



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Dipartimento federale dell'ambiente,
dei trasporti, dell'energia e delle comunicazioni DATEC

Ufficio federale dell'energia UFE
Divisione Economia energetica
Sezione Analisi e Prospettive

maggio 2011

Basi per la strategia energetica del Consiglio federale; primavera 2011

Aggiornamento delle Prospettive energetiche 2035 (modelli di economia energetica)

Riassunto

Bericht

Riassunto: Aggiornamento delle Prospettive energetiche 2035 (modelli di economia energetica)

Basi per la strategia energetica del Consiglio federale; primavera 2011

Ri-1	Incarico	I
Ri-2	Applicazione nei modelli di economia energetica	I
Ri-3	Aggiornamento delle Prospettive energetiche 2035	II
Ri-3.1	Cambiamenti rispetto alle Prospettive energetiche 2035	II
Ri-3.2	Applicazione delle varianti di offerta del Consiglio federale ai modelli.....	III
Ri-4	Domanda di energia finale ed emissioni di CO ₂ per gli scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica»	IV
Ri-4.1	Domanda di energia finale: complessiva, pro capite e pro unità PIL (efficienza energetica)	IV
Ri-4.2	Domanda di energia finale per vettori energetici	V
Ri-4.3	Domanda di energia finale per settori economici	VI
Ri-4.4	Domanda di energia finale per categorie di utilizzazione	VII
Ri-4.5	Domanda di energia finale per vettori energetici rinnovabili	VIII
Ri-4.6	Domanda di energia finale per vettori energetici fossili	IX
Ri-4.7	Domanda di energia finale ed emissioni di CO ₂	IX
Ri-5	Domanda di energia elettrica (scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica»)	XI
Ri-5.1	Domanda di energia elettrica: in termini assoluti, pro capite e pro unità PIL (efficienza energetica)	XI
Ri-5.2	Domanda di energia elettrica per settori economici.....	XI
Ri-5.3	Domanda di energia elettrica per categorie di utilizzazione	XII
Ri-6	Offerta di energia elettrica	XIII
Ri-6.1	Attuale offerta di energia elettrica e fabbisogno scoperto (scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica»)	XIII
Ri-6.2	Riassunto delle varianti di offerta di energia elettrica del Consiglio federale (ampliamento dell'offerta di energia elettrica fino al 2050)	XV
Ri-6.3	Potenziale di sviluppo realizzabile tecnicamente e previsto	XVII
Ri-6.4	Sintesi dell'approfondimento: prestazione, energia di regolazione, accumulazione (sez. 8.6.2 del rapporto)	XIX
Ri-6.5	Costi complessivi scontati (discounting).....	XIX
Ri-7	Emissioni complessive di CO ₂ dovute al consumo energetico, in termini assoluti e pro capite (scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica»)	XX

Bericht Aktualisierung der Energieperspektiven 2035

Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011

1.	Auftrag	1
2.	Aktualisierung der Energieperspektiven 2035	2
2.1	Gesamtwirtschaftliche Rahmendaten	2
2.2	Aktualisierung der Nachfrageszenarien	5
2.3	Aktualisierung des Stromangebotes	6
3	Stromangebotsvarianten des Bundesrates	7
4	Begriffliches: Szenarien und Modelle	8
5	Rahmenbedingungen der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“	9
5.1	Rahmenentwicklungen	9
5.2	Globale Klimaschutzpolitik	10
5.3	Endverbraucherpreise für Haushalte Szenario „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“	10
5.4	Varianten zur Schliessung des Deckungsbedarf	11
6	Szenario „Weiter wie bisher“	12
6.1	Beschreibung der Politikvariante „Weiter wie bisher“	12
6.2	Gesamte Endenergienachfrage Szenario „Weiter wie bisher“	13
6.3	Endenergienachfrage nach Sektoren Szenario „Weiter wie bisher“	15
6.4	Endenergienachfrage nach Sektoren und Verwendungszweck, Szenario „Weiter wie bisher“	16
6.4.1	Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Haushalte, Szenario „Weiter wie bisher“	16
6.4.2	Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Industrie, Szenario „Weiter wie bisher“	17
6.4.3	Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Dienstleistungen, Szenario „Weiter wie bisher“	18
6.4.4	Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Verkehr, Szenario „Weiter wie bisher“	18
6.5	Endenergienachfrage Erneuerbare insgesamt und nach Sektoren, Szenario „Weiter wie bisher“	19
6.6	Endenergienachfrage fossile Energieträger Szenario „Weiter wie bisher“	21
6.7	CO ₂ -Emissionen der Endenergienachfrage Szenario „Weiter wie bisher“	21
6.8	Elektrizitätsnachfrage nach Szenario „Weiter wie bisher“	22
6.8.1	Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, „Weiter wie bisher“	22
6.8.2	Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck, insgesamt und Sektor Verkehr, Szenario „Weiter wie bisher“ ..	24
6.9	Angebotsvariante 1 Bundesrat, Szenario „Weiter wie bisher“	24
6.9.1	Bundesratsvariante 1 Angebotsvariante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“	25
6.9.2	Bundesratsvariante 1 Angebotsvariante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“	28
6.10	Angebotsvariante 2 Bundesrat, Szenario „Weiter wie bisher“	32
6.10.1	Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“	32
6.10.2	Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“ ..	37
6.10.3	Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante E (Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“	41
6.11	CO ₂ -Emissionen Angebotsvarianten 1 und 2 Bundesrat, Szenario „Weiter wie bisher“	45
7	Szenario „Neue Energiepolitik“	47
7.1	Politikvariante „Neue Energiepolitik“	47
7.2	Gesamte Endenergienachfrage Szenario „Neue Energiepolitik“	49
7.3	Endenergienachfrage nach Sektoren Szenario „Neue Energiepolitik“	52
7.4	Endenergienachfrage nach Sektoren und Verwendungszweck, Szenario „Neue Energiepolitik“	53
7.4.1	Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Haushalte, Szenario „Neue Energiepolitik“	53
7.4.2	Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Industrie, Szenario „Neue Energiepolitik“	54

7.4.3	Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Dienstleistungen, Szenario „Neue Energiepolitik“	54
7.4.4	Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Verkehr, Szenario „Neue Energiepolitik“	55
7.5	Endenergienachfrage Erneuerbare insgesamt und nach Sektoren Szenario „Neue Energiepolitik“	56
7.6	Endenergienachfrage fossile Energieträger Szenario „Neue Energiepolitik“	58
7.7	CO ₂ -Emissionen der Endenergienachfrage Szenario „Neue Energiepolitik“	58
7.8	Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren Szenario „Neue Energiepolitik“	60
7.8.1	Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck, insgesamt und Sektor Verkehr, Szenario „Neue Energiepolitik“	62
7.9	Angebotsvariante 2 Bundesrat, Szenario „Neue Energiepolitik“	62
7.9.1	Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“	63
7.9.2	Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“	66
7.9.3	Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“	70
7.10	Angebotsvariante 3 Bundesrat, Szenario „Neue Energiepolitik“	74
7.10.1	Bundesratsvariante 3 Angebotsvariante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“	74
7.10.2	Bundesratsvariante 3 Angebotsvariante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“	78
7.10.3	Bundesratsvariante 3 Angebotsvariante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“	83
7.11	CO ₂ -Emissionen Angebotsvarianten 2 und 3 Bundesrat, Szenario „Neue Energiepolitik“	86
8	Vergleiche und Bewertungen	88
8.1	Aktualisierung der Rahmendaten im Szenario „Weiter wie bisher“	88
8.1.1	Klima wärmer	88
8.1.2	Auswirkungen der übrigen Aktualisierungen auf das Szenario „Weiter wie bisher“	89
8.1.3	Auswirkungen der Aktualisierung auf die Energieeffizienz	92
8.2	Aktualisierung der Rahmendaten im Szenario „Neue Energiepolitik“	92
8.2.1	Klima wärmer	92
8.2.2	Auswirkungen der übrigen Aktualisierungen auf das Szenario „Neue Energiepolitik“	93
8.2.3	Auswirkungen der Aktualisierung auf die Energieeffizienz	95
8.3	Endenergienachfrage der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“	96
8.3.1	Endenergienachfrage insgesamt und pro Kopf	96
8.3.2	Endenergienachfrage nach Energieträgern	97
8.3.3	Endenergienachfrage nach Sektoren	99
8.3.4	Endenergienachfrage nach Verwendungszweck	100
8.3.5	Endenergienachfrage nach erneuerbaren Energieträgern	101
8.3.6	Endenergienachfrage nach fossilen Energieträgern	105
8.4	CO ₂ -Emissionen der Endenergienachfrage	106
8.4.1	CO ₂ -Emissionen der Endenergienachfrage pro Kopf der Bevölkerung, in t	106
8.4.2	CO ₂ -Emissionen der Endenergienachfrage nach Sektoren, in t	107
8.5	Elektrizitätsnachfrage der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“	108
8.5.1	Elektrizitätsnachfrage absolut, pro Kopf und pro BIP-Einheit, (Energieeffizienz)	108
8.5.2	Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	109
8.5.3	Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck	111
8.6	Das Elektrizitätsangebot	112
8.6.1	Technisches und erwartetes Ausbaupotenzial	112
8.6.2	Exkurs: Leistung, Regelenergie, Speicher	114
8.6.3	Abdiskontierte Gesamtkosten	116
8.6.4	Durchschnittskosten der gesamten Stromproduktion	116
8.6.5	Deckungsbedarf bestehendes Elektrizitätsangebot der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“	119
8.6.6	Die Stromangebotsvarianten des Bundesrates im Überblick (Zubau bis 2050)	121
8.7	Gesamte energiebedingte CO ₂ -Emissionen absolut und pro Kopf, Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“	123

Riassunto: aggiornamento delle Prospettive energetiche 2035

Basi per la strategia energetica del Consiglio federale; primavera 2011

Ri-1 Incarico

Entro la metà di maggio occorre elaborare un documento di lavoro, che permetta al Consiglio federale di ridiscutere e ridefinire la propria posizione strategica in materia di politica energetica dopo Fukushima. A questo scopo è necessario riesaminare le Prospettive energetiche 2035 stabilite nel 2007, considerando nuovi sviluppi e valutando le loro possibili ripercussioni entro il 2050.

Come base di riferimento, il Consiglio federale propone di riferirsi a tre scenari per l'offerta di energia elettrica:

Variante di offerta 1: mantenere l'attuale mix elettrico, eventualmente sostituendo in anticipo le tre centrali nucleari più vecchie, a garanzia della maggiore sicurezza possibile;

Variante di offerta 2: non sostituire le attuali centrali nucleari alla fine del loro ciclo di vita;

Variante di offerta 3: abbandonare in anticipo il nucleare, ossia disattivare le centrali nucleari in funzione prima della fine del loro ciclo di vita stabilito in funzione di criteri di sicurezza tecnici.

Ri-2 Applicazione nei modelli di economia energetica

La scarsità del tempo a disposizione non consente di fare ricorso ai modelli dettagliati sulle prospettive di economia energetica per valutare le ripercussioni sul piano economico delle tre varianti di offerta del Consiglio federale. È tuttavia possibile riferirsi ai risultati delle Prospettive energetiche 2035, elaborate nel 2007 per calcolare, sulla base di analisi generali, senza produrre bilanci esaustivi e senza procedere a un livellamento completo con i bilanci energetici, le conseguenze delle diverse varianti di politica energetica. Per analizzare l'offerta di energia elettrica sono state valutate in dettaglio diverse varianti di offerta.

Dapprima sono state definite le condizioni quadro sul piano economico e le possibili varianti di politica energetica. Come punto di partenza è stato fatto di regola riferimento a una variante politica all'insegna dello «Status quo». Tale scenario è basato su misure e illustra in particolare gli effetti di strumenti di cui si è decretata l'adozione e l'entrata in vigore. Esso è di per sé significativo e serve come grandezza di riferimento per la variante politica che prevede un intervento più marcato, ovvero lo scenario «Nuova politica energetica».

Nello scenario «Status quo» si parte dal presupposto che i progressi compiuti nell'ambito dell'efficienza energetica seguano uno sviluppo autonomo. Contemporaneamente, però, sale il numero di apparecchi e veicoli, tra l'altro a causa di dotazioni plurime (doppi veicoli e così via), di nuovi tipi di apparecchi elettrici e dell'aumento delle esigenze in materia di comfort (ad es. vasche per idromassaggio). Si calcola, inoltre, un incremento sensibile della mobilità elettrica nel settore del traffico motorizzato privato fino al 2050.

La variante politica orientata agli obiettivi, rappresentata nello scenario «Nuova politica energetica», invece, si basa sullo scenario IV delle Prospettive 2035, fondato a sua volta sul progetto «Società a 2000 watt». Esso mostra per mezzo di quali strumenti e di quali tecniche sarà possibile realizzare in Svizzera il modello dei 2000 watt entro il 2035. Quello che si prospetta è un vero e proprio cambiamento di paradigma a livello di politica energetica.

Lo scenario «Nuova politica energetica» si regge sui seguenti presupposti:

- Gli obiettivi e gli strumenti della politica energetica devono essere armonizzati a livello internazionale; vale a dire che la Svizzera deve evitare l'isolamento in ambito politico. A questo scopo è necessario che nelle due varianti di politica energetica gli orientamenti seguiti siano coordinati con gli sforzi compiuti a livello mondiale.
- Esistono potenziali per migliorare l'efficienza e nuove tecnologie fondamentali sono introdotte sempre più rapidamente sul mercato.
- La ricerca in ambito energetico viene potenziata nell'ambito di una concorrenza globalizzata: la Svizzera non è pertanto in grado, da sola, di determinare il successo delle tecnologie rilevanti.

Per raggiungere gli obiettivi definiti da questo scenario, in Svizzera è necessario adottare, all'unisono con la politica energetica internazionale, strumenti in grado di intervenire in profondità. Complessiva-

mente questi ultimi corrispondono all'incirca a un raddoppiamento dei prezzi dell'energia al consumatore finale. Uno strumento fondamentale nei modelli di economia energetica è rappresentato dall'introduzione nel 2011 di una tassa di incentivazione che viene completamente restituita alla popolazione e alle aziende e che, dove opportuno, dovrà essere accompagnata da una legislazione regolativa e da misure di incentivazione. Per raggiungere l'obiettivo principale della «Nuova politica energetica» (società a 2000 watt), i prezzi per l'olio da riscaldamento nel 2050 dovrebbero attestarsi a circa 163 ct./l, contro i 68,9 ct./l del 2009 (prezzi del 2009, al netto dell'inflazione). Il prezzo del gas naturale per le economie domestiche dovrebbe passare da 9,8 ct./kWh nel 2009 a 23,8 ct./kWh nel 2050. Il costo dell'energia elettrica, sempre per le economie domestiche, passerebbe invece da 17,8 ct./kWh nel 2009 a 46,7 ct./kWh nel 2050. Il prezzo della benzina nel 2009 si è attestato mediamente sui 151 ct./l; nel 2050 ammonterà a 400 ct./l.

Osservazione Nell'ambito dei lavori in corso, a partire da giugno 2011, un pacchetto di misure equivalente alla tassa di incentivazione in ambito energetico verrà integrato nei modelli di economia energetica, mentre le sue ripercussioni verranno analizzate in base a un calcolo dei costi e dei benefici.

I modelli economici calcolano la domanda in funzione di diversi criteri, quali i vettori energetici o i settori economici e sulla base dei presupposti degli scenari di politica energetica «Status quo» e «Nuova politica energetica». Essi fanno una distinzione tra la domanda e l'offerta di energia elettrica in Svizzera e stabiliscono un collegamento tra le due.

A seconda delle diverse quantità di energia elettrica richieste dal mercato, gli scenari sono confrontati con le attuali possibilità di produzione in Svizzera. Dato che dal 2017 in poi queste capacità non saranno sufficienti a coprire la domanda interna, sono state vagliate diverse opzioni per assicurare la copertura del fabbisogno. Come base della verifica si è fatto riferimento alle tre varianti di offerta del Consiglio federale.

Non è stata verificata ogni combinazione tra tutte le varianti di offerta del Consiglio federale e le due varianti di politica energetica. Un mondo come quello delineato dallo scenario «Status quo» non è compatibile con la variante di offerta 3 del Consiglio federale, che non corrisponde alla politica energetica perseguita finora. Per questa combinazione occorrerebbe un gran numero di nuove centrali a gas a ciclo combinato oppure importazioni costanti ed elevate dal 2012 fino al 2050. La prima soluzione entrerebbe in conflitto con gli obiettivi stabiliti dal Consiglio federale in merito alle emissioni di CO₂; la seconda con la sicurezza dell'approvvigionamento. Per queste ragioni, la decisione di optare per la variante di offerta 3 comporta automaticamente l'adozione della variante politica attuata nello scenario «Nuova politica energetica». Analogamente, la variante di offerta 1 non viene verificata in relazione a questa variante politica, poiché dal punto di vista dell'offerta di energia elettrica essa delinea un orizzonte come quello dello scenario «Status quo».

