

# Kosten der (Nicht-)Energiewende

Studie im Auftrag der Schweizerischen Energie-Stiftung SES

**17. Juni 2013**

## Vorwort

Energiepolitische Weichenstellungen haben vielfältige Auswirkungen, dementsprechend sind für die Entscheidungsfindung auch zahlreiche Aspekte zu berücksichtigen. Zu diesen Aspekten gehören unter anderem die Risiken der Atomenergie und die Ziele des Klimaschutzes, aber auch die Kostenfrage. Die vorliegende Arbeit befasst sich mit den Kosten. Dies im Bewusstsein, dass ein Richtungswechsel in der Energiepolitik auch eine Umlagerung von Geldflüssen bedeutet, die Gewinner und Verlierer produziert. Damit die energiepolitische Debatte nicht einseitig von möglichen Gewinnern und Verlierern dominiert wird, sind zwei Voraussetzungen zu erfüllen: Erstens ist eine möglichst umfassende Sicht auf die Kosten der Energieversorgung erforderlich. Nur so können die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Verwendungen für Verkehr, Wärme oder Strom sowie zwischen Effizienzmassnahmen und der Energiebereitstellung abgebildet werden. Zweitens sind die zu treffenden Annahmen für zukünftige Szenarien zu variieren, um die Bandbreite möglicher Auswirkungen auszuloten. Diese beiden Voraussetzungen bilden die Leitidee der vorliegenden Arbeit.

Für die Möglichkeit, einen Diskussionsbeitrag zur energiepolitischen Weichenstellung zu leisten, bedanke ich mich bei der Schweizerischen Energie-Stiftung SES.

Im Juni 2013

Beat Meier

Das Projekt wurde durch folgende Personen begleitet:

- Bernhard Piller (SES)
- Sabine von Stockar (SES)
- Anna Vettori (SES-Stiftungsrätin)
- Sylviane Chassot (Universität St. Gallen)

Der Autor bedankt sich bei den Mitgliedern der Begleitgruppe für die Diskussionen und die Unterstützung im Verlaufe des Projekts. Die inhaltliche Verantwortung für den Bericht liegt alleine beim Autor.

Für eilige Leser/-innen:

Die Querverweise im pdf-Dokument sind als interne Links verwendbar und erlauben ein schnelles Navigieren im Bericht. Eilige Leser/-innen finden einen schnellen Überblick mit [Zusammenfassung](#); [Modellschema](#); [Schlussfolgerungen](#)

Zitiervorschlag: Meier Beat, 2013. Kosten der (Nicht-)Energiewende. Studie im Auftrag der Schweizerischen Energie-Stiftung SES, 17. Juni 2013, Winterthur.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die Verwertung der Inhalte dieses Werks durch Dritte ist ausdrücklich erwünscht, erforderlich sind Quellenangabe und Einhaltung der gesetzlichen Urheberrechtsbestimmungen.

© Beat Meier, bemepro 2013

## Inhaltsübersicht

1. Zusammenfassung .....	6
2. Ausgangslage und Problemstellung .....	9
3. Methodische Grundlagen und Szenarien.....	11
4. Kosten der Energieversorgung – Grundstudie für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	20
5. Sensitivitätsanalysen zu den Kosten der Energieversorgung .....	64
6. Schlussfolgerungen .....	81
Literatur.....	92
Abkürzungen .....	93
Anhang .....	97

## Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung .....	6
2.	Ausgangslage und Problemstellung .....	9
2.1.	Vorschläge des Bundesrates 2012 zur Energiewende .....	9
2.2.	Weitere Arbeiten zu energiepolitischen Szenarien .....	9
2.3.	Fragestellung der vorliegenden Studie .....	10
3.	Methodische Grundlagen und Szenarien .....	11
3.1.	Modellierung von Energieversorgung und Effizienzmassnahmen als Gesamtsystem .....	11
3.2.	Kostenbegriffe .....	14
3.3.	Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE für die Energieversorgung bis 2050 .....	16
3.3.1.	Allgemeiner Rahmen der sozioökonomischen Entwicklung .....	16
3.3.2.	Annahmen zu den Preisen fossiler Energieträger .....	16
3.3.3.	Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE der Grundstudie .....	19
4.	Kosten der Energieversorgung – Grundstudie für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	20
4.1.	Wärme: Nachfrage, Bereitstellung, Kosten .....	20
4.1.1.	Entwicklung der Energiebezugsflächen .....	20
4.1.2.	Wärmenachfrage für Wohnen privater Haushalte .....	21
4.1.3.	Zusammenfassung der Wärmenachfrage von privaten Haushalten, Dienstleistungen und Industrie .....	25
4.1.4.	Kosten von Effizienzmassnahmen bei Gebäuden im Bereich Wärmenachfrage .....	27
4.1.5.	Annahmen zu den Kosten der Wärmebereitstellung .....	30
4.1.6.	Synthese zu den Kosten für Effizienz und Bereitstellung im Wärmebereich .....	32
4.2.	Verkehr: Nachfrage, Bereitstellung, Kosten .....	34
4.2.1.	Nachfrage und Bereitstellung von Transportleistungen .....	34
4.2.2.	Kosten für Verkehrsleistungen nach Effizienzmassnahmen und Energieträgern .....	37
4.3.	Strom: Nachfrage, Bereitstellung, Kosten .....	41
4.3.1.	Stromnachfrage .....	41
4.3.2.	Strombereitstellung .....	44
4.3.3.	Kosten der Effizienzmassnahmen Strom .....	46
4.3.4.	Kosten der Strombereitstellung .....	46
4.4.	Synthese zur mengenmässigen Energienachfrage und Energiebereitstellung REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	53
4.5.	Synthese zu den Kosten der Energieversorgung REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	56
4.5.1.	Kostenbegriffe: Berücksichtigte und nicht berücksichtigte Kosten .....	56
4.5.2.	Kosten für Energieeffizienz und Energiebereitstellung .....	56
4.5.3.	Volkswirtschaftliche Potenziale und Importabhängigkeit .....	62

5.	Sensitivitätsanalysen zu den Kosten der Energieversorgung .....	64
5.1.	Übersicht zu Preisvarianten für fossile Energieträger .....	66
5.2.	Hohe Preise für fossile Energien (HOCH) .....	68
5.2.1.	Einordnung der Hochpreisvariante .....	68
5.2.2.	Ergebnisse Sensitivität Hochpreisvariante .....	68
5.3.	Tiefe Preise für fossile Energien (TIEF) .....	71
5.4.	Mittelfristig höhere Preise für fossile Energien (MITTEL).....	73
5.5.	Starker Ausbau Solarstromproduktion .....	75
5.6.	Tiefere Kosten für Effizienzmassnahmen Verkehr.....	77
5.7.	Suffizienz Wohnen und Mobilität .....	78
6.	Schlussfolgerungen .....	81
6.1.	Wichtigste Ergebnisse gemäss Grundstudie und Sensitivitätsanalysen .....	81
6.1.1.	Kosten der Energieversorgung im Vergleich der Szenarien .....	82
6.1.2.	Kostenverteilung der Energieversorgung auf Importe und Inland .....	85
6.2.	Folgerungen für energiepolitische Weichenstellungen.....	86
6.3.	Weiterführende Fragen .....	90
	Literatur.....	92
	Abkürzungen .....	93
	Abbildungsverzeichnis.....	94
	Tabellenverzeichnis.....	96
	Anhang .....	97

# 1. Zusammenfassung

Mit dem von Bundesrat und Parlament im Jahr 2011 beschlossenen Ausstieg aus der Atomenergie steht die schweizerische Energiepolitik vor einer Weichenstellung, die weit über die Frage der Stromerzeugung hinausgeht: Sollen die bisherigen Ziele und Instrumente weitergeführt und punktuell ergänzt werden oder soll die Schweiz eine umfassendere Energiewende mit starkem Fokus auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien herbeiführen?

Die vorliegende Studie geht der Frage nach, wie viel eine konsequente Energiewende kostet und unter welchen Rahmenbedingungen sie allenfalls wirtschaftlich besser abschneidet als ein Festhalten am bisherigen Kurs. Dazu werden die Gesamtkosten der Energieversorgung aus Sicht der Endverbraucher (Haushalte und Unternehmen) betrachtet, unter Einschluss der Effizienzmassnahmen und für den Zeitraum bis 2050. Die Eckdaten der Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE lehnen sich an die Szenarien des Bundes „Weiter wie bisher“ (WWB) und „Neue Energiepolitik“ (NEP) an, die zusammen mit der Vernehmlassung des Bundesrates zur Energiestrategie 2050 im Herbst 2012 publiziert wurden<sup>1</sup>.

Der Bedarf an Endenergie für Wärme, Verkehr und Elektrizität sinkt im REFERENZ-Szenario von aktuell knapp 250 Mrd. Kilowattstunden (kWh) pro Jahr auf 206 Mrd. kWh, während die ENERGIEWENDE eine Reduktion auf 148 Mrd. kWh erreicht. Diese Absenkungen des Gesamtverbrauchs um 17% (REFERENZ bzw. 40% (ENERGIEWENDE) werden bei gleichzeitigem Wachstum der Wirtschaft und der Bevölkerung auf 9 Mio. Personen erreicht. Die Kostenrechnungen für diese zwei Szenarien in der Grundstudie werden ergänzt durch Sensitivitätsanalysen zu Energiepreisen, einem stärkeren Solarstromausbau und einer Suffizienz-Variante.

Bei einer moderaten Preisentwicklung für fossile Energieträger<sup>2</sup> führt die ENERGIEWENDE bis Ende der 2030er Jahre gegenüber der REFERENZ zu Mehrkosten, danach zu Einsparungen. Über den gesamten Zeitraum 2015 bis 2050 betragen die Mehrkosten im Mittel weniger als 1% der Gesamtkosten der Energieversorgung oder 41 Franken pro Person und Jahr. Bei einem Hochpreisszenario ist die ENERGIEWENDE hingegen bereits ab den ersten Jahren wirtschaftlich vorteilhaft und die mittleren Einsparungen betragen 374 Franken pro Person und Jahr.

Ein starker Ausbau der Solarstromproduktion auf 22 Mrd. kWh führt während der Aufbauphase zu leicht höheren Gestehungskosten für die Elektrizität, langfristig kann dieses Szenario jedoch zur preisgünstigsten Stromversorgung im Quervergleich mit allen Szenarien führen.

Die Suffizienz-Variante zeigt die wirtschaftliche Wirkung auf, wenn die Zunahme der Wohnfläche pro Person halbiert sowie eine 0.5° C tiefere Raumtemperatur und die Stabilisierung der Personenkilometer auf dem Niveau von 2010 erreicht würde. Mit diesen wenigen und eher kaum einschränkenden Verhaltensänderungen könnten die mittleren Mehrkosten der ENERGIEWENDE von 41 Franken pro Person und Jahr in eine ebenso hohe Einsparung umgewandelt werden.

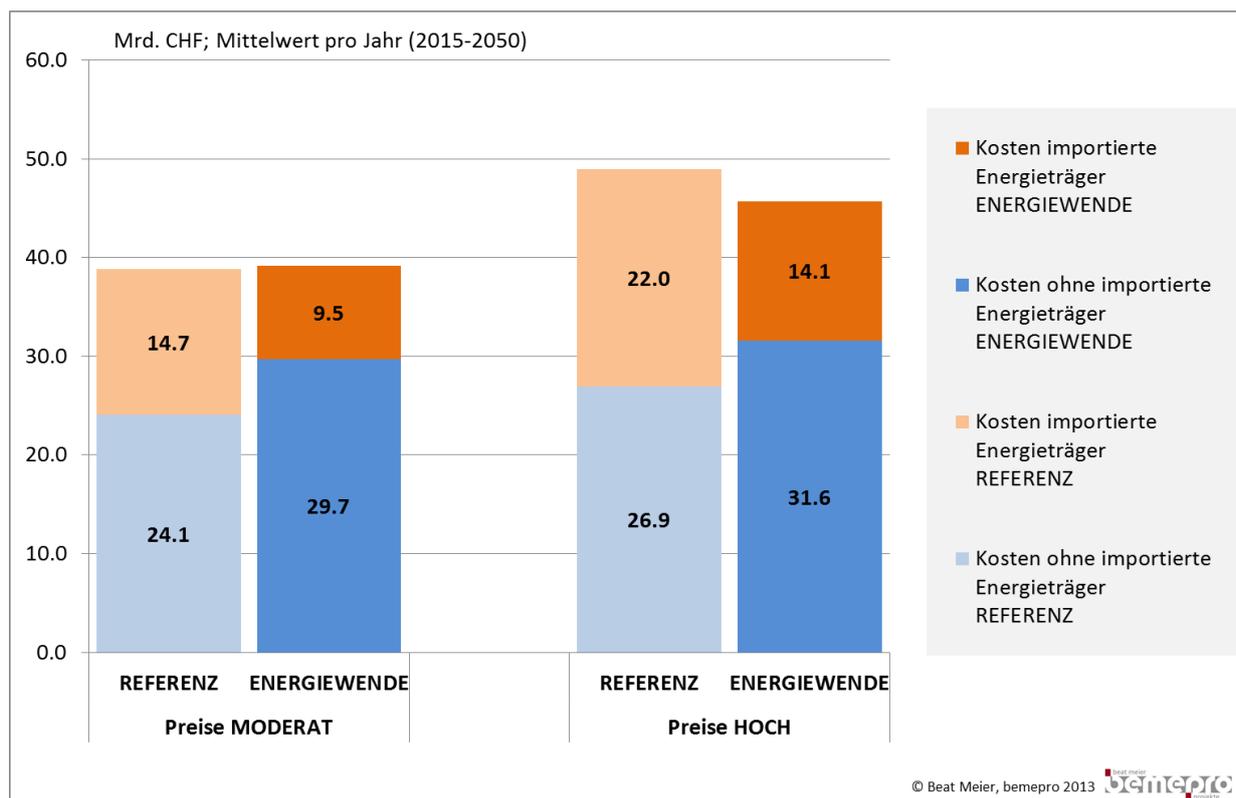
Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind nicht nur die unterschiedlichen Gesamtkosten relevant, sondern auch die Verteilung der damit verbundenen Geldflüsse auf Inland und Ausland. Die Importkosten für

---

<sup>1</sup> BFE/Prognos (2012) und BFE/Ecoplan (2012)

<sup>2</sup> Vgl. zu den Preisvarianten Abbildung 25, Seite 75

Energieträger machen im REFERENZ-Szenario im gesamten Zeitraum zwischen 35% und 40% der Gesamtkosten aus. Die ENERGIEWENDE erlaubt demgegenüber die Reduktion dieses Anteils auf 16% der Gesamtkosten bis im Jahr 2050. Je nach Preisentwicklung reduziert die ENERGIEWENDE die Geldabflüsse für Energieträgerimporte im Mittel um jährlich 5 bis 8 Mrd. Franken. Zusätzlich liegt mit der ENERGIEWENDE aufgrund der Investitionen in Effizienz und Erneuerbare der Kostenanteil im Inland um 5 Mrd. Franken pro Jahr höher. Auch wenn diese Kostendifferenz zugunsten des Inlandes nicht direkt als volkswirtschaftlicher Gewinn interpretiert werden kann, birgt diese Umschichtung ein erhebliches zusätzliches Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenzial.



**Abbildung 1. Verteilung der Gesamtkosten der Energieversorgung auf Inland und Ausland bei moderaten und hohen Energiepreisen für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

Eine rationale wirtschaftliche Begründung für ein Weiterführen der bisherigen Politik ist folglich nur bei sehr optimistischen Annahmen langfristig tiefer Energiepreise, bei einer Beschränkung des betrachteten Zeithorizontes und der Ausblendung der volkswirtschaftlichen Chancen möglich. Diese enge Sichtweise setzt Haushalte und Unternehmen in hohem Ausmass den Risiken steigender Energiepreise aus.

Abgeleitet aus der Wirkungsanalyse von Hochpreisszenarien wird ein System für die Energiewende skizziert, das mit einer hohen aber variablen Lenkungsabgabe auf nicht erneuerbaren Energieträgern eine höhere Planungssicherheit bezüglich zukünftiger Preisentwicklungen herstellt und damit die notwendigen ökonomischen Anreize und die Grundlage für eine administrativ einfache Umsetzung schafft.

Mit der ENERGIEWENDE ist ein doppelter Paradigmenwechsel verbunden: Erstens von laufenden Kosten hin zu Investitionen in die Energieversorgung und zweitens von Energieträgerimporten hin zu Massnahmen für Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Diese Umlagerungen der Kosten für

Importe zu Kosten für Massnahmen im Inland sind gegenüber der REFERENZ in der Höhe von jährlich 5 Milliarden Franken zu erwarten und somit erheblich. Mit dieser Kostenumschichtung sind einerseits erhebliche Wertschöpfungspotenziale und Beschäftigungseffekte verbunden, die bei einer energiepolitischen Weichenstellung zu berücksichtigen sind. Andererseits bedeutet der Paradigmenwechsel von laufenden Kosten hin zu Investitionen auch eine Erhöhung der Einflussnahme auf die Kosten der Energieversorgung, denn die Abhängigkeit von nicht beeinflussbaren Preisentwicklungen reduziert sich zugunsten eigenständiger Entscheidungen bei den Investitionen. Die ENERGIEWENDE erhöht somit den Handlungsspielraum in der Energieversorgung, sei es für politische oder von den Haushalten und Unternehmen zu fällende Entscheidungen.

## 2. Ausgangslage und Problemstellung

### 2.1. Vorschläge des Bundesrates 2012 zur Energiewende

Mit dem von Bundesrat und Parlament im Jahr 2011 beschlossenen Ausstieg aus der Atomenergie steht die schweizerische Energiepolitik vor einer Weichenstellung, die weit über die Frage der Stromerzeugung hinausgeht: Sollen die bisherigen Ziele und Instrumente weitergeführt und punktuell ergänzt werden, oder soll die Schweiz eine umfassendere Energiewende mit starkem Fokus auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien herbeiführen?

Im Herbst 2012 legte der Bundesrat seine Vorschläge für die zukünftige Energiepolitik zur öffentlichen Vernehmlassung vor. Zusammen mit diesen Vorschlägen wurden die Grundlagendokumente veröffentlicht, die als Entscheidungsgrundlage für die energiepolitische Richtungswahl dienen<sup>3</sup>. Im Zentrum dieser Grundlagen stehen die Berechnungen von 3 Szenarien mit dem Zeithorizont 2050, mit denen die Bandbreite möglicher Strategien abgedeckt werden soll. Das Szenario „Weiter wie bisher“ (WWB) geht von einer schrittweisen Weiterentwicklung der bisherigen Massnahmen aus, das Szenario „Politische Massnahmen“ (POM) ist ein Massnahmenszenario und zeigt die Auswirkungen von (gegenüber WWB) weitergehenden Effizienzsteigerungen und damit einem stärkeren Rückgang der Gesamtnachfrage auf. Die „Neue Energiepolitik“ (NEP) ist ein Zielszenario, das einen möglichen Entwicklungspfad aufzeigt, um bis 2050 den CO<sub>2</sub>-Ausstoss auf 1 bis 1.5 Tonnen pro Person und Jahr zu reduzieren.

Die Szenarien gehen für den Zeitraum 2010 bis 2050 von einem Bevölkerungswachstum von 7.9 Mio. auf 9 Mio. Personen (+14%) und einem Anstieg der Wirtschaftsleistung (Bruttoinlandprodukt BIP) von 550 Mrd. Franken auf 800 Mrd. Franken (+45%) aus<sup>4</sup>.

Die Arbeiten von BFE/Prognos<sup>5</sup> weisen unter dem Titel „direkte gesamtwirtschaftliche Kosten“ für den Zeitraum 2012 bis 2050 einen zusätzlichen Betrag von 51 bis 60 Mrd. Franken oder gegen 1.5 Mrd. Franken pro Jahr aus (ohne Diskontierung), wenn die sogenannte „Neue Energiepolitik“ eingeleitet würde. Für dieses Szenario ermitteln BFE/Ecoplan<sup>6</sup>, dass das Bruttoinlandprodukt im Jahr 2050 im Vergleich zu einem „Weiter wie bisher“ um 2.7% tiefer liegen würde<sup>7</sup>.

### 2.2. Weitere Arbeiten zu energiepolitischen Szenarien

Der Wirtschaftsverband swisscleantech publizierte eine Cleantech-Energiestrategie<sup>8</sup> mit einer Absenkung des Endenergiebedarfs in der Grössenordnung des Szenario NEP des Bundes. Die wirtschaftlichen Auswirkungen anhand einer volkswirtschaftlichen Modellierung durch die ETH kommt auf Wohlstandsverluste von maximal 0.4%, was im Vergleich zu den realen Schwankungen als „vernach-

---

<sup>3</sup> Die zentralen Studien zur technischen und wirtschaftlichen Beurteilung sind BFE/Prognos (2012) und BFE/Ecoplan (2012), vgl. vollständiges Verzeichnis der Grundlagen im [Literaturverzeichnis](#) S. 124

<sup>4</sup> BFE/Prognos (2012): S. 51ff., zu Preisen von 2010

<sup>5</sup> BFE/Prognos (2012): Tabelle 5-60, S. 189

<sup>6</sup> BFE/Ecoplan (2012): Abbildung 5-1, S. 35

<sup>7</sup> Bei einer gesamten Zunahme gegenüber 2010 um 45%.

<sup>8</sup> Barmettler et al. (2013a)

lässigbar“ bezeichnet wird<sup>9</sup>. Von swisscleantech stammt auch eine Übersicht zu verschiedenen Arbeiten zur Energiezukunft mit einer methodischen Einordnung der jeweiligen Arbeiten (vgl. [Anhang](#)).

Arbeiten der ETH<sup>10</sup> deuten darauf hin, dass der Wachstumseffekt eines Umbaus der Stromversorgung inklusive Atomausstieg und einer massiven Reduktion des gesamten CO<sub>2</sub>-Ausstosses bis 2050 rund einem Jahr Verzögerung entspricht, das heisst ein bestimmtes Einkommensniveau erst 2051 statt 2050 erreicht wird.

### 2.3. Fragestellung der vorliegenden Studie

Mehrere Arbeiten zu alternativen Energiestrategien für die Schweiz weisen in der Tendenz darauf hin, dass energiepolitisch anspruchsvolle Strategien mit starker Absenkung des Energieverbrauchs und/oder einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien eher teurer sind als eine Fortsetzung der aktuellen Politik. Die Kostenunterschiede werden von einigen Autoren als eher gering beurteilt und oft wird auf nicht berücksichtigte externe Effekte oder nicht berücksichtigte zusätzliche volkswirtschaftliche Impulse verwiesen.

Alle berücksichtigten Arbeiten gehen von spezifischen Annahmen bezüglich der exogenen, das heisst nicht direkt von der Energiestrategie abhängigen Grössen aus. Dazu gehören Annahmen zu den Kosten von Effizienzmassnahmen oder zur Gewinnung erneuerbarer Energien. Von grosser Bedeutung sind auch Annahmen bezüglich der Preisentwicklung für fossile Energieträger, weil je nach Energiestrategie fossile Energieträger in unterschiedlich hohem Mass ersetzt werden. Die berücksichtigten Arbeiten vergleichen zwar unterschiedliche Entwicklungspfade bei der Energieversorgung, verzichten aber bei der ökonomischen Beurteilung auf eine Variierung der Annahmen zu Preisen und Kosten.

Aus dieser Situation leitet sich die Fragestellung der vorliegenden Studie ab. Die Studie soll klären, wie viel eine „konsequente“ Energiewende kostet und unter welchen Rahmenbedingungen sie allenfalls wirtschaftlich gleich oder besser abschneidet, als ein Festhalten am bisherigen Kurs.

Als „konsequente“ Energiewende wird dabei eine Entwicklung im Sinne des Szenarios „Neue Energiepolitik“ (NEP) des Bundes verstanden, die mit einer Fortsetzung der bisherigen Politik im Sinne des Szenarios „Weiter wie bisher“ (WWB) des Bundes zu vergleichen ist.

Als Kosten der Energieversorgung sind Kosten der Endverbraucher der Energie zu verstehen, seien es private Haushalte oder Unternehmen. Die Auswirkungen auf die gesamte Volkswirtschaft sind nicht Gegenstand der Fragestellung, weil dies nur über die Abbildung sämtlicher Wechselwirkungen zwischen der Energieversorgung und allen anderen Wirtschaftszweigen möglich ist und den Rahmen der vorliegenden Arbeit sprengen würde. Hingegen sind indirekte Aussagen zu volkswirtschaftlichen Wirkungen gefragt, indem die Importabhängigkeit unterschiedlicher Energiestrategien verglichen wird.

---

<sup>9</sup> Barmettler et al. (2013a): S. 31 jährliches Wachstum von 1.257% statt 1.280%

<sup>10</sup> Andersson et al. (2011): S. 39

## 3. Methodische Grundlagen und Szenarien

### 3.1. Modellierung von Energieversorgung und Effizienzmassnahmen als Gesamtsystem

Die zukünftigen Kosten der Energieversorgung werden anhand des Modells SIM-ENERCO<sup>11</sup> ermittelt, das einerseits die Energienachfrage nach Verwendungszwecken und andererseits die Energiebereitstellung mit verschiedenen Energieträgern bzw. Technologien abbildet. Zusätzlich sind die Effizienzmassnahmen integriert, die sowohl die mengenmässige Nachfrage beeinflussen als auch einen Kostenfaktor darstellen.

#### Umfassende Systembetrachtung

Erfasst wird die **gesamte Energieversorgung inklusive Effizienzmassnahmen**. Die Energieversorgung schliesst die Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme, der Energiebedarf für den Personen- und Güterverkehr sowie alle elektrischen Anwendungen mit ein. Diese umfassende Sichtweise ist von anderen Studien mit Fokussierung auf den Strombereich<sup>12</sup> zu unterscheiden. Mit einer derart breiten Systemabgrenzung können die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Verwendungszwecken abgebildet werden. Nur so kann beispielweise die Frage beantwortet werden, unter welchen Rahmenbedingungen es vorteilhaft ist, Geld für Effizienzmassnahmen oder für einen höheren Energieverbrauch einzusetzen. Diese Systemgrenzen entsprechen im Wesentlichen dem Vorgehen in den Grundlagen des Bundes<sup>13</sup>.

#### Analyseebene Endenergie

Die physische Mengenbilanz wird auf der Ebene der Endenergie<sup>14</sup> zwischen Nachfrage und Bereitstellung ausgeglichen.

Als Konsequenz dieser Systemabgrenzung wird die graue Energie in Gütern nicht erfasst, ebenso ist der Energiebedarf für Herstellung und Transport eines importierten Energieträgers wie Erdgas nicht eingeschlossen, wie dies beim Begriff der Primärenergie der Fall ist. Dies schafft einen wichtigen Unterschied zur Betrachtungsweise des Konzeptes der 2000-Watt- und 1-Tonne CO<sub>2</sub>-Gesellschaft, die auf dem Konzept der Primärenergie beruht. Mit der Betrachtung der Endenergie ist auch der inländische Umwandlungssektor der Energiebranche, der z.B. zur Stromproduktion Uran oder fossile Brennstoffe einsetzt, von der physischen Modellierung ausgeschlossen. Die Kosten des Umwandlungssektors fliessen hingegen in die Preise der Endenergieträger mit ein.

---

<sup>11</sup> SIM-ENERCO: Akronym für **SIM**ulation-**ENER**gy**CO**sts

<sup>12</sup> Z.B. VSE (2012)

<sup>13</sup> BFE/Prognos (2012)

<sup>14</sup> Definition vgl. [Anhang](#)

Die Bilanzierung von Nachfrage und Angebot auf der Stufe Endenergie ist aus mehreren Gründen vorteilhaft:

- Kompatibel mit der Gesamtenergiestatistik des Bundes<sup>15</sup>
- Im Einklang mit der Systemgrenze in den Energieperspektiven 2050 des Bundes<sup>16</sup>
- Die Endenergieebene ist relevant für die Verkäufe bzw. Käufe von Energie, z.B. Heizöl in den Tank geliefert, Benzin an der Zapfsäule, Strom am Hauszähler usw. Die Kosten der Energieumwandlung (Verluste und Eigenkonsum) werden auf die Endkonsumenten ausserhalb des Energiesektors umgewälzt.

Übereinstimmend mit der Gesamtenergiestatistik sind in der vorliegenden Arbeit sowohl bei der Mengenbilanz als auch bei den Kosten der Flugverkehr und die sogenannte statistische Differenz inkl. Landwirtschaft integriert. Dies im Gegensatz zu BFE/Prognos, die für die Modellrechnungen und Kostenschätzungen eine engere Abgrenzung vornehmen, die Positionen Flugverkehr und statistische Differenz jedoch in einem Zusatzdokument separat ausweisen<sup>17</sup>.

### **Messgrösse Kilowattstunde (kWh)**

Energiewirtschaftliche Zusammenhänge sind komplex und deren Diskussion findet üblicherweise im Kreis von Experten und Expertinnen statt. In Fachkreisen werden Energiemengen je nach Themenbereich, Gewohnheit und Konventionen in MJ/GJ/TJ/PJ oder in kWh/MWh/GWh/TWh dargestellt. Obwohl die Umrechnung einfach ist<sup>18</sup>, wird dadurch die Interpretation und Vergleichbarkeit stark erschwert. Mit Blick auf die erforderliche, möglichst breite und auch von Laien nachvollziehbare Diskussion der energiepolitischen Weichenstellungen werden in der vorliegenden Arbeit möglichst konsequent Kilowattstunden (kWh) verwendet und nur in Ausnahmefällen TWh (1 Terawattstunde = 1 Mrd. kWh = 1'000'000'000 kWh).

---

<sup>15</sup> BFE (2012)

<sup>16</sup> BFE/Prognos (2012): S. 17

<sup>17</sup> BFE/Prognos (2012a)

<sup>18</sup> 1 kWh = 3.6 MJ, 1 TWh= 3.6 PJ etc. vgl. [Anhang](#)

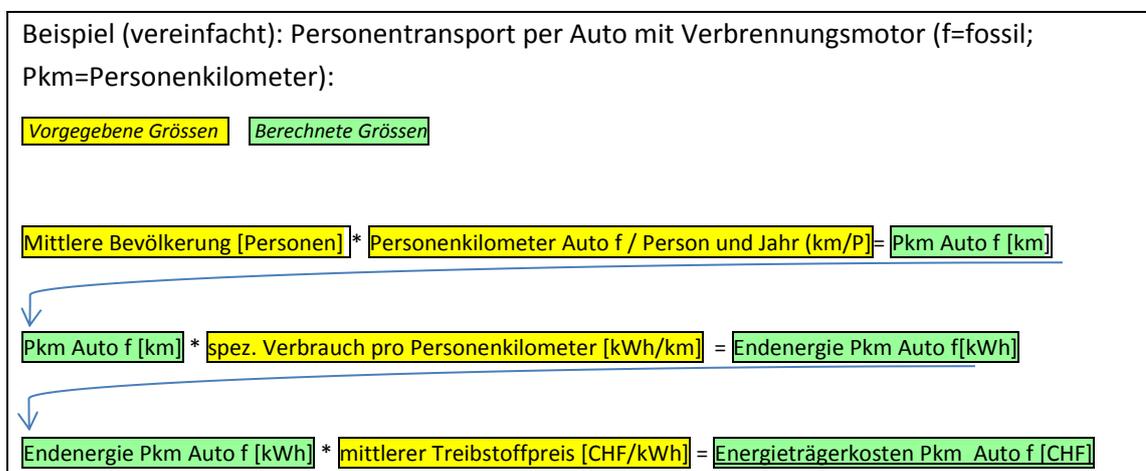
## Modellaufbau

Das Modell SIM-ENERCO ist ein sektorales Modell im Sinne der selektiven Abbildung derjenigen wirtschaftlichen Aktivitäten, die für Energienachfrage, Energieeffizienz und Energiebereitstellung von Belang sind, ohne Darstellung von Wechselwirkungen mit anderen Wirtschaftssektoren und ohne Bezug zur Gesamtwirtschaft. Es handelt sich nicht um ein volkswirtschaftliches Gleichgewichtsmodell.

Das Modell erlaubt die Simulation unterschiedlicher Szenarien bezüglich Energienachfrage, der Energiebereitstellung und der damit verbundenen Kosten. Die Simulationen erfolgen als Wenn-Dann-Berechnungen ohne mathematische Optimierungen.

Der abgebildete Zeitraum reicht von 2000 bis 2050 mit einer zeitlichen Auflösung von einem Jahr.

Die Berechnung erfolgt ausgehend von der physischen Nachfrage immer in eine Richtung, ohne rekursive Elemente, wie am folgenden Beispiel illustriert wird.



An diesem Beispiel wird auch das Prinzip deutlich, dass die Nachfrage-Parameter vorgegeben oder modellintern berechnet, aber nicht von Preisen abhängig sind. Es werden folglich keine Nachfrageaktionen aufgrund veränderter Preise (Preiselastizitäten) modelliert. Informationen zu Nachfragemengen werden aus anderen Arbeiten übernommen und bei Bedarf mit eigenen Annahmen ergänzt.

Über die Zeit sind die Jahre teilweise direkt verknüpft:

Beispiel Entwicklung Energiebezugsflächen:

$$\text{Energiebezugsfläche EBF Jahr X} = \text{EBF Jahr X-1} + \text{Neubaufäche}$$

Der Modellaufbau und die Annahmen im Einzelnen sind in den jeweiligen Kapiteln der Kostensimulation beschrieben.

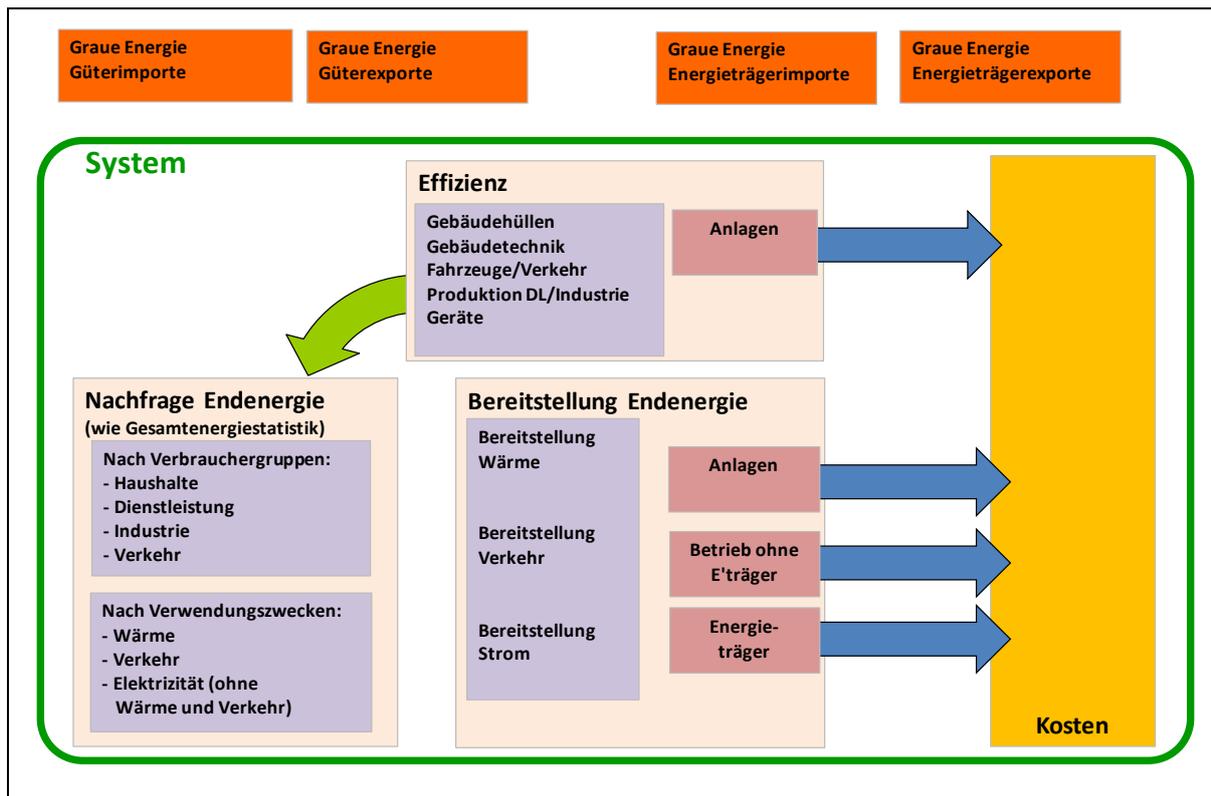


Abbildung 2. Schematische Darstellung von Systemgrenzen und Modellaufbau SIM-ENERCO

### 3.2. Kostenbegriffe

Die vorliegende Arbeit nimmt eine umfassende Schätzung der Kosten der Energieversorgung in der Schweiz vor. Dafür können zwei grundsätzlich verschiedene Ansätze verfolgt werden:

- Angebotsseitige Analyse sämtlicher mit der Energiebereitstellung beschäftigter Branchen
- Nachfrageseitige Analyse der bei den Endbezügern anfallenden Kosten.

Während der erste Ansatz beispielsweise bei Nathani et al.<sup>19</sup> gewählt wurde, kommt hier die zweite Vorgehensweise zum Einsatz, weil sie besser geeignet ist, die Auswirkungen nachfrageseitiger Unterschiede auf die Kosten abzubilden und direkt auf der Ebene der Endenergie ansetzt.

Alle monetären Werte sind ohne anderslautende Angabe immer in Preisen von 2010 zu verstehen. Die Kosten enthalten die effektiven Marktkosten für die Energieversorgung ohne Berücksichtigung externer Effekte oder nicht versicherbarer Risiken.

Unterschieden werden laufende Kosten und Kapitalkosten aus Investitionen. Zu den laufenden Kosten gehören vor allem die Kosten für den Kauf von Energieträgern. Investitionen in Anlagen werden in eine jährlich konstante Annuität umgewandelt, mit der die Kapitalkosten auf die vermutete Nutzungsdauer verteilt werden. Als Bestimmungsfaktoren für die jährliche Annuität fließen die von der Anlageart abhängige Nutzungsdauer und der langfristiger Zinssatz von 2.5% ein. Dieser Zinssatz ent-

<sup>19</sup> Nathani et al. (2013)

spricht einer gesamtwirtschaftlichen Erwartung der langfristigen Realzinsen und ist gleich gewählt wie in den Energieperspektiven des Bundes<sup>20</sup>.

Zu den Anlageinvestitionen gehören einerseits Anlagen zur Gewinnung und Umwandlung von Energie wie Heizungsanlagen oder Sonnenkollektoren. Andererseits werden auch Investitionen in Effizienz wie in besser gedämmte Gebäude als Anlagekosten erfasst und die Kapitalkosten auf die Nutzungsdauer verteilt.

Die Preise für Energieträger fliessen konsequent ohne Steuern und Abgaben in die Kostenrechnung ein. Dies ist erforderlich, weil aus volkswirtschaftlicher Sicht die Steuern und Abgaben eine interne Umverteilung darstellen und Doppelerfassungen vermieden werden müssen. Dies sei an drei Beispielen erläutert.

- Bei den Treibstoffen Benzin und Diesel machen Steuern mehr als die Hälfte des Tankstellenpreises aus, mit der Mineralölsteuer als wichtigstem Bestandteil (vgl. S. 37ff). Mit der Mineralölsteuer wird unter anderem der Nationalstrassenbau, teilweise auch der öffentliche Verkehr finanziert. Die Ermittlung der Kosten der Energieversorgung muss unabhängig davon geschehen, wie der Strassenbau- und Unterhalt und der öffentliche Verkehr finanziert werden.
- Auf den Brennstoffen Heizöl und Erdgas wird eine CO<sub>2</sub>-Abgabe erhoben, die teilweise via Krankenkassenprämien rückerstattet wird aber auch zur Finanzierung des Gebäudeprogrammes mit dem Ziel der Senkung des Wärmebedarfes dient. Die CO<sub>2</sub>-Abgabe beeinflusst zwar die Ausgaben der Endkonsumenten, aber nicht die eigentlichen Energiekosten. Wichtig ist konsequenterweise, dass auch die Effizienzmassnahmen für Gebäude immer ohne allfällige Subventionen berücksichtigt werden.
- Die kostendeckende Einspeisevergütung für erneuerbaren Strom (KEV) wird von allen Strombezüglern bezahlt und als Subvention pro kWh an die Anlagenbetreiber umverteilt. Wenn die Gestehungskosten des Kraftwerkparks aufgrund der betriebswirtschaftlichen Investitions- und Betriebskosten ermittelt werden, dürfen nicht gleichzeitig Subventionen in die Rechnung einfließen.

Die von den Endverbrauchern zu bezahlenden Preise und Kosten können folglich höher sein (Mehrwertsteuer, CO<sub>2</sub>-Abgabe, Mineralölsteuer, KEV-Abgabe usw.) aber auch tiefer ausfallen (Subventionen von Gebäudesanierungen oder Anlagen für erneuerbare Energien usw.) als die in der Kostenrechnung verwendeten Kosten ohne Abgaben und Steuern. Zudem finden Rückerstattungen von Abgaben statt, aktuell pro Kopf durch die Krankenversicherung oder an die Unternehmen mit Bezug zur AHV-Lohnsumme. Auch diese Rückerstattungen sind nicht berücksichtigt.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang daran zu erinnern, dass gemäss Modelldefinition die Energienachfrage nicht abhängig von den Energiepreisen berechnet wird (vgl. oben). Die vorliegende Arbeit macht keine Vorschläge zu Massnahmen, sondern lässt offen, ob beispielsweise eine höhere Sanierungsrate für Gebäude durch Vorschriften, Subventionen oder durch politisch erhöhte Energiepreise (Lenkungsabgabe) erreicht wird.

Diese Kostendefinition ohne Steuern und Abgaben kommt auch bei den Differenzkostenrechnungen der Bundesszenarien zum Einsatz<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> BFE/Prognos (2012): S. 41, 223,

### 3.3. Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE für die Energieversorgung bis 2050

Die vorliegende Arbeit beruht auf dem Vergleich von Szenarien. Mit einem Szenario wird eine mögliche zukünftige Entwicklung in Form einer denkbaren und in sich möglichst konsistenten Kombination von Eckwerten beschrieben. Dabei geht es im Gegensatz zu einer Prognose nicht um eine Voraussage mit einer maximalen Eintretenswahrscheinlichkeit. Vielmehr steht im Vordergrund, mit einer bewussten Wahl unterschiedlicher Szenarien die mögliche Bandbreite zukünftiger Entwicklungen auszuloten.

In der sogenannten Grundstudie werden die Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE detailliert beschrieben und die Gesamtkosten der Energieversorgung unter Einschluss der Effizienzmassnahmen für den Zeitraum bis 2050 berechnet (Kapitel 4).

Mittels Sensitivitätsanalysen werden Einflüsse veränderter Annahmen (zum Beispiel höhere oder tiefere Energiepreise) auf die Hauptaussagen untersucht (Kapitel 5).

#### 3.3.1. Allgemeiner Rahmen der sozioökonomischen Entwicklung

Mit der Anlehnung der nachfolgend beschriebenen Szenarien an die Energieperspektiven 2050 des Bundes ist es auch sinnvoll, die sozioökonomischen Rahmendaten dieser Arbeiten zu übernehmen<sup>22</sup>. So wird von einem Wachstum der Bevölkerung von 7.9 Mio. Personen im Jahr 2010 auf 9.0 Mio. Personen (+14%) im Jahr 2050 ausgegangen. Die Wirtschaft wächst gemessen am Bruttoinlandprodukt BIP von rund 550 Mrd. Franken im Jahr 2010 auf 800 Mrd. Franken (+45%) im Jahr 2050<sup>23</sup>. Das BIP pro Person steigt im gleichen Zeitraum von rund 70'000 Franken auf knapp 90'000 Franken. Mit diesen Entwicklungen ist auch eine starke Zunahme der Energiebezugsflächen von 709 Mio. m<sup>2</sup> auf 938 Mio. m<sup>2</sup> verbunden (+32%)<sup>24</sup>. Im gleichen Ausmass, um 32%, steigen zwischen 2010 und 2050 auch die Transportleistungen beim Personenverkehr (etwas geringer, nämlich um +23% im Szenario „Neue Energiepolitik“ NEP des Bundes). Der Güterverkehr nimmt mit +56% noch stärker zu (+48% NEP)<sup>25</sup>.

#### 3.3.2. Annahmen zu den Preisen fossiler Energieträger

Für die Preisentwicklung fossiler Energieträger werden bis zum Jahr 2012 die effektiven Marktpreise ohne Steuern und Abgaben verwendet. Die Preisentwicklung ab 2013 orientiert sich ausgehend von den Preisen 2012 am Preisverlauf gemäss BFE/Prognos und BFE/Ecoplan<sup>26</sup>, die sich ihrerseits auf die Entwicklung der Rohölpreise in US-Dollar (USD) auf die Szenarien der Internationalen Energieagentur IEA stützen, aber auch das Wechselkursverhältnis CHF/USD berücksichtigen. Die Entwicklung bis

---

<sup>21</sup> BFE/Prognos (2012): S. 168 und Tabelle 5-45, S. 177 (Energieträgereinsparungen werden mit Importkosten = „Grenzübergangskosten“ berechnet)

<sup>22</sup> BFE/Prognos (2012): S. 51ff

<sup>23</sup> Real in Preisen 2010

<sup>24</sup> BFE/Prognos (2012): Tabelle 3-4, S. 60

<sup>25</sup> BFE/Prognos (2012): Tabelle 3-5, S. 68

<sup>26</sup> BFE/Prognos (2012): Entwicklung ab 2013 relativ zu 2012 wird von den Preisverläufen gemäss WWB und POM übernommen (Tabelle 5-45, S. 177); vgl. auch BFE/Ecoplan (2012)

2035 folgt dabei dem IEA-Pfad „New policies“. Zusammenfassend können die in der vorliegenden Arbeit angenommenen Preisentwicklungen in der Grundstudie als „effektives Preisniveau 2012 als Ausgangslage mit moderater Preissteigerung gemäss IEA und BFE/Prognos“ charakterisiert werden, in der Kurzform „Preise MODERAT“.

Wie Abbildung 3 zeigt, publiziert die IEA jeweils 3 Preisszenarien: „Current policies“ geht von einer Fortsetzung der bisherigen Trends und damit der stärksten Nachfrageentwicklung und der höchsten Preiskurve aus. „New policies“ geht von weltweiten Massnahmen gegen den Klimawandel aus, die sich nachfrageseitig in Form weniger stark steigender Preise auswirken. Das „450 ppm“ schliesslich unterstellt eine international koordinierte und global wirksame Initiative zur Erreichung des ambitionierten klimapolitischen 2-Grad Zieles. Die Nachfragewirkung ist dabei so ausgeprägt, dass die Rohölpreise real sinken. Die Abbildung zeigt zunächst den Fächer dieser drei IEA-Preisszenarien aus dem Bericht 2010<sup>27</sup> auf (Linien mit Punkten). Daraus werden für die Bundesszenarien die Preise für Heizöl, Benzin und Diesel abgeleitet und bis 2050 fortgeschrieben. Für die Bundesszenarien „Weiter wie bisher“ WWB und „Politische Massnahmen“ POM ist dies die rote Linie mit einem Rohölpreis von 100 USD/Fass im Jahr 2020 und 117 USD/Fass im Jahr 2050. Dabei wird ersichtlich, dass diese Vorschätzung im Bericht 2010 von einem Preisniveau von 60 USD/Fass im Jahr 2009 ausgeht, was einem Zwischentief entspricht, das in den Jahren 2011 und 2012 von Preisen um 110 USD/Fass abgelöst wurde. Wenn die Preisdifferenzen von maximal 5 USD/Fass zwischen nominalen und realen Preisen 2009 und 2011 vernachlässigt werden, so gehen die Bundesszenarien WWB und POM von tiefen und langsam steigenden Rohölpreisen aus, die erst im Jahr 2030 das Niveau von 110 USD/Fass erreichen, das in den Jahren 2011 und 2012 bereits leicht übertroffen wurde.

In den drei IEA-Preisszenarien des IEA-Berichtes 2012<sup>28</sup> (gestrichelte Linien in Abbildung 3) wird das Niveau der Vorausschätzungen 2010 auf das aktuelle Marktpreisniveau 2012 korrigiert. Die Arbeiten für die Energieperspektiven 2050 des Bundes konnten diese aktualisierten Preisszenarien aus zeitlichen Gründen nicht berücksichtigen<sup>29</sup>.

Daraus ergibt sich folgende Einordnung der in der vorliegenden Arbeit unterstellten Preise: Die Entwicklung „Preise MODERAT“ entspricht mit dem Anbinden der geschätzten zukünftigen Preise beim effektiven Marktpreis 2012 erstens dem Niveau des IEA-Berichtes 2012 und liegt zweitens deutlich höher als die bei BFE/Prognos verwendeten Preise. Für den Verlauf der Energiepreise ab 2013 werden die relativen Steigerungen gemäss BFE/Prognos verwendet (rote Kurve). Faktisch ergibt sich ein Preisverlauf für die fossilen Energieträger im Inland, der einem Rohölpreis des IEA2012-Szenarios „Current Policies“ entspricht (violett gestrichelte Linie). Dieses geht von einem Rohölpreis von rund 130 USD/Fass im Jahr 2020 und 140 USD/Fass im 2030 aus.

Ein weiterer wichtiger Unterschied zu den Arbeiten von BFE/Prognos liegt darin, dass hier für beide Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE dieselben Preise für fossile Energieträger eingesetzt werden. Das heisst, das Paradigma des Bundesszenario NEP wird nicht übernommen, dass eine solche ambitionöse neue Energiepolitik wegen der Einbettung in eine international koordinierte Klimaschutzpolitik in einem Umfeld sinkender bzw. tieferer Rohölpreise stattfindet. Mit diesem

---

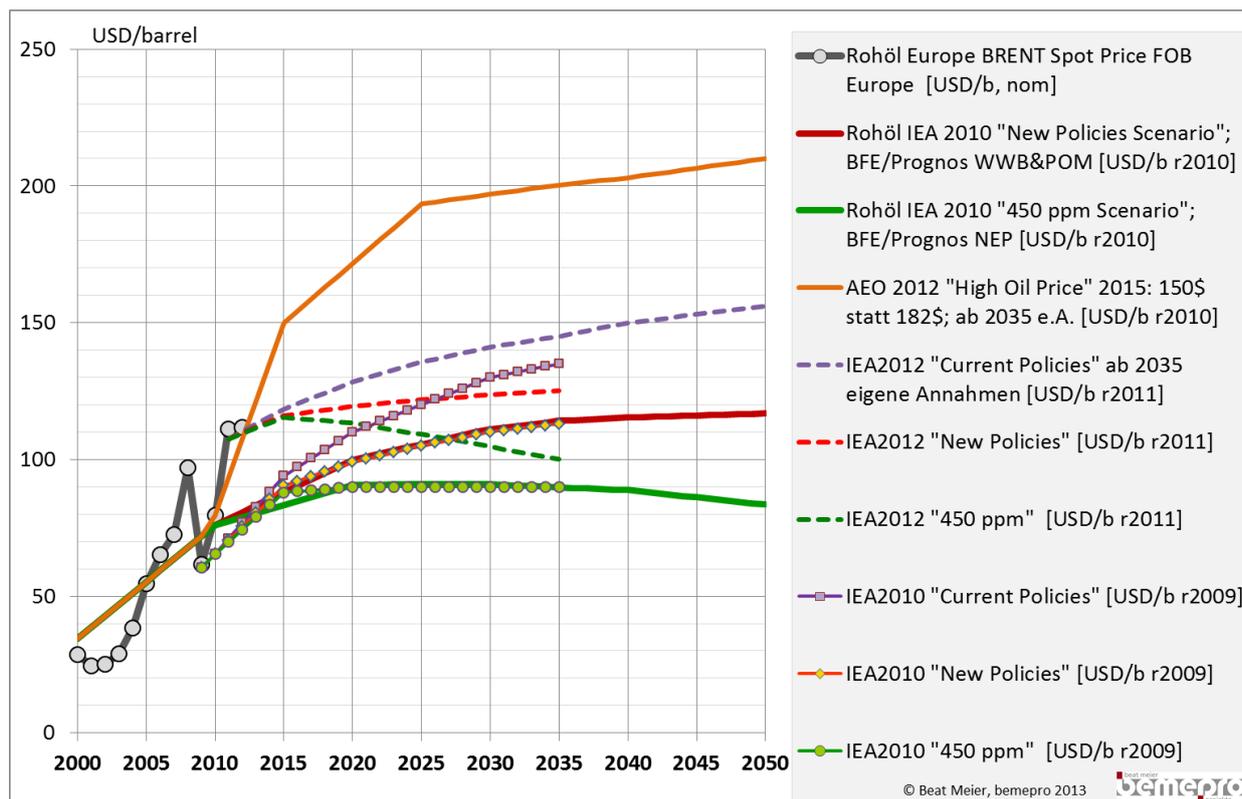
<sup>27</sup> IEA (2010)

<sup>28</sup> IEA (2012)

<sup>29</sup> Die hier nicht dargestellten Werte des IEA-Berichtes 2011 liegen zwischen den beiden Niveaus von 2010 und 2012.

Paradigma fallen theoretisch die finanziellen Einsparungen im Szenario NEP pro eingesparten Liter Heizöl oder Benzin geringer aus als in den Szenarien WWB oder POM<sup>30</sup>.

