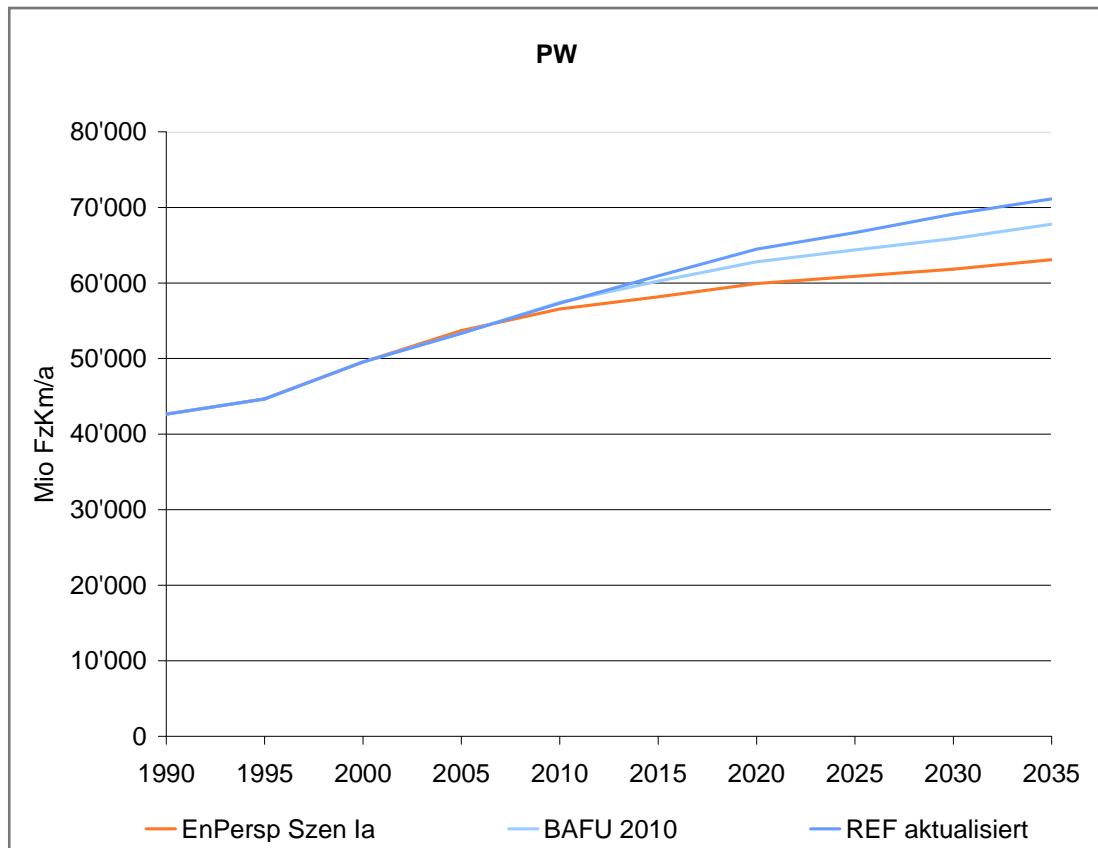
Wie sich der Energieverbrauch des Verkehrs bzw. dessen CO₂-Emissionen – mengenmässig wie auch in seiner Zusammensetzung nach Energieträgern – künftig entwickeln wird, hängt im Wesentlichen von vier Faktoren ab:

- der Verkehrsnachfrage,
- der Entwicklung der Effizienz der Fahrzeuge,
- dem Anteil Elektromobilität,
- dem Einfluss der Bio-Treibstoffe.

4.4.2.1 Verkehrsnachfrage

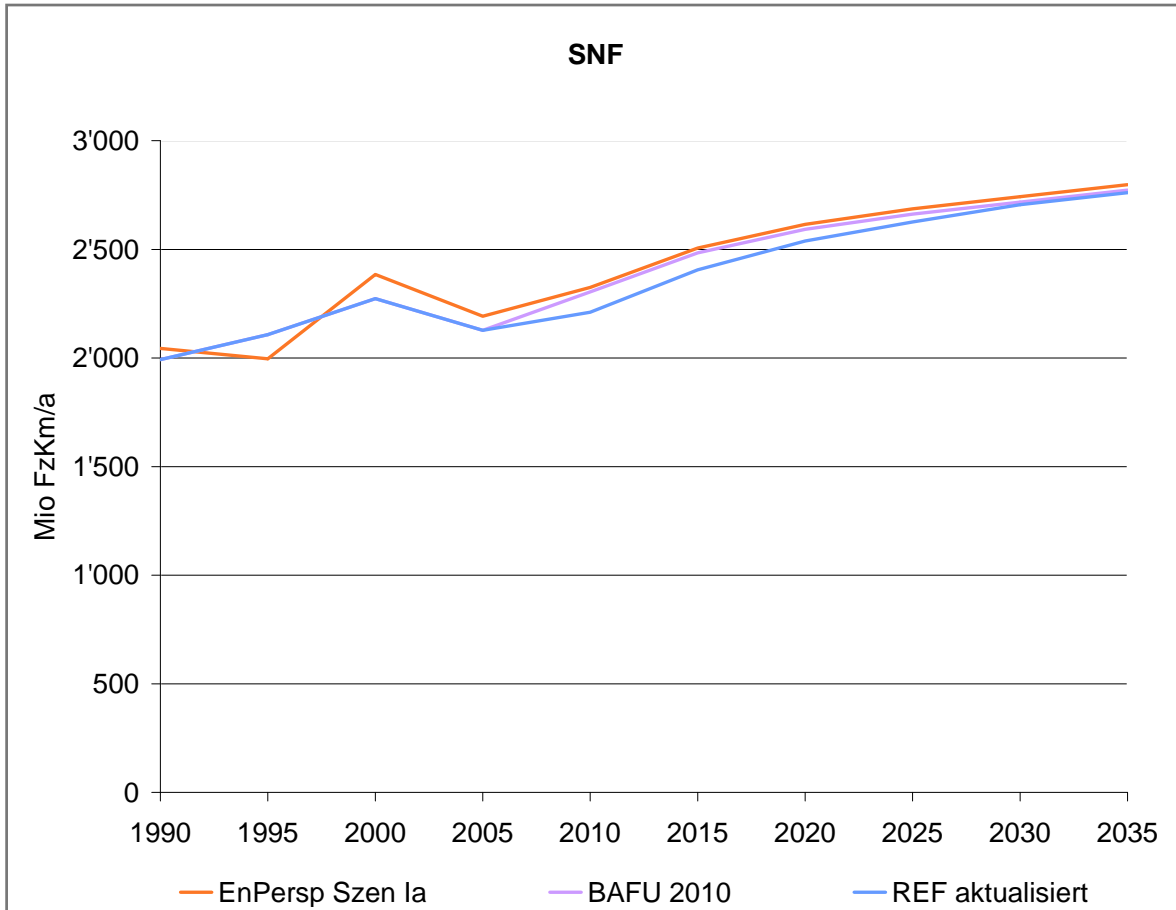
Ausgangspunkt der Überlegungen ist die erwartete Verkehrsnachfrage-Entwicklung gemäss den Verkehrsperspektiven des UVEK, welche Grundlage für die Energieperspektiven 2006 waren. Inzwischen haben sich jedoch einige Elemente verändert. Ein Teil davon wurde bereits in einer Aktualisierung im Rahmen der Emissionsperspektiven durch das BAFU (BAFU 2010) berücksichtigt. So hat etwa die Bevölkerung in den letzten Jahren stärker zugenommen als erwartet. Beim Güterverkehr wurden die statistischen Grundlagen durch das BFS überarbeitet, so dass die Zahlen der Vergangenheit angepasst wurden. Zudem erfolgte im Zeitraum 2008/09 bedingt durch die Finanzkrise ein Einbruch der Verkehrsleistung, die sich aber mittlerweile mehr oder weniger erholt hat.

Abbildung 4-14: Rahmendaten: Aktualisierte Entwicklung der Fahrleistungen im Vergleich zu früheren Annahmen aus den Energieperspektiven (2007) bzw. der Aktualisierung der Emissionsperspektiven des BAFU (2010), Personenwagen in Mio. Fahrzeugkilometern.



Quelle. InfrAs 2011

Abbildung 4-15: Rahmendaten: Aktualisierte Entwicklung der Fahrleistungen im Vergleich zu früheren Annahmen aus den Energieperspektiven (2007) bzw. der Aktualisierung der Emissionsperspektiven des BAFU (2010), Schwere Nutzfahrzeuge in Mio. tkm.



Quelle: Infras 2011

Insbesondere gehen aber die neuen Bevölkerungsperspektiven von einem höheren Wachstum aus als dies noch vor einigen Jahren der Fall war. Wurde im Kontext der UVEK-Verkehrsperspektiven noch von 7.54 Mio. Einwohnern im Jahr 2020 ausgegangen, so liegt der entsprechende Wert für 2020 aus heutiger Sicht bei rund 8.44 Mio. (Stand 2009: 7.7 Mio.). Dementsprechend wurden für die vorliegende Arbeit die Erwartungen an die Verkehrsentwicklung namentlich im Strassenverkehr erneut angepasst. Abbildung 4-14 und Abbildung 4-15 zeigen die Mengengerüste für die beiden wichtigsten Segmente, den Verkehr der Personenwagen (PW) bzw. der Schwere Nutzfahrzeuge (SNF).

4.4.2.2 Zur Entwicklung der Effizienz der Fahrzeuge

Ein Schwerpunkt der schweizerischen Klimapolitik im Bereich Verkehr zielt auf Effizienzgewinne bei den Fahrzeugen ab. Im Rahmen der CO₂-Gesetz-Revision sollen u.a. Emissionsziele für Schweizer Neuwagen (Personenwagen) festgelegt werden. Damit soll eine Nachfolgeregelung für die freiwillige Vereinbarung zwischen auto-schweiz und dem UVEK gefunden werden. So schlägt der Bundesrat vor, die Emissionen von Schweizer Neuwagen bis 2015 durchschnittlich auf 130 g CO₂/km – analog zur EU – zu senken⁸. Das Ziel soll mittels einer Sanktion bei Überschreitung der Zielvorgabe erreicht werden⁹. Darüber hinaus sehen die Vorschriften der EU vor, dass weitere 10 g/km mit anderen technischen Verbesserungen und erhöhtem Einsatz von nachhaltigen Biotreibstoffen erreicht werden sollen. Weil die mittleren CO₂-Emissionen der PW-Neuzulassungen in der Schweiz höher sind als in der EU, bedeutet dies einen steileren Absenkpfad als in der EU. Darüber hinaus wird mittelfristig (per 2020) ein Ziel von 95 g/km anvisiert.

Diese Ziele sind durchaus ambitiös. So lag der langfristige Absenkpfad bei rund -1.5%/a, erst in den letzten Jahren war die Absenkung spürbar grösser. Aufgrund dieser Ausgangslage skizzieren wir zwei Szenarien entsprechend der Szenariendefinition in Tabelle 4-1:

- Als „Referenzentwicklung“ (abgekürzt mit V1) unterstellen wir eine Entwicklung mit einer verzögerten Zielerreichung, d.h. das Ziel von 130 g CO₂/Fzkm wird 2017 erreicht und das mittelfristige Ziel von 95 g CO₂/Fzkm im Jahr 2025. Dahinter steht die Erwartung, dass eine analoge (relative) Absenkung wie in der EU stattfindet, aufgrund des höheren Ausgangsverbrauchs in der Schweiz aber das (absolute) Ziel von 130 bzw. 95 g erst etwas später erreicht wird.
- Als eine „Entwicklung mit verstärkten Massnahmen“ (abgekürzt mit V2) wird unterstellt, dass die skizzierten Ziele „strikte“ erreicht werden, d.h. 130 g CO₂/Fzkm im Jahr 2015 bzw. 95 g CO₂/Fzkm im Jahr 2020 wie in der EU

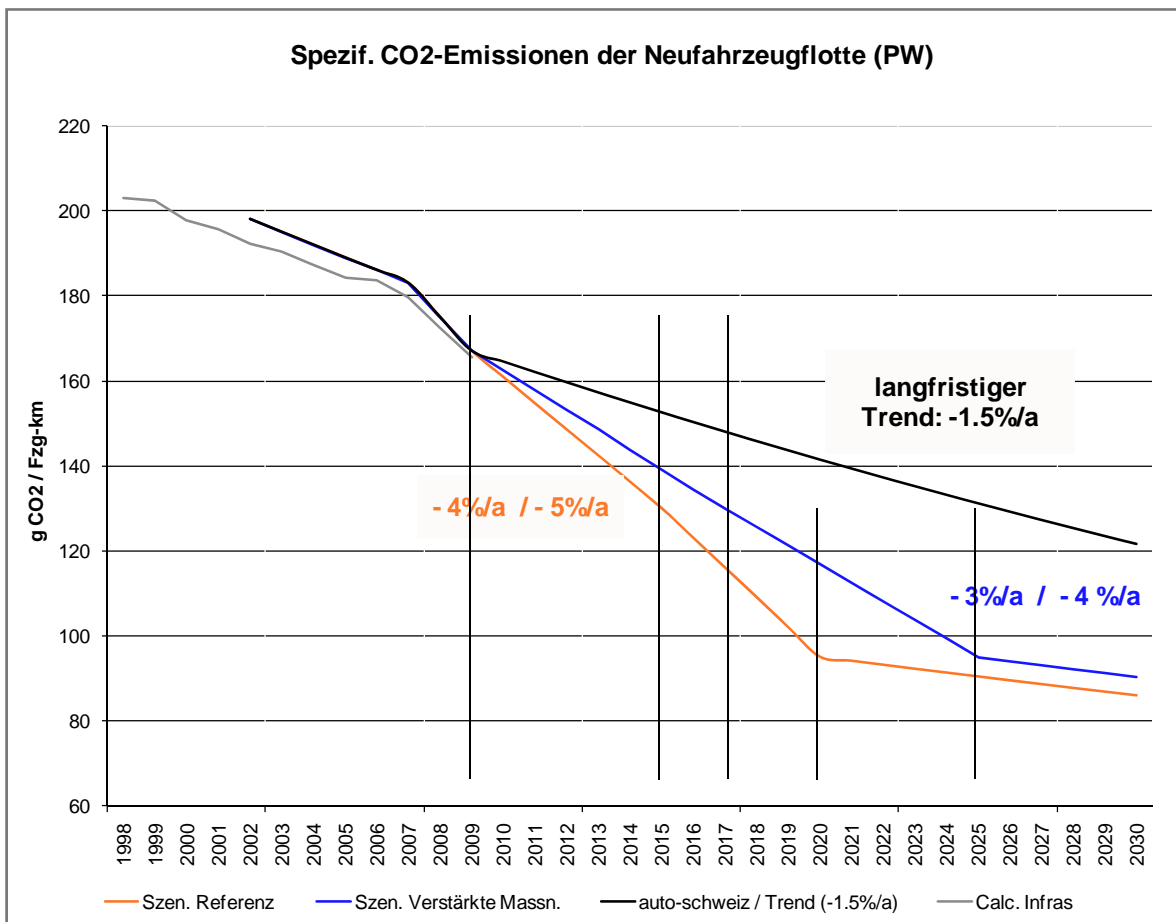
Abbildung 4-16 zeigt, dass in der „Referenzentwicklung“ eine jährliche Reduktion des spezifischen Verbrauchs von 3 bis 4 % erforderlich sein wird, in einer Entwicklung mit „striktierter Zielerreichung“ gar eine Absenkung um 5 bis 6 % pro Jahr.

⁸ Bezogen auf den Normverbrauch im Typenprüfzyklus. Es ist bekannt, dass die realen Emissionen höher liegen (rund 15-20%) als der Normverbrauch im Typenprüfzyklus. Da zur Bestimmung des Normverbrauchs durchaus Optimierungspotenziale bestehen, ist davon auszugehen, dass diese Differenz eher zu denn abnimmt. Gegenwärtig laufen überdies Bestrebungen, den Typenprüfzyklus durch ein world-harmonised light duty test protocol (WLTP) zu ersetzen.

⁹ Bei Überschreitung werden je Gramm CO₂ €95 fällig, allerdings mit Übergangsfristen. So kostet das erste bis dritte Gramm Überschreitung in den Jahren 2015 bis 2018 weniger (€5, €15, €25)

Analoge Bestrebungen sind auch bei andern Fahrzeugkategorien im Gang, allerdings ist die Umsetzung noch nicht so weit wie bei den PW

Abbildung 4-16: Entwicklung der CO₂-Emission von Neuwagen (PW). Um das Ziel von 130 g CO₂/Fzkm im Jahr 2015 bzw. 95 g CO₂/Fzkm im Jahr 2020 zu erreichen, müsste der Energieverbrauch im Mittel um rund 4 bis 5% pro Jahr abgesenkt werden. Bei 3 bis 4% / a könnten die Effizienzziele leicht verzögert (bis 2017 bzw. 2025) erreicht werden



Quelle: Infras 2011

- **Lieferwagen:**
Gemäss Beschlüssen des Europa-Parlaments sehen die Bestrebungen bei Lieferwagen eine schrittweise Absenkung des Normverbrauchs von neuen Lieferwagen auf 175g CO₂/km per 2017 vor und per 2020 die Absenkung auf 147 g CO₂/km. Diese Zielwerte sollen im Jahr 2013 überprüft werden. Analog zu den PW ist bei Emissionsüberschreitun-

gen eine Abgabe von max. 95 € je g/km geschuldet¹⁰. Dass dies für die Lieferwagenflotte durchaus relevant sein wird, zeigt sich am mittleren CO₂-Ausstoss, der heute in der Schweiz bei rund 220 g/km liegt¹¹. Der Einfluss auf den Treibstoffverbrauch insgesamt wird sich gleichwohl in Grenzen halten, da der Anteil der Lieferwagen am Energieverbrauch des Verkehrs nur rund 6% ausmacht.

- **Schwere Nutzfahrzeuge:**
Die Ausgangslage für die schweren Nutzfahrzeuge ist offener. Der Energieverbrauch ist ein wesentlicher Kostenfaktor im Gütertransport, deshalb bestehen bereits heute durchaus Anreize zu Kosten- bzw. Verbrauchsreduktionen. Gleichwohl sind Zielwerte auch in diesem Sektor in Diskussion. Allerdings sind erst die Bemessungsgrundlagen zu spezifizieren (die heutigen Zyklen sind vor allem auf die Einhaltung von Schadstoff-Grenzwerten ausgerichtet und werden in g/kWh ausgedrückt). Der Anteil der Schweren Nutzfahrzeuge am Energieverbrauch im Verkehr beträgt rund 13 %, eine Reduktion des spezifischen Verbrauchs könnte also durchaus spürbar werden, wird aber im Rahmen dieser Untersuchung nicht weiter als Kernmassnahme in Betracht gezogen, da die entsprechenden Rahmenbedingungen (wie Zyklen-Definitionen und Zielwert-Festsetzungen) kaum kurzfristig umgesetzt werden können.

4.4.2.3 Elektromobilität

Derzeit erlebt die Elektromobilität eine Art „Hochkonjunktur“. Elektromobilität findet allerdings nicht auf der Strasse sondern vielmehr in Form von Ankündigungen statt. Für die Elektromobilität spricht durchaus eine Reihe von Argumenten:

- hohe Energie-Effizienz (ca. Faktor 4 gegenüber konventionellen Verbrennungsmotoren),
- Elektromobilität kann die Auslandabhängigkeit reduzieren und die Versorgungssicherheit stärken,
- vielfältige Möglichkeiten der Strombereitstellung,
- die Möglichkeit zur Produktion von erneuerbarem Strom und damit einer nachhaltigen Mobilität,
- Null-Emission (am Auspuff) und damit bessere Luftqualität,

¹⁰ Die Kommissionsvorschläge sahen ambitioniertere Ziele vor, so z.B. eine Absenkung auf 135 g CO₂/km per 2002, zudem auch höhere Sanktionsabgaben von mas. 120 € statt 95 €

¹¹ Auswertung des Lieferwagen-Verbrauchs von Neufahrzeugen im Rahmen der Bestandesanalysen (durch InfrAs).

- „Flüsterwagen“ und damit ein Betrag zur Lärmreduktion im Verkehr,
- die Möglichkeit einfach und überall zu „tanken“ (auch zu Hause oder am Arbeitsplatz),
- intelligente Kombinationen von Verkehr- und Energiesystem (V2G), d.h. Nutzung der Elektrofahrzeuge als Zwischenspeicher,
- neue Business-Möglichkeiten,
- Standortvorteile für die Technologie-Entwicklung.

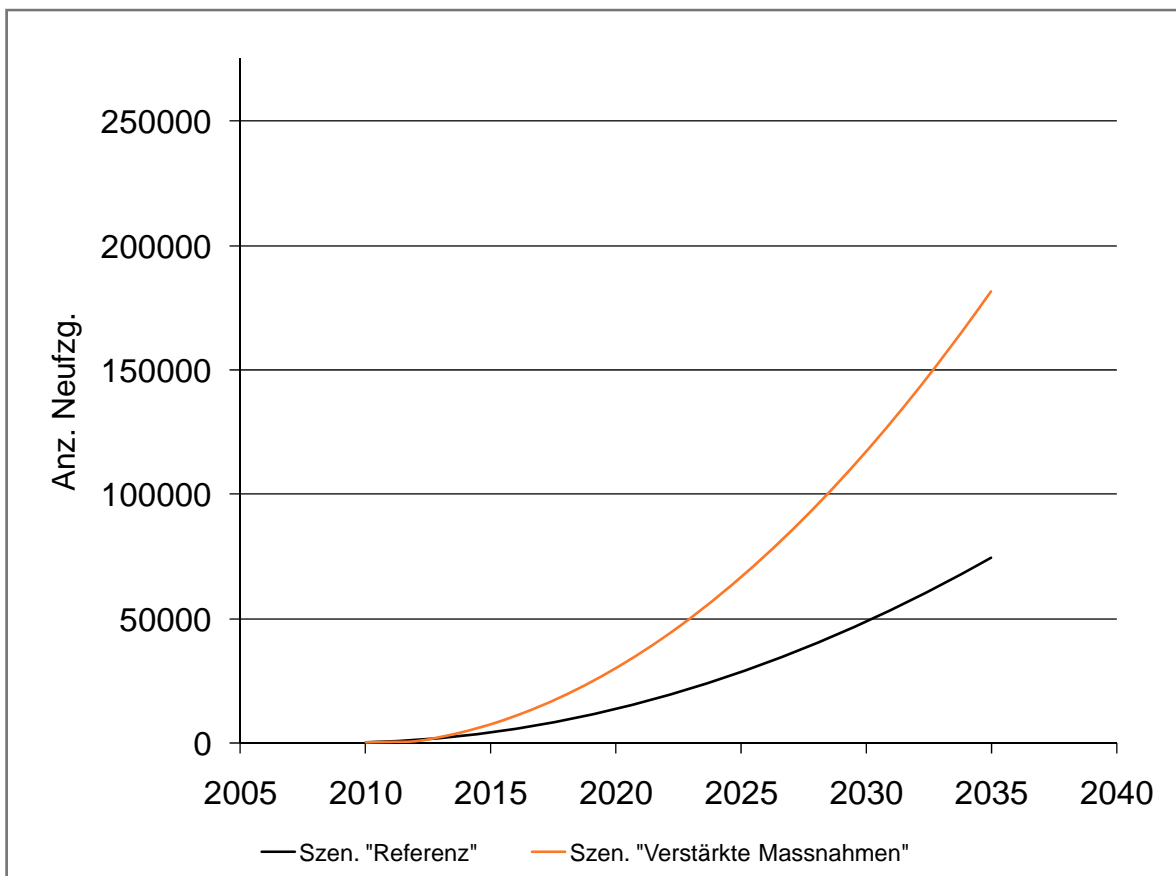
Dem steht allerdings eine Reihe von **Hemmnissen** gegenüber, die gegen eine rasche und breitbandige Diffusion der Elektromobilität sprechen:

- hohe Kosten (namentlich bei den Batterien),
- limitierte Reichweite auf 100 – 150 km (v.a. bei kälteren Temperaturen),
- Vorbehalte zur Klimaverträglichkeit: Die Stromproduktion für die Elektromobilität ist nicht a priori erneuerbar, damit ist die Klimaverträglichkeit nicht „automatisch“ gegeben,
- die Verfügbarkeit der Technologie: diese ist vorläufig primär „angekündigt“,
- die Modellpalette ist noch sehr begrenzt, es besteht zwangsläufig ein nennenswerter Zeitbedarf für Durchdringung des Marktes,
- die technologische Palette ist breit (Batterie- E-Fahrzeuge, Plug-In-Hybrids, Range Extenders, Fuel Cell EV), in der Branche besteht keine Einigkeit, welche Art der Elektromobilität bzw. welcher Technologie-Mix sich durchsetzen wird. Am ehesten wird damit gerechnet, dass Plug-in-Hybride vorerst Oberwasser haben und Batterie-E-Fahrzeuge erst in einer späteren Phase sich durchsetzen.
- Marktsplitting: E-Fahrzeuge dürften weniger den „Multi-Purpose“-PW ersetzen als vielmehr für spezielle Zwecke eingesetzt werden („City-car“, Pendler-Kleinwagen, Sportcoupé)
- Der Verbrennungsmotor wird weiterentwickelt, dessen Potenziale sind noch nicht ausgeschöpft. Damit wird der „Benchmark“ für die Elektromobilität durchaus hoch bleiben.

Vor diesem Hintergrund werden den zwei oben erwähnten Szenarien je unterschiedliche E-Mobil-Durchsetzungsmuster zugeordnet:

- V1: In der Referenz-Entwicklung, angelehnt an eine „verzögerte Zielerreichung“, wird eine zurückhaltende Durchdringung unterstellt mit einem moderat zunehmenden E-Mobil-Anteil an den Neu-Fahrzeugen bis auf 5 % im Jahr 2020 (13'500)¹² - bei der Annahme von rund 275'000 PW, welche jeweils pro Jahr neu in Verkehr gesetzt werden. Das führt dazu, dass der Bestand im Jahr 2020 rund 50'000 E-Fahrzeuge aufweist (oder 1.1 % des Bestandes).
- V2: Für die „Entwicklung mit verstärkten Massnahmen“ wird unterstellt, dass der Anteil an E-Mobilen rund 2.5x stärker zunimmt, d.h. rund 30'000 (oder 11 %) der Neuwagen im Jahr 2020 sind E-Mobile. Das bedeutet einen Bestand von rund 110'000 Fahrzeugen (oder rund 2.4 %).

Abbildung 4-17: Annahmen zur Entwicklung des Anteils an Elektrofahrzeugen an den Neuzulassungen in den beiden Szenarien



Quelle: InfrAs 2011

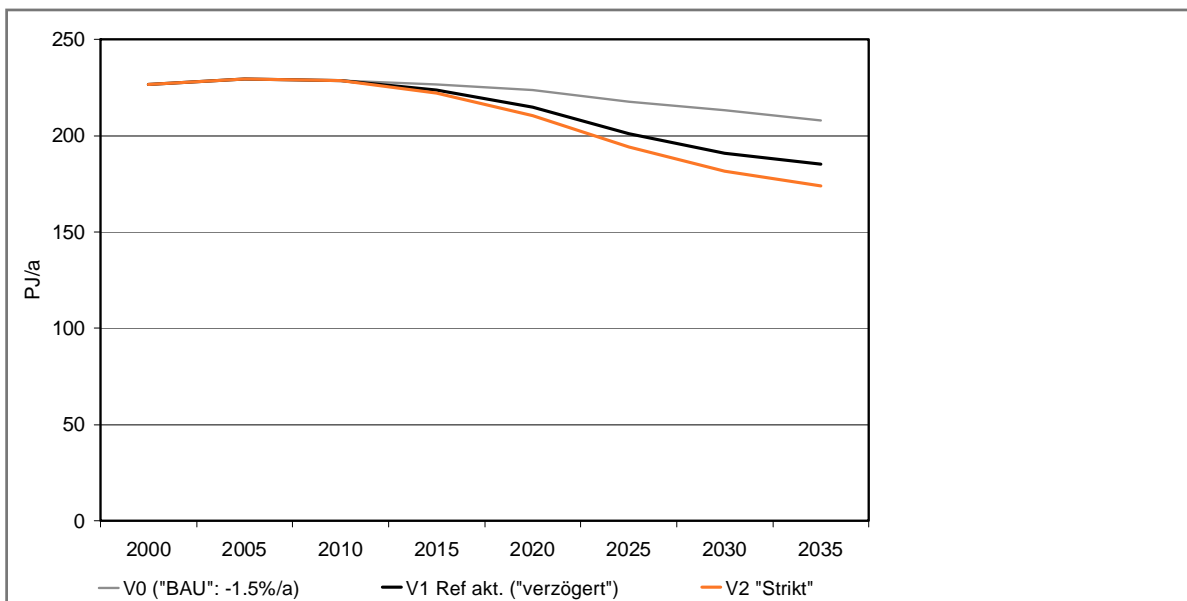
¹² Zum Vergleich: von den rund 296'000 Neu-PW, die im Jahr 2010 in Verkehr gesetzt wurden, waren rund 4200 Hybrid-Fahrzeuge (1.4%)

Diese Annahmen implizieren, dass Elektromobilität bis 2020 keine signifikante Rolle spielen wird. Ein solcher Einfluss wird allenfalls erst im nächsten Jahrzehnt sichtbar. Demnach sind die für die beiden Szenarien skizzierten Absenkungen in erster Linie über Effizienzgewinne bei den konventionellen Fahrzeugen zu erzielen.

4.4.3 Auswirkungen auf den Energieverbrauch

Die Abbildung 4-18 illustriert die Auswirkungen auf den Energieverbrauch. Neben den beiden Szenarien V1 (Referenz mit verzögerter Zielerreichung) und V2 (mit strikter Zielerreichung) ist als Hintergrund eine „BAU“-Entwicklung skizziert, in der die Effizienz der Fahrzeuge sich gemäss dem Vergangenheitstrend weiter entwickelt (d.h. mit 1.5 % Effizienzgewinn pro Jahr).

Abbildung 4-18: Entwicklung der Energienachfrage im Verkehr (einschliesslich Offroad) in den Szenarien V1 (Referenz) und V2 (Strikte Zielerreichung). Die Variante V0 illustriert ergänzend dazu eine Entwicklung, bei der die Neu-Fahrzeuge (PW) um lediglich 1.5% pro Jahr effizienter werden (=bisheriger langfristiger Trend).



Quelle: Infras 2011

Die Elektromobilität spielt in diesen Entwicklungen bis 2020 praktisch noch keine Rolle (vgl. nachstehende Tabelle). Bis 2030 kann der Anteil zumindest „sichtbar“ werden und mit gut 5 GWh etwa die Hälfte des heutigen Energiebedarfs der Bahnen ausmachen.