Ri-3 Aggiornamento delle Prospettive energetiche 2035

Ri-3.1 Cambiamenti rispetto alle Prospettive energetiche 2035

Per valutare l'impatto sull'economia energetica delle varianti di offerta del Consiglio federale, i principali risultati cui erano giunte le Prospettive 2035 sono stati riconsiderati in base alle mutate condizioni quadro e, nello scenario «Status quo», sono stati presi in considerazione gli strumenti politici introdotti dopo il 2007. Fondamentalmente si è proceduto ai seguenti adeguamenti:

- **Orizzonte temporale:** l'orizzonte temporale di riferimento è ora il 2050.
- **Crescita demografica:** secondo le più recenti stime dell'Ufficio federale di statistica (UST, scenario trend 2010), nel 2035 la popolazione residente supererà di circa il 17 % quella stabilita dallo scenario sul quale si basano le Prospettive energetiche 2035 (scenario trend 2003). Il tasso medio di crescita annuale sale, in questo modo, dallo 0,15 % allo 0,6 %. Secondo queste previsioni, nel 2050 in Svizzera vivranno circa 9 milioni di persone, vale a dire all'incirca il 16 % in più rispetto al 2009.
- **Crescita economica:** rispetto alle Prospettive energetiche 2035, aumenta il numero delle persone attive e, di conseguenza, il tasso medio di crescita del prodotto interno lordo (PIL), che passerà dallo 0,9 % all'1,2 %. Rispetto al 2009 il PIL crescerà fino al 2050 del 67 % (Seco, 2011).
- **Prezzi dell'energia:** nell'aggiornamento, i prezzi per l'olio da riscaldamento si attestano sensibilmente al di sopra di quanto prefigurato dalle Prospettive 2035. Il calcolo si basa sugli sviluppi delineati dal World Energy Outlook 2010 dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE). Per lo scena-

rio «Status quo» si è tenuto conto dello sviluppo dei prezzi dello scenario AIE «New Policy», mentre per lo scenario «Nuova politica energetica» dello scenario «450 ppm».

- **Costi di produzione dell'energia elettrica (energie rinnovabili):** i costi di produzione dell'energia elettrica nel settore delle energie rinnovabili sono stati adeguati agli ultimi sviluppi tecnologici e in parte ritoccati nettamente verso il basso. È il caso soprattutto dell'energia fotovoltaica.
- **Costi di produzione dell'energia elettrica (energia nucleare):** nelle Prospettive 2035, per le centrali nucleari il DATEC calcolava ancora costi di produzione di circa 4 ct./kWh_{el}. Uno studio commissionato dall'UFE alla fine del 2010 valuta che i costi di produzione aziendali di una nuova centrale nucleare (tipo EPR, prestazione da 1000 a 1600 mW, periodo di funzionamento 30 anni, in base a una durata media di esercizio di 60 anni) si situano oramai tra 7,1 e 7,7 ct./kWh_{el}. Questi calcoli non tengono ancora conto dell'eventuale aumento dei costi che implicherà la modifica degli standard di sicurezza del post-Fukushima nonché degli eventuali mutamenti delle condizioni di finanziamento.
- **Clima:** rispetto alle Prospettive 2035, l'aggiornamento presuppone un surriscaldamento climatico da qui al 2050 (tra il 2020-2050 si calcola un innalzamento della temperatura di 1,2° C, con una contemporanea riduzione del volume delle precipitazioni). Inoltre, le direttive svizzere e i relativi strumenti politici a lungo termine verranno riuniti in un progetto globale di politica di protezione del clima. Se la Svizzera scegliesse di percorrere una via solitaria, rischierebbe di pregiudicare la concorrenzialità dell'economia nazionale.
- **Scenari nel settore trasporti:** per aggiornare le Prospettive 2035 si è fatto riferimento, per il traffico viaggiatori, allo scenario 1 delineato dall'ARE nei suoi calcoli sull'evoluzione del traffico viaggiatori in Svizzera (ARE 2006: Perspektiven des schweizerischen Personenverkehrs; esiste solo in tedesco). Lo scenario «Status quo» presuppone, entro il 2050, un importante sviluppo della mobilità a trazione elettrica nel traffico motorizzato privato. Nello scenario «Nuova politica energetica» questa tendenza è più accentuata e inizia prima.
- **Nuovi strumenti di politica energetica:** l'aggiornamento delle Prospettive 2035 prende in esame e integra nello scenario «Status quo» i seguenti strumenti di politica energetica introdotti dopo il 2007: il Programma edifici, la tassa sul CO₂, la RIC, bandi di concorso concorrenziali e nuovi standard per i veicoli.

Ri-3.2 Applicazione delle varianti di offerta del Consiglio federale ai modelli

I modelli di economia energetica presuppongono, per le varianti di offerta 1 e 2 del Consiglio federale, che tutte le centrali nucleari possano funzionare per un periodo di 50 anni. La variante di offerta 3 prevede di mettere fuori servizio le cinque centrali attualmente attive dopo 40 anni di funzionamento (cfr. tabella Ri-1 e tabella 2 del rapporto).

Tabella Ri-1 Ciclo di vita delle centrali nucleari, per le varianti di offerta 1, 2 e 3 del Consiglio federale

Centrali nucleari	Ciclo di vita per le varianti di offerta 1 + 2 (50 anni)	Ciclo di vita per la variante di offerta 3 (40 anni)
Beznau I (365 MW _{el})	1969 – 2019	1969 – 2012
Beznau II (365 MW _{el})	1972 – 2022	1969 – 2012
Mühleberg (373 MW _{el})	1972 – 2022	1972 – 2012
Gösgen (985 MW _{el})	1979 – 2029	1979 – 2019
Leibstadt (1190 MW _{el})	1984 – 2034	1984 – 2024

Combinazione tra le varianti di offerta del Consiglio federale e le varianti di politica energetica «Status quo» e «Nuova politica energetica»:

- **Variante di offerta 1:**

Questa variante descrive uno «Status quo», ossia un mondo dove la domanda di energia elettrica evolverà entro il quadro del contesto attuale. Per la produzione di elettricità si ricorrerà prevalentemente a impianti di grandi dimensioni (A: unicamente centrali nucleari; B: centrali a gas a ciclo combinato e centrali nucleari). Dato che la variante politica «Status quo» prosegue l'attuale politica energetica, non ci sono ostacoli a un potenziamento dell'attuale parco di centrali elettriche attraverso ampliamenti e nuove costruzioni.

- **Variante di offerta 2:**

Questa variante limita le future possibilità di produrre energia elettrica ed è applicabile a entrambe le varianti politiche «Status quo» e «Nuova politica energetica». Nei due casi si sono valutate possibili combinazioni di diverse tecnologie di produzione di energia elettrica (C&E: centrali a gas a ciclo combinato ed energie rinnovabili; D&E: impianti di cogenerazione ed energie rinnovabili; E: esclusivamente energie rinnovabili).

- **Variante di offerta 3:**

Questa variante di offerta comporta l'adozione di un paradigma politico del tutto nuovo. Anche qui sono state valutate le stesse combinazioni di tecnologie di produzione evocate per la variante di offerta 2 (C&E: centrali a gas a ciclo combinato ed energie rinnovabili; D&E: impianti di cogenerazione ed energie rinnovabili; E: esclusivamente energie rinnovabili).

Segue (tabella Ri-2 e tabella 3 del rapporto) una panoramica delle varie combinazioni considerate per le varianti politiche «Status quo» e «Nuova politica energetica» e per le tre varianti di offerta del Consiglio federale.

Tabella Ri-2 Varianti di offerta del Consiglio federale e varianti di politica energetica

Varianti di offerta	1		2			3		
	A	B	C & E	D & E	E	C & E	D & E	E
Varianti di offerta delle Prospettive 2035	A	B	C & E	D & E	E	C & E	D & E	E
Scenari	nucleare	fossile-centrale e nucleare	fossile-centrale e ER	fossile decentralizzata e ER	rinnovabile	fossile-centrale e ER	fossile decentralizzata e ER	ER
Sviluppo della domanda secondo lo scenario «Status quo»								
Sviluppo della domanda secondo lo scenario «Nuova politica energetica»					*)			*)

*) ER: energie rinnovabili; variante con produzione in Svizzera e variante con importazioni, Variante di offerta 3: ER prodotte in Svizzera, energia fotovoltaica come sensitività, ER incl. grandi impianti idroelettrici

Ri-4 Domanda di energia finale ed emissioni di CO₂ per gli scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica»

Ri-4.1 Domanda di energia finale: complessiva, pro capite e pro unità PIL (efficienza energetica)

Lo scenario «Status quo» prevede che nel 2035 il consumo finale di energia si situerà nuovamente al livello del 2000 (cfr. tabella Ri-2 e tabella 94 del rapporto). Nonostante l'aumento della popolazione e del PIL, le misure assunte attualmente saranno in grado di stabilizzare il consumo finale. Siccome la domanda di energia finale per il 2009 si attesta su valori superiori al 2000, rispetto all'anno di riferimento 2009 risultano differenze assolute più grandi e una maggiore diminuzione della domanda rispetto all'anno di riferimento 2000.

La domanda di energia finale nello scenario «Nuova politica energetica» diminuirà complessivamente, entro il 2050, di 291 PJ rispetto al 2000; addirittura di 320 PJ rispetto al 2009. Tra il 2009 e il 2035 sarà possibile realizzare i potenziali di risparmio più vantaggiosi. Dal 2035 in poi, i potenziali saranno realizzati su immobili, apparecchi, macchine e così via già altamente efficienti dal punto di vista energetico: i risparmi saranno pertanto minori rispetto al periodo dal 2009 al 2035.

L'efficienza energetica può essere misurata ad esempio attraverso la domanda di energia pro capite e pro unità PIL. Nello scenario «Status quo», la domanda di energia finale pro capite diminuisce già a partire dal 2000 (cfr. tabella 3 e tabella 94 del rapporto), grazie alle misure specifiche adottate. Il calo per il periodo dal 2000 al 2035 è, con 16 GJ, maggiore in termini assoluti rispetto al periodo dal 2035 al 2050. Occorre, tuttavia, considerare che il primo intervallo comprende 26 anni, il secondo solo 15. Siccome già negli anni dal 2000 al 2009 si registra una diminuzione, le differenze (negative) e i tassi negativi di cambiamento sono maggiori per l'anno di riferimento 2000 rispetto a quelli registrati per l'anno di riferimento 2009.

Tabella Ri-3 Domanda di energia finale (in termini assoluti, pro capite e pro unità PIL)

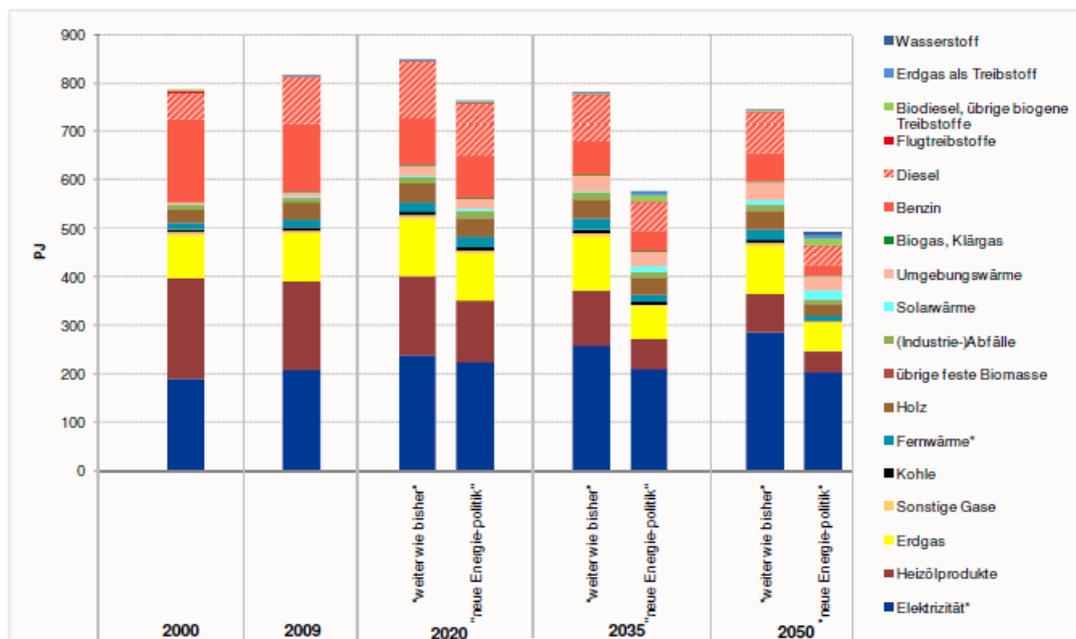
	Domanda di energia finale (in PJ)				Domanda di energia finale pro capite (in GJ)				Domanda di energia finale per unità PIL in MJ per franco			
	2000	2009	2035	2050	2000	2009	2035	2050	2000	2009	2035	2050
«Status quo»	784	813	781	744	109	104	93	84	1,7	1,5	1,3	1,1
«Nuova politica energetica»	784	813	577	493	109	104	68	55	1,7	1,5	0,9	0,7
	Differenza assoluta rispetto al 2000											
«Status quo»		30	-3	-39		-4	-16	-25		-0,2	-0,4	-0,6
«Nuova politica energetica»		30	-207	-291		-4	-40	-53		-0,2	-0,7	-1,0
	Variazione percentuale rispetto al 2000											
«Status quo»		3,8	-0,4	-5,0		-4,1	-14,9	-23,0		-9,3	-24,7	-36,6
«Nuova politica energetica»		3,8	-26,4	-37,1		-4,1	-37,1	-49,0		-9,3	-44,4	-58,0
	Differenza assoluta rispetto al 2009											
«Status quo»			-33	-69			-12	-21			-0,3	-0,5
«Nuova politica energetica»			-237	-320			-36	-49			-0,6	-0,8
	Variazione percentuale rispetto al 2009											
«Status quo»			-4,0	-8,5			-11,2	-19,7			-17,0	-30,2
«Nuova politica energetica»			-29,1	-39,4			-34,5	-46,8			-38,7	-53,7

Fonte: Prognos, 2011

Ri-4.2 Domanda di energia finale per vettori energetici

In una prospettiva cronologica, la domanda di energia finale per vettori energetici mostra che in entrambe le varianti di politica energetica si verifica un trasferimento dall'olio da riscaldamento verso il gas naturale e i vettori energetici rinnovabili e dai combustibili fossili verso l'energia elettrica (cfr. grafico Ri-1 e grafico 37 del rapporto). Le tasse di incentivazione elevate e gli altri criteri presupposti dallo scenario «Nuova politica energetica» riescono a ridurre l'uso di vettori energetici fossili in termini assai maggiori rispetto a quanto prospettato dalla variante politica «Status quo». Malgrado l'elettrificazione dei trasporti prevista dallo scenario «Nuova politica energetica», è possibile stabilizzare la domanda di energia elettrica. Nello scenario «Status quo» l'elettrificazione provoca invece un aumento del consumo di energia elettrica entro il 2050. Questo dato mostra come l'elettrificazione possa essere conciliata con una strategia coerente in materia di efficienza e come non entri in contraddizione con quest'ultima.