Schliesslich kann in der Abbildung auch der Hochpreisfad eingeordnet werden, der im Rahmen der Sensitivitätsanalysen in Kapitel 5 herangezogen wird. Ausgehend vom Annual Energy Outlook 2012 wird die Preissteigerung bis 2015 auf 150 USD/Fass festgesetzt (Korrektur gegenüber 182 USD/Fass in der Original-Quelle). Danach steigt der Preis auf 170 USD im Jahr 2020 und knapp 200 USD im Jahr 2030 und 210 USD bis 2050.



r2009, r2010, r2011: Reale Preise in USD 2009, 2010 bzw. 2011 (USD/b: US-Dollar pro Fass), nom=nominal

e.A.: Eigene Annahmen

Quelle IEA: World Energy Outlook der Internationalen Energie Agentur IEA (div. Jgg.)

Quelle AEO: Annual Energy Outlook der U.S. Energy Information Administration EIA (2012);

Rohöl IEA 2010 „New Policies Szenario“ gemäss WWB und POM- Szenarien in BFE/Prognos (2012), Tabelle 3-6 S. 69

Zu den einzelnen Szenarien: vgl. Erläuterungen im Textteil

**Abbildung 3. Preisniveaus für Rohöl gemäss Internationaler Energieagentur IEA und U.S. Energy Information Administration EIA aus Vorschätzungen 2010 und 2012**

<sup>30</sup> Vgl. dazu in BFE/Prognos (2012) die Tabellen 5-45, S. 177 und 5-56, S. 187; offenbar wurde auf diese paradoxe Konstellation reagiert, indem für die Differenzkostenrechnung NEP versus WWB die Preise von WWB zugrunde gelegt wurden (S. 187).

### 3.3.3. Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE der Grundstudie

Für die Entwicklung der Energienachfrage und die Art der Energiebereitstellung werden im Hauptteil der Arbeit die zwei Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE unterschieden.

- REFERENZ ist eine Fortsetzung der bisherigen Rahmenbedingungen und Verhaltensgrundsätze. Von dieser Absicht her entspricht REFERENZ in den BFE/Prognos-Arbeiten dem Szenario „Weiter wie bisher“ (WWB).

„Weiter wie bisher“ (WWB)<sup>31</sup>: exploratives Szenario  
Fortführung der 2010 vorhandenen energiepolitischen Instrumente; z.B. Gebäudeprogramm mit 200 Mio. CHF pro Jahr; Vorschriften für Gebäude werden weiter verschärft, ab 2015 Minergie-Standard für Neubauten umgesetzt, keine neuen AKW, KEV auf maximal 0.9 Rp./kWh.

- ENERGIEWENDE bezeichnet ein Szenario mit einem konsequenten Angehen einer Energiewende im Bereich Effizienz und Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energieträger. Somit ist dieses Szenario inhaltlich verwandt mit dem BFE/Prognos-Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP)

„Neue Energiepolitik“ (NEP)<sup>32</sup>: Zielszenario  
Systematische Umsetzung energieeffizienter Querschnittstechnologien; erhöhte Sanierungsrate bei Gebäuden; Wärmepumpenstrategie zur verstärkten Nutzung von Umweltwärme; Effizienz vor Erneuerbaren; Verkehr stärker auf Schiene umgelagert; hoher Anteil Elektromobilität und Einsatz von Biotreibstoffen, keine neuen AKW, hoher Anteil erneuerbare Stromerzeugung.

ENERGIEWENDE ist ein Zielszenario, mit dem eine starke Dekarbonisierung der Energieversorgung erreicht wird und der Ausstoss von CO<sub>2</sub> auf 1 bis 1.5 Tonnen pro Person und Jahr reduziert wird<sup>33</sup>. Diese Zielsetzung ist kompatibel mit dem 2-Grad Ziel der internationalen Bestrebungen für den Klimaschutz. Das Szenario ENERGIEWENDE weist auch eine hohe Übereinstimmung mit der Cleantech-Energiestrategie<sup>34</sup> auf.

Die Arbeit setzt sich nicht mit den notwendigen Massnahmen seitens der politischen Rahmenbedingungen auseinander. Die notwendigen Veränderungen können durch Anreize, Lenkungsabgaben, Überzeugung, Vorschriften, Subventionen oder andere Massnahmen erreicht werden. Eine pauschale Transaktionskostenschätzung wird in der Kostenrechnung integriert.

---

<sup>31</sup> BFE/Prognos (2012): S. 83

<sup>32</sup> BFE/Prognos (2012): S. 84

<sup>33</sup> Vgl. ausführliche Beschreibung: BFE/Prognos (2012) ab S. 82

<sup>34</sup> Barmettler et. al. (2013a).

## 4. Kosten der Energieversorgung – Grundstudie für REFERENCE und ENERGIEWENDE

### 4.1. Wärme: Nachfrage, Bereitstellung, Kosten

Die **Wärmenachfrage** der Privathaushalte wird für die vorliegende Arbeit als eigenes Modul in SIM-ENERCO abgebildet. Dieses Vorgehen erlaubt es, die Kosten für die Wärmebereitstellung abhängig von den wichtigsten Einflussfaktoren abzuleiten und gegebenenfalls auch in Sensitivitätsanalysen zu variieren. Die Privathaushalte decken mit über zwei Dritteln der Energiebezugsfläche den Hauptteil der Wärmenachfrage ab. Der Wärmebedarf für Dienstleistungen und Industrie wird von BFE/Prognos übernommen.

Für die **Wärmebereitstellung** wird im Grundsatz der Energieträgermix gemäss BFE/Prognos der Szenarien WWB und NEP übernommen<sup>35</sup>. Falls die im Modell SIM-ENERCO ermittelte Wärmenachfrage aus methodischen Gründen oder aufgrund bewusster Variation der Annahmen (vgl. Sensitivitätsanalysen) von der Nachfrage gemäss BFE/Prognos abweicht, werden zunächst von BFE/Prognos die Mengen der Energieträger ohne Heizöl übernommen und die Restnachfrage als Differenzrechnung mittels Heizöl abgedeckt. Dahinter steht die Überlegung, dass bei den erneuerbaren Energieträgern wie Holz oder Solarwärme und bei den netzgebundenen Energieträgern wie Fernwärme oder Erdgas die vertieften Potenzialabklärungen der vorhandenen Studien zu plausiblen, Szenario-abhängigen Maxima führen, die sinnvollerweise übernommen werden. Der flexibel einsetzbare Energieträger Heizöl deckt den in allen Szenarien stark sinkenden Restbedarf.

#### 4.1.1. Entwicklung der Energiebezugsflächen

Die Annahmen für die Energiebezugsfläche (EBF) werden grundsätzlich von BFE/Prognos<sup>36</sup> übernommen. Demnach steigt die gesamte Energiebezugsfläche von 624 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2000 auf 938 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2050. Die Zunahme entfällt dabei vor allem auf den Wohnsektor, der von 417 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2000 auf 666 Mio. m<sup>2</sup> im Jahr 2050 wächst. Diese Energiebezugsfläche der privaten Haushalte fließt mit einer Reduktion um 4% in die vorliegende Arbeit ein. Damit wird dem Anteil nicht oder nur zeitweise bewohnter und beheizter Flächen Rechnung getragen, zudem wird damit der Energiebedarf im Jahr 2011 auf den Bedarf gemäss BFE/Prognos kalibriert<sup>37</sup>.

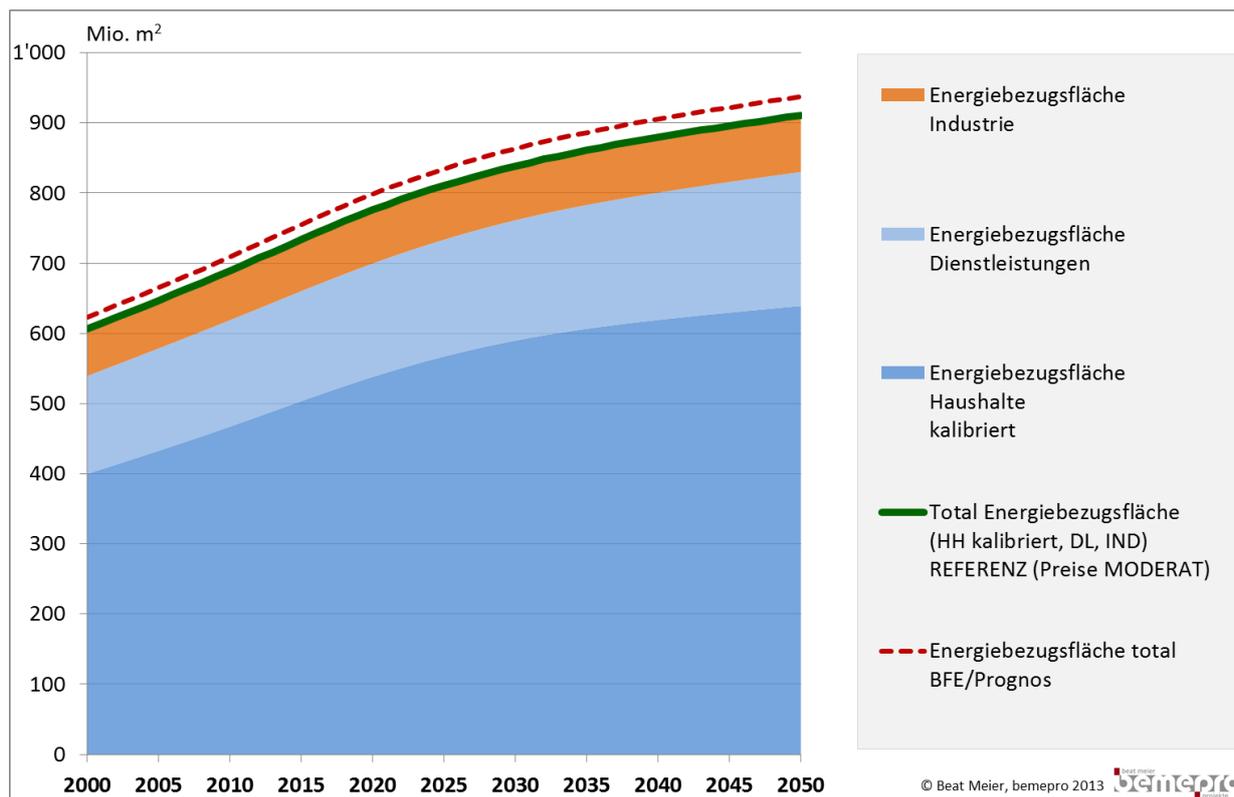
Die gesamthaft resultierende Energiebezugsfläche für die vorliegende Arbeit, inklusive der von Prognos unverändert übernommenen Energiebezugsfläche Dienstleistungen und Industrie, ist in der folgenden Abbildung zusammengestellt und die Differenz zur gesamten Energiebezugsfläche bei BFE/Prognos separat ausgewiesen.

---

<sup>35</sup> BFE/Prognos (2012a): Tabellen3-2 (WWB) und 3-6 (NEP)

<sup>36</sup> BFE/Prognos (2012): Tab. 3-4 S. 60

<sup>37</sup> Die EBF der Privathaushalte schliessen Zweitwohnungen und Ferienwohnungen mit ein, deren Wärmebedarf bei den Dienstleistungen modelliert wird (analog BFE/Prognos). Der Heizenergiebedarf im Jahr 2011 wird auf den Wert gemäss BFE/Prognos kalibriert (2011 ist das erste Jahr in der Prognos-Modellierung, das von einer mittleren Witterung ausgeht, die Jahre 2000 bis 2010 beruhen auf dem effektiven Witterungsverlauf; vgl. Tab. 7-4, S. 242 und Tab. 7-4 und 7-17).



Total Energiebezugsfläche: Nach Kalibrierung auf den gesamten Nutzwärmebedarf laut BFE/Prognos (2012) für die vorliegende Modellierung eingesetzte Energiebezugsfläche (EBF)

**Abbildung 4. Entwicklung der Energiebezugsflächen Privathaushalte, Dienstleistungen und Industrie**

#### 4.1.2. Wärmenachfrage für Wohnen privater Haushalte

Die nachfolgenden Erläuterungen beschreiben die Entwicklung der Wärmenachfrage für Wohnen, die sich in Heizwärme und Warmwasser aufteilt. Die Nachfrage nach Kühlung wird im Rahmen der Stromnachfrage behandelt. Für die Berechnung des Heizenergiebedarfes wird in SIM-ENERCO ein einfaches Gebäudeparkmodell eingesetzt. Der Energiebedarf für Warmwasser wird in einem zweiten Schritt von BFE/Prognos übernommen und hinzugefügt.

##### Entwicklung der Energiebezugsfläche pro Person

Für die Bevölkerungsentwicklung wird analog zu BFE/Prognos die aktuellste BFS-Prognose mit einem kontinuierlichen Anstieg auf 9.0 Mio. im Jahr 2050 unterstellt (ständige Wohnbevölkerung). Von der Energiebezugsfläche (EBF) wird für jedes Jahr von 2000 bis 2050 eine Kennzahl „EBF/Person“ abgeleitet. Das Gebäudeparkmodell verwendet die Kennzahl „EBF/Person“ als exogene Variable. Dies erlaubt es, in Sensitivitätsanalysen auch Entwicklungen mit höherem oder tieferem Flächenbedarf pro Person zu simulieren (vgl. Kapitel 5). In beiden Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE steigt in der Grundstudie die Energiebezugsfläche pro Person zwischen 2000 und 2050 von 58 m² auf 74 m².

## Vom Heizwärmebedarf (Nutzenergie) zum Heizenergiebedarf (Endenergie)

Während der **Heizwärmebedarf** in Form von Nutzenergie die Wärmemenge ist, die den Räumen zugeführt werden muss um eine bestimmte Innentemperatur zu erreichen, ist der **Heizenergiebedarf** die Endenergie von derjenigen Energiemenge, die dem Gebäude von aussen zugeführt werden muss, z.B. in Form von Heizöl oder Erdgas. Die Differenz von Endenergie und Nutzenergie entspricht den Umwandlungsverlusten, z.B. durch verlorene Wärme in Kellerräumen oder Verluste durch den Kamin. Der Heizwärmebedarf auf Ebene Nutzenergie wird anhand verschiedener Flächenkategorien ermittelt. Dabei werden die Nutzenergie brutto definiert, das heisst inklusive Umweltwärme und Solarwärme, also unabhängig davon, ob die Energie dem Gebäude von aussen zugeführt werden muss oder ob sie (teilweise) durch Wärmepumpen oder Solaranlagen aktiv am Gebäude gewonnen wird.

Die im Modell definierten Flächenkategorien decken sowohl die im Jahr 2000 bestehenden Bestandsflächen als auch Neubauf Flächen ab 2000 mit unterschiedlichen Energie-Standards ab.

Für die Bestandsbauten des Jahres 2000 von rund 400 Mio. m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche wird eine lineare Verteilung der energetischen Qualität zwischen einem Maximum des spezifischen Heizwärmebedarfs von 140 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr und dem Minimum von 70 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr angenommen, wobei der Mittelwert von 105 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr von BFE/Prognos<sup>38</sup> übernommen wird. Dieser Mittelwert ist mit der Gesamtenergiestatistik abgeglichen. Die Sanierung beginnt bei den Flächen mit 140 kWh/m<sup>2</sup>, die Flächen mit 70 kWh/m<sup>2</sup> werden, wenn überhaupt vor 2050, zuletzt saniert.

**Tabelle 1. Annahmen Heizwärmebedarf Wohngebäudebestand 2000 und Neubauten**

	kWh/m <sup>2</sup> , Jahr	MJ/m <sup>2</sup> , Jahr
Bestand 2000: zuerst sanierte Flächen	140	504
Bestand 2000: zuletzt sanierte Flächen	70	252
Neubau: Energieniveau „Durchschnitt 2000“	80	169
Neubau: Energieniveau „MuKE 2008“	47	144
Neubau: Energieniveau „Niedrigenergie“	40	39
Neubau: Energieniveau „Passivhaus/Nullenergie“	10	10

MuKE 2008: Mustervorschriften der Kantone, Version 2008

Quelle: eigene Annahmen; Mittelwert Bestand 2000 bei 105 kWh/m<sup>2</sup>, Jahr analog BFE/Prognos (2012)

Für Neubauf Flächen werden 4 Flächenkategorien unterschieden. Dabei sind die Kategorien „Niedrigenergie“ und „Passivhaus/Nullenergie“ nicht zwingend mit entsprechenden Labels identisch, sondern dienen einer groben Einteilung, mit der im Modell die Bedarfsentwicklung gesteuert werden kann.

Bei den getroffenen Annahmen handelt es sich um Durchschnittswerte über alle Gebäudetypen EFH, ZFH, MFH und über alle Formfaktoren bzw. Verdichtungsformen.

Die Entwicklung des Nutzenergiebedarfs im Gebäudepark wird im Modell durch die prozentualen Flächenanteile der einzelnen Kategorien gesteuert. Dabei bleibt die energetische Qualität einer Kate-

<sup>38</sup> BFE/Prognos (2012). Tabelle 7-10, S. 250

gorie im gesamten Zeitraum konstant. Somit kann je nach Szenario mit einem höheren oder tieferen Anteil der einzelnen Energiestandards beim Neubau und durch höhere oder tiefere Raten für Ersatzneubauten und energetische Sanierungen eine schnellere oder langsamere Verbesserung der Energieeffizienz des gesamten Gebäudeparks erreicht werden. Als Beispiel verteilen sich Neubauten im Jahr 2030 im Szenario REFERENZ zu je 50% auf Niedrigenergie, bzw. Passivhaus/Nullenergiehäuser. Bei einer ENERGIEWENDE lautet das Verhältnis 10% zu 90%. Die detaillierten Vorgaben sind für beide Szenarien im [Anhang](#) zusammengefasst.

#### **Klimakorrektur:**

Die bei BFE/Prognos<sup>39</sup> angenommene mittlere Klimaerwärmung bis 2050 um 1.84°C wirkt sich mit einer Reduktion des Heizwärmebedarfes um 15% aus (Stufe Nutzenergie). Diese Annahme wird übernommen und als lineare Reduktion ab dem Jahr 2010 eingesetzt.

#### **Jahresnutzungsgrad und Endenergie für Heizwärme:**

Ausgehend vom bisher diskutierten Heizwärmebedarf auf der Ebene der Nutzenergie ergibt sich der Heizenergiebedarf auf Ebene Endenergie durch die Berücksichtigung der Wirkungsgrade (Jahresnutzungsgrade) der Wärmebereitstellung. Für die Ermittlung des Endenergiebedarfes kommen eine einfache Modellierung als Mittelwert über die gesamte Heizwärmebereitstellung zum Zug, wobei die Werte von BFE/Prognos übernommen werden<sup>40</sup>. Der mittlere Jahresnutzungsgrad steigt in der REFERENZ von 79.5% im Jahr 2000 auf 94.4% im Jahr 2050 (inkl. Umweltwärme), bei der ENERGIEWENDE auf 98.5%.

Ein Vergleich der Absenkpfade für den Heizenergiebedarf im eigenen Modell SIM-ENERCO mit den Werten in BFE/Prognos sowie die Zusammensetzung der Energiebezugsfläche bis 2050 und der Heizenergiebedarf nach Flächenkategorien finden sich im [Anhang](#).

#### **Wärmebedarf inkl. Warmwasser**

Die Entwicklung des Endenergiebedarfs für Warmwasser wird von BFE/Prognos<sup>41</sup> übernommen. Da der Warmwasserbedarf stark von der Personenzahl abhängig ist und Effizienzmassnahmen weniger bewirken können als bei der Heizenergie mit einem grossen Hebel durch verbesserte Gebäudehüllen, sinkt der Endenergiebedarf sowohl im Szenario REFERENZ als auch bei einer ENERGIEWENDE deutlich weniger im Vergleich zur Heizenergie.

---

<sup>39</sup> BFE/Prognos (2012): S. 244

<sup>40</sup> BFE/Prognos (2012): WWB: Tabelle 7-10 S. 250; NEP: Tabelle 8-7 S. 376

<sup>41</sup> BFE/Prognos (2012): WWB: Tabelle 7-14 S. 254; NEP: Tabelle 8-11 S. 379

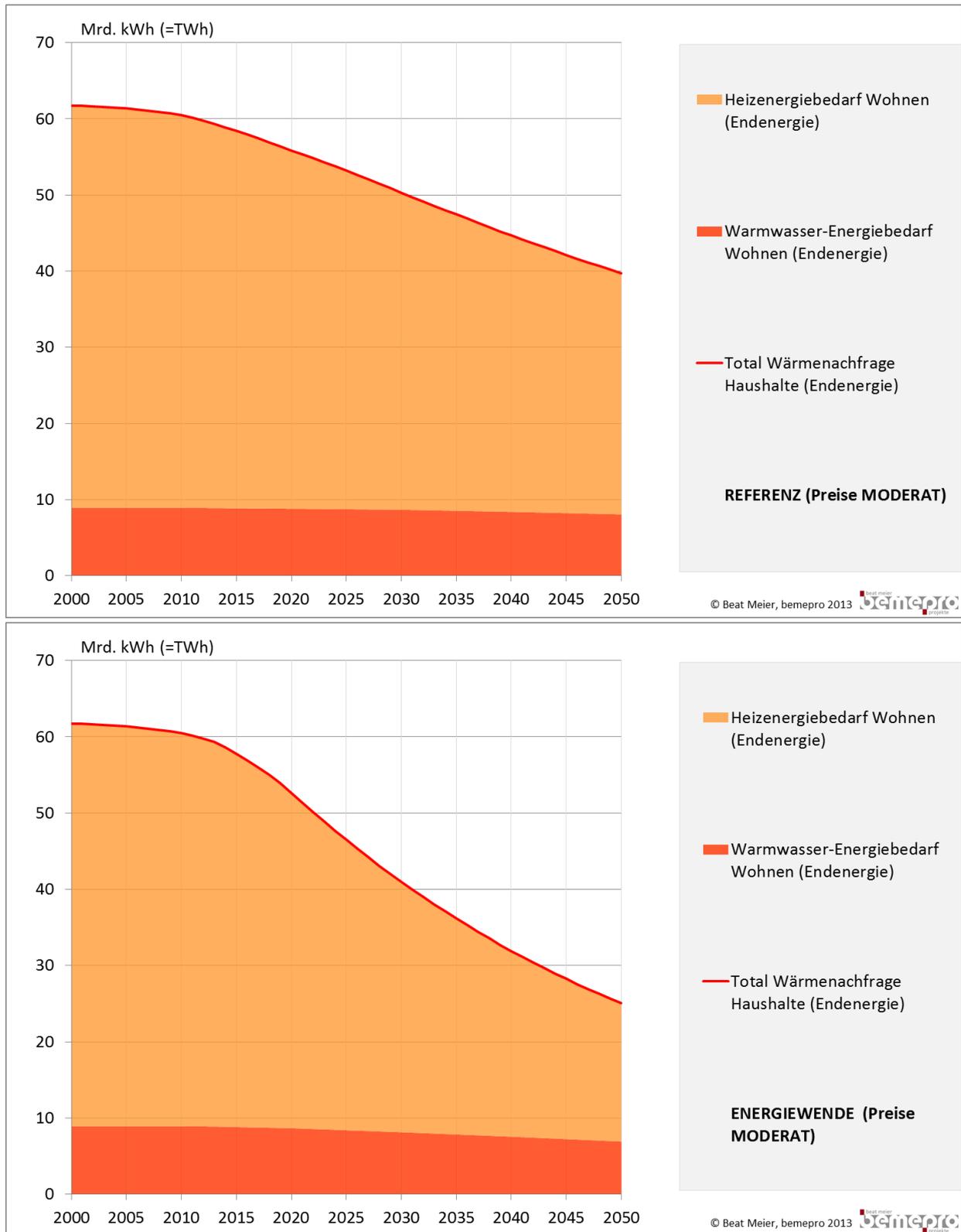


Abbildung 5. Entwicklung der Wärmenachfrage Heizung und Warmwasser Haushalte in REFERENZ und ENERGIEWENDE

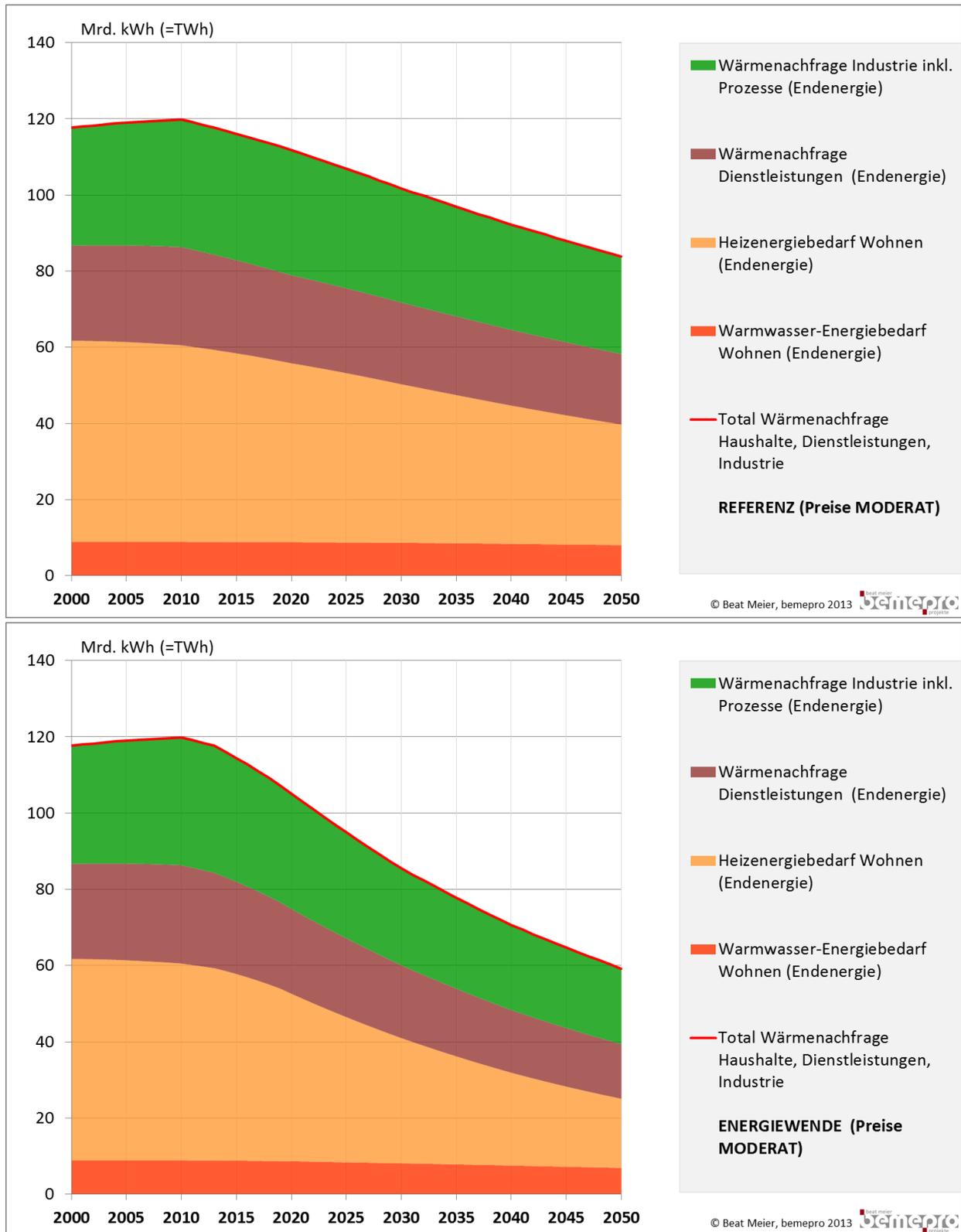
#### **4.1.3. Zusammenfassung der Wärmenachfrage von privaten Haushalten, Dienstleistungen und Industrie**

Während der Heizwärmebedarf im Wohnbereich in der vorliegenden Arbeit separat modelliert wird, erfolgt analog zum Warmwasserbedarf der Haushalte auch beim Wärmebedarf von Dienstleistungs- und Industriebetrieben eine Übernahme der Modellwerte von BFE/Prognos<sup>42</sup>. Die resultierenden Summen sind in den nachfolgenden Abbildungen illustriert.

Für die Bereitstellung dieser Wärmemengen und die Anteile der wichtigsten Energieträger kann auf Abbildung 19 verweisen werden.

---

<sup>42</sup> BFE/Prognos (2012): Dienstleistungen: WWB: Tabelle 7-24, S. 266; NEP: Tabelle 8-19, S. 391  
Industrie: WWB: Tabelle 7-32, S. 286; NEP: Tabelle 8-25, S. 404



**Abbildung 6. Entwicklung der Wärmenachfrage total (Haushalte, Dienstleistung, Industrie) für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

#### 4.1.4. Kosten von Effizienzmassnahmen bei Gebäuden im Bereich Wärmenachfrage

Die nachfolgenden Ausführungen betreffen Effizienzmassnahmen zur Senkung des Wärmebedarfes, die vorwiegend mit der Qualität der Gebäudehüllen zusammenhängen. Die Kosten von Effizienzmassnahmen im Haustechnikbereich oder für die Bereitstellung industrieller Prozesswärme werden an anderer Stelle behandelt (vgl. Zusammenfassung in Abbildung 22).

Wie in den vorangehenden Kapiteln gezeigt wurde, sind bereits im REFERENZ-Szenario und in noch stärkerem Ausmass bei einer ENERGIEWENDE deutliche Einsparungen beim gesamten Wärmebedarf möglich. Dies setzt erhebliche Mehrinvestitionen in die Gebäudesubstanz voraus, sowohl bei Neubauten als auch bei Sanierungen. Für diese Investitionen zur Verbesserung der energetischen Qualität der Gebäudehüllen werden folgende Annahmen getroffen.

##### **Annahmen Neubau:**

Als Referenz für energetisch bedingte Mehrkosten bei Neubauten gelten die Anforderungen gemäss Mustervorschriften der Kantone der Ausgabe 2008 (MuKE<sup>43</sup>). Diese Vorschriften finden zunehmend Eingang in die gesetzlichen Mindestanforderungen und werden für die Periode 2010 bis 2040 als gesetzliches Minimum mit Mehrkosten=0 interpretiert. Die theoretischen Minderkosten, die bei Neubauten seit 2000 möglich waren, weil sie gegenüber den Mustervorschriften MuKE<sup>43</sup> tiefere Anforderungen erfüllen, werden vernachlässigt. Die Mehrkosten (Mehrinvestitionen) für die Gebäude-Standards Niedrigenergie und Null/Plusenergie werden gestützt auf Arbeiten von Econcept<sup>44</sup> und BFE/Prognos<sup>45</sup> bei 75 Franken bzw. 200 Franken pro m<sup>2</sup> EBF angenommen. Diese Mehrkosten unterliegen einer Degression von 0.5% pro Jahr.

##### **Annahmen Sanierungen:**

Als Teil der Kosten für Energieeffizienz im Gebäudebereich gelten in der vorliegenden Arbeit die energetisch wirksamen Kosten für Massnahmen an der Gebäudehülle bei grosszyklischen Sanierungen. Reine Instandhaltungsmassnahmen wie altersbedingter Fensterersatz, Gerüstkosten oder Verputz und Anstrich gelten als „Ohnehin-Kosten“ und sind nicht eingeschlossen. Ebenso werden Kosten für die Energiebereitstellung (u.a. Heizungsersatz) und Kosten für eine mechanische Lüftung nicht als Sanierungskosten betrachtet, sondern bei den Kosten der Wärmbereitstellung bzw. in den Mehrkosten Haustechnik berücksichtigt. Diese energetisch wirksamen Sanierungskosten werden gestützt auf Arbeiten von Econcept und Amstein+Walthert<sup>46</sup> und BFE/Prognos<sup>47</sup> bei 250 CHF/m<sup>2</sup> EBF festgelegt. Um Unterschiede bezüglich der Sanierungsmenge (Sanierungsraten) und der energetischen Wirkung (Sanierungseffizienz) abzubilden, werden die mittleren Sanierungskosten in eine fixe Komponente von 100 Franken pro m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche und in eine variable Komponente von 2.50 Fran-

---

<sup>43</sup> MuKE<sup>43</sup> (2008)

<sup>44</sup> Econcept (2009). Tabelle 16 S. 48: Gegenüber der Vorversion der Mustervorschriften Energie der Kantone 2008 (MuKE<sup>43</sup> 2008) werden für Minergie 6% und Minergie-P 9% Mehrkosten bei Neubaukosten (ohne Land) von 2800 CHF/m<sup>3</sup> ermittelt. MuKE<sup>43</sup> 2008 liegen nahe beim früheren Minergie-Standard, d.h. die Mehrkosten sind entsprechend geringer bzw. ein Grossteil der Mehrkosten entfällt heute auf die Anforderung der kontrollierten Wohnraumlüftung.

<sup>45</sup> BFE/Prognos (2012). S. 170. Bei Rohbaukosten II (BKP) von 425 CHF bis 580 CHF / m<sup>2</sup>EBF wird der energetische Anteil auf 20% geschätzt, d.h. im Mittel über die Neubaufäche auf rund 100 CHF/ m<sup>2</sup>EBF; Mehrkosten von 200 CHF/ m<sup>2</sup>wären demnach eine Verdreifachung.

<sup>46</sup> Ott et. al. (2011): 270 CHF/ m<sup>2</sup>EBF bei mittlerer Senkung des Endenergiebedarfs um 57 kWh/ m<sup>2</sup>, a.

<sup>47</sup> BFE/Prognos (2012). S. 170, Szenario POM, 130 CHF/ m<sup>2</sup>MFH und 275 CHF/ m<sup>2</sup>EBF EZFH (Ein- und Zweifamilienhäuser), gewichtet rund 200 CHF/ m<sup>2</sup>EBF (ohne Lüftung)

ken/kWh reduzierter Nutzwärmebedarf<sup>48</sup> m<sup>2</sup> aufgeteilt. Diese Mehrkosten unterliegen einer Degression von 0.5% pro Jahr<sup>49</sup>.

### **Annahmen zur Kostenverteilung über die Zeit:**

Analog zum Vorgehen bei Prognos werden die energetisch bedingten Mehrkosten bei Neubauten und die energetisch wirksamen Sanierungskosten auf die Nutzungsdauer verteilt. Die Verteilung erfolgt mittels Umwandlung der Amortisation und Zinszahlungen in eine konstante Annuität. Dies Umwandlung in Annuitäten hat den Vorteil, dass der Aufwand auf den Zeitraum verteilt wird, in dem auch der Nutzen in Form von Energieeinsparungen anfällt. Zudem ermöglicht dieses Vorgehen eine bessere Vergleichbarkeit mit den Arbeiten von BFE/Prognos. Zu beachten ist allerdings, dass einerseits die effektiven Zahlungsströme bei einer Fremdfinanzierung mit Tilgung und Zinszahlungen einen abnehmenden Verlauf aufweisen und andererseits die effektiven Investitionen (die z.B. für die Bauwirtschaft relevant sind) viel früher anfallen. Entscheidend für das Kostenniveau und die Kostenverteilung über die Zeit ist die Wahl der Nutzungsdauer bzw. die Amortisationsdauer. Für den Wohnbereich werden 35 Jahre und für Dienstleistungs- und Industriegebäude 20 Jahre angenommen<sup>50</sup>. Diese Amortisationsdauern werden als eher kurz erachtet<sup>51</sup>.

### **Ergebnisse: Kosten Energieeffizienz im Gebäudebereich (Wohnen, Dienstleistungen und Industrie)**

Die gesamten Kapitalkosten für Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich belaufen sich im Szenario REFERENZ nach einem kontinuierlichen Anstieg über die gesamte Modellperiode bis 2050 auf knapp 3 Mrd. Franken jährlich. Bei der ENERGIEWENDE liegen die Kapitalkosten ab ca. 2040 über 5 Mrd. Franken und beginnen gegen Ende der 2040er Jahre zu sinken. Bei dem kontinuierlichen Anstieg der Kapitalkosten ist zu beachten, dass der Investitions- und Finanzierungsbedarf mit einer Spitze in den Jahren 2020 bis 2030 anfällt. Dies sind folglich auch die Perioden mit der grössten wirtschaftlichen Wirkung auf Baubranche und Beschäftigung.

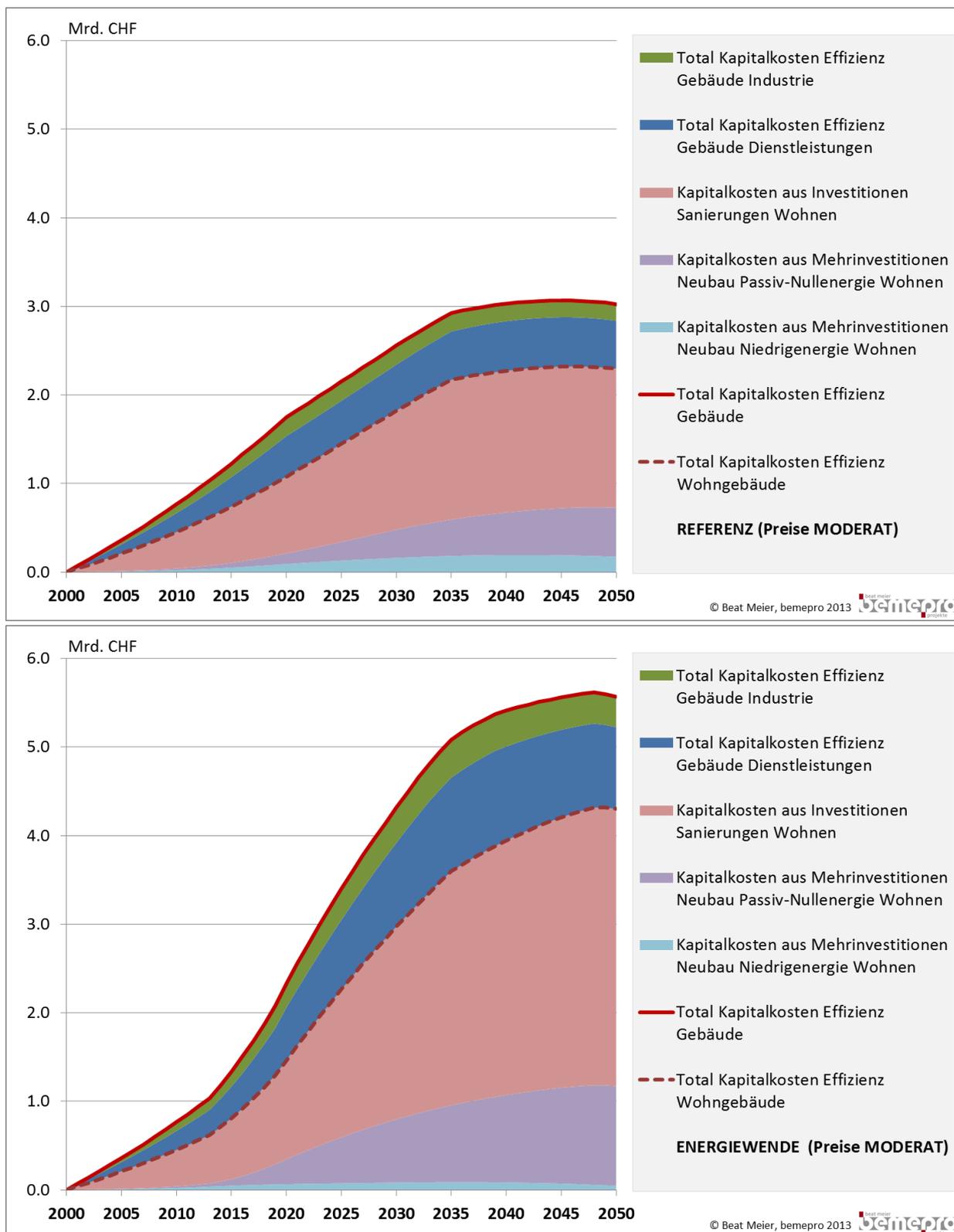
---

<sup>48</sup> Ergibt bei mittlerer Reduktion des Nutzwärmebedarfs um 60 kWh/ m<sup>2</sup> und Jahr: 100 CHF + 60\*2.50 CHF = 250 CHF

<sup>49</sup> In Übereinstimmung mit BFE/Prognos (2012). S. 170

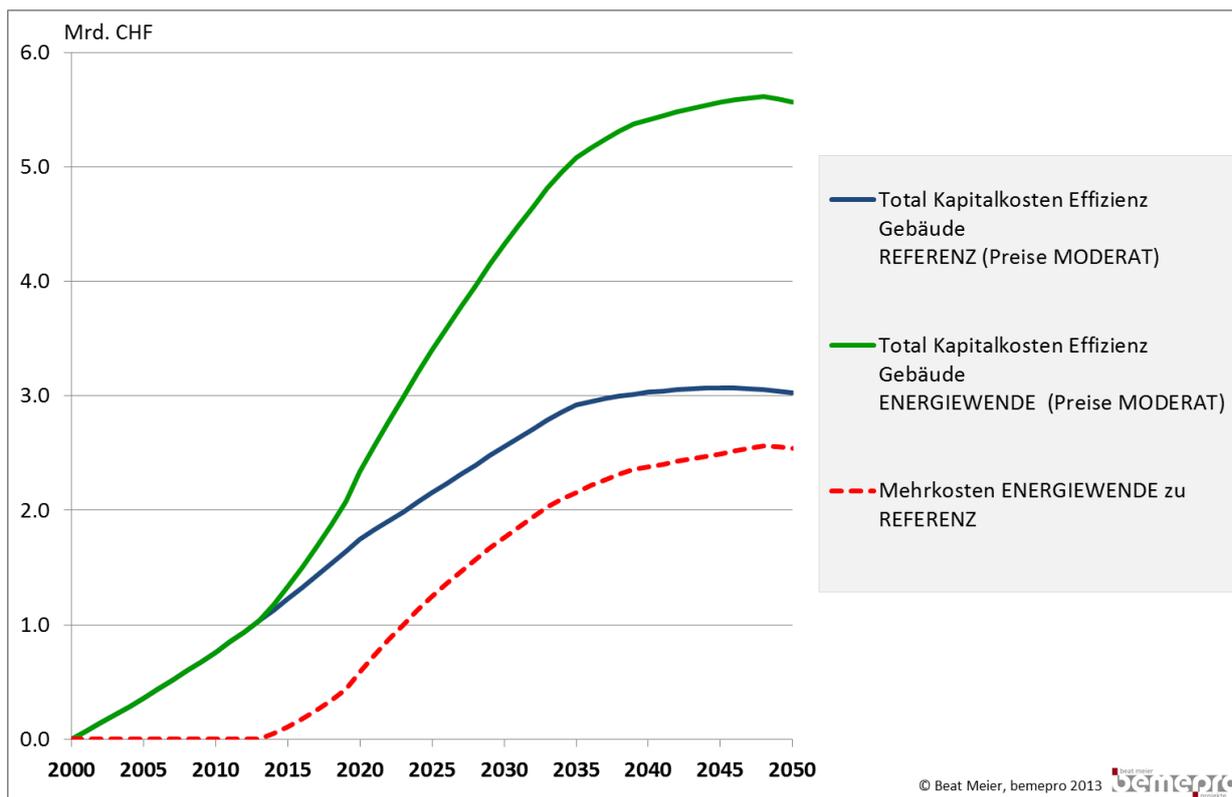
<sup>50</sup> BFE/Prognos (S. 169) rechnen für den Wohnbereich mit Nutzungsdauern von 20 Jahren bei Anlagen und 35 Jahren bei der Gebäudehülle. Im Dienstleistungs- und Industriesektor (S. 173) werden für Anlagen 10 Jahre und im Gebäudebereich 20 Jahre angenommen.

<sup>51</sup> Aufgrund der beobachteten tiefen und auch im ENERGIEWENDE (und NEP) – Szenario maximal auf 2% steigenden Sanierungsrate wäre eine effektive Nutzungsdauer von 50 Jahren angezeigt. Bei aktuellen Sanierungsraten von rund 1% des Gebäudebestandes würde eine „Durchsanierung“ rund 100 Jahre dauern. Auch bei einer Verdoppelung der Sanierungsrate im Szenario ENERGIEWENDE liegt diese Zeitspanne noch bei 50 Jahren. Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit anderen Arbeiten werden jedoch kürzere Nutzungsdauern gewählt. Das heisst erstens, dass die Annuität während der Nutzungsdauer höher ausfällt und zweitens, dass die früh (vor 2015) getätigten Investitionen noch vor 2050 amortisiert sind und deren Kosten aus der Rechnung wegfallen.



**Abbildung 7. Entwicklung von Kapitalkosten für Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich nach Gebäudenutzungen und Art der Massnahmen für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

Die Sanierungen von Wohngebäuden machen in beiden Szenarien den Hauptteil der Kosten für Effizienzmassnahmen aus.



**Abbildung 8. Entwicklung der Kapitalkosten für Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

Der direkte Vergleich der Kosten für Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich zwischen den Szenarien zeigt Mehrkosten im Szenario ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ, die kontinuierlich auf knapp 2.5 Mrd. Franken jährlich ansteigen.

#### 4.1.5. Annahmen zu den Kosten der Wärmebereitstellung

Grundsätzlich sind für die Wärmebereitstellung zwei Kostenkomponenten unterscheidbar:

1. Energieträger (Brennstoffe, Strom)
2. Anlagen und Betrieb ohne Energieträger, aufgeteilt in
  - a. Kapitalkosten: Abschreibungen und Zinsen (bzw. in Geldflussbegriffen: Tilgung und Zinsen)
  - b. Übrige Betriebskosten ohne Energieträger: Bedienung und Wartung, Verbrauchsmaterial, Kaminfeger, Tankreinigung, Kontrollen, etc.

Für die Kosten der Energieträger werden ausgehend von den einleitenden Bemerkungen zur Entwicklung der Energiepreise im internationalen Umfeld und den bei BFE/Prognos getroffenen Annahmen folgende Preise eingesetzt.

**Tabelle 2. Preisentwicklung der wichtigsten Energieträger für die Wärmebereitstellung (Preisvariante MODERAT)**

		2000	2010	2020	2030	2040	2050
Heizöl	[CHF/kWh]	0.044	0.071	0.110	0.122	0.127	0.129
Erdgas	[CHF/kWh]	0.046	0.065	0.097	0.106	0.109	0.108
Energieholz	[CHF/kWh]	0.050	0.070	0.099	0.108	0.111	0.112
Fernwärme	[CHF/kWh]	0.055	0.072	0.093	0.106	0.113	0.117
Treibstoffe fossil	[CHF/kWh]	0.073	0.085	0.129	0.143	0.149	0.151
Elektrizität zur Wärmeerzeugung	Mittlerer Gestehungskostenpreis Strom (vgl. Kapitel 4.3.4 S. 46f)						

Quelle: Eigene Annahmen gestützt auf IEA (2012), BFE/Prognos (2012)(vgl. Text); Alle Preise ohne Steuern und Abgaben

Während die Kosten für Energieträger direkt vom Energieverbrauch abhängen (variabel sind), sind die Anlagen- und die übrigen Betriebskosten weitgehend verbrauchsunabhängig. Für die vorliegende Fragestellung ist es elementar, erstens die Anlagekosten als Kosten der Wärmeversorgung mit zu berücksichtigen und sie zweitens separat auszuweisen. Mit der zunehmenden Nutzung von Solarwärme und Umweltwärme verschiebt sich die Kostenstruktur von den variablen Energieträgerkosten (Öl, Gas etc.) hin zu Anlagekosten (Wärmepumpen, Solaranlagen usw.). Würden nur die Kosten der Energieträger berücksichtigt, so wären Anlagen mit gratis Umweltwärme in einem vermeintlichen wirtschaftlichen Vorteil, der in dieser Form nicht existiert.

Mit dem starken Anstieg der Energiebezugsfläche (und der Anzahl Heizanlagen) bei gleichzeitigen Rückgang des Wärmbedarfs stellt die bereitgestellte Wärmemenge keine geeignete Grösse zur Umlegung der fixen Anlagekosten und der Betriebskosten ohne Energieträger dar. Aus diesem Grund werden diese Kosten zwar pro Anlage berechnet aber auf die Energiebezugsfläche umgelegt. Massgebende Quelle für die Vollkosten verschiedener Heizungssystem bilden die Kalkulationsmodelle des WWF und der Agentur für erneuerbare Energien<sup>52</sup> sowie für Holzenergiesysteme auch Amman et al.<sup>53</sup>. Die Angaben nach Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser aus der Literatur werden flächengewichtet.

Die für einzelne Energieträger getroffenen methodischen Annahmen sind im [Anhang](#) aufgeführt, die für die Modellierung relevanten Kosten sind Tabelle 3 zu entnehmen.

<sup>52</sup> WWF & AEE (2009).

<sup>53</sup> Amman et al. (2009).

**Tabelle 3. Annahmen für Jahreskosten der Wärmebereitstellung nach Wärmesystemen, ohne Energieträgerkosten**

		CHF
Holz (und andere feste Biomasse)	je m <sup>2</sup> EBF	9.00
Biogas/Klärgas	je m <sup>2</sup> EBF	6.00
Solarwärme	je kWh	0.20
Umweltwärme (mit Wärmepumpen)	je m <sup>2</sup> EBF	8.00
Elektrizität Wärmepumpen (Anlagekosten bei „Umweltwärme“)		Null
Fernwärme	je m <sup>2</sup> EBF	2.00
Industrieabfälle	je m <sup>2</sup> EBF	2.00
Elektrizität direkt (Boiler, Speicherheizungen, Elektroöfen etc.)	je kWh	0.03
Erdgas	je m <sup>2</sup> EBF	6.00
Heizöl	je m <sup>2</sup> EBF	8.00

Jahreskosten: Abschreibung und Verzinsung der Investitionen und laufende Betriebskosten ohne Energieträger.

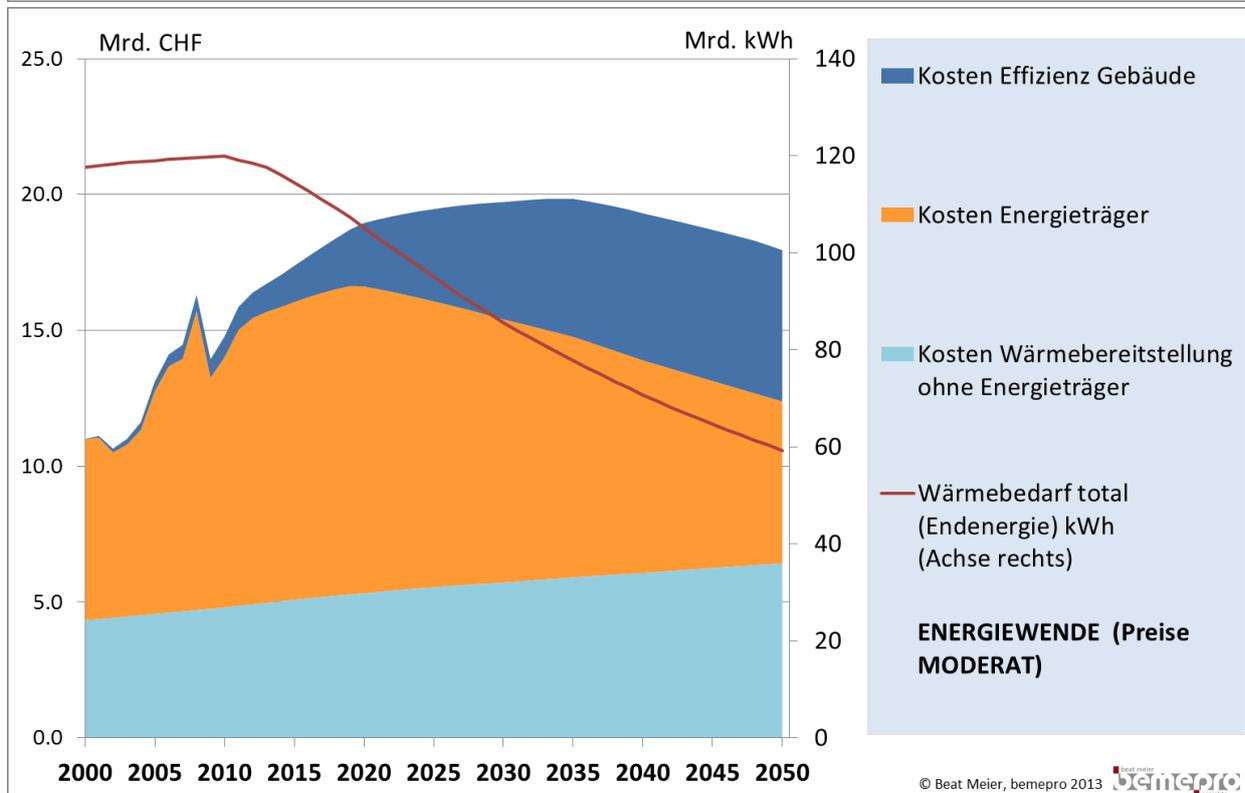
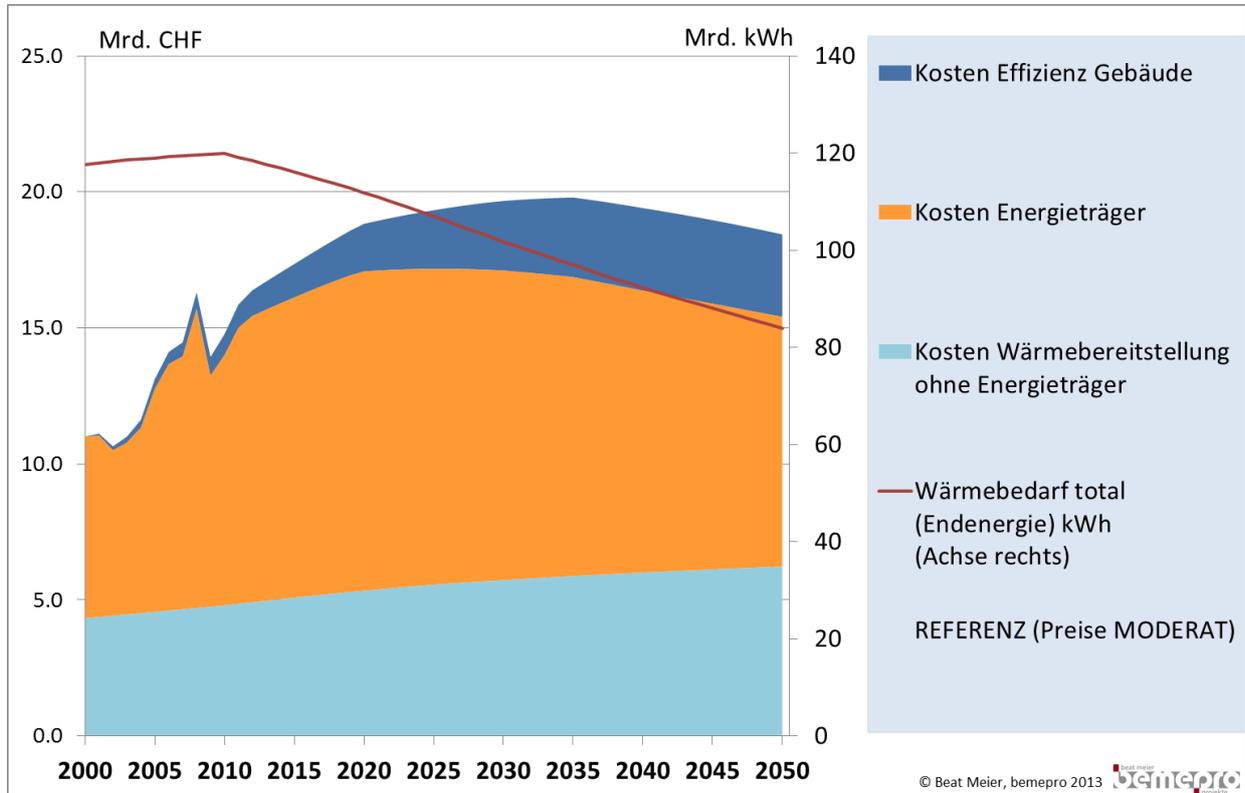
EBF = Energiebezugsfläche

Quellen: Eigene Annahmen, gestützt auf WWF & AEE 2009, Amman et. al 2009.