Tabelle 4-14: Stromnachfrage im Verkehrssektor in den beiden Szenarien 2020 und 2030, in PJ

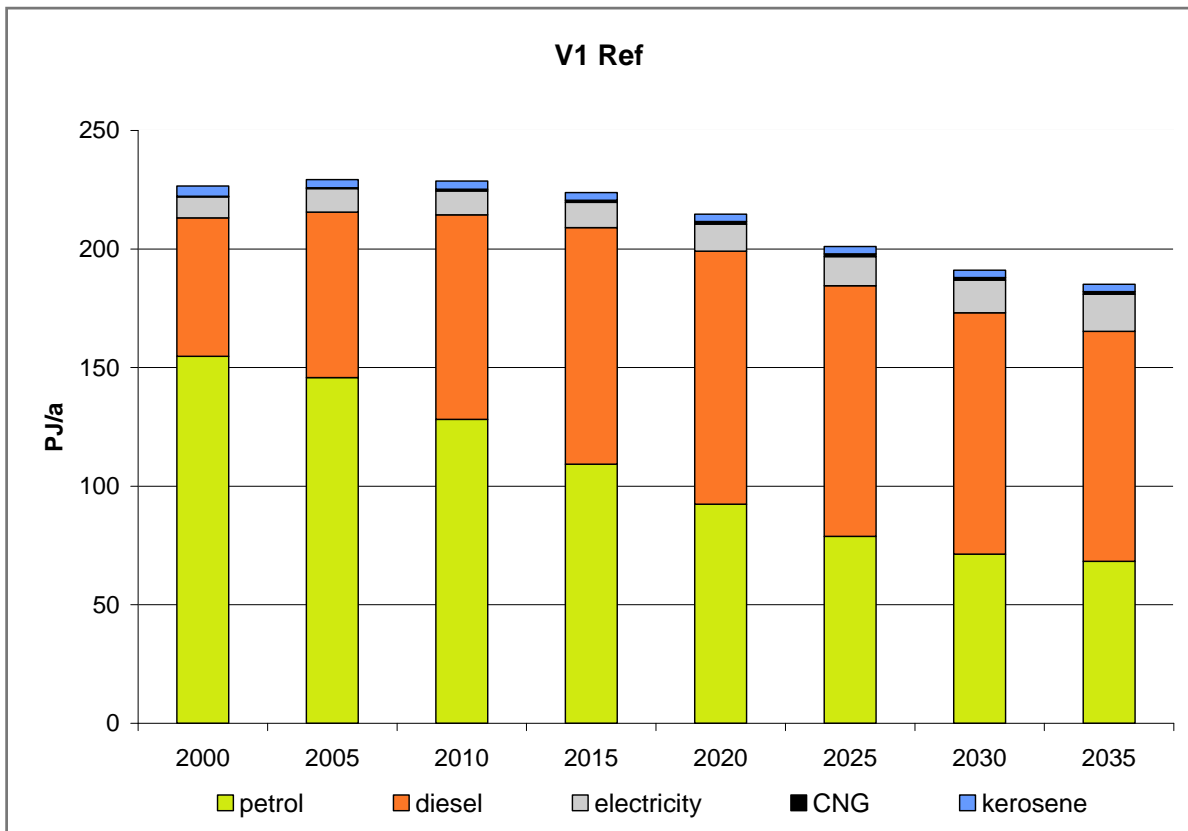
Szen. "Referenz"	2020	2030
Strasse	0.3	2.1
Schiene	11.1	11.6
total	11.4	13.8

Szen. "Verstärkte Massnahmen"	2020	2030
Strasse	0.7	5.3
Schiene	11.1	11.6
total	11.7	17.0

Quelle: Infras 2011

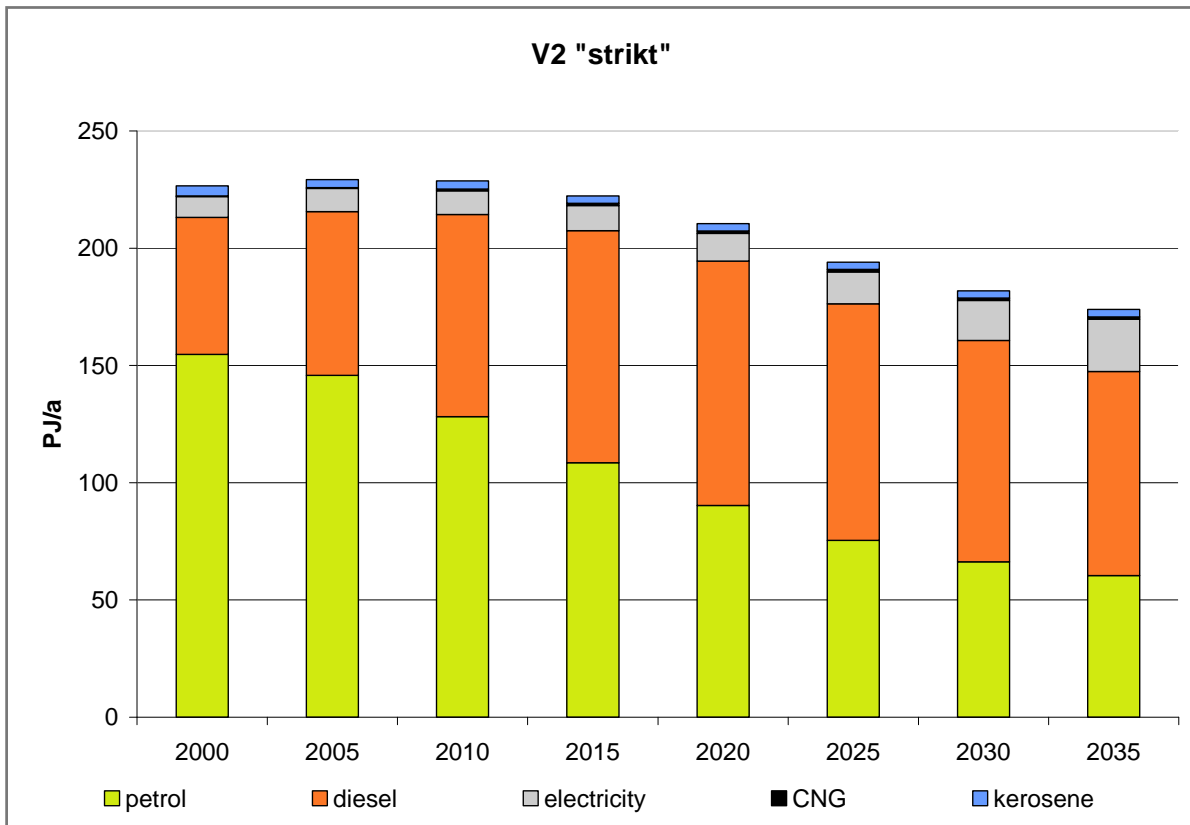
Abbildung 4-19 und Abbildung 4-20 illustrieren den Energieverbrauch der beiden Szenarien nach Energieträgern.

Abbildung 4-19: Energie-Nachfrage im Verkehr (einschliesslich Offroad) im Szenario V1 (Referenz) nach Energieträgern, in PJ



Quelle: Infras 2011

Abbildung 4-20: Energie-Nachfrage im Verkehr (einschliesslich Offroad) im Szenario V2 (verstärkte Massnahmen, strikte Umsetzung der Emissionsentwicklung) nach Energieträgern, in PJ



Quelle: Infras 2011

4.4.4 Exkurs: Biotreibstoffe

Biotreibstoffe sind derzeit in vier Varianten auf dem Markt:

- Ethanol als Beimischung mit Anteile von 5 /10 %; dieser Treibstoffmix bedarf an den meisten (jüngeren) konventionellen Fahrzeugen keiner Änderungen,
- E 85, d.h. 85 % Ethanol-Beimischung; dieser Kraftstoff wird nur von sog. Flexifuel-Fahrzeugen vertragen und macht heute noch einen verschwindend kleinen Anteil im Angebot aus,
- Biodiesel (aus Ölsaaten oder Ölen hergestellt),
- Biogas.

Biotreibstoffe haben nach einer Phase verstärkter Aufmerksamkeit in der Schweiz derzeit nur marginale Bedeutung (machen weniger als 1 % des Treibstoffabsatzes aus). Die öffentliche Debatte hat

derzeit einen Schwerpunkt bei der Frage der Nutzungskonkurrenzen zur Nahrungsmittelkette. Die Nachfrage von Biotreibstoffen ist – falls keine Förderinstrumente eingesetzt werden – vor allem stark von den relativen Preisen abhängig.

Als relativ kurzfristig erschliessbares Potenzial wird etwa ein Anteil von 10 % an den Treibstoffen eingeschätzt. Um ökologisch und nachhaltig unbedenklich zu sein, müssen die Quellen allerdings streng zertifiziert sein. Das entsprechende System ist in der Entwicklung und müsste auch Fragen der Landnutzung und Landnutzungsänderung einschliessen. Die EU-Richtlinie sieht eine Steigerung des Anteils an Biotreibstoffen bis 2020 auf 10 % vor.

Wir weisen in der Summe der Energieträger und der Zurechnung der erneuerbaren Energieträger zu den einzelnen Sektoren ein Szenario mit 10 % Biotreibstoffen gesondert aus.

4.5 Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch wird gemäss Methodik und Abgrenzung der Energieperspektiven ausgewiesen. Die Verbräuche sind hier ohne die Treibstoffe des internationalen Flugverkehrs (ca. 50 – 60 PJ) berechnet. Die Daten sind witterungsbereinigte Modelldaten, ohne statistische Differenz etc., welche für eine Gesamtbilanz noch ergänzt werden müssten. Sie dienen als Basis für die Berechnung des Bruttoendenergieverbrauchs (vgl. Kap. 2 und 4.7). An dieser Stelle soll vor allem die Dynamik in den Szenarien gezeigt werden.

4.5.1 Szenario „Referenz“

Der gesamte Endenergieverbrauch steigt im Szenario „Referenz“ bis 2015 an (um 7 % gegenüber 2000 um 1 % gegenüber 2005). Bis 2020 sinkt er dann etwa auf das Niveau von 2005 ab. Dies ist ein Summeneffekt aus gegenläufigen Entwicklungen in den Sektoren und bei den Energieträgern:

Tabelle 4-15: Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“ nach Sektoren, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ

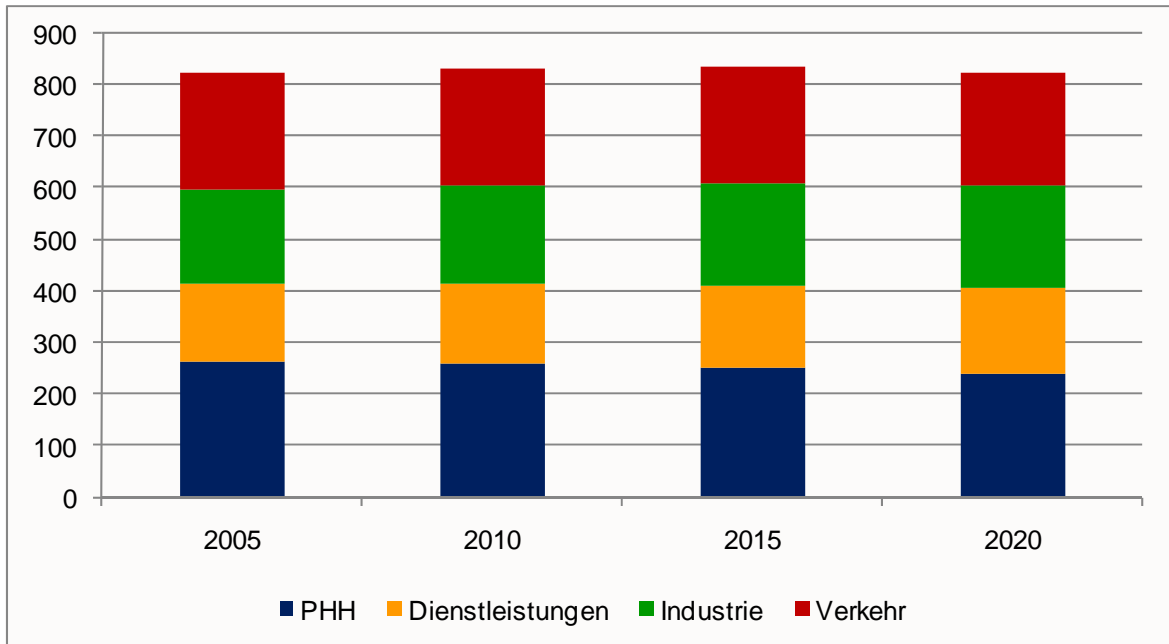
EEV nach Sektoren, in PJ	2000	2005	2010	2015	2020
PHH	239.0	263.8	257.1	249.0	236.8
Dienstleistungen	140.9	148.2	155.3	161.9	168.4
Industrie	174.8	182.0	189.8	197.6	200.2
Verkehr	226.6	229.3	228.8	224.0	215.2
Summe	781.4	823.3	831.0	832.5	820.6

Quelle: Prognos 2011

In den beiden Sektoren Private Haushalte und Verkehr (ohne internationalen Flugverkehr) sinkt der Endenergieverbrauch kontinuierlich (PHH –10 %, Verkehr -6 %). Trotz wachsender Bevölkerung und steigenden Verkehrsmengen „gewinnt“ hier die zunehmende Energieeffizienz der Gebäude, Geräte und Fahrzeuge. In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen nimmt die gesamte Nachfrage (Industrie 10%, Dienstleistungen 14 %) stetig zu. Hier wirken Strukturwandel und Effizienzmassnahmen zwar dämpfend auf das Wachstum, vermögen die expansiven Mengeneffekte jedoch nicht vollständig zu kompensieren. Tabelle 4-15 und Abbildung 4-21 zeigen die Entwicklung.

In Tabelle 4-16 und Abbildung 4-22 ist die Entwicklung nach Energieträgern dargestellt, Abbildung 4-23 stellt die erneuerbaren Endenergieträger vergrössert dar.

Abbildung 4-21: Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“ nach Sektoren, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ



Quelle: Prognos 2011

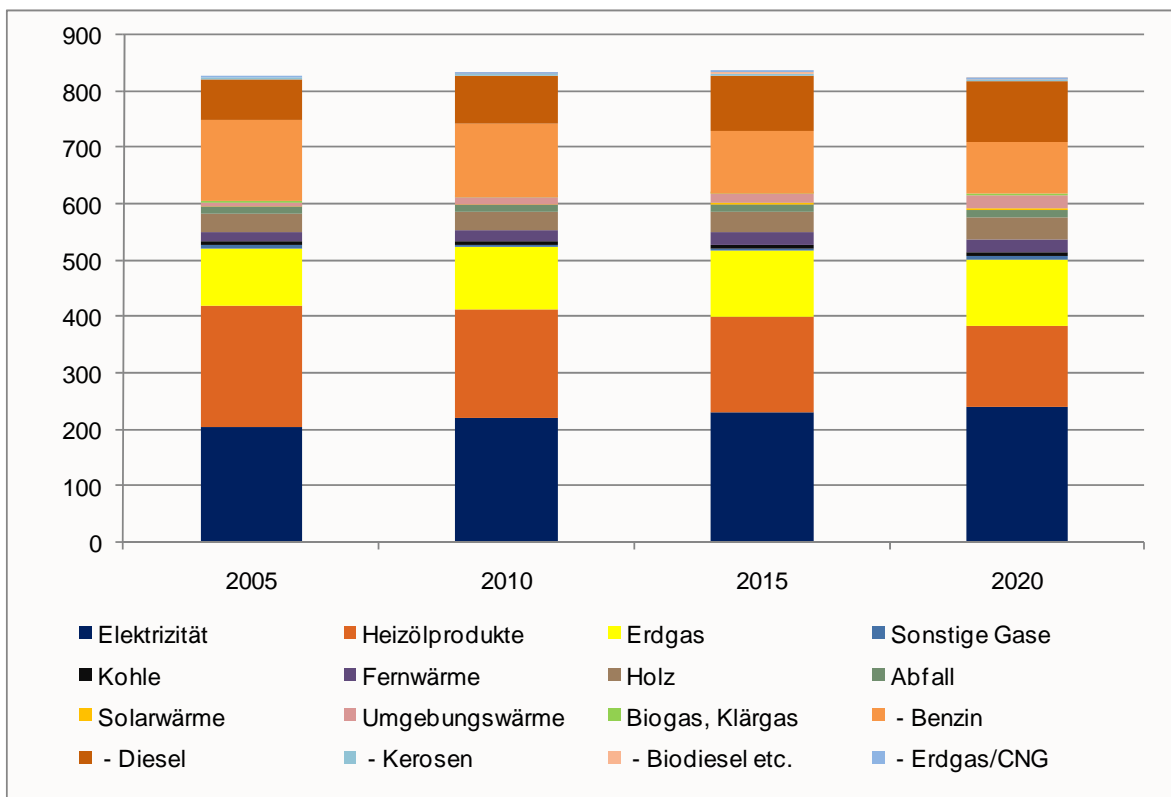
Tabelle 4-16: Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“ nach Energieträgern, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ

Energieträger (in PJ)	2000	2005	2010	2015	2020
Elektrizität (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	188.11	203.68	218.93	230.27	239.23
Heizölprodukte o. Treibstoffe	214.63	216.32	192.09	168.47	143.88
Erdgas	89.58	101.64	110.86	116.80	118.87
Sonstige Gase	6.00	5.69	5.96	6.05	5.91
Kohle	6.15	6.52	6.74	6.64	6.67
Fernwärme (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	13.84	16.17	17.75	19.91	21.66
Holz	29.24	31.79	33.13	35.56	38.21
Abfall	11.70	13.10	12.60	14.64	14.74
Solarwärme	0.33	0.63	1.70	2.57	3.74
Umgebungswärme	4.08	6.42	10.51	16.24	21.97
Biogas, Klärgas	0.00	1.96	1.96	1.96	1.98
Treibstoffe	217.77	219.38	218.77	213.40	203.77
- Benzin	154.74	145.79	128.17	109.30	92.46
- Diesel	58.36	69.81	86.25	99.73	106.66
- Kerosen	4.33	3.44	3.44	3.13	3.13
- Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.00	0.00	0.15	0.27	0.42
- Erdgas/CNG	0.34	0.34	0.76	0.98	1.10
Summe	781.44	823.28	830.99	832.51	820.62

Quelle: Prognos 2011

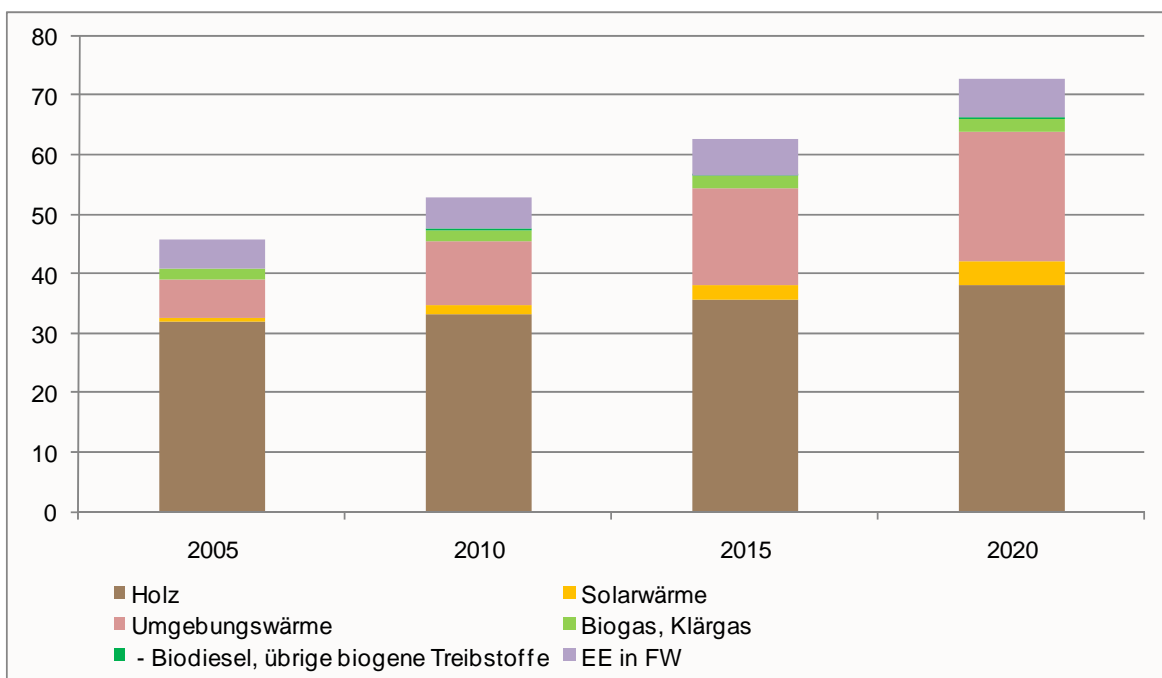
Von den konventionellen Energieträgern weisen Elektrizität mit 17 %, Erdgas mit 17 %, Fernwärme mit 34 % sowie Dieseltreibstoff mit 53 % ein deutliches Nachfragewachstum zwischen 2005 und 2020 auf. Erdgas und Fernwärme sind hierbei „Substitutionsgewinner“, bei den Verwendungszwecken Raumwärme und Prozesswärme ersetzen sie trendmässig das Heizöl, dessen Verbrauch um 34 % zurückgeht. Der steigende Dieserverbrauch spiegelt einerseits die weiter steigenden Güterverkehrsleistungen, andererseits den „Dieseltrend“ bei den Personenfahrzeugen wider. Die Nachfrage nach Ottokraftstoff geht entsprechend um 37 % zurück; hier ergänzen sich der Substitutionstrend (weniger benzingetriebene Neufahrzeuge) und die Effizienzsteigerung. Die erneuerbaren Endenergieträger (ohne Elektrizität, inkl. dem EE-Anteil der Fernwärme) weisen ein Verbrauchswachstum von 59% auf. In 2020 beträgt ihr Anteil am Endenergieverbrauch 9 %. Zu dem Zuwachs trägt vor allem die mehr als Verdreifachung der Umgebungswärme (Wärmepumpen) sowie eine 20 %ige Zunahme des Holzverbrauchs bei. Die Solarwärmenutzung wird versechsfacht, bleibt aber potenzial- und einsatzbedingt auf niedrigem absolutem Niveau.

Abbildung 4-22: Endenergieverbrauch im Szenario „Referenz“ nach Energieträgern, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Abbildung 4-23: Verbrauch der erneuerbaren Energien (ohne Strom) im Szenario „Referenz“, in PJ



Quelle: Prognos 2011

4.5.2 Szenario „verschärfte Massnahmen“

Im Szenario „verschärfte Massnahmen“ werden vor allem die Energieeffizienzmassnahmen verstärkt. Im Gebäudebereich werden vermehrt erneuerbare Energieträger eingesetzt. An dieser Stelle wird im Verkehrssektor nicht von einer Zielsetzung für Bio-treibstoffe ausgegangen, sondern lediglich eine Verstärkung der bisherigen Nachfragetrends ohne ein neues zielgerichtetes Instrument angenommen.

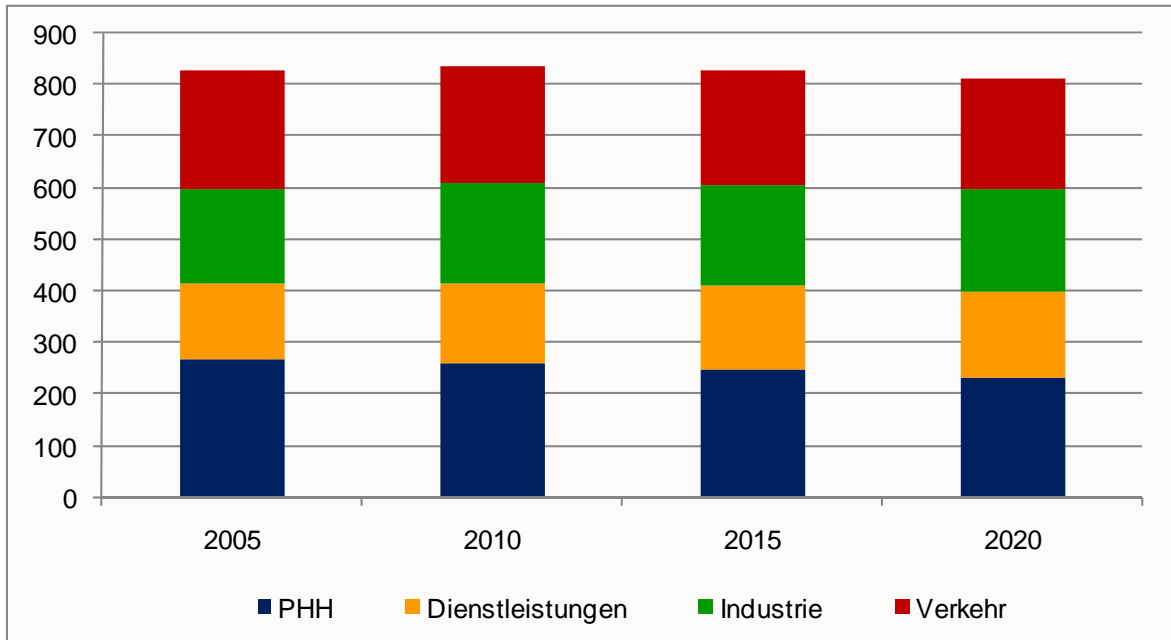
In Tabelle 4-17 und Abbildung 4-24 ist der Endenergieverbrauch im Szenario „verschärfte Massnahmen“ nach Sektoren dargestellt, in Tabelle 4-18 und Abbildung 4-25 zeigt die Entwicklung nach Energieträgern. Abbildung 4-26 konzentriert sich auf die erneuerbaren Endenergeträger.

Tabelle 4-17: Endenergieverbrauch im Szenario „verschärfte Massnahmen“ nach Sektoren, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ

EEV nach Sektoren, in PJ	2000	2005	2010	2015	2020
PHH	241.1	265.0	257.3	248.0	232.5
Dienstleistungen	140.9	148.2	155.4	160.2	165.1
Industrie	174.8	182.9	193.6	195.3	199.1
Verkehr	226.6	229.6	229.1	223.2	212.2
Summe	783.5	825.8	835.4	826.8	808.8

Quelle: Prognos 2011

Abbildung 4-24: Endenergieverbrauch im Szenario „verschärfte Massnahmen“ nach Sektoren, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Tabelle 4-18: Endenergieverbrauch im Szenario „verschärfte Massnahmen“ nach Energieträgern, witterungsbereinigte Modellwerte, in PJ

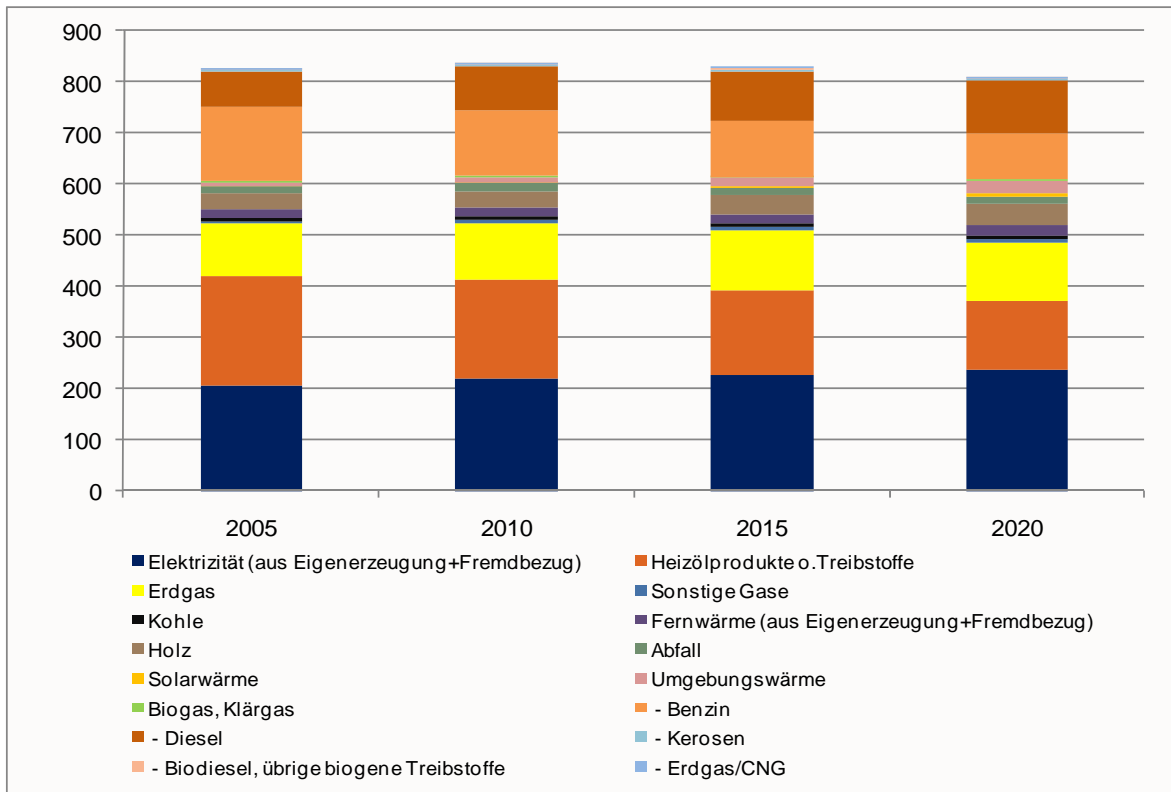
Energieträger (in PJ)	2000	2005	2010	2015	2020
Elektrizität (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	188.8	204.6	220.0	228.3	236.7
Heizölprodukte o. Treibstoffe	215.6	216.7	192.3	165.3	135.4
Erdgas	89.8	101.6	111.0	116.0	114.9
Sonstige Gase	6.0	5.7	6.0	6.1	6.1
Kohle	6.2	6.5	6.8	6.3	6.0
Fernwärme (aus Eigenerzeugung+Fremdbezug)	13.9	16.2	17.8	19.9	22.2
Holz	29.4	31.8	33.2	35.6	39.4
Abfall	11.7	14.1	14.7	15.2	16.4
Solarwärme	0.3	0.6	1.7	2.7	4.4
Umgebungswärme	4.0	6.3	11.0	16.9	25.0
Biogas, Klärgas	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Treibstoffe	217.8	219.7	219.0	212.5	200.4
- Benzin	154.7	145.8	128.1	108.5	90.3
- Diesel	58.4	69.8	86.2	99.0	104.2
- Kerosen	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1
- Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.4	0.4	1.0	1.7
- Erdgas/CNG	0.3	0.3	0.8	1.0	1.1
Summe	783.5	825.8	835.4	826.8	808.8

Quelle: Prognos 2011

Der Einsatz der erneuerbaren Energien steigt gegenüber der Referenz nochmals deutlich an, die Nutzung der Umgebungswärme wird in 2020 gegenüber 2005 vervierfacht, die der Solarwärme versiebenfacht, der Holzeinsatz steigt um 24 %. Der Einsatz von Biotreibstoffen wird verfünffacht. Somit kann der Anteil an erneuerbaren Endenergieträgern (inkl. Fernwärme, ohne Strom) auf 79 PJ und 10 % vom Endenergieverbrauch gesteigert werden.