Grafico Ri-1: Domanda di energia finale per vettore energetico (in PJ)



Quelle: Prognos 2011

Legenda a destra orizzontale:

Idrogeno - Gas naturale utilizzato come carburante - Biodiesel, altri biocarburanti - Carburante per aerei – Diesel – Benzina - Biogas, gas di depurazione - Calore ambiente Energia solare termica - Scarti (industriali) - Altra biomassa solida – Legna – Teleriscaldamento - Carbone - Altri gas - Gas naturale - Prodotti derivati dall’olio da riscaldamento - Energia elettrica

Legenda in basso verticale:

«Status quo» - «Nuova politica energetica» - Fonte: Prognos 2011

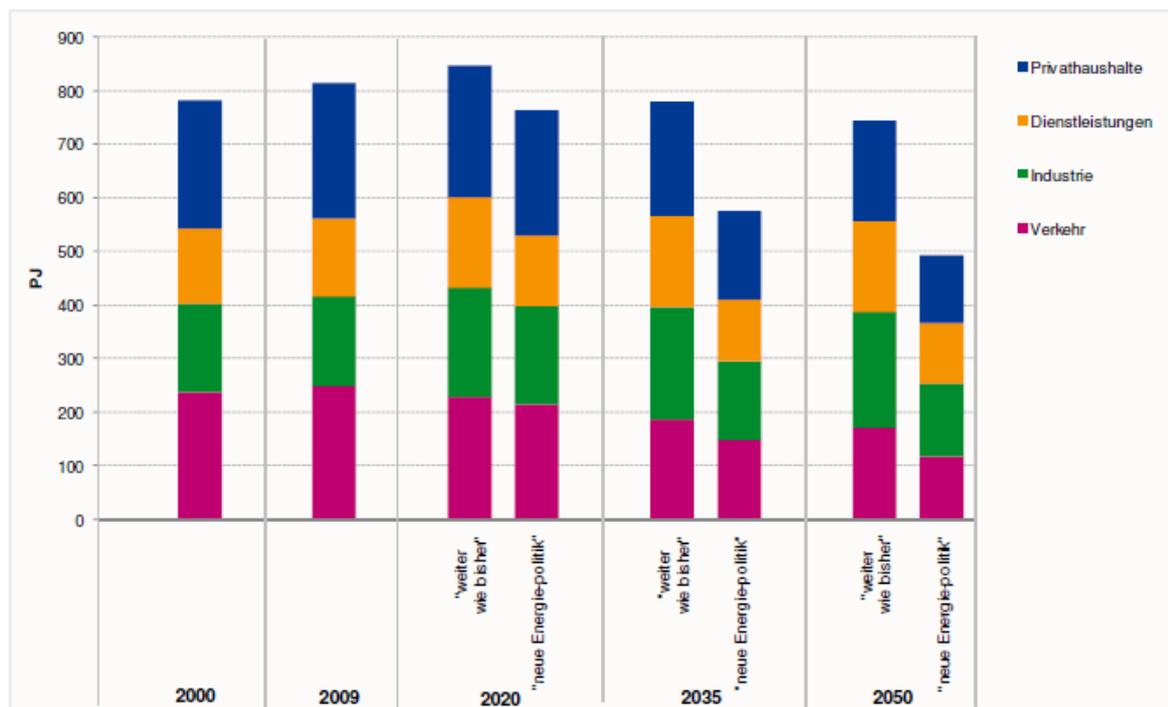
Ri-4.3 Domanda di energia finale per settori economici

In entrambe le varianti politiche, la domanda di energia finale per le economie domestiche e dei trasporti diminuisce (cfr. grafico Ri-2 e grafico 38 del rapporto). Nello scenario «Status quo», essa aumenta invece per l’industria e per i servizi: questo incremento va ricondotto alla crescita dell’occupazione e, di conseguenza, della produzione. Nello scenario «Nuova politica energetica» gli effetti della tassa di incentivazione e l’impiego di tecnologie efficienti compensano l’aumento della domanda legato alla crescita demografica ed economica.

In entrambi gli scenari si constata un allineamento delle quote dei settori (cfr. grafico Ri-2 e grafico 38 del rapporto). La domanda di energia nello scenario «Status quo» cresce fino al 2020. In seguito le politiche decise oggi cumulano maggiormente i loro effetti e la domanda comincerà complessivamente a diminuire. Nello scenario «Nuova politica energetica» la domanda per il periodo tra il 2000 e il 2050 raggiunge il suo apice nel 2010. La domanda di energia finale relativa al settore dei trasporti cresce ancora fino al 2012. La domanda di energia finale sia complessiva che nei singoli settori cala costantemente dal 2012 in poi. Le misure adottate (la tassa di incentivazione, ma anche le prescrizioni relative al CO₂ nei trasporti) mostrano rapidamente i loro effetti.

Occorre notare che la tassa di incentivazione dello scenario «Nuova politica energetica» viene applicata al consumo finale di energia in tutti i settori. Derghe, come quelle applicate per la tassa sul CO₂ nel caso di settori ad alto consumo energetico, non sono state contemplate in questi calcoli. Esse rischierebbero tutt’al più di provocare un aumento della domanda di energia finale da parte dell’industria, in particolare quella di vettori energetici fossili.

Grafico Ri-2 Domanda di energia finale per settore economico (in PJ)



Quelle: Prognos 2011

Legenda a destra orizzontale:

Economie domestiche – Servizi – Industria - Trasporti

Legenda in basso verticale:

«Status quo» - «Nuova politica energetica» - Fonte: Prognos 2011

Ri-4.4 Domanda di energia finale per categorie di utilizzazione

Considerare le categorie di utilizzazione consente di illustrare lo sviluppo della domanda di energia finale relativamente a sue importanti applicazioni. Il confronto dei valori assoluti per l'anno 2050 rivela il considerevole impatto della tasso di incentivazione nello scenario «Nuova politica energetica» (cfr. tabella Ri-4 e tabella 97 del rapporto). Sempre secondo lo stesso scenario, gli elevati costi dell'energia mitigano la domanda per l'anno 2050 in maniera marcata rispetto a quanto previsto per lo stesso anno dallo scenario «Status quo». Se si confronta lo sviluppo della domanda di energia dal 2000 al 2050 in entrambi gli scenari è possibile constatare, pur se in misura differente e a seconda dei casi, una diminuzione del consumo di energia destinata al riscaldamento. Anche il settore dei trasporti consumerà molta meno energia, grazie alle misure specifiche sul consumo che favoriranno il passaggio dalla benzina al diesel e grazie all'impiego dell'energia elettrica nel traffico privato che, in virtù della sua buona efficienza energetica, comporta una riduzione dei consumi. Malgrado gli effetti della tasso di incentivazione, il riscaldamento climatico e la crescita demografica provocheranno un aumento della domanda di energia, legato soprattutto all'impiego di condizionatori e di impianti di areazione e al consumo di prodotti di intrattenimento.

Tabella Ri-4 Domanda di energia finale per categoria di utilizzazione, scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica» (in PJ)

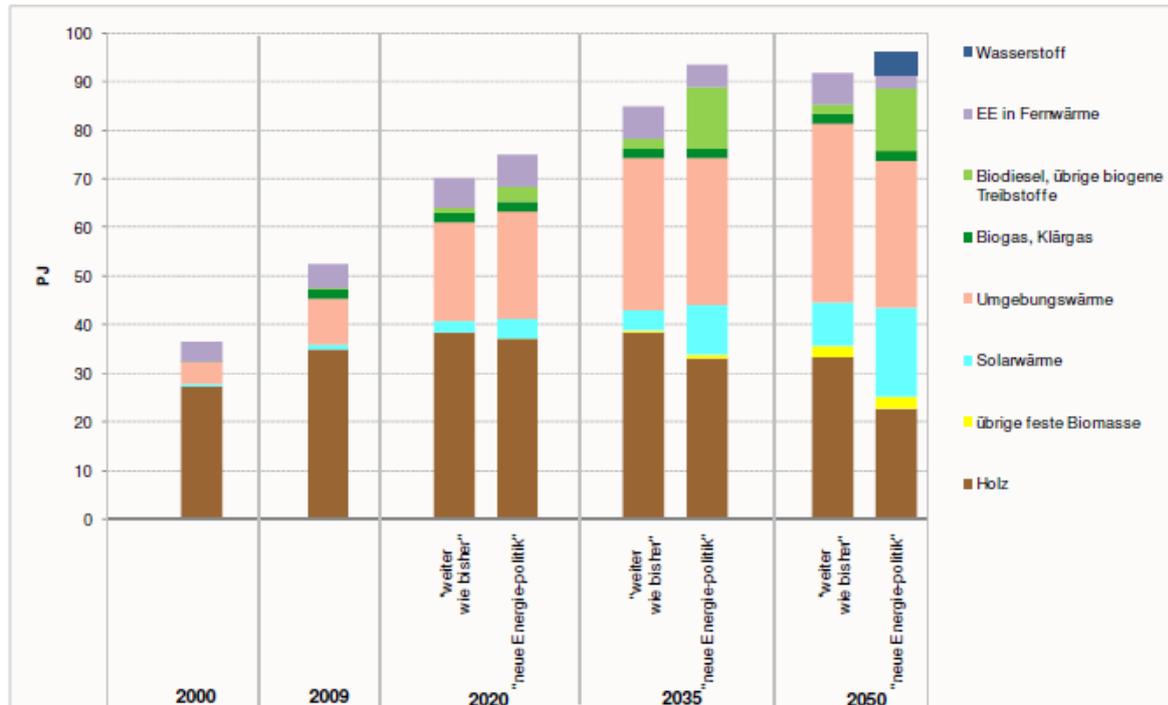
	2000	2009	2035		2050	
			«Status quo»	«Nuova politica energetica»	«Status quo»	«Nuova politica energetica»
Riscaldamento	269	272	226	148	183	101
Acqua calda	44	45	51	46	52	46
Calore di processo	98	100	141	93	146	90
Illuminazione	24	26	24	17	25	14
Climatizzazione, areazione & impianti domestici	20	24	36	29	44	26
Informatica e comunicazione, mezzi di intrattenimento	9	10	13	11	19	14
Propulsioni, processi produttivi	68	72	86	70	88	69
Mobilità in Svizzera	238	249	187	148	172	117
Altro	12	16	16	14	16	16
Consumo di energia finale in Svizzera	783	813	781	577	744	493

Fonte: Prognos, 2011

Ri-4.5 Domanda di energia finale per vettori energetici rinnovabili

In questo ambito, la domanda di energia finale subisce un importante incremento in entrambe le varianti politiche, se confrontata con gli anni di riferimento 2000 e 2009 (cfr. grafico Ri-3 e grafico 39 del rapporto). Nei due scenari, per l'anno 2050 si prospetta praticamente la stessa crescita in valori assoluti.

Grafico Ri-3 Domanda di energia finale per vettori energetici rinnovabili (in PJ)



Quelle: Prognos 2011

Legenda a destra orizzontale:

Idrogeno - ER nel teleriscaldamento - Biodiesel, altri biocarburanti - Biogas, gas di depurazione - Calore ambiente - Energia solare termica - Altra biomassa solida - Legna

Legenda in basso verticale:

«Status quo» - «Nuova politica energetica» - Fonte: Prognos 2011

L'incremento maggiore è registrato dal calore ambiente e dall'energia solare termica, che nel 2050 rappresenteranno, per entrambi gli scenari, il 50 % circa della richiesta di energia rinnovabile. In entrambi i casi il calore ambiente (termopompe) sarà il più importante vettore energetico. Nello scenario «Nuova politica energetica» la domanda di legna e di teleriscaldamento subirà una flessione rispetto al 2000, poiché gli interventi di risanamento energetico nel parco immobili provocheranno un calo ancor più accentuato della domanda di energia a scopo di riscaldamento.

Nello scenario «Nuova politica energetica» i combustibili fossili saranno sostituiti in maniera accresciuta da biodiesel e da altri biocarburanti di seconda e di terza generazione. Ciò contribuirà a diminuire la domanda di combustibili fossili.

Ri-4.6 Domanda di energia finale per vettori energetici fossili

Rispetto agli anni 2000 e 2009, la domanda di energia finale per vettori energetici fossili subisce una flessione in entrambe le varianti politiche. Per lo scenario «Nuova politica energetica» essa si situa, nel 2035, sotto al livello del 2050 previsto dallo scenario «Status quo». Nel 2050 la domanda di carburanti fossili diminuirebbe, secondo lo scenario «Status quo», del 36,4 % e, secondo lo scenario «Nuova politica energetica», del 68,9 % rispetto al 2000.

La variante politica «Status quo» prevede che, nell'ambito della domanda di vettori energetici fossili utilizzati prevalentemente per il riscaldamento e il calore di processo (prodotti derivati dall'olio da riscaldamento, gas naturale, carbone e teleriscaldamento), l'olio da riscaldamento sarà sostituito dal gas naturale e anche da vettori energetici rinnovabili. Questa conversione porterà a una diminuzione della domanda finale per l'olio da riscaldamento e, fino al 2035, a un aumento del consumo di gas naturale. Le misure previste dallo scenario «Status quo» porteranno, dal 2035 in poi, a un fabbisogno inferiore, in termini assoluti, di vettori energetici fossili. Nello scenario «Nuova politica energetica» questa tendenza (abbandono dell'olio da riscaldamento a favore di altri vettori energetici) si rafforzerà e ad essa si sovrapporranno gli effetti delle misure adottate nell'ambito di questa nuova variante politica, che indurrà già per il 2020 una flessione della domanda di vettori energetici fossili rispetto agli anni 2000 e 2009.

Nello scenario «Status quo», l'evoluzione della domanda è marcata dagli effetti dell'adesione agli standard concernenti le emissioni delle autovetture di nuova immatricolazione e da un'accresciuta elettrificazione dei trasporti. Queste prescrizioni provocano un passaggio dalla benzina al diesel (un effetto già manifestatosi tra il 2000 e il 2009) e inducono inoltre un calo del consumo. L'applicazione dei nuovi standard per le emissioni mostra i propri effetti in termini relativamente brevi.

Ri-4.7 Domanda di energia finale ed emissioni di CO₂

Le emissioni di CO₂ relative alla domanda di energia finale si dimezzano nello scenario «Status quo», passando da 5,3 t pro capite nel 2000 alla metà di questo valore (2,6 t pro capite, cfr. tabella Ri-5 e tabella 103 del rapporto). Questa evoluzione è dovuta alla sostituzione dell'olio da riscaldamento con il gas naturale e con le energie rinnovabili nell'ambito della domanda di calore, al passaggio dalla benzina al diesel e all'elettrificazione del traffico privato. Anche gli standard imposti alle emissioni di veicoli adibiti al trasporto di persone (dal 2017: 130 g CO₂/km; dal 2025: 95 g CO₂/km) contribuiscono a ridurre il consumo di carburanti fossili.

Entro il 2050, nello scenario «Nuova politica energetica» le emissioni di CO₂ relative alla domanda di energia finale diminuiranno fino a raggiungere 1,3 t pro capite. A causa dei prezzi elevati del consumo finale di energia, dovuti alla tassa di incentivazione, si abbandonano sempre più i vettori energetici fossili a favore delle energie rinnovabili e di un uso più efficiente delle risorse. Il calo della domanda di vettori energetici fossili che risulta da questo tipo di consumo viene accentuato dall'elettrificazione e dal considerevole aumento della domanda di biodiesel e di altri biocarburanti nell'ambito dei trasporti.

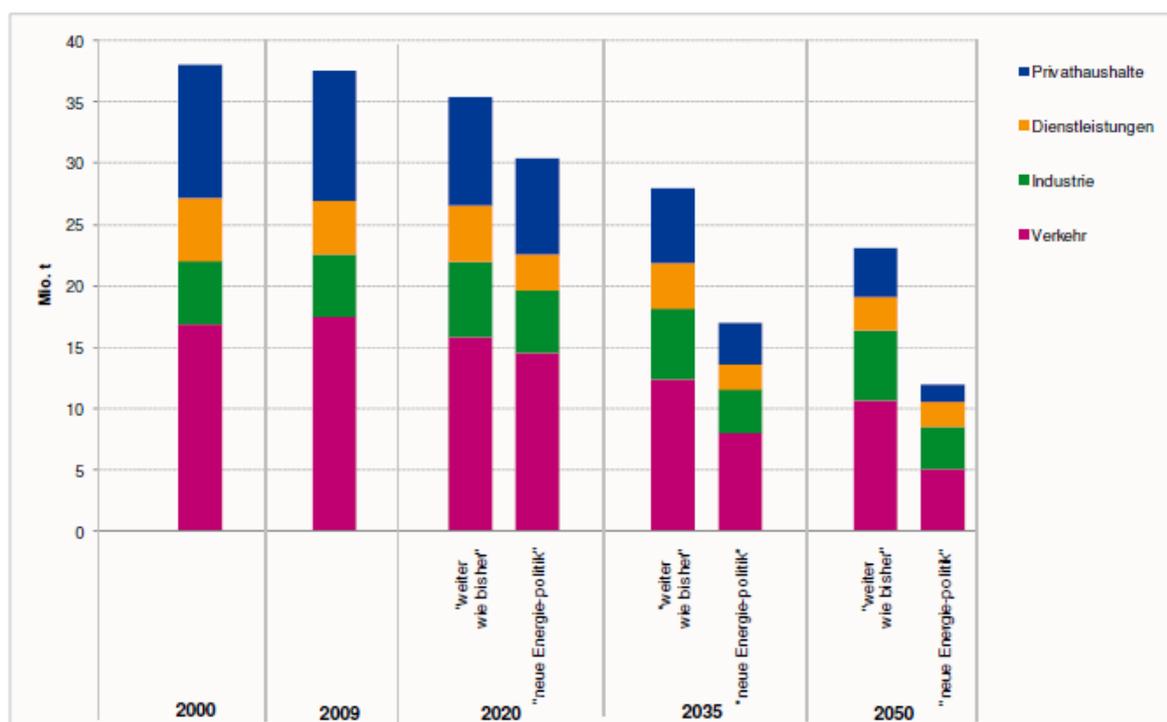
Tabella Ri-5 Emissioni di CO₂ dovute alla domanda di energia finale pro capite (in t)

	2000	2009	2035		2050	
			«Status quo»	«Nuova politica energetica»	«Status quo»	«Nuova politica energetica»
Tonnellate pro capite	5,3	4,8	3,1	1,9	2,6	1,3
			Δ % rispetto al 2000			
Tonnellate pro capite			-40,4	-63,9	-51,6	-74,9
			Δ % rispetto al 2009			
Tonnellate pro capite			-34,6	-60,4	-46,9	-72,4

Fonte: Prognos, 2011

Le emissioni di CO₂ dovute alla domanda di energia finale, suddivise per settore, subiscono una flessione in entrambi gli scenari e ovunque, eccezion fatta per l'industria (cfr. grafico Ri-4 e grafico 40 del rapporto). Rispetto al 2000, le economie domestiche riducono le loro emissioni del 63 % («Status quo») e dell' 87,1 % («Nuova politica energetica»). Anche gli altri settori registrano flessioni considerevoli. La sola industria persiste, nello scenario «Status quo», praticamente al livello del 2000 fino al 2050. La tasa di incentivazione dello scenario «Nuova politica energetica» riesce a indurre anche nell'industria un lieve calo. In questo caso occorre tuttavia notare che, in base all'aggiornamento delle Prospettive 2035 cui si è proceduto nell'aprile/maggio del 2011, tutti i settori sono tenuti a pagare la stessa tasa. Deroche, come quelle applicate nel caso della tasa sul CO₂, non sono considerate in questi calcoli; esse innalzerebbero le emissioni di CO₂ dell'industria, poiché determinerebbero un incremento del consumo finale di vettori energetici fossili.