#### 4.1.6. Synthese zu den Kosten für Effizienz und Bereitstellung im Wärmebereich

Die nachstehenden Abbildungen fassen die Kosten für Effizienzmassnahmen und für die Energiebereitstellung im Wärmebereich zusammen. Zunächst wird deutlich, dass die Gesamtkosten seit dem Jahr 2000 von gut 10 Mrd. Franken jährlich bis 2012 auf über 15 Mrd. Franken angestiegen sind. Bei der unterstellten moderaten Preisentwicklung steigen diese Gesamtkosten bis 2035 weiter auf knapp 20 Mrd. Franken jährlich an und weisen danach eine sinkende Tendenz auf. Für die Summe der Kosten ist zwischen den Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE kaum ein Unterschied festzustellen. Diese Summe beantwortet die Frage, was uns die Wärme kostet, unabhängig davon, ob wir mit dem Geld die Verluste vermindern oder die Wärme bereitstellen.

Bei der Zusammensetzung der Kosten werden Szenario-abhängige Unterschiede deutlich. Während im Szenario REFERENZ bis im Jahr 2050 (wie bereits heute) der grösste Kostenanteil auf die Energieträger entfällt, weist die ENERGIEWENDE eine Drittelung der Kosten auf Energieträger, andere Bereitstellungskosten und Effizienzmassnahmen auf.



**Abbildung 9. Entwicklung der Gesamtkosten Wärme (Effizienz und Bereitstellung) für REFERENZ und ENERGIIEWENDE**

## 4.2. Verkehr: Nachfrage, Bereitstellung, Kosten

### 4.2.1. Nachfrage und Bereitstellung von Transportleistungen

Die Nachfrage nach Transportleistungen und deren Abdeckung durch verschiedene Verkehrsmittel sind eng miteinander verknüpft. Beide Aspekte werden in den folgenden Abschnitten gemeinsam behandelt, wobei drei Nachfragekomponenten zu unterscheiden sind.

**Tabelle 4. Gliederung und Modellierung der Nachfragekomponenten Verkehr**

Nachfragekomponente	Modellierung und Datenquellen
Personentransport	<p>Bevölkerung*Personenkilometer/Person*spezifischer Verbrauch je nach Transportmittel</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Personenkilometer/Person gemäss BFE/Prognos WWB bzw. NEP</li> <li>• Aufteilung auf Schiene und Strasse gemäss BFE/Prognos WWB bzw. NEP</li> <li>• Spez. Verbrauch pro Personenkilometer Schiene bzw. Strasse abgeleitet aus BFE/Prognos WWB bzw. NEP</li> </ul>
Gütertransport	<p>Tonnenkilometer * spezifischer Verbrauch je nach Transportmittel</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tonnenkilometer Schiene und Strasse gemäss BFE/Prognos WWB bzw. NEP</li> <li>• Spez. Verbrauch pro Tonnenkilometer Schiene bzw. Strasse gemäss BFE/Prognos WWB bzw. NEP</li> </ul>
Lufttransport, Schifffahrt, Off-road, Tanktourismus	Keine eigene Modellierung, sondern direkte Übernahme des Treibstoffverbrauches aus Quellen BFE/Prognos

Quellen: BFE/Prognos (2012), gestützt auf Infras 2012; Eigene Annahmen

Die von den Szenarien BFE/Prognos<sup>54</sup> übernommenen Verkehrsleistungen zeigen im Vergleich zu REFERENZ ein etwas geringeres Wachstum für das Szenario ENERGIEWENDE (vgl. folgende Tabelle).

<sup>54</sup> BFE/Prognos (2012): Insbesondere S. 67ff; das geringere Wachstum bei NEP entspreche „noch nicht einer ernsthaften „Suffizienzstrategie““.

**Tabelle 5. Transportleistungen Verkehr und spezifische Verbräuche**

		2000	2010	2020	2030	2040	2050
<b>REFERENZ</b>							
Personenkilometer Strasse PKm	[Mrd.]	85.3	93.2	104.6	110.8	116.2	117.3
Personenkilometer Schiene PKm	[Mrd.]	14.8	21.0	26.5	30.3	32.6	34.0
Tonnenkilometer Strasse TKm	[Mrd.]	13.60	17.00	20.00	21.80	23.10	23.80
Tonnenkilometer Schiene TKm	[Mrd.]	10.00	9.90	14.30	17.30	17.80	18.60
Spez. Verbrauch pro PKm Strasse	[MJ/Km]	1.85	1.70	1.38	1.17	1.04	0.95
Spez. Verbrauch pro PKm Schiene	[MJ/Km]	0.48	0.41	0.36	0.34	0.32	0.31
Spez. Verbrauch pro TKm Strasse	[MJ/Km]	2.48	2.07	1.85	1.61	1.45	1.32
Spez. Verbrauch pro TKm Schiene	[MJ/Km]	0.28	0.32	0.29	0.26	0.25	0.24
<b>ENERGIEWENDE</b>							
Personenkilometer Strasse PKm	[Mrd.]	85.3	93.2	97.3	97.9	97.1	96.9
Personenkilometer Schiene PKm	[Mrd.]	14.8	21.0	29.3	36.9	41.2	43.4
Tonnenkilometer Strasse TKm	[Mrd.]	13.60	17.00	18.60	19.00	19.10	19.40
Tonnenkilometer Schiene TKm	[Mrd.]	10.00	9.90	16.00	19.70	20.20	20.30
Spez. Verbrauch pro PKm Strasse	[MJ/Km]	1.85	1.70	1.33	0.99	0.79	0.68
Spez. Verbrauch pro PKm Schiene	[MJ/Km]	0.48	0.41	0.38	0.33	0.31	0.30
Spez. Verbrauch pro TKm Strasse	[MJ/Km]	2.48	2.07	1.73	1.31	1.02	0.84
Spez. Verbrauch pro TKm Schiene	[MJ/Km]	0.28	0.32	0.28	0.24	0.23	0.22

Quellen: BFE/Prognos (2012), gestützt auf Infras (2012)

Der Flugverkehr wird in der vorliegenden Arbeit gesamthaft integriert, das heisst inklusive Auslandsflugverkehr. Massgebend sind, wie in der Gesamtenergiestatistik, die im Inland verbrauchten Mengen an Flugtreibstoff. Der Einschluss des Auslandsflugverkehrs ergibt sich aus der Zielsetzung, den gesamten Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten möglichst umfassend abzudecken. In den Arbeiten von BFE/Prognos ist gestützt auf die Systemgrenzen nach CO<sub>2</sub>-Gesetz bzw. Kyoto-Protokoll der Auslandsflugverkehr nicht enthalten, aber in einem separaten Anhang kompatibel zur Gesamtenergiestatistik ausgewiesen<sup>55</sup>. Bei den Treibstoffen für Motorfahrzeuge wird ebenfalls der gesamte Absatz im Inland erfasst, das heisst auch der aktuell erhebliche Verbrauch für den Tanktourismus wird als Teil des Gesamtverbrauches ausgewiesen. Die Abbildung 10 fasst den Endenergieverbrauch für Verkehrsaktivitäten zusammen. Im REFERENZ-Szenario findet eine Absenkung von heute 85 Mrd. kWh auf 71 Mrd. kWh statt, mit der ENERGIEWENDE liegt der Endenergieverbrauch im Verkehr noch bei 54 Mrd. kWh. In beiden Szenarien spielt für den Rückgang der Personenverkehr auf der Strasse die entscheidende Rolle.

Im Szenario ENERGIEWENDE erreichen die Biotreibstoffe bis 2050 einen Anteil von 10 Mrd. kWh und damit nahezu 20% des Endenergiebedarfes für den Verkehr. Dieser starke Ausbau soll auf Biotreibstoffen der 2. und 3. Generation (zellulosehaltige Ausgangsstoffe ohne direkte Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion) beruhen. Gemäss BFE/Prognos<sup>56</sup> kann diese Menge in der Schweiz beschafft werden, allerdings führt die Konkurrenz zu anderen Verwendungen zu einer starken Reduktion des Holzeinsatzes zur Wärmeerzeugung.

<sup>55</sup> BFE/Prognos (2012a)

<sup>56</sup> BFE/Prognos (2012): S. 108, S. 145; bezüglich der Kostenwirkung wird bei BFE/Prognos im Wesentlichen von Importen ausgegangen.

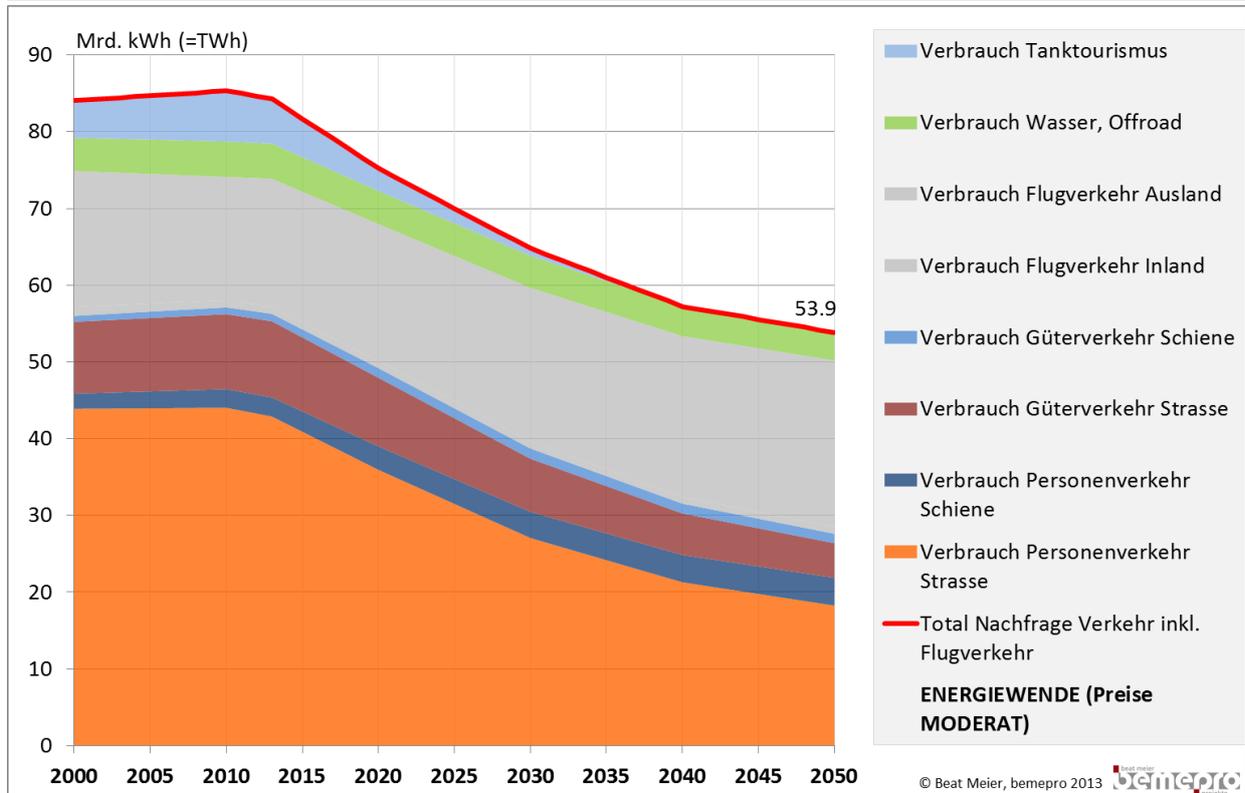
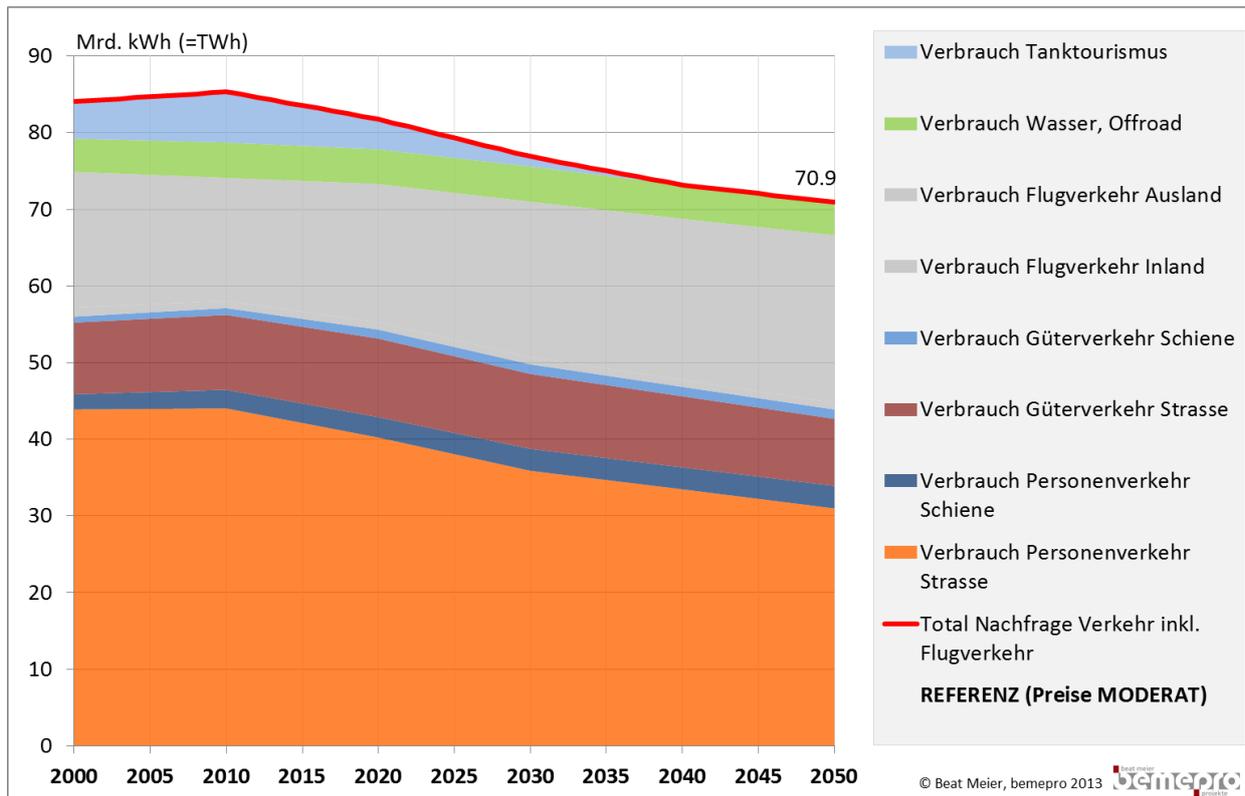


Abbildung 10. Entwicklung der Nachfrage Endenergie Verkehr für REFERENZ und ENERGIEWENDE

## 4.2.2. Kosten für Verkehrsleistungen nach Effizienzmassnahmen und Energieträgern

### Kosten für Effizienzmassnahmen im Verkehr

Im BFE/Prognos-Szenario NEP soll beim Personenverkehr bis 2050 eine Absenkung auf durchschnittlich 35g CO<sub>2</sub>/km erreicht werden. Dazu sind gegenüber WWB sowohl Mehrkosten beim Fahrzeugpark mit Verbrennungsmotoren (Ziel 58g CO<sub>2</sub>/km) als auch ein vergleichsweise stärkerer Ausbau der Elektromobilität erforderlich - bis 2050 sollen bei den Personenwagen 46% der Fahrzeugkilometer elektrisch angetrieben sein. Die mit dieser Effizienzstrategie verbundenen Mehrkosten werden hier als Mehrkosten des Szenarios ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ übernommen<sup>57</sup>. Die Mehrkosten fallen in 4 Bereichen (Beispiel Werte 2030) an.

- Effizientere Personenwagen 347 Mio. CHF
- Teurere Elektrofahrzeuge 600 Mio. CHF
- Ladeinfrastruktur Elektromobilität 105 Mio. CHF
- Mehrkosten Bahninfrastruktur 167 Mio. CHF

Insgesamt ergeben sich Beträge für Effizienzmassnahmen zwischen 600 und 1'200 Mio. Franken jährlich, mit einem Maximum im Zeitraum 2030 bis 2035. Dabei handelt es sich um Jahreskosten in Form von Annuitäten.

Als wesentliche Eckpunkte der getroffenen Annahmen sind die Mehrkosten pro Elektrofahrzeug bei Personenwagen von über 15'000 Franken im Jahr 2015 und noch 10'000 Franken bis gegen das Jahr 2030 zu beachten, ebenso die Ladeinfrastruktur mit 3'500 Franken für eine Heimplade-Infrastruktur und 10% öffentliche Ladeeinrichtungen mit 12'000 Franken pro Station. Erheblich ins Gewicht fallen auch die Mehrkosten für effizientere Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Pro Gramm Absenkung des CO<sub>2</sub>-Austosses pro Kilometer werden 40 Franken angenommen, ansteigend auf 60 Franken bis 2050. Dies verteuert effizientere Fahrzeuge um 1850 Franken per 2030 und um 2800 Franken im Jahr 2050<sup>58</sup>.

Diese Annahmen werden hier als konservative Schätzung im Sinne hoher Mehrkosten beurteilt. Zudem wird mit dem gewählten Ansatz vernachlässigt, dass die einfachsten Effizienzmassnahmen im Bereich der individuellen Mobilität (bei gleicher Kilometerzahl) mit einem Wechsel zu kleineren und leichteren Fahrzeugen verbunden wären, die in der Anschaffung günstiger wären. Diese Option von rentablen Effizienzmassnahmen, sogenannte „low hanging fruits“, werden auch in der vorliegenden Arbeit nicht in die Berechnung einbezogen.

### Kosten für Energieträger im Verkehr

Wie in der Einleitung zu den Kostenbegriffen (S. 14) ausgeführt, sind die Energieträgerpreise immer ohne Steuern und Abgaben in die Gesamtkosten einzubeziehen. Bei den Treibstoffen fällt dies besonders ins Gewicht, wie die folgende Herleitung aufzeigt.

---

<sup>57</sup> vgl. BFE/Prognos (2012): S. 184ff, zu Begründung auch POM S. 174ff

<sup>58</sup> vgl. BFE/Prognos (2012): S. 174

Der mittlere Benzinpreis (Tankstellenpreis) von 1.63 CHF / Liter im Jahr 2010 setzt sich folgendermassen zusammen<sup>59</sup>:

$$\begin{aligned}
 & 0.57 \text{ CHF/Liter Preis Rotterdam} \\
 + & 0.18 \text{ CHF/Liter Transport Rhein (0.02), Carbura-Gebühr(0.004), Handelsspanne (0.16)} \\
 = & \underline{0.75 \text{ CHF/Liter ohne Steuern und Abgaben}} \\
 \\ 
 + & 0.88 \text{ CHF/Liter Mineralölsteuer, Mineralölsteuerzuschlag, Klimarappen, Mehrwertsteuer} \\
 = & \underline{1.63 \text{ CHF/Liter Tankstellenpreis (inkl. Steuern und Abgaben)}}
 \end{aligned}$$

Die 0.75 CHF/Liter entsprechen 8.5 Rp./kWh<sup>60</sup>. Dieser Preis von 8.5 Rp./kWh für das Jahr 2010 wird als Anker für den Aufbau der Zeitreihen gesetzt. Für die Jahre 2000 bis 2009 werden rückwirkend die oben hergeleitete Summe der Steuern und Abgaben von 9.94 Rp./kWh<sup>61</sup> vom Endverbraucherpreis gemäss Gesamtenergiestatistik in Abzug gebracht, weil sich deren Komponenten in diesem Zeitraum nur geringfügig geändert haben. Für die Preisentwicklung bis 2050 gelten die Annahmen, wie sie in Abbildung 3 (S. 18) illustriert sind.

Für die Preise biogener Treibstoffe setzen BFE/Prognos<sup>62</sup> die Importpreise auf dem Niveau der Diesel-Preise an, was die Autoren als konservatives Vorgehen im Sinne hoher Preise einstufen. Bei BFE/Prognos werden diese Preise im Wesentlichen zur Bewertung der Biotreibstoffimporte verwendet, die Inlandproduktion ist vernachlässigbar<sup>63</sup>. In der vorliegenden Arbeit wird demgegenüber von einer vollständigen Inlandproduktion ausgegangen. Dies ist sowohl konsistent mit dem abgeschätzten Biomasse-Potenzial ohne Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion als auch mit dem reduzierten Einsatz von Holz für die Wärmeerzeugung im Szenario ENERGIEWENDE<sup>64</sup>. Da bei einer inländischen Erzeugung von etwas höheren Kosten als bei einer Beschaffung auf den Weltmärkten ausgegangen wird, erfolgt für den Preis von Biomasse-Treibstoffen ein Zuschlag von 5 Rp./kWh zum fossilen Treibstoffpreis mit einem Maximum von 25 Rp./kWh.

**Tabelle 6. Preisentwicklung der Energieträger für den Verkehr (Preisvariante MODERAT)**

		2000	2010	2020	2030	2040	2050
Treibstoffe fossil	[CHF/kWh]	0.073	0.085	0.129	0.143	0.149	0.151
Treibstoffe biogen	[CHF/kWh]	0.173	0.185	0.229	0.243	0.249	0.250
Elektrizität für Verkehrsleistungen	Mittlerer Gestehungskostenpreis Strom (vgl. Kapitel 4.3.4)						

Quelle: Eigene Annahmen gestützt auf IEA (2012), BFE/Prognos (2012)(vgl. Text)

<sup>59</sup> BFE (2012a) und andere Jgg. Marktentwicklung fossiler Energieträger, <http://www.bfe.admin.ch/> [Zugriff 10.6.2013]]

<sup>60</sup> 1 Liter = 0.75 kg; 1kg = 42.5 MJ oder 11.81 kWh; 1 Liter = 31.875 MJ oder 8.85 kWh

(CO2-Emissionsfaktoren des schweizerischen Treibhausgasinventars, Stand Oktober 2011; vgl. [Anhang](#))

<sup>61</sup> 88 Rappen/Liter entsprechen 9.94 Rp./kWh

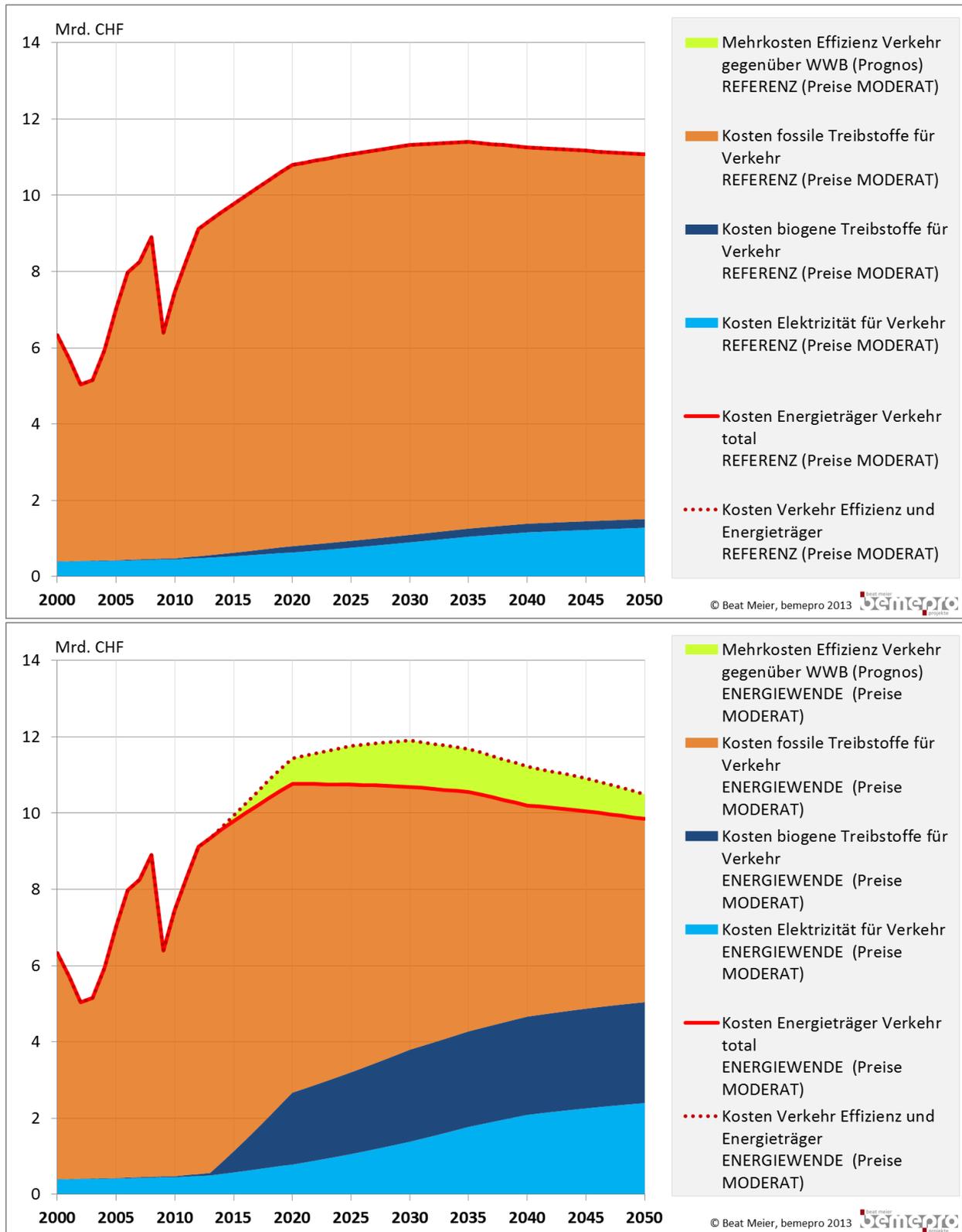
<sup>62</sup> BFE/Prognos (2012): Tabelle 5-56, S. 187

<sup>63</sup> BFE/Prognos (2012): S. 167/187: Bsp. 2050, Szenario NEP: von 37.2 PJ Biotreibstoffen werden 35.8 PJ importiert;

<sup>64</sup> Auch BFE/Prognos (2012) S. 108/145 gehen von einer Reduktion der Holzeinsatzes zur Wärmeproduktion aus, die mit der Herstellung von Bio-Treibstoffen begründet wird.

## **Gesamtkosten für Effizienzmassnahmen und Energieträger im Verkehr**

Die Verkehrskosten bis zum Jahr 2050 liegen in beiden Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE auf einem ähnlichen Niveau von 11 bis 12 Mrd. Franken jährlich. Bei der ENERGIEWENDE werden fossile Treibstoffe in höherem Masse durch biogene Treibstoffe und den elektrischen Antrieb ersetzt. Obwohl mit der ENERGIEWENDE der Endverbrauch in kWh um ein Drittel gesenkt wird (vgl. Abbildung 10, S. 36), sinken die Kosten nicht, weil zusätzlich Mehrkosten für Effizienzmassnahmen von rund einer Mrd. Franken jährlich anfallen und die Energieträger Strom und biogene Treibstoffe im Vergleich zu fossilen Treibstoffen teurer sind.



REFERENZ (oben), ENERGIEWENDE (unten), jeweils Preise MODERAT

**Abbildung 11. Entwicklung der Gesamtkosten Verkehr für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

### 4.3. Strom: Nachfrage, Bereitstellung, Kosten

#### 4.3.1. Stromnachfrage

Der Endverbrauch von Elektrizität auf der Stufe Endenergie setzt sich in der vorliegenden Modellierung aus folgenden drei Komponenten zusammen:

1. Strom zur Wärmeerzeugung
2. Strom für Verkehrsleistungen
3. Strom ohne Wärme und Verkehr (Beleuchtung, Maschinen, Prozesse, Kühlung, ...)

Die ersten beiden Komponenten wurden bereits in den vorangehenden Kapiteln zu Wärme und Verkehr behandelt. Die übrige Stromnachfrage (69% des Endverbrauchs im Jahr 2010) ist Gegenstand des vorliegenden Kapitels. Mit Blick auf die Ermittlung der Kosten der Stromversorgung ist es sinnvoll, die Endnachfrage um die Komponenten Strom für Speicherpumpen und Netzverluste zu erweitern um eine Kennzahl für die gesamte Inlandnachfrage zu erhalten. Diese Inlandnachfrage ist entweder durch eine Produktion im Inland oder mittels Importen abzudecken. Die Produktion im Inland, die sogenannte „Landeserzeugung brutto“, kann die Inlandnachfrage übersteigen, wenn Exporte getätigt werden.

Zwischen den verschiedenen Grössen der Stromnachfrage und der Strombereitstellung bestehen gemäss Gesamtenergiestatistik<sup>65</sup> folgende Beziehungen:

Landeserzeugung brutto - Verbrauch der Speicherpumpen = Nettoerzeugung
Nettoerzeugung + Import-/Exportsaldo (positiv bei Nettoimport) (+ Importe) (- Exporte) = Landesverbrauch
Landesverbrauch - Übertragungs- und Verteilverluste = Endverbrauch

Ausgehend von der Nachfrage:

Endverbrauch + Übertragungs- und Verteilverluste + Verbrauch der Speicherpumpen = <b>Inlandnachfrage</b>
Inlandnachfrage + Exporte = Gesamtnachfrage (Inland und Ausland) = Landeserzeugung (brutto) plus Importe

<sup>65</sup> BFE (2021): Tabellen 24 und 25.

Die Zusammensetzung der Inlandnachfrage ist in der Abbildung 12 (S. 43) dargestellt.

Für den Endverbrauch werden bis 2011 die Werte der Gesamtenergiestatistik verwendet, ab 2012 die Werte von BFE/Prognos<sup>66</sup> gemäss Szenarien WWB C bzw. NEP E. Für die Angleichung der BFE/Prognos-Werte an die Gesamtenergiestatistik erfolgt ein pauschaler Zuschlag von 1.8%, der die methodisch bedingten Unterschiede (u.a. Einschluss der Landwirtschaft) kompensiert.

Die Netzverluste, die gemäss Gesamtenergiestatistik in den Jahren 2000 bis 2011 konstant 7.5% des Endverbrauchs betragen, werden ab 2012 bis 2050 mit demselben Prozentsatz von den Endverbräuchen in den jeweiligen Szenarien abgeleitet.

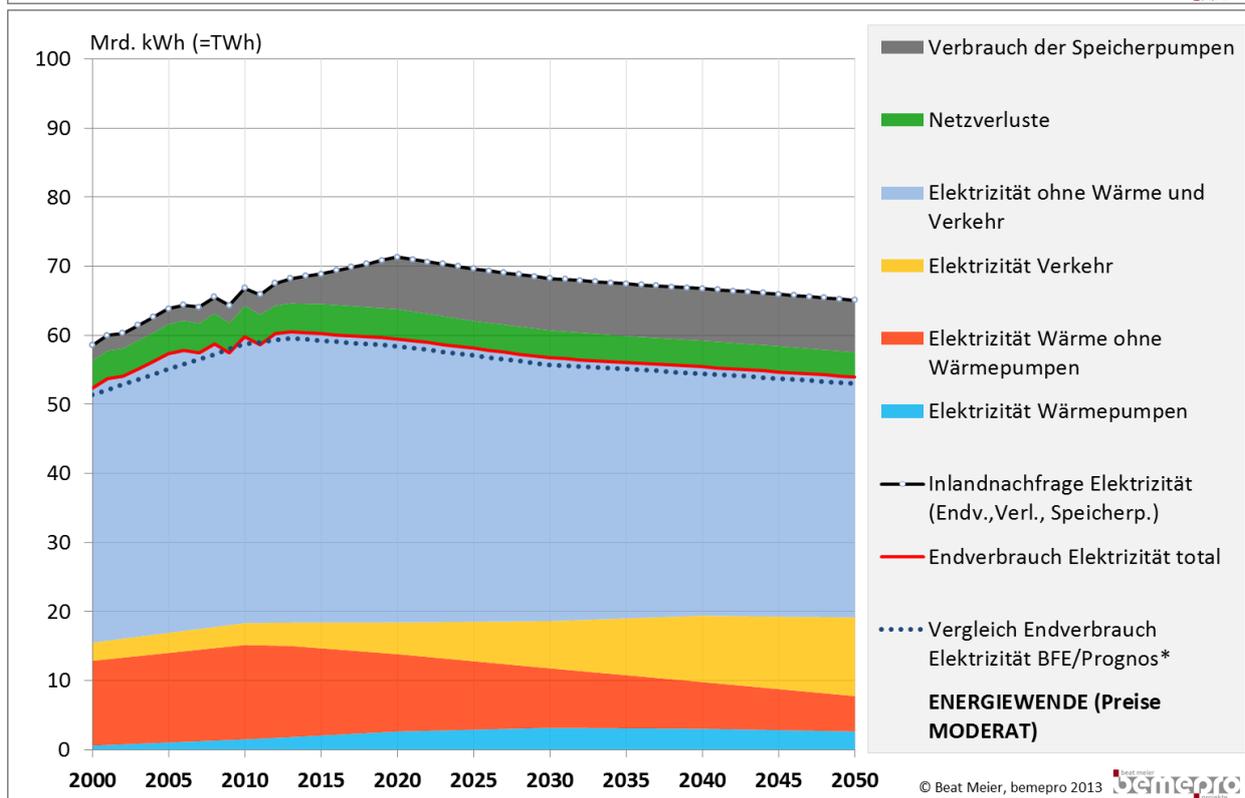
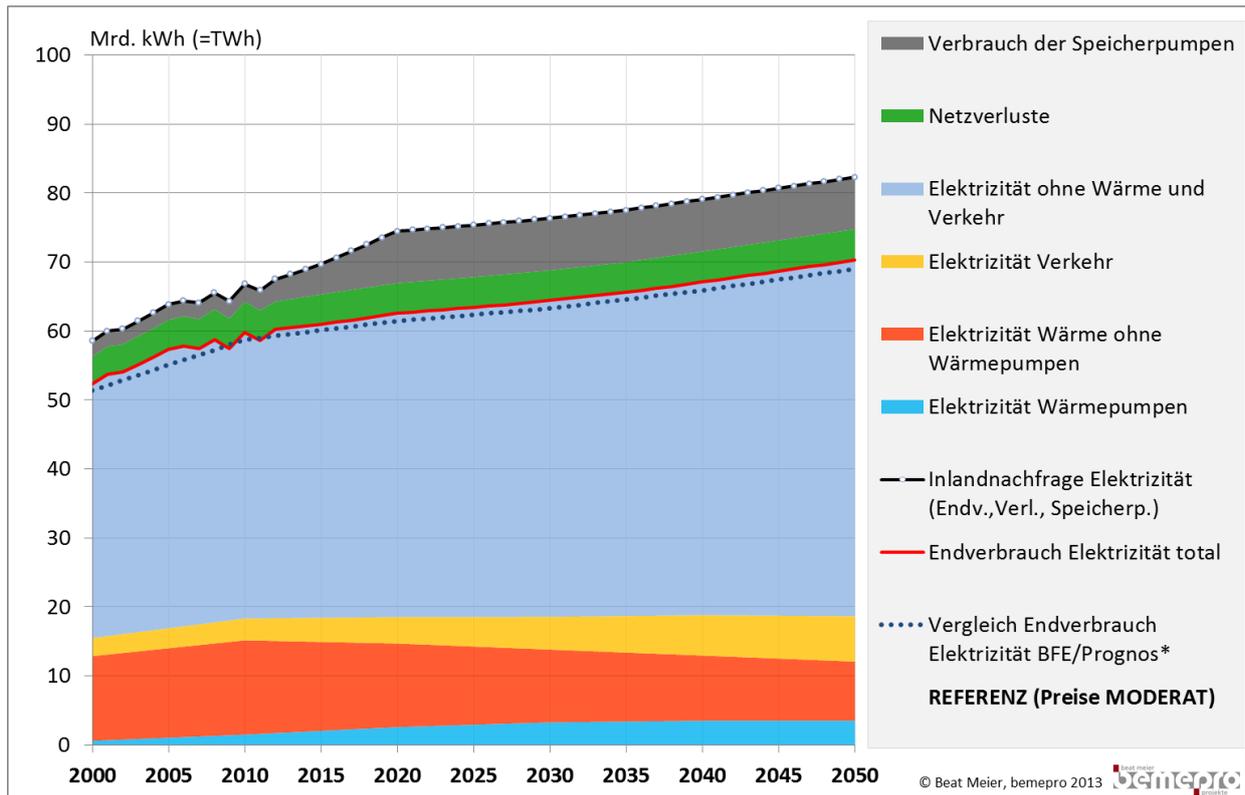
Für den Verbrauch der Speicherpumpen werden ab 2011 die Werte von BFE/Prognos gemäss Szenarien WWB C bzw. NEP E übernommen<sup>67</sup>. In beiden Szenarien steigt dieser Verbrauch von knapp 3 Mrd. kWh im Jahr 2010 auf 7.5 Mrd. kWh ab 2020.

Im Szenario REFERENZ steigt der Endverbrauch von 60 Mrd. kWh im Jahr 2010 auf 70 Mrd. kWh im Jahr 2050. Die gesamte Inlandnachfrage liegt im Jahr 2050 bei 82 Mrd. kWh. Durch die getroffenen Effizienzmassnahmen lässt sich im Szenario ENERGIEWENDE analog zu NEP der Endverbrauch bei 60 Mrd. kWh pro Jahr stabilisieren und bis 2050 kontinuierlich auf 54 Mrd. kWh absenken. Diese Reduktion findet bei erheblichen Umschichtungen innerhalb der Verwendungen von Elektrizität statt, vor allem durch den zunehmenden Stromverbrauch für den Verkehr.

---

<sup>66</sup> BFE/Prognos (2012a): Tab. 3-2 (WWB, Variante C) und Tab 3-6 (NEP, Variante E)

<sup>67</sup> BFE/Prognos (2012): Tab. 7-60 (WWB, Variante C) und Tab 8-65 (NEP, Variante E)



\* BFE/Prognos (2012)

**Abbildung 12. Entwicklung der Zusammensetzung der Inlandnachfrage Elektrizität (Endverbrauch, Verluste, Speicherpumpen) für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

### 4.3.2. Strombereitstellung

Wird die im vorangehenden Kapitel hergeleitete Inlandnachfrage um die Exporte erweitert, erhält man die Gesamtnachfrage nach Elektrizität. Diese Gesamtnachfrage muss entweder durch Produktion im Inland, die sogenannte Landeserzeugung brutto, oder durch Importe abgedeckt werden. Die Zusammensetzung der Landeserzeugung brutto steht im Zentrum der folgenden Ausführungen, weil sie auch die Grundlage für die Ermittlung der Gestehungskosten der Stromproduktion bildet.

Für die Grundfassung der Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE wird vom Produktionsmix gemäss BFE/Prognos (2012) ausgegangen, wobei für REFERENZ die Angebotsvariante WWB-C und für die ENERGIEWENDE die Angebotsvariante NEP-E<sup>68</sup> herangezogen wird. Mit der Übernahme dieser Zusammensetzungen der Stromproduktion profitiert die vorliegende Arbeit von der grossen internen Konsistenz dieser Angebotsvarianten, die auf ausführlichen Modellierungen der Entwicklung des Kraftwerkparks unter Berücksichtigung der Netzstabilität zu verschiedenen Zeitpunkten beruht.

Mit der Übernahme der Stromnachfrage und der Produktion im Inland von BFE/Prognos werden faktisch auch deren Annahmen betreffend Importen und Exporten integriert<sup>69</sup>. Auf die Thematik der unterschiedlichen Berechnungen der Importe und Exporte zwischen Gesamtenergiestatistik und BFE/Prognos wird hier nicht eingegangen<sup>70</sup>. Die Grössen für grenzüberschreitende Stromtransporte sind immer abhängig von den getroffenen Annahmen, unter anderem was die Zeitintervalle betrifft.

Um die Jahresbilanz von Nachfrage und Angebot in jedem Falle auszugleichen, das heisst bei kleinen modellbedingten Abweichungen wie auch bei einem alternativen Produktionsmix (vgl. Sensitivitätsanalyse zu höherer PV-Produktion ab Seite 75), werden die Importmengen bzw. die Exportmengen angepasst. Dabei gelten folgende Regeln: Übersteigt die Produktion die Nachfrage, werden die Exporte erhöht bis zum Bilanzausgleich. Liegt die Produktion tiefer als die Nachfrage, werden die Importe erhöht bis zum Bilanzausgleich.

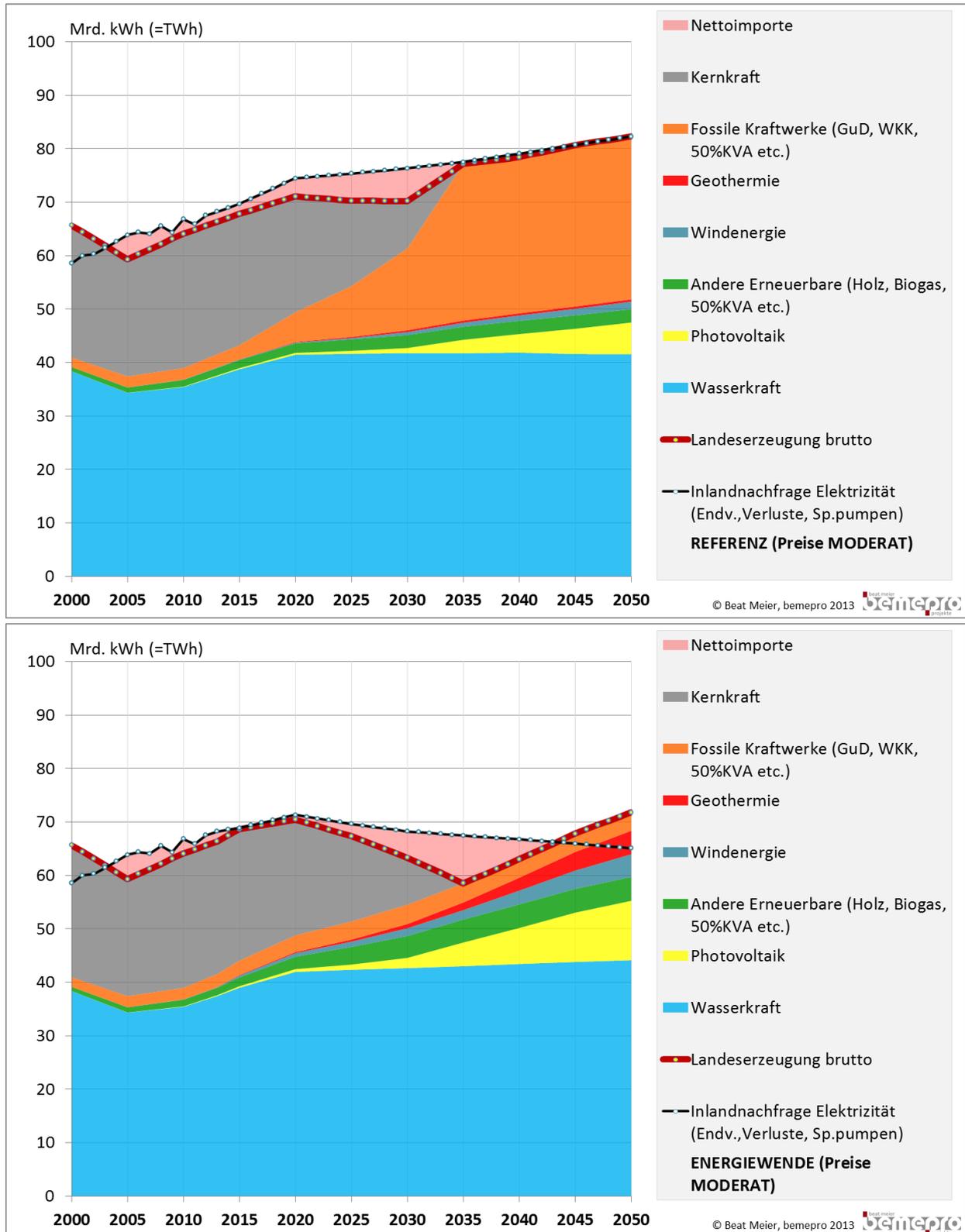
Die Zusammensetzung der Strombereitstellung kann den folgenden Abbildungen entnommen werden. Die Differenz zwischen Inlandnachfrage und der Landesproduktion brutto ist als separate Fläche von Nettoimporten dargestellt.

---

<sup>68</sup> BFE/Prognos (2012a): Stromangebotsvariante C (Tabelle 3-13 und 3-14) ersetzt die wegfallenden Kernkraftwerke im Wesentlichen durch neue Gas-Kombikraftwerke (GuD); Stromangebotsvariante E (Tabelle 3-41 und 3-42) verzichtet auf Gaskraftwerke im Inland und setzt auf einen höheren Anteil von Strom aus erneuerbaren Quelle.

<sup>69</sup> BFE/Prognos (2012): Tab. 7-60 (WWB, Variante C) und Tab 8-65 (NEP, Variante E); die Importmengen entsprechen in der Variante C vollständig den bestehenden Bezugsrechten, bei der Variante E kommen zusätzliche „neue“ Importe bis knapp 10 TWh pro Jahr hinzu

<sup>70</sup> Während die Gesamtenergiestatistik z.B. für 2010 Exporte von 66.3 TWh und Importe von 66.8 TWh ausweist (Tab. 6 und 7) liegen die Werte bei BFE/Prognos (2012) (Tab. 7-60) bei Exporten von 15.19 TWh und Importen von 17.34 TWh. Vgl. BFE/Prognos (2012) S. 42: „In Bezug auf die Stromimporte und -exporte werden in dieser Studie die langfristig vertraglich fixierten Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen betrachtet. Nach dem Auslaufen dieser Rechte wird davon ausgegangen, dass – je nach Szenario – ggf. betrachtete Import am Markt beschafft werden. Nicht betrachtet werden diejenigen Stromimporte und -exporte, die jahreszeitliche oder untertägige Schwankungen der Stromerzeugung und -nachfrage ausgleichen.“



**Abbildung 13. Entwicklung der Strombereitstellung: Produktionsmix und Import-/Exportbilanz für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

### 4.3.3. Kosten der Effizienzmassnahmen Strom

Um die im Szenario ENERGIEWENDE aufgezeigte Stabilisierung und ab dem Jahr 2020 kontinuierliche Absenkung des Stromverbrauchs zu erreichen, sind gegenüber REFERENZ Mehrinvestitionen erforderlich, die zu höheren Jahreskosten führen. Diese Mehrkosten werden von BFE/Prognos übernommen. Von der Wirkung der Effizienzmassnahmen eindeutig dem Stromverbrauch zuordnen lassen sich die Mehrkosten in Privathaushalten für Elektrogeräte, Beleuchtung, Kochen<sup>71</sup>. Bei anderen Mehrkosten wie beispielsweise bei Massnahmen Klima, Lüftung und Haustechnik oder allgemeinen Effizienzmassnahmen im Dienstleistungs- und Industriesektor<sup>72</sup> sind Wirkungen auf den Stromverbrauch wie auch auf den Wärmeverbrauch zu erwarten. Aus diesem Grund werden die Kosten für Effizienzmassnahmen mit Wirkungen auf den Stromverbrauch erst später zusammengefasst in der Synthese berücksichtigt (vgl. ab Seite 56).

### 4.3.4. Kosten der Strombereitstellung

Die Kosten für die Strombereitstellung setzen sich aus den **Produktionskosten** und den **Verteilungskosten** (Netzkosten) zusammen. Diese Kosten werden hier als Gestehungskosten ermittelt und sind ohne Steuern und Abgaben zu verstehen (vgl. einleitenden Definitionen ab Seite 14). Die Ausgaben der Endverbraucher weichen von diesen Kosten ab, weil in den Rechnungen an die Stromkonsumenten neben Mehrwertsteuern auch Abgaben wie die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) oder andere, z.B. kommunale Abgaben enthalten sind. Der Ausschluss von Abgaben wie der KEV ist wichtig, um Doppelerfassungen zu vermeiden, denn die Kosten der Stromproduktion werden vollumfänglich über die Brutto-Gestehungskosten der einzelnen Technologien erfasst, ohne Abzug von Subventionen.

#### Produktionskosten

Für die Berechnung der Gestehungskosten der Strombereitstellung werden als hauptsächliche Datenquelle die Annahmen von BFE/Prognos verwendet<sup>73</sup>. Diese Annahmen sind auf die Entwicklung von Nachfragemengen und Angebotsmix abgestimmt. Abweichende Annahmen werden hier beispielsweise getroffen, um die Produktionskategorien auf den Bereitstellungsmix abzustimmen oder um die fossile Stromerzeugung konsequent ohne Abgaben und Steuern einzubeziehen. Beim Absenkpfad für die Gestehungskosten von Photovoltaikstrom kommen Schätzungen gemäss BFE/ecoplan<sup>74</sup> zur Anwendung. Diese Kosten für Zubauten werden in einem eigenen Modellteil von SIM-ENERCO aufgrund der Zusammensetzung des PV-Kraftwerksparks in mittlere Gestehungskosten pro Jahr umgerechnet.

Für die Kosten und Erlöse von Importen und Exporten legen BFE/Prognos konstant 10 Rp./kWh ab 2030 bis 2050 zugrunde. Von diesen Annahmen wird in der vorliegenden Arbeit abgewichen. In verschiedenen Studien zur Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks wird für den Zeithorizont 2030 bis 2050 gegenüber 2010 von einem Anstieg der Gestehungskosten (ohne Netz und vor Steuern) von

---

<sup>71</sup> BFE/Prognos (2012): Tabelle 5-52, S.183

<sup>72</sup> BFE/Prognos (2012): Tabelle 5-53, S.184

<sup>73</sup> BFE/Prognos (2012): Tab. 7-76 (WWB, Variante C) und Tab 8-83 (NEP, Variante E); Spezifische Kosten je kWh: Tab. 7-77 (WWB C) und Tab. 8-84 (NEP E)

<sup>74</sup> BFE/Ecoplan (2012): Abbildung 9-12, S. 80

rund 90 auf 120 bis 130 €/MWh ausgegangen<sup>75</sup>, was bei 1.20 CHF/€ einem Bereich von 14.4 bis 1.56 Rp./kWh entspricht. Daraus werden zukünftig steigende Importkosten bzw. auch Exporterlöse abgeleitet (vgl. Tabelle 7). Ergänzend muss erwähnt werden, dass nicht nur die Gestehungskosten des europäischen Kraftwerkparks die zukünftigen Import- und Exportpreise bestimmen werden, sondern auch andere und möglicherweise einflussreicheren Faktoren wie die Regulierung oder die Zeitpunkte von Importen und Exporten (Spitzen- oder Überschussstrom) massgebend sein werden.

Im Einzelnen gelten für die verschiedenen Produktionsformen die in Tabelle 7 zusammengefassten Gestehungskosten (jeweils mittlere Kosten der Produktion im dargestellten Jahr).