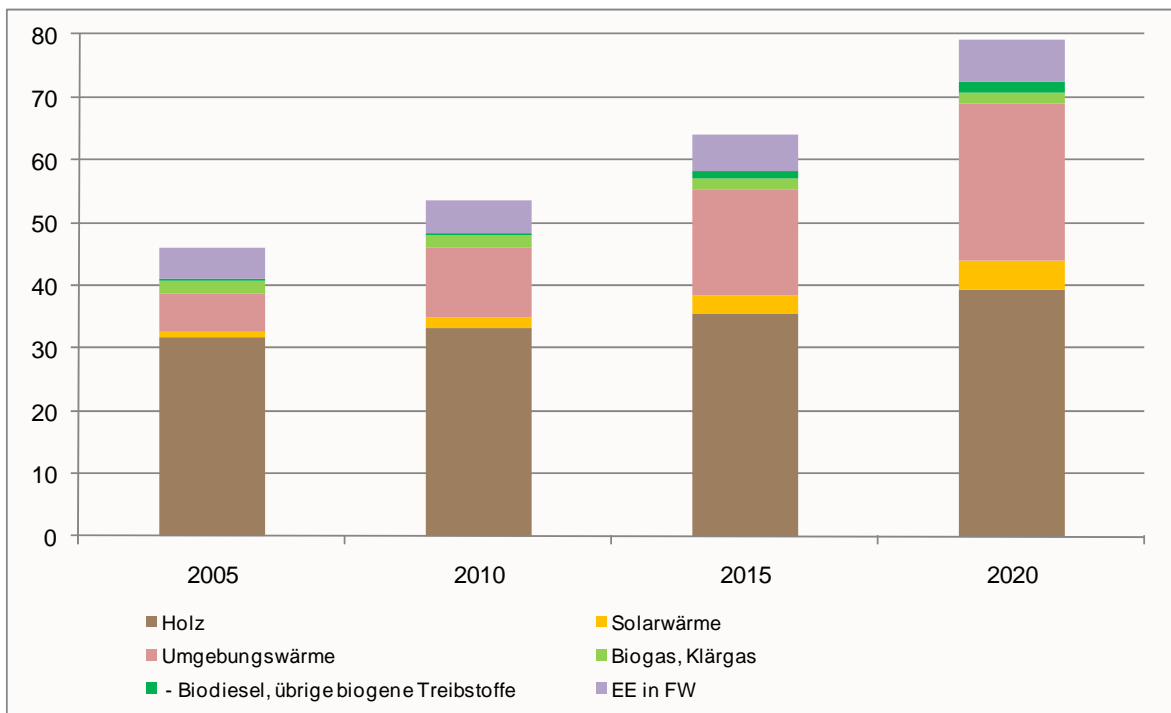
Auch hier muss darauf hingewiesen werden, dass innerhalb eines Zeitraums von zehn Jahren beim der Verstärkung der vorhandenen Instrumente, die sich im Rahmen bisher eingeführter Gröszenordnungen (Anforderungsprofile, Förderhöhen, Ausstattung der Fördertöpfe) abspielt, zwar Trends verstärkt, jedoch nicht umgekehrt werden können.

Abbildung 4-25: Endenergieverbrauch im Szenario „verschärfte Massnahmen“ nach Energieträgern, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Abbildung 4-26: Verbrauch der erneuerbaren Energien im Szenario „verschärfte Massnahmen“, in PJ



Quelle: Prognos 2011

4.6 Elektrizitätsproduktion

4.6.1 Szenariendefinition und -umsetzung

Bei der EE-Stromerzeugung im Inland wurde zwischen KEV-Produktion, der Produktion durch Grosswasserkraft und der Produktion neuer erneuerbaren Energien, die nicht über KEV gefördert werden, unterschieden.

Bei der KEV wurden zwei Varianten untersucht: Das Referenzszenario („beschlossene Massnahmen“, Szenario 1) mit einem KEV-Zuschlag von 0.9 Rp./kWh, sowie das Szenario „verstärkte Massnahmen“ (Szenario 2) mit einem Zuschlag von 1.2 Rp./kWh, welche als Alternative im letzten Jahr zur Diskussion stand.

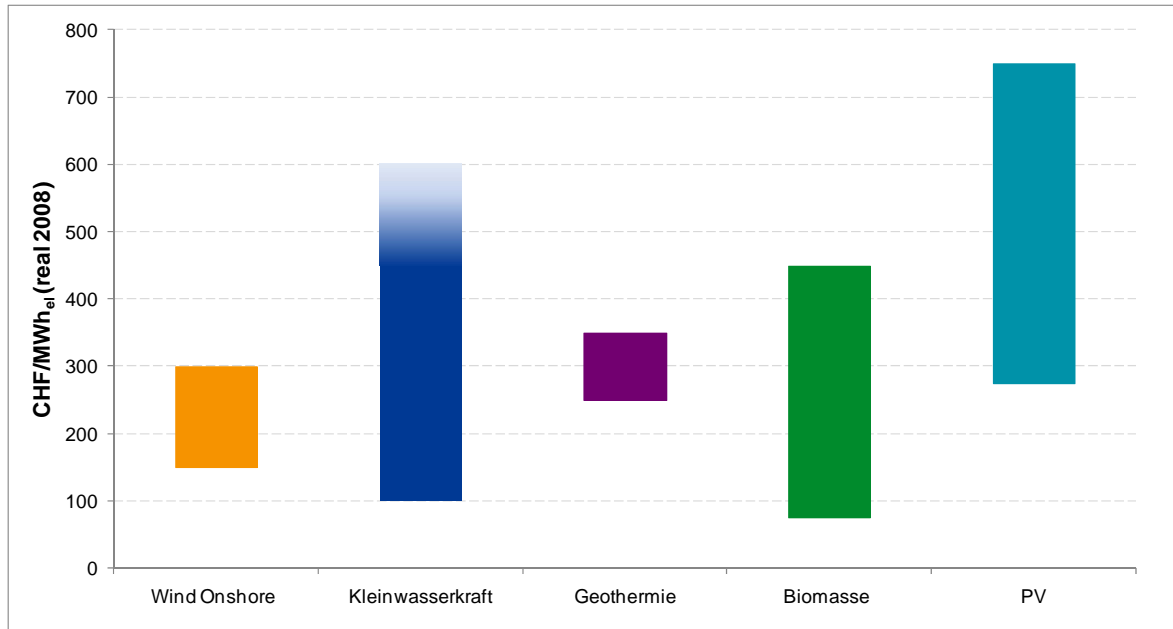
Die Erhöhung der Grosswasserkraftproduktion und neuer erneuerbare Energien variiert in den Szenarien zwischen 0.5 TWh (Referenzszenario) und 1.0 TWh (Szenario „verstärkte Massnahmen“) bis 2020. Bereits in Bau sind derzeit (Gross)Wasserkraftwerke, die die Produktion im Schnitt um 0.4 TWh erhöhen werden. Zudem laufen Programme zur Förderung der neuen erneuerbaren Energien ausserhalb des KEV-Systems, die bis 2020 einen zusätzlichen Beitrag ausmachen werden (z.B. EWZ Solarfonds).

4.6.2 Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien

Bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten wurde von einem betriebswirtschaftlichen Ansatz mit einem Zinssatz von 7.5 % ausgegangen. Die Abschreibung (nach Annuitätenmethode) erfolgt über die Anlagenlebensdauer.

Die Stromgestehungskosten einer Technologie variieren u.a. mit der Grösse (Leistungsklasse), dem Wirkungsgrad, den geografischen Bedingungen, sowie in einzelnen Fällen mit den Brennstoffkosten. Abbildung 4-27 zeigt in etwa die heutige Bandbreite der Stromgestehungskosten einzelner Technologien.

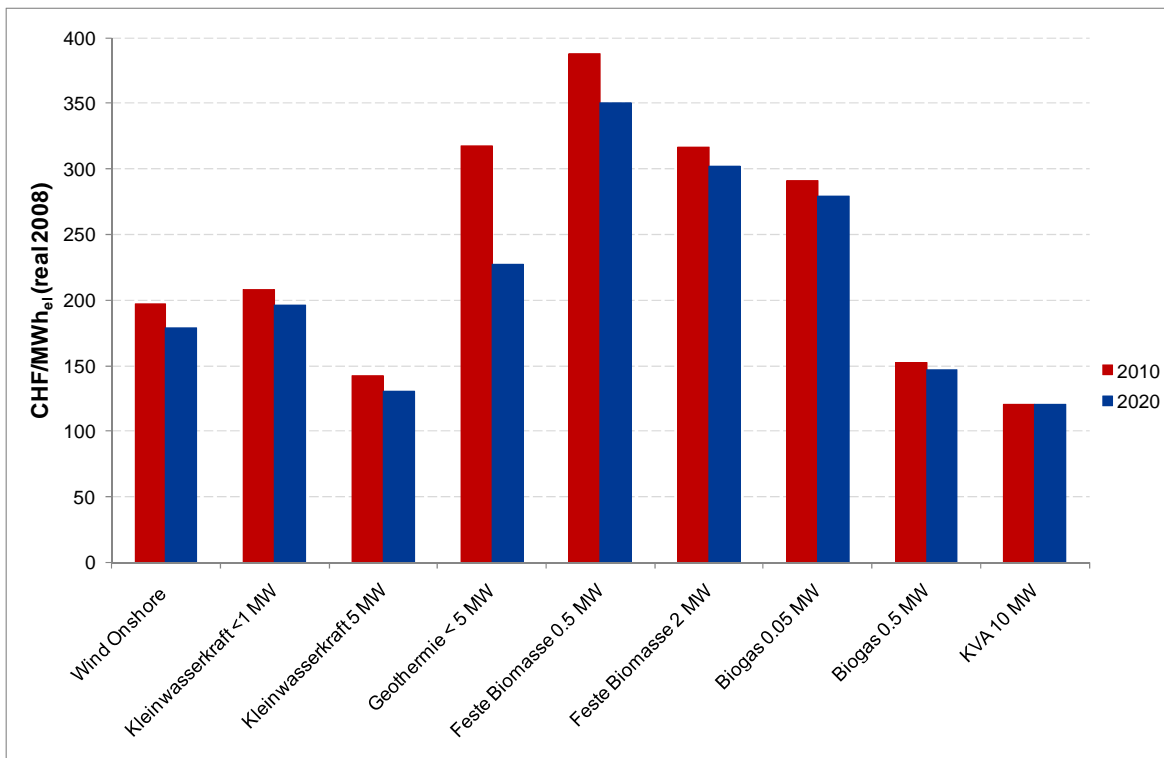
Abbildung 4-27: Heutige Bandbreite der Stromgestehungskosten verschiedener erneuerbarer Erzeugungstechnologien in CHF/MWh



Eigene Angaben auf Basis Prognos (2007, 2008, 2010), Roland Berger/Prognos (2010), FH ISI et al. (2009)

Je nach Technologie wurden stärkere und schwächere Lernkurven bzw. Kostendegressionen unterstellt. Aufgrund hoher Rohstoff- und Energiepreise waren in der Periode 2005 bis ca. 2008 bei einigen Technologien Kostensteigerungen zu beobachten. Die in Abbildung 4-28 unterstellte Kostenreduktion ist teilweise auf den Ausgleich der Kostensteigerung der letzten Jahre zurückzuführen. Bei den Geothermieanlagen werden Kostenreduktionen unter der Voraussetzung unterstellt, dass sich das System (geoseismisch) technisch durchsetzt.

Abbildung 4-28: Stromgestehungskosten verschiedener erneuerbarer Erzeugungstechnologien in 2010 und 2020, in CHF/MWh

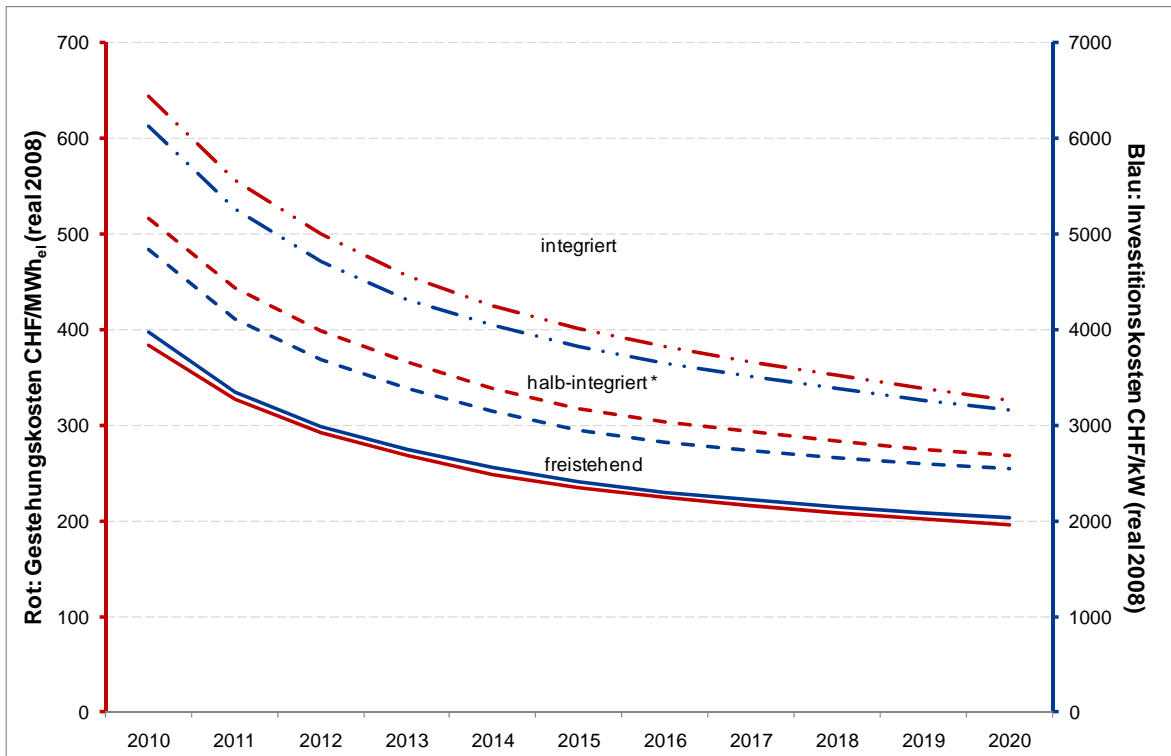


Eigene Angaben auf Basis Prognos (2007, 2008, 2010), Roland Berger/Prognos (2010), FH ISI et al. (2009)

Insbesondere bei Photovoltaikanlagen sind die Kosten in den letzten Jahren deutlich gesunken. Diese Kostendegressionen werden sich bis 2020, z.T. etwas abgeschwächt, fortsetzen. Abbildung 4-29 zeigt eine Abschätzung der Kostenentwicklung der PV-Anlagen bis 2020 (Grösse: 30 kW bei (halb-)integrierten Anlagen und >100 kW bei freistehenden Anlagen). Es ist darauf hinzuweisen, dass die Kosten beispielsweise im Vergleich zu Deutschland relativ hoch sind. Hier wird es eine Annäherung geben. Mit dem derzeitigen Wechselkurs werden die Kosten voraussichtlich weiterhin sinken und sind daher eher am Rand der Bandbreite zu sehen.

Es ist darauf hinzuweisen, dass bei den halbintegrierten Anlagen von einer Anlage auf einem Ziegeldach ausgegangen wird. Die Kosten für Flachdach-Anlagen sind günstiger, sie bewegen sich in Bezug auf die spezifischen Kosten pro Leistungseinheit in der Grössenordnung der Freiflächenanlagen, wobei zudem die Pachtkosten wegfallen können. Sie weisen grosse Potenziale auf und lassen sich besser ausrichten als Ziegeldachanlagen.

Abbildung 4-29: Stromgestehungskosten der Photovoltaik in der Schweiz, 2010 bis 2020, in CHF/MWh



* Anlage auf Ziegeldach

Quellen: Hofer (2011), Roland Berger/Prognos (2010); eigene Schätzungen der Prognos

Die zu erwartenden Kostendegressionen wirken sich über das Instrument KEV nur dann auch im Sinne von effizienterem und erhöhtem Zubau aus, wenn die spezifische Vergütung entsprechend abgesenkt wird. Nur dann können für die gleiche Umlage auch tatsächlich mehr Kilowattstunden erzeugt werden.

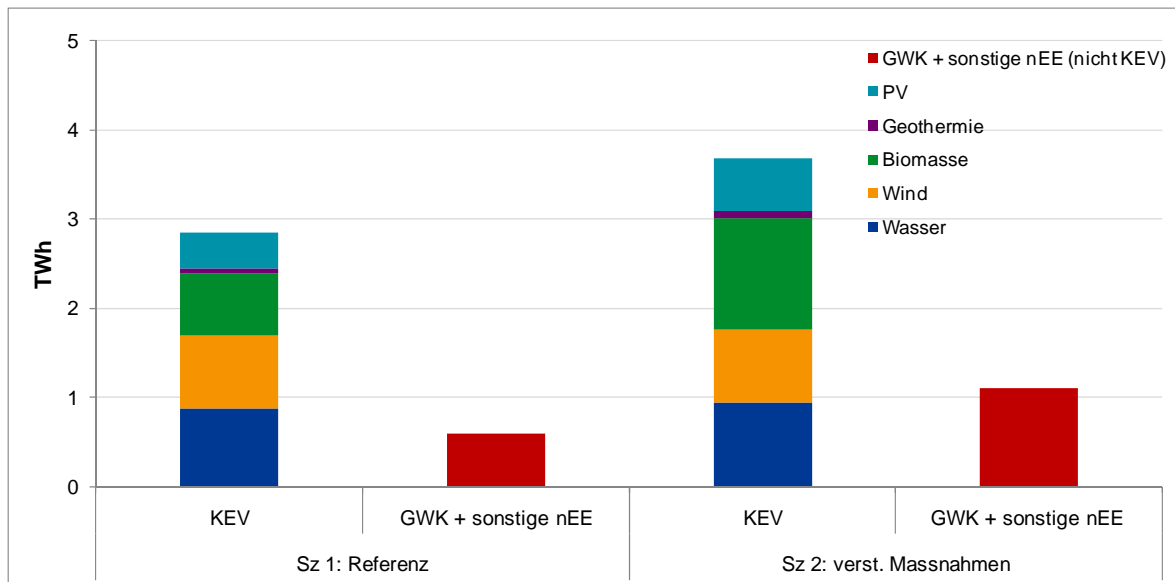
4.6.3 Beitrag EE-Strom im Inland

Die Produktionsausweitung der Grosswasserkraftproduktion (GWK) und der nicht KEV geförderten neuen erneuerbaren Energien beträgt 0.5 TWh im Referenzszenario und 1.0 TWh im Szenario „verstärkte Massnahmen“ („beschlossene Massnahmen“). Bereits in Bau sind derzeit Produktionsausweitungen von Wasserkraftwerken, die die Produktion im Schnitt um 0.4 TWh erhöht werden.¹³

Aus Modellrechnungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien mittels KEV folgt, dass bis 2020 mit einem KEV-Zuschlag von 0.9 Rp./kWh (für Endkunden) ein Ausbau von 2.8 TWh möglich ist. Bei einem Zuschlag von 1.2 Rp./kWh können gemäss Modellrechnungen 3.7 TWh erreicht werden.

¹³ Zudem ist die im Zeitraum 2005 bis 2009 bereits zugebaute Menge anzurechnen.

Abbildung 4-30: Modellergebnisse KEV-Varianten sowie Ausbau der nicht über KEV geförderten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, in TWh



Prognos 2011

Aus den Modellrechnungen geht hervor, dass die zur Verfügung stehenden KEV-Mittel zu einem deutlichen Ausbau der EE führen können. Es ist jedoch nicht das Optimum des möglichen Ausbaus, da der Ausbau durch die Höhe der Förderung, die Teildeckel und die (bis 2020 als max. umsetzbar eingeschätzten) Potenziale begrenzt wird. Zudem ist es eine (auf der Vergütungsseite) z.T. statische Analyse, da über die künftige Anpassung der Vergütungssätze und Deckel noch keine Klarheit besteht und dies die Ergebnisse grundsätzlich verändern könnte.¹⁴ Auch die Entwicklung des Marktpreises, hier bis 2020 real auf 8.4 Rp./kWh steigend, beeinflusst die Mitteln des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Insbesondere müssten bei sich abzeichnender Realisierung der Kostendegressionen bei der Photovoltaik die entsprechenden Einspeisevergütungen angepasst werden, um die Degressionen auch an die Stromkunden weiterzugeben. In der derzeitigen Ausgestaltung der KEV ist eine jährliche Kostendegression von 8 % für Neuanlagen vorgesehen.

Die tatsächliche Realisierung der Projekte und deren Zeitpunkte hängen, neben der Wirtschaftlichkeit, von einer Vielzahl von (nicht-monetären) Faktoren (Barrieren) ab, die modelltechnisch nicht ab-

¹⁴ Es ist darauf hinzuweisen, dass in den Modellrechnungen mit realen Kosten gerechnet wurde.

gebildet werden können. Dieser Aspekt wird durch die Festlegung von Potenzialbegrenzungen in geringem Masse berücksichtigt.

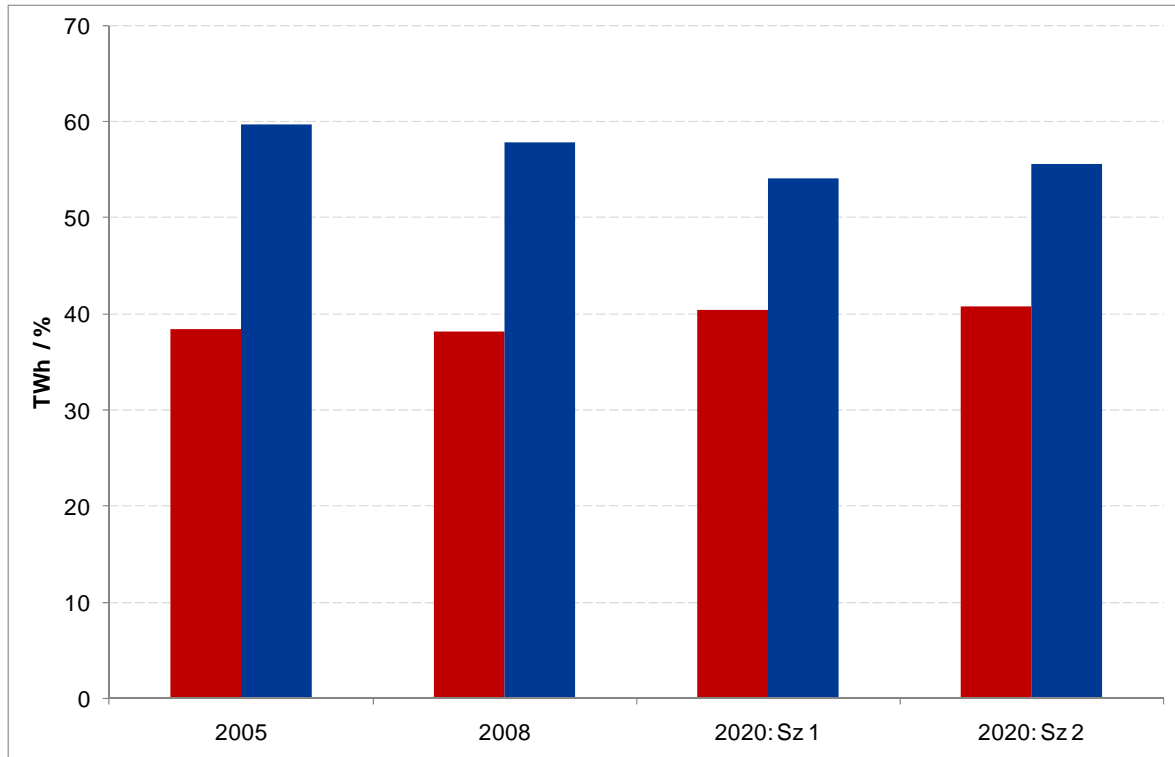
Aus Sicht der Autoren sind primär die nicht monetären Hemmnisse abzubauen, um die angestrebte Menge erneuerbarer Energien im Strombereich zu verwirklichen.

Wird der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Bestand (Stand 2005: 38.4 TWh) als Summe dargestellt, dann ergibt sich, unter Berücksichtigung der Normalisierung der Wasser- und Windkraftenerzeugung, die in Abbildung 4-31 rot dargestellte Entwicklung.

Bis 2020 wird der Minderung der Wasserkraftproduktion wegen der Restwasserbedingungen sowie durch die Klimaerwärmung durch eine konservative Einschätzung der mittleren Volllaststunden Rechnung getragen. Durch dieses Vorgehen, sowie durch die Normalisierung der Wasserkraftenerzeugung über 15 Jahre, fällt der nach EU-Methodik berechnete Ausbau etwas geringer als in Abbildung 4-31 dargestellt aus.

Die blauen Säulen in Abbildung 4-31 zeigen jeweils den Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch. Durch die Steigerung der Stromnachfrage der Endkunden sowie durch die unterstellten Inbetriebnahmen der geplanten Pumpspeicherwerke nimmt die Nachfrage stärker als das Angebot zu, so dass sich der Anteil bis 2020 gegenüber 2005 reduziert.

Abbildung 4-31: *Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Schweiz (rot) sowie Anteil am Bruttostromverbrauch (blau), in TWh und %*



Prognos 2011

4.6.1 Sensitivität 32%-Anteil

Auf Wunsch des Auftraggebers wurde eine Sensitivität eines höheren Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (32% statt 30%) gerechnet. Die Erhöhung um 2%-Punkte bedeutet einen Zuwachs des Angebots an erneuerbaren Energien von etwa 20 PJ. Vorgabe ist es, den zusätzlichen Zubau über eine „Entdeckung“ der KEV, d.h. im Grunde über den Zubau von PV-Anlagen, zu decken. Analysiert wird, wie hoch die KEV-Umlage sein müsste, um einen solchen Zubau zu ermöglichen.

Wie oben dargestellt wurde, kann bei einer Umlage von 1.2 Rp./kWh in 2020 (modelltechnisch) ein Ausbau von maximal etwa 3.7 TWh erfolgen. Wird hierzu der zusätzliche erwünschte Zubau von ca. 5-6 TWh addiert, steigt der Ausbau auf ca. 9.5 TWh. Um diese Zubaumenge zu erreichen, ist nach KEV-Modellrechnungen eine Umlage von knapp 4 Rp./kWh erforderlich (3.90 Rp./kWh nominal, 3.35 Rp./kWh real 2008). Die durchschnittliche Mehrkostenfinanzierung steigt ggü. Szenario 2 „verstärkte Massnahmen“ um 30% bzw. 4.6 Rp./kWh an. Die Mehrkosten belaufen sich auf 1.5 Mrd. CHF.

Es wurde bei den Berechnungen unterstellt, dass die zusätzlichen Mittel durch die Erhöhung der Umlage (gegenüber dem Szenario

„verstärkte Massnahmen“) primär für die Mehrkostenfinanzierung bzw. den Ausbau erneuerbarer Energien zur Verfügung stehen. D.h., dass keine weiteren Mittel in die wettbewerblichen Ausschreibungen fließen. Da es sich hierbei um eine Sensitivitätsrechnung und kein vollständiges Szenario handelt, wurde keine Rückkopplung mit der Nachfrage vorgenommen. Die Nachfrage wurde durch die Erhöhung der Umlage und somit der Strompreise nicht angepasst. (Die Erfahrungen mit den hohen EEG-Umlagen in Deutschland lassen diese Annahme zumindest als plausibel zu.) Eine Änderung der Nachfrage hätte sowohl auf die Fördermittel und somit das EE-Angebot Einfluss, als auch auf den Anteil EE am Bruttoendenergieverbrauch.

4.7 Auswertung, Zielvergleich

Die in den vorstehenden Kapiteln beschriebenen Szenarienergebnisse wurden gemäss der Berechnungsvorgaben der EU-Systematik umgerechnet und ausgewertet. Im folgenden werden jeweils die Ergebnisse für die beiden Szenarien in den Jahren 2015 und 2020 nebeneinander dargestellt. Zusätzlich wurde die Option ausgewertet, im Szenario „verschärfte Massnahmen“ einen (wie auch immer erreichten) Anteil von Biotreibstoffen am Treibstoffverbrauch zusätzlich einzuführen. Dies bedeutet den Einsatz von 20 PJ Biotreibstoffen in 2020. Diese Option ist mit dem Kürzel „mit BT“ in den jeweiligen Legenden und Tabellenüberschriften gekennzeichnet.

Der jeweilige Bruttostromverbrauch und Bruttoendenergieverbrauch in den einzelnen Szenarien und Jahren ist in Tabelle 4-19 dargestellt. Er entwickelt sich jeweils etwa parallel zum Endenergieverbrauch und zur Endenergienachfrage Elektrizität. Die Jahre 2015 und 2020 sind jeweils für die beiden Szenarien abgebildet. Die Abkürzung „Ref“ im Spaltenkopf bedeutet „Referenzszenario“, die Abkürzung „versch Sz“ bedeutet „Szenario verschärfte Massnahmen“.

Tabelle 4-19: Bruttostromverbrauch und Bruttoendenergieverbrauch in den Szenarien 2005 - 2020, in PJ

			Ref/versch Sz		Ref/versch Sz	
	2005	2010	2015	2015	2020	2020
Bruttostromverbrauch	231.4	229.3	248.5	246.3	269.1	264.5
Bruttoendenergieverbrauch	906.4	900.7	906.6	900.1	911.7	894.3

Quelle: Prognos 2011

Die erneuerbaren Energien in den Sektoren (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Fernwärme, ohne Strom) sowie die erneuerbare Elektrizitätsproduktion in den Szenarien sind in Tabelle 4-20 dargestellt. Deutlich wird das hohe Gewicht der erneuerbaren Elektrizitätsproduktion, die auch im verschärften Szenario 65 % am Gesamtaufkommen der erneuerbaren Energien ausmacht.