Grafico Ri-4 Emissioni di CO₂ per settore economico (in mio. di t)



Quelle: Prognos 2011

Legenda a destra orizzontale:
Economie domestiche – Servizi – Industria - Trasporti

Legenda in basso verticale:
«Status quo» - «Nuova politica energetica» - Fonte: Prognos 2011

Ri-5 Domanda di energia elettrica (scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica»)

Ri-5.1 Domanda di energia elettrica: in termini assoluti, pro capite e pro unità PIL (efficienza energetica)

Nello scenario «Status quo», tra il 2000 e il 2050 la domanda di energia elettrica cresce costantemente (cfr. tabella Ri-6 e tabella 105 del rapporto). Aumentano le differenze in termini assoluti. Rispetto al 2000, la domanda di energia elettrica cresce di 97 PJ. Anche tra il 2035 e il 2050 si rileva un nuovo aumento assoluto di 26 PJ. Nello scenario «Nuova politica energetica», la domanda di energia elettrica cresce fino al 2016 e cala poi lievemente fino al 2035 e al 2050. Nel 2050 si situa 14 PJ al di sopra della domanda registrata nel 2000, e 4 PJ al di sotto di quella del 2009.

Nello scenario «Status quo», dal 2000 al 2050 la domanda di energia elettrica pro capite aumenta e, nel 2050, è del 22,7 % superiore rispetto al 2000. Nello scenario «Nuova politica energetica», la domanda di energia elettrica pro capite diminuisce del 12,8 % rispetto ai valori del 2000.

Nello scenario «Status quo» diminuisce l'efficienza energetica, valutata in base alla produttività elettrica. Per ogni franco prodotto si utilizza una quantità di energia elettrica lievemente superiore. Dal 2035 al 2050 l'efficienza energetica migliora di poco (la domanda di energia elettrica pro unità PIL passa da 42 a 41 ct.). Lo scenario «Nuova politica energetica» prefigura invece, dal 2009 al 2035, ma anche dal 2035 al 2050, un netto miglioramento dell'efficienza energetica. La domanda di energia elettrica pro unità PIL diminuisce nettamente: per unità PIL prodotta si utilizza una quantità minore di energia elettrica.

Tabella Ri-6 Domanda di energia elettrica (in termini assoluti, pro capite e pro unità PIL)

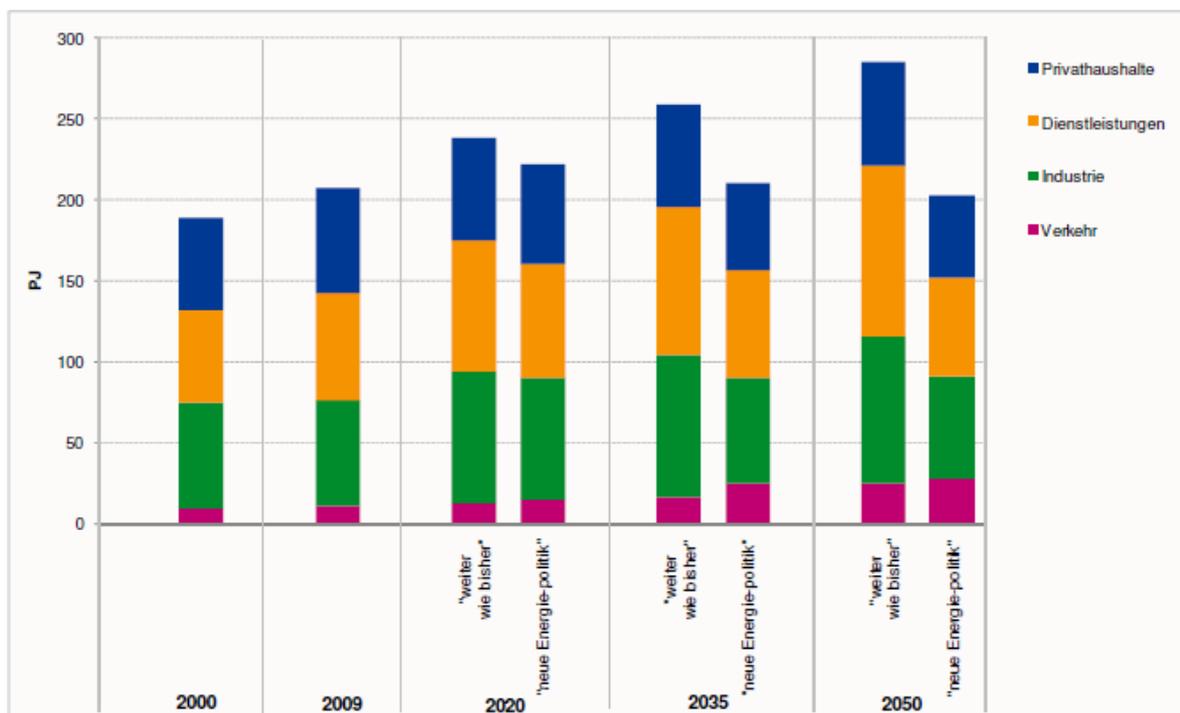
	Domanda di energia elettrica (in PJ)				Domanda di energia elettrica pro capite (in GJ)				Domanda di energia elettrica pro unità PIL (in MJ)			
	2000	2009	2035	2050	2000	2009	2035	2050	2000	2009	2035	2050
«Status quo»	189	207	259	285	26	27	31	32	0,40	0,39	0,42	0,41
«Nuova politica energetica»	189	207	211	203	26	27	25	23	0,40	0,39	0,34	0,29
	Differenza assoluta rispetto al 2000											
«Status quo»		18,4	70,1	96,7		0,4	4,5	5,9		-0,02	0,01	0,00
«Nuova politica energetica»		18,4	22,1	14,1		0,4	-1,2	-3,4		-0,02	-0,06	-0,11
	Variazione percentuale rispetto al 2000											
«Status quo»		9,8	37,2	51,3		1,4	17,2	22,7		-4,0	3,7	0,9
«Nuova politica energetica»		9,8	11,7	7,5		1,4	-4,5	-12,8		-4,0	-15,6	-28,3

Fonte: Prognos 2011

Ri-5.2 Domanda di energia elettrica per settori economici

Nello scenario «Status quo», la domanda di energia elettrica segue tendenze diverse a seconda del settore economico (cfr. grafico R-5i e grafico 41 del rapporto). Mentre la domanda delle economie domestiche si stabilizza sul livello del 2009, fino al 2050 la domanda degli altri settori aumenta costantemente. Sull'intero periodo preso in considerazione, l'industria, i servizi e i trasporti registrano una crescita annua media praticamente identica (industria + 0,7 %, servizi + 1,2 % e trasporti + 1,8 %). Nell'industria e nei servizi questa tendenza è dovuta all'aumento del numero di persone impiegate e, di conseguenza, degli equipaggiamenti (industria: elettronica e macchine; servizi: equipaggiamento delle postazioni di lavoro). Sul settore dei trasporti influisce invece l'elettrificazione del traffico privato.

Grafico Ri-5 Domanda di energia elettrica per settore economico (in PJ)



Quelle: Prognos 2011

Legenda a destra orizzontale:

Economie domestiche – Servizi – Industria - Trasporti

Legenda in basso verticale:

«Status quo» - «Nuova politica energetica» - Fonte: Prognos 2011

Nello scenario «Nuova politica energetica», l'effetto della tassa di incentivazione mitiga la domanda di energia elettrica. Fino al 2050, le economie domestiche consumeranno meno energia elettrica, situandosi al di sotto dei valori registrati nel 2000 e nel 2009. Si rileva la stessa tendenza nell'industria e nei servizi, poiché si ricorrerà in modo più sistematico ai progressi compiuti nell'ambito della tecnologia dei materiali e dei processi produttivi. Già nel 2035 il livello della domanda si allineerebbe sui valori del 2009 e, entro il 2050, si stabilirebbe persino sui valori del 2000. Rispetto allo scenario «Status quo», il fenomeno dell'elettrificazione nel settore dei trasporti assume maggiore importanza; per questa ragione la domanda è, in confronto, superiore.

Ri-5.3 Domanda di energia elettrica per categorie di utilizzazione

Considerata in funzione delle categorie di utilizzazione, la domanda di energia elettrica si sviluppa in modi diversi nell'ambito di importanti applicazioni. Il paragone dei valori assoluti nell'anno 2050 evidenzia, eccezion fatta per la domanda di energia elettrica da parte dei trasporti, il considerevole impatto della tassa di incentivazione nello scenario «Nuova politica energetica» (cfr. tabella Ri-7 e tabella 107 del rapporto).

Tabella Ri-7 Domanda di energia elettrica per categoria di utilizzazione, scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica» (in PJ)

	2000	2009	2035		2050	
			«Status quo»	«Nuova politica energetica»	«Status quo»	«Nuova politica energetica»
Riscaldamento	18,5	21,0	22,2	17,2	22,2	14,1
Acqua calda	8,8	8,6	9,2	5,5	9,1	3,1
Cucina	4,2	5,2	5,3	5,3	5,2	5,1
Calore di processo	21,1	21,9	32,1	22,5	35,1	21,6
Illuminazione	18,5	20,1	22,5	15,1	23,5	12,7
Climatizzazione, aerazione e impianti domestici	17,8	20,8	31,5	22,0	34,9	13,2
Informatica e comunicazione, mezzi di intrattenimento	3,9	4,5	8,0	6,2	14,0	8,8
Propulsioni, processi produttivi	82,9	89,4	107,2	90,0	112,9	92,7
Trasporti	9,5	11,0	16,8	24,5	25,0	28,1
Altro	3,4	4,5	3,9	2,3	3,2	3,1
Totale	188,5	206,9	258,6	210,6	285,1	202,6

Fonte: Prognos, 2011

Nello scenario «Nuova politica energetica», la decisione strategica di elettrificare i trasporti su strada comporta un aumento della domanda, a spese dei carburanti fossili. Nonostante gli effetti della tassa di incentivazione, si delinea, a causa dell'aumento demografico, una crescita della domanda di energia elettrica nelle categorie di utilizzazione domestica più tipiche, quali cucina e acqua calda. Nello scenario «Status quo», queste si stabilizzano rispetto al 2009, ma aumentano rispetto al 2000. Le utilizzazioni che concernono soprattutto l'economia (calore di processo / propulsioni, processi produttivi) registrano, nello scenario «Nuova politica energetica», una crescita rispetto al 2000. La tassa di incentivazione aiuta tuttavia a diffondere l'uso di apparecchi efficienti sul piano energetico, tendenza che non si riscontra invece nello scenario «Status quo».

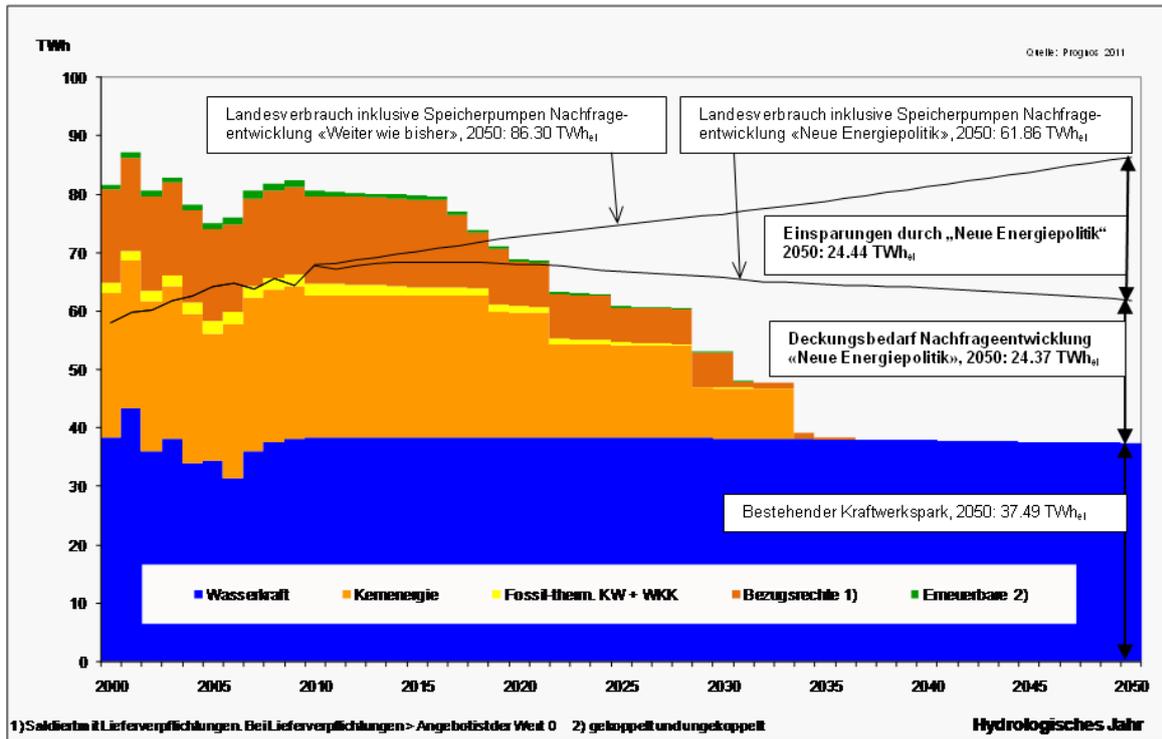
Ri-6 Offerta di energia elettrica

Ri-6.1 Attuale offerta di energia elettrica e fabbisogno scoperto (scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica»)

Fino al 2018, l'attuale offerta di energia elettrica riuscirà a coprire la domanda di entrambe le varianti di politica energetica (cfr. grafico Ri-6 e grafico 45 del rapporto). Poiché durante il semestre invernale la domanda è maggiore rispetto al semestre estivo, gli effetti del fabbisogno scoperto si faranno sentire solo nel semestre invernale 2017/2018. Si prevede che, per lo scenario «Status quo», nel 2050 mancheranno 44,81 TWh_{el}/a. Per raggiungere il fabbisogno scoperto previsto dallo scenario «Nuova politica energetica», ossia 24,37 TWh_{el}/a nel 2050, occorrerebbe risparmiare 24,44 TWh_{el}/a rispetto allo scenario «Status quo».

Se i sistemi di pompaggio previsti tra il 2015 e il 2020 saranno potenziati, la domanda di energia elettrica aumenterebbe in entrambi gli scenari di circa 6 TWh_{el}/a e, parallelamente, crescerebbe anche in maniera corrispondente il fabbisogno scoperto.