**Tabelle 7. Gestehungskosten Stromproduktion Rp./kWh**

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.6	9.9
Kernenergie	5.4	5.4	6.0	6.9	6.9	6.9
KVA nicht erneuerbar 50%	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.5
neue Gas-Kombikraftwerke GuD	9.1	9.1	11.0	12.0	12.5	12.5
neue fossile WKK (ohne GuD)	17.1	20.0	24.0	26.0	25.0	25.0
Fossile Kraftwerke ohne KVA, ohne GuD und neue fossile WKK	10.0	10.0	10.0	11.0	12.0	13.0
Photovoltaik	80.0	50.7	27.1	20.4	16.8	13.3
Wind	80.0	40.0	30.0	25.0	20.0	15.0
Geothermie	12.3	12.3	12.0	10.0	10.0	9.0
Holz (und andere feste Biomasse)	35.0	30.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Biogas/Klärgas	35.0	30.0	25.0	20.0	20.0	20.0
KVA-Anteil erneuerbar 50%	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.5
ARA und Deponiegas	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Importpreis Strom	5.7	5.8	10.0	13.0	14.0	15.0
Exportpreis Strom	5.7	5.8	10.0	13.0	14.0	15.0

Alle Angaben zu Preisen 2010

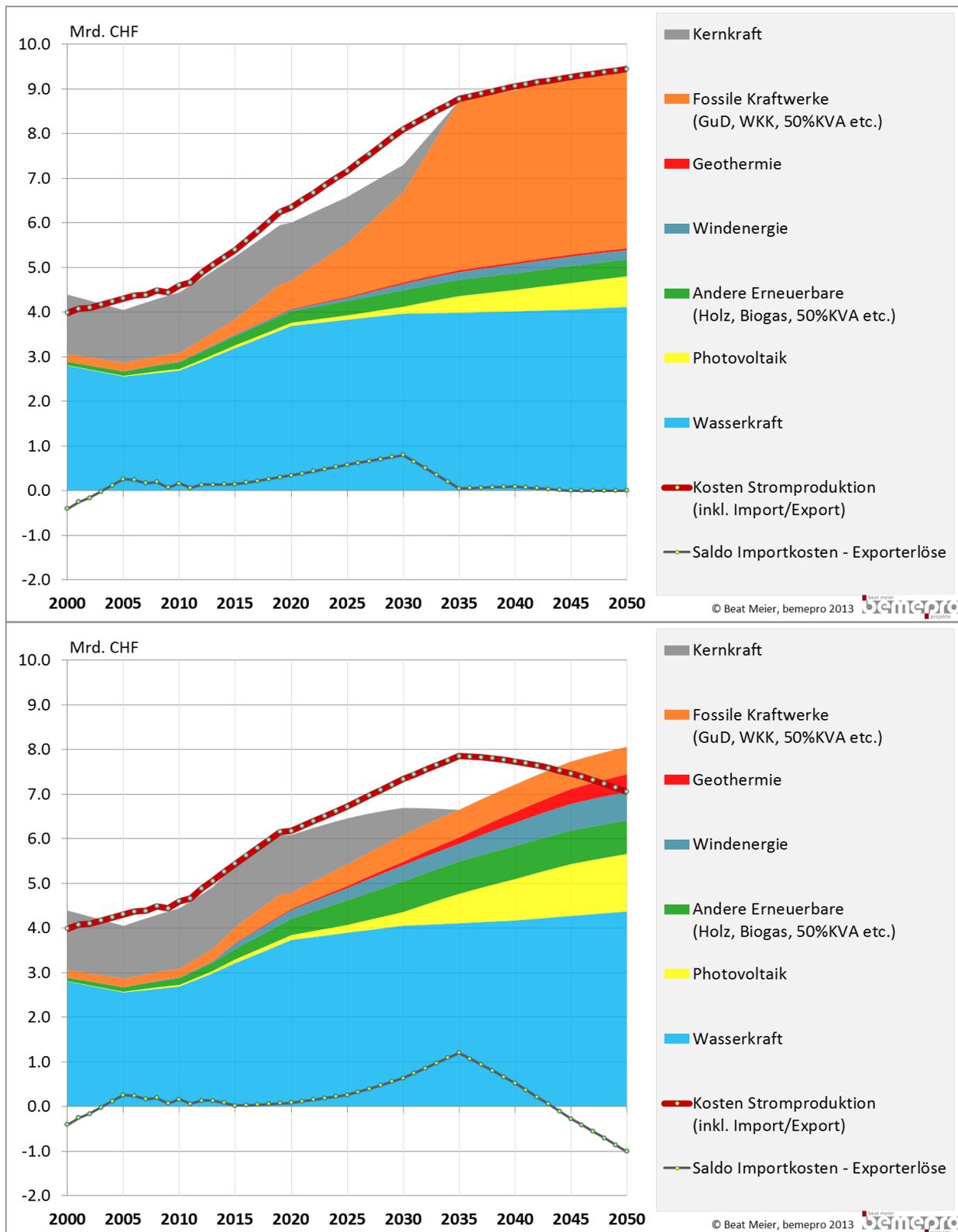
Quellen: eigene Annahmen, basierend vor allem auf BFE/Prognos (2012) und BFE/Ecoplan (2012)

Aus der Landeserzeugung Brutto mit dem in Abbildung 13 (S. 45) dargestellten Produktionsmix und der Berücksichtigung von Importen und Exporten ergeben sich die folgenden aggregierten Kosten für die Stromproduktion.

Im Szenario REFERENZ steigen die gesamten Stromproduktionskosten (immer ohne Netzkosten und ohne Abgaben und Steuern) von aktuell knapp 5 Mrd. Franken pro Jahr kontinuierlich auf 9.5 Mrd. Franken im Jahr 2050. Der Anstieg bei einer ENERGIEWENDE verläuft langsamer und erreicht 2035 ein Maximum bei knapp 8 Mrd. Franken. Danach sinken die Gesamtkosten gegen 7 Mrd. Franken jährlich.

<sup>75</sup> European Commission, 2010. EU Energy trends to 2030 – Update 2009, S. 45

European Commission, 2011. Energy roadmap 2050, S. 30: Die meisten Szenarien weisen für 2030 bis 2050 einen Vorsteuerpreis von 130 bis 140 €/MWh aus, davon weniger als 10€ für Brennstoffsteuern und CO<sub>2</sub>-Abgaben;

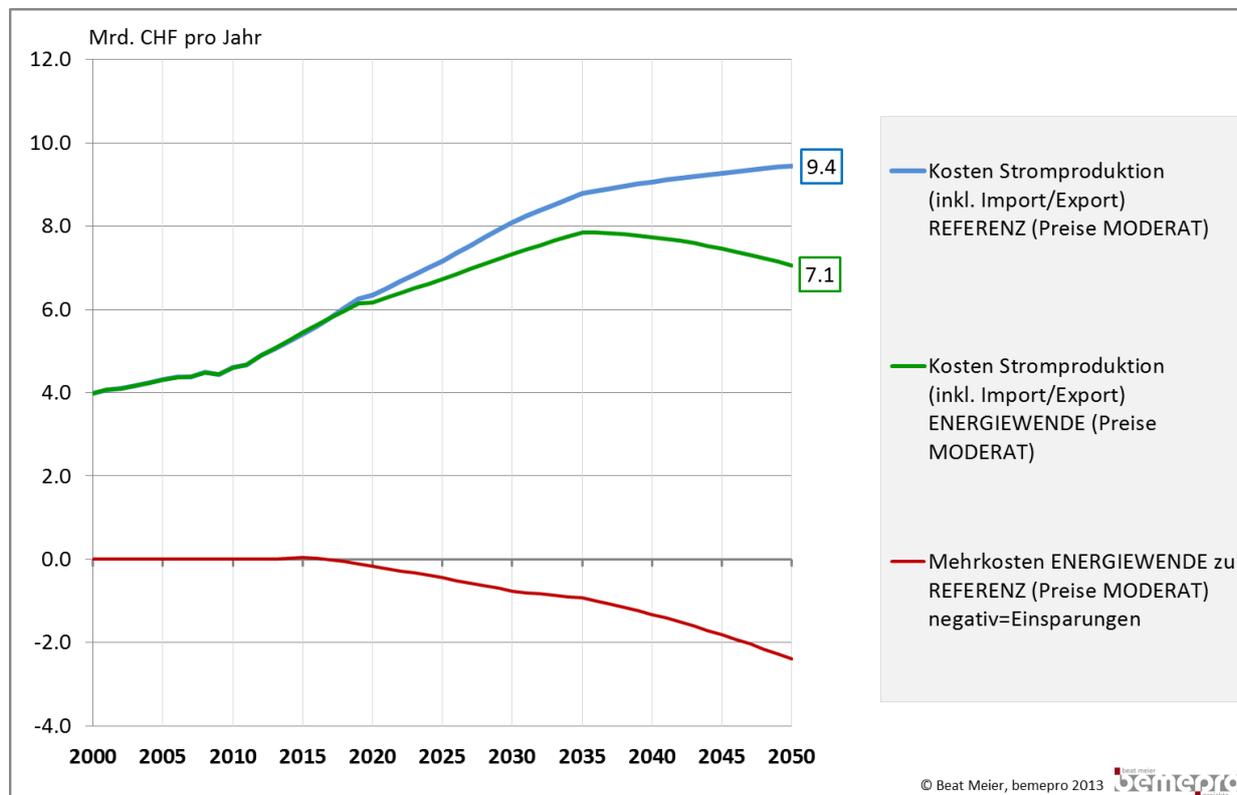


REFERENZ (oben), ENERGIEWENDE (unten), jeweils Preise MODERAT

**Abbildung 14. Entwicklung der Kosten Stromproduktion für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

Die Kostendifferenz fällt bereits ab dem Jahr 2020 zugunsten der ENERGIEWENDE aus und wächst bis 2050 auf über 2 Mrd. Franken an (vgl. Abbildung 15, Seite 49). Die Hauptursachen hinter den wirt-

schaftlichen Vorteilen der ENERGIEWENDE sind einerseits der ab 2020 sinkende Gesamtverbrauch und andererseits die weitgehende Unabhängigkeit der Stromproduktion von fossilen Energieträgern.



**Abbildung 15. Entwicklung der Kostenunterschiede Stromproduktion (ohne Netzkosten) für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

Unterstellt man eine Hochpreisvariante, so verdoppelt sich die Einsparung im Zeitverlauf, weil sich die fossil betriebene Stromproduktion massiv verteuert. Die Gestehungskosten für Strom aus Kombikraftwerken (GuD) werden zwischen 2030 bis 2050 bei der Preisentwicklung „MODERAT“ mit 12 bis 13 Rp./kWh angenommen (vgl. Tabelle 7), in der Hochpreisvariante liegen dieser eher bei 18 bis 20 Rp./kWh, wenn von einem Anteil von 70% Brennstoffkosten an den Gestehungskosten von GuD Strom ausgegangen wird<sup>76</sup>. Diese Überlegungen zu höheren Preisen fossiler Energieträger sind im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ab Seite 68 behandelt.

### Netzkosten

In den Kostenvergleichen von BFE/Prognos sind die Netzkosten nicht berücksichtigt<sup>77</sup>. In der volkswirtschaftlichen Analyse der „Bundesszenarien“ durch BFE/Ecoplan<sup>78</sup> ist nicht ersichtlich, inwiefern die Netzkosten eingeschlossen sind beziehungsweise abhängig von den Szenarien variiert wurden.

<sup>76</sup> Vgl. dazu BFE/Prognos (2012): Figur 6-3, S. 223

<sup>77</sup> BFE/Prognos (2012): Bei den Kostenvergleichen der Stromproduktionsvarianten sind Netzkosten nicht berücksichtigt (S. 208). In den Kosten des Zubaus sind „Netzkosten nicht ausgewiesen“ S. 357, S. 480; Für die Bestimmung der Endverbraucherpreise sind Annahmen zu den Netzkosten eingeflossen (S. 41); Bei den Kostenvergleichen zwischen den Szenarien, z.B. Figur 5-47, spielen diese Kosten jedoch keine Rolle.

<sup>78</sup> BFE/Ecoplan (2012)

In der vorliegenden Arbeit mit dem Ziel, die gesamten Kosten der Energieversorgung zu ermitteln, sind die Netzkosten zwingend einzuschliessen. Gerade aus Sicht der Stromwirtschaft sind die Netzkosten bzw. die zukünftigen Investitionen eine wichtige Grösse für den Vergleich unterschiedlicher energiepolitischer Szenarien (vgl. z.B. VSE<sup>79</sup>).

Für die zukünftigen Netzkosten sind zunächst der Betrieb und Unterhalt des bestehenden Netzes von den zusätzlichen Kosten für Netzausbauten zu unterscheiden.

### **Unterhalt des bestehenden Netzes**

Ausgehend von einer Auswertung der ELCOM-Daten<sup>80</sup> wird für die Jahre 2009 bis 2011 ein mittlerer, mengengewichteter Netzpreis ohne Steuern und Abgaben von 6.6 Rp./kWh ermittelt. Dieser Mittelwert berücksichtigt rund 92% des Endverbrauchs (es fehlt im Wesentlichen der Bahn-Strom). Bezogen auf den mittleren Endverbrauch der Jahre 2009 bis 2011 von 58.6 Mrd. kWh ergeben sich mittlere Netzkosten „um 2010“ von 3.870 Mrd. Franken. Diese Netzkosten werden als reale Kosten zu Preisen von 2010 für die gesamte Periode 2000 bis 2050 eingesetzt, dies mit der Hypothese, dass die aktuellen Netzkosten für Unterhalt und Erneuerung der bestehenden Infrastruktur ausreichen, Erweiterungen jedoch separat zu betrachten sind.

### **Netzausbauten**

Für die Kosten von Netzausbauten ist die Differenzierung zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetz sinnvoll. Der Bericht des BFE zum Teilprojekt „Energienetze und Ausbaukosten“<sup>81</sup> enthält grobe Schätzungen der Kosten für Netzausbauten bis 2050, abhängig von den Szenarien des Bundes.

- Übertragungsnetz: Bis 2050 für „Netz 2020“ rund 2 Mrd. Franken, darüber hinaus rund 300-700 Mio. Franken für den gesamten Zeitraum bis 2050.
- Verteilnetz: 3.9-12.6 Mrd. Franken.

Für die Netzausbauten im Übertragungsnetz werden hier 2.0 Mrd. Franken plus 0.6 Mrd. Franken angenommen, das heisst eine konservative Schätzung am oberen Rand der Bandbreite bis 2.7 Mrd. Franken. Die Investitionen werden über den Zeitraum 2014 bis 2039 (26 Jahre) in konstanten jährlichen Raten von 100 Mio. Franken getätigt. Die jährlichen Kapitalkosten ergeben sich bei einer Nutzungsdauer von 40 Jahren und dem langfristigen Zinssatz von 2.5% als Annuität von 3.98%, die Kapitalkosten insgesamt steigen bis 2040 auf den Maximalbetrag von 108 Mio. Franken<sup>82</sup>.

---

<sup>79</sup> VSE (2012)

<sup>80</sup> Eigene Auswertung aufgrund von Daten von über 600 Anbietern in der Endverteilung von Strom (per Mail, ELCOM März 2013).

<sup>81</sup> BFE (2012b). Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten; Schlussversion; 06.06.2012 (Teil der Grundlagen zur Vernehmlassung „Energistrategie 2050“)

<sup>82</sup> Vgl. dazu BFE (2012). Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten, S. 14; „Geht man für die Abschätzung der Auswirkungen des Netzausbaus im Übertragungsnetz auf die Endverbraucherpreise im Sinne einer Grobabschätzung davon aus, dass sich durch den gesamten Ausbaubedarf im Übertragungsnetz bis 2050 (2 Mrd. CHF für das Strategische Netz 2020 plus ca. weitere 600 Mio. CHF bis 2050) die jährlichen Kapitalkosten der Netzebene 1 um etwa 70 Mio. CHF erhöhen, resultiert unter der Annahme eines gleichbleibenden Endverbrauchs eine Erhöhung des durchschnittlichen Nutzungstarifs der Netzebene 1 um etwa 0,12 Rp./kWh von 0,58 Rp./kWh im Jahr 2010 auf etwa 0,7 Rp./kWh. Dieser Berechnung liegt die Annahme zugrunde, dass die Investitionen für den Netzausbau bis zum Jahr 2050 komplett abgeschlossen sind.“

Für die Netzausbauten im Verteilnetz, die wie erwähnt bis zu 12.6 Mrd. Franken Investitionen auslösen können, wird eine Annahme von 6 Mrd. Franken im Szenario REFERENZ und 8 Mrd. Franken im Szenario ENERGIEWENDE für die Modellrechnungen getroffen. Diese Investitionen werden über den Zeitraum 2016 bis 2040 (25 Jahre) in konstanten jährlichen Raten von 240 Mio. Franken (REFERENZ) bzw. 320 Mio. Franken (ENERGIEWENDE) getätigt. Der höhere Wert für ENERGIEWENDE unterstellt stärkere Auswirkungen durch die vermehrt dezentrale Einspeisung auf das Netz auf (Wind, PV, WKK). Diese Annahmen sind als konservativ (hoch) einzustufen, denn das BFE und die zugrundeliegenden Studien von Consentec<sup>83</sup> weisen darauf hin, dass diese Investitionen massiv reduziert werden können, wenn ein Einspeisemanagement und vor allem spannungsregulierte Transformatoren eingesetzt werden. Mit diesen innovativen Massnahmen lässt sich beispielsweise der genannte Betrag von maximal 12.6 Mrd. Franken auf 4.5 Mrd. nahezu dritteln.

Aus den angenommenen Investitionen von 6 Mrd. bzw. 8 Mrd. Franken resultieren als Annuität im Jahr 2040 im Maximum jährliche Kapitalkosten von 239 bzw. 319 Mio. Franken.

### **Gesamtkosten Strombereitstellung aus Produktion und Verteilung**

Die nachstehenden Abbildungen zeigen die im Zeitverlauf weitgehend konstanten Netzkosten. Deren Anteil an den gesamten Strombereitstellungskosten sinkt dabei. Darüber hinaus wird deutlich, dass die konservativ (hoch) geschätzten Ausbauposten die Stromkosten insgesamt nur geringfügig erhöhen.

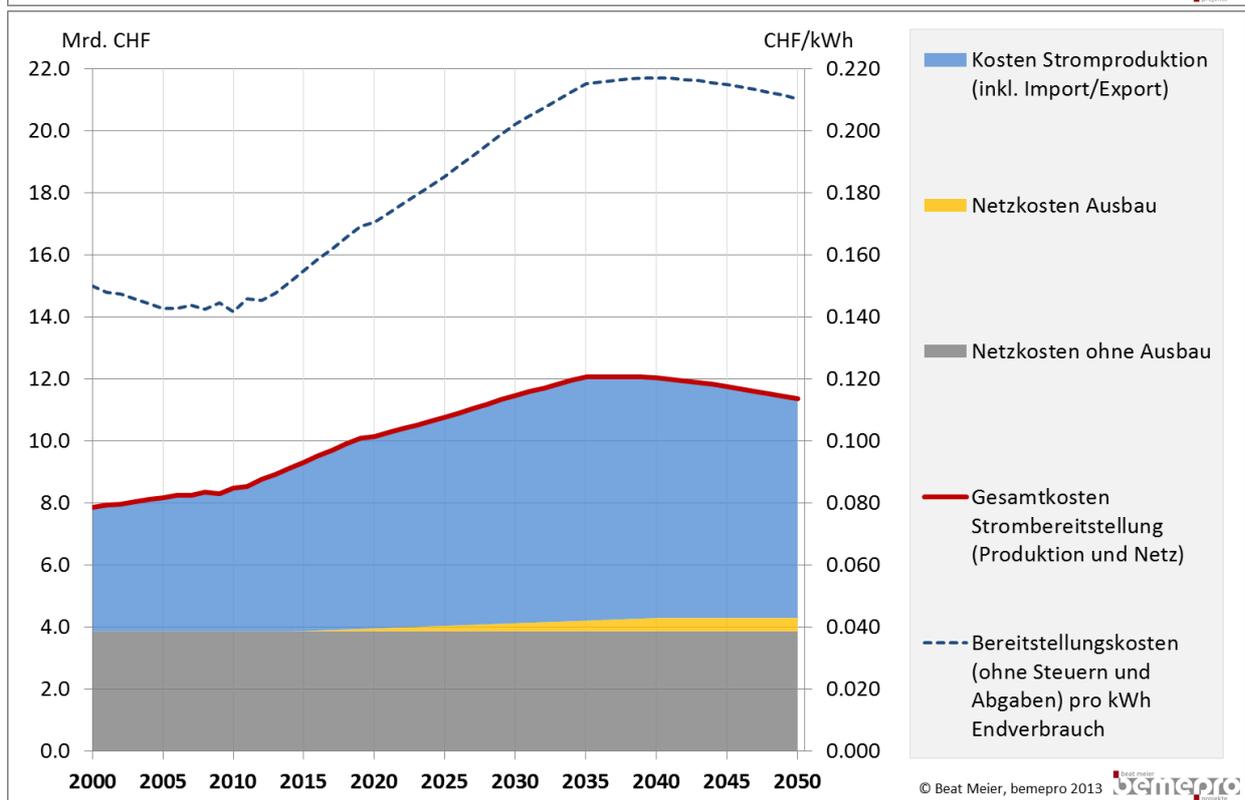
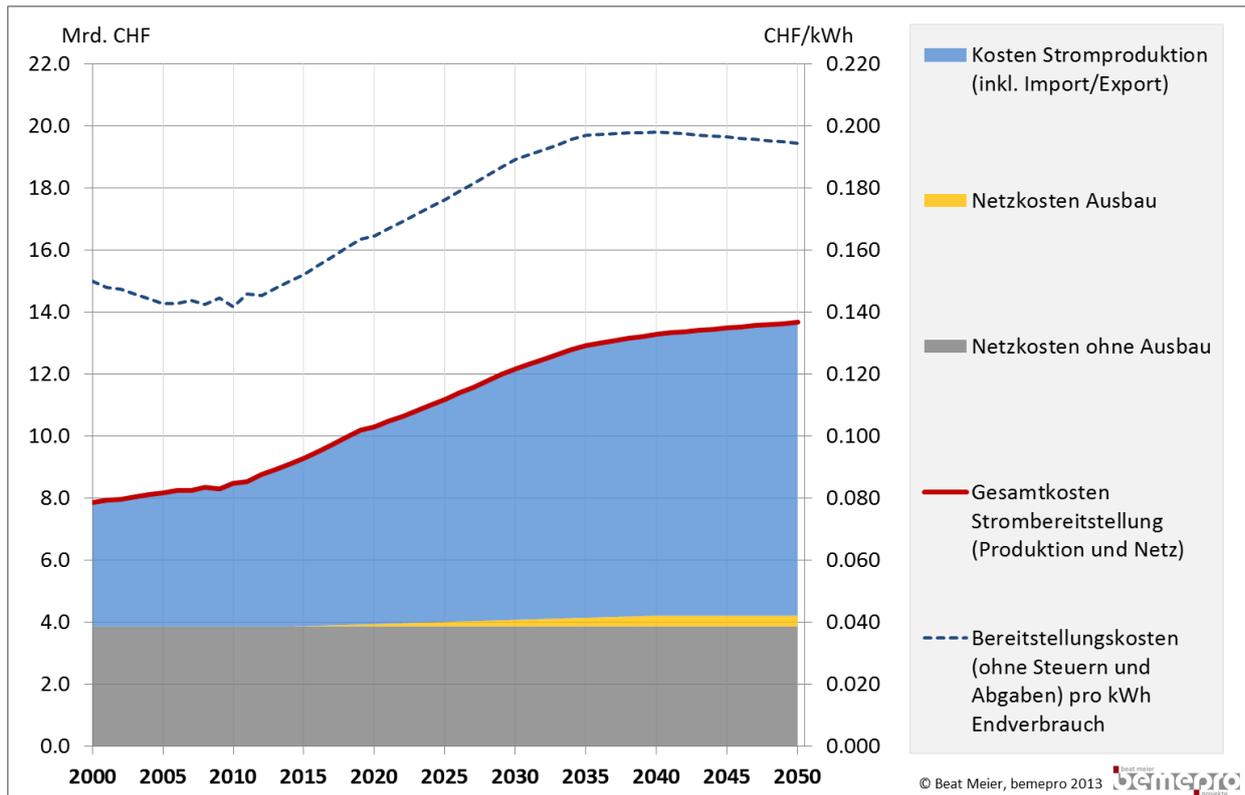
Die gesamten Kosten für Produktion und Verteilung betragen im Jahr 2010 knapp 9 Mrd. Franken (ohne Steuern und Abgaben) und steigen im REFERENZ-Szenario bis 2050 auf rund 14 Mrd. Franken. Der mittlere Preis pro kWh (rechte Skala) steigt in weniger starkem Ausmass, weil hinter der Gesamtkostensteigerung auch die Mengenausdehnung als wichtiger Treiber steht. Bei diesem mittleren Preis ist zu beachten, dass dieser kein Endkundenpreis darstellt sondern nur Bereitstellungskosten ohne Steuern und Abgaben abbildet.

Bei einer ENERGIEWENDE steigen die gesamten Strombereitstellungskosten langsamer und erreichen ein Maximum von 12 Mrd. Franken um das Jahr 2035. Danach ist mit tendenziell sinkenden Gesamtkosten zu rechnen. Die Unterschiede zur REFERENZ ergeben sich fast ausschliesslich aufgrund der tieferen Produktionskosten, die etwas höheren Netzkosten fallen im Gesamtzusammenhang nicht ins Gewicht.

Werden die gesamten Bereitstellungskosten aus Produktion und Verteilung auf die Kilowattstunde des Endverbrauchs umgelegt, steigt der Preis bei einer ENERGIEWENDE aufgrund des sinkenden Stromverbrauchs um rund 2 Rp./kWh stärker an. Folglich ist es entscheidend, ob der Vergleich von REFERENZ und ENERGIEWENDE auf der Ebene der Gesamtkosten oder den Durchschnittspreise geführt wird.

---

<sup>83</sup> Vgl. in BFE (2012b)



REFERENZ (oben), ENERGIEWENDE (unten), jeweils Preise MODERAT

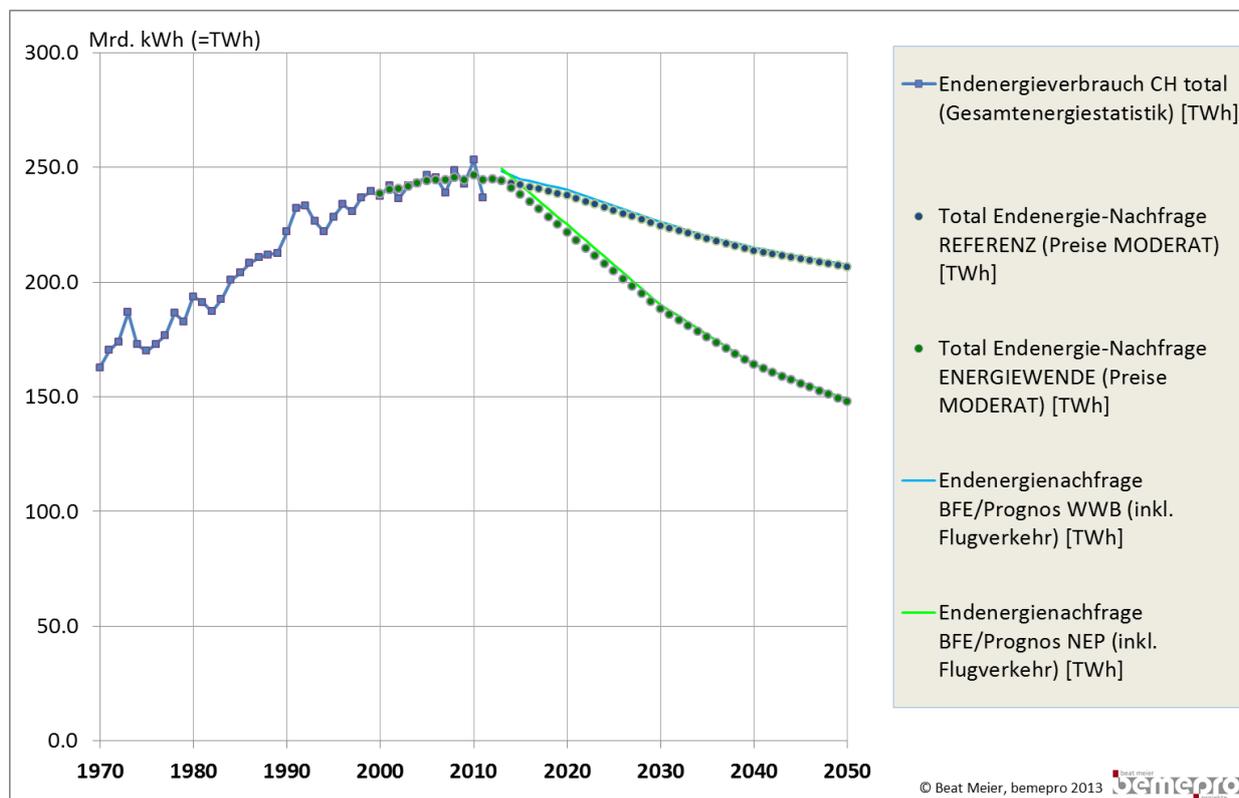
**Abbildung 16. Entwicklung der Zusammensetzung der Stromkosten nach Netz und Produktionskosten für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

#### 4.4. Synthese zur mengenmässigen Energienachfrage und Energiebereitstellung REFERENZ und ENERGIEWENDE

Nach der separaten Behandlung der Bereiche Wärme, Verkehr und Strom in den vorangehenden Kapiteln werden anschliessend die Nachfrage und Bereitstellung nach Energieträgern für alle Anwendungen zusammengeführt.

Abbildung 17 zeigt seit 1970 einen kontinuierlichen Anstieg des Endenergieverbrauchs auf knapp 250 Mrd. kWh im Jahr 2010<sup>84</sup>. Dabei handelt es sich um die Energiemengen gemäss Gesamtenergiestatistik inklusive Auslandflugverkehr. In den letzten Jahren verlangsamt sich dieser Anstieg und geht in eine Stagnation um das Jahr 2010 über. Die Modellrechnung für das Szenario REFERENZ führt bis 2050 zu einer Absenkung auf 206 Mrd. kWh, was gegenüber 2010 einer Reduktion um 17% entspricht. Das Szenario ENERGIEWENDE erreicht bis 2050 eine Absenkung um 40% auf 148 Mrd. kWh.

Die beiden Absenkpfade REFERENZ und ENERGIEWENDE entsprechen weitgehend den Entwicklungen gemäss den BFE/Prognos-Szenarien WWB und NEP, was aufgrund der getroffenen Annahmen den Erwartungen entspricht.

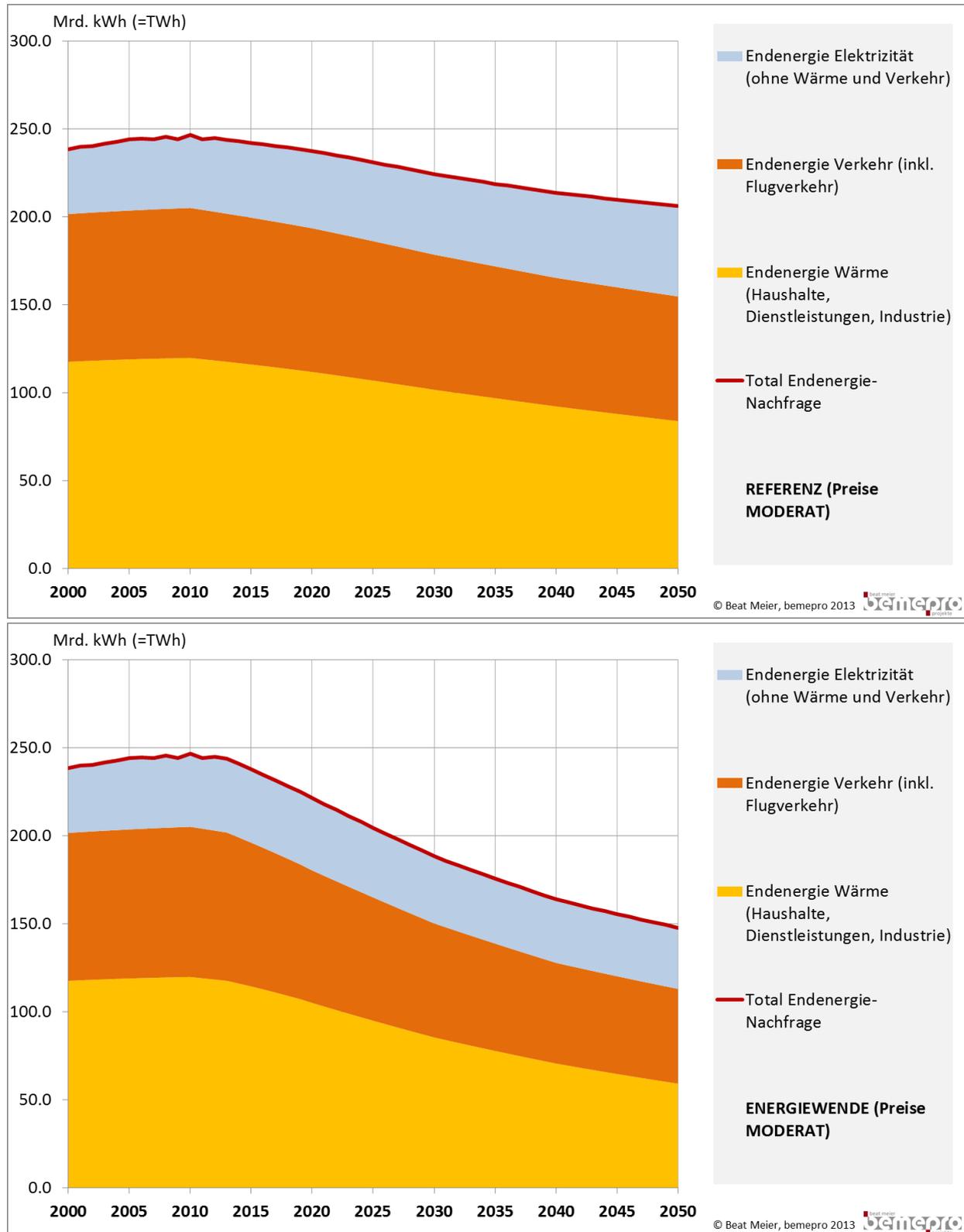


**Abbildung 17. Endenergie-Gesamtnachfrage 1970 bis 2050: REFERENZ und ENERGIEWENDE im Vergleich mit BFE/Prognos-Szenarien WWB und NEP**

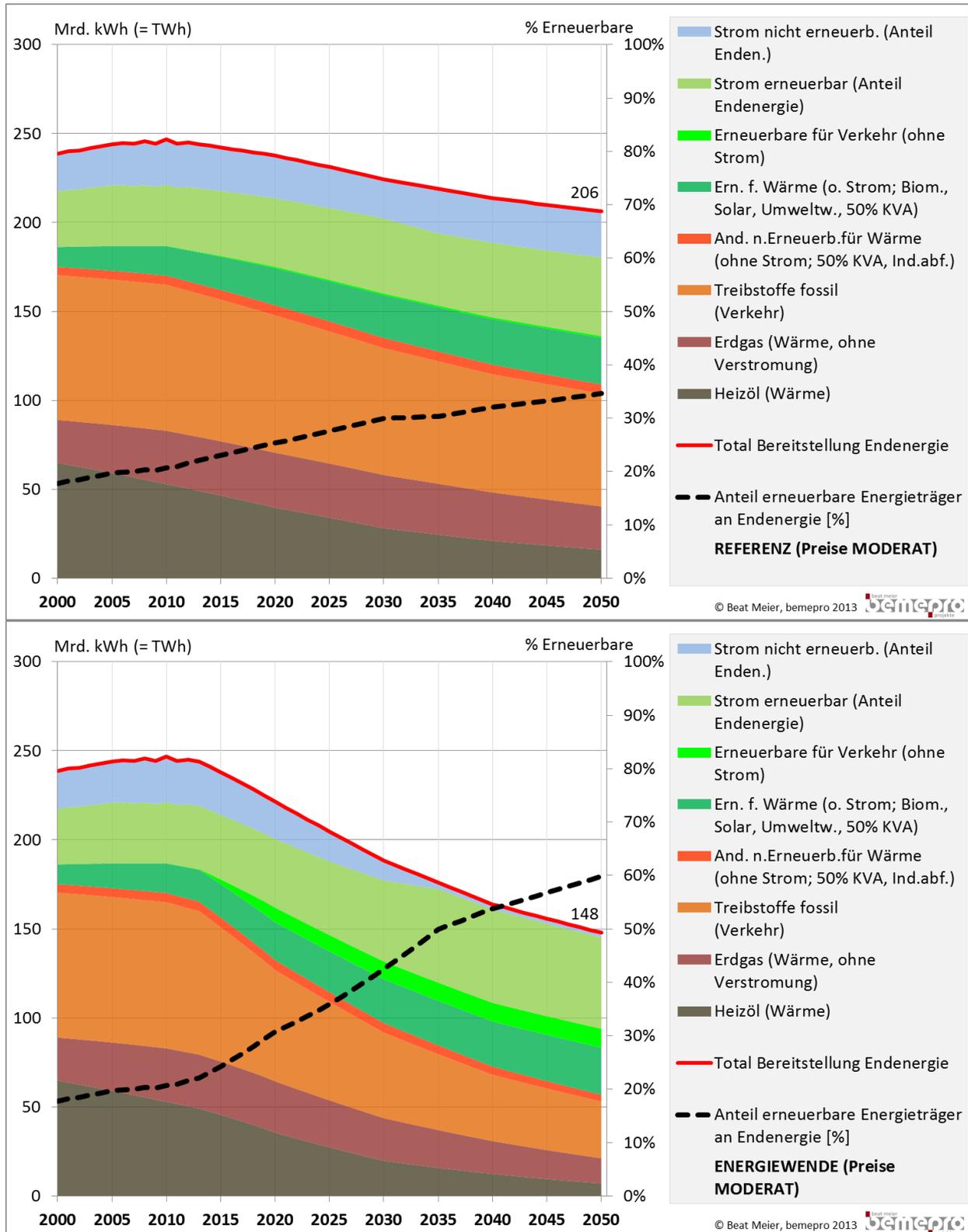
Die Darstellung nach Hauptverwendungen in Abbildung 18 zeigt die dominierte Rolle der Wärmebereitstellung in der Ausgangslage. Im Szenario REFERENZ gewinnt vor allem die Elektrizität an relativer

<sup>84</sup> Der Modellwert von 247 Mrd. kWh (TWh) ist weitgehend unabhängig von Witterungseinflüssen. Das Jahr 2010 war überdurchschnittlich kalt, weshalb der Endenergieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik bei 253 Mrd. kWh (TWh) lag.

und absoluter Bedeutung. Bei der ENERGIEWENDE weisen alle Verwendungen erhebliche Reduktionen aus, wobei die Halbierung der Wärmenachfrage besonders ins Gewicht fällt.



**Abbildung 18. Entwicklung und Zusammensetzung nach Verwendungen der Energienachfrage (Endenergie) für REFERENZ und ENERGIEWENDE**



**Abbildung 19. Entwicklung der Endenergie-Bereitstellung nach Energieträgern für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

Wird die Bereitstellung der erforderlichen Endenergie in Abbildung 19 nach Energieträgern aufgeschlüsselt, so fällt bereits im Szenario REFERENZ der Rückgang der fossilen Energieträger auf, was

zusammen mit der leicht rückläufigen Gesamtnachfrage bis 2050 zu einem Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtmix von 35% führt. Der Anteil des Stroms aus nicht erneuerbaren Quellen bleibt trotz Atomausstieg fast konstant, weil Kernenergie im Wesentlichen mit Strom aus Gaskraftwerken ersetzt wird.

Im Szenario ENERGIEWENDE wird zum einen deutlich, dass die Reduktion der erforderlichen Endenergie im fossilen Bereich primär auf den geringeren Bedarf im Wärmesektor zurückzuführen ist. Der weitaus grösste Teil der noch eingesetzten fossilen Energie wird im Mobilitätssektor benötigt. Der Stromsektor ist mit der Abschaltung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2035 zu annähernd 100% erneuerbar (vgl. Abbildung 13, S. 45). Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtmix steigt bis zum Jahr 2050 auf 60%.

## **4.5. Synthese zu den Kosten der Energieversorgung REFERENZ und ENERGIEWENDE**

### **4.5.1. Kostenbegriffe: Berücksichtigte und nicht berücksichtigte Kosten**

Wie bereits in der Systemabgrenzung und den vorangehenden Kapiteln deutlich wurde, werden in der vorliegenden Arbeit nur direkt mit der Energieversorgung zusammenhängende Kosten berücksichtigt. Dies allerdings in einem umfassenden Sinne, indem auch Kosten für Effizienzmassnahmen eingeschlossen werden, weil diese wiederum direkt die Nachfrage nach Endenergie senken und damit die Gesamtkosten beeinflussen. Mit dieser Systemgrenze wird die klassische Entscheidungssituation für oder gegen Effizienzmassnahmen abgebildet, indem die Folgekosten aus der Investition für Effizienz mit den verminderten Folgekosten für die Energiebereitstellung verglichen werden können.

Die Kosten sind immer ohne Steuern und Abgaben in die Berechnungen eingeflossen.

Wirtschaftliche Sekundäreffekte wie Beschäftigungswirkungen oder regionalwirtschaftliche Auswirkungen werden nicht untersucht.

Externe Effekte der Energieversorgung wie Luftverschmutzung, Landschaftsverbrauch, Treibhausgasemissionen oder Unfallrisiken sind nicht Gegenstand der Betrachtungen.

Für die Analysen im Zeitverlauf werden die Jahreskosten der jeweiligen Jahre, immer zu realen Preisen 2010 und ohne Diskontierungen aufgeführt. Auch Mittelwertbildungen über die ganze Zeitspanne 2015 bis 2050 erfolgen ohne Gewichtung, das heisst nicht diskontiert. Mehrkosten oder Einsparung im Jahr 2050 haben dabei denselben Wert wie dieselben Beträge im Jahr 2020.

### **4.5.2. Kosten für Energieeffizienz und Energiebereitstellung**

Die in den vorangehenden Kapiteln behandelten Kosten für die Wärmeversorgung, für Transportleistungen und die Versorgung mit Elektrizität werden in den folgenden Darstellungen zusammengefasst. Abbildung 20 stellt zunächst die Gesamtkosten für die REFERENZ und die ENERGIEWENDE gegenüber. Als Erstes ist beim Rückblick festzustellen, dass sich seit dem Jahr 2000 die Gesamtkosten bis 2012 um rund 10 Mrd. Franken erhöht haben. Als Zweites fällt beim Ausblick auf, dass mit den als

moderat angenommenen Preisentwicklungen die Gesamtkosten in beiden Szenarien von aktuell rund 32 Mrd. Franken pro Jahr langfristig auf etwas über 40 Mrd. Franken ansteigen<sup>85</sup>. Eine erste Folgerung lautet somit, dass die Energieversorgung in den nächsten 20 Jahren unabhängig von der Wahl des politischen Szenarios in der Summe um rund 20% teurer wird, dies allerdings bei wachsender Bevölkerung und Volkswirtschaft.

Eine konsequente ENERGIEWENDE führt gegenüber einer Fortschreibung der aktuellen Politik (REFERENZ) bis Ende der 2030er Jahre zu Mehrkosten, die um das Jahr 2025 maximal 1.4 Mrd. Franken erreichen. Nach 2040 führt die ENERGIEWENDE zu einer günstigeren Energieversorgung, wobei der jährliche wirtschaftliche Vorteil bis 2050 rund 2 Mrd. Franken pro Jahr beträgt.

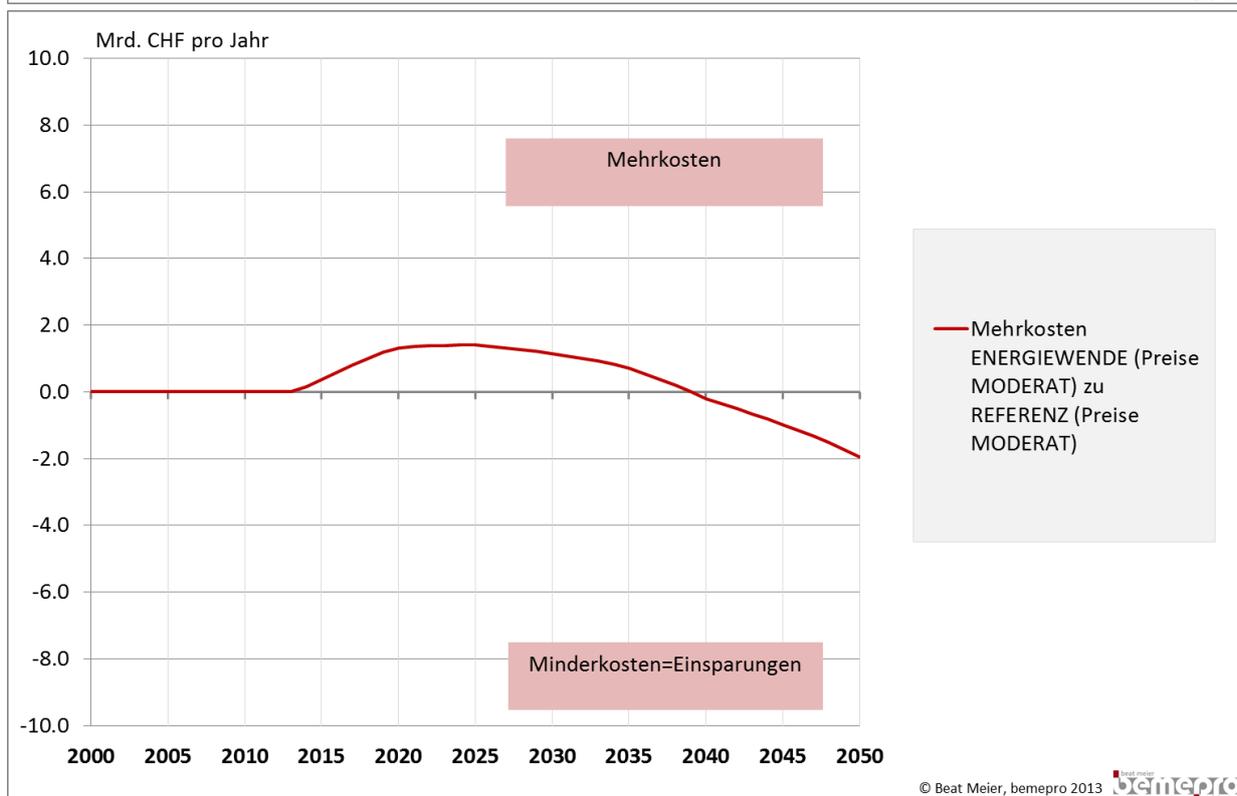
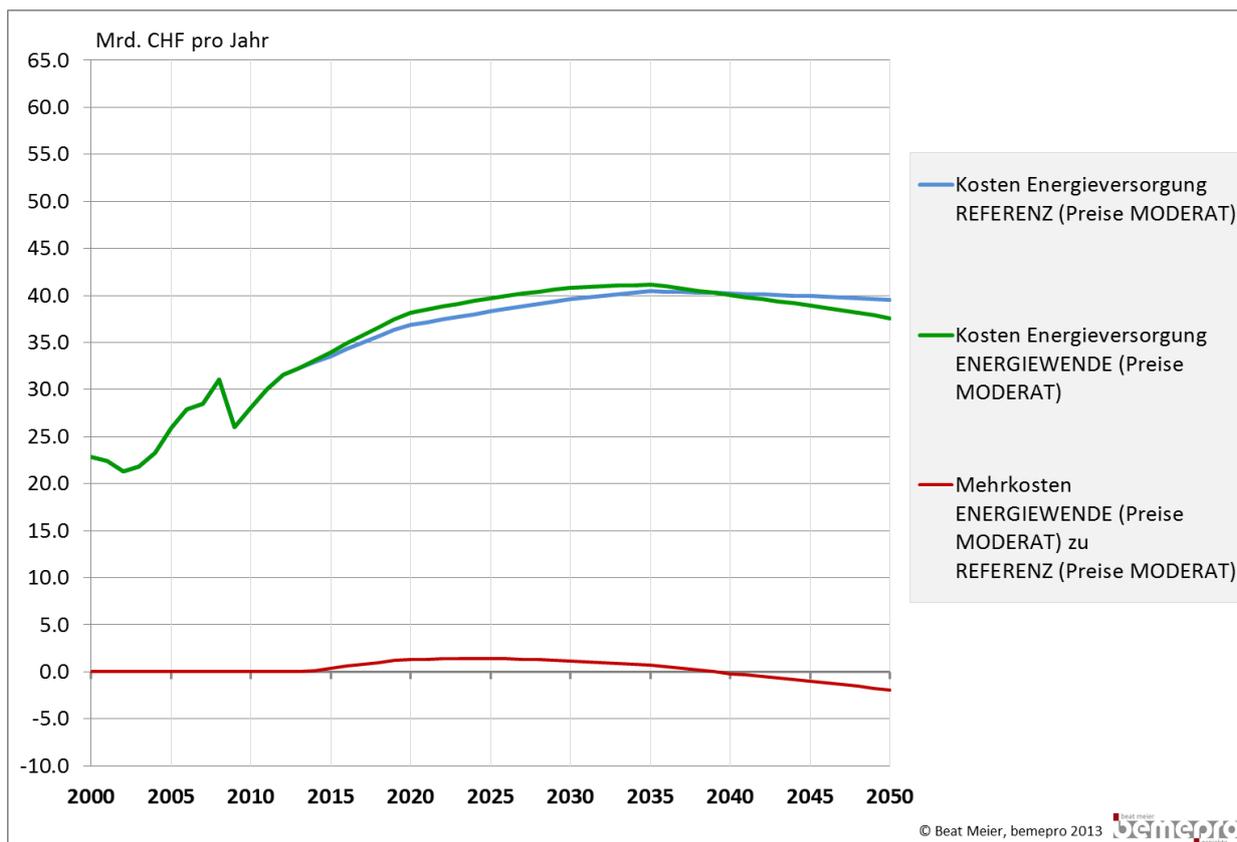
Über den gesamten Zeitraum von 2015 bis 2050 liegen die Mehrkosten der ENERGIEWENDE bei durchschnittlich 361 Mio. Franken pro Jahr, was weniger als 1% der rund 40 Mrd. Gesamtkosten für die Energieversorgung oder 41 Franken pro Person und Jahr entspricht.

**Tabelle 8. Mittlere Kosten der Energieversorgung pro Jahr:  
Ergebnisse mit Preisvariante MODERAT**

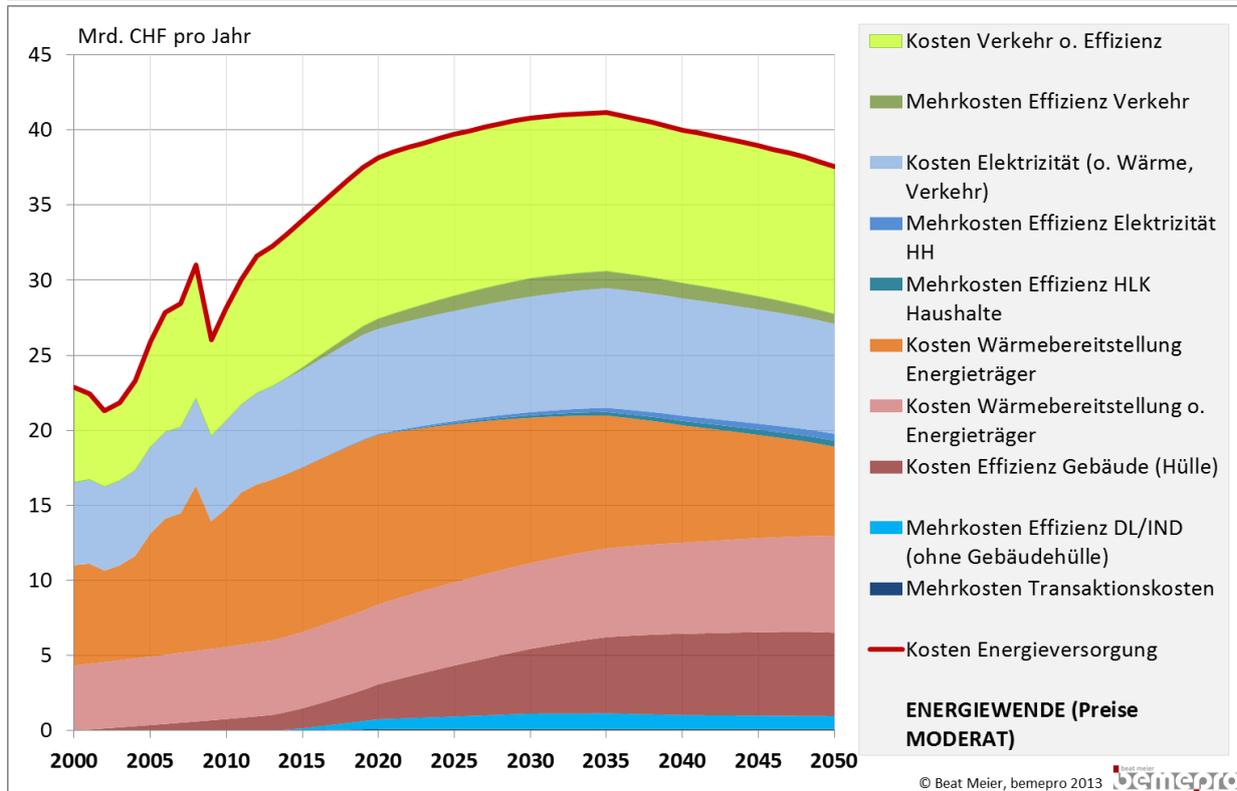
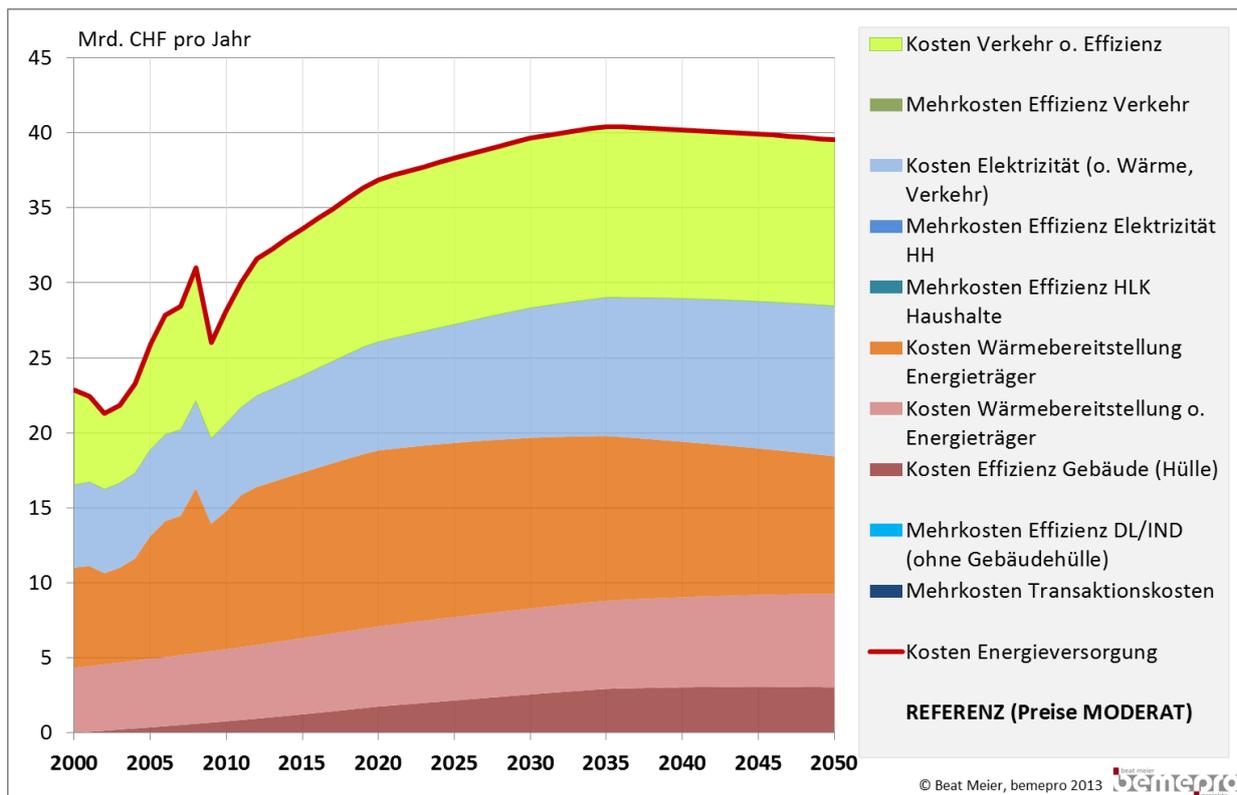
		Mittlere Kosten pro Jahr (2015 bis 2050)		
		REFERENZ	ENERGIEWENDE	Mehrkosten ENERGIEWENDE (negativ= Einsparungen)
<b>Grundstudie</b>				
Preise MODERAT	Total [Mrd. CHF]	<b>38.808</b>	39.169	0.361
	Pro Person [CHF]	<b>4'454</b>	4'495	41

Quelle: bemeapro, eigene Berechnungen; Definition der Energiepreisvarianten vgl. Abbildung 3, Seite 18 sowie Kapitel 5.1 Seite 66

<sup>85</sup> Zu realen Preisen Stand 2010, was ohne anderslautende Deklaration bei allen Betrachtungen der vorliegenden Arbeit gilt.