Tabelle 4-20: Erneuerbare Energien nach Sektoren in den Szenarien 2005 - 2020, in PJ

EE insgesamt, in PJ			Ref.versch Sz		Ref.versch Sz	
	2005	2010	2015	2015	2020	2020
EE nach Sektoren, ohne Stromanteil						
PHH	25.7	30.9	38.0	38.6	45.2	49.2
Dienstleistungen	11.4	13.3	14.8	15.0	16.8	17.4
Industrie	8.5	9.0	9.5	9.5	10.5	10.8
Verkehr	0.4	0.2	0.3	1.0	0.4	1.7
Summe EE ohne Strom	45.9	53.4	62.6	64.1	72.9	79.1
EE Strom	138.1	136.6	139.7	139.9	145.4	146.9

Quelle: Prognos 2011

Die Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch nach „Sektoren“ und insgesamt sind in Tabelle 4-21 und Abbildung 4-32 ausgewiesen.

Tabelle 4-21: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in den Szenarien 2005 - 2020

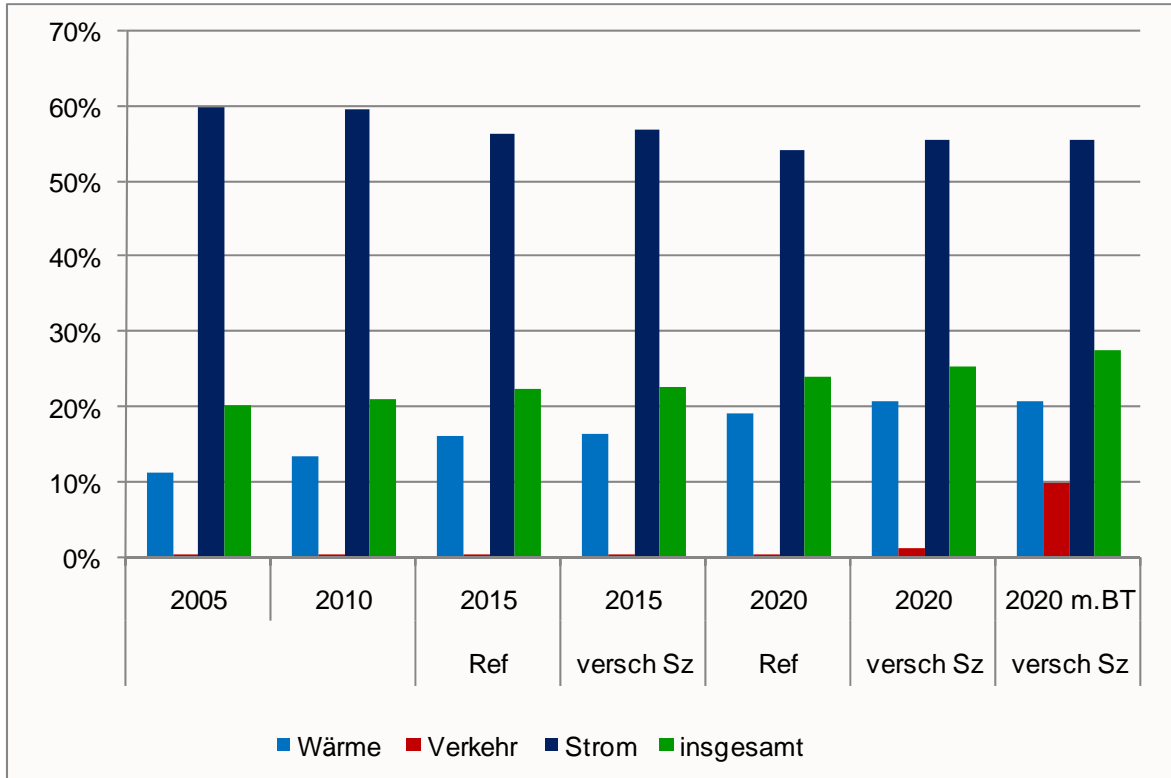
Anteile nach EU-Systematik			Ref.versch Sz		Ref.versch Sz versch Sz		
	2005	2010	2015	2015	2020	2020	2020 m.BT
Wärme	0.11	0.13	0.16	0.16	0.19	0.21	0.21
Verkehr	0.002	0.002	0.001	0.005	0.004	0.012	0.10
Strom	0.60	0.60	0.56	0.57	0.54	0.56	0.56
insgesamt	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.28

Quelle: Prognos 2011

Deutlich sichtbar ist die Dominanz des Stromsektors. Trotz dieser Dominanz führen die Ausbauaktivitäten des Referenzszenarios bis 2020 lediglich zu einem Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von 24 %. Die zusätzlichen Anstrengungen des Szenarios „verschärfte Massnahmen“ führen insgesamt zu einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien im Brenn- und Treibstoffsektor als im Stromsektor, so dass insgesamt ein Anteil am BEEV von gut 25 % erreicht wird. Eine deutliche Erhöhung auf 28 % kann durch den Einsatz von 10 % Biotreibstoffen erreicht werden.

Hierbei ist es wahrscheinlich, dass Bioethanol- und Biodiesel importiert werden. Die Umsetzung kann theoretisch relativ schnell erfolgen, da die vorhandene Infrastruktur genutzt werden kann und keine Investitionszyklen oder nichtmonetäre Umsetzungshemmnisse zu beachten sind. Allerdings sind Biotreibstoffe unter Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsaspekten nicht per se unproblematisch. Vielmehr muss mit einer strikten Zertifizierung nachgewiesen werden, dass sowohl Flächen- und Nutzungskonkurrenzen mit der erweiterten Nahrungskette ausgeschlossen sind als auch keine zusätzlichen Emissionen durch Landnutzungsänderungen entstehen. Vgl. hierzu den Exkurs in Kap. 5.

Abbildung 4-32: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in den Szenarien 2005 - 2020, in %



Quelle: Prognos 2011

Alle Szenarien sind somit mit inländischen Massnahmen und Bio-treibstoffimporten in der inländischen Bilanz deutlich vom Ziel eines 30 %-Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch entfernt. Die Differenz müsste durch zusätzliche Massnahmen oder internationalen Austausch über die in Kap. 2 dargestellten Mechanismen erreicht werden.

5 Kosten und volkswirtschaftliche Auswirkungen

5.1 Methodische Fragen

Die beiden in Kapitel 4 beschriebenen Szenarien (hier für die einfachere Beschriftung Szenario 1 und 2 benannt), also einerseits ein Szenario mit heute beschlossenen Massnahmen im Inland (Szenario 1) und andererseits ein Szenario mit zusätzlichen verstärkten Anstrengungen zur EE-Förderung und Effizienzverbesserungen (Szenario 2), werden in diesem Kapitel auf ihre volkswirtschaftlichen Auswirkungen hin untersucht. Bei den volkswirtschaftlichen Berechnungen wird auftragsgemäss ein EE-Ziel von 30 % unterstellt. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden die Auswirkungen eines höheren EE-Ziels (32%), unterschiedliche Preise für den Import von EE-Energie sowie die Aufhebung des KEV-Deckels untersucht.

Für eine detailliertere Abschätzung müsste ein volkswirtschaftliches Modell (bspw. ein berechenbares Gleichgewichtsmodell) eingesetzt werden, das insbesondere Effizienzeffekte und Strompreisüberwälzungen besser erfassen könnte. Ein solches Modell konnte im Rahmen des vorgegebenen Zeitplans und Budgets nicht erstellt werden. Die nachfolgend dargelegten volkswirtschaftlichen Auswirkungen sind daher als erste grobe Schätzungen zu verstehen, die keine wirtschaftlichen Rückkoppelungen enthalten.

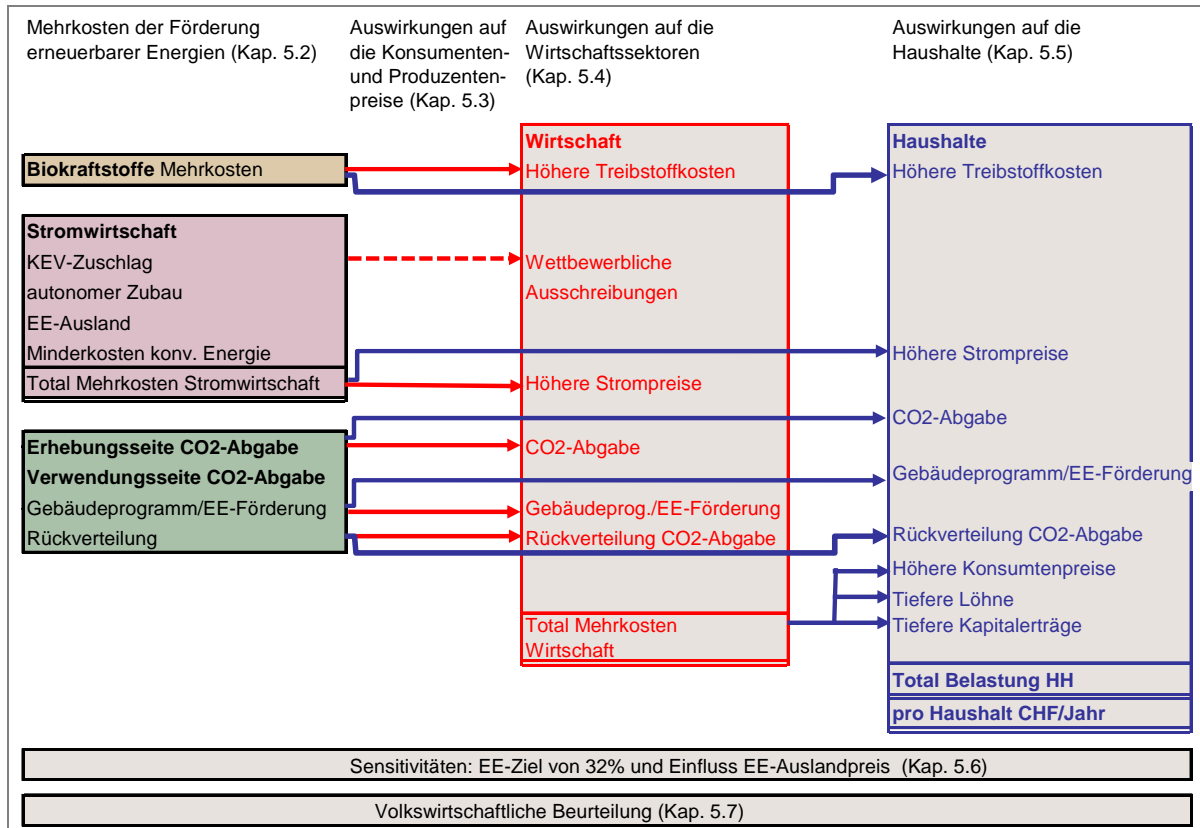
Für die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen für die Szenarien mit und ohne verstärkte Massnahmen im Inland gehen wir schrittweise wie folgt vor:

- **Mehrkosten für EE-Strom und verstärkte Massnahmen** (Kapitel 5.2): Die Mehrkosten der Förderung der erneuerbaren Energien und der verstärkten (Effizienz-)Massnahmen werden im Vergleich zu einer „Welt ohne Förderung“ und einer „Welt mit der heutigen/beschlossenen Förderung ohne internationale Zielerreichungsverpflichtungen (BAU – Business as Usual)“ berechnet.
- **Auswirkungen auf die Konsumenten- und Produzentenpreise** (Kapitel 5.3): Es wird aufgezeigt, welche Auswirkungen der KEV-Zuschlag und die Mehrkosten für den EE-Strom aus dem Ausland auf die Produzenten- und Konsumentenpreise hat. Dabei müssen wir uns auf grobe Annahmen zur „Kostenüberwälzung“ stützen.

- **Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren** (Kapitel 0): Zeigt die Mehrkosten der EE-Strom-Förderung und der verstärkten Massnahmen für über 40 Wirtschaftssektoren.
- **Auswirkungen auf die Haushalte** (Kapitel 5.5): Die Haushalte sind sowohl mit höheren Strom-, Treib- und Brennstoffpreisen als auch mit generell höheren Konsumentenpreisen konfrontiert. Daneben dürften sie auch indirekt über Lohn- und Kapitalertragsveränderungen von den Massnahmen zur Förderung von EE-Strom und den verstärkten Massnahmen betroffen sein. Es wird aufgezeigt, welche Auswirkungen die Szenarien 1 und 2 für insgesamt 14 verschiedene Haushaltsgruppen haben.
- **Sensitivitäten: 32%-Ziel, Auslandskosten, kein KEV-Deckel** (Kapitel 5.6): In einem speziellen Abschnitt werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse die Auswirkungen eines höheren EE-Ziels (32 %), unterschiedliche Preise für den Import von EE-Energie sowie die Aufhebung des KEV-Deckels untersucht.
- **Volkswirtschaftliche Beurteilung** (Kapitel 5.7): In diesem Kapitel werden die volkswirtschaftlichen Kosten und Auswirkungen zusammengestellt und qualitativ dem Nutzen der EE-Förderung und der verstärkten Massnahmen gegenübergestellt.

Die nachfolgende Abbildung illustriert das Vorgehen und zeigt die hauptsächlichen Überwälzungskanäle von den Mehrkosten in der Stromerzeugung, durch Biotreibstoffe und aufgrund der verstärkten Massnahmen über höhere Kosten für die Wirtschaft und die Überwälzung auf Konsumentenpreise, Löhne und Kapitalerträge.

Abbildung 5-1: Vorgehen zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen



Ecoplan 2011

Wichtige Hinweise zum Verständnis der nachfolgenden Resultate:

- Die **totalen Mehrkosten** der gesamten EE-Förderung lassen sich durch einen Vergleich mit einem „hypothetischen Szenario 0“ darstellen, bei welchem überhaupt keine EE-Förderung und kein KEV-Zuschlag unterstellt wird. Dieses Sz 0 ist hypothetisch in dem Sinn, dass für die bereits geförderte EE-Stromproduktion weiterhin ein Zuschlag auf dem Strompreis nötig ist.
- Ist man an den **zusätzlichen Mehrkosten eines 30%-EE-Ziels** gegenüber dem „Business as Usual“ interessiert, so ist die Differenz zum Szenario „BAU“ massgebend.
- Das **Szenario 1** rechnet im Inland mit keinen weitergehenden Massnahmen, entspricht also bezüglich inländischen Massnahmen dem „Business as Usual“. Die zur Zielerreichung (EE-Ziel von 30% im Jahr 2020) zusätzlich nötigen Erneuerbaren Energien werden im Ausland realisiert. Für die nachfolgenden Berechnungen wird unterstellt, dass die für die Schweizer Zielerreichung anrechenbaren EE-Anteile aus dem Ausland relativ teuer zu stehen kommen: 12.5 Rp./kWh (dies sind die angenommenen Mehrkosten für EE-Ausland, entspricht also der Differenz zwischen den Kosten für erneuerbare Energie aus dem

Ausland und konventioneller Energie). Dieses Szenario 1 ist ebenfalls ein hypothetisches Szenario, da bei einem Abkommen mit der EU auch verstärkte Massnahmen im Inland gefordert werden.

- Mit dem **Szenario 2** wird ebenfalls ein EE-Ziel von 30 % im Jahr 2020 angestrebt. Dieses wird einerseits mit verstärkten Massnahmen im Inland (Steigerung der inländischen EE-Stromproduktion mit einer Erhöhung der KEV und weitere Fördermassnahmen für Erneuerbare Energien im Wärmebereich sowie Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, also nachfrageseitige Massnahmen). Die zur Zielerreichung (EE-Ziel von 30% im Jahr 2020) zusätzlich nötigen erneuerbaren Energien werden ebenfalls im Ausland realisiert (die unterstellten Kosten für die aus dem Ausland anrechenbare EE-Energie betragen wie im Szenario 1 12.5 Rp./kWh).

Die nachfolgende Tabelle zeigt zusammenfassend die wichtigsten Annahmen und Resultate zu den berechneten Szenarien.

Tabelle 5-1: Überblick: Szenarien

	Szenario 0	Szenario BAU	Szenario 1	Szenario 2
Politik	hypothetisches Szenario	Szenario ohne weitere Massnahmen und ohne EE-Zielerreichung	Beschlossene Massnahmen (ohne weitere inländische Massnahmen), EE-Zielerreichung mit grossem Auslandanteil	Verstärkte Massnahmen im Inland, EE-Zielerreichung mit geringerem Auslandanteil
Anteil Erneuerbare	knapp 23%	24%	30%	30%
Nachfrage Strom	69 TWh	68 TWh	68 TWh	66 TWh *)
EE-Strom Inland KEV	hypothetisches Szenario ohne EE-Förderung und KEV und weitere Vereinbarungen im Strombereich	KEV 0.9 Rp./kWh 2.8 TWh	KEV 0.9 Rp./kWh = 2.8 TWh	KEV 1.2 Rp./kWh = 3.7 TWh *)
autonomer Zubau GWK und nEE (nicht KEV)			0.65 TWh	1.1 TWh
EE-Ausland Mehrkosten EE-Ausland			"Residualgrösse" (10 TWh) 0.125 CHF/kWh	"Residualgrösse" (5 TWh) 0.125 CHF/kWh
Nachfrage Endenergie (abzüglich Strom)	162 TWh	162 TWh	162 TWh	159 TWh
CO ₂ -Abgabe		36 CHF/t CO ₂		72 CHF/t CO ₂ (von den zusätzlichen Einnahmen gehen 400 Mio. CHF in Gebäudeprogramm und Förderung Erneuerbare, Rest wird rückverteilt)
Gebäudeprogramm		135 Mio./Jahr		400 Mio./Jahr (finanziert durch davon 80% an Haushalte, zusätzlich sanierte Wohnfläche: +1.4 Mio. m ² /Jahr
Förderung Erneuerbare und Haustechnik Standards (ordnungsrechtliche Massnahmen)		65 Mio./Jahr Kosten in den Berechnungen nicht berücksichtigt		200 Mio./Jahr (finanziert durch davon 80% an Haushalte strengere Standards / Vorschriften
Biokraftstoffe	<< 1 TWh		5.6 TWh	5.6 TWh

Massnahmenpakete Stromangebot
Massnahmenpakete Nachfrage, Haustechnik, Förderung Erneuerbare im Wärmebereich (NHEE)

*) Aus der KEV werden bis 45 Mio. CHF/Jahr für Ausschreibungen (v.a. im Bereich Stromeffizienz) eingesetzt. Dies führt - zusammen mit den ordnungsrechtlichen Massnahmen zu einem Rückgang der Stromnachfrage bis 2020 um 2 TWh.

Prognos / Ecoplan 2011

Weiter ist zu beachten, dass wir für die Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen eine statische Analyse für einen bestimmten Zeitpunkt ausgewählt haben. Die **volkswirtschaftlichen Auswirkungen werden exemplarisch für das Jahr 2020 abgeschätzt.**

Damit wir die Grössenordnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen „einordnen“ können, werden die **Auswirkungen der Förderung von EE-Strom zusammen mit den verstärkten Massnahmen verglichen mit den Auswirkungen der CO₂-Politik** gemäss Botschaft über die Schweizer Klimapolitik nach 2012 (Revision des CO₂-Gesetzes und eidgenössische Volksinitiative «Für ein gesundes Klima») vom 26. August 2009. Bei den dargestellten Auswirkungen der CO₂-Politik, gehen wir von einem CO₂-Minderungsziel von -20% im Jahr 2020 gegenüber 1990 aus. Als Vergleich dienen uns die Berechnungen im Rahmen der BAFU-

Studie „Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Schweizer Post-Kyoto-Politik“ (Ecoplan, 2009).

Zu beachten ist, dass wir mit diesem Vergleich nicht davon ausgehen, die EE-Förderung ersetze oder unterstütze die CO₂-Politik (im nachfolgenden Exkurs wird in aller Kürze der Zusammenhang zwischen EE-Förderung und CO₂-Politik dargestellt). Der Vergleich mit der CO₂-Politik soll einzig dazu dienen, die Grössenordnung der Auswirkungen der EE-Förderung in einen Kontext zu stellen, der bereits intensiv diskutiert wurde bzw. immer noch wird.

Exkurs: Klimapolitik und Förderung des „erneuerbaren Stroms“

Situation in Europa: Mit dem beschlossenen Energie- und Klimapaket „20-20-20 bis 2020“ will die EU die Treibhausgasemissionen um 20% reduzieren, den Anteil an erneuerbaren Energien auf 20% und die Energieeffizienz um 20% erhöhen. Bei der Festlegung der Effizienz-, EE- und CO₂-Ziele wurden die gegenseitigen Abhängigkeiten zwischen der Reduktion der CO₂-Emissionen und der EE-Förderung berücksichtigt und politisch gewichtet. Bei der Umsetzung der EE-Ziele und der CO₂-Ziele kommen unterschiedliche Instrumente zum Zug: EU-Emissionshandelssystem für die CO₂-Ziele und die länderspezifischen Einspeisevergütungen (bzw. Quotensysteme) für die EE-Förderung als Hauptinstrumente. Die beiden Ziele werden also mehr oder weniger unabhängig voneinander umgesetzt, d.h. bspw. dass mit mehr EE-Förderung nicht noch zusätzliches CO₂ vermindert werden kann.

Situation in der Schweiz: Die KEV vermindert die gesamten CO₂-Emissionen nicht direkt, weil die kurz- bzw. mittelfristige Alternative – die zusätzliche fossile Stromproduktion – ihre CO₂-Emissionen kompensieren muss. Indirekt leistet die KEV aber (a) einen Beitrag zur „Wahrscheinlichkeit“ der CO₂-Zielerreichung, da durch den Wegfall der CO₂-Kompensation von bspw. GuD-Kraftwerken, die CO₂-Massnahmen weniger einschneidend sein müssen sowie (b) einen Beitrag an die Kyoto-Bilanz der Schweiz (dies weil der Stromsektor nicht im Schweizer Emissionshandelssystem ist). Allerdings entfällt dieser Vorteil, sofern sich die Schweiz an das EU-ETS anschliesst.

5.2 Mehrkosten für EE-Strom und verstärkte Massnahmen

Mit der Förderung der erneuerbaren Energien und den verstärkten Massnahmen werden Projekte verwirklicht, die sich ohne Förderung oder verstärkte Massnahmen bis 2020 nicht durchgesetzt hätten.

Die **Mehrkosten Strombereich** entsprechen aus volkswirtschaftlicher Sicht den zusätzlichen Kosten der geförderten Projekte im Vergleich zur Situation ohne Förderung. Die Mehrkosten werden wie folgt berechnet:

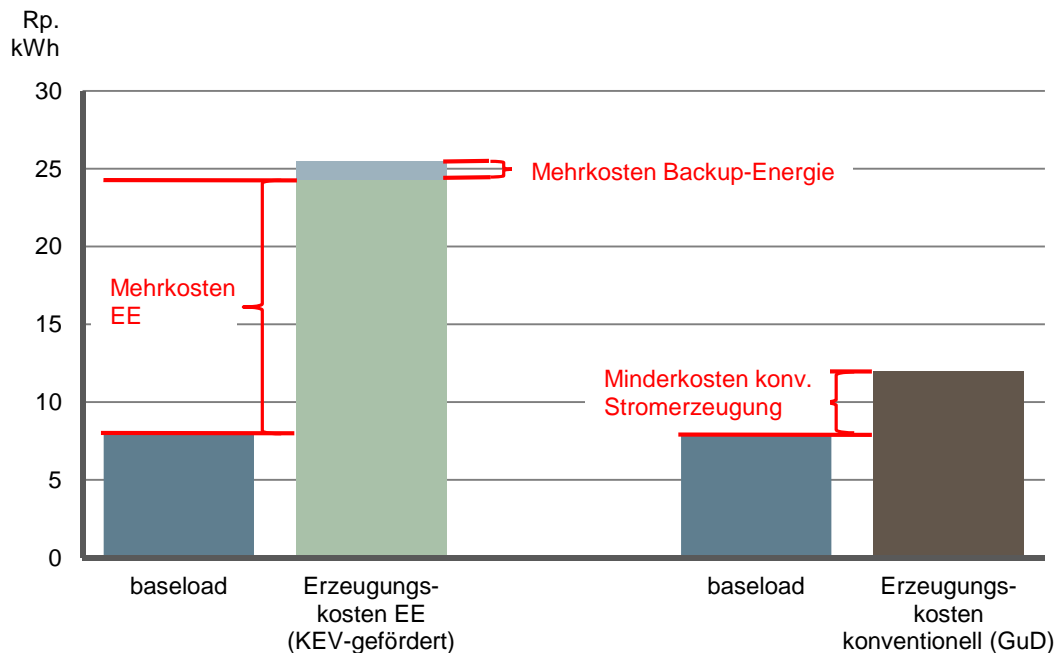
+ KEV-Zuschlag (also inkl. 15-Räppler, Ausschreibungen, usw.)
+ Mehrkosten autonomer Zubau, Grosswasserkraftwerke + sonstige Erneuerbare
+ Mehrkosten EE-Ausland (variieren je nach Zusammenarbeitsmechanismus), Annahmen bzgl. Mehrkosten EE-Ausland: 12.5 Rp./kWh
- Mehrkosten backup Technologie, Minderkosten konv. Stromerzeugung: Berücksichtigt die mittels Ausschreibung verbesserte Stromeffizienz, Annahme: Alternative zur EE-Stromerzeugung wäre fossile Stromerzeugung (GuD) (mit höheren Kosten als heutiger Strommix)
= Total Mehrkosten im Strombereich

KEV-Zuschlag: Der KEV-Zuschlag beträgt im Szenario 1 0.9 Rp./kWh und wird im Szenario 2 auf 1.2 Rp./kWh gesetzt. Dies führt – bei unterstellter Stromnachfrage im Vergleich zu einer Situation ohne KEV – im Jahr 2020 zu jährlichen Mehrkosten von 525 (Szenario 1) bis 680 Mio. CHF (Szenario 2, vgl. Anhang G). Zu beachten ist, dass diese KEV-Einnahmen nicht gänzlich künftigen, zusätzlichen Projekten zur Verfügung steht: Ein Teil davon wird für die Abgeltungen des „alten“ 15-Räpplers für bereits bestehende Projekte und für bereits vorgezogene KEV-Projekte gebraucht. Weiter werden aus den KEV-Einnahmen auch Ausschreibungen finanziert.

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der mit dem KEV-Zuschlag unterstützten Projekte beträgt im Jahr 2020 für das Sz 1 24.3 Rp./kWh. Damit liegen die EE-Stromgestehungskosten rund 16.3 Rp./kWh über dem baseload-Preis, welcher rund 8 Rp./kWh beträgt (vgl. Abbildung 5-2).

Im Szenario 2 steigen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten auf 24.6 Rp./kWh. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für diejenigen Projekte, die aufgrund der Erhöhung des KEV-Zuschlags von 0.9 auf 1.2 Rp./kWh möglich wird, betragen 25.6 Rp./kWh.

Abbildung 5-2: Vorgehen zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen



Mehrkosten autonomer Zubau: Für die Mehrkostenberechnung wurde unterstellt, dass im Szenario 1 ein autonomer Zubau in der Stromproduktion von 0.65 TWh und für das Szenario 2 ein solcher von 1.1 TWh erfolgt. Dies führt im Jahr 2020 zu jährlichen Mehrkosten von 22 bis 49 Mio. CHF (vgl. Anhang).

Mehrkosten EE-Ausland: Wir gehen davon aus, dass im Ausland produzierte EE-Energie zur Zielerreichung miteinbezogen werden muss, wenn die Ziele mit der inländischen EE-Produktion nicht erreicht werden. Gemäss den Berechnungen im Kapitel 4 kann das 30%-Ziel durch die inländische EE-Produktion nicht gedeckt werden. Die Ziellücke beträgt 10 TWh im Szenario 1 und 5 TWh im Szenario 2. Diese Ziellücke wird annahmegemäss mit EE-Strom aus dem Ausland gedeckt, wobei wir hier keinen physischen Import unterstellen. Grundsätzlich gibt es in der EU-Richtlinie verschiedene Möglichkeiten, die Ziele Mithilfe des Auslands zu erreichen:

- Statistischer Transfer
- Gemeinsame Förderregelungen
- Joint Projects innerhalb und ausserhalb der EU
- Handel (Aufbau eines kostenoptimierten Systems zur gemeinsamen Erreichung der EE-Ziele, bspw. basierend auf einer engen Kooperation mit anderen EU-Ländern)

Für die nachfolgende Mehrkostenberechnung gehen wir von einem „statistischen Transfer“ zwischen der Schweiz und potenziellen „EE-Überschussländern“ aus. Die Kosten dieses statistischen Transfers können heute noch nicht bestimmen. Es ist aber davon auszugehen, dass der „statistische Transfer“ für die Schweiz relativ teuer zu stehen kommt, da die Schweiz hier „Preisnehmer“ ist und mit einer grossen Nachfrage nach vorhandenen Überschüssen zu rechnen ist. Wir gehen für die vorliegenden Berechnungen davon aus, dass der „statistische Transfer“ Mehrkosten von 12.5 Rp./kWh verursacht (vgl. Ausführungen in Kap. 4.7). Auf Basis der berechneten Ziellücke ergibt dies Mehrkosten von 1'250 Mio. CHF im Szenario 1 bzw. 625 Mio. CHF im Szenario 2. Welchen Einfluss günstigere Mehrkosten von unter 12.5 Rp./kWh für die volkswirtschaftliche Beurteilung haben, wird in Kapitel 5.6 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargelegt.

Minderkosten konventionelle Stromerzeugung: Wir gehen davon aus, dass als Alternative zur EE-Stromerzeugung im Inland (also die über KEV finanzierte EE-Stromproduktion) die kurz- und mittelfristig die fossile Stromerzeugung (GuD) im Vordergrund steht. Die Minderkosten bei der konventionellen Stromerzeugung entsprechen also den „vermiedenen“ Stromerzeugungskosten mittels GuD, wobei eine CO₂-Kompensation über den europäischen Zertifikatemarkt stattfinden kann (Annahme: GuD-Stromgestehungskosten belaufen sich auf rund 12 Rp./kWh, vgl. Abbildung 5-2).¹⁵

Nicht nur die EE-Stromproduktion, sondern auch die geringere Stromnachfrage führt zu Minderkosten in der konventionellen Stromerzeugung. Im Szenario 2 kann gemäss den Berechnungen eine Stromeinsparung bis 2020 von rund 2 TWh/Jahr durch die verstärkten Massnahmen (hier insbesondere die durch die KEV finanzierten **wettbewerblichen Ausschreibungen für Strom-effizienmassnahmen** und die ordnungsrechtlichen Massnahmen) erzielt werden. Auch dies führt zu Minderkosten bei der Stromproduktion und wird entsprechend berücksichtigt.

Neben den Minderkosten bei der konventionellen Stromerzeugung sind hier auch die Mehrkosten für die Back-Up und Regelenergie enthalten. Weiter sind hier auch die Kosten für den Ausbau der Grosswasserkraftwerke berücksichtigt.

Insgesamt kann im Jahr 2020 mit Minderkosten bei der konventionellen Stromerzeugung von rund 129 (Szenario 1) bis 447 Mio. CHF/Jahr (Szenario 2) gerechnet werden.