Grafico Ri-6 Varianti di offerta 1 e 2, fabbisogno scoperto previsto dalle varianti politiche «Status quo» e «Nuova politica energetica», anno idrologico (in TWh_{el/a})



Legenda a destra orizzontale:

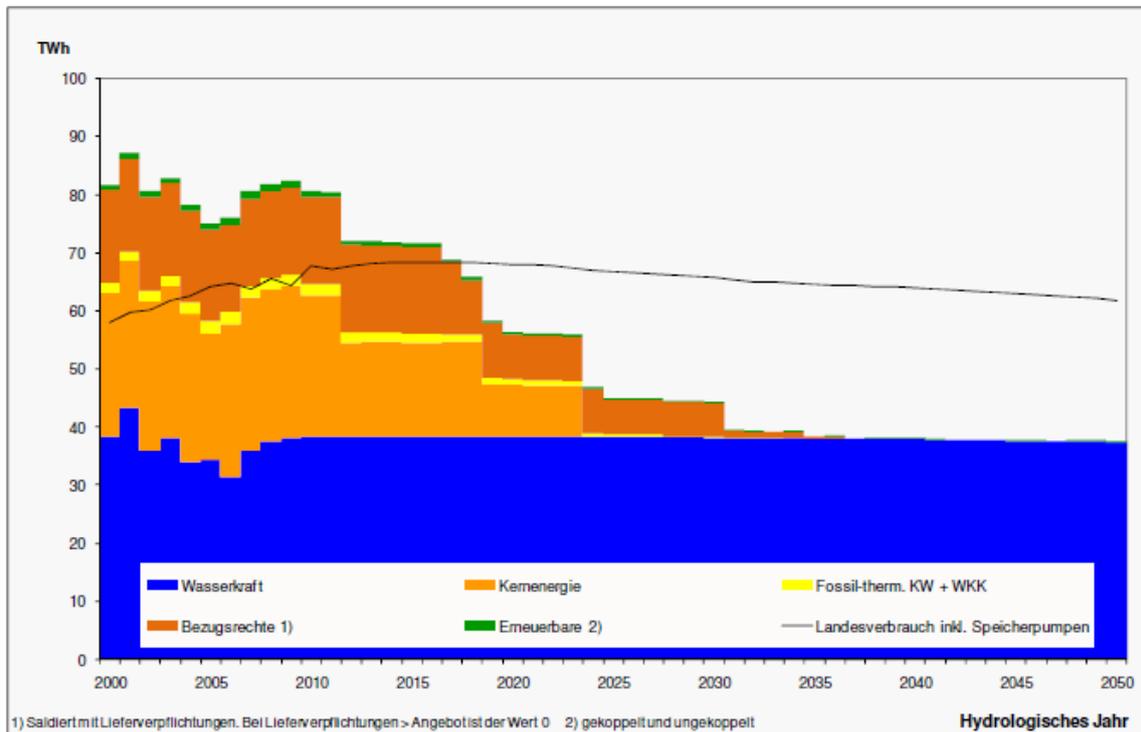
Fonte: Prognos 2011 - Consumo nazionale incl. sistemi di pompaggio; sviluppo della domanda secondo lo scenario „Status quo“; 2050: 86,30 TWh_{el} - Consumo nazionale incl. sistemi di pompaggio; sviluppo della domanda secondo lo scenario „Nuova politica energetica“; 2050: 61,86 TWh_{el} - Risparmi grazie a “Nuova politica energetica”: 2050: 24,44 TWh_{el} - Fabbisogno scoperto; sviluppo della domanda secondo lo scenario “Nuova politica energetica; 2050: 24,37 TWh_{el} - Attuale parco centrali elettriche, 2050: 37,49 TWh_{el}

Legenda in basso verticale:

Energia idroelettrica - Energia nucleare - Centrali a combustibili fossili + impianti di cogenerazione - Diritti di acquisto 1) - Rinnovabili 2) - 1) Coperto con obblighi di consegna; in caso di obblighi di consegna superiori all'offerta, il valore è 0 - 2) Con e senza cogenerazione - Anno idrologico

Nella variante di offerta 3 del Consiglio federale (ridurre il ciclo di vita delle centrali nucleari a 40 anni) apparirebbe una prima lacuna nella copertura del fabbisogno già nel 2012, ossia l'anno in cui sarebbero messe fuori servizio le tre centrali più vecchie (cfr. grafico Ri-7 e grafico 47 del rapporto). Il fabbisogno scoperto e i risparmi previsti per il 2050 sono identici a quelli della variante di offerta 2 del Consiglio federale «Nuova politica energetica».

Grafico Ri-7 Variante di offerta 3, fabbisogno scoperto previsto dalle varianti politiche «Nuova politica energetica», anno idrologico (in TWh_{el}/a)



Quelle: Prognos 2011

Legenda in basso verticale:

Energia idroelettrica - Energia nucleare - Centrali a combustibili fossili + impianti di cogenerazione - Diritti di acquisto 1) - Rinnovabili 2) - Consumo nazionale incl. sistemi di pompaggio - 1) Coperto con obblighi di consegna; in caso di obblighi di consegna superiori all'offerta, il valore è 0 - 2) Con e senza cogenerazione - Anno idrologico - Fonte: Prognos 2011

Ri-6.2 Riassunto delle varianti di offerta di energia elettrica del Consiglio federale (ampliamento dell'offerta di energia elettrica fino al 2050)

Poiché nello scenario «Status quo» la domanda si svilupperebbe su valori sensibilmente maggiori, mentre l'attuale parco di centrali elettriche sarebbe lo stesso in entrambi gli scenari, nello scenario «Status quo», a seconda della variante di offerta, occorrerebbe, per coprire il fabbisogno, ampliare l'offerta o importare maggiormente rispetto allo scenario «Nuova politica energetica» (cfr. tabella Ri-8 e tabella 111 del rapporto). Le cifre concernenti la produzione si riferiscono al 2050. Ricordiamo che, ad esempio nella variante di offerta 1 opzione B del Consiglio federale, tre delle nuove centrali a gas a ciclo combinato esaurirebbero il loro ciclo di vita già prima di questa data.

Nella variante di offerta 1 del Consiglio federale, scenario «Status quo», il numero di nuove centrali nucleari e la loro data di costruzione sono determinati dal ciclo di vita e dalla chiusura delle centrali esistenti (ma anche dalla durata contrattuale dei diritti di acquisto). In questa variante si distinguono due strategie di ampliamento dell'offerta, una esclusivamente nucleare e l'altra mista (nucleare e fossile). Per l'opzione A (nucleare) occorrerebbero, entro il 2050, 4 centrali nucleari. Per l'opzione B (fossile-centrale e nucleare) 5 centrali a gas a ciclo combinato e 3 centrali nucleari.

La variante di offerta 2 rinuncia a sostituire le centrali nucleari, proponendo soluzioni alternative senza energia atomica per entrambi gli scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica».

Nella variante di offerta 2, scenario «Status quo», l'opzione C & E (fossile-centrale e rinnovabile) prevede la costruzione di 9 centrali a gas a ciclo combinato. Occorrerebbe inoltre potenziare la produzione di energia elettrica rinnovabile, ad ogni modo in misura maggiore rispetto a quanto consente oggi la RIC. Nell'opzione D & E (fossile-decentralizzata e rinnovabile) il possibile potenziale degli impianti di cogenerazione sarebbe sfruttato interamente. Anche in tal caso, la produzione di energia elettrica rinnovabile andrebbe ulteriormente potenziata rispetto a quanto consente oggi la RIC. Tutti questi sforzi, tuttavia, non sarebbero sufficienti, poiché nel 2050 occorrerebbe importare una quantità di energia elettrica supplementare pari a 17,2 TWh_{el}. Gli ampliamenti decentralizzati dell'offerta non possono essere incrementati a discrezione, sia per quanto riguarda i loro tempi di realizzazione sia per quanto riguarda la loro entità, poiché dipendono da cicli di rinnovamento e, in parte, anche dalle possibilità di cedere calore, poiché in entrambi gli scenari entro il 2050 la domanda di calore subisce una

flessione. Anche l'opzione E (rinnovabile) richiede un potenziamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in termini che superano ampiamente le possibilità offerte dalla RIC (22,6 TWh_{el}). Malgrado ciò, anche in tal caso, per rispondere alla domanda interna, nel 2050 occorrerebbe importare 25,9 TWh_{el}.

Tabella Ri-8 Riassunto delle varianti di offerta del Consiglio federale, produzione e importazione nel 2050

Variante di offerta	1		2			3		
	A	B	C & E	D & E	E	C & E	D & E	E
Variante di offerta Prospettive energetiche 2035								
Sviluppo della domanda secondo lo scenario «Status quo»	4 CN: 47,22 TWh _{el}	5 CCC: 7,77 TWh _{el} 3 CN: 35,41 TWh _{el}	9 CCC: 34,65 TWh _{el} ER: 22,6 TWh _{el}	CFC: 11,5 TWh _{el} ER: 22,6 TWh _{el} ; importazione: 17,2 TWh _{el}	CFC: 3,8 TWh _{el} ER: 22,6 TWh _{el} ; importazione: 25,9 TWh _e			
Sviluppo della domanda secondo lo scenario «Nuova politica energetica»			5 CCC: 15,4 TWh _{el} CFC: 3,8 TWh _{el} ER: 22,6 TWh _{el}	CFC: 11,5 TWh _{el} ER: 22,6 TWh _{el} ;	CFC: 3,8 TWh _{el} ER: 22,6 TWh _{el} ; importazione: 5,6 TWh _{el}	7 CCC: 11,55 CFC: 3,8 TWh _{el} ER: 22,6 TWh _{el}	CFC: 11,5 TWh _{el} ER: 22,6 TWh _{el}	CFC: 3,8 TWh _{el} ER: 22,6 TWh _{el} importazione: 5,6 TWh _{el}

Fonte: Prognos, 2007 e 2011

CN (centrale nucleare)
CCC (centrale a gas a ciclo combinato)
CFC (impianto di cogenerazione)
ER (energia rinnovabile)

opzioni: A: nucleare
B: fossile-centrale e nucleare
C & E: fossile-centrale e rinnovabile
D & E: fossile-decentralizzata e rinnovabile
E: rinnovabile

Nella variante di offerta 2, scenario «Nuova politica energetica», l'opzione C & E (fossile-centrale e rinnovabile) prevede 5 centrali a gas a ciclo combinato e un forte ampliamento della produzione rinnovabile (22,6 TWh_{el}). Se, con una combinazione di produzione fossile-decentralizzata e rinnovabile (D & E) si può coprire il fabbisogno, nel 2050 sarà possibile soddisfare la domanda di energia elettrica. A causa della tassa di incentivazione introdotta nel 2012, la domanda di elettricità sarebbe nettamente inferiore rispetto a quanto previsto nello scenario «Status quo». Per questo motivo, gli ampliamenti dell'offerta sarebbero sufficienti, così che si potrebbe rinunciare all'importazione. Per l'opzione E (rinnovabile) nel 2050 occorrerebbero importazioni per coprire la domanda, malgrado il forte potenziamento delle capacità di produzione a partire dalle fonti rinnovabili. Nello scenario «Nuova politica energetica», tuttavia, con 5,6 TWh_{el} le importazioni si situerebbero sensibilmente al di sotto di quelle previste nello scenario «Status quo».

Nella variante di offerta 3 del Consiglio federale, scenario «Nuova politica energetica», la riduzione dei cicli di vita delle centrali negli anni di transizione (dal 2012 in poi) richiederebbe importazioni maggiori o, in caso di combinazione fossile-centrale e rinnovabile, un maggiore ampliamento dell'offerta rispetto alla variante di offerta 2. Fino al 2050 le opzioni C & E e D & E riuscirebbero, grazie al considerevole ampliamento della produzione rinnovabile, a coprire la domanda di elettricità (nello scenario «Nuova politica energetica»). Nell'opzione esclusivamente rinnovabile, malgrado l'elevato ampliamento occorrerebbe ancora far capo alle importazioni.

Le importazioni calcolate per il 2050 nelle varie opzioni non rispecchiano il fabbisogno in questo ambito per l'intero periodo che va dal 2012 al 2050. A seconda del mix di offerta di energia elettrica per cui si opta, il fabbisogno da coprire attraverso importazioni potrebbe situarsi, in singoli anni, su valori sensibilmente maggiori.

Nella variante di offerta 1 del Consiglio federale, scenario «Status quo», l'opzione A (nucleare) prevede, tra il 2017 e il 2028, importazioni non superiori ai 13,3 TWh_{el}. Nell'opzione B non sarebbe necessario importare.

Nella variante di offerta 2, scenario «Status quo», l'opzione C & E non richiederebbe importazioni, al contrario dell'opzione D & E, che ne prevede ogni anno, dal 2018 al 2050, con un picco nel 2035 (23,1 TWh_{el}). Anche l'opzione E richiederebbe importazioni a partire dal 2018. Il picco si registrerebbe nel 2035 (27,4 TWh_{el}).

Nella variante di offerta 2, scenario «Nuova politica energetica», l'opzione C & E non richiederebbe importazioni. L'opzione D & E prevede importazioni temporanee, a partire dal 2018, con un picco nel 2035 (11,6 TWh_{el}). Anche l'opzione E richiederebbe importazioni a partire dal 2018. Il picco si registrerebbe nel 2035 (15,3 TWh_{el}).

Nella variante di offerta 3, scenario «Nuova politica energetica», l'opzione C & E prevede importazioni temporanee, tra il 2012 e il 2016, per un massimo di 2,6 TWh_{el}. Nell'opzione D & E le importazioni andrebbero dal 2012 al 2047, e raggiungerebbero il loro apice nel 2025 (15,5 TWh_{el}). Nell'opzione E occorrerebbero importazioni continue, dal 2012 in poi. Il picco si registrerebbe nel 2035 (17,9 TWh_{el}).

Ri-6.3 Potenziale di sviluppo realizzabile tecnicamente e previsto

Nell'aggiornare le prospettive energetiche si è fatto riferimento ai potenziali energetici indicati dalle Prospettive energetiche 2035. Quest'ultimi sono stati verificati dalla sezione Ricerca dell'UFE, di concerto con gli specialisti delle diverse tecnologie. Non per tutte le tecnologie è possibile riscontrare un potenziale di sviluppo tecnico: i potenziali indicati, tuttavia, si situano all'interno di uno sviluppo tecnico ritenuto possibile (cfr. tabella Ri-9 e tabella 108 del rapporto).

Il ricorso alla geotermia per la produzione di energia elettrica dipende dalla disponibilità di questa tecnologia.

Tabella Ri-9 Potenziale di sviluppo realizzabile tecnicamente e previsto per lo scenario «Status quo», varianti di offerta 1 e 2 del Consiglio federale (in GWh_{el}/a)

Potenziale	Tecnicamente realizzabile	Previsto entro il 2050		Sviluppo a partire dal 2009	
		Scenario «Status quo»			
		Variante di offerta 1	Variante di offerta 2	Variante di offerta 1	Variante di offerta 2
Energia idroelettrica (sviluppo)¹⁾	12000¹⁾	8200¹⁾	10080¹⁾	8200¹⁾	10080¹⁾
Cogenerazione (combustibili fossili)	20000-30000	5690	13450	3770	11530
Nuove energie rinnovabili	-	10425	23554	9480	22608
Impianti fotovoltaici	15000-18000	4770	10415	4753	10397
Impianti eolici	non indicato	1162	4012	1150	4000
Biomassa (gas di legno)	non sfruttato	0	0	0	0
Energia geotermica	non indicato	1400	4378	1400	4378
Biomassa (legno)	1700	579	1139	545	1105
Biogas	2300	395	1447	378	1430
Idrodepurazione	non indicato	402	407	294	300
Incenerimento rifiuti (50 % di energia rinnovabile)	1675	1688	1727	959	998
Gas di depurazione	non indicato	29	29	0	0
Centrali nucleari		nessuna limitazione	0	nessuna limitazione	0
Centrali a combustibili fossili	Il modello non contempla nessuna limitazione				
Importazioni	Il modello non contempla nessuna limitazione				

Fonte: Prognos, 2011

1) Incl. costruzione di centrali idroelettriche di pompaggio per ca. 5000 GWh_{el}/a

Le varianti di offerta 2 e 3 della variante politica «Nuova politica energetica» fanno ricorso, a seconda dell'opzione discussa, alla cogenerazione, ma anche ai potenziali dei vettori energetici rinnovabili (cfr.

tabella Ri-10 e tabella 109 del rapporto). Per quanto concerne i potenziali della cogenerazione, il fabbisogno di calore ambiente, che diminuirebbe col tempo, costituirebbe un fattore limitante a lungo termine, di cui si tiene conto nei modelli di calcolo. La variante di offerta 1 per lo scenario «Status quo» è quella che meno farebbe leva sullo sviluppo del potenziale tecnico a disposizione, poiché prevede centrali nucleari o centrali a gas a ciclo combinato. La variante di offerta 2 per lo stesso scenario sfrutterebbe maggiormente il potenziale delle tecnologie rinnovabili, con una forte sterzata in questa direzione, soprattutto per quanto concerne l'energia eolica e fotovoltaica, ma anche la geotermia. Nel settore delle biomasse, il grado di sviluppo è mantenuto volutamente a livelli modesti. In ragione della loro bassa sostenibilità, esse vanno sfruttate a lungo termine prevalentemente nel trasporto merci, dato che in questo ambito, oltre alle opzioni di trasferimento su rotaia che comporterebbero l'aumento del traffico di distribuzione, non esiste praticamente alcuna possibilità di sostituzione dei combustibili fossili liquidi, caratterizzati da una densità energetica e una potenza specifica elevate. Le pile a combustibile potrebbero aprire prospettive interessanti, ma solo a lunghissimo termine.