**Abbildung 20. Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE**



DL/IND: Dienstleistungen und Industrie; HLK: Heizung, Lüftung, Klima; HH: Haushalte

**Abbildung 21. Entwicklung der Zusammensetzung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

Bei der Zusammensetzung der Kosten dominieren im REFERENZ-Szenario im gesamten Zeitraum die Energieträgerkosten für Verkehr, Elektrizität und Wärmebereitstellung. Beim ENERGIEWENDE-Szenario verlieren diese Kostenpositionen an Gewicht, wobei bei ähnlichen Gesamtkosten die Effizienzmassnahmen an Bedeutung gewinnen.

Die direkte Gegenüberstellung von Mehrkosten und Einsparungen in Abbildung 22 macht deutlich, dass die ENERGIEWENDE gegenüber der REFERENZ eine erhebliche Umlenkung der Mittel für die Energieversorgung bedingt. Die zentralen Elemente spielen dabei die Investitionen in Effizienzmassnahmen und zur Gewinnung erneuerbarer Energien. Durch diese Investitionen findet im Zeitverlauf eine zunehmende Verlagerung der Kosten von der Beschaffung der Energieträger hin zu Kapitalkosten (Zinsen und Abschreibungen) statt. Den Mehrkosten für diese Investitionen stehen Einsparungen durch den sinkenden Energiebedarf gegenüber.

Mehrkosten der Energiewende entstehen bei folgenden Positionen:

- Effizientere Gebäude(-hüllen)
- Effizientere Technik Dienstleistungen und Industrie\*
- Effizientere Gebäudetechnik Haushalte (HLK)\*
- Effizientere Haushaltsgeräte\*
- Effizientere Fahrzeuge und Ladetechnik\*
- Effizientere Wärmebereitstellung
- Mehrkosten Transaktionskosten für Massnahmen\*

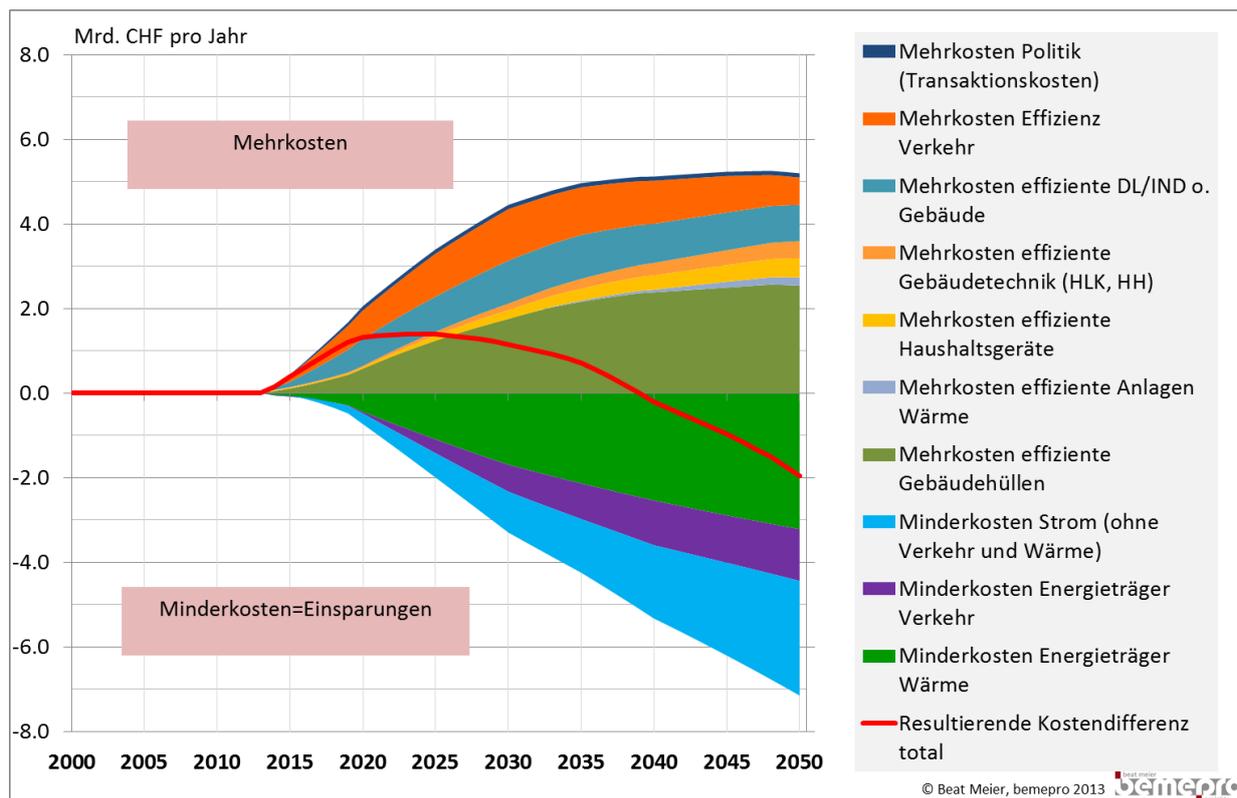
Einsparungen sind bei der Energiewende gegenüber Referenz möglich durch

- Geringere Kosten für Energieträger zur Wärmeerzeugung (v.a. Heizöl und Gas)
- Geringere Kosten für Strom (Anwendungen ohne Wärme und Verkehr)
- Geringere Kosten für Treibstoffe für den Verkehr

\* Mehrkosten gemäss BFE/Prognos, übrige Positionen: Eigene Annahmen und Berechnungen

Wie die folgende Abbildung zeigt, fallen die Mehrkosten für effizientere Gebäudehüllen und effizientere Fahrzeuge besonders ins Gewicht. Die zeitliche Verteilung erklärt die anfänglichen Mehrkosten von bis zu 1.4 Mrd. Franken, weil die mengenmässigen Einsparungen bei der Wärmeerzeugung, für die Elektrizität und die Mobilität erst im Zeitverlauf mit zunehmender Umsetzung der Effizienzmassnahmen wirksam werden und zusätzlich die monetären Einsparungen mit steigenden Preisen an Bedeutung gewinnen.

Bei den Einsparungen der Stromkosten durch die ENERGIEWENDE fällt vor allem der massiv tiefere Verbrauch ins Gewicht. Gegen Ende des beobachteten Zeitraumes wirkt sich zudem die geringere Abhängigkeit von immer teurer werdenden fossilen Brennstoffen zunehmend vorteilhaft aus. Die Kosten der für die Nachfragereduktion notwendigen Effizienzmassnahmen sind auf mehrere Rubriken der Mehrkosten verteilt.



DL/IND: Dienstleistungen und Industrie; HLK: Heizung, Lüftung, Klima; HH: Haushalte

**Abbildung 22. Entwicklung der Zusammensetzung von Mehrkosten und Einsparungen der ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ**

Im Vergleich zu BFE/Prognos<sup>86</sup> fallen die hier berechneten resultierenden Mehrkosten der ENERGIEWENDE tiefer aus. Zu den Unterschieden tragen auf der einen Seite die in der vorliegenden Arbeit tieferen Kosten aus Investitionen in effiziente Gebäude bei. Trotz weitgehend übereinstimmenden Grundannahmen bezüglich der Entwicklung der Energiebezugsflächen und der energetischen Wirkungen von Neubauten und Sanierungen sowie mit Kostensätzen und Annuitäten in ähnlichen Grössenordnungen, kommen die eigenen Berechnung beispielsweise im Jahr 2050 zu Mehrkosten der ENERGIEWENDE von 2.6 Mrd. Franken, während BFE/Prognos<sup>87</sup> von 3.5 Mrd. Franken ausgehen. Auf der Seite der Einsparungen fallen in der vorliegenden Arbeit mit dem etwas höheren Preisniveau (Anpassung auf aktuelle Preise 2012) die wirtschaftlichen Vorteile der Effizienzanstrengungen stärker ins Gewicht (vgl. auch Sensitivitätsanalyse mit Preisniveau TIEF, z.B. Abbildung 28).

<sup>86</sup> Z.B. BFE/Prognos (2012): Figur 5-47 (S. 190) und Tabellen 5-59 und 5-60 (S. 189)

<sup>87</sup> BFE/Prognos (2012): Tabellen 5-52 und 5-53 (S. 183-184)

### 4.5.3. Volkswirtschaftliche Potenziale und Importabhängigkeit

Über die Betrachtung der unterschiedlichen Gesamtkosten hinaus ist aus volkswirtschaftlicher Sicht auch relevant, wofür bzw. wo die Kosten entstehen. Im Jahr 2010 entfallen rund 10 Mrd. Franken oder 37% der gesamten Energieversorgungskosten für Energieträgerimporte an. In der REFERENZ-Entwicklung steigen diese Importkosten bis 2050 fast um die Hälfte auf 14 Mrd. Franken, was einen kaum veränderten Anteil von 36% ergibt. Mit der ENERGIEWENDE sinken die Kosten für Energieträgerimporte bis 2050 auf 6 Mrd. Franken oder 16% der Gesamtkosten. Somit können die Geldabflüsse für Energieträgerimporte mit der ENERGIEWENDE um über 7 Mrd. Franken reduziert und damit mehr als halbiert werden. Dementsprechend höher fallen anteilmässig die Kosten im Inland aus, die weiter unten vertieft analysiert werden.

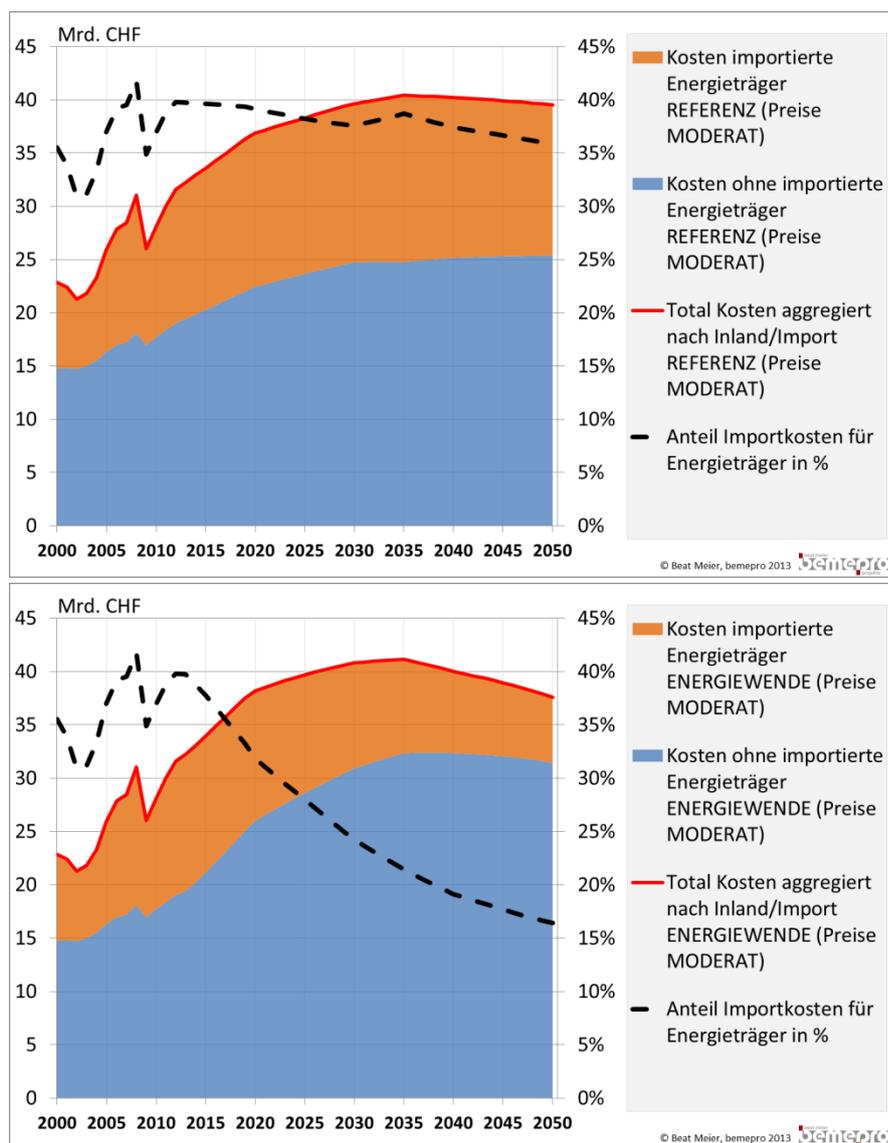
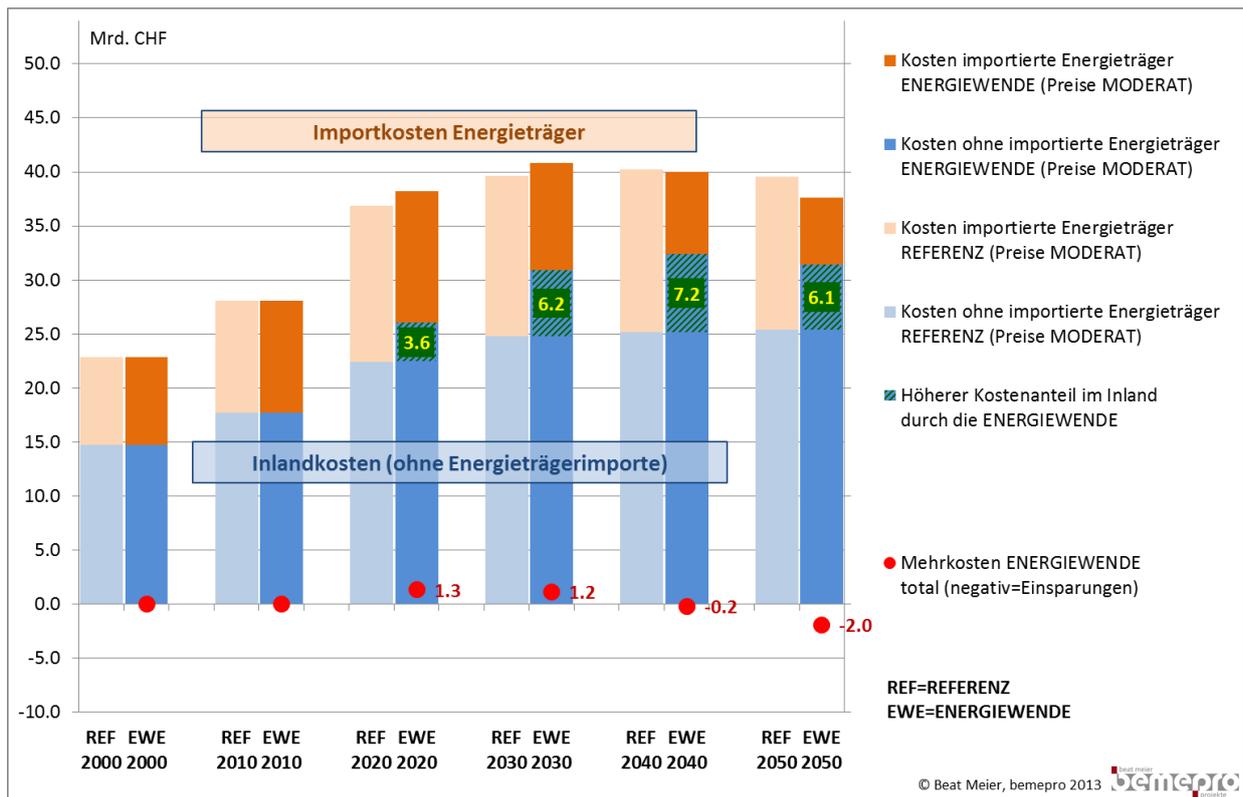


Abbildung 23. Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Anteil Importkosten



**Abbildung 24. Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENER- GIEWENDE mit Vergleich der Kostenanteile im Inland**

Der direkte Vergleich des Kostenanteils im Inland in Abbildung 24 weist erhebliche Differenzen zwischen den Szenarien aus. So liegt bei einer ENERIGEWENDE der Kostenanteil im Inland gegenüber der REFERENZ bereits im Jahr 2020 rund 3.6 Mrd. Franken höher. Ab 2030 beträgt diese Differenz jeweils über 6 Mrd. Franken jährlich. Diese Kostendifferenz zugunsten des Inlandes kann nicht direkt als volkswirtschaftlicher Gewinn interpretiert werden, vor allem weil diese Kosten im Inland teilweise wiederum Güterimporte voraussetzen. Für den volkswirtschaftlichen Nettoeffekt ist letztlich die sogenannte Importintensität der betreffenden Branchen ein entscheidender Faktor, sei es für Effizienzmassnahmen oder für die Nutzung erneuerbarer Energien. Eine quantitative Herleitung der volkswirtschaftlichen Effekte müsste auch die Wechselwirkungen zwischen den Branchen und deren unterschiedliche Produktivität berücksichtigen, was nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist.

Möglich sind hingegen die folgenden Aussagen:

1. Die ENERIGEWENDE mit den jährlich 4 bis 7 Mrd. Franken höheren Kostenanteilen im Inland birgt gegenüber der REFERENZ ein erhebliches zusätzliches Wertschöpfungspotenzial und Beschäftigungspotenzial.
2. Die temporären Mehrkosten der ENERIGEWENDE von jährlich maximal 1.4 Mrd. Franken und die mittleren Mehrkosten von 0.4 Mrd. Franken sind im Vergleich zum zusätzlichen Wertschöpfungspotenzial relativ gering.

## 5. Sensitivitätsanalysen zu den Kosten der Energieversorgung

Die bisherigen Überlegungen zur möglichen Kostenentwicklung der Energieversorgung in der Schweiz beruhen auf den zwei Politik-Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE. Durch die weitgehend mit den BFE/Prognos-Szenarien „Weiter wie bisher“ WWB und „Neue Energiepolitik“ NEP übereinstimmenden Annahmen wird die inhaltliche Konsistenz dieser Szenarien, beispielweise zur technischen Machbarkeit, ebenfalls im Wesentlichen übernommen.

Für die Preise fossiler Energieträger wird bereits in der Grundstudie eine bewusste Abweichung von BFE/Prognos vorgenommen, indem die deutlichen Preiserhöhungen zwischen 2010 und 2012 in den hier vorgenommen Berechnungen berücksichtigt sind und somit auf ein aktuelleres Preisniveau abgestützt wird. Für die zukünftige Entwicklung wurden wiederum die relativen Veränderungen gemäss BFE/Prognos übernommen, die sich ihrerseits auf den World Energy Outlook der internationalen Energieagentur IEA stützen.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass keine zuverlässige Prognose zukünftiger Energiepreise möglich ist, beziehungsweise die Angabe einer Eintretenswahrscheinlichkeit mit grössten Unsicherheiten verbunden ist. Dies gilt in höchstem Masse für Zeithorizonte über mehr als 20 Jahre hinaus. So ist beispielsweise die Voraussage von Ölpreisen trotz ständiger Weiterentwicklung der Methoden durch massive Fehlprognosen geprägt. Das komplexe Zusammenspiel von angebots- und nachfrageseitigen Faktoren, von geologischen, politischen, technologischen und vor allem auch wirtschaftlichen Einflüssen führt in der Tendenz dazu, dass vergangene Entwicklungen nachmodelliert werden aber neue Rahmenbedingungen selten adäquat integriert werden können. So hat vor 10 Jahren kaum ein Institut den heutigen Ölpreis von über 100 USD pro Fass für das Jahr 2013 prognostiziert, die IEA ging beispielsweise im World Energy Outlook 2001<sup>88</sup> für das Jahr 2020 im Hochpreis-Szenario von 30 USD aus (28 USD in „Reference“ und 15 in „Low Price“), was auch unter Berücksichtigung der Teuerung weitab von der realen Entwicklung liegt.

**In dieser Situation ist es unabdingbar, als Grundlage für strategische, energiepolitische Entscheidungen von einem breiten Fächer möglicher zukünftiger Energiepreise auszugehen.** Gerade wenn es um eine wirtschaftliche Beurteilung der Vor- und Nachteile einer Strategie der Weiterführung der bisherigen Politik der kleinen Schritte (REFERENZ oder Weiter Wie Bisher WWB) oder einer Strategie mit aktiver Herbeiführung einer konsequenten ENERGIEWENDE geht, müssen die massgeblichen Rahmenbedingungen variiert werden.

---

<sup>88</sup> IEA (2001): S. 69

Die nachfolgenden Sensitivitätsanalysen sind im Sinne erster Schritte in dieser Richtung zu verstehen. Neben alternativen Preisvarianten werden auch ein stärkerer Ausbau der Solarstromproduktion und Suffizienz-Verhalten bei Wohnen und Mobilität bezüglich der Auswirkung auf die Hauptaussagen geprüft. Die nachstehende Tabelle zeigt eine Übersicht mit den jeweiligen Vergleichsszenarien, die detailliertere Beschreibung folgt weiter unten.

**Tabelle 9. Übersicht Sensitivitätsanalysen**

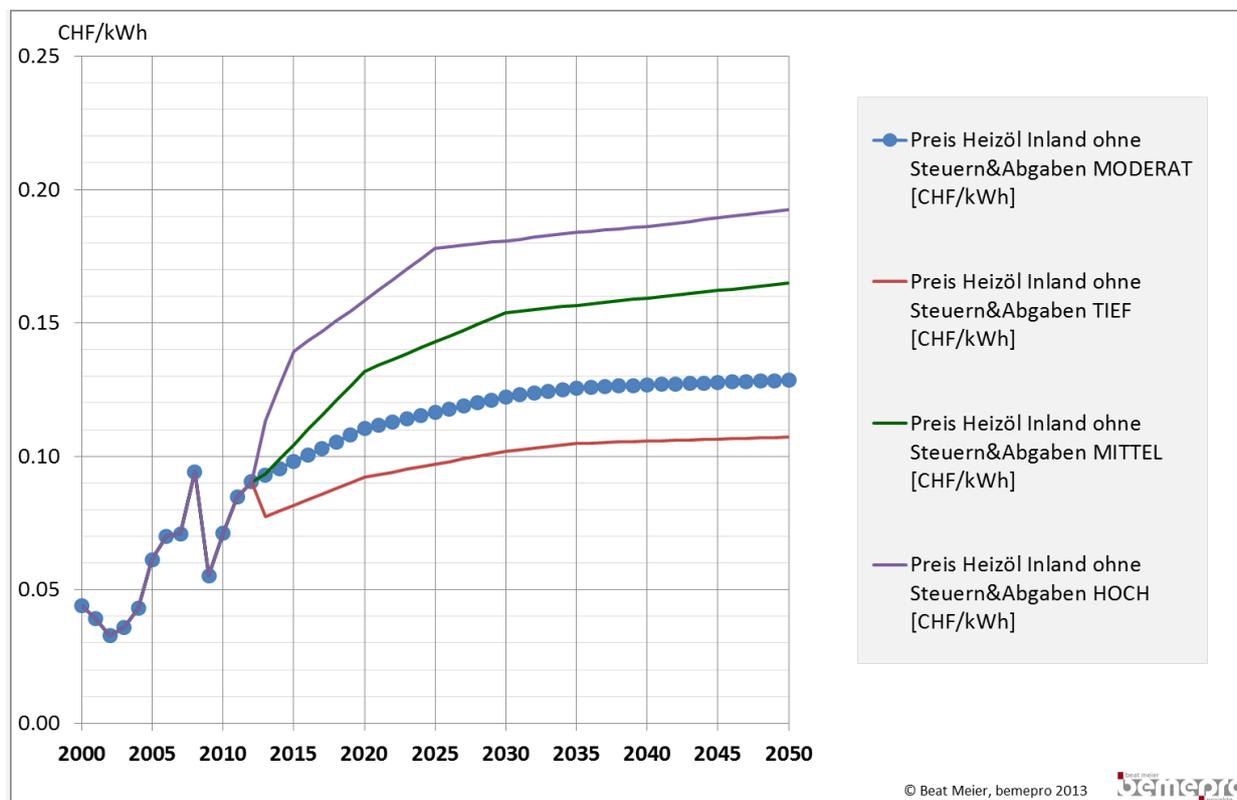
Grundstudie (Kapitel 4)
Sensitivitätsanalysen (Kapitel 5)

Kapitel		REFERENZ	ENERGIEWENDE	ENERGIEWENDE
4	Preise fossile Energieträger	Preise MODERAT	Preise MODERAT	
5.2	Preise fossile Energieträger	Preise HOCH	Preise HOCH	
5.3	Preise fossile Energieträger	Preise TIEF	Preise TIEF	
5.4	Preise fossile Energieträger	Preise MITTEL	Preise MITTEL	
5.5	PV -Ausbau	Grundstudie=6 Mrd. kWh Preise MODERAT	11 Mrd. kWh Preise MODERAT	22 Mrd. kWh Preise MODERAT
5.6	Kosten Effizienz	Qualitative Diskussion		
5.7	Suffizienz	Wie Grundstudie Preise MODERAT	Tiefere Wohnfläche, Raumtemperatur, Personenkilometer Preise MODERAT	

Eigene Darstellung

## 5.1. Übersicht zu Preisvarianten für fossile Energieträger

In der Folge wird der unterstellte zukünftige Heizölpreis dargestellt, dies stellvertretend für andere Energieträger. Die Hochpreisvariante für Erdgas beruht auf einer gedämpften Übertragung von 75% der Ölpreissteigerungen. Die fossil basierte Stromerzeugung wiederum hängt mit dem entsprechenden Anteil Brennstoffkosten von diesen Erdgaspreisen ab.



MODERAT:	Grundstudie für REFERENZ und ENERGIEWENDE; Verlauf bis 2050 analog BFE/Prognos WWB/POM, Niveau ab 2013 basiert jedoch auf effektiven Preisen 2012 (real 2010)
TIEF:	Niveau und Verlauf bis 2050 analog BFE/Prognos WWB/POM,
HOCH:	Preisniveau 2025 bis 2035 wie Hochpreisszenario AEO (American Energy Outlook)2012, jedoch langsamerer Anstieg 2015-2025 und moderate Steigerung nach 2035
MITTEL:	Preissteigerung bis 2020 wie 2000 bis 2012, 2020 bis 2050 moderatere Steigerungen auf Niveau zwischen Hochpreisszenario und MODERAT

Abbildung 25. Entwicklung der Heizölpreise für Sensitivitätsanalysen

Wenn in Tabelle 10 versucht wird, diese Preisvarianten verbal zu charakterisieren, so geschieht dies im Bewusstsein, dass diese Beschreibungen subjektive Bewertungen beinhalten. Dabei steht einerseits die Kostenoptik aus Sicht der Energiekonsumenten im Vordergrund (tiefe Kosten = „gut“) und andererseits gilt die Verdoppelung der Preise in den letzten 10 Jahren als Anhaltspunkt für zukünftige Wahrscheinlichkeiten.

**Tabelle 10. Charakterisierung der Preisvarianten**

Preisvariante	Beschreibung	Bezug zur Entwicklung seit 2000
TIEF	Sehr optimistisch	Blendet die Entwicklung 2010 bis 2012 aus, die trotz verhaltender globaler Nachfrageentwicklung einen Preissprung von 20% verzeichnet
MODERAT	Optimistisch	Weitere, aber gegenüber den letzten 10 Jahren abgeschwächte Preissteigerung
MITTEL	Vorsichtig	Fortsetzung der in den letzten 10 Jahren beobachteten Preissteigerung; Grundlage für eine vorsichtige Politik
HOCH	Sehr vorsichtig	Akzentuierte Preissteigerung, z.B. analog Periode 2002 bis 2008; „relevante“ Eintretenswahrscheinlichkeit; geeignet, um im Sinne einer „Versicherung“ den Fall eines „höheren Schadens“ zu beurteilen

Eigene Darstellung

## 5.2. Hohe Preise für fossile Energien (HOCH)

### 5.2.1. Einordnung der Hochpreisvariante

Das in der Hochpreisvariante erreichte Preisniveau von 19 Rp./kWh Heizöl oder 210 USD/Fass Rohöl im Jahr 2050 ist vom Szenario „High Oil Price“ des Annual Energy Outlook (EIA)<sup>89</sup> abgeleitet, wobei der Anstieg bis 2025 in abgeschwächter Form übernommen wurde (vgl. Abbildung 3). Verglichen mit der Preisentwicklung in der Schweiz der letzten Jahre entspricht diese Preisvariante einer leicht akzentuierten Steigerung, wie sie etwa zwischen dem Jahr 2002 mit relativ tiefen Preisen und dem Zwischenhoch 2008 zu beobachten war. Damit ist die Preisvariante HOCH nicht als ein Extremszenario zu bezeichnen, sondern eine Entwicklung mit einer deutlich von Null verschiedenen und somit „relevanten“ Eintretenswahrscheinlichkeit. Im Sinne einer Absicherung der energiepolitischen Strategiewahl geht es damit um die Beurteilung eines „möglichen, höheren Schadens“ durch stark steigende Energiepreise.

Die Hochpreisvariante wird für die REFERENZ und die ENERGIEWENDE gleichermaßen angewendet. Dazu ist einschränkend anzumerken, dass im Szenario REFERENZ aufgrund der höheren Preise langfristig stärkere Nachfragereaktionen als in der Grundstudie denkbar sind, weil sich Effizienzmassnahmen oder andere Verhaltensänderungen wirtschaftlich auszuzahlen beginnen. Tritt dies ein, sind die nachfolgend beschriebenen wirtschaftlich negativen Effekte des Referenzszenarios für langfristige Betrachtungen tendenziell überschätzt. Die hier vorgenommenen Berechnungen unter der Prämisse „unveränderte Nachfrage“ sind trotzdem aussagekräftig: Wie die untenstehenden Ergebnisse zeigen, dauert es mindestens 10 Jahre, bis eine bewusst herbeigeführte ENERGIEWENDE zur wahrnehmbaren wirtschaftlichen Vorteilen führt. Zudem zeigten vergangene Preissteigerungen oft keine oder nur sehr geringe Nachfragereaktionen, wobei die Gründe vielfältiger Art sind: Die Preiserwartungen gehen von wieder sinkenden Niveaus aus, die Preiselastizitäten sind sehr gering (z.B. Treibstoffe) oder aufgrund des Mieter-Vermieter Dilemmas<sup>90</sup> fließen Preissignale nur eingeschränkt in Investitionsentscheidungen ein.

### 5.2.2. Ergebnisse Sensitivität Hochpreisvariante

Mit der Hochpreisvariante überschreiten die Gesamtkosten der Energieversorgung bereits im Jahr 2020 die Schwelle von 45 Mrd. Franken, dies sowohl in der REFERENZ als auch bei einer ENERGIEWENDE (vgl. Abbildung 26). Bis zu diesem Zeitpunkt vermögen bei der ENERGIEWENDE die Einsparungen bei den Energieträgern die Mehrkosten der Effizienzmassnahmen gerade zu kompensieren, was zu einem nahezu identischen Verlauf der Gesamtkosten wie bei der REFERENZ führt. Nach 2020 schneidet die ENERGIEWENDE wirtschaftlich günstiger ab, wobei die Minderkosten gegenüber der REFERENZ bis im Jahr 2050 auf jährlich 8 Mrd. Franken ansteigen. Über die ganze Zeitspanne 2015 bis 2050 betrachtet, führt die ENERGIEWENDE im Hochpreisszenario im Mittel zu jährlichen Minderkosten von 3.3 Mrd. Franken oder einer Einsparung von 374 Franken pro Person und Jahr<sup>91</sup>. Umgekehrt

---

<sup>89</sup> EIA (2012)

<sup>90</sup> Wärmekosten können von Vermietern an Mieter überwält werden.

<sup>91</sup> Summe 2015 bis 2050 und Mittelwertbildung ohne Diskontierung; mittlere Wohnbevölkerung 8.714 Mio.

gilt für das REFERENZ-Szenario: Eine Hochpreisentwicklung führt zu jährlichen Mehrkosten von 3.3 Mrd. Franken oder Mehrkosten von 374 Franken pro Person und Jahr<sup>92</sup>.

Bei der Unterstellung von moderaten Preisentwicklungen in der Grundstudie führt die ENERGIEWENDE zu jährlichen Mehrkosten von 361 Mio. Franken oder 41 Franken pro Person und Jahr. Auch wenn über die Eintretenswahrscheinlichkeit der Preisszenarien MODERAT oder HOCH hier keine Aussage gemacht werden kann, ist immerhin beiden Szenarien eine gewisse Plausibilität zuzusprechen (vgl. vorangehendes Kapitel).

Würde im Sinne eines Versicherungsansatzes beiden Preisszenarien dieselbe Eintretenswahrscheinlichkeit zugeordnet, so müsste die Entscheidung zugunsten der ENERGIEWENDE fallen, weil das Risiko eines Verlustes von 41 Franken pro Person und Jahr ebenso gross ist wie die Chance eines Gewinnes von 374 Franken pro Person und Jahr. Die „Versicherungsprämie“ von 41 Franken pro Person lohnt sich gemäss dieser Gegenüberstellung auch noch, wenn die Wahrscheinlichkeit der Preisentwicklung MODERAT gegenüber Szenario HOCH 9:1 beträgt, denn in dieser Situation gilt

$$9 * 41 \text{ CHF} = 369 \text{ CHF, also weniger als } 1 * 374 \text{ CHF,}$$

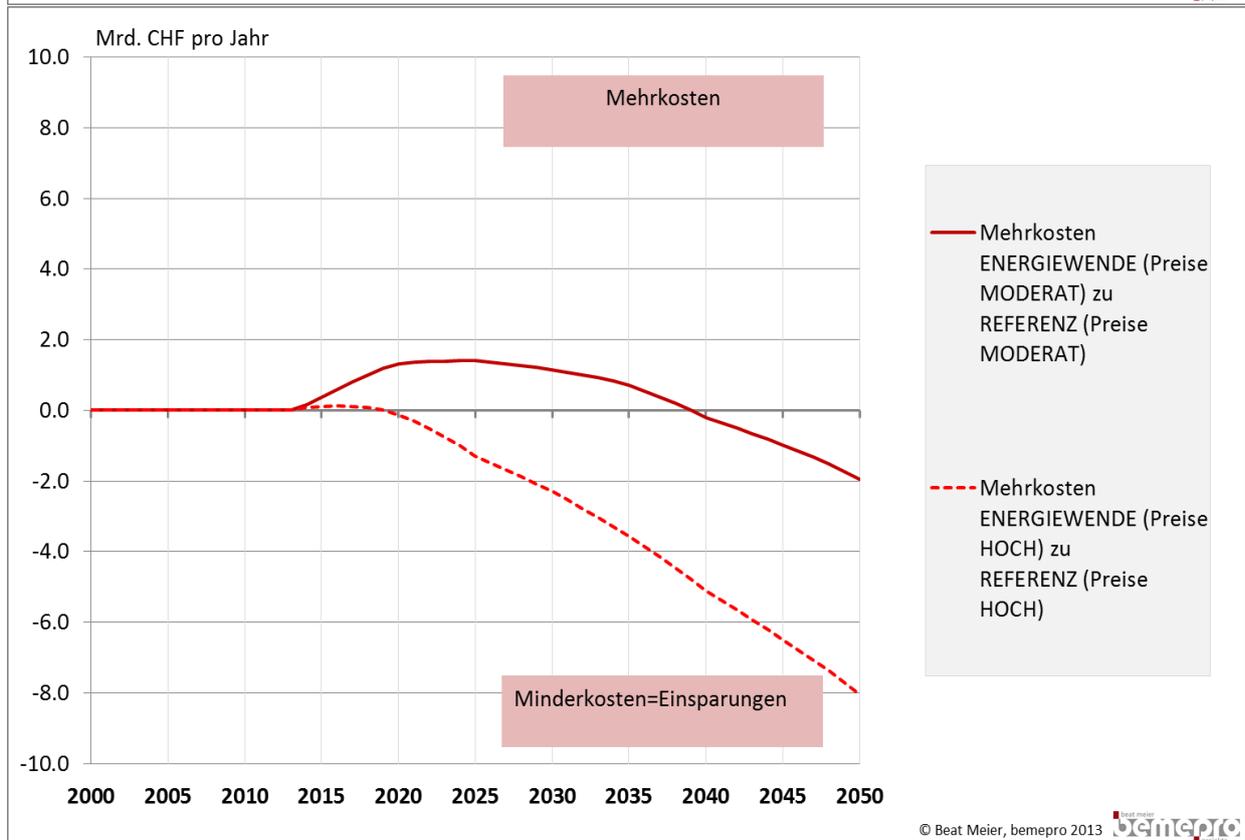
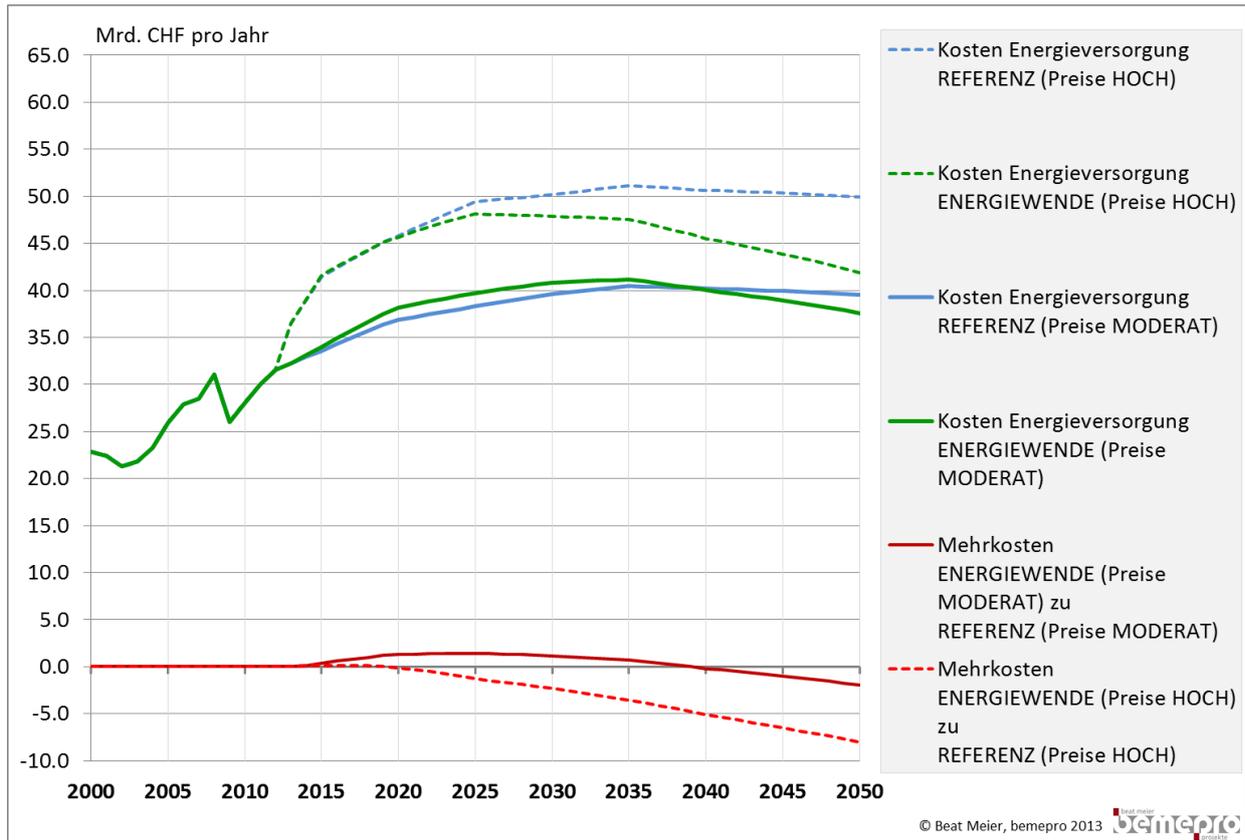
oder in Worten: In 9 von 10 „Fällen“ wird 41 Franken zu viel bezahlt, in einem von 10 Fällen winkt ein relativer Gewinn von 374 Franken.

Diese rein an Wahrscheinlichkeiten orientierte Gegenüberstellung lässt andere volkswirtschaftlich relevante Faktoren ausser Betracht. Zu diesen gehören:

- Verteilung der Kosten auf Inland und Importe und damit verbunden die höheren Potenziale der ENERGIEWENDE für Wertschöpfung, Beschäftigung und Versorgungssicherheit.
- Verletzlichkeit der Volkswirtschaft bzw. der Bevölkerung gegenüber Preisentwicklungen für Energieträger: möglicherweise sind potenzielle Mehrkosten von 374 Franken pro Person gegenüber 41 Franken pro Person nicht nur mit einem Faktor 9 zu vergleichen; je nach Haushaltsform oder Bevölkerungsgruppe können erstens diese Beträge erheblich abweichen und zweitens sind dieselben Mehrkosten in Franken für die einen vernachlässigbar und für andere von tiefgreifender Auswirkung.

---

<sup>92</sup> Bei dieser Gegenüberstellung sind die einleitenden Bemerkungen zu berücksichtigen, wonach die Modellierung über die gesamte Zeitspanne von der jeweils unterstellten Nachfrage in REFERENZ und ENERGIEWENDE bei moderater Preisentwicklung ausgeht, in der Realität über diesen Zeitraum jedoch mit gewisser Verzögerungen mit Reaktionen zu rechnen ist. Durch ein späteres Einschwenken der REFERENZ-Entwicklung auf eine rein preislich induzierte ENERGIEWENDE können die hier ausgewiesenen Differenzen verkleinert werden.



**Abbildung 26. Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Sensitivitätsanalyse Preise HOCH**

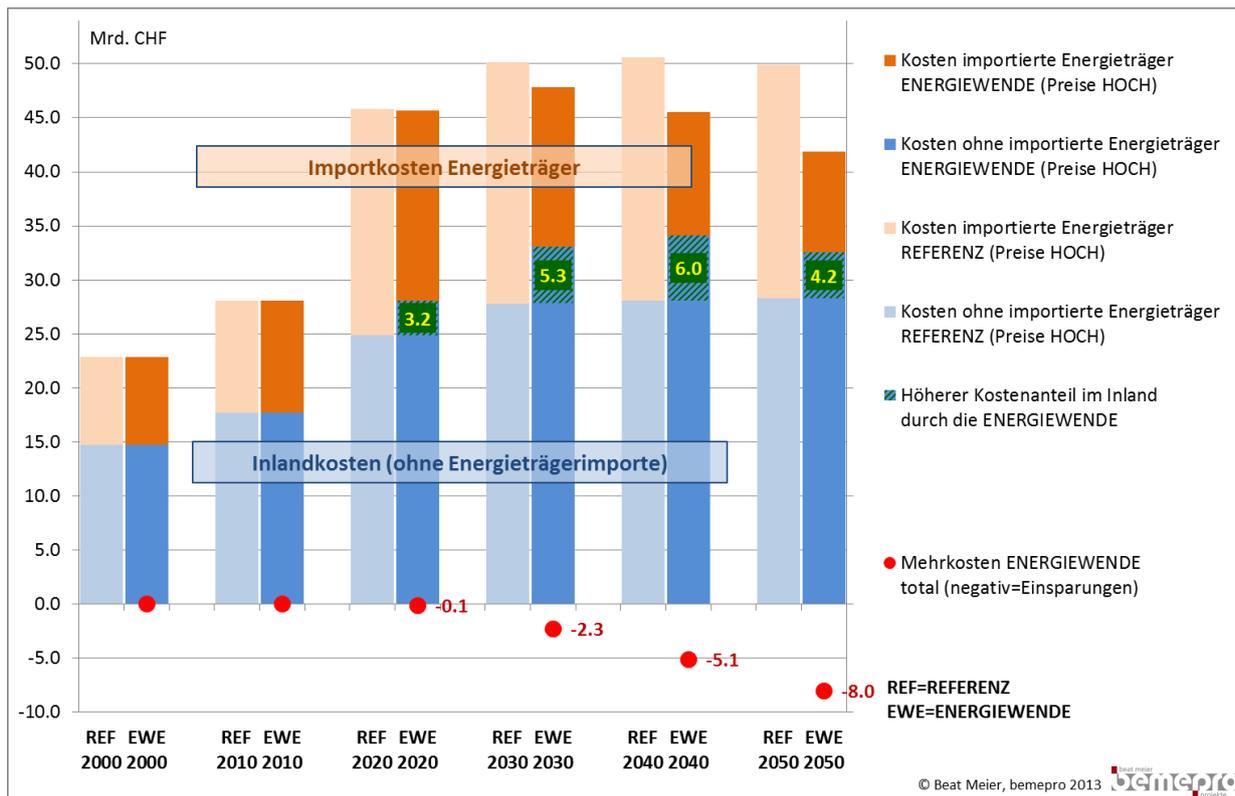


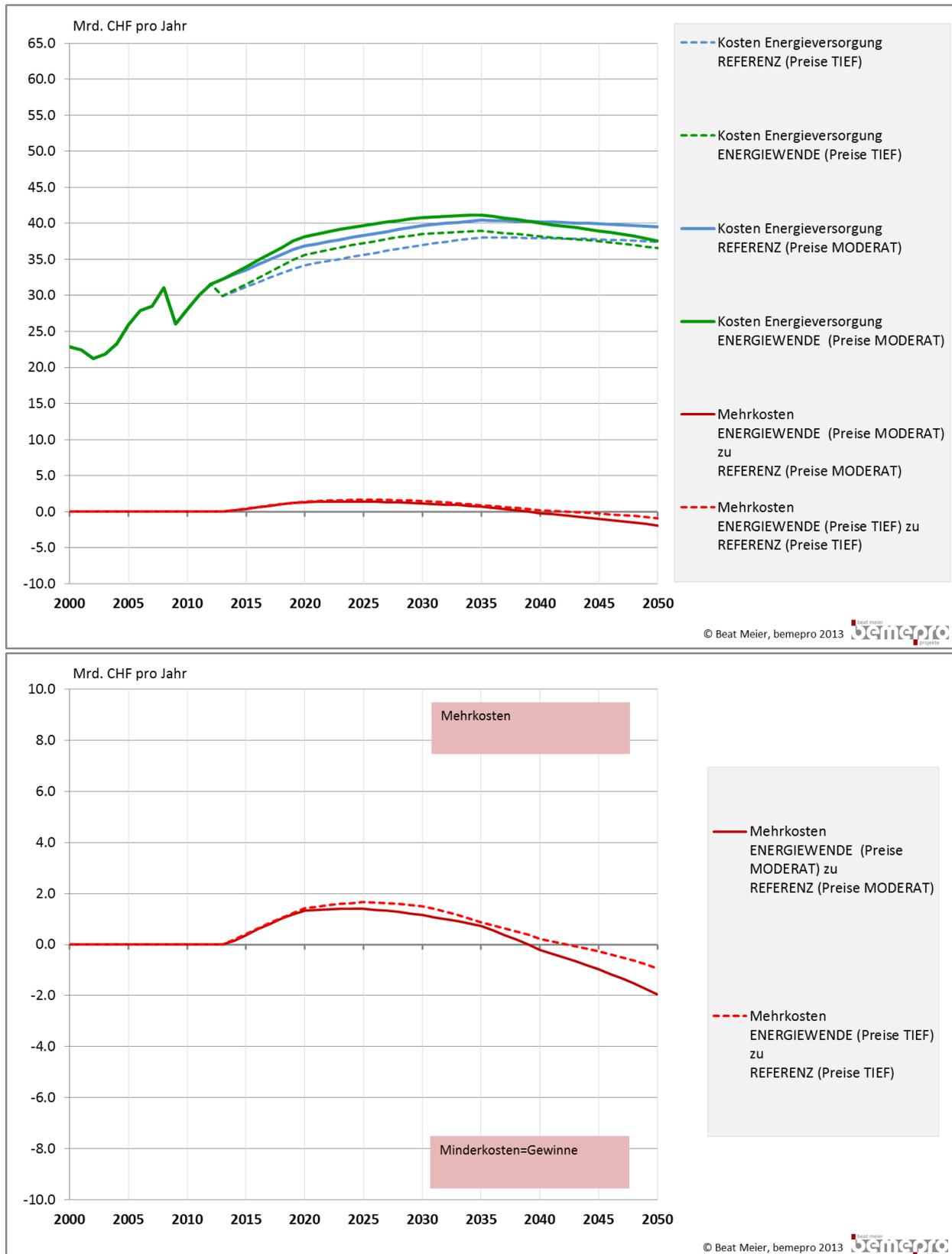
Abbildung 27. Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Vergleich der Kostenanteile im Inland und Sensitivitätsanalyse Preise HOCH

### 5.3. Tiefe Preise für fossile Energien (TIEF)

Neben der Sensitivität Preis HOCH wird auch die Variante PREIS TIEF dargestellt. Damit kann gezeigt werden, um welche Grössenordnungen die um 2 Jahren versetzte und die gegenüber heute um rund 20% tiefere Preisbasis bei BFE/Prognos<sup>93</sup> die hier gemachten Aussagen zur ENERGIEWENDE (bzw. zum Szenario NEP) beeinflusst.

Wie die folgenden Abbildungen zeigen, liegen die Gesamtkosten mit der Variante PREIS TIEF ab 2013 erwartungsgemäss um 2 bis 3 Mrd. Franken pro Jahr tiefer als in der Grundstudie. Die Mehrkosten der ENERGIEWENDE gegenüber der REFERENZ steigen mit den tieferen Energiepreisen ab 2020 stärker, das erreichte Maximum der Mehrkosten liegt höher und tritt später ein. Schliesslich tritt auch der Zeitpunkt, ab dem die ENERGIEWENDE pro Jahr tiefere Gesamtkosten verursacht, rund 4 Jahre später ein und der Kostenvorteil im Jahr 2050 erreicht die Grössenordnung von einer Mrd. Franken gegenüber 2 Mrd. Franken in der Grundstudie mit dem Preisszenario MODERAT.

<sup>93</sup> Laut Annahmen von BFE/Prognos (2012) liegt der angenommene Heizölpreis 2012 knapp 6% über dem Wert 2010. Effektiv stieg der Preis jedoch um 27%. 127% gegenüber 106% entspricht einem Niveau-Wechsel von 20%.