¹⁵ Diese Annahme ist dann realistisch, wenn entweder das Schweizer CO₂-Emissionshandelssystem (ETS) in das EU-ETS integriert wird oder implizit unterstellt wird, dass zusätzliche GuDs im Ausland und nicht in der Schweiz zugebaut werden (dies als Folge der hohen Kosten für die Kompensationspflicht für in der Schweiz gebaute GuDs).

Folgende **Mehr- und Minderkosten im Wärme- und Verkehrsbereich** sind berücksichtigt:

+ Erhöhung CO ₂ -Abgabe um 36 CHF/t CO ₂
- Minderkosten Rückverteilung CO ₂ -Abgabe
- Minderkosten Gebäudeprogramm/EE-Förderung
+ Mehrkosten Biotreibstoffe
= Total Mehr-/Minderkosten im Wärme- und Verkehrsbereich

Mehrkosten CO₂-Abgabe: Die Mehrkosten einer Erhöhung der CO₂-Abgabe um 36 CHF/t CO₂ haben wir sehr grob für das Jahr 2020 abgeschätzt (auf Basis der Resultate der Energieperspektiven 2035 und der in diesem Projekt gemachten Berechnungen zur Entwicklung des gesamten Endenergieverbrauchs): Es wird mit einem zusätzlichen Abgabevolumen von ca. 515 Mio. CHF im Jahr 2020 gerechnet (reale Preise 2008).¹⁶

Minderkosten Rückverteilung CO₂-Abgabe: Die an Haushalte und Wirtschaft rückverteilte CO₂-Abgabe berechnet sich als Differenz zwischen den gesamten Abgaben und den für das Gebäudeprogramm und die EE-Förderung eingesetzten Subventionen. Insgesamt sind so rund 100 Mio. CHF (Preise 2008) an Haushalte und Wirtschaft zurück zu verteilen.

Minderkosten Gebäudeprogramm/EE-Förderung: Aus den Einnahmen der CO₂-Abgabe sollen insgesamt zusätzlich 400 Mio. CHF für das Gebäudeprogramm und die EE-Förderung im Wärmebereich eingesetzt werden. Dies entspricht zu Preisen 2008 im Jahr 2020 einem Betrag von 330 Mio. CHF. Davon werden 80 % für Massnahmen im Haushaltbereich und 20% für Massnahmen in der Wirtschaft eingesetzt. Die mit dem Gebäudeprogramm und der EE-Förderung erzielbaren Einsparungen (inkl. Einrechnung der Subventionen) berechnen sich für die Haushalte und die Wirtschaft wie folgt:

- **Haushalte:** Mit dem ab dem Jahr 2015 um 400 Mio. CHF aufgestockten Gebäudeprogramm und EE-Förderung werden bis 2020 zusätzliche Projekte ausgelöst (unter Abzug eines Mitnahmeeffekts von 33%). Die Kapitalkosten (unter Abzug der Subventionen) betragen für diese Projekte im Jahr 2020 rund 105 Mio. CHF. Dem stehen aber Energieeinsparungen von 190

¹⁶ Dies entspricht 600 Mio. CHF zu laufenden Preisen.

Mio. CHF gegenüber. Insgesamt ergeben sich somit für die Haushalte Einsparungen von 85 Mio. CHF im Jahr 2020.¹⁷

- **Wirtschaft:** Für das Gebäudeprogramm und die EE-Förderung im Wirtschaftsbereich (Industrie und Dienstleistungen) werden 20% der 400 Mio. CHF/Jahr eingesetzt. Im Gegensatz zu den Haushalten werden hier aber auch die Opportunitätskosten mitberücksichtigt: Grundsätzlich zeigt sich, dass die Massnahmen in der Wirtschaft – im Vergleich zu den Massnahmen im Haushaltbereich – rentabler sind. Zu beachten ist aber, dass dies nur unter ganz bestimmten Annahmen gilt. Insbesondere werden bei solchen partialanalytischen Betrachtungen die Opportunitätskosten meist nicht berücksichtigt (vgl. dazu den Exkurs am Ende dieses Kapitels). Da wir die Opportunitätskosten nicht kennen, gehen wir davon aus, dass im Wirtschaftsbereich Minderkosten im Umfang der gewährten Förderung erzielt werden können.

Mehrkosten Biotreibstoffe: Wir gehen davon aus, dass diese Mehrkosten der Differenz zwischen dem Benzin-Einstandspreis cif Basel und den Herstellungskosten für Biotreibstoffe (CH/Europa) entsprechen. Bei unterstellten Herstellungskosten für Biotreibstoffe von 14 Rp./kWh und einem Benzinpreis von 8 Rp./kWh (bei einem unterstellten Ölpreis von 100 US\$/Fass im Jahr 2020) ergeben sich Mehrkosten für Biotreibstoffe von 6 Rp./kWh (vgl. Berechnungen in der Tabelle A-2 im Anhang).¹⁸

Die Biotreibstoffe sind nicht nur in Bezug auf die Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion als problematisch einzustufen. Auch der Nettoeffekt auf die CO₂-Bilanz kann negativ sein. Dies kann sogar bedeuten: Je mehr Biotreibstoffe, desto mehr CO₂-Emissionen. Dies als Folge der induzierten Landnutzungsveränderungen (vgl. nachfolgenden Exkurs).

Exkurs: CO₂-Einsparungen mit Biotreibstoffen?

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU ermöglicht als Teil der Zielerfüllung allen Mitgliedsstaaten im Verkehrsbereich einen Anteil von maximal 10 % Biotreibstoffen. Eine kürzlich erschienene Studie des Institute for European Environmental Policy (IEEP) hat auf Basis der Nationalen Aktionspläne zur Erreichung der Ziele für die erneuerbaren Energien auf-

¹⁷ Dies sind Einsparungen die den Haushalten zugute kommen. Diese Einsparungen entsprechen nicht genau den volkswirtschaftlichen Ressourcengewinnen. Für die in dieser Studie verwendete Darstellung wird aber vereinfachend angenommen, dass die Einsparungen bei den Haushalten ungefähr den volkswirtschaftlichen Ressourcengewinnen entsprechen (da es sich hier in erster Linie um Heizöl handelt, kann dies vertreten werden). Dies führt zu einer leichten Überschätzung der volkswirtschaftlichen Gewinne, die durch die Energieeinsparung bei den Haushalten erzielt werden können.

¹⁸ Biotreibstoffe, welche Ökokriterien erfüllen, sind von der Mineralölsteuer befreit. Die hier angestellte Rechnung bezieht sich auf den Fall der Nicht-Befreiung. Die durch die Befreiung entgangenen Mineralölsteuerbeträge werden auf den Benzinpreis überwältigt.

gezeigt, was die angestrebte Menge an Biotreibstoffen für den Landverbrauch und CO₂-Ausstoss bedeutet.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie enthält zwar Massnahmen im Umgang mit direkten Landnutzungsveränderungen aus der Produktion von Biotreibstoffen, nicht aber für die indirekten Auswirkungen: Da die Nahrungsmittelproduktion aufrechterhalten werden muss, wird mindestens im selben Ausmass Ackerland neu geschaffen, wie für den Anbau von Energiepflanzen verdrängt wird. Da gemäss Studie ein Grossteil der zusätzlichen Biotreibstoffe aus Energiepflanzen gewonnen werden sollen, ist mit einer enormen Landnahme zu rechnen, die zusätzlich auch die positive CO₂-Bilanz der Biotreibstoffe ins Gegenteil verkehrt.

Neben der Nahrungsmittelproblematik in Zusammenhang mit Biotreibstoffen sind also die Probleme rund um induzierte Landnutzungsveränderungen und die Treibhausgasbilanz ebenfalls von grosser Bedeutung. Dabei sind hier die Biobrennstoffe (bioliquids) noch nicht einmal eingerechnet. Angesichts dessen, dass ein Grossteil der Biotreibstoffe importiert werden (müssen), werden die Probleme zudem zu einem gewissen Teil ins Ausland verlagert.

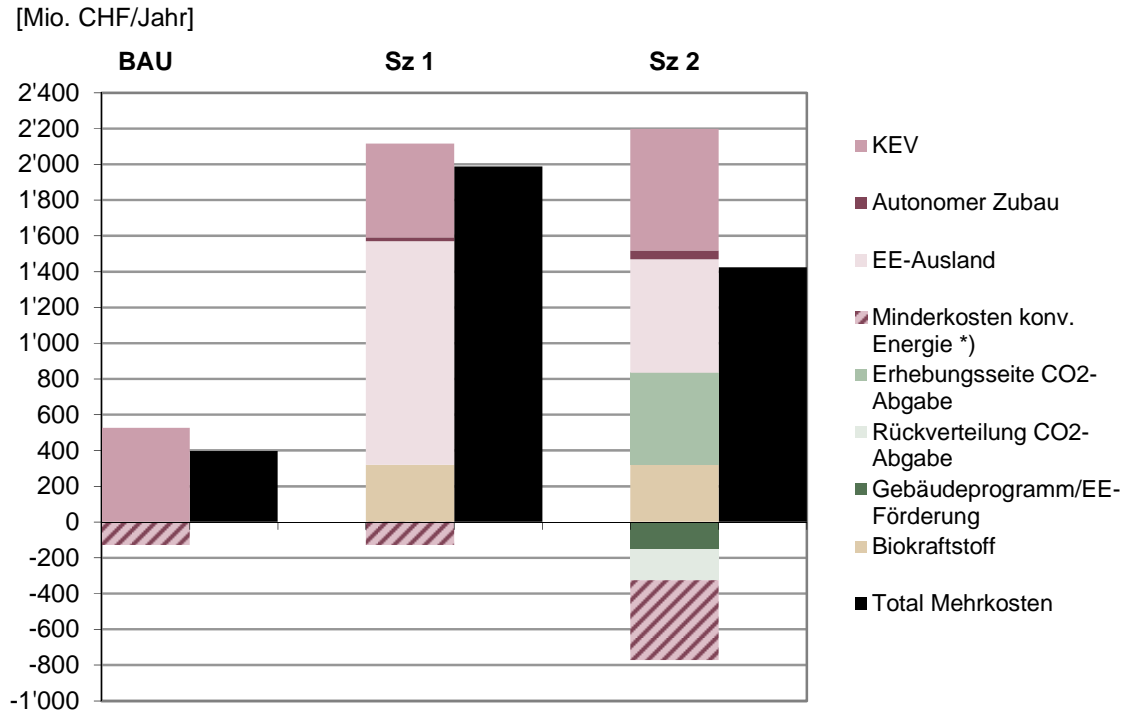
Bei dem Einsatz von – auch importierten – Biotreibstoffen muss daher zwingend gefordert werden, dass diese aus „nachhaltiger“ Produktion stammen.

Nicht berücksichtigt bleiben folgende Mehr-, Minderkosten:

- **Kosten der ordnungsrechtlichen Massnahmen:** Die ordnungsrechtlich induzierten Mehrinvestitionen für Stromeffizienz im Dienstleistungs- und Industriebereich sind berücksichtigt. Die restlichen „verdeckten“ Kosten werden in den nachfolgenden Ausführungen nicht berechnet oder ausgewiesen.
- **Rückkoppelungseffekte:** Wirtschaftliche Rückkoppelungseffekte werden nicht berücksichtigt. Würden diese berücksichtigt, ergäben sich sehr wahrscheinlich noch höhere volkswirtschaftliche Kosten (dies müsste mit gesamtwirtschaftlichen Modellen abgeklärt werden).
- **Beitrag zur CO₂-Zielerreichung:** Die Szenarien unterscheiden sich bzgl. der CO₂-Zielerreichung (bspw. hat das Szenario 2 aufgrund der höheren CO₂-Abgabe und des Gebäudeprogrammes geringere CO₂-Emissionen als Szenario 1). Auch allfällige negative Effekte zusätzlicher CO₂-Emissionen durch die inländische Produktion von Biotreibstoffen sind hier nicht berücksichtigt.
- **Kosten und Nutzen der Massnahmen im Bereich der Elektromobilität sowie CO₂-Grenzwerte für neue PKW.**

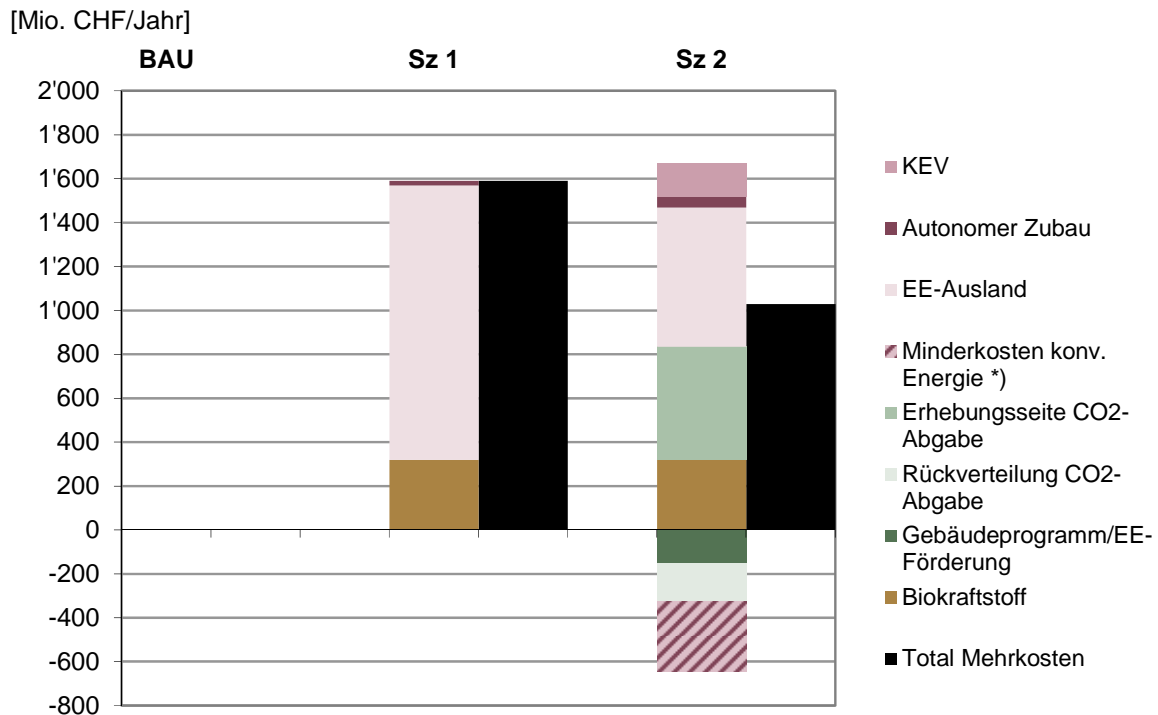
Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen die **gesamten Mehrkosten** im Vergleich zum Szenario 0 (Abbildung 5-3) und die **zusätzlichen Mehrkosten** im Vergleich zum Szenario BAU, also zu den bereits beschlossenen Massnahmen (vgl. Abbildung 5-4).

Abbildung 5-3: Gesamte Mehrkosten im Vergleich zum Sz. 0 (Jahr 2020, Preise 2008)



*) inkl. Mehrkosten für Back-up und Regenergie, sowie Ausbau Grosswasserkraft

Abbildung 5-4: Mehrkosten im Vergleich zum Sz. BAU (Jahr 2020, Preise 2008)



*) inkl. Mehrkosten für Back-up und Regenergie, sowie Ausbau Grosswasserkraft

Prognos / Ecoplan 2011

Die **gesamten Mehrkosten** (vgl. Abbildung 5-3) für die bereits beschlossene EE-Strom-Förderung (Szenario BAU mit einer KEV von 0.9 Rp./kWh) betragen rund 396 Mio. CHF (dem Aufwand für die KEV-Förderung von 525 Mio. CHF stehen Einsparungen bei der konventionellen Stromenergieerzeugung von 129 Mio. CHF gegenüber). Die gesamten Mehrkosten zur Erreichung eines 30 %-EE-Ziels im Vergleich zum Sz. 0 belaufen sich auf 1'987 Mio. CHF/Jahr im Jahr 2020 (für das Sz. 1) bzw. 1'424 Mio. CHF/Jahr (für das Sz. 2). Die entstehenden Mehrkosten sind hauptsächlich auf den statistischen Transfer mit dem Ausland und die KEV zurückzuführen, wobei bei der KEV beachtet werden muss, dass den Mehrkosten auch beträchtliche Minderkosten gegenüberstehen.

Gehen wir davon aus, dass die beschlossene Erhöhung der KEV auf 0.9 Rp./kWh umgesetzt wird (Szenario BAU), so kann ein EE-Ziel von 24% erreicht werden. Die **zusätzlichen Mehrkosten** zur Erreichung eines EE-Ziels von 30 % entsprechen den zusätzlichen Kosten zum Szenario BAU (vgl. Abbildung 5-3). Hier zeigt sich deutlich, dass auch bei verstärkten inländischen Massnahmen das EE-Ziel von 30% bis zum Jahr 2020 nur mit Hilfe des Auslands „erkauft“ werden kann. Die gesamten zusätzlichen Mehrkosten zur Erreichung des 30%-Zieles im Vergleich zum 24 %-Ziel betragen jährlich 1'590 (Szenario 1) bzw. 1'028 Mio. CHF/Jahr (Szenario 2)

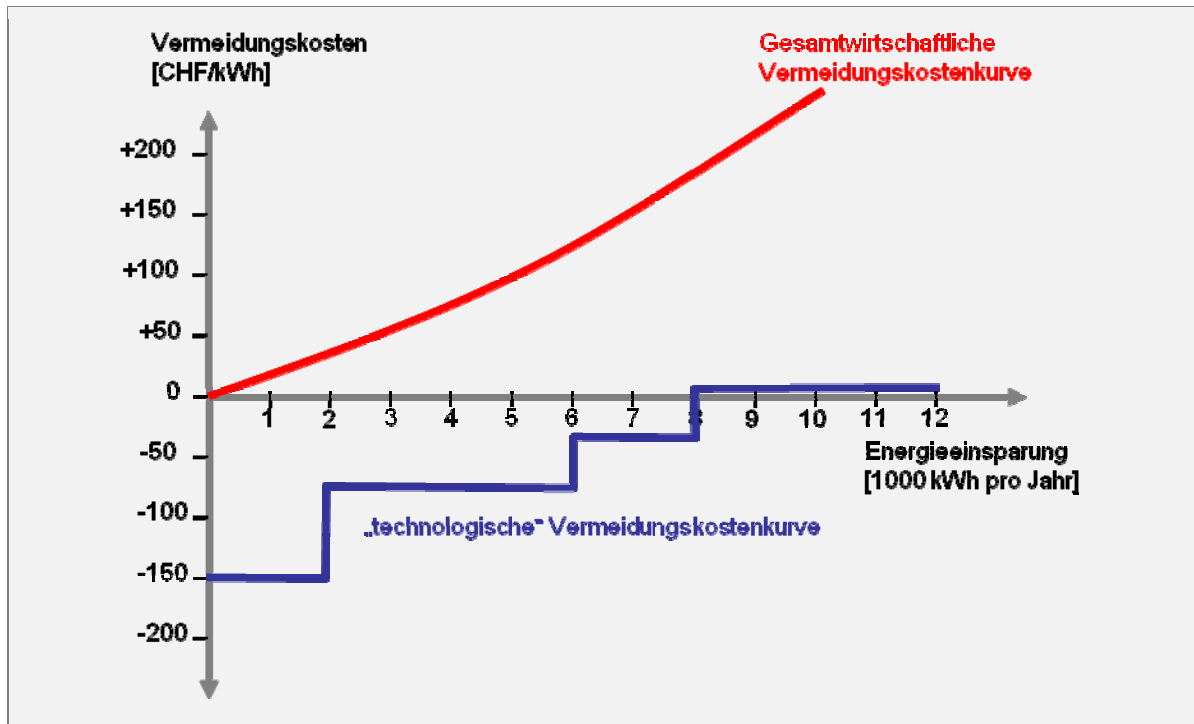
im Jahr 2020. Bezogen auf die heutigen Endverbraucherausgaben für Elektrizität, Brenn- und Treibstoffe von rund 32'600 Mio. CHF/Jahr (vgl. Gesamtenergiestatistik 2008, Tabelle 42) entsprechen die maximalen zusätzlichen Mehrkosten 4.9% (Szenario 1) bzw. 3.2% (Szenario 2) dieser gesamten Endverbraucherausgaben.

Exkurs: Unterschiede zwischen technologischen und volkswirtschaftlichen Kosten

Viele Massnahmen wären heute eigentlich – wenn man sie isoliert betrachtet – für sich rentabel. Häufig wird dies im Rahmen von „technologischen“ Vermeidungskostenkurven dargestellt (vgl. bspw. McKinsey hat 2009 für eine technologische CO₂-Vermeidungskostenkurve für die Schweiz). „Technologisch“ bedeutet, dass in dieser Kurve einzelne technologische Massnahmen analysiert, auf ihre Rentabilität (in Bezug auf die Endverbraucherpreise des Investors) hin untersucht und danach gemäss ihrer Rentabilität und Potenzial in der so genannten Vermeidungskostenkurve dargestellt werden.

Wenn wir diese „technologische“ Vermeidungskostenkurve vergleichen mit der gesamtwirtschaftlichen Vermeidungskostenkurve (siehe Abbildung 5-5), so fällt auf, dass die gesamtwirtschaftliche Vermeidungskostenkurve höher liegt als die „technologische“ Vermeidungskostenkurve. Häufig wird daraus ein Widerspruch konstruiert, der gar keiner ist. Nachfolgend soll aufgezeigt werden, woher die Unterschiede in den beiden Vermeidungskostenkurven herrühren. Weiter soll auch aufgezeigt werden, dass die „technologische“ Vermeidungskostenkurve keine Rückschlüsse auf die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen erlaubt; es also irreführend ist, die Einsparungen der so genannten „rentablen“ Massnahmen zu summieren und bspw. als volkswirtschaftliche Gewinne zu „verkaufen“.

Abbildung 5-5: Gesamtwirtschaftliche vs. technologische Vermeidungskostenkurve



Die unterschiedliche Sichtweise – technologische vs. gesamtwirtschaftliche Sicht – ist bereits mehrmals thematisiert worden. Es wird darauf hingewiesen, dass das „technologische“ Optimum nicht dem „gesamtwirtschaftlichen“ Optimum entspricht. Die wesentlichen Unterschiede zwischen technologischer und volkswirtschaftlicher Sichtweise sind:

(1) Betriebliche Rentabilitätsrechnung kalkuliert nicht mit volkswirtschaftlichen Grenzkosten

Die technologische Vermeidungskostenkurve wird häufig (aber nicht immer) aus Sicht einzelbetrieblicher Massnahmen konstruiert. Ein illustratives Beispiel: Ein Unternehmen investiert in Stromeffizienzmassnahmen. Die eingesparte kWh kostet das Unternehmen bspw. 12 Rp./kWh. Dies ist aus Sicht des Unternehmens rentabel, weil diese 12 Rp./kWh unter dem vom Unternehmen zu bezahlenden Strompreis liegen. Aus einzelbetrieblicher Sicht ist dies eine heute schon rentable Massnahmen mit negativen Vermeidungskosten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht muss diese Massnahme aber nicht rentabel sein, da bspw. hauptsächlich Kosten bei der Stromproduktion (zu Grenzkosten von bspw. 8 Rp./kWh) nicht aber bei den Netzkosten eingespart werden kann. In diesem Falle lägen die volkswirtschaftlichen Grenzvermeidungskosten unter diesen 12 Rp./kWh und die Massnahme wäre aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht rentabel.

(2) Die vergessenen Opportunitätskosten

Die „technologische“ Vermeidungskostenkurve geht davon aus, dass es keine anderen rentablen Investitionen mehr gibt. Die „gesamtwirtschaftliche“

liche“ Vermeidungskostenkurve geht demgegenüber davon aus, dass es neben den Energieeinspar-Investitionen noch andere rentable Investitionen gibt, die mit den Energieeinspar-Investitionen konkurrieren. Dies gilt insbesondere für Investitionen in das produktive „Kerngeschäft“ bei Unternehmungen. Wie die nachfolgende Tabelle zeigt, erklärt dies einen guten Teil der Differenz zwischen „technologischer“ und „gesamtwirtschaftlicher“ Vermeidungskostenkurve.

Abbildung 5-6: Geplante Investitionen OHNE und MIT Gebäudeprogramm

Geplante Investitionen OHNE Gebäudeprogramm				
	Investition	Subvention	Nettoertrag	Gewinn
	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]
Invest. 1	-100		170	70
Invest. 2	-100		350	250
Invest. 1+2	-200	0	520	320

Geplante Investitionen MIT Gebäudeprogramm				
	Investition	Subvention	Nettoertrag	Gewinn
	[CHF]	[CHF]	[CHF]	[CHF]
Invest. 0	-100	10	165	75
Invest. 2	-100		350	250
Invest. 0+2	-200	10	515	325

Einsparung	Einsparkosten
[kWh]	[Rappen/kWh]
-1000	-7.5
-1000	-0.5

Gehen wir davon aus, dass der Investor ohne Subvention die Investitionen 1 und 2 verwirklicht hätte. Er hätte mit insgesamt 200 CHF Investitionen einen Gewinn von 320 CHF erwirtschaftet. Nehmen wir an, dass der Investor mit der Subvention „angereizt“ wird, die Energiespar-Investition 0 statt 1 zu tätigen. Die Energiespar-Investition – für sich alleine betrachtet – sei rentabel und bringe einen Gewinn von insgesamt 7.5 Rappen/kWh. Weil der Investor aber auf die Investition 1 verzichtet (also die Option 1 nicht nutzt), ergibt sich schlussendlich nur mehr ein kleiner Gewinn von 0.5 Rappen/kWh.

Nun könnte man argumentieren, der Investor solle Geld aufnehmen und beide Investitionen 0 und 1 tätigen. Dies kann bis zu einem gewissen Grade funktionieren, allerdings kommen hier sofort weitere Barrieren – wie bspw. Liquiditätsrestriktionen, usw. – ins Spiel. Weiter ist anzumerken, dass es neben der Investition 1 und 2 noch viele andere Investitionen geben kann, die aus Sicht des Investors „besser“ rentieren als die Einspar-Investition 0. Die entgangenen Gewinne aus der Investition 1 werden als Opportunitätskosten bezeichnet. In einem gesamtwirtschaftlichen Kalkül sind diese Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Die Opportunitätskosten erklären denn auch einen Teil der Unterschiede zwischen der „technologischer“ und „gesamtwirtschaftlicher“ Vermeidungskostenkurve. Die Opportunitätskosten sind auch einer der wesentlichen Gründe, weshalb aus „technologischer“ Vermeidungskostenkurven nie direkt auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten geschlossen werden kann. Negative „technologische“ Vermeidungskosten bedeuten nicht, dass man

gesamtwirtschaftlich Geld spart, wenn man in diese Einspar-Massnahmen investiert.

(3) Die Einsparmassnahmen kosten

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sind aber auch die Kosten der Einsparmassnahmen zu berücksichtigen. Einerseits muss ggf. eine Subvention finanziert werden, was zu Kosten in der Höhe der Subvention führt. Weiter fallen aber auch noch zusätzliche Kosten an, wie bspw. Vollzugskosten oder volkswirtschaftliche „verzerrende“ Wirkungen von Abgaben zur Finanzierung der Subvention. Wie die nachfolgende Tabelle zeigt, muss sich eine rentable Massnahme, die auch für den Investor attraktiv ist, aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht unbedingt lohnen.

Abbildung 5-7: Geplante Investitionen OHNE und MIT Gebäudeprogramm

Geplante Investitionen OHNE Gebäudeprogramm			
	Investition	Nettoertrag	Gewinn
	[CHF]	[CHF]	[CHF]
Invest. 1	-100	170	70
Invest. 2	-100	350	250
Invest. 1+2	-200	520	320

Geplante Investitionen MIT Gebäudeprogramm			
	Investition	Nettoertrag	Gewinn
	[CHF]	[CHF]	[CHF]
Invest. 0	-100	10	75
Invest. 2	-100	350	250
Invest. 0+2	-200	10	325
Massnahmenkosten			-15
Invest. 0+2 inkl. Massnahmenkosten			310

Einsparung	Einsparkosten
[kWh]	[Rappen/kWh]
-1000	-7.5

-1000	1
-------	---

Der Investor hat geplant, die Investitionen 1 und 2 durchzuführen. Mit der klimapolitischen Massnahme 0 wird der Investor besser fahren als mit der Investition 1. Die Einspar-Investition verbessert also die Situation des Investors – der Gesamtgewinn kann von 320 auf 325 gesteigert werden. Auch wenn sich die Einspar-Investition aus Sicht des Investors auszahlt, so heisst dies noch nicht, dass dies aus gesamtwirtschaftlicher Sicht auch so ist. Berücksichtigt man die Kosten der Massnahmen (bspw. muss die Subvention finanziert werden, d.h. es entstehen Effizienzverluste bei der Anhebung von Steuern oder dem Verzicht auf Steuer-senkungen oder es werden Umlagerungen im Staatsbudget vorgenommen), so kann eine – auch für den Investor rentable Massnahme – schlussendlich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht trotzdem etwas kosten (im obigen Beispiel 1 Rappen/kWh).

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass wenn „rentabel“ erscheinende Massnahmen nicht freiwillig gemacht werden, irgendwelche Hindernisse vorhanden sind (bspw. Marktversagen bzw. Marktbarrie-

ren in Bezug auf Liquiditätsrestriktionen, Vermieter-Mieter-Dilemma, Informationsdefizite, usw.). Je nach Höhe des zu „überspringenden“ Hindernisses, können die Massnahmenkosten gering oder sehr hoch sein.

(4) Rebound-Effekt

Im obigen Beispiel (vgl. Tabelle 2) erwirtschaftet der Investor mit der Einspar-Massnahme (bspw. Subvention) einen um 5 CHF höheren Gewinn. Mit diesen Mehreinnahmen wird bspw. mehr konsumiert, was in der Regel mit höheren Energieverbräuchen verbunden ist (sog. Rebound Effekt).

(5) Wieso No-Regret trotzdem bedauert wird – Optionsnutzen des Abwartens

Die „technologische“ Vermeidungskostenkurve berechnet die rentablen Massnahmen mit einer einfachen Discounted-Cash-Flow-Methode: Wenn die abdiskontierten Nettoerträge die ursprüngliche Investition übertreffen, dann „rentiert“ die Massnahme. Solche „rentablen“ Massnahmen werden dann als No-Regret-Massnahmen bezeichnet. Im Rahmen dieser Berechnung wird nicht beachtet, dass es sich noch mehr lohnen kann, die Massnahme aufzuschieben und erst später zu verwirklichen (dies gilt natürlich nur dann, wenn die Massnahme auch später noch durchgeführt werden kann).