Tabella Ri-10 Potenziale di sviluppo realizzabile tecnicamente e previsto per lo scenario «Nuova politica energetica», varianti di offerta 2 e 3 del Consiglio federale (in GWh_{el}/a)

Potenziale	Tecnicamente realizzabile	Prevedibile entro il 2050		Sviluppo a partire dal 2009	
		Scenario «Nuova politica energetica»			
		Variante offerta 2	Variante offerta 3	Variante offerta 2	Variante offerta 3
Energia idroelettrica (sviluppo)¹⁾	12000¹⁾	10080¹⁾	10080¹⁾	10080¹⁾	10080¹⁾
Cogenerazione (combustibili fossili)	20000-30000	13450	5730	11530	3810
Nuove energie rinnovabili	-	23554	23554	22608	22608
Impianti fotovoltaici	15000-18000	10415	10415	10397	10397
Impianti eolici	non indicato	4012	4012	4000	4000
Biomassa (gas di legno)	non sfruttato	0	0	0	0
Energia geotermica	non indicato	4378	4378	4378	4378
Biomassa (legno)	1700	1139	1139	1105	1105
Biogas	2300	1447	1447	1430	1430
Idrodepurazione	non indicato	407	407	300	300
Incenerimento rifiuti (50 % di energia rinnovabile)	1675	1727	1727	998	998
Gas di discarica	non indicato	29	29	0	0
Centrali nucleari		0	0	0	0
Centrali a combustibili fossili	Il modello non contempla nessuna limitazione				
Importazioni	Il modello non contempla nessuna limitazione				

1) Incl. costruzione di centrali idroelettriche di pompaggio per ca. 5000 GWh_{el}/a

Fonte: Prognos, 2011

Ri-6.4 Sintesi dell'approfondimento: prestazione, energia di regolazione, accumulazione (sez. 8.6.2 del rapporto)

Prestazione vs. energia

- Passare da un sistema fondato su un approvvigionamento di energia elettrica centrale a un sistema maggiormente decentralizzato e stocastico significa cambiare radicalmente il parco di centrali elettriche: con l'abbandono del nucleare, spariranno gli impianti che coprono attualmente l'85 % circa del fabbisogno di base. I sistemi di accumulazione e di pompaggio-turbinaggio garantiranno il fabbisogno di punta, le centrali a ciclo combinato e gli impianti di cogenerazione copriranno la fascia di fabbisogno mediana e, con equipaggiamenti speciali, anche quella di punta; i vettori rinnovabili (quali biomassa e geotermia) sono in grado di assicurare l'energia di banda e di regolazione. Poiché irregolare, l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici ed eolici non è invece adatta a coprire il fabbisogno di base. In caso di grandi quantità di energia disponibili secondo flussi aleatori, l'attuale sistema fondato sulla distinzione tra fabbisogno di base e fabbisogno di punta dovrà essere sostituito da altri sistemi.
- Per continuare a garantire l'approvvigionamento energetico, in futuro sarà necessario creare sufficienti capacità di supporto. A questo scopo occorrerà potenziare le capacità di accumulazione, di pompaggio e di rete e adeguare i mercati dell'energia di regolazione. Inoltre si renderà necessaria l'adozione di nuove regole di mercato per permettere lo sviluppo dell'offerta del mercato europeo in questo ambito. Occorrerà garantire che, grazie a un ampliamento e a uno sviluppo ottimali del parco di centrali elettriche (impianti di cogenerazione, centrali a gas a ciclo combinato, centrali a biomassa e geotermiche, capacità stagionale di accumulazione), il sistema possa disporre di una sufficiente capacità di energia soggetta a regolazione. Sarà inoltre necessario adottare nuove regole comuni per disciplinare lo scambio di energia elettrica con gli altri Paesi europei.

Ri-6.5 Costi complessivi scontati (discounting)

La tabella Ri-11 (tabella 110 del rapporto) riporta i costi complessivi scontati degli impianti esistenti e del loro ampliamento dal 2009 al 2050, suddivisi secondo le varianti di offerta del Consiglio federale e le varianti di politica energetica¹. Dato che gli ampliamenti entrano in funzione non appena si presenta una lacuna nella produzione, si registrano anni con esportazioni. Se si tiene conto dei relativi guadagni, i costi complessivi scontati diminuirebbero per tutte le varianti di offerta e in entrambe le varianti politiche («Status quo» e «Nuova politica energetica»). Per la variante politica «Status quo», l'opzione A (nucleare) registrerebbe i costi complessivi scontati più bassi. Se invece, in luogo del tasso di interesse economico (2,5 % reale), si assume una prospettiva di gestione aziendale con un tasso di interesse del 7 %, i costi complessivi scontati dell'opzione A si situerebbero nettamente più vicino agli altri. Parallelamente, tuttavia, aumenterebbero anche i costi dell'opzione E (rinnovabile). Nelle altre opzioni la diversità dei tassi svolgerebbe un ruolo assai più trascurabile. Nelle varianti di offerta 2 e 3 del Consiglio federale, scenario «Nuova politica energetica», i minori costi complessivi scontati sarebbero registrati dall'opzione E. Tuttavia, anche qui occorre prudenza nel valutare l'influsso del tasso di interesse applicato, che si ripercuoterebbe soprattutto sui costi dell'opzione E. Nel paragonare i due scenari relativi alla domanda, va ricordato che la minore domanda di elettricità registrata dalla variante politica «Nuova politica energetica», con la relativa minore portata dei costi complessivi, si otterrebbe mediante misure di efficienza energetica, nelle quali andrebbero investiti mezzi considerevoli. Tracciare un quadro completo è possibile solo combinando le cifre concernenti la domanda e quelle concernenti il parco di centrali elettriche.

¹ Il metodo applicato per questo calcolo è descritto nel volume 4 delle Prospettive energetiche 2035 (Exkurs 9 – Methoden der Kostenberechnung). È disponibile solo in tedesco, e consultabile su www.energieperspektiven.ch.

Tabella Ri-11 Costi complessivi scontati, offerta esistente e suo ampliamento, prezzi reali del 2009 (mia. di fr.)

		Costi complessivi scontati		Costi complessivi scontati, incl. guadagni legati all'esportazione	
		Prezzi reali del 2009, in mia. di fr.			
		2009 - 2050	2009 - 2050	2009 - 2050	2009 - 2050
	Opzioni	«Status quo»	«Nuova politica energetica»	«Status quo»	«Nuova politica energetica»
Variante di offerta 1	A	197		152	
	B	216		169	
Variante di offerta 2	C & E	234	211	188	157
	D & E	227	203	194	163
	E	221	197	188	157
Variante di offerta 3	C & E		221		168
	D & E		209		176
	E		203		170
	E con importazione di energia rinnovabile		206		172

Fonte: Prognos, 2011

Opzioni: A: nucleare
 B: fossile-centrale e nucleare
 C & E: fossile-centrale e rinnovabile
 D & E: fossile-decentralizzata e rinnovabile
 E: rinnovabile

Ri-7 Emissioni complessive di CO₂ dovute al consumo energetico, in termini assoluti e pro capite (scenari «Status quo» e «Nuova politica energetica»)

Le emissioni di CO₂ dovute al consumo energetico si suddividono in emissioni legate alla domanda e in emissioni legate all'offerta (cfr. tabella Ri-12 e tabella 112 del rapporto); rispetto all'anno di riferimento 2000, entrambi i tipi di emissioni diminuiscono, ma in gradi diversi. Le emissioni di CO₂ relative alle varianti di offerta di energia elettrica variano a seconda del mix scelto. La tabella R-12 riassume l'insieme delle emissioni di CO₂ legate al consumo energetico, a seconda delle varianti di offerta del Consiglio federale e delle varianti di politica energetica.

Nel 2050, il totale delle emissioni di CO₂ legate al consumo energetico per la variante politica «Status quo» si situerebbero tra 23,09 mio. di t per l'opzione A (nucleare) e 35,01 mio. di t per l'opzione C & E (fossile-centrale e rinnovabile).

Tabella Ri-12 Emissioni complessive di CO₂ dovute al consumo energetico, suddivise secondo le varianti di offerta del Consiglio federale (in mio. di t); tasso di variazione (Δ %)

	Opzione	2000	2009	2035		2050	
				«Status quo»	«Nuova politica energetica»	«Status quo»	«Nuova politica energetica»
Variante di offerta 1	A	38,89	37,51	27,96		23,09	
	B	38,89	38,36	35,20		26,57	
Variante di offerta 2	C & E	38,89	38,36	40,14	24,17	35,01	17,88
	D & E	38,89	38,36	30,03	18,99	26,38	15,27
	E	38,89	38,36	29,05	18,01	24,18	13,07
Variante di offerta 3	C & E	38,89	38,36		25,40		16,68
	D & E	38,89	38,36		18,99		15,27
	E	38,89	38,36		18,01		13,07
Domanda di energia finale emissioni di CO₂		38,07	37,51	27,96	16,92	23,09	11,98
				Δ % rispetto al 2000			
Variante di offerta 1	A			-28,1		-40,6	
	B			-9,5		-31,7	
Variante di offerta 2	C & E			3,2	-37,8	-10,0	-54,0
	D & E			-22,8	-51,2	-32,2	-60,7
	E			-25,3	-53,7	-37,8	-66,4
Variante di offerta 3	C & E				-34,7		-57,1
	D & E				-51,2		-60,7
	E				-53,7		-66,4
Domanda di energia finale emissioni di CO₂				-26,6	-55,6	-39,3	-68,5

Fonte: Prognos, 2007 e 2011

opzioni: A: nucleare
 B: fossile-centrale e nucleare
 C & E: fossile-centrale e rinnovabile
 D & E: fossile-decentralizzata e rinnovabile
 E: rinnovabile

Nel 2050, le emissioni di CO₂ per la variante politica «Nuova politica energetica» si situerebbero tra 13,07 mio. di t nell'opzione E (rinnovabile) e 17,88 mio. di t nell'opzione C & E (fossile-centrale e rinnovabile). Nella variante di offerta con ampliamento fossile-centrale, le centrali a gas a ciclo combinato giungerebbero alla fine del loro ciclo di vita tra il 2035 e il 2050, quando chiuderebbero i battenti e non sarebbero più sostituite. Tuttavia, se occorrerà energia di regolazione supplementare e questo fabbisogno sarà coperto ampliando le centrali a gas a ciclo combinato, nel 2050 le emissioni di CO₂ aumenterebbero di conseguenza. Nelle opzioni D & E e E, il fabbisogno di energia di regolazione sarebbe coperto dalle centrali idroelettriche di accumulazione, che non emettono CO₂. Come in passato, le emissioni di CO₂ sarebbero contabilizzate nel bilancio nazionale mentre, seguendo la stessa logica, le eccedenze legate alle importazioni non influirebbero affatto sul bilancio di emissioni elvetico, poiché i relativi tassi di impatto atmosferico sarebbero contabilizzati (e computati) nel Paese di produzione.

Il calcolo delle emissioni di CO₂ pro capite (in t) segue la stessa logica applicata nel caso del calcolo delle emissioni di CO₂ in valori assoluti. In funzione del mix di offerta di energia elettrica per cui si è optato risultano, tuttavia, delle differenze. La tabella Ri-13 (tabella 113 del rapporto) riassume l'insieme delle emissioni di CO₂ legate al consumo energetico, a seconda delle varianti di offerta del Consiglio federale e delle varianti di politica energetica. Nel 2050, le emissioni di CO₂ pro capite legate al consumo energetico per la variante politica «Status quo» si situerebbero tra 2,55 t pro capite per l'opzione A (nucleare) e 3,87 t pro capite per l'opzione C & E (fossile-centrale e rinnovabile). Nella variante politica «Nuova politica energetica», le stesse si situerebbero tra 1,45 t pro capite per l'opzione E (rinnovabile) e 1,98 t pro capite per l'opzione C & E (fossile-centrale e rinnovabile) (cfr. tabella 113). Nel 2035, di nuovo, le emissioni di CO₂ pro capite per la variante politica «Nuova politica energetica» sarebbero nettamente superiori a quelle del 2050 (tra 0,45 t e 1,01 t) (per le cause, cfr. la sezione precedente).

Tabella Ri-13 Emissioni complessive di CO₂ pro capite dovute al consumo energetico, suddivise secondo le varianti di offerta (in t); tassi di variazione (Δ %)

	Opzione	2000	2009	2035		2050	
				«Status quo»	«Nuova politica energetica»	«Status quo»	«Nuova politica energetica»
Variante di offerta 1	A	5,39	4,81	3,15		2,55	
	B	5,39	4,92	3,96		2,94	
Variante di offerta 2	C & E	5,39	4,92	4,52	2,72	3,87	1,98
	D & E	5,39	4,92	3,38	2,14	2,92	1,69
	E	5,39	4,92	3,27	2,03	2,68	1,45
Variante di offerta 3	C & E	5,39	4,92		2,86		1,85
	D & E	5,39	4,92		2,14		1,69
	E	5,39	4,92		2,03		1,45
Domanda di energia finale emissioni di CO ₂		5,28	4,81	3,15	1,90	2,55	1,33
				Δ % rispetto al 2000			
Variante di offerta 1	A			-41,7		-52,6	
	B			-26,6		-45,5	
Variante di offerta 2	C & E			-16,3	-49,6	-28,2	-63,3
	D & E			-37,4	-60,4	-45,9	-68,7
	E			-39,4	-62,4	-50,4	-73,2
Variante di offerta 3	C & E				-47,0		-65,8
	D & E				-60,4		-68,7
	E				-62,4		-73,2
Domanda di energia finale emissioni di CO ₂				-39,9	-63,6	-51,2	-74,7

Fonte: Prognos, 2007 e 2011

opzioni: A: nucleare
 B: fossile-centrale e nucleare
 C & E: fossile-centrale e rinnovabile
 D & E: fossile-decentralizzata e rinnovabile
 E: rinnovabile

Bericht Aktualisierung der Energieperspektiven 2035

Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011

1. Auftrag

Bis Anfang Mai ist für den Bundesrat ein Aussprachepapier zu erstellen, das ihm ermöglicht, nach Fukushima seine grundsätzliche Position zur Energiepolitik zu überprüfen und festzulegen. Hierzu sind die bestehenden Energieperspektiven 2035 aus dem Jahr 2007 einer kritischen Würdigung zu unterziehen und neue Entwicklungen und deren Auswirkungen abzuschätzen. Zudem sind die notwendigen Aktionspläne mit den entsprechenden Massnahmen zu skizzieren. Die Aussprache des Bundesrats Ende Mai dient der Positionsfestlegung für die ausserordentlichen Sessionen des SR und NR während der Sommersession im Juni.

Schwerpunkt der durchzuführenden Arbeiten bilden drei Stromangebotsvarianten:

Stromangebotsvariante 1: Weiterführung des bisherigen Strommixes mit allfälligem vorzeitigem Ersatz der ältesten drei Kernkraftwerke im Sinne höchstmöglicher Sicherheit.

Stromangebotsvariante 2: Kein Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebszeit.

Stromangebotsvariante 3: Vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie, bestehende Kernkraftwerke werden vor Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebszeit vom Netz genommen.

Der Bundesrat möchte die Potenziale, die zusätzlichen Fördermassnahmen und den Zeitbedarf kennen. Insbesondere will er Massnahmen in den Bereichen Smartenergy, Smartgrids, Netze, Energieeffizienz, Erneuerbare Energien, Forschung und Entwicklung sowie Pilot- und Demonstrationsanlagen vertieft analysieren.

Für die Abschätzungen der energiewirtschaftlichen Auswirkungen der Stromangebotsvarianten des Bundesrates bis Ende April 2011 kann aus Termingründen nicht auf die detaillierten energiewirtschaftlichen Perspektivmodelle zurückgegriffen werden. Basierend auf den Resultaten der Energieperspektiven 2035 aus dem Jahr 2007 werden mit Gesamtabstätzungen – insbesondere ohne Erarbeitung vollständiger Bilanzen und ohne vollständigen Abgleich mit den Energiebilanzen – die Konsequenzen verschiedener Politikvarianten gerechnet. Bei der Analyse des Elektrizitätsangebotes werden verschiedene Angebotsvarianten im Detail gerechnet.

2. Aktualisierung der Energieperspektiven 2035

Im Rahmen der zur Verfügung stehenden Zeit können die energiewirtschaftlichen Modelle nicht vollständig an die neusten Entwicklungen angepasst werden. Basierend auf dem Modellgerüst der Energieperspektiven 2035 werden diese Resultate mit folgenden Aktualisierungen ergänzt und abgeschätzt.

Die energiewirtschaftlichen Modelle unterscheiden eine schweizerische Energienachfragemwelt und eine schweizerische Elektrizitätsangebotswelt und verknüpfen diese miteinander.

In einem ersten Schritt werden die gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Politikvarianten definiert. Als Ausgangspunkt dient in der Regel eine Politikvariante „Weiter wie bisher“, welche die zum Zeitpunkt der Arbeiten gültigen energiepolitischen Massnahmen fortschreibt, beispielsweise bis 2050. Um die Wirkungen von Massnahmen oder Zielen zu überprüfen, werden neben der Welt „Weiter wie bisher“ weitere Politikvarianten definiert, wie beispielsweise die Politikvariante „Neue Energiepolitik“. Die energiewirtschaftlichen Nachfragemodelle berechnen aufgrund der Vorgaben der Politikvarianten Energienachfragen, gegliedert nach unterschiedlichsten Kriterien wie nach Energieträgern oder nach Wirtschaftssektoren. Die nachgefragte Strommenge wird in einem nächsten Schritt verglichen mit den Produktionsmöglichkeiten des heute in der Schweiz bestehenden Produktionsparks. Es wird zuerst überprüft, ob die aus den Modellen resultierende nachgefragte Elektrizitätsmenge mit dem bestehenden Park gedeckt werden kann. Die drei Angebotsvarianten des Bundesrats umschreiben die Produktionstechnologie zur Deckung eines Nachfrageüberhangs.