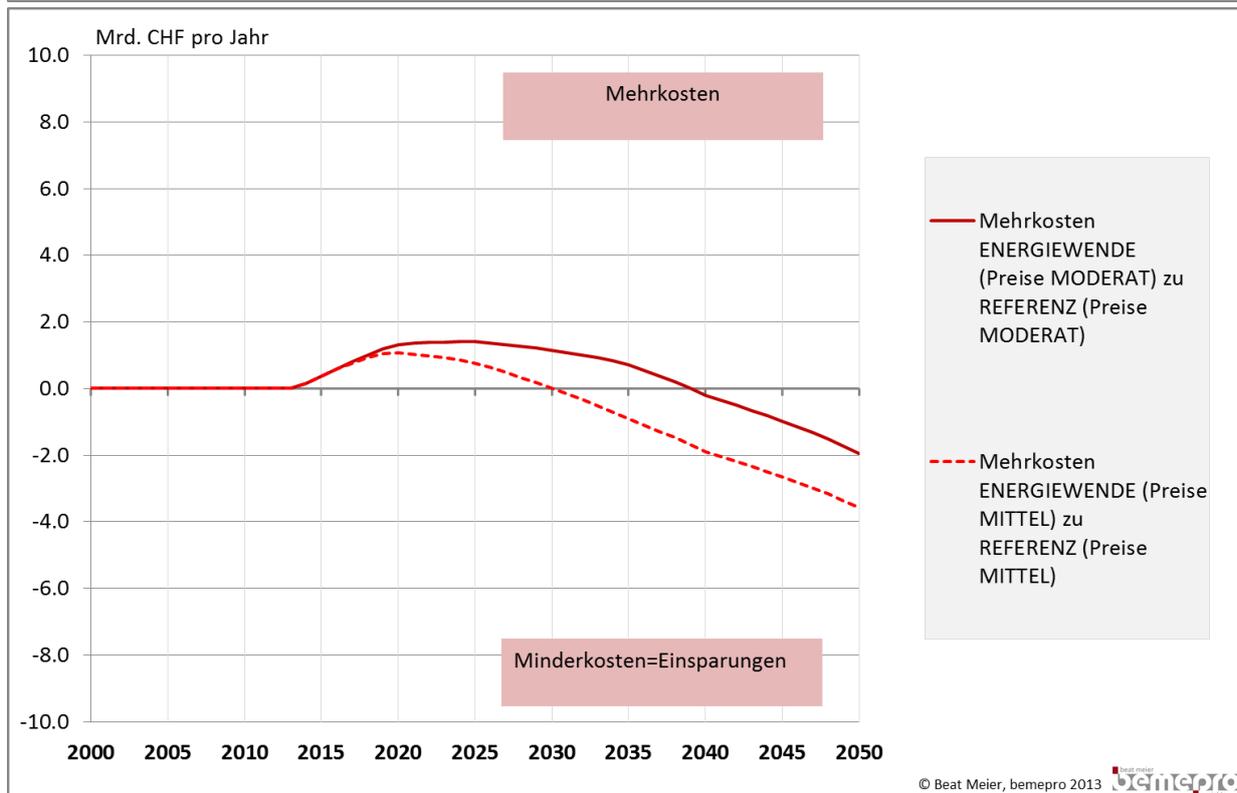
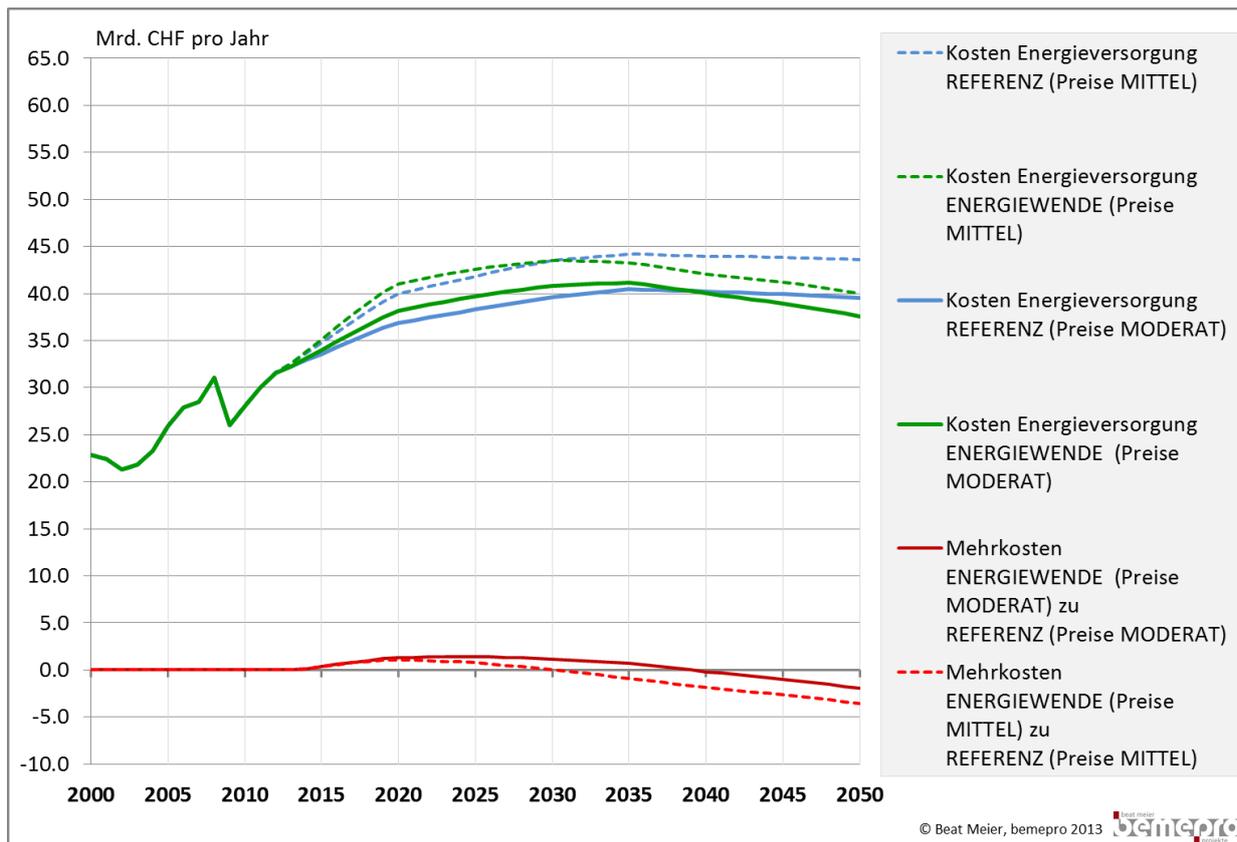
**Abbildung 28. Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIENDE mit Sensitivitätsanalyse Preise TIEF**

## 5.4. Mittelfristig höhere Preise für fossile Energien (MITTEL)

Dem Preisverlauf MITTEL kann aufgrund der vergangenen Entwicklung eine relativ hohe Plausibilität zugemessen werden (vgl. Abbildung 25, S. 66 und Tabelle 10, S. 67). Für die nachfolgende Sensitivitätsanalyse sind die Preise fossiler Energieträger für Verkehr und Wärmeerzeugung gegenüber den Grundscenarien entsprechend erhöht. Auf die Übertragung dieser Preise auf die fossile Stromerzeugung wurde aus Gründen der Vereinfachung verzichtet. Das bedeutet, dass die Gesamtkosten der Energieversorgung im Szenario REFERENZ-MITTEL im Vergleich zu ENERGIEWENDE-MITTEL mit unbedeutender fossiler Stromproduktion etwas unterschätzt werden.

Erwartungsgemäss liegen die Ergebnisse zwischen den Preisszenarien HOCH und MODERAT. Die Mehrkosten der ENERGIEWENDE erreichten schon im Jahr 2020 ein Maximum von 1.1 Mrd. Franken. Der zeitliche Wendepunkt, an dem die Mehrkosten der ENERGIEWENDE zu Einsparungen werden, verschiebt sich gegenüber der Grundstudie von 2039 ins Jahr 2030. Bis zum Jahr 2050 erhöhen sich die jährlichen Einsparungen auf knapp 4 Mrd. Franken.

Die gegenüber der Grundstudie mit moderaten Preisen kürzere Periode mit Mehrkosten, die zudem geringer ausfallen, wird die Bilanz über die ganze Zeitspanne 2015 bis 2050 eindeutig positiv. Im Mittel betragen die Einsparungen 0.7 Mrd. Franken jährlich oder 85 Franken pro Person und Jahr.



**Abbildung 29. Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Sensitivitätsanalyse Preise MITTEL**

## 5.5. Starker Ausbau Solarstromproduktion

Im Szenario ENERGIEWENDE wird die Solarstromproduktion bis 2050 auf 11 Mrd. kWh ausgebaut, was gegenüber der REFERENZ mit 6 Mrd. kWh fast einer Verdoppelung entspricht. Diese Werte entsprechen in den BFE/Prognos-Szenarien jeweils den Stromproduktionsvarianten C (6 Mrd. kWh) bzw. C&E oder E (11 Mrd. kWh).

In der folgenden Sensitivitätsanalyse wird ein stärkerer Ausbau auf 22 Mrd. kWh bezüglich der Kostenwirkung untersucht. Dieser Ausbau bedeutet eine Verdoppelung gegenüber der BFE/Prognos-Stromproduktionsvarianten C&E oder E. Die konkrete Umsetzung bzw. Machbarkeit eines Ausbaus in diesem Umfang wurde nicht untersucht, die Grössenordnung liegt am oberen Rand oder leicht höher im Vergleich zu Publikationen von Swisscleantech<sup>94</sup>, der ETH<sup>95</sup> oder VSE/IEA<sup>96</sup>. Verglichen wird die 22 Mrd. kWh-Variante mit dem Szenario ENERGIEWENDE mit dem Ausbau auf 11 Mrd. kWh und der REFERENZ mit 6 Mrd. kWh Solarstrom. Dabei wird unterstellt, dass in allen Ausbauvarianten im Zeitverlauf dieselben Kostendegressionen realisiert werden. Dies bedeutet, dass mögliche kostensenkende Effekte (Skaleneffekte durch grösseren Markt usw.) ebenso wie kostentreibende Faktoren (Einbezug von Anlagen oder Standorten mit tieferen Wirkungsgraden bzw. höheren Investitionen pro Jahresertrag, höherer Bedarf an Regelleistung usw.) nicht berücksichtigt werden.

Die Variante mit 22 Mrd. kWh PV-Strom bis 2050, für die im Übrigen die Annahmen der ENERGIEWENDE gelten, weist gegenüber der ENERGIEWENDE (gestrichelte Linie) bis Ende der 2030er Jahre Mehrkosten auf, die um das Jahr 2025 ein Maximum von rund 300 Mio. Franken erreichen. Ab 2040 führt die PV-Strategie zu steigenden Kostenvorteilen von über 350 Mio. Franken im Jahr 2050. Wird die Variante mit 22 Mrd. kWh PV-Strom mit der REFERENZ verglichen (gepunktete Linie), so erhöhen sich die Mehrkosten beziehungsweise die Einsparungen der ENERGIEWENDE um die bereits genannten Beträge.

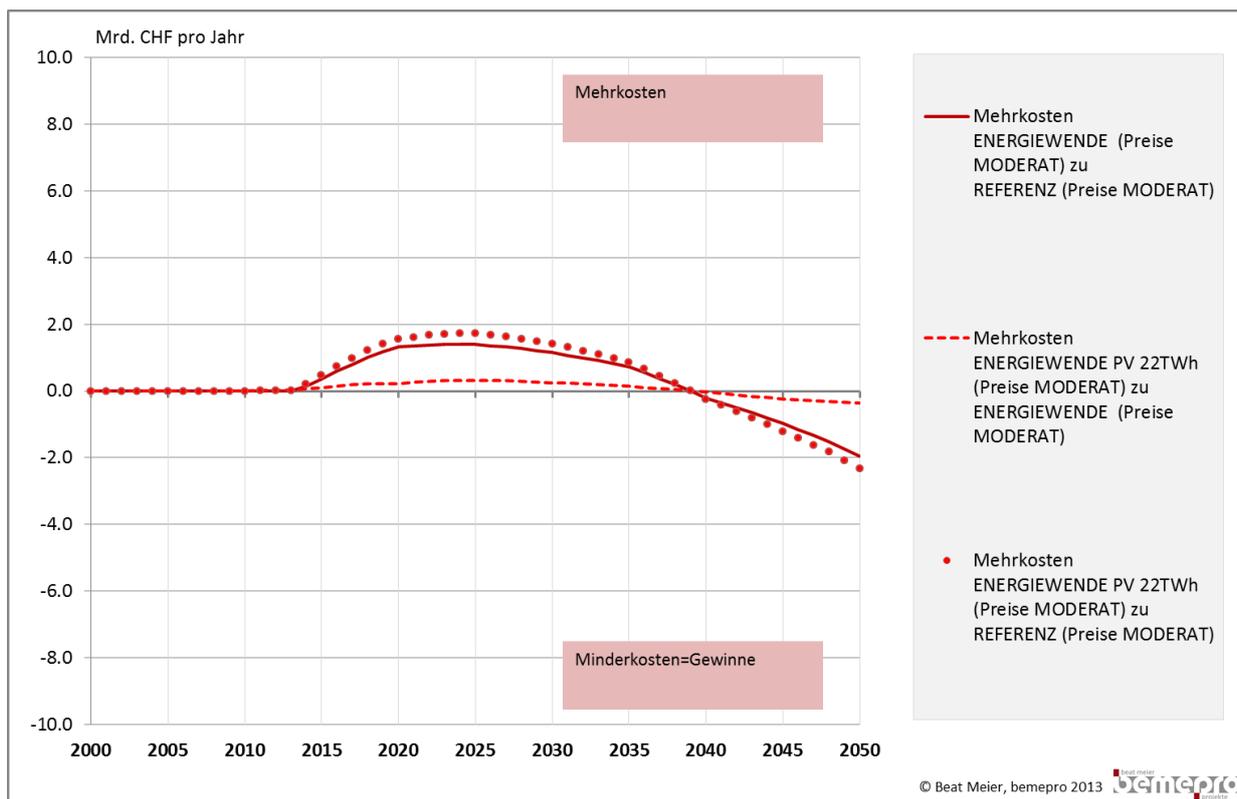
Der Verlauf dieser Kostenunterschiede ist von zwei Faktoren geprägt. Erstens die sinkenden Gesteuungskosten des PV-Produktionsparks und zweitens die steigenden mittleren Produktionskosten der übrigen Stromerzeugung bzw. auch der möglichen Stromimporte (vgl. Tabelle 7, S.47).

---

<sup>94</sup> Barmettler et al. (2013a): S. 24: PV-Produktion 2050 bei 20.45 TWh, in der Fassung von Oktober 2012 bei 22.5 TWh.

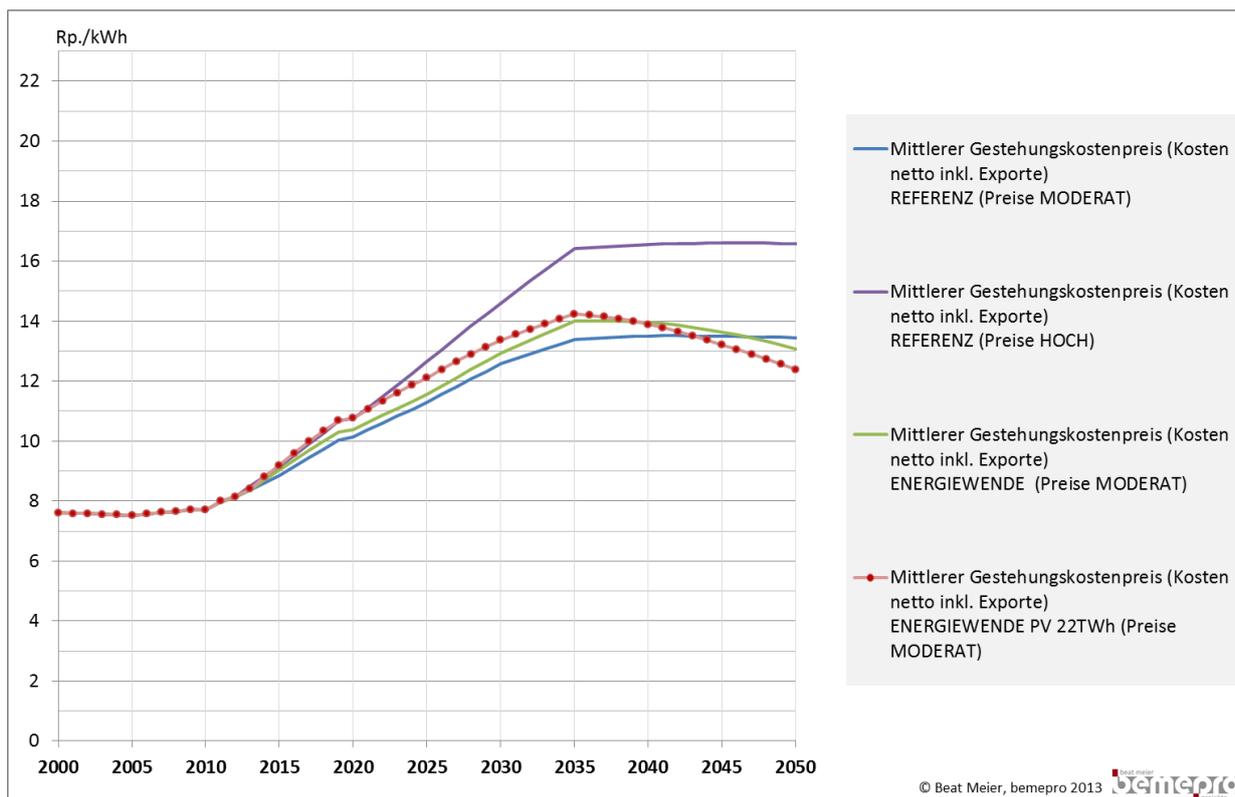
<sup>95</sup> Andersson et al. (2011): S 23, Tabelle 8 und S. 26: Ausbaupotenzial in Bandbreite 10-20 TWh

<sup>96</sup> VSE (2012): S. 54: Gestützt auf IEA liegt Potenzial bei 18 TWh auf Gebäudeflächen (15 TWh auf Dachflächen, 3 TWh auf Fassaden); realisierbar gemäss VSE Szenario 3 „Extremszenario“ sind 14 TWh bis 2050.



**Abbildung 30. Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGI EWENDE mit Vergleich ENERGI EWENDE 22 Mrd. kWh PV mit ENERGI EWENDE 11 Mrd. kWh und REFERENZ mit 6 Mrd. kWh**

Für die mittleren Gestehungskosten aus dem gesamten Produktionsmix zeigt die Abbildung 31 zunächst die Zunahme in der REFERENZ bei moderaten Preisen (fossiler Energieträger) auf ein Niveau von 13.5 Rp./kWh bzw. hohen Preisen auf 16.5 Rp./kWh ab 2035. Im Szenario ENERGI EWENDE steigen die Preise gegenüber der REFERENZ bei moderaten Preisen zunächst etwas stärker, gegen das Ende des betrachteten Zeitraumes zeichnen sich leichte Preisvorteile für diesen Produktionsmix ab. Die hier untersuchte Sensitivitätsanalyse mit dem stärkeren Ausbau des Solarstromes zeigt gegenüber der Basisversion der ENERGI EWENDE im Mittel der gesamten Strombereitstellung leicht höhere Gestehungskosten bis 2035 mit einer maximalen Differenz von 0.6 Rp./kWh um 2025 (gepunktete Linie). Auffällig sind die ab 2035 deutlich sinkenden mittleren Gestehungskosten, wobei die Preissenkung gegenüber allen Vergleichsszenarien am stärksten ausgeprägt ist. Bis 2050 erreicht das PV-22Mrd. kWh-Szenario die tiefsten Gestehungskosten mit einem Preisvorteil von 0.7 Rp./kWh gegenüber der ENERGI EWENDE mit 11 Mrd. kWh Solarstrom und 1.1 Rp. gegenüber der REFERENZ.



Definition Gestehungskosten: Produktionskosten des inländischen Produktionsparks inkl. Kosten für Importe und abzüglich Erlöse von Exporten, bezogen auf den Endverbrauch. Kosten ohne Netzkosten, Steuern und Abgaben

REFERENZ: 6 Mrd. kWh Solarstrom, ENERGIEWENDE 11 bzw. 22 Mrd. kWh Solarstrom

### Abbildung 31. Entwicklung der Gestehungskosten Stromproduktion für REFERENZ und ENERGIEWENDE inkl. Ausbau Solarstrom auf 22 Mrd. kWh

Zusammenfassend führt ein starker Ausbau der Solarstromproduktion auf 22 Mrd. kWh während der Aufbauphase zu leicht höheren Gestehungskosten, auf die lange Sicht könnte dieses Szenario jedoch zur preisgünstigsten Stromversorgung im Quervergleich mit allen Szenarien führen.

## 5.6. Tiefere Kosten für Effizienzmassnahmen Verkehr

Auf eine explizite Berechnung der Auswirkungen tieferer Kosten für Effizienzmassnahmen im Verkehr wird verzichtet. Eine einfache Abschätzung der Grössenordnungen zeigt folgende Zusammenhänge: Die von BFE/Prognos<sup>97</sup> als konservativ im Sinne von hoch eingestuftem Mehrkosten für sparsamere Fahrzeuge, für teurere Elektromobile inkl. 2 Batterien und für die Ladeinfrastruktur belaufen sich auf 0.7 Mrd. im Jahr 2020, 1.2 Mrd. Franken im Jahr 2030 und noch 1.0 Mrd. Franken im 2040. Mit einer beispielsweise einer Halbierung dieser Mehrkosten im Verkehrsbereich würde die ENERGIEWENDE insgesamt wirtschaftlich noch interessanter.

<sup>97</sup> BFE/Prognos (2012): Tabelle 5-59, S. 189

## 5.7. Suffizienz Wohnen und Mobilität

In den bisher vorgestellten Sensitivitätsanalysen sind die nachgefragten Leistungen in Form von Wärme, Kühlung, Personen- oder Gütertransport, Beleuchtung etc. immer als vorgegeben betrachtet worden. Dabei ging es folglich darum, ein bestimmtes Bündel von energierelevanten Leistungen mit anderen Preisen, mit anderen Technologien oder mit unterschiedlichen Investitionen in Effizienzmaßnahmen zu erreichen.

In der nachfolgenden Sensitivitätsanalyse wird dieses Paradigma stellenweise aufgeweicht, indem die Menge der nachgefragten Leistungen variiert und die Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Energieversorgung analysiert werden. Die drei ausgewählten Bereiche betreffen das private Konsumverhalten beim Wohnen und der Mobilität.

### 1. Geringerer Zuwachs der Wohnfläche pro Person

In der Grundstudie steigt die Energiebezugsfläche pro Person von rund 62 m<sup>2</sup> pro Person im Jahr 2010 auf 74m<sup>2</sup> im Jahr 2050, was einem Zuwachs um 20% entspricht. Als Teil der Suffizienz-Strategie wird zusätzlich eine Entwicklung mit einer halbierten Zunahmen geprüft, das heisst eine Zunahme um 10% mit der die Fläche 68 m<sup>2</sup> /Person im Jahr 2050 erreicht. Suffizienz wird hier folglich nicht als eine Reduktion des bisherigen Flächenverbrauchs pro Person verstanden sondern als verlangsamer Anstieg gegenüber einer Extrapolation der vergangenen Jahre. Auch das „Suffizienz-Ziel“ von 68 m<sup>2</sup> liegt noch 10m<sup>2</sup> über dem Wert im Jahr 2000.

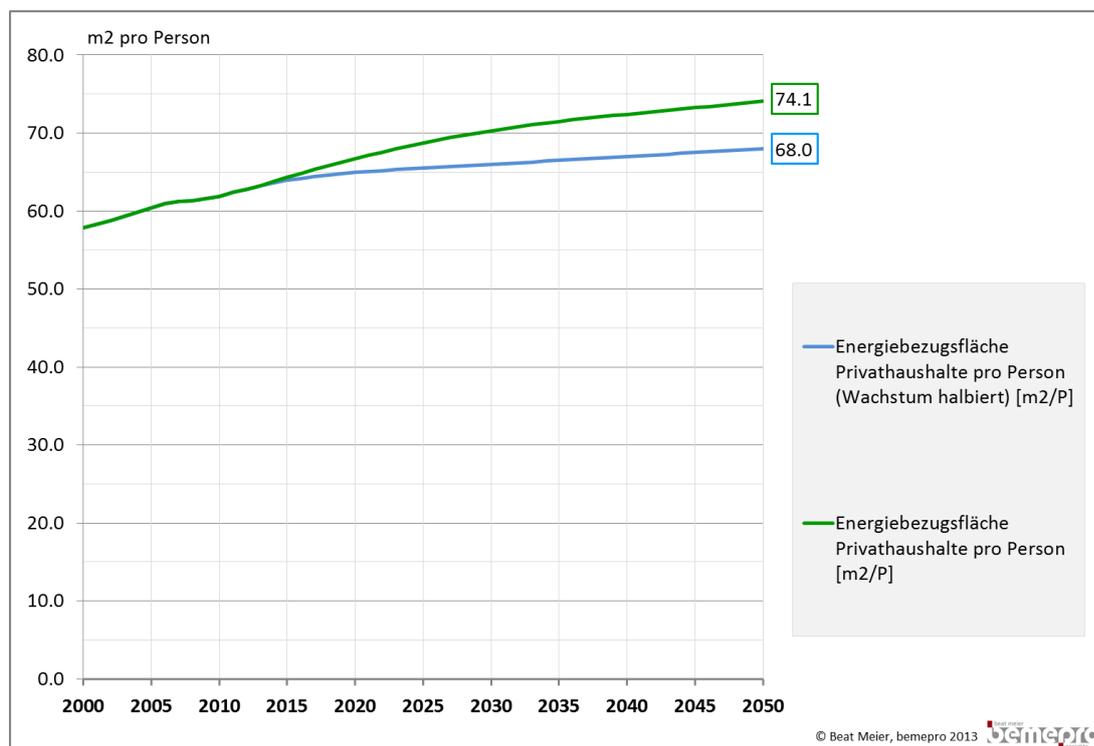


Abbildung 32. Wohnflächenbedarf (Energiebezugsfläche) pro Person bei REFERENZ und ENERGIEWENDE gegenüber Suffizienz-Variante

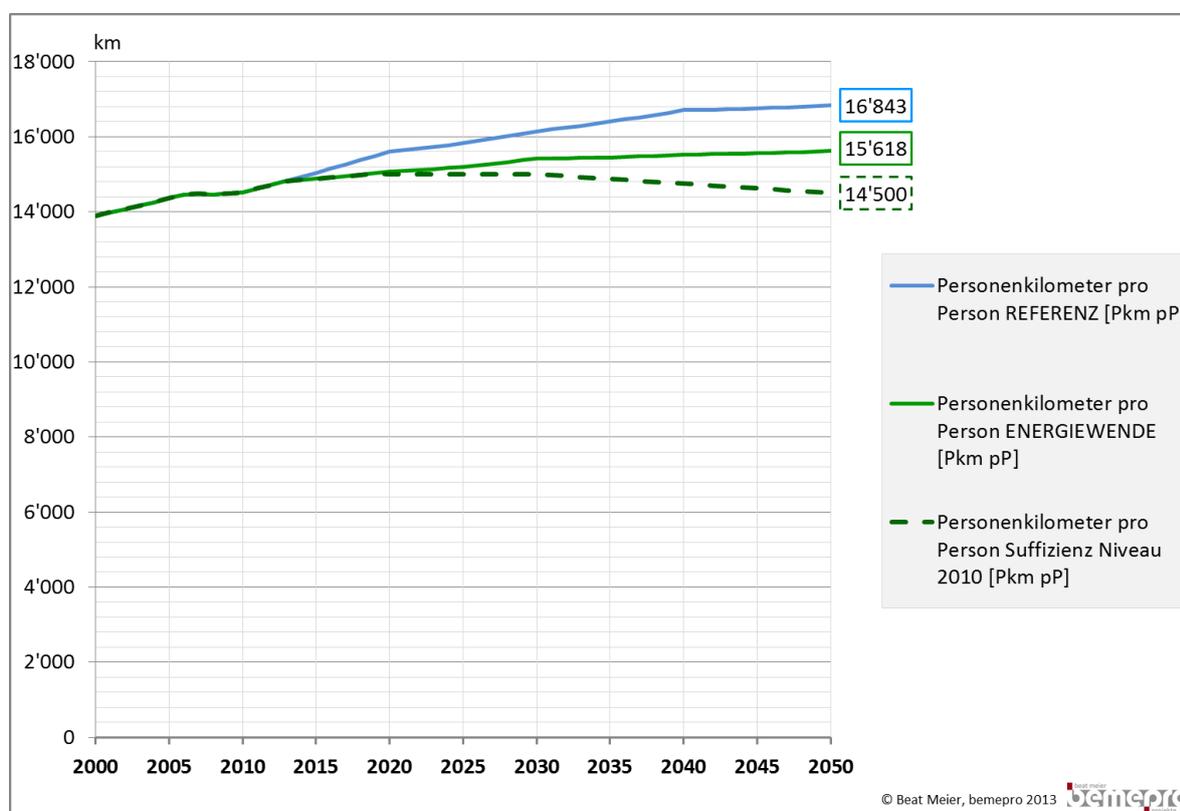
### 2. Reduktion Raumtemperatur im Wohnbereich

Der Heizwärmebedarf ist direkt abhängig von der zu erreichenden Raumtemperatur. Für die Sensitivitätsanalyse wird eine generelle Reduktion im Wohnbereich um 0.5°C untersucht. Die Wirkung auf

den Heizwärmebedarf wird gestützt auf Erfahrungswerte mit einer Einsparung von 3% (Stufe Nutzenergie) angenommen<sup>98</sup>. Die Reduktion um 0.5°C muss nicht mit Komforteinbussen verbunden sein, weil grosse Potenziale in Schlafzimmern, wenig genutzten Nebenräumen oder während Abwesenheiten realisiert werden können. Je nach Ausgangsniveau können zudem etwas tiefere Temperaturen auch gesundheitliche Vorteile mit sich bringen. Mit der Beschränkung auf den Wohnbereich sind Dienstleistungsflächen wie Schulen, Altersheime oder Spitäler ausdrücklich nicht in die Berechnung einbezogen.

### 3. Personenkilometer

Bei den Transportleistungen im Personenverkehr wird in Übereinstimmung mit den Szenarien BFE/Prognos bereits für die ENERGIEWENDE ein etwas abgeschwächtes Wachstum bis 2050 unterstellt. Für die Suffizienz-Variante wird zwischen 2020 und 2030 eine Stabilisierung und anschliessend eine Reduktion auf den Wert des Jahres 2010 von 14'000 km pro Person und Jahr angenommen.

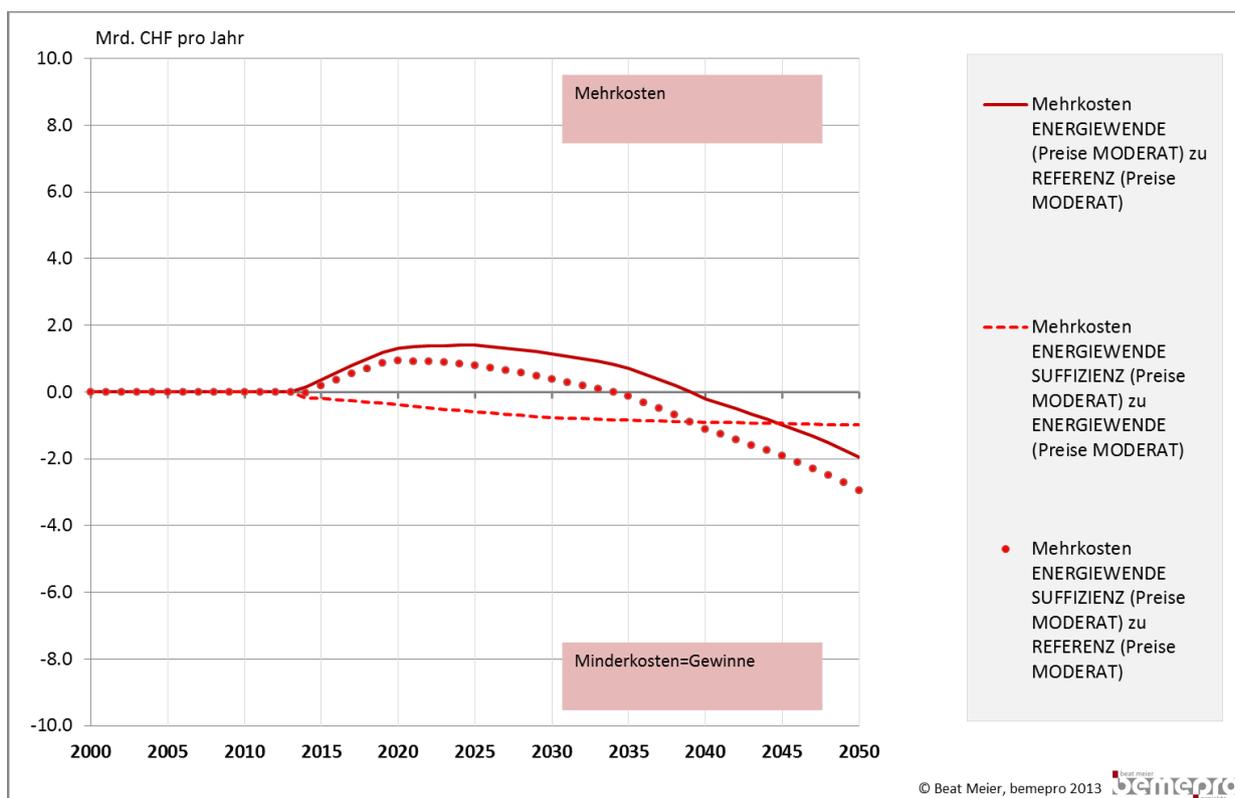


**Abbildung 33. Transportleistungen in Personenkilometern bei REFERENZ, ENERGIEWENDE und Suffizienz-Variante**

**Ergebnisse:** Die drei Beispiele für Suffizienz-Verhalten im Bereich Wohnen und Mobilität werden kombiniert bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Energieversorgung untersucht. Wie Abbildung 34 illustriert, sind die wirtschaftlichen Wirkungen erheblich, dies trotz der moderaten Formulierung und obwohl nur Teilbereiche der jeweiligen Energienachfrage Wärme und Mobilität beeinflusst werden. Die Suffizienz-Variante, für die grundsätzlich die Annahmen der ENERGIEWENDE gelten, weist gegenüber der ENERGIEWENDE in der Grundstudie annähernd linear zunehmende Einsparungen auf, die sich bis 2050 auf 1.0 Mrd. Franken pro Jahr belaufen (gestrichelte Linie). Wird die

<sup>98</sup> Vgl. BFE, 2011. Heizen mit Köpfchen, [www.bfe.admin.ch/.../102641\\_brochure\\_BFE\\_chauffez\\_fute\\_DE\\_web.pdf](http://www.bfe.admin.ch/.../102641_brochure_BFE_chauffez_fute_DE_web.pdf)

Suffizienz-Variante mit der REFERENZ vergleichen (gepunktete Linie), so vermindern die Suffizienz-Massnahmen die Mehrkosten der ENERGIEWENDE ab 2025 zunehmend, so dass bereits ab ca. 2035 ein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber der Weiterführung der bisherigen Politik entsteht. Bis zum Jahr 2050 sinken die Energieversorgungskosten gegenüber der Referenz um 2.9 Mrd. Franken jährlich. Im Mittel der Jahre 2015 bis 2050 führt die ENERGIEWENDE mit den ausgewählten Suffizienz-Massnahmen zu einer jährlich um 360 Mio. Franken günstigeren Energieversorgung (+41 Franken pro Person und Jahr). Die mittleren Mehrkosten der ENERGIEWENDE von 360 Mio. Franken pro Jahr (-41 Franken pro Person und Jahr) können demzufolge mit relativ wenigen und kaum einschränkenden Verhaltensänderungen in Gewinne umgewandelt werden. Diese Verhältnisse ergeben sich bei gleichen Annahmen bezüglich der Preise (Entwicklung MODERAT).



Szenario ENERGIEWENDE-SUFFIZIENZ entspricht ENERGIEWENDE mit zusätzlichen Annahmen zur Suffizienz:

Annahmen Suffizienz:

- Wachstum Wohnfläche pro Person 10% statt 20% von 2010 bis 2050
- Raumtemperatur Wohnen 0.5°C tiefer
- Personenkilometer pro Person und Jahr bis 2050 wieder auf Niveau 2010 stabilisiert

#### Abbildung 34. Mehrkosten ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ mit Suffizienz-Verhalten für Wohnen und Verkehr

Dieses wirtschaftliche Ergebnis ist vom Vorzeichen her nicht überraschend, da einzig aus Sicht der Endverbraucher die Nachfrage zu gegebenen Preisen reduziert wurde. Nicht berücksichtigt sind über die Energieversorgung hinaus weitere potenzielle Einsparungen, weil beispielsweise auch tiefere Wohnungsmieten oder Fahrzeugkosten anfallen. Auf eine volkswirtschaftliche Beurteilung der dank Suffizienz geringeren Kosten für die Energieversorgung muss verzichtet werden, weil die Gesamtwirkung wesentlich davon abhängt, wie die eingesparten Mittel eingesetzt werden.

## 6. Schlussfolgerungen

In der vorliegenden Arbeit werden die Gesamtkosten der Energieversorgung in der Schweiz unter Einschluss der Kosten für Effizienzmassnahmen ermittelt und für verschiedene Zukunftsszenarien bis zum Jahr 2050 geschätzt. Ein Szenario REFERENZ mit einer Weiterführung der bisherigen Energiepolitik wird mit dem Szenario ENERGIEWENDE verglichen. Ergänzende Sensitivitätsanalysen zeigen den Einfluss von geänderten Annahmen auf die Kosten. Die wichtigsten Ergebnisse werden hier zunächst rekapituliert und anschliessend diskutiert.

Für die Interpretation ist daran zu erinnern, dass die Kosten immer ohne Steuern und Abgaben in die Berechnungen eingeflossen sind und wirtschaftliche Sekundäreffekte wie Beschäftigungswirkungen oder regionalwirtschaftliche Auswirkungen nicht untersucht wurden. Ebenso sind externe Effekte der Energieversorgung wie Luftverschmutzung, Landschaftsverbrauch, Treibhausgasemissionen oder Unfallrisiken sind nicht Gegenstand der Betrachtungen. Für die Analysen im Zeitverlauf werden die Jahreskosten der jeweiligen Jahre, immer zu realen Preisen 2010 und ohne Diskontierungen aufgeführt.

### 6.1. Wichtigste Ergebnisse gemäss Grundstudie und Sensitivitätsanalysen

Ausgehend von einem Endenergieverbrauch von knapp 247 Mrd. kWh (247 Mrd. kWh) im Jahr 2010 ist mit der ENERGIEWENDE bis zum Jahr 2050 eine Absenkung um 40% auf 148 Mrd. kWh verbunden (vgl. Abbildung 17, Abbildung 19). Der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtmix kann dabei von heute 20% auf 60% erhöht werden. Bei einer Weiterführung der bisherigen Energiepolitik im Sinne des Szenarios REFERENZ gelingt bis 2050 eine Absenkung des Endenergieverbrauchs um 17% auf 206 Mrd. kWh, davon können 35% durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden.

Die nicht erneuerbaren Energieträger sind im Wesentlichen fossile Brenn- und Treibstoffe und Uran, das heisst die nicht erneuerbaren entsprechen weitgehend auch den importierten Energieträgern. Somit halbiert sich die Importabhängigkeit auf Endenergiestufe bei der ENERGIEWENDE von heute 80% auf 40% im Jahr 2050. Demgegenüber bleibt gemäss REFERENZ im Jahr 2050 eine Importabhängigkeit von 65% bestehen.

Der Stromverbrauch macht im Jahr 2010 mit 60 Mrd. kWh rund ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Im Szenario ENERGIEWENDE gelingt bis 2050 eine Absenkung auf 54 Mrd. kWh (minus 10%), gemäss REFERENZ wäre ein Anstieg auf 70 Mrd. kWh (plus 15%) zu erwarten (vgl. Abbildung 12, Seite 43).

Weil hier die Ebene des Endenergieverbrauchs betrachtet wird, ist kein direkter Bezug zu den Grössen der 2000-Watt Gesellschaft möglich. Letzteres Konzept würde eine Umrechnung auf Primärenergie erfordern.

### 6.1.1. Kosten der Energieversorgung im Vergleich der Szenarien

Die nachfolgenden Darstellungen stützen sich auf hoch aggregierte Kennzahlen der einzelnen Szenarien, indem die jährlichen Gesamtkosten über den Zeitraum 2015 bis 2050 summiert und jährliche Mittelwerte abgeleitet werden. In den vorangehenden Kapiteln wurde ausführlich aufgezeigt, dass die Kosten im Zeitverlauf erheblich von diesem Mittelwert abweichen können. Für die Mittelwerte pro Person dient die mittlere Wohnbevölkerung in diesem Zeitraum von 8.7 Mio. Personen als Divisor.

Bemerkenswert ist, dass sich die Gesamtkosten der Energieversorgung (immer inklusive Effizienzmassnahmen) seit dem Jahr 2000 bis 2012 um rund 10 Mrd. Franken von 22 Mrd. auf 32 Mrd. Franken pro Jahr oder mehr als 40% erhöht haben. Haupttreiber hinter dieser Entwicklung sind neben dem Wachstum von Bevölkerung und Wirtschaft die Preissteigerung bei den fossilen Energieträgern Öl und Gas (vgl. Abbildung 20, S. 58).

Bei einer **moderaten Energiepreisentwicklung** steigen die Gesamtkosten im Mittel der Jahre 2015 bis 2050 um weitere 20% an, dies unabhängig vom gewählten Szenario. Eine konsequente ENERGIEWENDE führt über den ganzen Zeitraum zu mittleren Kosten von 39.2 Mrd. Franken, während die Fortschreibung der aktuellen Politik (REFERENZ) auf 38.8 Mrd. Franken kommt. Die jährlichen Energiekosten pro Person belaufen sich im Mittel auf rund 4500 Franken. Die Mehrkosten der ENERGIEWENDE von 0.361 Mrd. Franken betragen weniger als 1% der Gesamtkosten oder 41 Franken pro Person und Jahr (vgl. Tabelle 11).

**Tabelle 11. Mittlere Kosten der Energieversorgung pro Jahr: Ergebnisse mit Sensitivitätsanalysen**

		Mittlere Kosten pro Jahr (2015 bis 2050)			
		REFERENZ	ENERGIEWENDE	Mehrkosten ENERGIEWENDE (negativ=Einsparungen)	Mehrkosten ENERGIEWENDE gegenüber Grundstudie
<b>Grundstudie</b>					
Preise MODERAT	Total [Mrd. CHF]	<b>38.808</b>	39.169	0.361	0.000
	Pro Person [CHF]	<b>4'454</b>	4'495	41	0
<b>Sensitivitätsanalysen</b>					
Preise HOCH	Total [Mrd. CHF]	48.960	45.700	-3.260	
	Pro Person [CHF]	5'619	5'245	-374	
Preise TIEF	Total [Mrd. CHF]	36.373	37.098	0.725	
	Pro Person [CHF]	4'174	4'257	83	
Preise MITTEL	Total [Mrd. CHF]	42.301	41.556	-0.745	
	Pro Person [CHF]	4'855	4'769	-85	
Preise MODERAT ENERGIEWENDE mit Ausbau PV 22 Mrd. kWh	Total [Mrd. CHF]	<b>38.808</b>	39.247	0.439	0.078
	Pro Person [CHF]	<b>4'454</b>	4'504	50	9
Preise MODERAT ENERGIEWENDE mit Suffizienz Wohnen & Verkehr	Total [Mrd. CHF]	<b>38.808</b>	38.452	-0.356	-0.717
	Pro Person [CHF]	<b>4'454</b>	4'413	-41	-82

Quelle: Eigene Berechnungen; Definition der Energiepreisvarianten vgl. Abbildung 3, Seite 18 sowie Kapitel 5.1 Seite 66

Bei der **Hochpreisvariante** für die Energiepreise (vgl. auch Abbildung 26, S. 70) steigen die Gesamtkosten gegenüber dem Verlauf mit moderaten Preisen deutlich stärker: Im REFERENZ-Szenario bis 2030 um bis zu 10 Mrd. mehr und auf ein hohes und gleichbleibendes Niveau von 50 Mrd. Franken pro Jahr, mit einer ENERGIEWENDE zunächst auf 48 Mrd. Franken und ab 2025 mit einer Absenkung auf 42 Mrd. Franken jährlich bis zum Jahr 2050. Eine konsequente ENERGIEWENDE führt folglich bei hohen Energiepreisen gegenüber der REFERENZ bereits ab 2020 zu Einsparungen, die bis 2050 auf jährlich 8 Mrd. Franken ansteigen. Über den gesamten Zeitraum von 2015 bis 2050 betragen die Einsparungen der ENERGIEWENDE durchschnittlich 3.3 Mrd. Franken pro Jahr oder 7%, was 374 Franken pro Person und Jahr entspricht.

Bei der Annahme **tiefer Preise** (vgl. Abbildung 28, S. 72), wie sie bei den Arbeiten zur Energiestrategie 2050 des Bundes durchgehend zugrunde gelegt wurden<sup>99</sup>, fallen die Mehrkosten der ENERGIEWENDE mit jährlich 0.725 Mrd. Franken oder 2% der Gesamtkosten doppelt so hoch aus wie in der Grundstudie dieser Arbeit mit moderaten Preisen. Pro Person entsprechen diese Mehrkosten 83 Franken pro Jahr.

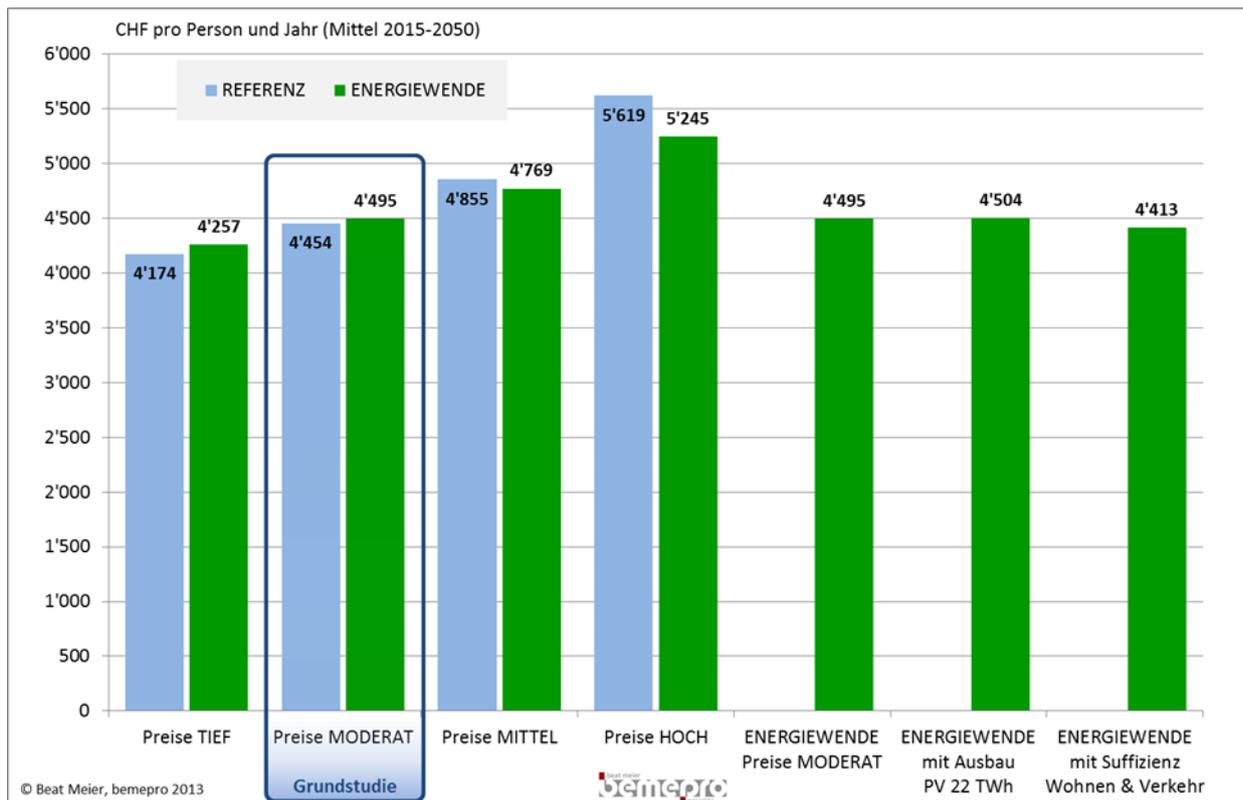
Die Variante mit einer **mittleren Energiepreisentwicklung** (vgl. Abbildung 29, S.74), dem im Quervergleich eine relativ hohe Plausibilität zukommt, weist für die ENERGIEWENDE einen wirtschaftlichen Vorteil von durchschnittlich 0.745 Mrd. Franken jährlich aus. Pro Person ergibt dies eine Einsparung von 85 Franken pro Jahr.

Wird eine ENERGIEWENDE zusätzlich mit einem stärkeren Ausbau der **Solarstromproduktion** auf 22 Mrd. kWh (Mrd. kWh) verbunden, erhöht dies die Gesamtkosten im Mittel um 78 Mio. Franken jährlich oder um 9 Franken pro Person und Jahr. Höheren Gesamtkosten in der Aufbauphase stehen Einsparungen nach 2040 gegenüber, langfristig könnte dieses Szenario zur preisgünstigsten Stromversorgung im Quervergleich führen.

Eine ENERGIEWENDE zusätzlich mit **Suffizienz-Verhalten** (halbierte Zunahme der Wohnfläche pro Person, 0.5° C tiefere Raumtemperatur, Stabilisierung der Personenkilometer auf das Niveau von 2010) führt zu einer Umkehrung der Vorzeichen: Die Mehrkosten gegenüber der REFERENZ von 41 Franken pro Person und Jahr in der Grundstudie lassen sich in eine Einsparung von 41 Franken pro Person und Jahr umwandeln.

---

<sup>99</sup> BFE/Prognos (2012) und BFE/Ecoplan (2012)



Quelle: bemepro, eigene Berechnungen; Definition der Energiepreisvarianten vgl. Abbildung 3, S. 18 sowie Kapitel 5.1 S. 66

### Abbildung 35. Mittlere Kosten der Energieversorgung pro Person und Jahr nach Szenarien

Wie die Abbildung 35 illustriert, zeichnet sich im Quervergleich aller Sensitivitätsanalysen deutlich ab, dass die wirtschaftlichen Vor- und Nachteile von energiepolitischen Alternativen entscheidend von der zukünftigen Preisentwicklung für Energieträger bestimmt sind.

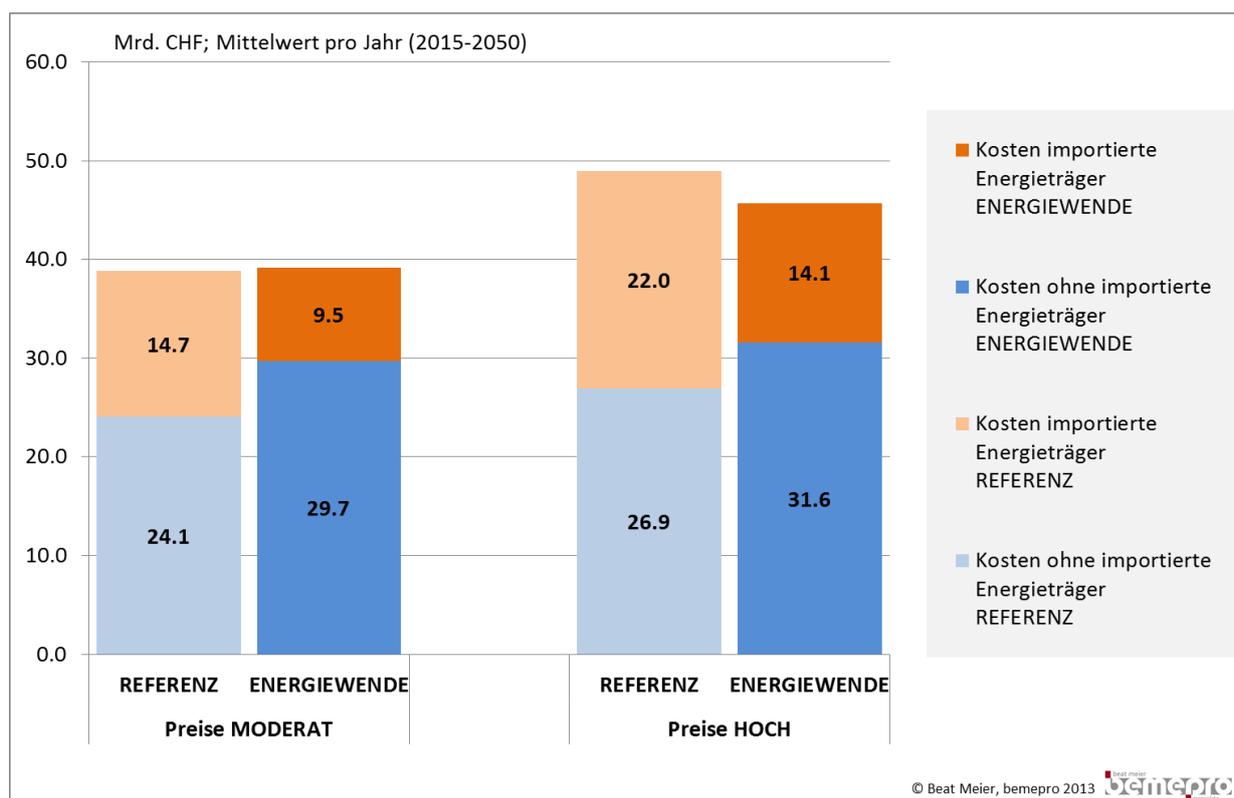
Die in der vorliegenden Arbeit ausgewiesenen Gesamtkosten erlauben es, die Kostenunterschiede zwischen Politikalternativen oder Preisvarianten immer in Relation zu diesen Gesamtkosten zu beurteilen. Dies ist gerade mit Blick auf die Unsicherheiten in zukunftsgerichteten Modellrechnungen von grosser Bedeutung. Wie die Abbildung 35 verdeutlicht, sind die Mehrkosten der ENERGI EWENDE bei moderaten Preisen von 41 Franken pro Person und Jahr oder 1% der Gesamtkosten im Quervergleich sehr gering. Viel deutlicher sind die Auswirkungen bei mittleren und vor allem bei hohen Preisen für fossile Energieträger: Unter diesen Rahmenbedingungen zeichnen sich bei einer ENERGI EWENDE deutliche Einsparungen gegenüber einer Fortsetzung der aktuellen Politik ab.