Das nachfolgende Beispiel zeigt, dass die Investition von -600 durch die Einsparung von 716 mehr als aufgewogen wird. Der Nettobarwert (NBW) der Investition beträgt +116, die Massnahme ist also rentabel. Schieben wir dieselbe Investition um 3 Jahre auf, dann ist die Massnahme scheinbar nicht mehr rentabel, es resultiert ein NBW von -86.

Tabelle 5-2: Discounted-Cash-Flow-Methode OHNE und MIT Aufschub

Sofortige Umsetzung (OHNE Aufschub)													
Standardabw. der Einsparung	50% in % der jährlichen Einsparung												
Realer risikoloser Zinssatz	3%												
Reale projektspez. Diskontrate	9%												
	Zeitachse: Jahre												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Investition [Tausend CHF]	-600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Einsparung [Tausend CHF]	716	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
NBW, Gewinn [Tausend CHF]	116												

MIT Aufschub													
	Zeitachse: Jahre												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Investition [Tausend CHF]	-549	-	-	-600	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Einsparung [Tausend CHF]	463	-	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100
NBW, Gewinn [Tausend CHF]	-86												

Berücksichtigt man allerdings, dass die geplante Einsparung nicht sicher ist - bspw. weil der Ölpreis nicht vorhersehbar ist - so kann es sinnvoll

sein abzuwarten, wie sich der Ölpreis entwickelt. Damit kann ein potenzielles Verlustrisiko vermieden werden, im Falle, dass der Ölpreis fällt. Dieser Optionsnutzen des Abwartens kann mit der sog. Real-Option-Valuation-Methode berechnet werden. Im obigen Beispiel zeigt sich, dass der Optionswert eines 3-jährigen Aufschubs 125 beträgt, also höher ist als die 116 einer sofortigen Umsetzung (die Berechnung des Optionswerts wird hier nicht weiter ausgeführt). Dieser Optionswert eines Aufschubs kann zumindest teilweise erklären, wieso scheinbar „rentable“ Massnahmen, nicht sofort umgesetzt werden bzw. nicht schon umgesetzt sind. Will man erreichen, dass aufschiebbare Massnahmen nicht aufgeschoben werden, dann müssen die nötigen Anreize (bspw. finanzielle Anreize) gesetzt werden, was mit grossen gesamtwirtschaftlichen Kosten verbunden sein kann. Das obige Beispiel zeigt, dass die so genannten No-Regret-Massnahmen – zumindest teilweise – trotzdem bedauert werden könnten.

5.3 Auswirkungen auf die Konsumenten- und Produzentenpreise

In diesem Kapitel betrachten wir die Überwälzung der Mehrkosten des KEV-Zuschlags und EE-Ausland auf Konsumenten und Produzenten. Da wir kein volkswirtschaftliches Modell einsetzen können, das die Marktsituation auf dem künftigen Schweizer Strommarkt simulieren kann, sind wir auf theoretische Überlegungen und Abschätzungen bzw. Analogieschlüsse aus bestehenden ausländischen Studien angewiesen.

Wie die der Stromwirtschaft entstehenden Mehrkosten aus dem KEV-Zuschlag und EE-Ausland auf die Konsumenten überwältzt werden kann, hängt von der künftigen Marktorganisation ab:

Funktionierender, voll liberalisierter Strommarkt: In einem funktionierenden, liberalisierten Markt ist die Überwälzung der Mehrkosten abhängig von der so genannten Angebots- und Nachfrageelastizität und den Stromgestehungskosten der geförderten Produktion (vgl. nachfolgende Abbildungen):

- **kurzfristig** sind sowohl Angebot wie auch die Nachfrage relativ unelastisch (vgl. Abbildung 5-8), was dazu führt, dass sich die **Konsumenten** (über höhere Strompreise) **und Produzenten** (über tiefere Produzentenrenten) die **Mehrkosten** aus KEV-Zuschlag und EE-Ausland **teilen**.
- **Langfristig** dürfte das Angebot elastischer reagieren als die Nachfrage (vgl. Abbildung 5-10), was zur Folge hat, dass die **Mehrkosten** aus dem KEV-Zuschlag und EE-Ausland **hauptsächlich von Konsumenten getragen** wird.
- **Je höher die EE-Stromgestehungskosten über dem Marktpreis liegen, desto höher der von den Konsumenten zu übernehmende Anteil des KEV-Zuschlags.** Vergleiche dazu

die Aufteilung der Mehrkosten auf Konsumenten und Produzenten in der Abbildung 5-8 (Förderung von marktnahen Technologien) und der Abbildung 5-9 (Förderung von teuren Technologien).

Monopolistischer Markt: In einem monopolistischen Markt tragen die Konsumenten die Mehrkosten aus KEV-Zuschlag und EE-Ausland.

Oligopolistischer Markt: In einem oligopolistischen Markt hängt die Überwälzung der Mehrkosten u.a. von der Marktmacht der oligopolistischen Anbieter ab. Wie schon erwähnt, haben wir für die Schweiz kein Modell, mit welchem sich die Überwälzungsmechanismen analysieren lassen. Wir treffen für die in den nächsten Kapiteln dargestellten Resultate folgende Annahme für die Situation in der Schweiz: Konsumenten tragen 80% der Mehrkosten aus dem KEV-Zuschlag bzw. EE-Ausland. Wir setzen hier einen höheren Wert an als Traber/Kemfert für Deutschland berechnet haben (siehe Exkurs), da die Kosten für die EE-Stromproduktion in der Schweiz deutlich über denjenigen für Deutschland liegen.

Exkurs: Modellresultate für Deutschland (Traber und Kemfert, 2007):

Die durchschnittliche Einspeisevergütung beträgt für Deutschland im Jahr 2006 rund 10.3 EuroCents/kWh. Die Produktion des aus der Einspeisevergütung geförderten Stroms beträgt 53 TWh/Jahr. Weiter unterstellen Traber/Kemfert für die Situation 2006 einen oligopolistischen Markt. Traber/Kemfert beobachten für das Jahr 2006 – unter der Annahme, dass das EEG in Kraft ist - in Deutschland einen Produzentenpreis von 4.3 EuroCents/kWh (nur Produktion) und einen Konsumentenpreis von 4.8 EuroCents/kWh. Traber/Kemfert berechnen nun mit einem Gleichgewichtsmodell, welcher Preis sich ergeben würde, wenn es keine Förderung gemäss EEG geben würde. Gibt es keine Förderung gemäss EEG müssten sich Produzenten- und Konsumentenpreis in etwa entsprechen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Resultate, welche Traber/Kemfert mit ihrem Modell berechnen: Rund 60% der Mehrkosten tragen die Konsumenten und 40% die Produzenten.

Tabelle 5-3: Resultate aus einer Marktsimulation mit/ohne Förderung von EE-Strom

<i>In EuroCents/kWh</i>	Produzentenpreis	Konsumentenpreis
Mit EEG	4.3	4.8
Ohne EEG	4.5	4.5

Quelle: Traber und Kemfert, 2007.

Exkurs: Grafische Darstellung der Kosten- bzw. Preisüberwälzung

Abbildung 5-8: KEV-bedingte Preisveränderungen für Produzenten und Konsumenten – kurzfristig, marktfähige Technologien werden gefördert

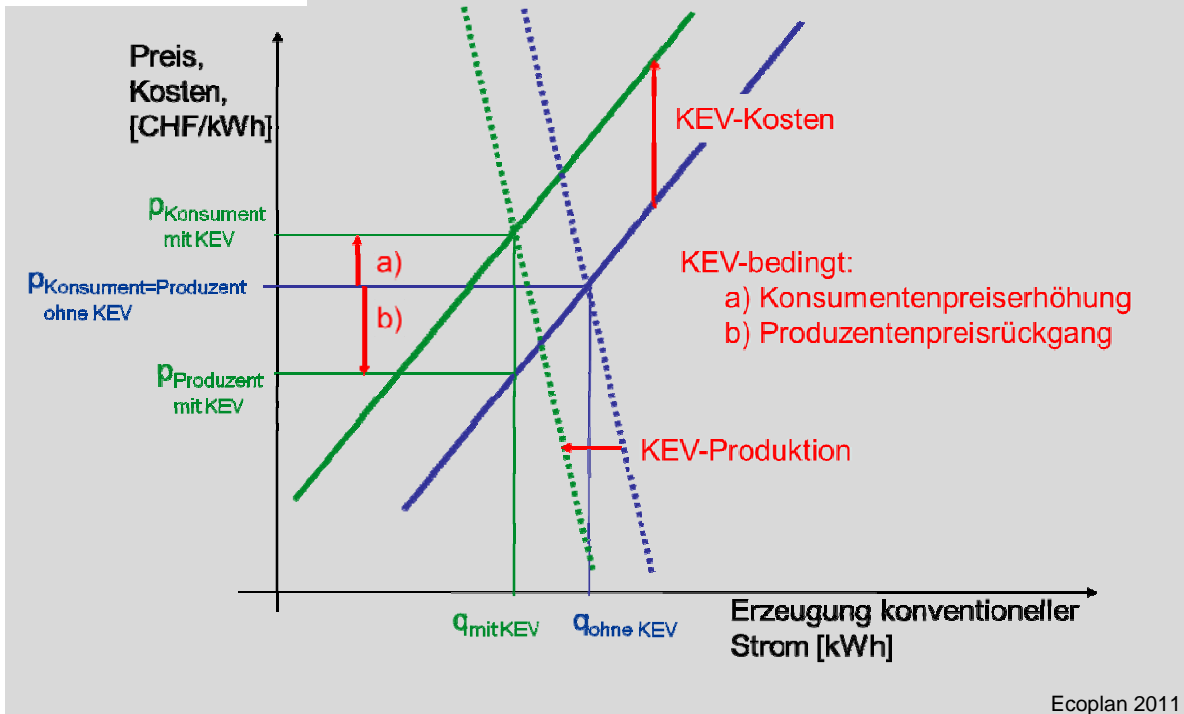


Abbildung 5-9: KEV-bedingte Preisveränderungen für Produzenten und Konsumenten – kurzfristig, teure Technologien werden gefördert

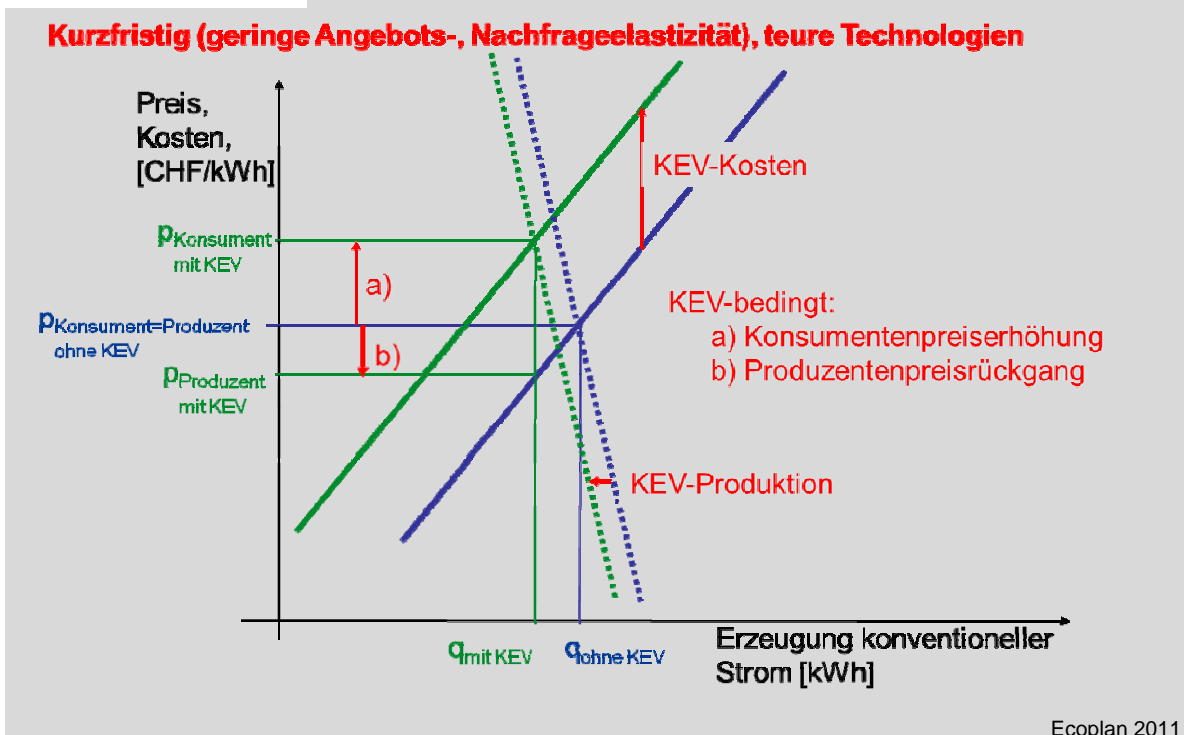
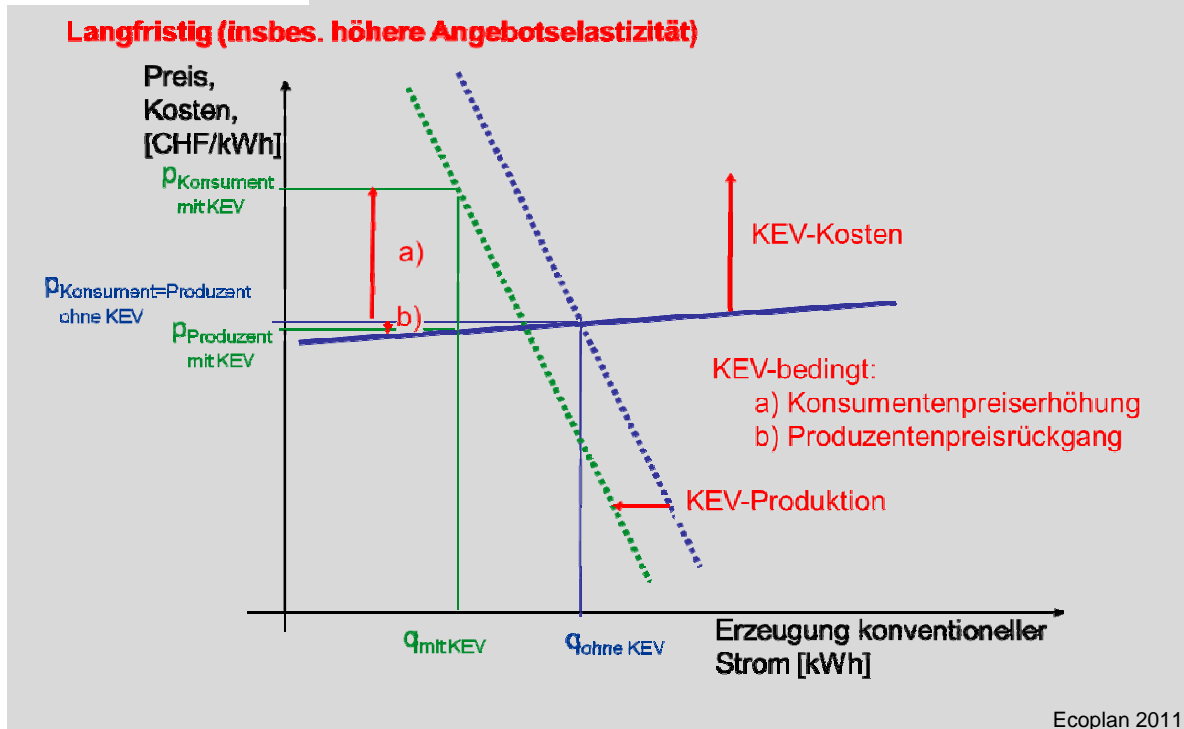


Abbildung 5-10: KEV-bedingte Preisveränderungen für Produzenten und Konsumenten – langfristig



5.4 Auswirkungen auf die Wirtschaftssektoren

Auf Basis der vorhandenen Informationen können wir – ohne Einsatz eines volkswirtschaftlichen Modells – einzig die Belastung der Wirtschaftssektoren durch die EE-Förderung sowie die verstärkten Massnahmen darstellen. Wie sich aufgrund dieser Belastung die Wertschöpfung, Arbeitsplätze, Exporte und Importe der einzelnen Wirtschaftssektoren verändern, muss offen bleiben. Die nachfolgenden **Resultate** beziehen sich – wie schon die vorgängigen Ausführungen – auf das **Jahr 2020**.

Nachfolgend zeigen wir, welche Annahmen zur Verteilung der Mehrkosten auf die Wirtschaftssektoren getroffen wurden:

- **Mehrkosten Strombereich** (abzüglich Minderkosten konv. Energie und Mehrkosten Back-Up und Regelenergie): Die Mehrkosten werden auf Basis des Elektrizitätsverbrauchs der Wirtschaftssektoren verteilt. Die von der Stromwirtschaft überwälzten Mehrkosten betragen je nach Szenario 0.7 (Szenario BAU) bis 1.9 Rp./kWh (Szenario 1). Die nachfolgende Tabelle zeigt, wie sich diese überwälzten Mehrkosten berechnen lassen. Am Beispiel des Sz. 1 sei dies exemplarisch aufgezeigt: Der KEV-Zuschlag beträgt 0.9 Rp./kWh und 0.1 Rp./kWh muss für den Zuschlag aus dem „autonomen Zubau“ angesetzt werden. Der Zuschlag für EE-Ausland dient der Finanzierung des statistischen Transfers und beträgt 1.8 Rp./kWh.¹⁹ Der Saldo aus den Minderkosten aufgrund der Einsparungen bei den konventionellen Stromproduktion, welche auch zum Teil auf die wettbewerblichen Ausschreibungen im Bereich der Stromeffizienz zurückzuführen sind, und den Mehrkosten für Back-Up und Regelenergie beträgt -0.5 Rp./kWh. Insgesamt entstehen also Mehrkosten von rund 2.3 Rp./kWh. Davon können annehmegemäss 80% auf die Konsumenten überwälzt werden, d.h. der Strompreis steigt für die Konsumenten um 1.8 Rp./kWh. Im Szenario 2 liegen die auf den Stromkonsumenten überwälzten Mehrkosten deutlich tiefer, da zusätzliche Massnahmen im Wärmebereich ergriffen werden und dadurch der Strombereich entlastet wird: Im vorliegenden Falle würden statt 1.8 nur noch 1.2 Rp./kWh auf den Stromkonsumenten überwälzt.

¹⁹ Rechnerisch wird hier also unterstellt, dass der statistische Transfer über einen Zuschlag auf Strom (bspw. in Form einer Stromabgabe) finanziert wird. Andere Finanzierungslösungen sind selbstverständlich denkbar, werden aber im Rahmen dieser Studie nicht diskutiert.

Tabelle 5-4: Mehrkosten der EE-Förderung Strom in Rp./kWh

KEV (inkl. 15-Räppler, und weitere)		Sz BAU	Sz 1	Sz 2
KEV-Zuschlag	Rp./kWh	0.9	0.9	1.2
"Zuschlag" für autonomen Zubau	Rp./kWh	0.0	0.1	0.2
"Zuschlag" für EE-Ausland	Rp./kWh	0.0	1.8	1.0
"Zuschlag" Mehr-, Minderkosten	Rp./kWh	0.0	-0.5	-0.8
Total Mehrkosten	Rp./kWh	0.9	2.3	1.5
davon 80% an Konsumenten überwält	Rp./kWh	0.7	1.8	1.2

Prognos / Ecoplan 2011

- **Mehrkosten Biotreibstoffe:** Diese Mehrkosten werden gemäss Treibstoffverbrauch verteilt.
- **Erhebung CO₂-Abgabe:** Diese Mehrkosten werden auf Basis der CO₂-Emissionen der einzelnen Sektoren errechnet. Basis für die Berechnung der CO₂-Emissionen pro Sektor ist die neu erstellte Input-Output-Tabelle mit desaggregiertem Energie- und Verkehrsbereich (Bericht und Tabelle werden demnächst veröffentlicht). Weiter wurde berücksichtigt, dass die energieintensiven Betriebe nicht der CO₂-Abgabe unterstehen, sondern am Schweizer Emissionshandelssystem teilnehmen (der Anteil der von der CO₂-Abgabe befreiten Unternehmen wurde auf Basis einer Auswertung der EnAW abgeschätzt).
- **Rückverteilung CO₂-Abgabe:** Diese wurde vereinfachend anhand der Anzahl Arbeitsplätze rückverteilt.²⁰
- **Minderkosten Gebäudeprogramm/EE-Förderung:** Diese Minderkosten wurden im Industriebereich aufgrund der Energiebezugsflächen verteilt²¹ und im Dienstleistungsbereich auf Basis des Heizöl- und Erdgaskonsums.²²

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Mehrkosten der EE-Förderung für 42 Wirtschaftssektoren. Die Mehrkosten werden in % der Wertschöpfung in den einzelnen Sektoren ausgedrückt. Die Basisdaten zu den Wertschöpfungen in den Sektoren stammen aus der Schweizer Input-Output-Tabelle 2005 (vgl. Rütter+Partner, Ecoplan, 2008). Die Werte für 2020 wurden auf Basis einer linearen Hochrechnung auf das geschätzte BIP im Jahr 2020 abgeglichen. Die Energiedaten und Schätzungen für sektorale Energiepreise für die 42 Wirtschaftssektoren wurden der Studie Rütter+Partner, Infrac, Ecoplan: Differenzierung der Input-Output-

²⁰ Die offizielle Input-Output-Tabelle unterscheidet nicht zwischen Arbeits- und Kapitalwertschöpfung. Für die vorliegende Analyse ist eine Rückverteilung eines Teils der CO₂-Abgabe via Anzahl Arbeitsplätze genügend genau.

²¹ Die Energiebezugsflächen wurden geschätzt auf Basis von: basics, 2006, Der Energieverbrauch der Industrie, 1990 – 2035, Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer, S.36.

²² Da eine Aufteilung der Energiebezugsfläche nach den von uns benutzten Noga-Sektoren nicht vorhanden ist, haben wir den Heizöl- und Erdgasverbrauch als Proxi für die Verteilung der Minderkosten, welche sich auf Basis des Gebäudeprogramms und der EE-Förderung im Wärmebereich ergeben, verwendet.

Tabelle 2005 in den energierelevanten Bereichen (wird demnächst veröffentlicht) entnommen.

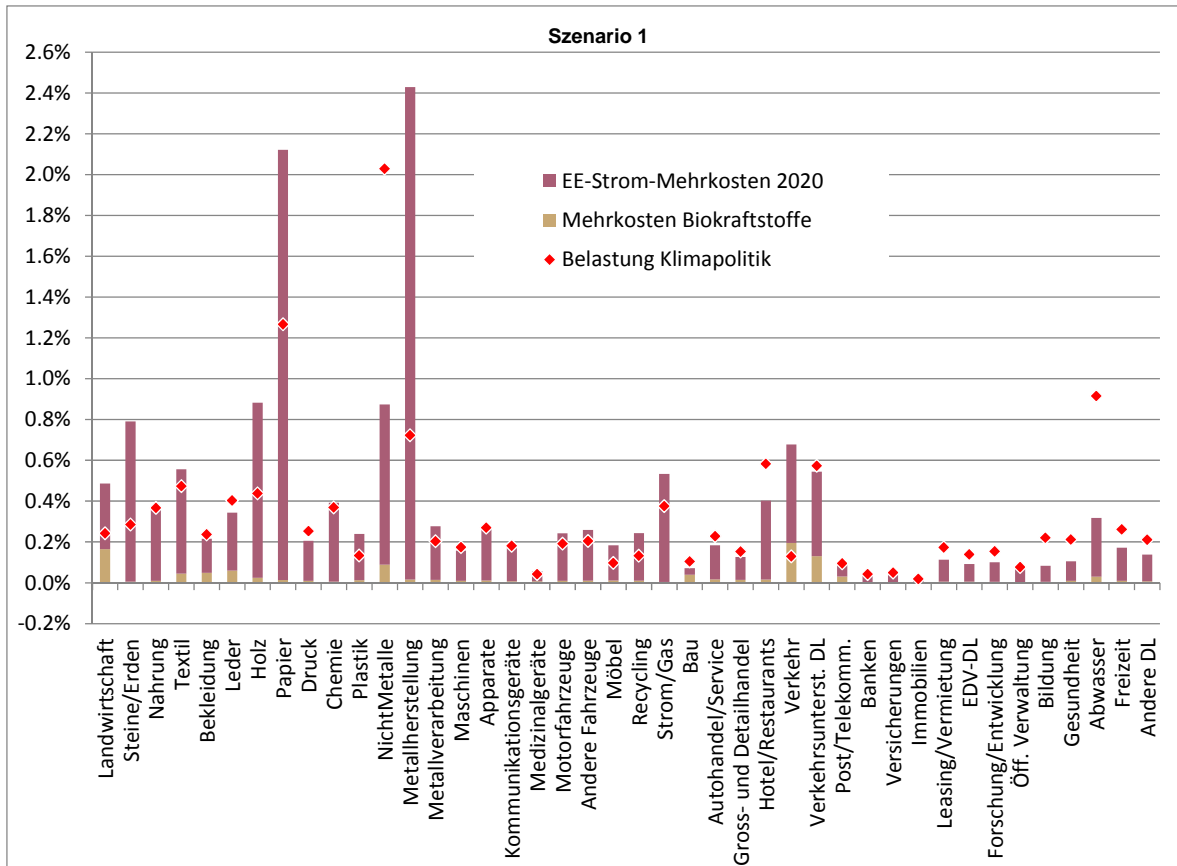
Die Belastung der Wirtschaftssektoren durch die Mehrkosten der EE-Förderung können wir zusammenfassend wie folgt kommentieren (vgl. dazu Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12):

- Die grösste Belastung der EE-Förderung haben die Sektoren Metallherstellung, Papier, Nichtmetalle, Holz, Steine/Erden und Verkehr zu gewärtigen. Die maximale Belastung fällt im Sektor Metallherstellung an und beträgt 2.1% der Sektorwertschöpfung. Es handelt sich dabei um durchschnittliche Sektorbelastungen. Für einzelne Firmen kann die Belastung noch deutlich höher oder tiefer liegen.
- Den Wirtschaftssektoren entstehen vor allem durch die EE-Stromförderung zusätzliche Kosten. Einzig der Verkehrssektor ist von den Mehrkosten der Biotreibstoffnutzung massgeblich betroffen.
- Der Vergleich von Szenario 1 mit Szenario 2 zeigt, dass im Szenario 2 die Belastung der Wirtschaft generell geringer ist. Die verstärkten Massnahmen im Wärmebereich führen dazu, dass der statistische Transfer mit dem Ausland weniger Kosten verursacht und damit weniger Zusatzkosten via Strompreiserhöhung auf die Wirtschaft überwältzt werden.

Vergleichen wir die Mehrkosten in den einzelnen Wirtschaftssektoren mit der Belastung durch die CO₂-Politik (Annahme für 2020: - 20 % CO₂-Minderung bis 2020 im Vergleich zu 2020, erreicht durch CH-ETS-Preis = 40 CHF/t CO₂ und CO₂-Abgabe auf Brennstoffen von 113 CHF/t CO₂, vgl. Ecoplan, 2009), so zeigt sich folgendes Bild:

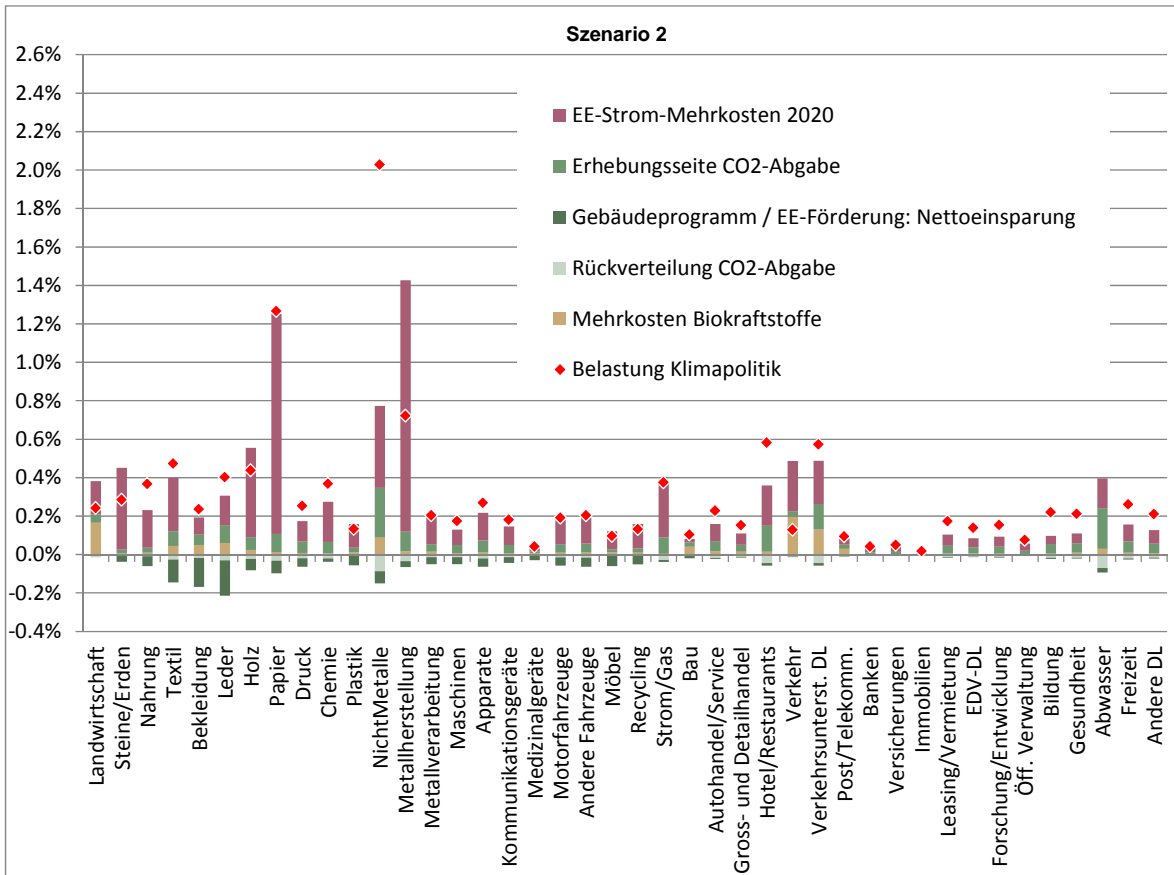
- Insgesamt belastet die CO₂-Politik die Wirtschaft in etwa demselben Ausmass wie eine 30%-EE-Zielerreichung...
- ...aber für einzelne (von der CO₂-Abgabe befreite) Sektoren bringt die EE-Förderung eine grössere Belastung (allen voran Metallherstellung, Holz sowie Steine/Erden, vgl. dazu Abbildung 5-11).