2.1 Gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

Die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten werden exogen vorgegeben und sind wesentliche Treiber der langfristigen Energienachfrage. In den Aktualisierungen der Energieperspektiven sind die Bevölkerungsentwicklung und das Wirtschaftswachstum, sowie die Preise aktualisiert worden. Zudem wird davon ausgegangen, dass sich das Klima bis 2050 erwärmt.

Tabelle 1: Rahmendaten Aktualisierung und Vergleich mit Energieperspektiven 2035

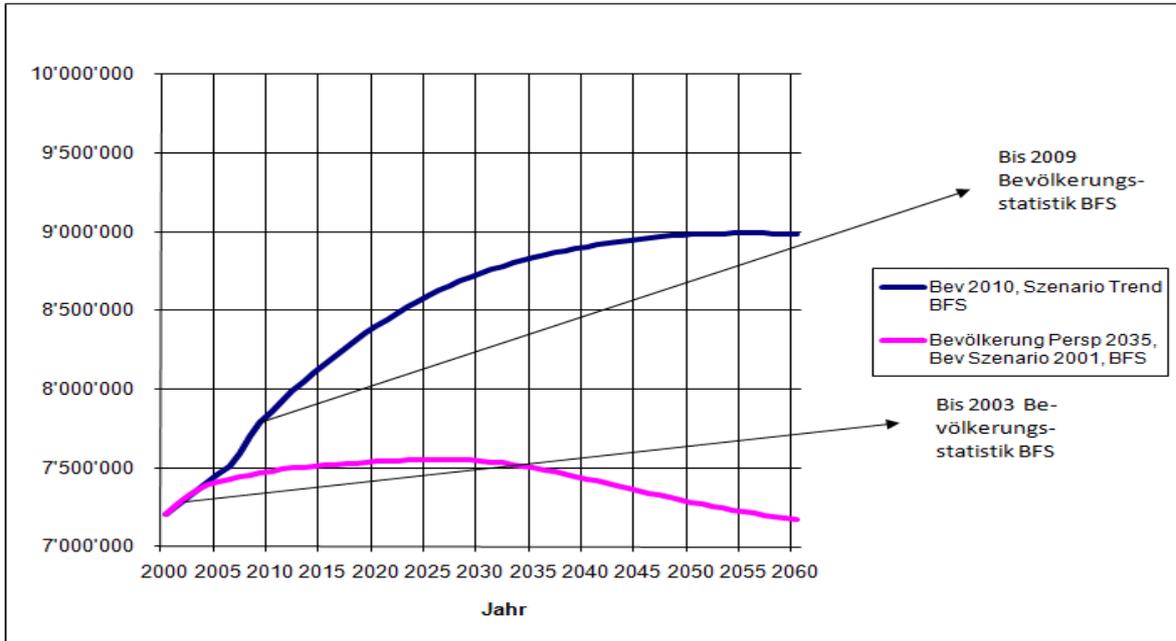
Bezeichnung	Perspektiven	Datenquelle	Einheit	2000	2009	2035	2050
Bevölkerung	Aktualisierung	BFS (2010)	Mio.	7.2	7.8	8.9	9.0
	Perspektiven 2035	BFS (2001)		7.2	-	7.6	-
BIP	Aktualisierung	Seco (2010)	Mrd. CHF real 2009	467.8	535.3	701.3	802.2
	Perspektiven 2035	Seco (2004, 2005)		467.8		633.3	
Wohnflächen	Aktualisierung	Anpassung Prognos	Mio. m2	416.5	479.2	630.5	661.7
	Perspektiven 2035	Wüest und Partner		416.5	-	577.1	-
Verkehrsmengen Personenverkehr	Aktualisierung	ARE/bav Anpassungen Infrass	Personenverkehr in Mrd. Personenkilometern	106.2	118.8	151	159
	Perspektiven 2035	Perspektiven 2035		106.2	118.8	134	-
Verkehrsmengen Güterverkehr	Aktualisierung	ARE/bav Anpassungen Infrass	Güterverkehr in Mrd. Tonnenkilometern	22.7	26.3	36	40
	Perspektiven 2035	Perspektiven 2035		22.7	26.3	37	-
Preise: Beispiel Erdöl	Aktualisierung	„New Policy“	US\$/pro Barrel real 2009	33.9	60.4	113.0	115.7
	World Energy Outlook 2010	„450 ppm Scenario“	US\$/pro Barrel real 2009	33.9	60.4	90	83
	Perspektiven 2035	Perspektiven 2035		33.9	-	30 bzw. 50	-
Klima wärmer	Aktualisierung	Sensitivität Perspektiven 2035	In den Energieperspektiven ist davon ausgegangen worden, dass sich das Klima bis 2035 nicht wesentlich ändert. Einer möglichen Klimaerwärmung ist mit einer Sensitivität „Klima wärmer“ Rechnung getragen worden. Diese Sensitivität ist der Ausgangspunkt für die Aktualisierung ²				

Quelle: Prognos 2011, BFS 2010, BFE 2010, IEA 2010

² Detaillierte Angaben zur Ausgestaltung finden sich im Band 4 Exkurse (Exkurs 3) der Energieperspektiven 2035 (www.energieperspektiven.ch).

Die aktualisierten Datensätze weichen zum Teil erheblich von den Annahmen in den Energieperspektiven 2035 ab. Die verwendeten Grundlagen, ihre Quellen und ein Vergleich mit den Rahmendaten der Energieperspektiven 2035 sind in der Tabelle 1 zusammengestellt. Die gesamtwirtschaftlichen Grössen Bevölkerung, BIP und Wohnflächen liegen aufgrund der neusten Publikationen deutlich über den im Jahre 2007 zur Verfügung stehenden Werten. Die Wohnbevölkerung gemäss neusten Schätzungen des BFS liegt im Jahre 2035 um rund 17 % über den im Jahre 2001 publizierten Szenarien und erreicht im Jahre 2050 eine Zahl von rund 9 Mio. Einwohnern (Tabelle 1 und Grafik 1).

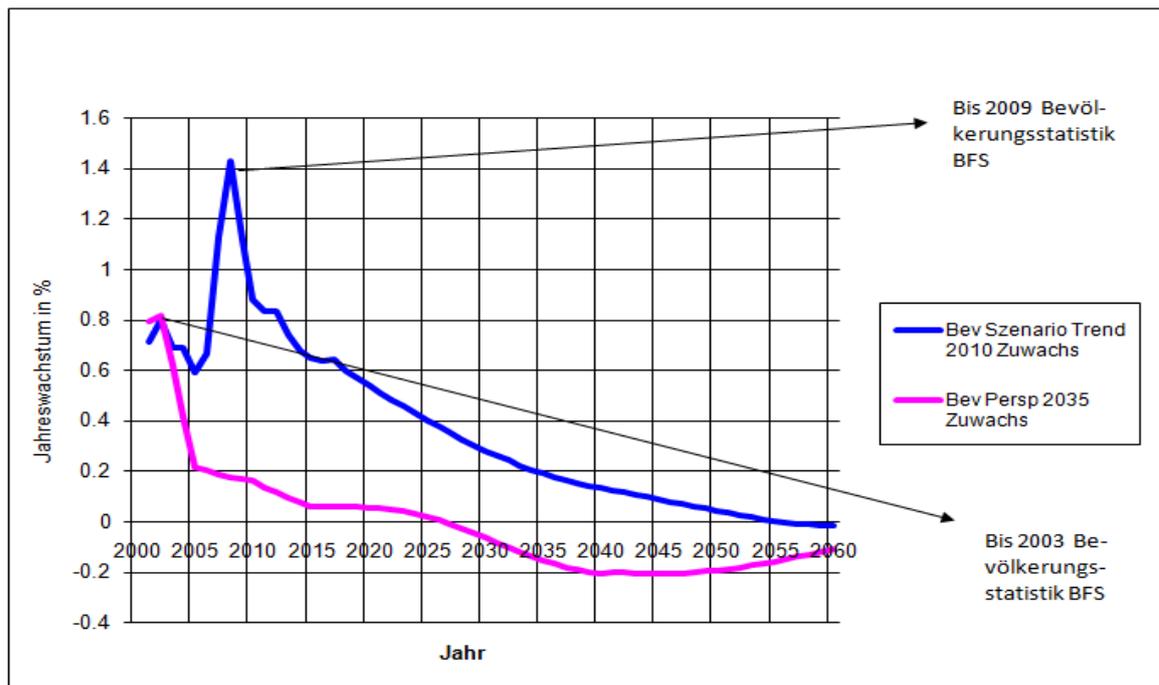
Grafik 1: Bevölkerungsentwicklung Energieperspektiven 2035 und Szenario Trend 2010, BFS



Quelle: BFS 2001, 2010

Damit steigt die durchschnittliche jährliche Zuwachsrate von 0,15 % auf 0,6% an. Zudem geht das Szenario Trend (BFS 2010) davon aus, dass sich das Bevölkerungswachstum ab 2010 abschwächt, aber die Bevölkerung insgesamt bis 2025 immer noch über 0,4 % jährlich anwächst (siehe Grafik 2).

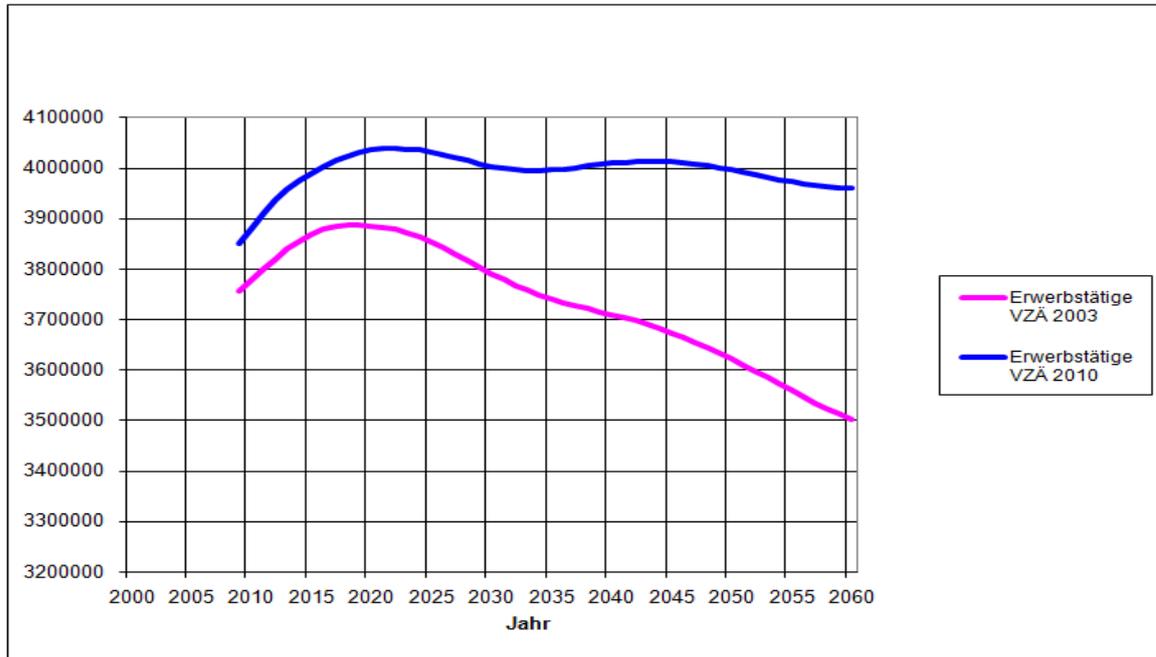
Grafik 2: Zuwachsraten Bevölkerungsentwicklung Energieperspektiven 2035 und Szenario Trend 2010, BFS



Quelle: BFS 2001, 2010

Im Szenario Trend 2001 (aktualisiert in 2003), welches die Grundlage für die Energieperspektiven 2035 gebildet hat, lag das Bevölkerungswachstum ab 2005 bei durchschnittlich 0,2 % Wachstum pro Jahr. Die vom Seco berechnete BIP-Entwicklung verwendet neben der Produktivität die Zahl der Erwerbstätigen. Im Szenario Trend des BFS steigt die Zahl der Erwerbstätigen bis 2022, geht dann leicht zurück und liegt bis 2050 bei rund 4 Millionen Erwerbstätigen (Vollzeitäquivalente) (siehe Grafik 3). Im Szenario Trend 2003 ist die Zahl der Erwerbstätigen bis 2020 angestiegen und dann von 3,9 Millionen bis 2060 auf 3,5 Millionen zurückgegangen.

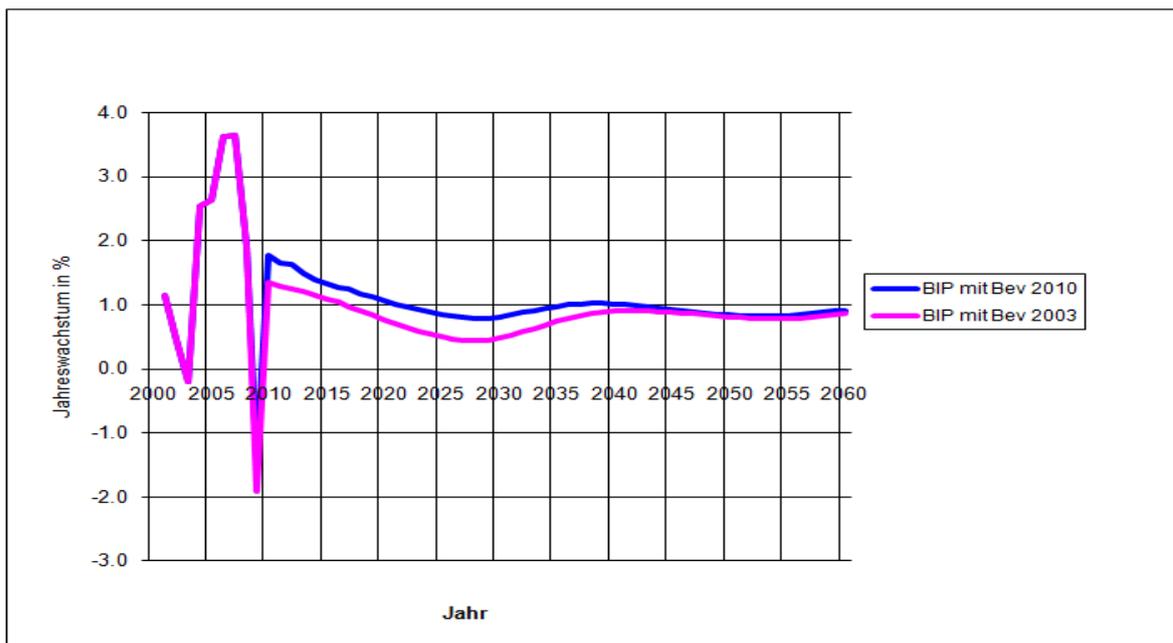
Grafik 3: Entwicklung Erwerbstätige (Vollzeitäquivalente) Energieperspektiven 2035 und Szenario Trend 2010, BFS



Quelle: BFS 2001, 2010, Seco 2004, 2010

Der in Szenario Trend 2010 grössere Anstieg der Erwerbstätigen im Vergleich zum Szenario Trend 2003 bewirkt ein höheres BIP-Wachstum. Die durchschnittlichen jährlichen Zuwachsraten erhöhen sich bei beiden Grössen von 0,9% auf 1,2% (siehe Grafik 4).

Grafik 4: Vergleich BIP Wachstum Bevölkerungsszenarien Trend 2010 und 2003



Quelle: Seco 2004, 2010

Diese Zunahme wirkt sich auch auf das BIP und die Energiebezugsflächen (Wohnflächen) aus. Diese liegen in 2035 für die Aktualisierung rund 10 % über den Werten der Perspektiven 2035 (siehe Tabelle 1).

Für die Aktualisierung der Energieperspektiven ist für den Personenverkehr das ARE (Alternativszenario 1 „Städtenetz und Wachstum“) verwendet worden (ARE 2006: Perspektiven des schweizerischen Personenverkehrs). Das Alternativszenario 1 „Städtenetz und Wachstum“ basiert auf einem deutlich über dem Trend liegenden Wirtschaftswachstum mit einer stark lenkenden Verkehrs- und Raumordnungspolitik im Sinn einer Vernetzung der städtischen Agglomerationen. Es entspricht einer Verkehrsentwicklung im oberen Bereich der Bandbreite mit hohem Wachstum auf der Schiene. Dieses Szenario liegt auch dem strategischen Entwicklungsprogramm Bahninfrastruktur (STEP, vormals Bahn 2030) sowie der Engpassbeseitigung auf dem Nationalstrassennetz zugrunde. Die Verkehrsleistungen Personenverkehr sind nach oben angepasst worden, diejenigen des Güterverkehrs sind insgesamt praktisch unverändert geblieben, aber es findet eine Verlagerung vom Strassen- zum Bahnverkehr statt. Die Entwicklung des Güterverkehrs verwendet das Alternativszenario 1 „Bahndynamik und Alpenschutz in Europa“ des ARE (ARE 2004: Perspektiven des schweizerischen Güterverkehrs bis 2030). Es geht gegenüber dem Basisszenario von einer stärkeren Wirtschaftsentwicklung mit entsprechend grösserem Güterverkehrswachstum aus. Dies erhöht den Druck auf eine starke Bahn.