### 6.1.2. Kostenverteilung der Energieversorgung auf Importe und Inland

Über die Betrachtung der unterschiedlichen Gesamtkosten hinaus ist aus volkswirtschaftlicher Sicht auch relevant, wofür bzw. wo die Kosten entstehen. In der REFERENZ-Entwicklung machen die Importkosten für Energieträger im gesamten Zeitraum zwischen 35 und 40% aus (vgl. zum Verlauf Abbildung 23). Die ENERGIEWENDE erlaubt demgegenüber die Reduktion dieses Anteils auf 16% der Gesamtkosten im Jahr 2050.

In Abbildung 36 werden die Szenarien anhand ihrer Mittelwerte über den gesamten Zeitraum 2015 bis 2050 gegenübergestellt.

- Bei **moderater Preisentwicklung** (links in Abbildung) reduziert die ENERGIEWENDE die Geldabflüsse für Energieträgerimporte im Mittel um gut 5 Mrd. Franken jährlich. Bei annähernd gleichen Gesamtkosten führt die ENERGIEWENDE folglich zu einer Umlagerung von jährlich über 5 Mrd. Kosten vom Ausland (Importe) ins Inland (vgl. zum Verlauf Abbildung 24)
- In der **Hochpreisvariante** (rechts in Abbildung) beträgt die Differenz bei den Energieträgerimporten gar 8 Mrd. Franken jährlich. Bei 3.3 Mrd. Franken geringeren Gesamtkosten beträgt die Kostenumlagerung der ENERGIEWENDE vom Ausland ins Inland rund 4.7 Mrd. Franken jährlich (vgl. zum Verlauf Abbildung 27).



**Abbildung 36. Verteilung der Gesamtkosten der Energieversorgung auf Inland und Ausland bei moderaten und hohen Energiepreisen für REFERENZ und ENERGIEWENDE**

Wie bereits weiter oben ausgeführt, kann diese mit der ENERGIEWENDE verbundene Kostendifferenz zugunsten des Inlandes nicht direkt als volkswirtschaftlicher Gewinn interpretiert werden. Mit Sicherheit birgt diese Umlagerung jedoch ein erhebliches zusätzliches Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenzial in sich.

## 6.2. Folgerungen für energiepolitische Weichenstellungen

Werden neben den reinen Kostenvergleichen aus Sicht der Endverbraucher (Haushalte und Unternehmen) auch die volkswirtschaftlich relevanten Unterschiede bezüglich Kostenentstehung im Inland oder Ausland betrachtet und mit qualitativen Aspekten (externen Effekten) der Energiepolitik ergänzt, so resultiert folgende zusammenfassende Darstellung:

**Tabelle 12. Bewertung der Ergebnisse inklusive qualitativer Aspekte**

	Beurteilung ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ			
	Kostenunterschied Energieversorgung für Endverbraucher		Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenzial durch höhere Kosten im Inland	Anteil Erneuerbare Klimaschutz Importabhängigkeit
Preisvariante	CHF/P*	Wirkung	Wirkung**	Wirkung
Preise TIEF	83	--	+	+
Preise MODERAT	41	-	+	+
Preise MITTEL	-85	++	+	+
Preise HOCH	-374	++++	+	+

\* Mehrkosten ENERGIEWENDE gegen über REFERENZ pro Person und Jahr (Mittel 2015-2050); negative Werte = Einsparungen

\*\* Ein direkter quantitativer Vergleich der volkswirtschaftlichen Potenziale mit den Kostenunterschieden für Endverbraucher ist nicht möglich, die Grössenordnungen bei Preisvariante MODERAT können jedoch als Diskussionsgrundlagen dienen: Mehrkosten im Inland bei 644 CHF pro Person und Jahr; Mehrkosten Endverbraucher 41 CHF pro Person und Jahr;

Aus der Gesamtsicht in Tabelle 12 lassen sich unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen folgende Schlüsse ableiten:

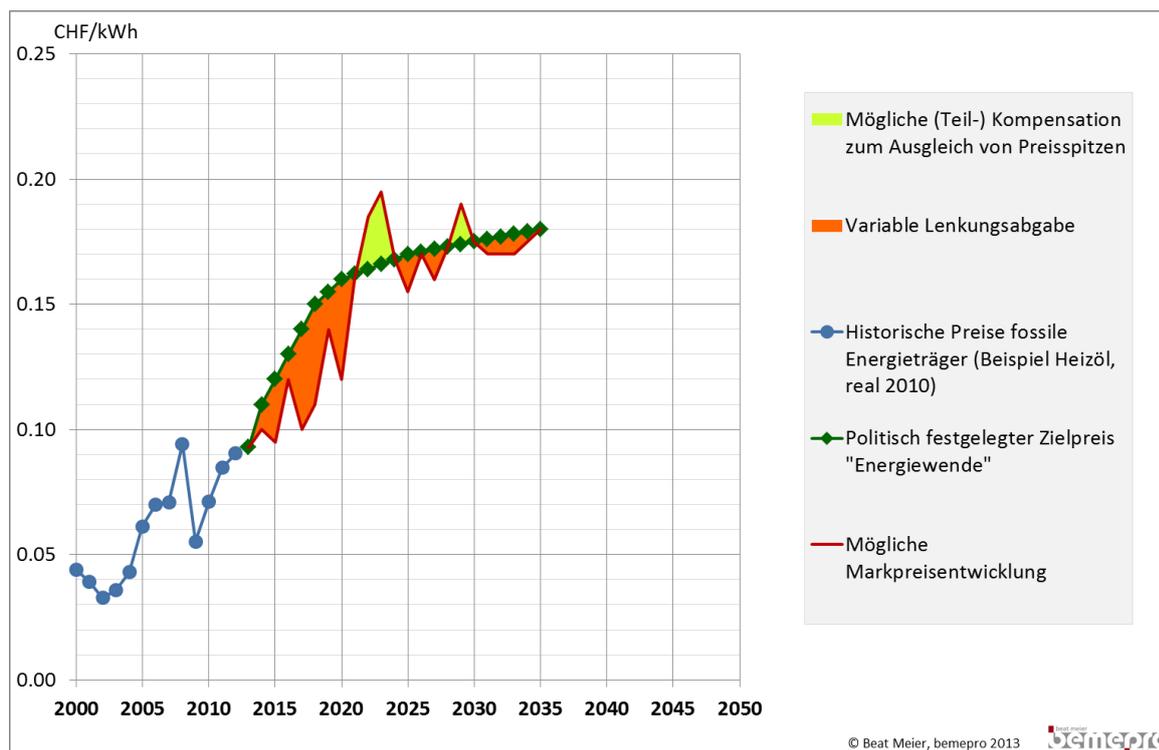
- Wenn den Preisszenarien MITTEL und HOCH eine gewisse Eintretenswahrscheinlichkeit zugestanden wird, ist es für die Endverbraucher, Haushalte und Unternehmen, aus der Kostensicht rein rechnerisch vorteilhaft, eine konsequente ENERGIEWENDE herbeizuführen.
- Wenn den zusätzlichen Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenzialen ein gewisses Gewicht zugemessen wird, sei es aufgrund vertiefender volkswirtschaftlicher Studien oder in Form eines wirtschaftspolitischen Grundsatzentscheides, so kann auch bei den Preisszenarien TIEF oder MODERAT eine konsequente ENERGIEWENDE aus volkswirtschaftlicher Sicht vorteilhaft sein.
- Aus Sicht übergeordneter Zielsetzungen wie dem Klimaschutz oder dem Ziel zur Reduktion der Auslandabhängigkeit, ist eine konsequente ENERGIEWENDE herbeizuführen. Der mögliche Preis dafür ist bei den Preisszenarien TIEF oder MODERAT mit 83 Franken bzw. 41 Franken pro Person und Jahr ermittelt worden. Dieser Preis ist dem Nutzen der Politik gegenüberzustellen. Bei den Preisszenarien MITTEL und HOCH ist die ENERGIEWENDE für die Endverbraucher günstiger, das Erreichen der politischen Ziele folglich wirtschaftlich lohnend.
- Umgekehrt formuliert, kann ein Weiterführen der bisherigen Politik im Sinne des Szenarios REFERENZ nur dann wirtschaftlich begründet werden, wenn erstens von dauerhaft tiefen oder nur moderat steigenden Energiepreisen ausgegangen wird und zweitens die bei diesen Preisen möglichen Einsparungen bei den Energiekosten als bedeutender eingeschätzt werden als die zusätzlichen Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale einer Energiewende.

## Allgemeine Folgerungen und Anmerkungen

- Das Ergebnis einer wirtschaftlichen Beurteilung von energiepolitischen Szenarien hängt stark vom gewählten Zeitraum ab. Energiewende-Szenarien mit höheren Investitionen in Effizienz und Erneuerbare schneiden auf lange Sicht immer relativ besser ab, wenn die Preise für die Technologien sinken, die kumulierten Effizienzeffekte die Nachfrage deutlich senken und die Energieträgerpreise für fossile Energien langfristig steigen. In diesem Zusammenhang ist auch auf den Verzicht auf Diskontierungen zukünftiger Kosten und Einsparungen in der vorliegenden Arbeit hinzuweisen. Dadurch werden alle zukünftigen monetären Wirkungen gleichbehandelt. Ein Diskontierung würde demgegenüber zeitnahe Wirkungen stärker gewichten als die in ferner Zukunft liegenden.
- Die erwähnten höheren Kostenanteile der Energieversorgung im Inland wären für eine volkswirtschaftliche Beurteilung bezüglich der Produktivität der eingesetzten Faktoren und der Importintensität der zusätzlichen Inlandnachfrage genauer zu untersuchen. Darüber hinaus ist auch zu erwägen, dass die beteiligten Branchen aktuell und mit grosser Wahrscheinlichkeit auch in Zukunft global zu den wachstumsstärksten Branchen gehören.
- Für eine Diskussion der Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Vergleich spielt bei stark steigenden Energiepreisen oder hohen Schwankungen auch die Reaktionsfähigkeit beziehungsweise Verletzlichkeit einer Volkswirtschaft eine Rolle. Eine konsequente ENERGIEWENDE bindet mehr Kapital in Effizienztechnologien und in Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien. Die massiv reduzierte Importabhängigkeit erhöht die Stabilität bezüglich der Energiepreisentwicklungen, was auch ein internationaler Wettbewerbsvorteil sein kann.
- Eine ENERGIEWENDE ist kapitalintensiv. Mit Blick auf das historisch tiefe Niveau der Realzinsen ist der Zeitpunkt für eine Grossinvestition in eine effiziente und weitgehend erneuerbare Energieversorgung als günstig zu bezeichnen.

## Ein Systemvorschlag

Die vorliegende Arbeit verzichtet gemäss der Fragestellung auf Aussagen zur Ausgestaltung der politischen Rahmenbedingungen, die für eine konsequente ENERGIEWENDE erforderlich sind. Im Sinne einer Anregung wird hier dennoch ein denkbares und einfach auszugestaltendes System skizziert, weil die Ergebnisse des Hochpreisszenarios (vgl. Abbildung 25 und Abbildung 26) dazu wertvolle Hinweise liefern. Analog zu einem starken Anstieg der Marktpreise für Energieträger bewirkt ein politischer Beschluss für einen schnellen und markanten Anstieg der Preise für mindestens alle fossilen Energieträger (Brennstoffe und Treibstoffe), dass die meisten für eine ENERGIEWENDE erforderlichen Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich, beim Verkehr und beim Einsatz von Elektrizität rentabel werden. Damit diese Effizienzmassnahmen auch tatsächlich umgesetzt werden, braucht es langfristige Planungssicherheit. Diese Planungssicherheit fehlt heute, weshalb viele Entscheidungen in Erwartung gleichbleibender oder wieder sinkender Energiepreise gefällt werden. Planungssicherheit kann mit einer variablen Lenkungsabgabe geschaffen werden, mit der ein vorgegebener und allen Marktteilnehmern bekannter Zielpreis eingehalten wird. Vom Zielpreis abweichende Marktpreisentwicklungen können sowohl für Preisausschläge nach unten wie auch nach oben ausgeglichen werden (vgl. schematische Darstellung in Abbildung 37). Die Einnahmen dieser variablen Lenkungsabgabe können teilweise in einen Fonds zum Ausgleich von Preisspitzen und zur Kompensation energieintensiver Branchen fließen, Überschüsse wären staatsquotenneutral zurück zu erstatten.

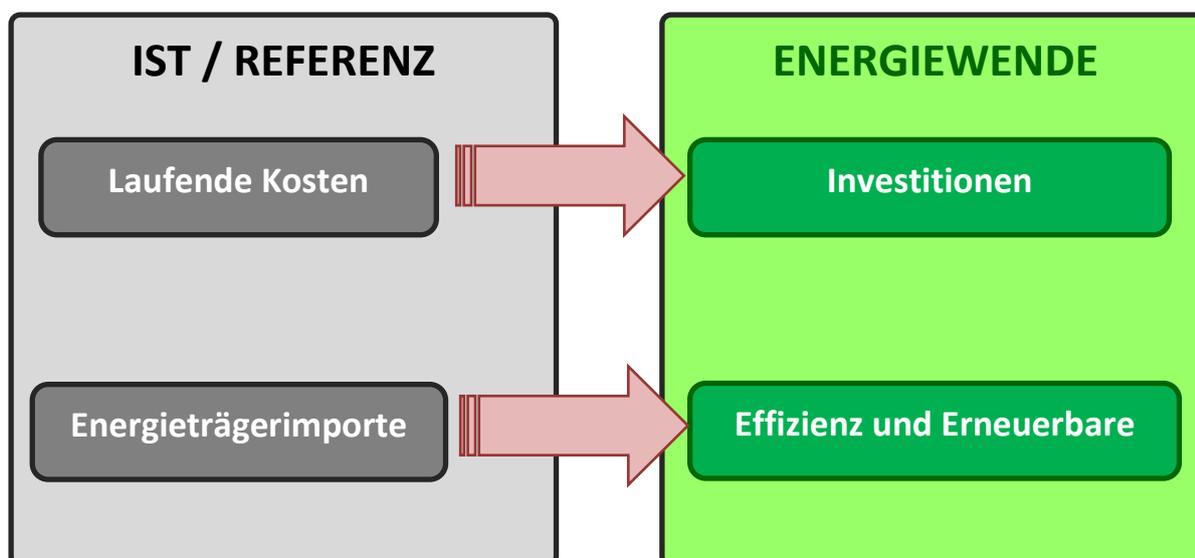


**Abbildung 37. Variable Lenkungsabgabe für langfristig planbare Energiepreise**

Naturgemäss wirft ein solcher Systemwechsel einer Reihe von grundsätzlichen, nicht zuletzt auch ordnungspolitischen Fragen auf. Eine vertiefte Prüfung wird empfohlen, weil die Chancen für eine hohe Wirksamkeit durch die geschaffene Planungssicherheit und für eine hohe Effizienz durch den prinzipiell einfachen Ansatz gegeben sind.

## Paradigmenwechsel

Mit der ENERGIEWENDE ist ein doppelter Paradigmenwechsel verbunden: Erstens von laufenden Kosten hin zu Investitionen für die Energieversorgung und zweitens von Energieträgerimporten hin zu Massnahmen für Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Diese Umschichtungen der Kosten für Importe zu Kosten für Massnahmen im Inland sind gegenüber der REFERENZ in der Höhe von jährlich 5 Milliarden Franken zu erwarten und somit erheblich. Mit dieser Kostenumschichtung sind einerseits erhebliche Wertschöpfungspotenziale und Beschäftigungseffekte verbunden, die bei einer energiepolitischen Weichenstellung zu berücksichtigen sind. Andererseits bedeutet der Paradigmenwechsel von laufenden Kosten hin zu Investitionen auch eine Erhöhung der Einflussnahme auf die Kosten der Energieversorgung, denn die Abhängigkeit von nicht beeinflussbaren Preisentwicklungen reduziert sich zugunsten eigenständiger Entscheidungen bei den Investitionen. Die ENERGIEWENDE erhöht somit den Handlungsspielraum in der Energieversorgung, sei es für politische oder von den Haushalten und Unternehmen zu fällende Entscheidungen.



Eigene Darstellung

**Abbildung 38. Paradigmenwechsel ENERGIEWENDE**

### 6.3. Weiterführende Fragen

Die vorliegende Arbeit kann auf detaillierten Vorarbeiten im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 des Bundes aufbauen und mit den ergänzenden Berechnungen und Sensitivitätsanalysen einen Diskussionsbeitrag zur politischen Entscheidungsfindung leisten. Aus methodischen Gründen und aufgrund der beschränkten Ressourcen mussten erhebliche Vereinfachungen getroffen und teilweise Ergebnisse von Dritten übernommen werden, die zur Bildung konsistenter, alternativer Szenarien vertieft geprüft werden sollten. So bleiben Teilfragen unbeantwortet und neue Aspekte sind im Verlauf der Arbeit hervorgetreten. Die nachfolgende Zusammenstellung vermittelt dazu einen Überblick.

1. **Energiepreise:** In der vorliegenden Arbeit stützen sich die alternativen Preisszenarien auf Publikationen der Internationalen Energieagentur IEA und der U.S. Energy Information Administration EIA. Für diese und allenfalls um weitere Quellen ergänzten Annahmen ist eine Diskussion zur Plausibilität beziehungsweise zu möglichen Eintretenswahrscheinlichkeiten zu führen. Nur auf diese Weise können die erheblichen Abweichungen der wirtschaftlichen Auswirkungen zwischen verschiedenen Preisannahmen in eine Beziehung gesetzt werden. Als Teilaspekt sollten auch die Annahmen zur Entwicklung der Wechselkurse überprüft werden.
2. **Elektrizitätswirtschaft und Importe/Exporte:** Eine wirtschaftliche Analyse unterschiedlicher Stromversorgungsvarianten sollte expliziter die Import- und Exportbeziehungen einschliessen. Aktuell wird jährlich mehr Strom importiert und exportiert als in der Schweiz verbraucht wird. In den Berechnungen von BFE/Prognos (2012) sind diese Austauschbeziehungen auf theoretische und im Zeitverlauf gegen Null tendierende Mengen in langfristigen Abnahme- und Lieferverträgen reduziert, was wenig realistisch erscheint. Entscheidende Fragen: Kann die Schweiz als Batterie Europas mittelfristig ein neu ausgerichtetes Spitzen- bzw. Regelstromgeschäft aufziehen oder muss sie die eigenen Solarstromüberschüsse mit Verlust exportieren? Ist die Prämisse der Autarkie bzw. der Füllung der sogenannten „Stromlücke“ mit einheimischer Produktion um fast jeden Preis zielführend? Welche Spannweite von Marktpreisentwicklungen im europäischen Umfeld ist unter Einbezug der möglichen Preisentwicklung der fossilen Energieträger und erneuerbarer Energien zu berücksichtigen? Welche Rolle spielen eigene Investitionen im Ausland für die schweizerische Strategie: In welchem Ausmass sollen beispielsweise die Auslandsinvestitionen schweizerischer Stromversorger in Wind- oder Solarstrom mit Gestehungskosten anstelle von Marktpreisen in die Wirtschaftlichkeitsanalyse unterschiedlicher Stromversorgungsvarianten einfließen?
3. **Kosten von Effizienzmassnahmen** im Bereich Verkehr, aber auch anderen Bereichen, sind in den bisherigen Arbeiten in der Tendenz konservativ (hoch) eingeschätzt und sollten durch Sensitivitätsanalysen und gegebenenfalls vertiefte Studien besser abgestützt werden.
4. **Suffizienz:** Volkswirtschaftliche Effekte von Verhaltensänderungen im Sinne von Suffizienz sind kaum untersucht. In einer Gesamtkostenrechnung aus Sicht der Endkonsumenten lohnt sich in der Regel jede eingesparte Kilowattstunde unmittelbar, volkswirtschaftliche Wechselwirkungen können jedoch zu negativen Gesamteffekten führen.

5. **Biotreibstoffe:** Die Machbarkeit und die Auswirkungen des starken Ausbaus der Biotreibstoffe im Szenario Neue Energiepolitik NEP von BFE/Prognos (2012) ist unter anderem bezüglich der Annahmen zu Inlandproduktion gegenüber Importen zu überprüfen.
6. **Diskontierung:** Die Frage der Diskontierung zukünftiger Kosten und Nutzen ist vertieft zu prüfen. Da eine Energiewende tendenziell auf lange Frist wirtschaftliche Vorteile bringen kann, ist die methodisch bedingte (und ökonomisch durchaus begründbare) schwächere Gewichtung der zeitfernen Zahlungsströme zu hinterfragen. Im Zeitverlauf variable Zinssätze für die Diskontierung könnten Bestandteil der Untersuchungen sein, einerseits vor dem Hintergrund der aktuell historisch tiefen Realzinssätze, andererseits mit Blick auf die im Zeitverlauf zunehmenden Unsicherheiten und Risiken.
7. **Zeitpunkt und Tempo:** Die in der vorliegenden und auch in anderen Arbeiten abstrakte Gegenüberstellung von grundsätzlich verschiedenen Politikvarianten beruht immer auf einem entweder - oder. Für die wirtschaftlichen Auswirkungen entscheidend sind jedoch auch Startzeitpunkte und Tempi einer Entwicklung. Zu untersuchen wären beispielsweise eine ENERGIEWENDE SOFORT oder VERZÖGERT oder SPÄT bei unterschiedlichen Preispfaden für fossile Energieträger.
8. **Geldflüsse oder Kosten:** In Übereinstimmung mit BFE/Prognos werden in der vorliegenden Arbeit die resultierenden Kosten aus Investitionen in Effizienz und Erneuerbare Energien mittels Annuitäten auf die Nutzungsdauer verteilt. Der Verlauf der notwendigen Investitionen und damit auch die zeitlichen Auswirkungen beispielsweise auf die Bauwirtschaft und den Kreditsektor sind jedoch grundlegend anders. Eine gesamtwirtschaftliche Gegenüberstellung einer Geldflussrechnung mit einer Kostenrechnung könnte diese entscheidungsrelevanten Aspekte quantitativ herauschälen.
9. **Nachfrage abhängig von Preis und Unsicherheit:** In der vorliegenden Arbeit wird die konkrete Steuerung der Nachfrage mittels Preisen oder anderen Massnahmen für eine Energiewende offen gelassen. Mit Sicherheit spielen die Preissignale eine wichtige Rolle, mit Blick auf Hochpreisphasen in der Vergangenheit werden diese möglicherweise aber auch überschätzt. Entscheidend für langfristig wirksame Investitionsentscheidungen sind weniger die aktuellen Preise als die Preiserwartungen, die von grossen Unsicherheiten geprägt sind. Vertieft zu untersuchen wäre, mit welcher Kombination von Preiserhöhung und Preis-Planungssicherheit ökonomisch optimale Resultate erreicht werden können (vgl. Vorschlag S. 88).
10. **Sensitivität CO<sub>2</sub>-Abgabe:** Die vorliegenden volkswirtschaftlichen Analysen, die auch die Wechselwirkungen zwischen den wirtschaftlichen Akteuren berücksichtigen, sollten mittels Sensitivitätsanalysen breiter abgestützt werden. Dabei wäre auch die Prämisse zu hinterfragen, dass die „Neue Energiepolitik“ NEP des Bundes mit dem IEA Klimaschutz-Szenario „450ppm“ kombiniert wird. Die damit unterstellten, sinkenden fossilen Preise und eine CO<sub>2</sub>-Abgabe von über 1000 CHF/Tonne CO<sub>2</sub> oder über 3 CHF / Liter Heizöl<sup>100</sup> dürften einen erheblichen Einfluss auf die volkswirtschaftliche Wirkung haben. Der Unterschied zwischen der politisch erzeugten und einer durch den Weltmarkt bedingten Verteuerung liesse sich dabei ermitteln.

---

<sup>100</sup> BFE/Ecoplan (2012): S. 9

## Literatur

Zusätzlich zum untenstehenden Literaturverzeichnis findet sich im [Anhang](#) eine vollständige Zusammenstellung der Grundlagenberichte zur Energiestrategie 2050 des Bundes mit Internet-Quellen.

Ammann Helmut, Brecht Isabelle und Albisser Vögeli Gregor, 2009. AGRARForschung 16 (3): S. 64-69

Andersson Göran, Boulouchos Konstantinos, Bretschger Lucas, 2011. Energiezukunft Schweiz. ETH Studie Energiezukunft 2050.

Barmettler Franziska, Beglinger Nick, Novak Martina, Zeyer Christian, 2013. Schweizer Energie- und Stromstudien im Vergleich, im Auftrag von swisscleantech, Kurzfassung 31.1.2013.

Barmettler Franziska, Beglinger Nick, Zeyer Christian, 2013a. Cleantech Energiestrategie, im Auftrag von swisscleantech, V3.0 Fassung 31.1.2013.

BFE (2012a). Marktentwicklung fossiler Energieträger,

BFE (2012b). Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten; Schlussversion; 06.06.2012; Teil der Grundlagen zur Vernehmlassung „Energiestrategie 2050“.

BFE, 2012. Gesamtenergiestatistik 2011.

BFE/Ecoplan, 2012. Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen, Analyse mit einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell für die Schweiz; Ecoplan, 12.09.2012.

BFE/Prognos, 2012. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050; Prognos AG, 12.09.2012.

BFE/Prognos, 2012a. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Anhang III (Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in Zahlen; Emissionen); Prognos AG, Basel; 12.09.2012.

Econcept, 2009. Energieeffiziente Baustandards für Neubauten: Energie- und Treibhausgas-einsparungen und Mehrkosten bis 2030, Alpiq, 20. Dezember 2009.

EIA, 2012. Annual Energy Outlook (AEO) 2012 with projections to 2035. U.S. Energy Information Administration (EIA), (DOE/EIA-0383(2012)), June 2012.

European Commission, 2010. EU Energy trends to 2030 – Update 2009.

European Commission, 2011. Energy roadmap 2050.

IEA, 2001. World Energy Outlook 2001. Internationale Energie Agentur IEA.

IEA, 2010. World Energy Outlook 2010. Internationale Energie Agentur IEA.

IEA, 2012. World Energy Outlook 2012. Internationale Energie Agentur IEA.

MuKE n, 2008. Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE n), Ausgabe 2008. Konferenz Kantonalen Energiedirektoren EnDK (Hrsg).

Nathani et al., 2013. Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz; Schlussbericht 28. Januar 2013. Auftragnehmer: Rütter+Partner, Ernst Basler + Partner AG; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.

Ott et al., 2011. CO<sub>2</sub>- Vermeidungskosten bei der Erneuerung von Wohnbauten. Schlussbericht  
27. Juni 2011, Auftragnehmer: Econcept, Amstein+Walthert, TEP-Energy.

Vgl. BFE, 2011. Heizen mit Köpfchen,  
[www.bfe.admin.ch/ ... 102641\\_brochure\\_BFE\\_chauffagez\\_fute\\_DE\\_web.pdf](http://www.bfe.admin.ch/.../102641_brochure_BFE_chauffagez_fute_DE_web.pdf) []

VSE, 2012. Wege in die neue Stromzukunft, Gesamtbericht. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (Hrsg.), Aarau.

WWF & AEE, 2009. Vergleich der Jahreskosten von Heizungssystemen (mit Warmwasserversorgung).  
Berechnungswerkzeuge für Ein- und Mehrfamilienhäuser, Herausgeber: WWF Schweiz & AEE  
(Agentur für Erneuerbare Energien).

## Abkürzungen

AEO	Annual Energy Outlook (der EIA)
AKW	Atomkraftwerk
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
CHF	Schweizer Franken
DL	Dienstleistungen
EIA	U.S. Energy Information Administration
EWE	Energiewende
GEST	Gesamtenergiestatistik des BFE
HH	private Haushalte
IEA	International Energy Agency
IND	Industrie
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
PV	Photovoltaik
REF	Referenz
SIM-ENERCO	Simulation Energy Costs
USD	U.S. Dollar
WEO	World Energy Outlook (der IEA)
WKK	Wärme-Kraft-Koppelung

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.	Verteilung der Gesamtkosten der Energieversorgung auf Inland und Ausland bei moderaten und hohen Energiepreisen für REFERENZ und ENERGIEWENDE.....	7
Abbildung 2.	Schematische Darstellung von Systemgrenzen und Modellaufbau SIM-ENERCO .....	14
Abbildung 3.	Preisniveaus für Rohöl gemäss Internationaler Energieagentur IEA und U.S. Energy Information Administration EIA aus Vorschätzungen 2010 und 2012.....	18
Abbildung 4.	Entwicklung der Energiebezugsflächen Privathaushalte, Dienstleistungen und Industrie .....	21
Abbildung 5.	Entwicklung der Wärmenachfrage Heizung und Warmwasser Haushalte in REFERENZ und ENERGIEWENDE.....	24
Abbildung 6.	Entwicklung der Wärmenachfrage total (Haushalte, Dienstleistung, Industrie) für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	26
Abbildung 7.	Entwicklung von Kapitalkosten für Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich nach Gebäudenutzungen und Art der Massnahmen für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	29
Abbildung 8.	Entwicklung der Kapitalkosten für Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	30
Abbildung 9.	Entwicklung der Gesamtkosten Wärme (Effizienz und Bereitstellung) für REFERENZ und ENERGIEWENDE.....	33
Abbildung 10.	Entwicklung der Nachfrage Endenergie Verkehr für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	36
Abbildung 11.	Entwicklung der Gesamtkosten Verkehr für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	40
Abbildung 12.	Entwicklung der Zusammensetzung der Inlandnachfrage Elektrizität (Endverbrauch, Verluste, Speicherpumpen) für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	43
Abbildung 13.	Entwicklung der Strombereitstellung: Produktionsmix und Import-/Exportbilanz für REFERENZ und ENERGIEWENDE.....	45
Abbildung 14.	Entwicklung der Kosten Stromproduktion für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	48
Abbildung 15.	Entwicklung der Kostenunterschiede Stromproduktion (ohne Netzkosten) für REFERENZ und ENERGIEWENDE.....	49
Abbildung 16.	Entwicklung der Zusammensetzung der Stromkosten nach Netz und Produktionskosten für REFERENZ und ENERGIEWENDE.....	52
Abbildung 17.	Endenergie-Gesamtnachfrage 1970 bis 2050: REFERENZ und ENERGIEWENDE im Vergleich mit BFE/Prognos-Szenarien WWB und NEP .....	53
Abbildung 18.	Entwicklung und Zusammensetzung nach Verwendungen der Energienachfrage (Endenergie) für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	54
Abbildung 19.	Entwicklung der Endenergie-Bereitstellung nach Energieträgern für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	55
Abbildung 20.	Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	58
Abbildung 21.	Entwicklung der Zusammensetzung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	59
Abbildung 22.	Entwicklung der Zusammensetzung von Mehrkosten und Einsparungen der ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ.....	61

Abbildung 23.	Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Anteil Importkosten .....	62
Abbildung 24.	Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Vergleich der Kostenanteile im Inland .....	63
Abbildung 25.	Entwicklung der Heizölpreise für Sensitivitätsanalysen .....	66
Abbildung 26.	Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Sensitivitätsanalyse Preise HOCH .....	70
Abbildung 27.	Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Vergleich der Kostenanteile im Inland und Sensitivitätsanalyse Preise HOCH .....	71
Abbildung 28.	Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Sensitivitätsanalyse Preise TIEF .....	72
Abbildung 29.	Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Sensitivitätsanalyse Preise MITTEL .....	74
Abbildung 30.	Entwicklung der Gesamtkosten der Energieversorgung für REFERENZ und ENERGIEWENDE mit Vergleich ENERGIEWENDE 22 Mrd. kWh PV mit ENERGIEWENDE 11 Mrd. kWh und REFERENZ mit 6 Mrd. kWh .....	76
Abbildung 31.	Entwicklung der Gestehungskosten Stromproduktion für REFERENZ und ENERGIEWENDE inkl. Ausbau Solarstrom auf 22 Mrd. kWh .....	77
Abbildung 32.	Wohnflächenbedarf (Energiebezugsfläche) pro Person bei REFERENZ und ENERGIEWENDE gegenüber Suffizienz-Variante .....	78
Abbildung 33.	Transportleistungen in Personenkilometern bei REFERENZ, ENERGIEWENDE und Suffizienz-Variante .....	79
Abbildung 34.	Mehrkosten ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ mit Suffizienz-Verhalten für Wohnen und Verkehr .....	80
Abbildung 35.	Mittlere Kosten der Energieversorgung pro Person und Jahr nach Szenarien .....	84
Abbildung 36.	Verteilung der Gesamtkosten der Energieversorgung auf Inland und Ausland bei moderaten und hohen Energiepreisen für REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	85
Abbildung 37.	Variable Lenkungsabgabe für langfristig planbare Energiepreise .....	88
Abbildung 38.	Paradigmenwechsel ENERIEWENDE .....	89
Abbildung 39.	Anhang: Kosten Wärmebereitstellung ohne Energieträgerkosten nach Technologien .....	111
Abbildung 40.	Anhang: Kosten Energieträger zur Wärmebereitstellung nach Technologien .....	112
Abbildung 41.	Anhang: Kosten Wärmebereitstellung total nach Technologien (Referenz/Energiewende) .....	113

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.	Annahmen Heizwärmebedarf Wohngebäudebestand 2000 und Neubauten .....	22
Tabelle 2.	Preisentwicklung der wichtigsten Energieträger für die Wärmebereitstellung (Preisvariante MODERAT) .....	31
Tabelle 3.	Annahmen für Jahreskosten der Wärmebereitstellung nach Wärmesystemen, ohne Energieträgerkosten.....	32
Tabelle 4.	Gliederung und Modellierung der Nachfragekomponenten Verkehr .....	34
Tabelle 5.	Transportleistungen Verkehr und spezifische Verbräuche .....	35
Tabelle 6.	Preisentwicklung der Energieträger für den Verkehr (Preisvariante MODERAT) .....	38
Tabelle 7.	Gestehungskosten Stromproduktion Rp./kWh.....	47
Tabelle 8.	Mittlere Kosten der Energieversorgung pro Jahr: Ergebnisse mit Preisvariante MODERAT.....	57
Tabelle 9.	Übersicht Sensitivitätsanalysen .....	65
Tabelle 10.	Charakterisierung der Preisvarianten .....	67
Tabelle 11.	Mittlere Kosten der Energieversorgung pro Jahr: Ergebnisse mit Sensitivitätsanalysen .....	82
Tabelle 12.	Bewertung der Ergebnisse inklusive qualitativer Aspekte .....	86

# Anhang

## Verzeichnis Anhang

Anhang 1	Definitionen, Einheiten und Umrechnungen .....	98
Anhang 2	Übersicht Schweizer Energie- und Stromstudien im Vergleich (swisscleantech) ....	102
Anhang 3	Annahmen Neubauqualität und Sanierungsraten in Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE .....	103
Anhang 4	Entwicklung des Heizwärmebedarfes, Ergebnisse für REFERENZ und ENERGIEWENDE im Vergleich zu BFE/Prognos WWB und NEP .....	105
Anhang 5	Modellergebnisse Zusammensetzung der Energiebezugsfläche und Heizenenergiebedarf.....	106
Anhang 6	Annahmen für Kosten Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich.....	108
Anhang 7	Annahmen Kosten Wärmebereitstellung.....	110
Anhang 8	Zusammensetzung der Kosten der Wärmebereitstellung nach Energieträgern und Technologien.....	111
Anhang 9	Gestehungskosten Stromerzeugung: Quellen .....	114
Anhang 10	Die Grundlagenberichte zur Energiestrategie 2050 des Bundes .....	115

## Anhang 1 Definitionen, Einheiten und Umrechnungen

### Definition Endenergie gemäss Gesamtenergiestatistik (BFE, 2012)

#### Definitionen

Unter *Energieträger* werden alle Stoffe verstanden, mit deren Hilfe sich Energie gewinnen lässt, sei es direkt oder erst nach ihrer Umwandlung.

*Primärenergieträger* sind Energieträger, die in der Natur vorkommen und noch keiner Umwandlung unterzogen worden sind, unabhängig davon, ob sie in dieser Rohform direkt verwendbar sind oder nicht. Beispiele: Holz, Kohle, Rohöl, Erdgas, Wasserkraft usw. Statistisch fallen darunter ebenfalls die mithilfe der Kernenergie erzeugte Reaktorwärme sowie energetisch genutzter Müll und Industrieabfälle.

Die *Sekundärenergieträger* erhält man durch Umwandlung von Primärenergieträgern unter Entstehung von Umwandlungsverlusten. Beispiele: Koks, Elektrizität, Benzin, Fernwärme usw.

Der *Bruttoverbrauch* entspricht der Summe aus inländischer Gewinnung und den Saldi des Aussenhandels sowie der Lagerveränderungen.

Mit der *Endenergie* wird die letzte Stufe des Handels erfasst. Hinzu kommt der Verbrauch von erneuerbaren Energien, die nicht in den Handel kommen (Bsp.: Kollektorstrom für Licht oder Benzin fürs Auto). Die Differenz zur Bruttoenergie sind im Wesentlichen die Umwandlungsverluste.

<http://www.iea.org/stats/unit.asp>

u.a. 1 toe = 11.63 MWh

General Converter for Energy						
MJ	Gcal	toe	MBtu	MWh	Mtce	Reset
41868.00000	10	1	39.683201650	11.630000000	0.0000014286	Convert

vgl. auch [http://en.wikipedia.org/wiki/Tonne\\_of\\_oil\\_equivalent](http://en.wikipedia.org/wiki/Tonne_of_oil_equivalent)

#### Holzenergie

[http://www.holzenergie.ch/fileadmin/user\\_resources/publications/403energieinhalt\\_graueEnergie\\_DFI.pdf](http://www.holzenergie.ch/fileadmin/user_resources/publications/403energieinhalt_graueEnergie_DFI.pdf)



## Masse, Einheiten, Zahlen

### Umrechnungsfaktoren, Masseinheiten und Energieinhalte

#### Dezimalfaktoren

Bezeichnung	Faktor	
Kilo (k)	$10^3$	1 000
Mega (M)	$10^6$	1 000 000
Giga (G)	$10^9$	1 000 000 000
Tera (T)	$10^{12}$	1 000 000 000 000
Peta (P)	$10^{15}$	1 000 000 000 000 000

#### Masseinheiten

Grösse	Masseinheit	Zeichen	Umrechnung
Leistung	Watt	[W]	
	Pferdestärke	[PS]	1 PS = 735 W
Energie	Joule	[J]	
	Wattsekunde	[Ws]	1 Ws = 1 J
	Kilowattstunde	[kWh]	1 kWh = 3 600 000 J = 3,6 MJ
	Kalorie	[cal]	1 cal = 4,186 J

#### Umrechnungsfaktoren

zu: von:	J	TJ	kWh	GWh	cal
J	1	$1 \times 10^{-12}$	$0,2778 \times 10^{-6}$	$0,2778 \times 10^{-12}$	0,2388
TJ	$1 \times 10^{12}$	1	$0,2778 \times 10^6$	0,2778	$0,2388 \times 10^{12}$
kWh	$3,6 \times 10^6$	$3,6 \times 10^{-6}$	1	$1 \times 10^{-6}$	$0,8598 \times 10^6$
GWh	$3,6 \times 10^{12}$	3,6	$1 \times 10^6$	1	$0,8598 \times 10^{12}$
cal	4,186	$4,186 \times 10^{-12}$	$1,163 \times 10^{-6}$	$1,163 \times 10^{-12}$	1

[http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_840559227.pdf&endung=Masse,%20Einheiten,%20Zahlen:%20Umrechnungsfaktoren,%20Masseinheiten%20und%20Energieinhalte](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_840559227.pdf&endung=Masse,%20Einheiten,%20Zahlen:%20Umrechnungsfaktoren,%20Masseinheiten%20und%20Energieinhalte) [10.1.2013]

**Heizwerte der Energieträger in der Gesamtenergiestatistik –  
 Pouvoir calorifique des agents énergétiques figurant dans la statistique  
 globale de l'énergie:**

**Erdölprodukte/Produits pétroliers:**

Rohöl/Pétrole brut:	43,2 MJ/kg	0,0432 TJ/t
Heizöl extra-leicht/Huile extra-légère:	42,6 MJ/kg	0,0426 TJ/t
Heizöl schwer/Huile lourde:	41,2 MJ/kg	0,0412 TJ/t
Petrolkoks/Coke de pétrole:	35,0 MJ/kg	0,0350 TJ/t
Flüssiggase, übrige/Gaz liquide, autres:	46,0 MJ/kg	0,0460 TJ/t
Benzin/Essence:	42,5 MJ/kg	0,0425 TJ/t
Diesel/Carburant diesel:	42,8 MJ/kg	0,0428 TJ/t
Flugtreibstoffe/Carburant d'aviation:	43,0 MJ/kg	0,0430 TJ/t

**Erdgas/Gaz naturel:**

Im Durchschnitt, Norm m<sup>3</sup>: 0 °C, 1013 mbar/En moyenne, Norm m<sup>3</sup>: 0 °C, 1013 mbar

Oberer Heizwert (Brennwert)/ Pouvoir calorifique supérieur:	40,3 MJ/m <sup>3</sup>	0,0403 TJ/1000 m <sup>3</sup>
Unterer Heizwert/ Pouvoir calorifique inférieur:	36,3 MJ/m <sup>3</sup>	0,0363 TJ/1000 m <sup>3</sup>

**Kohle/Charbon:**

Steinkohle/Houille:	28,1 MJ/kg	0,0281 TJ/t
Braunkohle/Lignite:	20,1 MJ/kg	0,0201 TJ/t

**Holz<sup>1</sup>/Bois<sup>1</sup>:**

Stückholz, lufttrocken/ Bûches, séchées à l'air:	15,0 MJ/kg	0,0150 TJ/t
Holzsnitzel/Bois déchiqueté:	11,6 MJ/kg	0,0116 TJ/t
Holzkohle/Charbon de bois:	28,3 MJ/kg	0,0283 TJ/t
Pellets:	18,0 MJ/kg	0,0180 TJ/t

**Abfall/Déchets<sup>1</sup>:**

Kehrichtverbrennungsanlagen/ Usines d'incinération des ordures:	11,9 MJ/kg	0,0119 TJ/t
--	------------	-------------

**Biotreibstoffe/Biocarburants**

(Unterer Heizwert/Pouvoir calorifique inférieur)

Biodiesel/Biodiesel:	9,07 kWh/l
Bioethanol/Bioéthanol:	5,85 kWh/l
Pflanzenöl (reines Rapsöl)/ Huile végétale (huile de colza pure):	9,61 kWh/l

<sup>1</sup> Kann je nach Brennstoffzusammensetzung stark variieren

<sup>1</sup> Peut varier fortement selon la composition du combustible

Gesamtenergiestatistik: 2011 S. 61

# CO<sub>2</sub>-EMISSIONSFAKTOREN DES SCHWEIZERISCHEN TREIBHAUSGASINVENTARS

Stand Oktober 2011

## FOSSILE ENERGIETRÄGER

	Emissionsfaktor t CO <sub>2</sub> / t	Energieinhalt TJ / t	EF t CO <sub>2</sub> / TJ	Dichte t / m <sup>3</sup>	EF t CO <sub>2</sub> / m <sup>3</sup>
<b>Benzin<sup>1</sup></b>	3.14	0.0425	73.9	0.75	2.34
<b>Diesel<sup>1</sup></b>	3.15	0.0428	73.6	0.83	2.62
<b>Kerosin<sup>1</sup></b>	3.15	0.0430	73.2	0.80	2.51
<b>Heizöl extraleicht<sup>1</sup></b>	3.14	0.0426	73.7	0.84	2.64
<b>Schweröl<sup>1</sup></b>	3.17	0.0412	77.0	1.0	3.17
<b>Erdgas<sup>2</sup></b>	2.56	0.0465	55.0	0.0008*	0.002
<b>LPG<sup>§,3</sup></b>	3.01	0.0460	65.5	0.0024*	0.007
<b>Methan<sup>3</sup></b>	2.74	0.0500	54.8	0.0007*	0.002
<b>Ethan<sup>3</sup></b>	2.93	0.0475	61.6	0.0014*	0.004
<b>Propan<sup>3</sup></b>	2.99	0.0464	64.6	0.0020*	0.006
<b>Butan<sup>3</sup></b>	3.03	0.0457	66.2	0.0027*	0.008
<b>Ethylen<sup>3</sup></b>	3.14	0.0472	66.5	0.0013*	0.004
<b>Propylen<sup>3</sup></b>	3.14	0.0458	68.6	0.0019*	0.006
<b>1-Butylen<sup>3</sup></b>	3.14	0.0453	69.3	0.0026*	0.008
<b>Acetylen<sup>3</sup></b>	3.38	0.0482	70.1	0.0012*	0.004
<b>1,3-Butadien<sup>3</sup></b>	3.25	0.0445	73.1	0.0025*	0.008
<b>Ethanol<sup>3</sup></b>	1.91	0.0268	71.3	0.79	1.51
<b>Methanol<sup>3</sup></b>	1.37	0.0199	69.0	0.79	1.09
<b>Petrolkoks<sup>4</sup></b>	2.90	0.0318	91.4		
<b>Steinkohle<sup>4</sup></b>	2.36	0.0255	92.7		
<b>Braunkohle<sup>4</sup></b>	2.26	0.0236	96.1		

§ Zusammensetzung LPG: 50% Propan, 50% Butan

\*Dichte des Gases bei 0°C, 1 bar; www.dguv.de/ifa

[www.bafu.admin.ch/klima/09608/index.html?lang=de...](http://www.bafu.admin.ch/klima/09608/index.html?lang=de...) CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren+des+schweizerischen+Treibhausgasinventars-1.pdf

## Anhang 2 Übersicht Schweizer Energie- und Stromstudien im Vergleich (swisscleantech)

Tabelle 1: Übersichtstabelle

Übersichtstabelle	Autoren	Modellgestützt	Kennzahlen Energie	Kennzahlen Strom	Massnahmen	Kostenberechnungen	CO <sub>2</sub> -Berechnungen
Energiestrategie 2050	Bund	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Cleantech Energiestrategie	swisscleantech	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Energiezukunft Schweiz	ETH Zürich	Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
Energiestrategie 2050 der Grünen	Grüne Partei Schweiz	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein
Wege in die neue Stromzukunft	VSE	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Ja
Zukunft Stromversorgung	Akademien der Wissenschaften	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
Strommix 2035 – 100 Prozent einheimisch, erneuerbar, effizient	Umweltallianz	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Die Energiestrategie des Bundesrates: Auswirkungen auf Energiemix, Versorgungssicherheit & Energiekosten der Wirtschaft	IWSB im Auftrag von economesuisse	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein
Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Energiestrategie 2050 des Bundesrates	IWSB im Auftrag von swisselectric	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein
10-Punkteprogramm der Wirtschaft für eine erneuerbare und effiziente Stromversorgung bis 2030	AEE	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
„Die Energiewende vor Ort ist im Gang“ 9-Punkteprogramm	CVP Schweiz	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein
Masterplan 2050	Swisspower	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja
Energie – Avenir Spezial	Avenir Suisse	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein

 Eigene Berechnungen, Kennzahlen und Massnahmenlisten liegen vor

 Kennzahlen vorhanden, allerdings gestützt auf externe Daten

 Eigene Berechnungen, Kennzahlen und Massnahmenlisten liegen nicht vor

Quelle: Barmettler et al. (2013). Schweizer Energie- und Stromstudien im Vergleich, Kurzfassung 31. Januar 2013;  
 Internet: [http://www.swisscleantech.ch/fileadmin/content/CES/SCA\\_POL\\_Vergleich\\_2013\\_v06.pdf](http://www.swisscleantech.ch/fileadmin/content/CES/SCA_POL_Vergleich_2013_v06.pdf) [1.2.2013]

### Anhang 3 Annahmen Neubauqualität und Sanierungsraten in Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE

Die gelb hinterlegten Werte sind exogene getroffene Annahmen, die grün hinterlegten Werte sind direkt daraus abgeleitete Kennzahlen, die eine Einordnung der Szenarien im Quervergleich und im Vergleich zu anderen Quellen erlauben.

Spezifischer Heizwärmebedarf (Nutzenergie) pro m2 EBF		
	kWh/m2, a	MJ/m2, a
Zuerst sanierte Flächen	140.0	504.0
Zuletzt sanierte Flächen	70.0	252.0
	kWh/m2, a	MJ/m2, a
Neubau Energieniveau "Durchschnitt 2000"	80.0	288.0
Neubau Energieniveau "MuKE n 2008"	47.0	169.2
Neubau Energieniveau "Niedrigenergie"	40.0	144.0
Neubau Energieniveau "Passivhaus/Nullenergie"	10.0	36.0

bemepro REFERENZ							
Zwischenjahre linear interpoliert	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
% Neubaufäche "Durchschnitt 2000" REFERENZ	%	90%	30%	0%	0%	0%	0%
% Neubaufäche "MuKE n 2008" REFERENZ	%	8%	50%	35%	0%	0%	0%
% Neubaufäche "Niedrigenergie" REFERENZ	%	2%	15%	40%	40%	35%	35%
% Neubaufäche "Passivhaus/Nullenergie" REFERENZ	%	0%	5%	25%	60%	65%	65%
spez. Heizwärmebedarf (NE) /m2 EBF Neubau gewichtet REFERENZ	kWh/m2, a	76.6	54.0	35.0	22.0	20.5	20.5
Ersatzneubaurate Wohnen REFERENZ	% von 2000	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%
Energetische Sanierungsrate Wohnen (o. Ersatzneubau) REFERENZ	% von 2000	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
Total Rate Ersatzneubau und energetische Sanierung REFERENZ	% von 2000	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%
Spez. Heizwärmebedarf (Nutzenergie) nach Sanierung in % Neubau	%	120%	130%	140%	150%	150%	150%
Spez. Heizwärmebedarf (Nutzenergie) nach Sanierung in kWh/m2, a	kWh/m2, a	91.9	70.2	48.9	33.0	30.8	30.8
bemepro ENERGIEWENDE							
Zwischenjahre linear interpoliert	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
% Neubaufäche "Durchschnitt 2000" ENERGIEWENDE	%	90%	30%	0%	0%	0%	0%
% Neubaufäche "MuKE n 2008" ENERGIEWENDE	%	8%	50%	5%	0%	0%	0%
% Neubaufäche "Niedrigenergie" ENERGIEWENDE	%	2%	15%	10%	10%	5%	5%
% Neubaufäche "Passivhaus/Nullenergie" ENERGIEWENDE	%	0%	5%	85%	90%	95%	95%
spez. Heizwärmebedarf (NE) /m2 EBF Neubau gewichtet ENERGIEWENDE	kWh/m2, a	76.6	54.0	14.9	13.0	11.5	11.5
Ersatzneubaurate Wohnen ENERGIEWENDE*	% von 2000	0.15%	0.15%	0.25%	0.25%	0.25%	0.25%
Energ. Sanierungsrate Wohnen (o. E'neubau) ENERGIEWENDE**	% von 2000	1.00%	1.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Total Rate Ersatzneubau und energ. Sanierung ENERGIEWENDE	% von 2000	1.15%	1.15%	2.25%	2.25%	2.25%	2.25%
* höhere Werte gelten ab 2014, **Sanierungsrate 2014-2019=1.5%							
Spez. Heizwärmebedarf (Nutzenergie) nach Sanierung in % Neubau	%	120%	130%	140%	150%	150%	150%
Spez. Heizwärmebedarf (Nutzenergie) nach Sanierung in kWh/m2, a	kWh/m2, a	91.9	70.2	20.8	19.5	17.3	17.3

**Lesebeispiel Neubau REFERENZ:** Neubauten werden im Jahr 2010 zu 30% mit einem spez. Nutzenergiebedarf des Mittelwertes 2000 von 80 kWh/m<sup>2</sup>& Jahr erstellt. 50% der Neubaufächen entsprechen den Mustervorschriften der Kantone MuKE n 2008 mit mittleren 47.0 kWh/m<sup>2</sup>&Jahr. Die Neubaufächen über alle 4 Energiestandards erreichen im Jahr 2010 einen mittleren spez. Nutzenergiebedarf von 54.0 kWh/m<sup>2</sup>& Jahr.

**Lesebeispiele Sanierung REFERENZ:** Im Jahr 2010 werden 0.15% der Bestandesflächen des Jahres 2000 abgerissen und mit Neubauten ersetzt. 1.00% werden einer grosszyklischen, energetischen Sanierung zugeführt.