Abbildung 5-11: Mehrkosten Sz. 1 i. Vgl. zur CO₂-Politik: Sz. 1 (Jahr 2020)



Ecoplan 2011

Abbildung 5-12: Mehrkosten Sz. 2 i. Vgl. zur CO₂-Politik: Sz. 2 (Jahr 2020)



Ecoplan 2011

5.5 Auswirkungen auf die Haushalte

Sowohl die durch die EE-Förderung entstandenen Mehrkosten in der Stromwirtschaft und den übrigen Wirtschaftssektoren werden letztlich grossmehrheitlich den Haushalten überwält. Die nachfolgenden Resultate beziehen sich – wie schon die vorgängigen Ausführungen – auf das Jahr 2020. Wir treffen folgende Annahmen zur Überwälzung der Mehrkosten der EE-Förderung auf die Haushalte:

- **Mehrkosten im Strombereich** (abzüglich Minderkosten konv. Energie und Mehrkosten Back-Up und Regelenergie): Wir gehen – analog zu den Annahmen bei den Wirtschaftssektoren – davon aus, dass die Mehrkosten der EE-Strom-Förderung zu 80 % auf die Endverbraucher – und damit auch auf die Haushalte – nach Massgabe des Haushalt-Elektrizitätsverbrauchs überwält werden (vgl. dazu auch die Ausführungen zur Tabelle 5-4).
- **Mehrkosten Biotreibstoffe:** Die Mehrkosten werden gemäss Treibstoffverbrauch der einzelnen Haushalte verteilt.
- **Erhebung CO₂-Abgabe:** Diese Mehrkosten werden auf Basis der CO₂-Emissionen des Heizöl- und Gasverbrauchs der einzelnen Haushalte berechnet.
- **Rückverteilung CO₂-Abgabe:** Diese wurde vereinfachend anhand der Anzahl Personen auf die einzelnen Haushalte verteilt.
- **Minderkosten Gebäudeprogramm/EE-Förderung:** Diese Minderkosten wurden auf Basis des Heizöl- und Erdgaskonsums verteilt.
- **Überwälzung der Mehrkosten der Wirtschaft** (vgl. Kapitel 0): Wir gehen davon aus, dass diese Kosten letztlich von den Konsumenten getragen werden. Der Überwälzungsmechanismus wird von Sektor zu Sektor unterschiedlich sein. Wir gehen vereinfachend davon aus, dass 50% über höhere Konsumpreise, 25 % über tiefere Löhne und die restlichen 25 % der Mehrkosten über tiefere Kapitalerträge auf die Haushalte überwält werden²³.

Wir stellen die Belastung der Haushalte durch die EE-Förderung für 14 verschiedene Haushaltsgruppen dar. Auf Basis der Einkommens- und Verbrauchserhebung (neu: Haushaltsbudgetbefra-

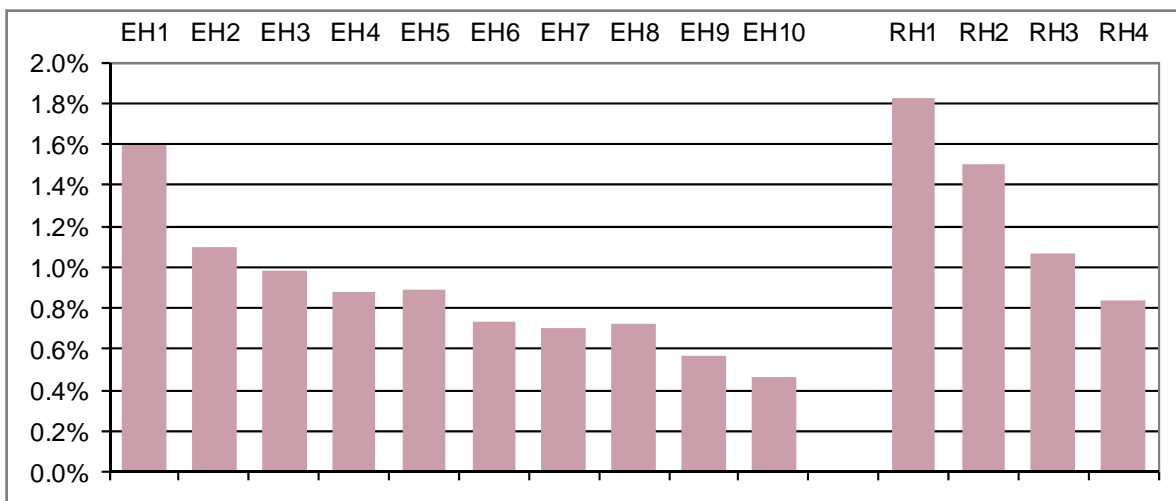
²³ Es ist zu vermuten, dass die Mehrkosten der Wirtschaft zu einem kleineren Teil auch ans Ausland überwält werden können (teilweise Überwälzung über höhere Exportpreise). Da wir allgemein keine Rückkoppelungseffekte und auch keine Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit berücksichtigen, unterstellen wir vereinfachend, dass die gesamten Mehrkosten der Wirtschaft schlussendlich durch die Schweizer Konsumenten zu tragen sind.

gung) wurden für diese Haushaltsgruppen die Einkommens- und Konsumprofile berechnet. Die **14 Haushaltsgruppen unterscheiden sich nach ihrem Lebensstandard:**

- von EH1 = „ärmste“ 10 % der Erwerbshaushalte („ärmstes“ Dezil)
- bis EH10 = „reichste“ 10 % der Erwerbshaushalte („reichstes“ Dezil)
- von RH1 = „ärmste“ 25 % der Rentnerhaushalte („ärmstes“ Rentnerquartil)
- bis RH4 = „reichste“ 25 % der Rentnerhaushalte („reichstes“ Rentnerquartil)

Beispielhaft sind in der Abbildung 5-13 die Stromaushgaben in % des Gesamteinkommens dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass die ärmsten Haushalte 1.6% (ärmster erwerbstätiger Haushalt) bis 1.8 % (ärmster Rentnerhaushalt) für ihren Stromkonsum ausgeben. Die Stromrechnung für die reichsten Haushalte ist zwar absolut höher als bei den ärmsten Haushalten, im Vergleich zu ihrem Gesamteinkommen müssen die reicheren Haushalte aber weniger für den Strom ausgeben: 0.4% (reichster erwerbstätiger Haushalt) bis 0.8 % (reichster Rentnerhaushalt) des Gesamteinkommens.

Abbildung 5-13: Ausgaben für Strom in % des Gesamteinkommens (Jahr 2005)



Ecoplan 2011

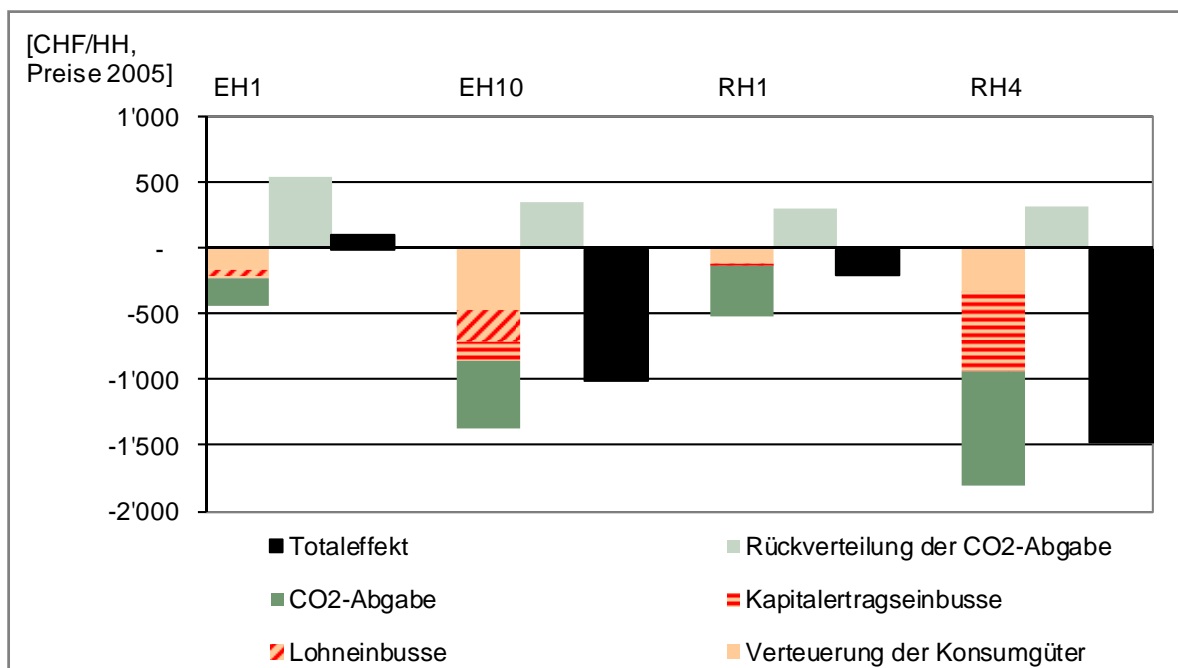
Wie schon in den vorgängigen Ausführungen soll die Belastung der Haushalte durch die EE-Förderung mit der Belastung durch die CO₂-Politik verglichen werden. Die Auswirkungen der CO₂-Politik beziehen sich auf ein CO₂-Minderungsziel von -20 % im Vergleich zu 1990, wobei wir annehmen, dass für 2020 ein CH-ETS-Preis

von 40 CHF/t CO₂ erreicht wird und sich die CO₂-Abgabe auf 113 CHF/t CO₂ beläuft (vgl. Ecoplan, 2009).

Die nachfolgende Abbildung 5-14 zeigt (exemplarisch für die jeweils ärmsten und reichsten Haushalte), wie die Belastung der Haushalte (hier sind es Wohlfahrtsgewinne, bzw. –verluste) im Fall der hier betrachteten CO₂-Politik zustande kommt, bzw. wie sich die Gesamtbelastung auf ihre einzelnen Teileffekte zurückführen lässt:

- **Verteuerung der Konsumgüter:** Das klimapolitische Instrumentarium – insbesondere die CO₂-Abgabe – verteuert den Konsum von energieintensiven Gütern, da die CO₂-Abgabe zumindest teilweise auf die Endpreise überwälzt wird. Wie stark die CO₂-Abgabe auf die Endproduktpreise überwälzt wird, hängt von der Nachfrageelastizität ab: Je unelastischer die Nachfrage, desto stärker kann die Abgabe auf die Endpreise überwälzt werden.
- **Lohn- und Kapitalertragseinbusse:** Die CO₂-Abgabe belastet letztlich die beiden Faktoren Arbeit und Kapital, d.h. die Löhne und Kapitalerträge sinken.
- **CO₂-Abgabe:** Die CO₂-Abgabe wird mehr oder weniger direkt auf die Brennstoffpreise überwälzt. Die Konsumenten müssen also mehr für ihren Brennstoffverbrauch bezahlen.

Abbildung 5-14: Belastung der HH durch CO₂-Politik (Jahr 2020)

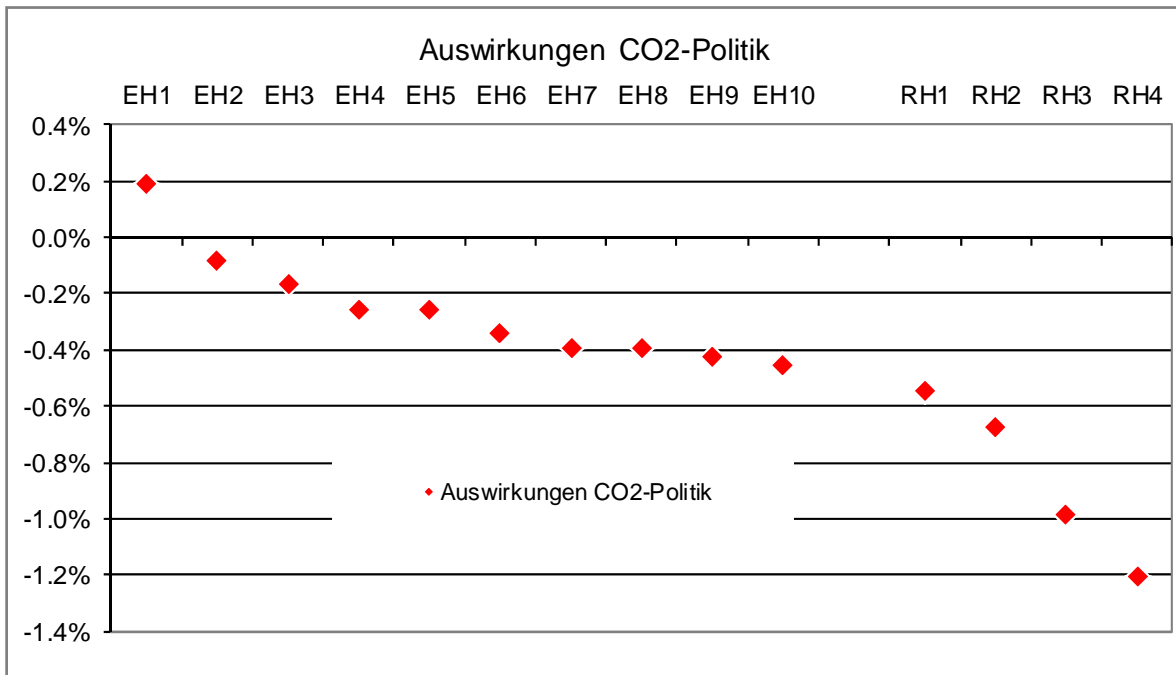


Quelle: Ecoplan 2009

- Rückverteilung der CO₂-Abgabe: Alle vorgängig vorgestellten Teileffekte wirken sich negativ auf die Wohlfahrt aus. Einzig die Rückverteilung der CO₂-Abgabe wird sich positiv auf die Wohlfahrt der einzelnen Haushalte auswirken. Da die CO₂-Abgabe im Haushaltbereich pro Kopf zurückverteilt wird, profitieren die kinderreichen Familien und Haushalte mit einem unterdurchschnittlichen Energieverbrauch am meisten.

Die nachfolgende Abbildung 5-15 zeigt die Belastung der 14 Haushaltsgruppen durch die CO₂-Politik in % des Haushaltseinkommens. Diese Belastung mit der CO₂-Politik werden wir nachfolgend vergleichen mit der Belastung der 14 Haushaltsgruppen durch die EE-Förderung.

Abbildung 5-15: *Belastung der HH durch CO₂-Politik (Belastung in % des Einkommens)*



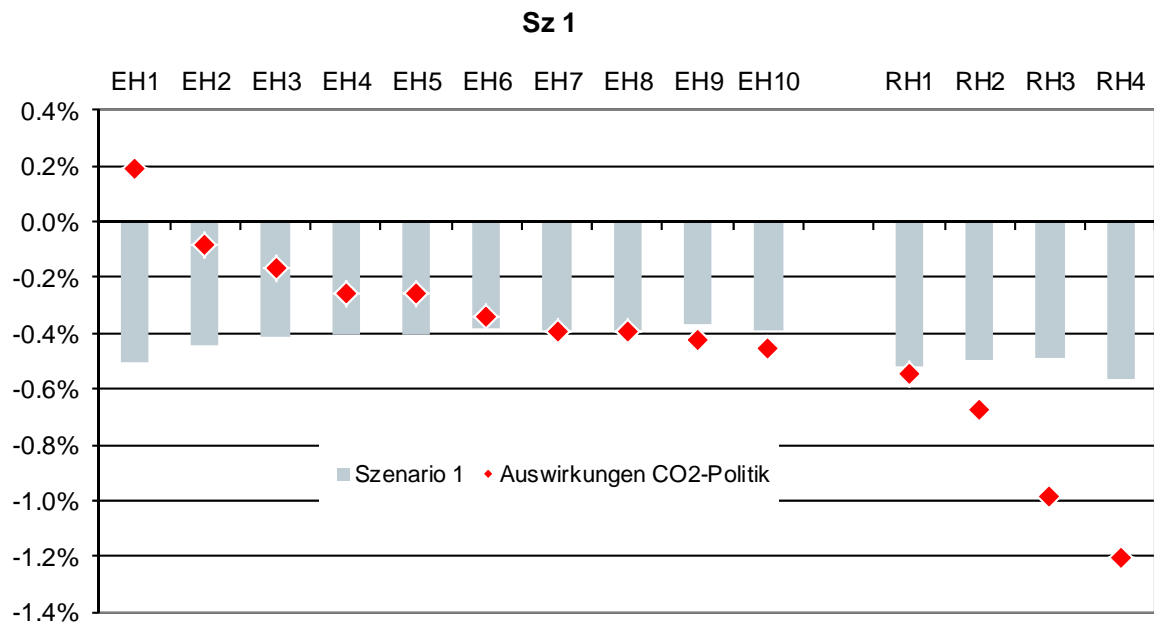
Quelle: Ecoplan 2009

Für eine detailliertere Diskussion der Verteilungswirkung der CO₂-Politik vergleiche die Ausführungen in der Studie „Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Post-Kyoto-Politik“ (Ecoplan, 2009, Seiten 59ff).

Die Abbildungen 5-15 bis 5-17 zeigen für die beiden Szenarien 1 und 2 die Belastungen der 14 Haushaltsgruppen zur Erreichung des 30%-EE-Ziels (Belastung gemessen in % des Einkommens). Die den Haushalten durch die EE-Förderung und durch die verstärkten Massnahmen entstehenden Mehrkosten können zusammenfassend wie folgt kommentiert werden:

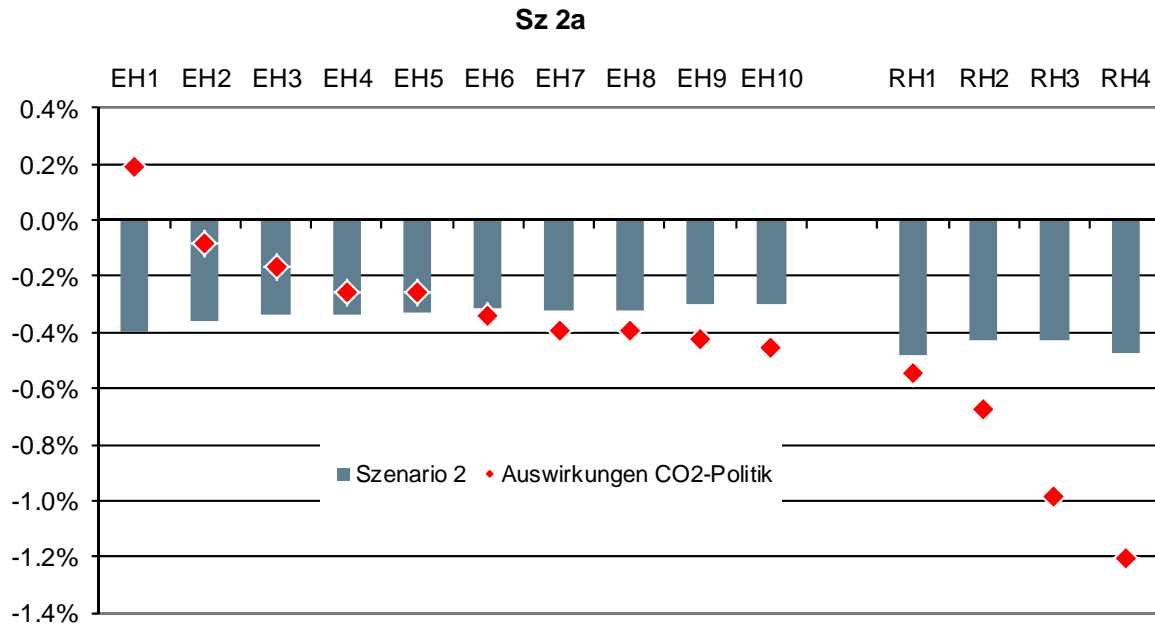
- **Die EE-Förderung wirkt regressiv:** Die ärmeren Haushalte sind prozentual durch die EE-Förderung stärker belastet als die reicheren Haushalte. Für das Sz. 1 liegen die Belastungen zwischen -0.4 % des Einkommens (für die reicheren Haushaltsgruppen) bis -0,5 % des Einkommens (für die ärmeren Haushaltsgruppen und Rentnerhaushalte). Im Sz. 2 sind die Belastungen für die Haushalte im Vergleich zum Sz. 1 um rund 0.1 %-Punkte geringer.
- Die **CO₂-Politik** belastet die Haushalte insgesamt in etwa demselben Ausmass wie die Erreichung eines 30 %-EE-Ziels.
- Der Vergleich mit der Belastung der Haushalte durch die CO₂-Politik zeigt, dass für die Rentnerhaushalte und für die reicheren Haushalte die Belastung durch die CO₂-Politik grösser ist als durch die EE-Förderung und die verstärkten Massnahmen im Szenario 2. Für die ärmsten erwerbstätigen Haushaltsgruppen (EH1 bis EH5 bzw. EH6, je nach Szenario) trifft dies aber nicht zu, da diese überproportional von der Rückverteilung der CO₂-Abgabe profitieren (vgl. vorgängige Ausführungen zur Abbildung 5-16).

Abbildung 5-16: *Belastung der HH im Szenario 1 i. Vgl. zu CO₂-Politik (in % zum Einkommen)*



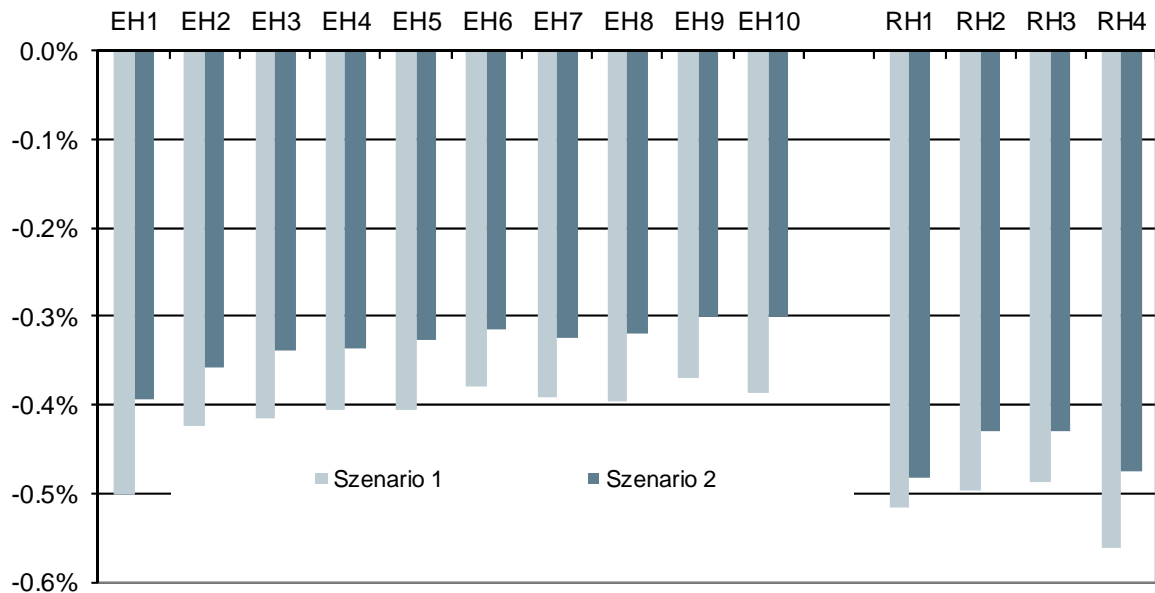
Ecoplan 2011

Abbildung 5-17: Belastung der HH im Szenario 2 i.Vgl. zu CO₂-Politik (in % zum Einkommen)



Ecoplan 2011

Abbildung 5-18: Belastung der HH: Vergleich der Szenarien 1 und 2 (in % zum Einkommen)



Ecoplan 2011

5.6 Sensitivitäten: 32%-Ziel, Auslandskosten, kein KEV-Deckel

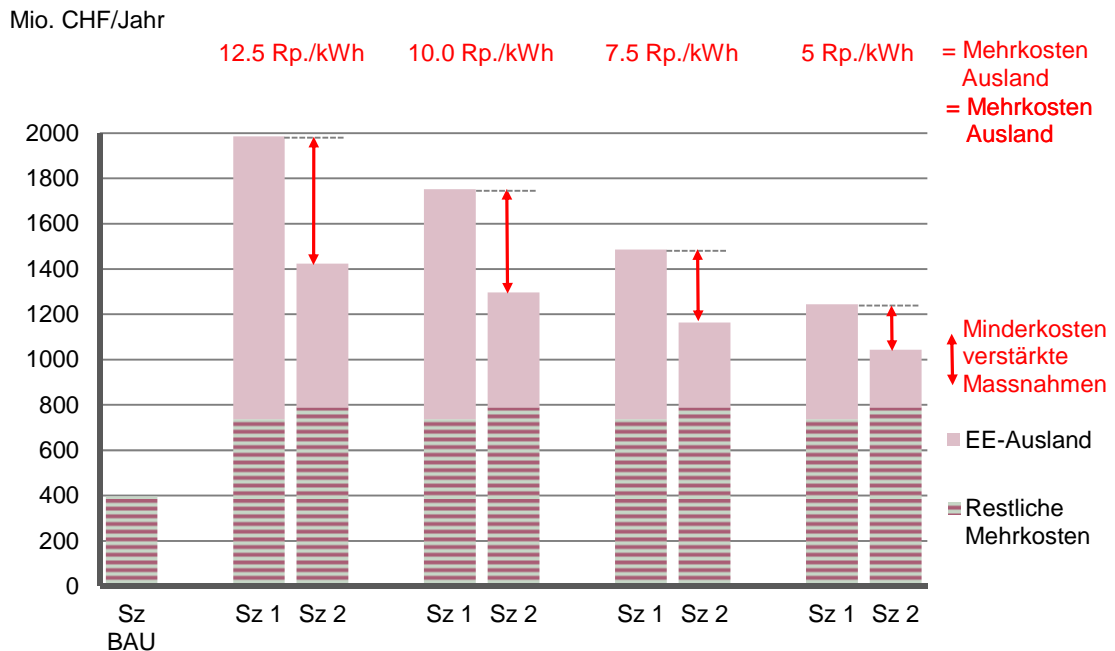
Einfluss der Kosten für EE-Energie aus dem Ausland

Wie bereits erwähnt, muss im Ausland produzierter EE-Strom zur Zielerreichung miteinbezogen werden. Gemäss den Berechnungen im Kapitel 7 kann das 30%-Ziel durch die inländische EE-Produktion nicht gedeckt werden. Die Ziellücke beträgt 10 TWh im Szenario 1 und 5 TWh im Szenario 2. Diese Ziellücke wird anahmegemäss mit EE-Strom aus dem Ausland gedeckt, wobei wir hier keinen physischen Import unterstellen. Grundsätzlich gibt es in der EU-Richtlinie verschiedene Möglichkeiten (vgl. dazu auch die Ausführungen in Kapitel 5.1):

- Ein Statistischer Transfer ist mit (vermutlich) relativ hohen Kosten verbunden.
- Gemeinsame Förderregelungen (bspw. zusammen mit ausgewählten Ländern): Dürfte sehr schwierig umzusetzen und auch mit erheblichen Kosten verbunden sein.
- Joint Projects: Grundsätzlich eine potenziell günstige Kooperationsform, allerdings sehr unsicher in der Umsetzung.
- Handel (Aufbau eines kostenoptimierten Systems zur gemeinsamen Erreichung der EE-Ziele, bspw. basierend auf einer engen Kooperation mit anderen EU-Ländern): Potenziell die für die Schweiz günstigste Alternative, aber bis 2020 wohl kaum umsetzbar.

Die bisherigen Mehrkostenberechnungen in den vorhergehenden Kapiteln gehen von einem „statistischen Transfer“ (12.5 Rp./kWh) zwischen der Schweiz und potenziellen „EE-Überschussländern“ aus. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Mehrkosten für die beiden Szenarien 1 und 2 unter der Annahme verschiedener EE-Ausland-Preise (von 12.5 bis 5 Rp./kWh).

Abbildung 5-19: Einfluss der Kosten für EE-Energie aus dem Ausland



Ecoplan 2011

Pro Memoria: Die beiden Szenarien 1 und 2 erreichen beide ein EE-Ziel von 30%. Szenario 1 erreicht dieses Ziel vor allem mit dem Einsatz flexibler Mechanismen (also unter Mithilfe von Auslandprojekten). Szenario 2 setzt vermehrt auf inländische Massnahmen im Strom- und vor allem auch im Wärmebereich. Beide Szenarien rechnen mit einem Biotreibstoffanteil von 10%.

Die obige Abbildung zeigt Folgendes:

- Die EE-Ausland-Kosten bestimmen massgeblich die Mehrkosten. Dies gilt ausgeprägt für das Szenario 1, aber auch für den Fall verstärkter inländischer Massnahmen (Szenario 2). Die Unsicherheiten zu den tatsächlichen Mehrkosten der EE-Zielerreichung sind gross.
- Die Zielerreichung (30%-EE-Anteil) ist kostengünstiger mit verstärkten Massnahmen im Inland zu erreichen als mit den flexiblen Mechanismen im Ausland (Szenario 2 ist kostengünstiger als Szenario 1). Dies aus drei Gründen:
 - **Hohe Kosten für EE-Ausland:** Die EU-Richtlinie zu den Erneuerbaren Energien gibt zwar klare Ziele vor; die zur grenzüberschreitenden, kostengünstigen Zielerreichung notwendigen Instrumente wurden aber bisher noch nicht ausgestaltet. Die grundsätzlichen Möglichkeiten, welche die in der Richtlinie erwähnten Flexiblen Mechanismen schaffen, sind keine echten Alternativen zu einem EU-weiten

Zertifikate- bzw. Handelssystem. Für die Schweiz bedeutet dies, dass sie – bei einem EE-Ziel von 30% - vermutlich mit relativ hohen Kosten für den EE-Ausland-Anteil zu rechnen hat.

- **Optimierung über alle Energiesektoren:** Während im Szenario 1 vor allem der Stromsektor zur Zielerreichung beiträgt, werden mit dem Szenario 2 auch die übrigen Sektoren (insbesondere Wärme und Effizienz im Verkehrssektor) zur Zielerreichung beigezogen. Dieser Massnahmenmix kann das Ziel mit tieferen Kosten erreichen.
- **Relativ günstige Effizienzpotenziale im Wärme- und Strombereich i.Vgl. zu den Kosten für EE-Ausland:** Ist der Preis für EE-Ausland-Strom sehr hoch, so ist es kostengünstiger, in der Schweiz in eine bessere Energieeffizienz bzw. in EE-Wärme oder Biotreibstoffe zu investieren.
- Liegen die EE-Kosten für aus dem Ausland bezogene Energie deutlich unter den angenommenen 12.5 Rp./kWh (bspw. wenn in der EU ein funktionierendes Zertifikate-Handelssystem installiert würde), so wäre eine Strategie, die auf den vermehrten EE-Ausland-Einkauf setzt (Szenario 1), in Bezug auf die verursachten Mehrkosten etwa gleichwertig mit einer Strategie zu beurteilen, die auf verstärkte Massnahmen im Inland setzt (Szenario 2).

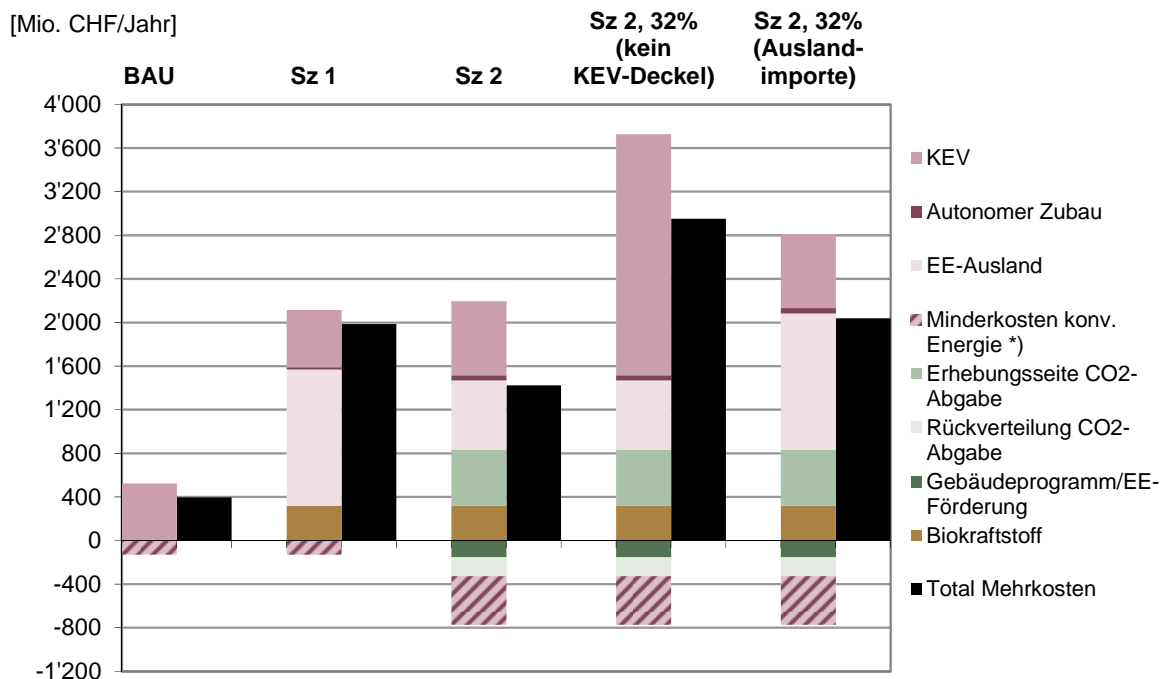
EE-Ziel von 32%

Wie in Kapitel 4.6.1 ausgeführt, wurde auf Wunsch des Auftraggebers eine Sensitivität eines höheren Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (32 % statt 30%) gerechnet. Es wurden zwei Varianten gerechnet:

- **Kein KEV-Deckel:** Der zusätzliche Zubau erfolgt über eine „Entdeckung“ der KEV, d.h. im Grunde über den Zubau von PV-Anlagen, da in der kurzen Frist (bis 2020) die anderen EE-Stromerzeugungstechnologien in der Umsetzung nicht wesentlich beschleunigt werden können.
Die **gesamten Mehrkosten** (vgl. Abbildung 5-3) zur Erreichung eines 32%-EE-Ziels mittels Entdeckung der KEV im Vergleich zum Sz 0 belaufen sich auf 2'950 Mio. CHF/Jahr im Jahr 2020 (für das Sz 2, 32%). Die entstehenden Mehrkosten sind hauptsächlich auf die KEV zurückzuführen. Mit einer Zielerhöhung von 30% auf 32% werden somit die gesamten Mehrkosten von 1'424 Mio. CHF um rund 1'500 Mio. CHF auf 2'950 Mio. CHF mehr als verdoppelt.
- **Auslandimporte:** Die EE-Ziellücke wird durch Anrechnung von im Ausland erzeugten EE-Strom gedeckt. Die zusätzliche Ziel-

lücke durch die Erhöhung von 30% auf 32% beträgt 5 TWh, was zu einer Verdopplung der EE-Auslandkosten führt. Die **gesamten Mehrkosten** (vgl. Abbildung 5-3) zur Erreichung eines 32%-EE-Ziels mittels Auslandimporten im Vergleich zum Sz 0 belaufen sich auf 2'050 Mio. CHF/Jahr im Jahr 2020 (für das Sz 2, 32%).

Abbildung 5-20: Gesamte Mehrkosten im Vergleich zum Sz. 0 (Jahr 2020, Preise 2008)



*) inkl. Mehrkosten für Back-up und Regenergie, sowie Ausbau Grosswasserkraft, Minderkosten Stromerzeugung

Ecoplan 2011

5.7 Volkswirtschaftliche Beurteilung

Die wichtigsten Erkenntnisse aus den vorgängigen Ausführungen können wir wie folgt zusammenfassen:

- Die Mehrkosten zur Erreichung eines EE-Ziels von 30 % oder 32 % können nur unter **grossen Unsicherheiten** bestimmt werden: Da die Schweiz ein EE-Ziel von 30 % oder 32 % bis 2020 nicht alleine mit inländischen Massnahmen verwirklichen kann, ist die Schweiz auf Anrechnung ausländischer EE-Produktion angewiesen. Die Unsicherheit kommt daher, dass die EU-Richtlinie bzgl. Austausch- und Kooperationsmechanismen (Flexible Mechanismen) zwar vieles ermöglicht, aber eine kostengünstige Zielerreichung (bspw. mittels eines funktionierenden EU-weiten Zertifikatehandelssystem) dadurch nicht erreicht werden kann.

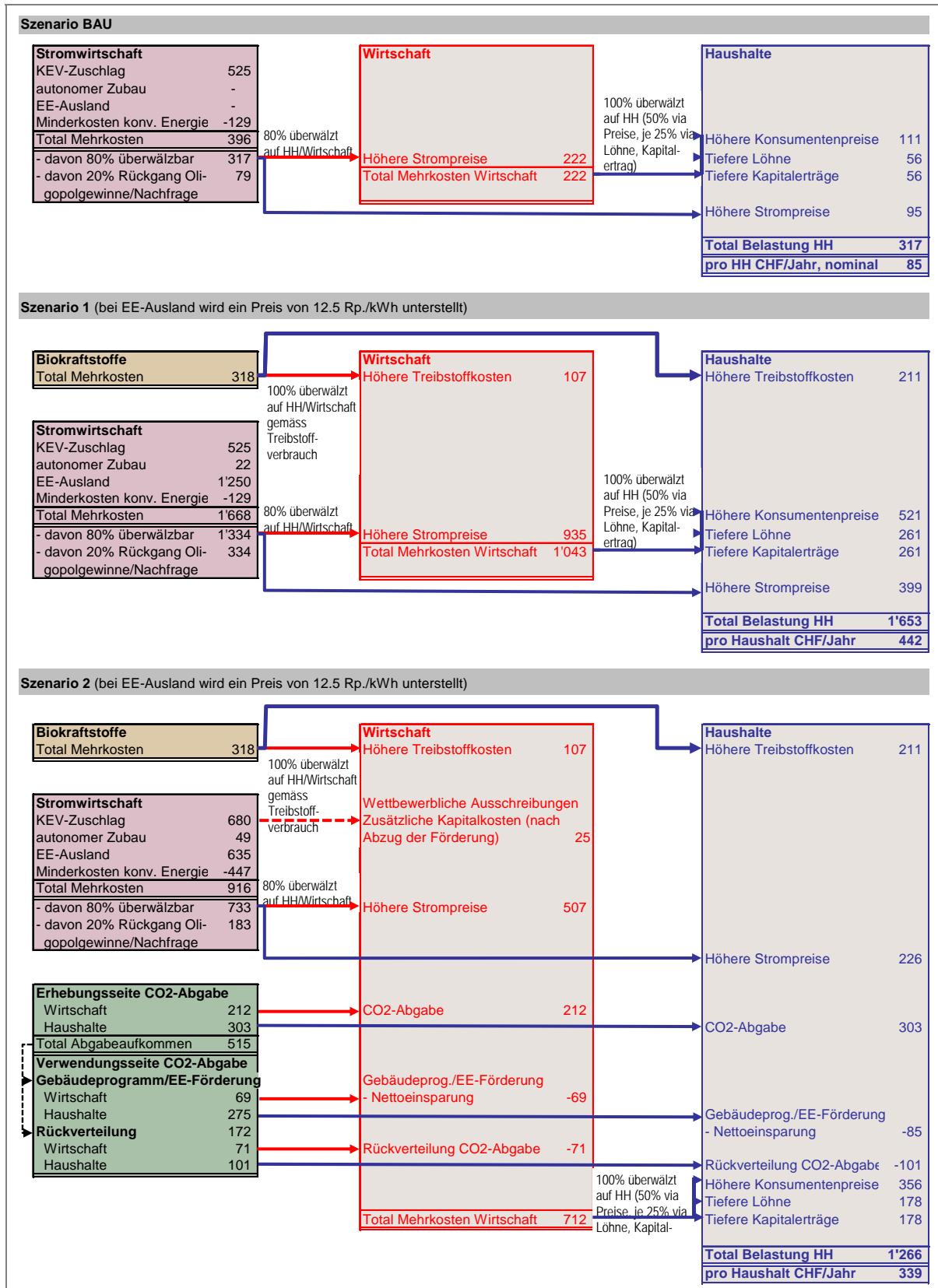
- **Die aktive Förderung der EE und die verstärkten Massnahmen sind volkswirtschaftlich tragbar, aber nicht gratis:** Die Mehrkosten für die Erreichung eines EE-Ziels von 30 % liegen in derselben Grössenordnung wie jene der CO₂-Politik gemäss Botschaft über die Schweizer Klimapolitik nach 2012 (Revision des CO₂-Gesetzes und eidgenössische Volksinitiative «Für ein gesundes Klima») vom 26. August 2009. (Ziel dieser Politik ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2020 um -20 % im Vergleich zu 1990, wobei ein Teil im Ausland realisiert werden kann).²⁴
- Die gesamten **Mehrkosten** des EE-Ausbaus zur Erreichung eines EE-Ziels von 30% betragen **1.4 bis 2.0 Mrd. CHF/Jahr** im Jahr 2020 (Preise 2008, unter der Annahme, dass für EE-Ausland 12.5 Rp./kWh zu bezahlen sind).
- Die Mehrkosten werden grösstenteils den Haushalten überwält (vgl. dazu Abbildung 5-21, welche die Überwälzungsmechanismen für die Szenarien BAU, 1 und 2 zeigen). Insgesamt entstehen dem Durchschnittshaushalt **gesamte Mehrkosten** von rund **340 bis 440 CHF/Haushalt und Jahr** (Preise 2008, unter der Annahme, dass für EE-Ausland 12.5 Rp./kWh zu bezahlen sind).
- Die bereits beschlossenen Massnahmen (KEV) führen zu Mehrkosten von 85 CHF/Haushalt und Jahr (Preise 2008). Werden diese bereits beschlossenen Massnahmen von den obigen Haushaltsbelastungen abgezogen, so entstehen dem Durchschnittshaushalt **zusätzliche Mehrkosten** zur Erreichung des **30%-EE-Ziels** von **255 bis 355 CHF/Haushalt und Jahr** (unter der Annahme, dass für EE-Ausland 12.5 Rp./kWh zu bezahlen sind).
- **Der EE-Ausbau belastet arme Haushalte prozentual stärker als reiche Haushalte.** Die Belastung beträgt für die reicheren Haushalte rund 0.3 % bis 0.4 % ihres Einkommens und für die ärmeren Haushalte und die Rentnerhaushalte 0.4 % bis 0.6 % ihres Einkommens.
- **Kosten der EE-Energie aus dem Ausland:** Mit den flexiblen Mechanismen soll eine kostenminimale Lösung zur Erreichung der europäischen EE-Ziele angestrebt werden. Die bisherigen Erfahrungen zeigen aber, dass der Nutzung dieser flexiblen Mechanismen grosse Hindernisse gegenüberstehen. Gehen wir trotzdem davon aus, dass die Nutzung der flexiblen Mechanismen zu einer kostenminimalen Lösung führen, dann werden sich die Zusatzkosten auch für die Erreichung eines

²⁴ Auswirkungen der CO₂-Politik und der EE-Förderung dürfen nicht addiert werden, da es Synergieeffekte gibt. Weiter gilt es anzumerken, dass das Parlament die CO₂-Zielsetzung des Bundesrates insofern „verschärft“ hat, dass die angestrebte CO₂-Minderung allein mit inländischen Massnahmen realisiert werden muss.)

Schweizer EE-Ziels von 30% senken lassen: **Im günstigsten Fall** – bspw. unter der Annahme eines funktionierenden Zertifikatehandelssystems - betragen die **Mehrkosten** für die Schweiz **1.0 Mrd. CHF/Jahr** (gilt für das Jahr 2020).

- **Mit einer Zielerhöhung des EE-Anteils von 30% auf 32% mittels einer „Entdeckung“ der KEV** werden die gesamten Mehrkosten von rund 1.4 Mrd. CHF um 1.5 Mrd. CHF auf 2.9 Mrd. CHF mehr als verdoppelt. Für den Durchschnittshaushalt steigen die gesamten Mehrkosten von 340 auf 660 CHF/Haushalt im Jahr 2020 (Preise 2008). Wird die Ziellücke nicht über eine Entdeckung der KEV, sondern über **Anrechnung von im Ausland produzierten EE-Strom** gedeckt, steigen die gesamten Mehrkosten von 1.4 Mrd. CHF um 0.6 Mrd. CHF auf rund 2.0 Mrd. CHF.
- Aus volkswirtschaftlicher Sicht kann mit einer Strategie die nicht nur im Strom-, sondern auch im Wärmebereich ansetzt, ein gesetztes EE-Ziel kosteneffizienter erreicht werden.

Abbildung 5-21: Mehrkosten im Jahr 2020 für die Szenarien BAU, 1 und 2

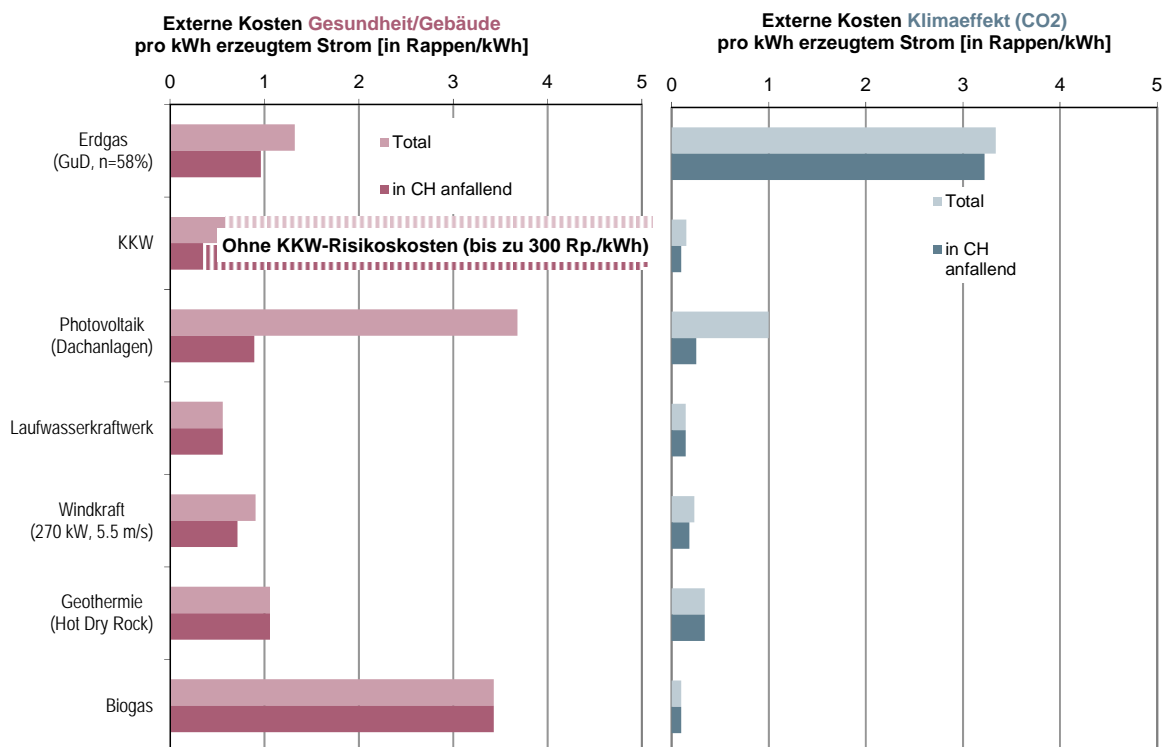


Neben den oben diskutierten Mehrkosten der EE-Förderung sollen nachfolgend noch weitere volkswirtschaftlich relevante Aspekte diskutiert werden:

Sekundärnutzen: Die EE-Förderung führt im Inland zur Minderung schädlicher Luftemissionen (NO_x, PM₁₀, usw.). Dies führt zu geringeren Gesundheits- und Gebäudeschäden. Dieser Sekundärnutzen kann aber die volkswirtschaftlichen Kosten nicht kompensieren, da auch die erneuerbare Stromproduktion externe Kosten verursacht (vgl. dazu nachfolgende Abbildung 5-22). Der Sekundärnutzen (Rückgang der Luftschadstoffemissionen) der EE-Förderung ist insgesamt bescheiden.

Die EE-Stromerzeugungstechnologien weisen im Vergleich zu erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken deutlich tiefere CO₂-Emissionen auf (vgl. Abbildung 5-22). Zu beachten ist allerdings, dass wir unterstellt haben, dass die CO₂-Emissionen von GuD-Kraftwerken kompensiert werden.

Abbildung 5-22: *Stromprod.: Externe Kosten Gesundheit/Gebäude pro kWh*



Quelle: Ecoplan 2007

- **Auslandabhängigkeit:** Die Auslandabhängigkeit sinkt bei ambitionierter EE-Zielsetzung nicht – der Öl-/Gasimport wird ersetzt durch (nicht physischen) EE-Strom-Import. Dies aufgrund der Tatsache, dass die Ausschöpfung der inländischen Potenziale nicht ausreicht, um ambitionierte Ziele durch rein inländische Produktion zu erreichen.

- **Beschäftigungseffekte:** Durch die EE-Förderung wird mehr Geld in die erneuerbare und weniger in die konventionelle Stromerzeugung investiert. Die Beschäftigung in den EE-Sektoren bzw. deren Zuliefersektoren wird zunehmen.²⁵ Da das Geld aber nur einmal ausgegeben werden kann, verändert sich die gesamte Arbeitsnachfrage per saldo nur unwesentlich – die unfreiwillige Arbeitslosigkeit lässt sich damit mittel- bis längerfristig nicht senken. Positive Beschäftigungseffekte für den ganzen Arbeitsmarkt können somit mittel- und längerfristig nicht erwartet werden (ausser wenn die industriepolitische Komponente der EE-Förderung zu First mover advantages führt). EE-Förderung wirkt aber konjunkturstabilisierend und könnte bei entsprechender Ausgestaltung als Konjunkturstütze eingesetzt werden.

Die Vorteile bzw. der Nutzen der EE-Förderung ist neben der allfälligen industriepolitischen Komponente in den folgenden Punkten zu suchen:

Versorgungssicherheit:

Die positiven Wirkungen auf die Versorgungssicherheit sind:

- Diversifizierte Stromerzeugung (verschiedene Technologien)
- Vorbeugung gegen Angebotsschocks, bspw. massive Öl-, Gasverteuerung (betrifft insbesondere die verstärkten Massnahmen im Wärmebereich im Szenario 2).

Zu beachten ist aber, dass zusätzliche stochastische Stromeinspeisung durch erneuerbare Stromerzeugung (insbesondere bei einem massiven Ausbau der Photovoltaik und Windenergie) weitere Massnahmen zur Sicherstellung der Netzstabilität – und damit zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit - erfordern.

²⁵ Im Moment wird im Auftrag des BFE eine Studie erarbeitet, welche die Grundlagen aufbereitet, damit die direkt in den betroffenen Branchen ausgelösten Beschäftigungswirkungen abgeschätzt werden können. Die Studie wird gegen Ende 2011 publiziert.

6 Schlussfolgerungen

Das als wahrscheinlich angenommene Ziel von 30 % EE-Anteil bis 2020 für die Schweiz kann aller Voraussicht nach nicht mit rein inländischen Massnahmen erreicht werden, falls sich nicht das politische Klima sehr deutlich ändert und Instrumente mit höherer Eingriffstiefe eingesetzt werden müssen.

Mit inländischen Massnahmen können (unter z.T. deutlicher Aufstockung von Fördermitteln, Erhöhung der KEV und anspruchsvoller Ausschöpfung der ordnungsrechtlichen Möglichkeiten) inkl. einem 10%igen Biotreibstoffanteil inländisch ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 28% erreicht werden. Falls der Biotreibstoffanteil (z.B. aufgrund restriktiver ökologischer Kriterien oder hemmender Marktorganisation) nur bei den marginalen Werten des heutigen „business as usual“ bleibt, kann nur ein Anteil von ca. 26 % erreicht werden.

Die fehlenden Anteile können via internationale Kooperationsmechanismen (nichtphysisch (green certificates bei Strom) oder physisch (Biotreibstoffe bieten sich an) beschafft werden. Diese Beschaffungsmechanismen sind derzeit noch nicht konkret ausgestaltet und erprobt, die damit verbundenen Kosten sind sehr unsicher, aber wahrscheinlich nicht beliebig niedrig, da die kostengünstigsten Potenziale vermutlich von den „Geberländern“ jeweils zur inländischen Zielerreichung eingesetzt werden.

Der volkswirtschaftliche Vergleich der verschiedenen Optionen zeigt, dass die Förderung volkswirtschaftlich tragbar, aber nicht gratis ist. Die Auswirkungen der zusätzlichen Massnahmen auf die Haushalte liegen bei 255 bis 355 CHF/Haushalt und Jahr. Eine Umsetzung mit einer Strategie, die sowohl Effizienzpotenziale im Wärme-, Verkehrs- und Strombereich adressiert, kostengünstigere Potenziale für erneuerbaren Strom im Inland hebt und einen Anteil im Ausland realisiert, ist volkswirtschaftlich am günstigsten. Eine reine Umsetzung im Ausland sowie eine kurzfristige hohe Zielerreichung im Inland sind volkswirtschaftlich nicht optimale Varianten.

Die Schweiz besitzt mit ihren Wasserkraftspeicherkapazitäten interessante Potenziale für die Bereitstellung von Regelenergie für die internationale Produktion von Erneuerbaren. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die dafür eingesetzte Pumpenergie, Speicherverluste und ähnlicher Bereitstellungsbedarf sich erhöhend auf den Bruttoendenergiebedarf und somit ungünstig auf den inländischen EE-Anteil auswirken.

Die folgenden Verhandlungsoptionen erscheinen sinnvoll und naheliegend:

- Zielverhandlungen (ggf. auf Basis des Bevölkerungswachstums-Arguments).
- Regelenergiekapazitäten vs. Ziele – hierbei ggf. über die Anrechnung der Regelenergieverluste verhandeln.
- Ausgestaltung der internationalen Kooperationsmechanismen (z.B. gemeinsame Testmärkte).

Insbesondere wird darauf hingewiesen, dass eine solche Zielsetzung (von 30 % oder mehr EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030) in eine längerfristige (ambitionierte) und nachhaltige strategische Zielsetzung für das Gesamtenergiesystem eingebunden sein muss, um Fehlallokationen und insbesondere eine Überdehnung der nachhaltigen Biomassepotenziale zu vermeiden.

7 Literatur

BFE (2010). Gesamtenergiestatistik 2009. Bundesamt für Energie, Bern

BFE (2010). Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch nach EU-Richtlinienmethodik. Persönliche Kommunikation mit Fr. J. Gülden. Bundesamt für Energie, Bern.

ECN (2011). Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States Covering all 27 EU Member States. L.W.M. Beurskens, M. Hekkenberg, ECN, the Netherlands. With financial support from the European Environment Agency (EEA).
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2010/e10069.pdf>

EU (2009). Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Amtsblatt der Europäischen Union, L 140/16, 5.6.2009

FHG ISI et al. (2009). EmployRES; The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the European Union; Final report; Contract no.: TREN/D1/474/2006\$

Hodson et al. (2010). EU Energy Law; Volume III – Book one; Renewable Energy Law and Policy in the European Union. Claeys & Casteels, Leuven. ISBN 978 90 776 441 40.

Hofer, P. (2011). Persönliche Kommunikation mit Herrn P. Hofer. Meyer Burger Technology AG, Thun. Jan. - März 2011.

INFRAS (2010). Globalbeiträge an die Kantone. nach Art. 15 EnG. Wirkungsanalyse kantonalen Förderprogramme. Ergebnisse der Erhebung 2009. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern

Interface / Ernst Basler und Partner (2010). Evaluation des Gebäudeprogramms der Stiftung Klimarappen. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern

Ernst Basler und Partner (2010). Das Gebäudeprogramm. Statistische Auswertungen. 1. Halbjahr 2010, Gesamtschweizerische Analyse

Prognos (2007a). Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte, 1990 - 2035; Ergebnisse der Szenarien I bis IV und der zugehörigen Sensitivitäten BIP hoch, Preise hoch und Klima wärmer. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern

Prognos (2007b). Die Energieperspektiven 2035 – Band 2, Szenarien I – IV, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern

Prognos (2008). Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien nach der Energieverordnungsordnung. Koreferat zu den Kostenberechnung des Bundesamtes für Energie, Bern.

Prognos (2007c). Die Energieperspektiven 2035 – Band 5, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern

Prognos (2010a). Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V., der Agentur für Erneuerbare Energien und der HANNOVER MESSE.

Prognos (2010b) Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2009 nach Bestimmungsfaktoren, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Prognos (2010c) Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2009 nach Verwendungszwecken, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern

Roland Berger/Prognos (2010). Wegweiser Solarwirtschaft. Im Auftrag des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V., Berlin.

TEP (2010). Energetische Gebäudeerneuerungen – Wirtschaftlichkeit und CO₂-Vermeidungskosten. Eine Auswertung des Gebäudeprogramms der Stiftung Klimarappen. Im Auftrag der Stiftung Klimarappen, Zürich

TU Wien & Fraunhofer Institut (2008). 20% RES by 2020 – a balanced scenario to meet Europe's renewable energy target. Im Auftrag der EU, Brüssel.

Anhang zum Kapitel 5

Tabelle A-1: Annahmen Mehrkosten Biotreibstoffe, EE-Wärme

Berechnung Mehrkosten Biokraftstoffe		Herstellungskosten	Kraftstoffäquivalente	Herstellungskosten
		EuroCents/l	EuroCents/l	Euro/GJ
Herstellungskosten Biokraftstoffe:	Zuckerrohr Brasilien	0.22	0.34	10.39
(Quelle: méo Consulting Team)	Inland	0.49 - 1.00	0.51 - 1.03	14.17- 30.0
	- Bioethanol	0.47- 1.00	0.72-0.98	21.97-30.0
	- Biomethan	1.04	0.74	20.83
	- Biodiesel aus Raps	0.63	0.69	19.03
Annahme:				
	Mittlere Herstellungskosten Biokraftstoffe, 2008			25 Euro/GJ
	Mittlere Herstellungskosten Biokraftstoffe, 2020 (1% reale Preissteigerung)			28.2 Euro/GJ
	Mittlere Herstellungskosten Biokraftstoffe, 2020 (Wechselkurs EUR/CHF = 1.35)			38.0 CHF/GJ
	Mittlere Herstellungskosten Biokraftstoffe, 2020			136.9 CHF/MWh
Benzinpreis	Einstandspreis cif Basel	55 US\$/Barrel		0.430 CHF/l
		100 US\$/Barrel		0.7110 CHF/l
				32.163 MJ/l
				8.93 kWh/l
				79.6 CHF/MWh
Mehrkosten Biokraftstoffe:				57.32 CHF/MWh
				5.7 Rp./kWh

Ecoplan 2011

Tabelle A-2: *Detailresultate Mehrkosten im Jahr 2020*
Berechnung Mehrkosten 2020 [Mio. CHF, real zu Preisen 2008]

		Sz 0	Sz BAU	Sz 1	Sz 2
Total Stromnachfrage 2020	TWh	69	68	68	66
KEV (inkl. 15-Räppler, und weitere)					
KEV-Zuschlag (nominale Preise)	Rp./kWh	0	0.9	0.9	1.2
KEV-Zuschlag	Rp./kWh	0	0.8	0.8	1.0
KEV-Produktion 2020	TWh	0	2.9	2.9	3.7
KEV-Zuschlag 2020	Mio. CHF	0	525	525	680
Autonomer Zubau					
"Zuschlag" für autonomen Zubau	Rp./kWh			0.06	0.16
Autonomer Zubau	TWh			0.65	1.1
Total autonomer Zubau	Mio. CHF	0	0	22	49
EE-Ausland					
"Zuschlag" für EE-Ausland	Rp./kWh	0	0	1.84	0.96
EE-Ausland 2020	TWh	0	0	10.0	5.0
EE-Ausland-Zuschlag 2020	Mio. CHF	0	0	1'250	635
Mehrkosten backup, Minderkosten konv. Energie					
"Zuschlag" Mehr-, Minderkosten	Rp./kWh	0	-0.17	-0.17	-0.65
Total Stromnachfrage 2020	TWh	69	68	68	66
"Zuschlag" Mehr-, Minderkosten	Mio. CHF	0	-129	-129	-447
Erhebungsseite CO2-Abgabe					
Erhebung CO2-Abgabe	Mio. CHF	0	0	0	515
Rückverteilung CO2-Abgabe					
Rückverteilung CO2-Abgabe	Mio. CHF	0	0	0	-172
Gebäudeprogramm/EE-Förderung					
Nettoeinsparung (inkl. Subvention)	Mio. CHF	0	0	0	-154
Biokraftstoff					
Mehrkosten Biokraftstoffe	Rp./kWh	0	0	5.7	5.7
Nachfrage Biokraftstoffe 2020	TWh			5.6	5.6
Mehrkosten Biokraftstoffe	Mio. CHF	0	0	318	318
Total Mehrkosten					
Total Mehrkosten 2020 i.Vgl. Sz. 0	Mio. CHF	-	396	1'987	1'424
Total Mehrkosten 2020 i.Vgl. Sz. BAU	Mio. CHF		0	-1'590	-1'028