## Ausführungen zur Sanierung

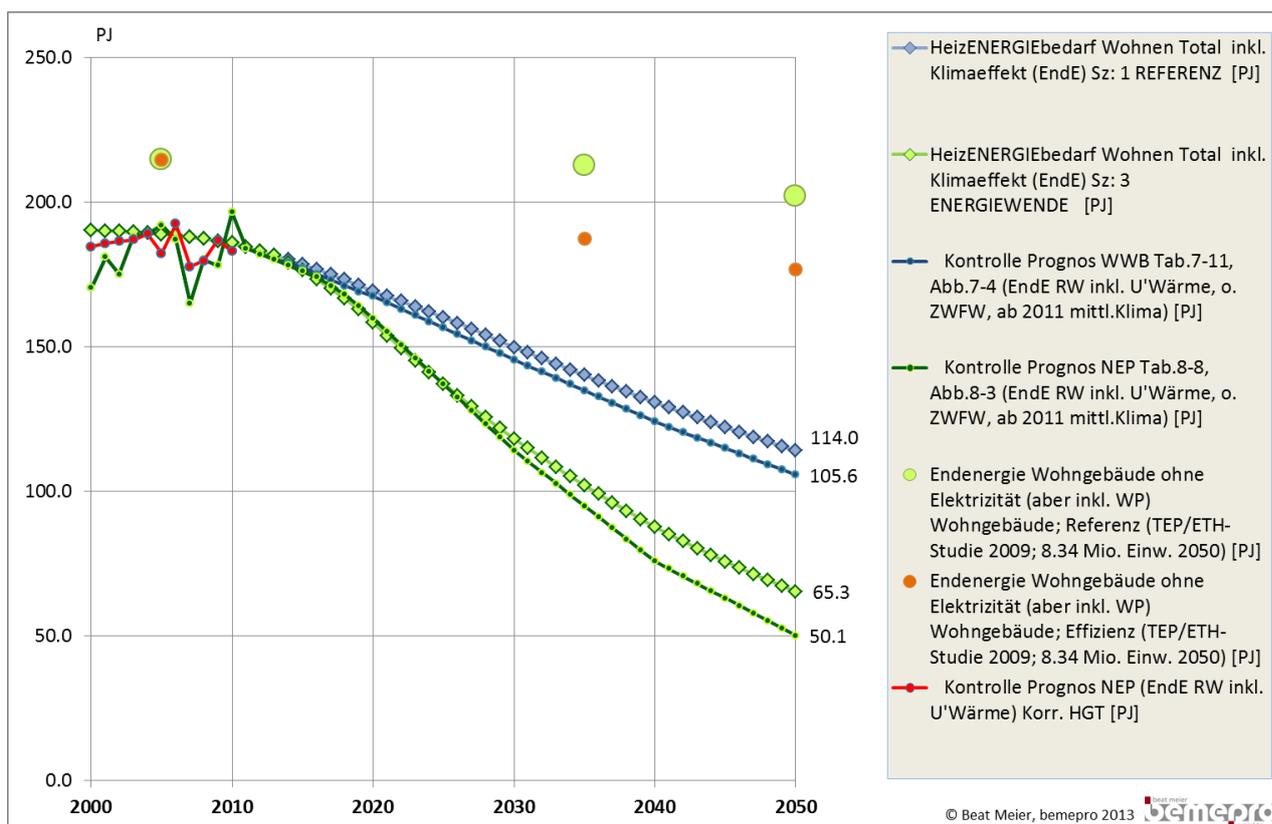
- Die sanierte Fläche pro Jahr ergibt sich aus der Sanierungsrate in % des Bestandes im Ausgangsjahr des Modelles 2000. Würde, alternativ, eine konstante Sanierungsrate von z.B. 1% auf die im Zeitverlauf abnehmende, jeweilige unsanierte Restfläche angewendet, so resultierten abnehmende sanierte Flächen pro Jahr. Dies wird als weniger plausibel betrachtet, als eine konstante Sanierungsfläche pro Jahr.
- Der Heizwärmebedarf nach Sanierung wird als Prozentsatz des mittleren Heizwärmebedarfes für Neubauten desselben Jahres festgelegt (in Anlehnung an BFE/Prognos, z.B. S. 247). Diese Festlegung unabhängig vom Ausgangswert beruht auf der Überlegung, dass bei einer stärkeren Absenkung bei Neubauten auch im Sanierungsbereich die Zielsetzung erhöht wird. Wie bei BFE/Prognos liegt der Wert nach Sanierung in der Regel bei 150% des Neubauwertes, für die Periode bis 2020 werden etwas tiefere Werte angenommen, um eine angemessene (der Realität angenäherte) Sanierungseffizienz zu erreichen.
- Der energetische Effekt einer Sanierung hängt folglich einerseits vom Ausgangszustand vor der Sanierung ab, der bei den zuerst sanierten Flächen bei  $140 \text{ kWh/m}^2\text{&Jahr}$  liegt. Andererseits ist der mit der Sanierung erreichte Wert massgebend, der parallel zur energetischen Verbesserung der Neubauten im Zeitverlauf sinkt.
- Im Szenario REFERENZ mit einer Sanierungsrate (inkl. Ersatzneubauten) von 1.15% wird bis 2050 etwas über die Hälfte des Bestandes 2000 mit energetischen Massnahmen erfasst. Bei ENERGIEWENDE sind es 89%.

## Anhang 4 Entwicklung des Heizwärmebedarfes, Ergebnisse für REFERENZ und ENERGIEWENDE im Vergleich zu BFE/Prognos WWB und NEP

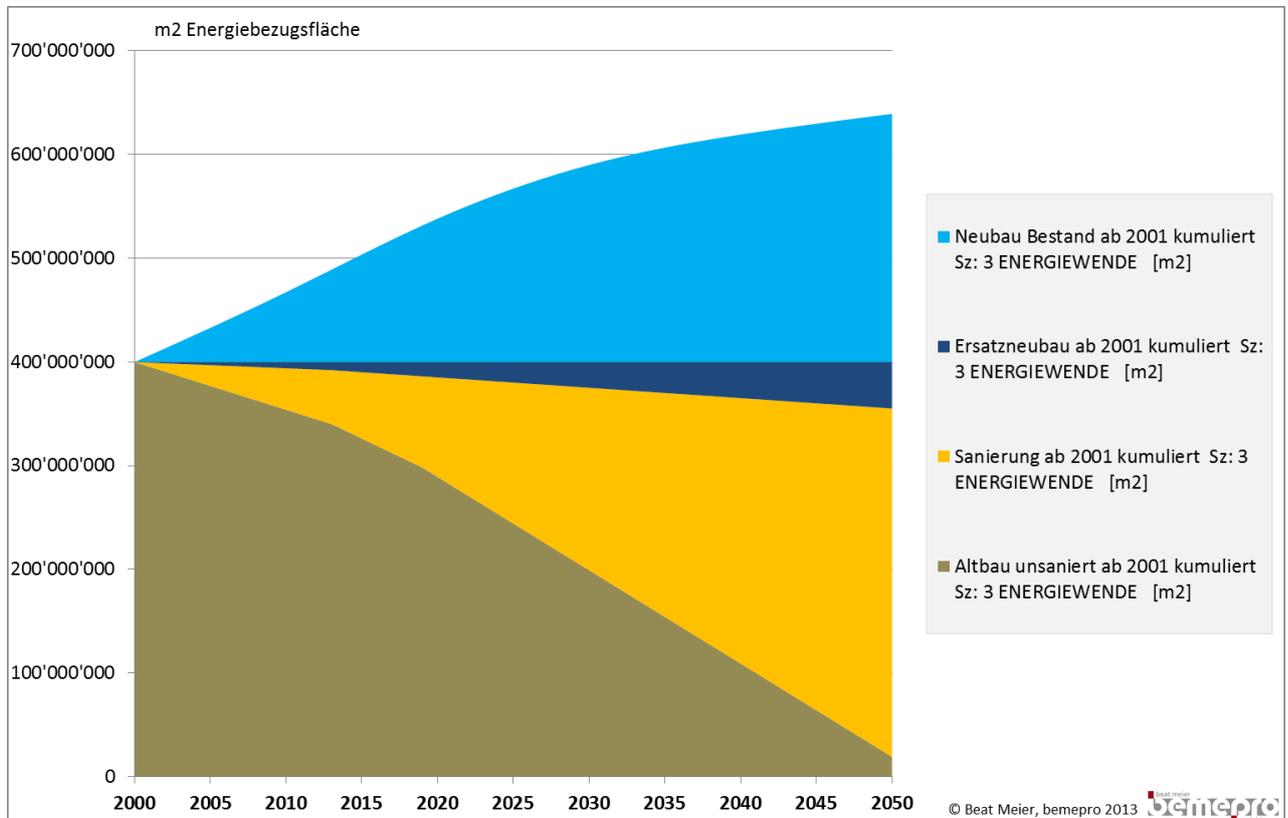
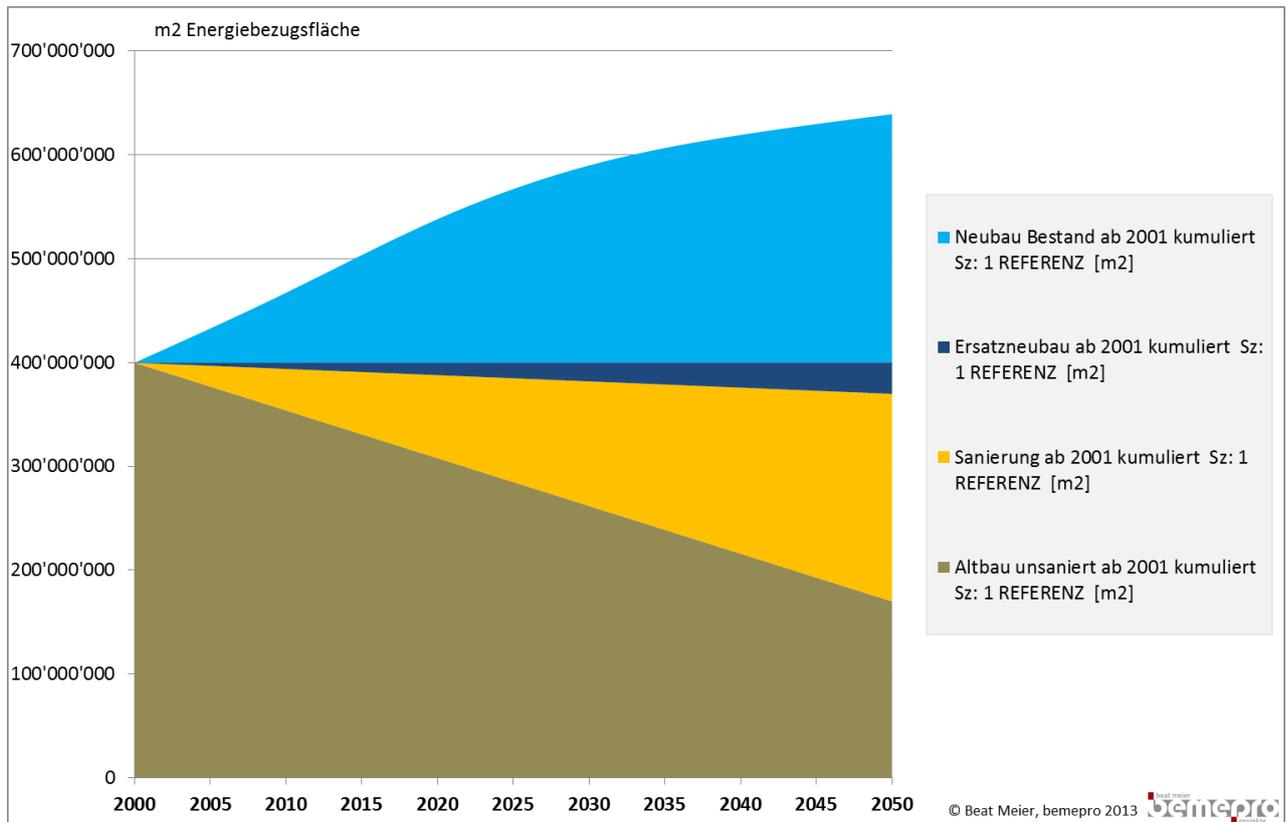
### Entwicklung des Heizwärmebedarfes, Ergebnisse für REFERENZ und ENERGIEWENDE

Zunächst werden die Modellergebnisse mit den Absenkpfeilen von BFE/Prognos verglichen. Wie die nachstehende Abbildung zeigt, ist die Modellierung für die Periode 2000 bis 2012 gut auf die mittels Heizgradtagen um Witterungseinflüsse korrigierten Werte von BFE/Prognos kalibriert. Dargestellt sind die Werte auf Stufe Endenergie, nach Berücksichtigung des Klimateffektes und der steigenden Jahresnutzungsgrade der Heizungsanlagen. In der Entwicklung nach 2015 zeigt sich, dass mit dem Szenario REFERENZ eine geringere Absenkung als im WWB-Szenario von BFE/Prognos erreicht wird. Im Jahr 2050 beträgt der Heizenergiebedarf gemäss REFERENZ noch 114 PJ gegenüber 106 PJ bei WWB (Prognos). Eine etwas grössere Differenz von 15 PJ ist zwischen den Szenarien ENERGIEWENDE und NEP (Neue Energiepolitik BFE/Prognos) zu beobachten.

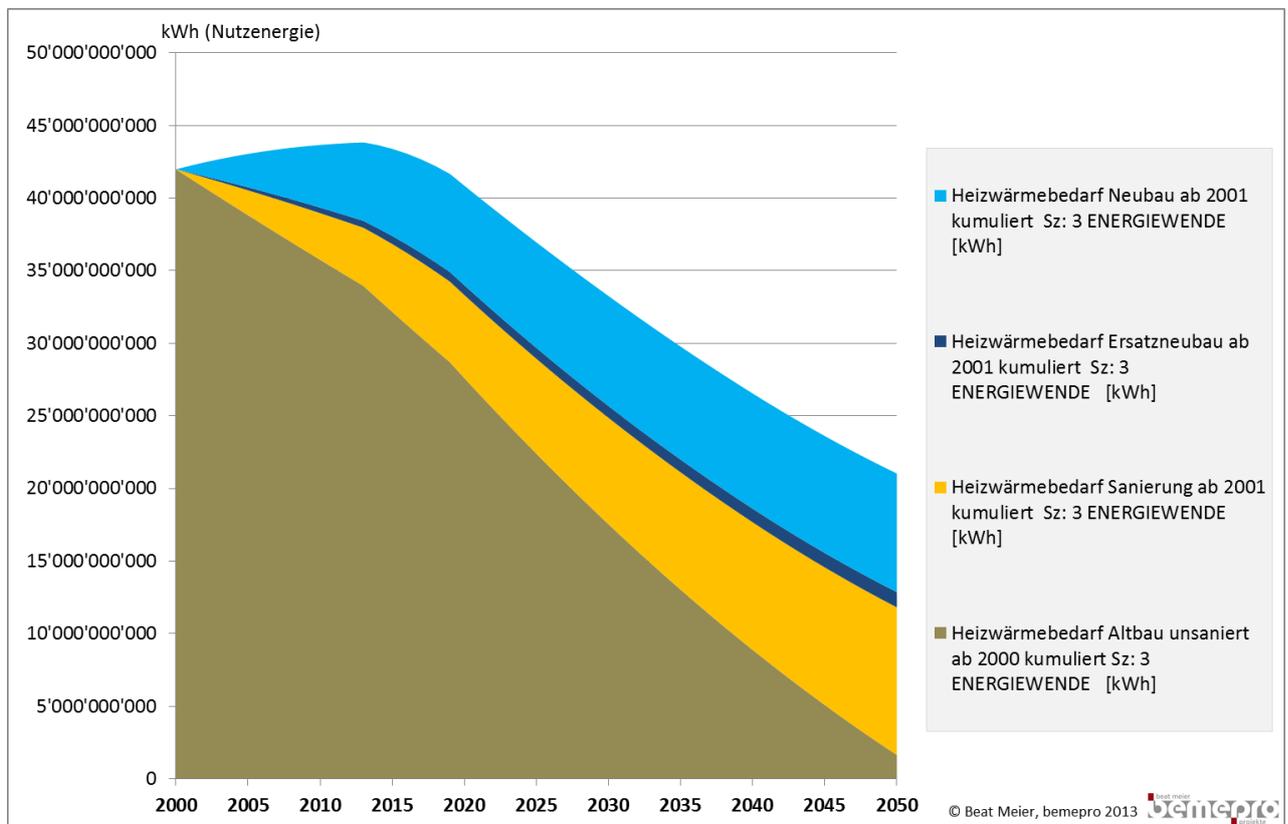
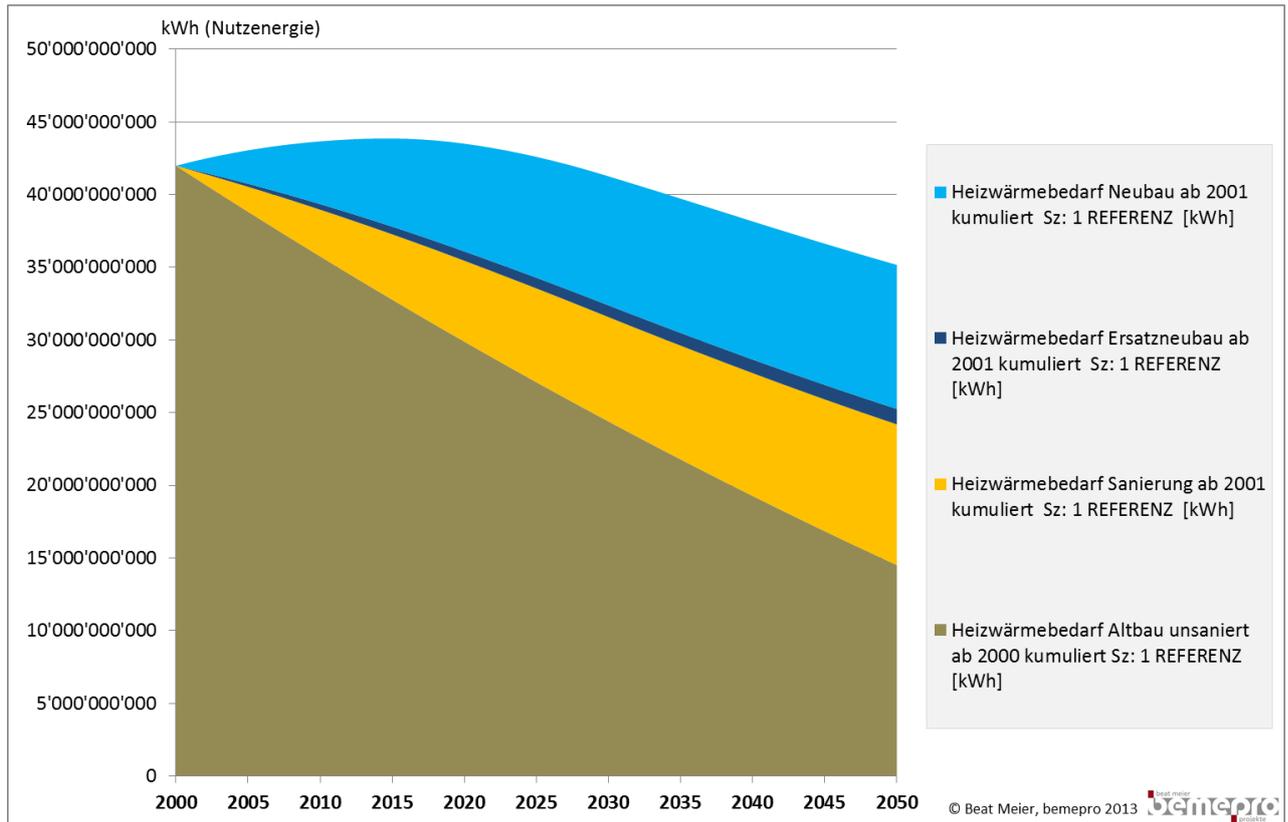
Auch im Vergleich zu früheren Arbeiten von TEP/ETH (2009) (vgl. Punkte im oberen Teil der Graphik) ist eine Absenkung des Endenergiebedarf im Prognos NEP-Szenario von 180 PJ auf weniger als 30% innerhalb von 40 Jahren als sehr ambitionös zu betrachten. Die Annahmen sind dahingehend zu überprüfen, ob sowohl im Szenario REFERENZ als auch bei ENERGIEWENDE eine stärkere Absenkung definiert werden kann. Dabei muss bei REFERENZ der Anspruch einer Weiterführung der bisherigen Trends eingehalten werden, was beispielsweise für die Sanierungsrate oder den Anteil Passivhäuser gewisse Grenzen setzt. Bei ENERGIEWENDE ist primär zu beurteilen, ob im Rahmen einer ehrgeizigen Energiewendepolitik beispielsweise die Sanierungsrate wesentlich über die 2.0%-Marke angehoben werden kann.



**Anhang 5 Modellergebnisse Zusammensetzung der Energiebezugsfläche und Heizenergiebedarf**



**Entwicklung Energiebezugsfläche Wohnen REFERENZ (oben) und ENERGIIEWENDE (unten)**



**Entwicklung Heizwärmebedarf (Nutzenergie, vor Berücksichtigung des Klimaeffektes) REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)**

**Anhang 6 Annahmen für Kosten Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich**

Laut Econcept (2009, S. 48) liegen die Neubaukosten (ohne Bauland) für MFH um 2800 CHF/m<sup>2</sup> EBF. Die Neubaukosten gegenüber den alten Mustervorschriften (vor MuKE n 2008) liegen für Minergie um 6%, für Minergie-P bei 9% und für ein Nullheizenergiehaus (nicht Minergie) bei 8%. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass die MuKE n 2008 nahe beim früheren Minergie-Standard liegen. Die Mehrkosten für Minergie im Bereich der Gebäudehülle sind gegenüber den Mustervorschriften relativ gering geworden. Ein beträchtlicher Teil der Minergie-Mehrkosten entfällt heute „nur noch“ auf die Anforderungen der kontrollierten Wohnraumlüftung. BFE/Prognos veranschlagt das Niveau der energetischen Massnahmen der Gebäudehülle als Teil der gesamten Baukosten auf rund 100 CHF/m<sup>2</sup>. Eine jährliche Kostendegression von 0.5% wird analog BFE/Prognos (S. 170, für Sanierungen) auch bei Neubauten unterstellt.

Aufgrund dieser Eckwerte und weiteren Expertenmeinungen werden die Mehrkosten gegenüber MuKE n 2008 für die Gebäude-Energieniveaus „Niedrigenergie“ bei 2.5% von 3000 CHF/m<sup>2</sup> = 75 CHF/m<sup>2</sup> und für „Passivhaus/Nullenergie“ bei 6.7% von 3000 CHF/m<sup>2</sup> = 200 CHF/m<sup>2</sup> angenommen.  
 Jährliche Degression ab 2011 um 0.5%.

Bei diesen Mehrkosten ist zu beachten, dass hier nur Investitionen der Gebäudehülle und der Lüftungstechnik einzuschliessen sind. Mit der höheren energetischen Qualität verbundene Massnahmen bei der Wärmebereitstellung oder der gebäudegebundenen Stromerzeugung sind an anderen Stellen der Modellierung berücksichtigt.

	kWh/m <sup>2</sup> , a	CHF/m <sup>2</sup>
Neubau Energieniveau "Durchschnitt 2000"	80.0	0
Neubau Energieniveau "MuKE n 2008"	47.0	0
Neubau Energieniveau "Niedrigenergie"	40.0	75
Neubau Energieniveau "Passivhaus/Nullenergie"	10.0	200

kWh/m<sup>2</sup>: spez. Heizwärmebedarf auf Stufe Nutzenergie)

Plausibilisierung: Bei einer Amortisationsdauer von hohen 50 Jahren und einem Zinssatz von 2.5% jährlichen ergeben die Mehrkosten von 75 CHF/m<sup>2</sup> für Niedrigenergie jährliche Kapitalkosten von rund 2.5 CHF/m<sup>2</sup> EBF (Annuität von 3.5%), die Mehrkosten von 200 CHF /m<sup>2</sup> jährliche Kapitalkosten von 6.5 CHF/m<sup>2</sup> EBF. Bezogen auf die gegenüber MuKE n 2008 eingesparte Endenergie von rund 8 kWh/m<sup>2</sup> bzw. 33 kWh /m<sup>2</sup> entspricht dies rund 30 Rp./kWh bzw. 20 Rp./kWh.

Die Grössenordnungen sind plausibel. Bei Energieträgerkosten von aktuell um 10 Rp./kWh wäre demnach auch bei einer langen Nutzungsdauer die Rentabilisierung über die eingesparten Energieträger nicht gegeben. Diese Aussage ist im Einklang mit anderen Arbeiten.

**Sanierungen:**

Als Teil der Kosten für Energieeffizienz im Gebäudebereich gelten hier die energetisch bedingten Kosten bei grosszyklischen Sanierungen. Diese Kosten umfassen Massnahmen an der Gebäudehülle, die eine energetische Verbesserung bewirken. Reine Instandhaltungsmassnahmen wie altersbedingter Fensterersatz, Gerüstkosten oder Verputz und Anstrich gelten als „Ohnehin-Kosten“ und sind nicht eingeschlossen. Ebenso werden Kosten für die Energiebereitstellung (u.a. Heizungersatz) nicht als Sanierungskosten betrachtet, sondern bei den Kosten der Wärmebereitstellung.

Die energetisch bedingten Sanierungskosten liegen gemäss den untenstehenden Quellen für den mittleren schweizerischen Wohngebäudepark in folgenden Grössenordnungen:

- BFE/Prognos (2012): 190 bis 201 CHF/m<sup>2</sup> EBF
- Econcept (2009), Ott et al. (2011): 290 CHF/m<sup>2</sup> EBF bei mittlerer Verbesserung um 57 kWh/m<sup>2</sup>, a Endenergie

Für die Modellierung ist es wichtig, Unterschiede zwischen den Szenarien aufzuzeigen, die einerseits durch unterschiedliche Mengen (Sanierungsraten) und durch unterschiedliche Qualitäten (Sanierungseffizienz) verursacht werden. Dazu werden die energetischen Sanierungskosten in eine fixe Komponente pro m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche und in eine variable Komponente abhängig von der Reduktion des Heizwärmebedarfes (Nutzenergie) aufgeteilt.

Eine jährliche Kostendegression von 0.5% wird analog Prognos (S. 170) unterstellt.

Eigene Annahme CH Mittelwert energetische Sanierung zu Preisen 2010: 250 CHF/m<sup>2</sup> EBF bei einem mittleren Sanierungseffekt von 60 kWh/m<sup>2</sup>Jahr (Nutzenergie) aufgeteilt in 100 CHF/m<sup>2</sup> EBF und 2.5 CHF/kWh reduzierter Heizwärmebedarf (Nutzenergie);  
 Jährliche Degression ab 2011 um 0.5%.

<b>Kosten Sanierung (Anteil enegeetisch)</b>		
250 CHF/m <sup>2</sup> EBF,		
bei einem mittleren Sanierungseffekt von 60 kWh/m <sup>2</sup> Jahr (Nutzenergie) aufgeteilt in		
100 CHF/m <sup>2</sup> EBF und 2.5 CHF/kWh reduzierter Heizwärmebedarf (Nutzenergie)		
Komponente Sanierungsrate	CHF/m <sup>2</sup> EBF	100.0
Komponente Sanierungseffizienz	CHF/redkWh,a	2.5

Plausibilisierung: Die Investition von 250 CHF/m<sup>2</sup> zur Reduktion des jährlichen Nutzenergiebedarfes um 60 kWh/m<sup>2</sup> oder rund 67 kWh Endenergie (Wirkungsgrad 90%) entspricht bei einer bei einer Nutzungsdauer von 50 Jahren (Sanierungsrate 2%) einer Amortisation von 5 CHF/m<sup>2</sup> und gesamten Kapitalkosten inkl. Zins von 2.5% von rund 8 CHF/m<sup>2</sup>. Bezogen auf die eingesparte Endenergie von 67 kWh/m<sup>2</sup> entsprechen die Kapitalkosten 12 Rp./kWh. Bei Energieträgerkosten von aktuell um 10 Rp./kWh wäre demnach die Investition bei dieser langen Nutzungsdauer knapp unter der Rentabilitätsgrenze. Diese Aussage ist im Einklang mit anderen Arbeiten.

## Anhang 7 Annahmen Kosten Wärmebereitstellung

1. Kosten für Energieträger (Brennstoffe, Strom) gelten als variabel und sind vollständig abhängig von der Nachfragemenge auf Stufe Endenergie. Getroffene Annahmen zu Preisen der Energieträger vgl. Tabelle 2 Einheit: Preis/kWh Endenergie
2. Solarwärme hat als Energieträger den Preis Null. Die Kosten der Gewinnung der Solarwärme werden durch die Anlagekosten und übrige Betriebskosten berücksichtigt und als proportional zur Energiemenge betrachtet, denn in der Regel kommen Solaranlagen ergänzend zu einer Hauptwärmeerzeugung zum Einsatz. Einheit: Kosten/kWh Endenergie
3. Umweltwärme (Umgebungswärme für Wärmepumpen) hat als Energieträger den Preis Null. Die Kosten der Gewinnung der Umweltwärme werden durch die Anlagekosten und übrige Betriebskosten berücksichtigt. Einheit: Kosten/m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche.
4. Anlagekosten Gas-, Öl, Holzheizungen: Einheit: Kosten/m<sup>2</sup> Energiebezugsfläche.
5. Die Energiebezugsflächen werden für Haushalte, Dienstleistungs- und Industriebetriebe zusammengefasst und proportional zur Zusammensetzung des gesamten Wärmebedarfes auf die einzelnen Technologien bzw. Energieträger (Öl, Gas, Wärmepumpen, ...) aufgeteilt. Weil die solare und direkte elektrische Wärmebereitstellung nicht via EBF berechnet werden, sind deren Endenergie-Anteile bei der Ermittlung der relevanten EBF nicht berücksichtigt. Im Jahr 2000 werden 535 Mio. m<sup>2</sup> der EBF für die Fixkostenrechnung verwendet (oder 89% der gesamten EBF). Dieser Anteil an der EBF sinkt auf 86% im 2050 (u.a. höherer Solarwärmeanteil).
6. Systemgrenze für die Wärmebereitstellung bildet die Einspeisung in die Wärmeverteilung eines Gebäudes. Dies ist typischerweise der Vorlauf des Heizungssystems. Das Verteilsystem (Radiatoren, Bodenheizung etc.) ist nicht Teil des Systems und geht nicht in die Kostenrechnung ein.
7. Bei den netzgebundenen Energieträgern Strom, Gas und Fernwärme sind die gesamten Kosten für Netzbenutzung und Energielieferung als Bestandteil des mittleren Preises pro gelieferte kWh Endenergie in der Rechnung einbezogen.
8. Wird Strom direkt zur Wärmeerzeugung eingesetzt (Elektroboiler, Speicherheizung) werden neben den variablen Stromkosten auch Anlage- und Unterhaltskosten für Boiler oder Speicherheizungen einbezogen (auch wenn Speicherheizungen teilweise nicht nur die Wärmebereitstellung sondern auch die Wärmeverteilung übernehmen und diese grundsätzlich als ausserhalb des Systems betrachtet wird). Dieser Einbezug ist wichtig, um beim allmählichen Ersatz der Elektroboiler und Speicherheizungen durch energetisch effizientere Systeme (Wärmepumpen, Solaranlagen etc.) keine rein durch die Systemgrenzen definierten „Schein-Mehrkosten“ zu generieren.
9. Die angenommenen Fixkosten je m<sup>2</sup> bzw. je kWh werden auf die gesamte EBF und sämtliche genutzte Solarwärme angewendet. Rund 22% des Wärmebedarfs (EndE) entfällt auf Prozesswärme Industrie. Deren Fixkosten sind indirekt mit der Umlegung über die EBF berücksichtigt (Öl, Gas, etc.) . Dadurch werden die Fixkosten zur Prozesswärmebereitstellung eher überschätzt, da in diesem Bereich vor allem fossil betriebene Anlagen mit grossen Skaleneffekten im Einsatz sind. Dem steht eine gewisse Unterschätzung bei elektrischer Prozesswärmeerzeugung gegenüber, weil Strom nur franko Steckdose berücksichtigt ist, ohne Anlagen zur Prozesswärmeerzeugung.

## Anhang 8 Zusammensetzung der Kosten der Wärmebereitstellung nach Energieträgern und Technologien

Die folgenden Darstellungen zeigen die Zusammensetzung der Kapital- und Betriebskosten ohne Energieträger nach den einzelnen Technologien auf. Bei kaum veränderter Gesamtsumme machen bei ENERGIEWENDE die Kosten für Wärmepumpen und Solaranlagen bis 2050 fast die Hälfte aus.

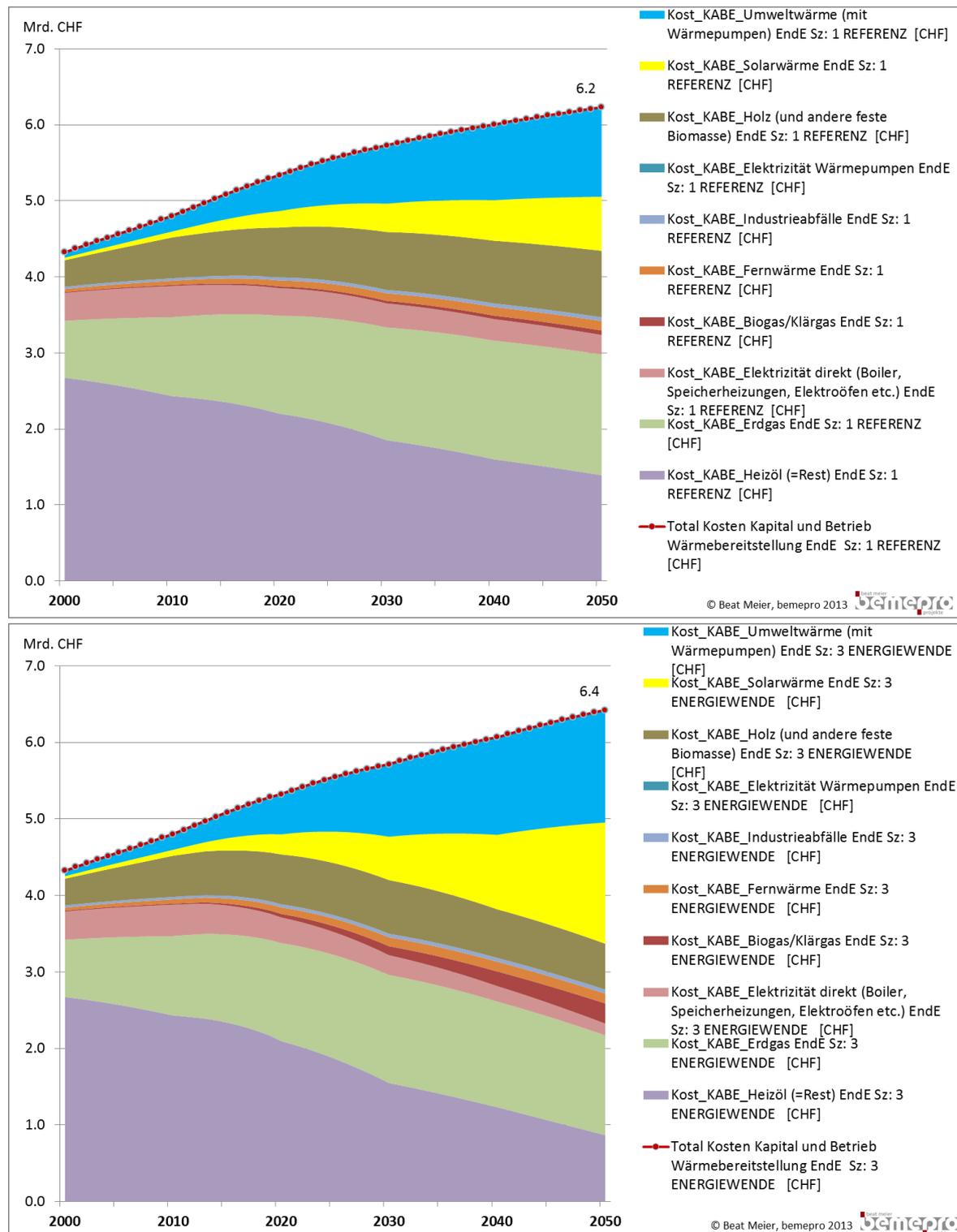


Abbildung 39. Anhang: Kosten Wärmebereitstellung ohne Energieträgerkosten nach Technologien

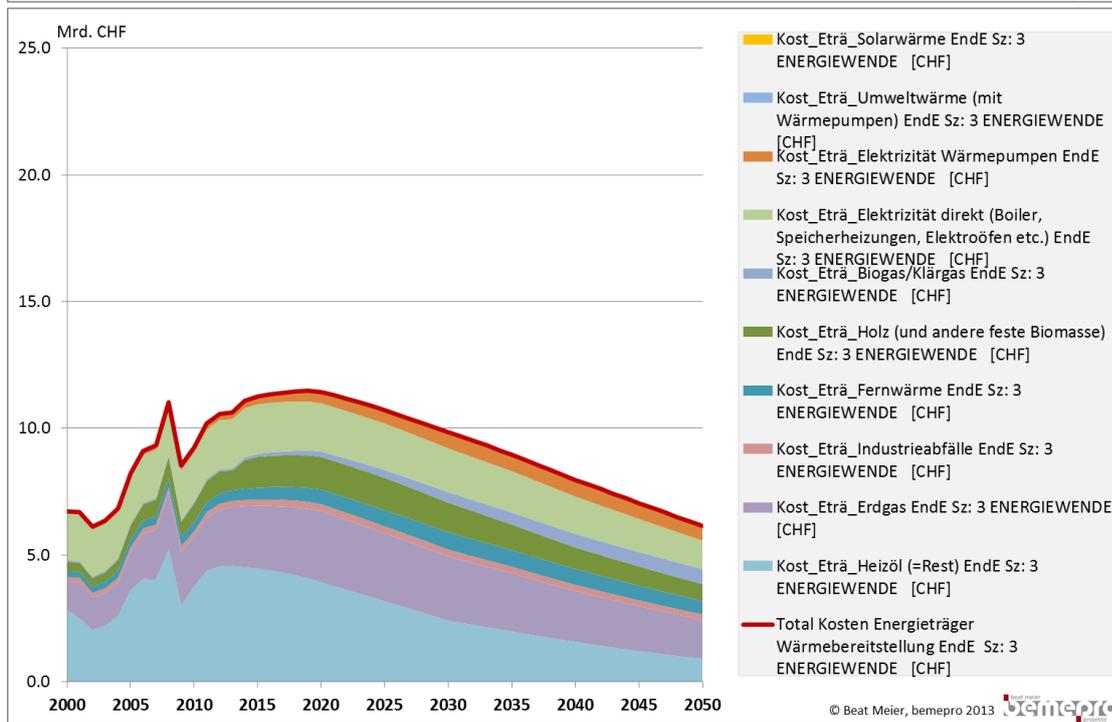
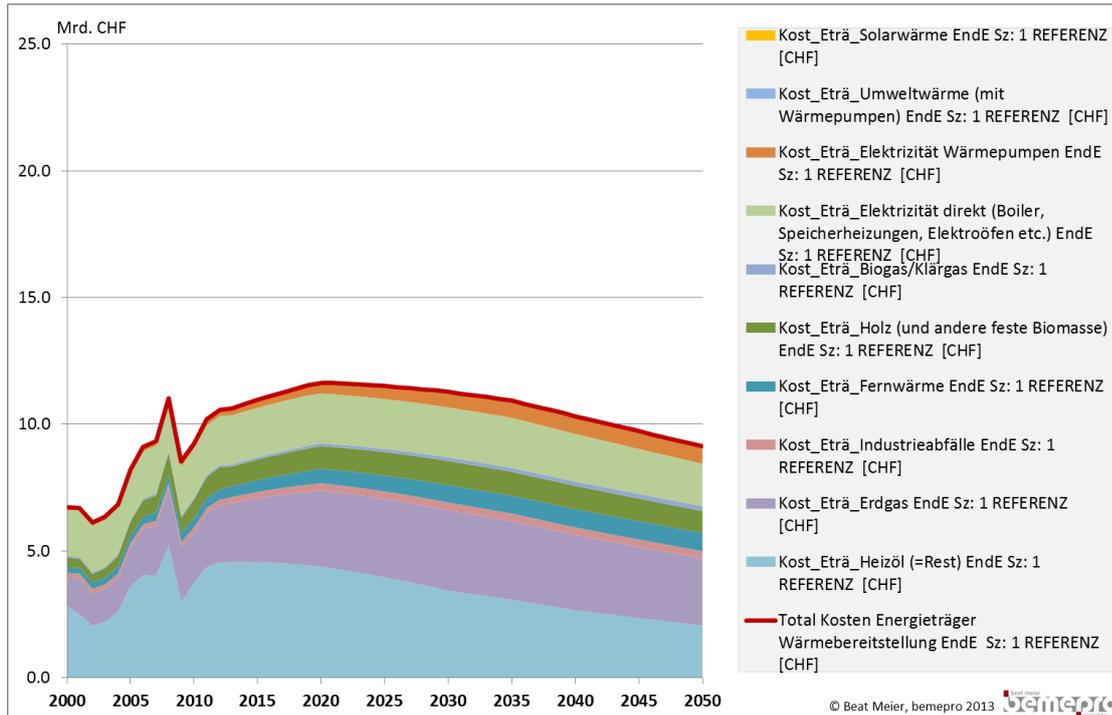
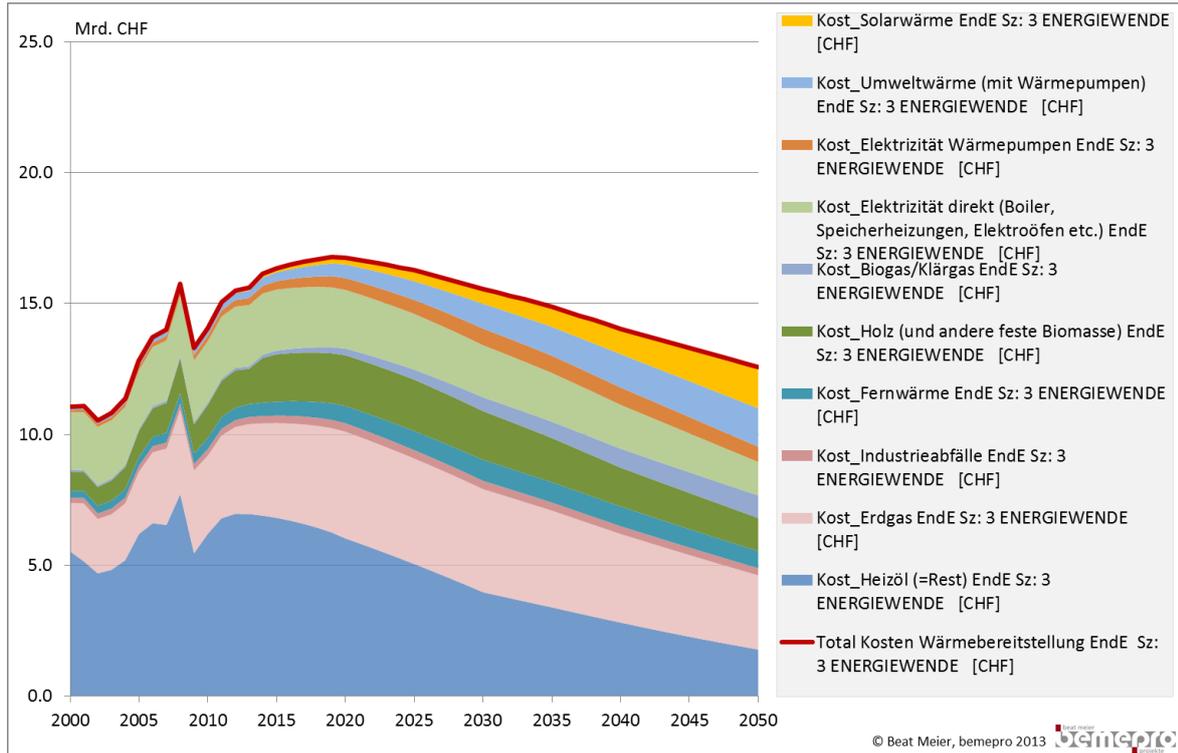
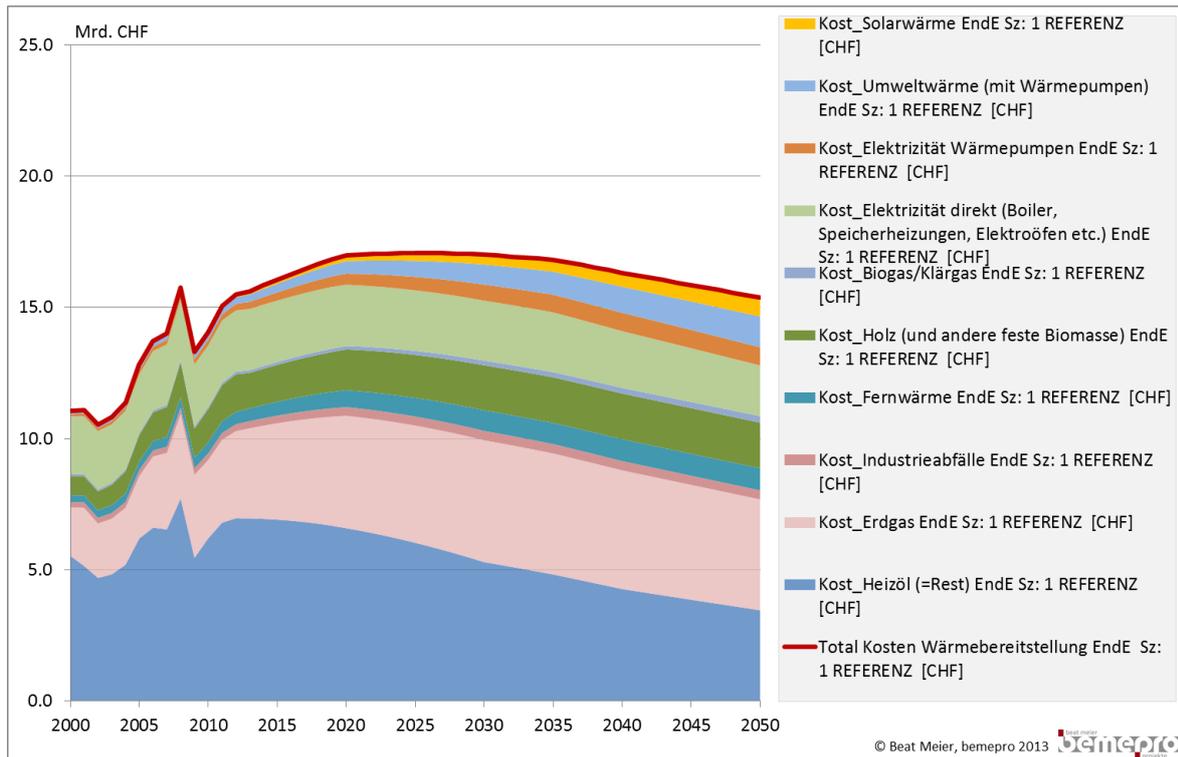


Abbildung 40. Anhang: Kosten Energieträger zur Wärmebereitstellung nach Technologien



C:\1\berm\_daten\P50\_SESMoell\|P50\_MOD4\_EWENDE\_V23\_19Mai.xlsx\Output 19.05.2013 15:00 GR\_K\_Wärme\_detailliert

**Abbildung 41. Anhang: Kosten Wärmebereitstellung total nach Technologien (Referenz/Energiewende)**

## Anhang 9 Gesteungskosten Stromerzeugung: Quellen

BFE/Prognos<sup>101</sup>:

**Tabelle 7-80: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E**  
Gesteungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh<sub>el</sub>

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.9	13.0	13.8	13.5	14.3	14.8
Fossile WKK	17.1	22.6	28.0	32.9	33.7	34.9	34.7
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	20.6	14.5	11.7	10.8	9.6
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
<b>Gesteungskosten Gesamt</b>	<b>6.6</b>	<b>7.0</b>	<b>9.0</b>	<b>11.3</b>	<b>12.5</b>	<b>12.4</b>	<b>12.1</b>

Quelle: Prognos 2012

**Tabelle 8-84: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E**  
Gesteungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh<sub>el</sub>

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile WKK	17.1	22.6	28.6	35.4	37.1	39.0	39.5
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	20.6	14.5	11.7	10.8	9.6
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	7.6	10.7	11.3	13.4
<b>Gesteungskosten Gesamt</b>	<b>6.6</b>	<b>7.0</b>	<b>8.9</b>	<b>11.2</b>	<b>12.4</b>	<b>12.1</b>	<b>11.9</b>

Quelle: Prognos 2012

Ecoplan<sup>102</sup>:

**Abbildung 9-12: Stromgestehungskosten für Zubauten im entsprechenden Jahr<sup>19</sup>**

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>+ Kapitalkosten Rp. pro kWhel</b>					
Speicherwasserkraft	8.1	9.8	10.5	9.9	10.1
Laufwasserkraft	4.3	4.7	5.0	5.0	5.2
Kernkraftwerke	2.3	2.9	2.9	2.9	2.9
GuD	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Erneuerbare WKK: Biomasse gross (2 MW)	13.8	13.0	12.7	12.4	12.4
Photovoltaik	24.3	11.3	9.5	8.4	7.7
Wind	12.8	10.8	8.6	7.6	6.4
Geothermie	7.9	6.7	6.0	5.5	5.0
<b>+ Betriebskosten Rp. pro kWhel</b>					
Speicherwasserkraft	0.8	1.0	1.0	1.0	1.0
Laufwasserkraft	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
Kernkraftwerke	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
GuD	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erneuerbare WKK: Biomasse gross (2 MW)	11.1	10.5	9.9	9.3	8.9
Photovoltaik	7.4	5.1	3.5	2.7	2.2
Wind	11.3	9.3	7.1	6.3	5.5
Geothermie	4.4	3.9	3.8	3.7	3.6
<b>+ Energiekosten Rp./kWhel</b>					
Speicherwasserkraft	-	-	-	-	-
Laufwasserkraft	-	-	-	-	-
Kernkraftwerke	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
GuD	7.9	11.8	12.6	12.8	12.5
Erneuerbare WKK: Biomasse gross (2 MW)	-	-	-	-	-
Photovoltaik	-	-	-	-	-
Wind	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	-	-	-
<b>= Total Stromgestehungskosten Rp./kWhel</b>					
Speicherwasserkraft	8.9	10.8	11.5	10.9	11.1
Laufwasserkraft	5.5	5.9	6.3	6.4	6.6
Kernkraftwerke	6.2	6.8	6.8	6.8	6.8
GuD	9.1	13.0	13.8	14.0	13.7
Erneuerbare WKK: Biomasse gross (2 MW)	24.9	23.4	22.5	21.8	21.2
Photovoltaik	31.7	16.4	13.0	11.1	9.9
Wind	24.1	20.1	15.7	13.9	12.0
Geothermie	12.3	10.5	9.8	9.2	8.6

Anmerkung: Alle Angaben ohne Einrechnung von zusätzlichen Netz-, Regelernergie und weiteren Systemkosten.

<sup>101</sup> BFE/Prognos (2012), S. 362 und S. 488

<sup>102</sup> BFE/Ecoplan (2012), Abbildung 9-12, S. 80; von diesen Preisen sind bei fossiler Stromproduktion für die vorliegende Arbeit Abzüge für die enthaltenen CO<sub>2</sub>-Abgaben gemacht worden;

## Anhang 10 Die Grundlagenberichte zur Energiestrategie 2050 des Bundes

[http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&dossier\\_id=05673](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&dossier_id=05673)

Titel/Autor	Internet [9.1.2013]
Erläuternder Bericht zur Vernehmlassung	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket, 13.9.2012; BFE	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Energiestrategie 2050 – Erstes Massnahmenpaket Zusammenstellung der Massnahmenbeschriebe (Arbeitsdokumente); 22.11.2012; BFE	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050; Prognos AG, 12.09.2012; 904 Seiten	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Anhang III (Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in Zahlen; Emissionen); Prognos AG, Basel; 12.09.2012	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen, Analyse mit einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell für die Schweiz; EcoPlan, 12.09.2012, 160 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050 – Teil I; Teil I Gesamtergebnisse und Empfehlungen; Staatssekretariat für Wirtschaft (seco), 19.09.2012; 31 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Volkswirtschaftliche Massnahmenanalyse zur Energiestrategie 2050 – Teil II ; Faktenblätter zu den einzelnen Massnahmen; Staatssekretariat für Wirtschaft (seco); 152 S. 19.09.2012;	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Energiestrategie 2050: Umweltanalyse und Bewertung der Massnahmen; Bundesamt für Umwelt (BAFU); Infras AG, Zürich, Ecosens AG; 12.09.2012; 122 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Grundlagen Energieversorgungssicherheit. Bericht zur Energiestrategie 2050, BFE; 28.03.2012; 50 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050; BFE; 01.06.2012; 26 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Energiestrategie 2050; Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbauskosten; Schlussversion; BFE; 06.06.2012; 53 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Konzept EnergieSchweiz 2013–2020 als Integraler Bestandteil des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie; BFE; 24.08.2012; 13 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Grundlagen für eine WKK-Strategie. Bericht des Bundesrates in Erfüllung der Motion 09.3740 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates vom 31. August 2009 "Entwicklung der Wärme-Kraft-Kopplung"; BFE; 01.09.2012; 32 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Energiestrategie 2050: Erhalte ich in Zukunft noch KEV? BFE; 28.09.2012	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Effizienzmodell für Schweizer Stromlieferanten. Endbericht; BFE, Ecofys 09.08.2012; 154 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Bewertung aktueller und zukünftiger Kernenergietechnologien; Erweiterte Zusammenfassung des Berichts "Current and Future Nuclear Technologies" – Schlussbericht; Stefan Hirschberg, Christian Bauer, Warren Schenler, Petrisa Eckle, Andrew Simons; Paul Scherrer Institut (PSI); 31.10.2012	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>
Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz; 31.07.2012; Christian Bauer, Rolf Frischknecht, Petrisa Eckle, Karin Flury, Thierry Neal; Paul Scherrer Institut (PSI), ESU-Services Ltd., fair consulting in sustainability; 86 S.	<a href="#">http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&amp;dossier_id=05673</a>