Hingegen liegen die Preise für Erdöl, welche als Beispiel für die Preisannahmen verglichen werden, in der Aktualisierung deutlich über der in den Energieperspektiven verwendeten Entwicklung 2035 (siehe Tabelle 1). Die Weltmarkt-Rohölpreise entsprechen dem „New Policies Scenario“ des „World Energy Outlook“ (2010) der IEA. Dieses Szenario geht davon aus, dass die international angekündigten Massnahmen und Politiken (tiefgreifende Massnahmenpakete, Lenkungsabgaben, usw.) umgesetzt werden. Dem Szenario „Neue Energiepolitik“ werden die veränderten Rohölpreise und CO₂-Preise des 450 ppm-Szenarios zugrunde gelegt. Dieses Szenario der IEA geht davon aus, dass weltweit Massnahmen ergriffen werden, die den CO₂-relevanten Energieverbrauch auf ein Niveau bringen, das die globale Erwärmung auf 2° C limitiert. In diesem Szenario werden tiefere Erdölpreise erwartet als in den andern Szenarien, da die erwähnten weltweit eingeführten Massnahmen zu wesentlich weniger Erdölverbrauch führen. Die im Vergleich zu den übrigen Szenarien niedrige Nachfrage bewirkt, dass der Erdölpreis sich ab 2020 auf einem Niveau von rund 90 \$ (real zu Preisen von 2009) stabilisiert.

Es werden noch andere Anpassungen von Kosten vorgenommen, insbesondere werden die Gesteungskosten für Photovoltaik den neusten Entwicklungen (nach unten) angepasst. Ferner liegen die Kosten der KKW, gemäss einer neuen Analyse im Auftrag des BFE, deutlich über denjenigen der Energieperspektiven, obschon diese Analyse vor den Ereignissen in Japan erstellt worden ist.

2.2 Aktualisierung der Nachfrageszenarien

Die energiewirtschaftlichen Auswirkungen der vom Bundesrat definierten drei Stromangebotsvarianten - für die Abschätzungen werden 13 Untervarianten gerechnet - werden basierend auf dem Referenzszenario und dem Szenario IV der Energieperspektiven 2035 abgeschätzt.

Die Politikvarianten umschreiben eine Welt „Weiter wie bisher“. Diese Welt kann in den Stromangebotsvarianten 1 und teilweise 2 des Bundesrates abgebildet werden. Die Politikvariante „Neue Energiepolitik“, welche im Wesentlichen die Grundideen des Szenarios IV der Energieperspektiven 2035 enthält, wird mit den Stromangebotsvarianten 2 und 3 des Bundesrates abgebildet. Dieses Szenario erreicht die CO₂-Ziele des Bundesrates (2010) für das Jahr 2020.

Es werden neben den bereits erwähnten neuen Rahmendaten folgende Anpassungen vorgenommen:

1. Die Politikvariante „Weiter wie bisher“ baut auf dem Szenario I der Energieperspektiven 2035 auf. Allerdings wird nicht das sogenannte Trendszenario verwendet, sondern die Variante „Klima wärmer“³.

Zudem werden die seit 2007 eingeführten energiepolitischen Instrumente in das Szenario „Weiter wie bisher“ eingefügt. Es sind dies im Wesentlichen:

- Gebäudeprogramm
- CO₂-Abgabe
- KEV

³ Gegenüber der Referenzperiode 1960-1990 wird für 2020-2050 mit einem Temperaturanstieg von 1,2° C gerechnet bei gleichzeitiger Reduktion der Niederschlagsmengen. Detaillierte Angaben zur Ausgestaltung finden sich im Band 4 Exkurse (Exkurs 3) der Energieperspektiven 2035 (www.energieperspektiven.ch).

- *wettbewerbliche Ausschreibungen*
- *Fahrzeugstandards*

Damit ergibt sich für die aktualisierte Welt „Weiter wie bisher“ eine Referenzentwicklung der Nachfrage irgendwo zwischen den Szenarien I und II der Energieperspektiven 2035.

2. Die Politikvariante „Neue Energiepolitik“ basiert auf dem **Szenario IV** der Energieperspektiven 2035. Die Rahmendaten werden wie für die Politikvariante „Weiter wie bisher“ angepasst.
3. Die Energienachfragen werden für die Jahre 2020, 2035 und 2050 ermittelt.

2.3 Aktualisierung des Stromangebotes

Im Vergleich zu den Energieperspektiven 2035 werden für das Stromangebot folgende Anpassungen vorgenommen:

- KEV:

- „Weiter wie bisher“: Die heutige KEV wird bis 2025 weiter verwendet. Ab 2025 bestimmt der Markt, welche Technologie zugebaut wird (ausser ev. Photovoltaik). In den Angebotsvarianten C & E, D & E und E reichen allerdings die heutige KEV nicht aus um die notwendigen Potenziale zu fördern. Es werden zusätzlich andere Förderinstrumente eingesetzt.

- „Neue Energiepolitik“: KEV-Deckel werden aufgehoben; die einzelnen Technologien werden im Rahmen ihres Potenzials genutzt, effizientere Technologien werden bevorzugt verwendet.

- Photovoltaik: Neuste Kostenentwicklung wird berücksichtigt (ebenso bei Wind).

- Einschränkung WKK: Die Kosten werden nicht aufdatiert, einige Annahmen werden aus den Kostenstrukturen Deutschlands übernommen. Es werden nur Gross-WKK und Klein-WKK verwendet, Nahwärmeverbünde werden mangels Informationen eher konservativ berücksichtigt.

3 Stromangebotsvarianten des Bundesrates

Für die Bundesratsvarianten 1 und 2 werden für alle KKW (Mühleberg, Beznau I und II, Gösgen und Leibstadt) 50 Jahre Betriebsdauer angenommen (siehe Tabelle 2). In der Bundesratsvariante 3 wird die sicherheitstechnische Betriebszeit für alle fünf Kernkraftwerke auf 40 Jahre beschränkt (entspricht der Variante F der Energieperspektiven 2035). Dies bedeutet, dass in dieser Stromangebotsvariante Beznau I und II sowie Mühleberg Ende 2012 ausser Betrieb gehen.

Tabelle 2: Betriebsdauer KKW in den Stromangebotsvarianten 1 bis 3 des Bundesrates

Kernkraftwerk (KKW)	Betriebsdauer Stromangebotsvarianten 1 und 2 des Bundesrates (50 Jahre)	Betriebsdauer Stromangebotsvariante 3 des Bundesrates (40 Jahre)
Beznau I (365 MW _{el})	1969 – 2019	1969 – 2012
Beznau II (365 MW _{el})	1972 – 2022	1969 – 2012
Mühleberg (373 MW _{el})	1972 – 2022	1972 – 2012
Gösgen (985 MW _{el})	1979 – 2029	1979 – 2019
Leibstadt (1190 MW _{el})	1984 – 2034	1984 – 2024

Die vom Bundesrat bestimmten Stromangebotsvarianten sind nicht beliebig mit den Politikvarianten „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ kombinierbar. Deshalb werden nicht alle möglichen Kombinationen berechnet. Die Stromangebotsvarianten werden in die beiden Politikvarianten integriert. Aufgrund der resultierenden Stromnachfrage der beiden Politikvarianten wird die Differenz zwischen Elektrizitätsnachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz ermittelt (der sogenannte Deckungsbedarf). Diese Differenz wird je nach gewählter Stromangebotsvariante mit dem Ausbau der Produktionstechnologien oder mit Importen ausgeglichen. Die Stromangebotsvariante 1 des Bundesrates beschreibt eine Welt im bisherigen Rahmen. Aus diesem Grunde wird diese Variante mit einer Verbrauchswelt im bisherigen Rahmen kombiniert. Für die Stromproduktion kommen hier vor allem grosse Anlagen zur Anwendung (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Stromangebotsvarianten des Bundesrates und Politikvarianten

Stromangebotsvariante Bundesrat	1		2			3		
	A	B	C & E	D & E	E	C & E	D & E	E
Angebotsvariante Perspektiven 2035								
Politikvariante Szenario	Nuklear	Fossil-zentral und Nuklear	Fossil-zentral und EE	Fossil-dezentral und EE	EE	Fossil-zentral und EE	Fossil-dezentral und EE	EE
Nachfrageentwicklung „Weiter wie bisher“								
Nachfrageentwicklung „Neue Energiepolitik“					*)			*)

*) EE: Variante im Inland und Variante mit EE-Importen, Angebotsvariante 3: EE im Inland, Photovoltaik als Sensitivität, EE inkl. Grosswasserkraft

Deshalb werden in dieser Variante nukleare und fossil-zentrale Produktionsanlagen verwendet. Da in dieser Welt „Weiter wie bisher“ genügend Energie vorhanden ist, besteht keine Notwendigkeit zu einer Politikvariante „Neue Energiepolitik“. Die Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates schränkt die Stromproduktionsmöglichkeiten ein. Es wird geprüft, ob und wie es möglich ist, eine Energienachfrage „Weiter wie bisher“ aufrechtzuerhalten. Es werden dafür verschiedene Stromproduktionsvarianten unterschieden. Zudem wird für die untersuchten Angebotsvarianten der Stromangebotsvariante 2 auch die Politikvariante „Neue Energiepolitik“ überprüft. Damit wird es möglich sein, die beiden Politikvarianten hinsichtlich ihrer Resultate direkt zu vergleichen. Die Stromangebotsvariante 3 des Bundesrates bedingt eine neue Energiepolitik. Aus diesem Grunde wird hier auf die Politikvariante „Weiter wie bisher“ verzichtet. Die betrachteten Angebotsvarianten entsprechen jedoch denjenigen der Bundesratsvariante 2 (fossil-zentral und EE, fossil-dezentral und EE sowie EE). Damit ist ein Vergleich der verschiedenen Bundesratsvarianten gewährleistet.

4 Begriffliches: Szenarien und Modelle

Was sind Energieszenarien?

Mit Energieszenarien wird ein Teil des komplex verknüpften Energiesystems abgebildet und in seinen möglichen Entwicklungspfaden untersucht. Im Vordergrund steht die Frage, wie sich Energiepreise, Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum (Rahmenentwicklungen) sowie Vorschriften, preisliche Instrumente und Förderinstrumente (Politikinstrumente) auf das Energiesystem auswirken. Rahmenentwicklungen können allerdings anders als erwartet verlaufen, die Wirkung der Politikinstrumente ist unsicher. Szenarien kann man nicht wählen, entscheiden kann man sich jedoch für Politikinstrumente und entsprechende Rechtsgrundlagen. Die Politikinstrumente sind kein Menü, aus welchem das Passende ausgewählt werden kann. Erforderlich ist ein konsistentes Paket von Instrumenten mit der erwünschten Gesamtwirkung. Zwischen den untersuchten Instrumenten, der Rahmenentwicklung und den Szenarien-Ergebnissen besteht ein enger Zusammenhang, der bei Entscheiden über neue Ziele und Rechtsgrundlagen berücksichtigt werden sollte.

Die hier angewendete Szenarienmethode stellt auf der Basis von quantitativen Modellen sicher, dass die vielen Elemente, welche die Energiezukunft bestimmen, miteinander verknüpft sind und die Auswirkungen von Veränderungen der Energiepolitik oder der Rahmenentwicklung sichtbar werden. Rückwirkungen, wie jene der Energiepreise auf Energieangebot und -nachfrage, werden berücksichtigt. Die Ergebnisse sind demzufolge keine Prognosen, sondern **Wenn-Dann-Analysen**.

Was machen Energieszenarien nicht?

In den Energieperspektiven werden Katastrophenszenarien oder technische Revolutionen bewusst ausgeklammert. Eine auf die schlimmstmögliche Wende oder den überraschenden Technologiesprung ausgerichtete Politik wäre teuer bzw. unvorsichtig.

Aktuelle Energiepreise, die Konjunkturlage, Meldungen über energietechnische Pioniertaten oder Pannen beeinflussen unweigerlich die Einschätzung der Energiezukunft, sind aber nicht auf langfristige Perspektiven übertragbar.

Ordnungspolitische und gesellschaftliche Fragen, wie die Aufgabenteilung zwischen Staat und Wirtschaft oder die Sozialverträglichkeit der Energietechniken können mit Modellrechnungen nicht beantwortet werden – für politische Entscheide werden jedoch Grundlagen bereitgestellt.

Was sind Energiemodelle?

Ausgegangen wird von den wirtschaftlichen und demografischen Rahmenentwicklungen. Diese bestimmen die für die Energienachfrage zentralen „Mengenkomponenten“, wie Arbeitsplätze, Produktionsmengen oder Verkehrsleistungen. Zur Abbildung von Energienachfrage und -angebot werden darauf aufbauend Modelle verwendet, welche die verschiedenen Energieanwendungen erfassen. Bauten, Geräte, Fahrzeuge und Anlagen werden in den Sektorenmodellen (Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft, Industrie, Verkehr) in ihrer Generationenfolge und mit ihren spezifischen Energieverbräuchen dargestellt. Mit der Generationenfolge wird berücksichtigt, dass die Potenziale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien zahlreichen Einschränkungen unterliegen (Sanierungs- und Ersatzzyklen, technische Grenzen in dicht bebauten Gebieten, usw.). Die spezifischen Energieverbräuche (wie Liter Benzin pro 100 km) verändern sich unter dem Einfluss der technischen Fortschritte (autonome Entwicklung), des Investitions- und Verbrauchsverhaltens sowie der politischen Instrumente. Ebenso wird das Energieangebot, insbesondere Alterung, Erneuerung und Ausbau des Kraftwerksparks, untersucht. Mit dem Kraftwerksparkmodell wird die Sicherstellung der inländischen Stromversorgung untersucht (nicht jedoch die Positionierung der schweizerischen Stromwirtschaft im europäischen Binnenmarkt).

5 Rahmenbedingungen der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“

Ein Szenario umfasst jeweils:

- Wirtschaftlich-demografische Rahmenentwicklungen;
- energiepolitische Ziele und Instrumente (Politikvarianten), welche dem Szenario auch den Namen geben, sowie
- szenarienspezifische Entwicklungen der Energienachfrage und des Energieangebotes sowie ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen.

Unterschieden wird zwischen einem massnahmen- und einem zielorientierten Szenario:

- Das Szenario „Weiter wie bisher“ zeigt, welche Veränderungen im Energiesektor mit einem vorgegebenen Satz von Politikinstrumenten erreicht werden;
- Das Szenario „Neue Energiepolitik“ geht von quantitativen Zielen aus: Es wird analysiert, mit welchen technischen Massnahmen ein ambitioniertes Nachfrageziel erreicht werden kann. Auch in diesem Szenario wird kein „Gürtel-enger-schnallen“ unterstellt. Allerdings verändern sich in diesem Szenario die Anteile der mit Energie versorgten Flächen, die Produkte und Produktionsverfahren sowie die Verkehrssysteme in Richtung Ressourcenschonung. Beispielweise folgt die Verkehrsperspektive einem Alternativszenario des Bundesamtes für Raumentwicklung vom Frühjahr 2006, welches den Personenverkehr durch „regionalen Ausgleich und Ressourcenverknappung“ kennzeichnet. Eine stark auf Informations- und Kommunikationstechnik basierende Produktion gewinnt an Schwung, was das Wachstum des Güterverkehrs verringert. Die gesamte Mobilität wächst weiterhin, wenn auch langsamer als im Szenario „Weiter wie bisher“.

5.1 Rahmenentwicklungen

Die Energieperspektiven sind durch gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen, aber auch durch Entwicklungen auf dem Weltmarkt geprägt, die von der schweizerischen Energiepolitik nicht, oder nur sehr wenig, beeinflusst werden können. Tabelle 4 gibt eine Übersicht über die wichtigsten Kenngrößen. Als Folge des Anstieges der Bevölkerung um rund ein Viertel im Vergleich zum Jahr 2000 ergeben sich für alle Rahmendaten, welche vom Bevölkerungsentwicklung mit beeinflusst werden, relativ hohe Zuwachsraten (BIP, Wohnflächen, Verkehrsmengengerüste).

Tabelle 4: Rahmenbedingungen

Rahmendaten	Einheit	2000	2009	2020	2035	2050	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Bevölkerung	Mio.	7.2	7.8	8.4	8.9	9.0	25.4	15.9
BIP real, 2009 = 100	Mrd. CHF	467.8	535.3	619.1	701.3	802.2	71.5	49.9
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	416.5	479.2	562.9	630.5	661.7	58.9	38.1
Verkehrsmengen Personenverkehr	Mrd. Pkm	106.2	118.2	137.6	145.4	143.6	35.2	21.5
Verkehrsmengen Güterverkehr	Mrd. tkm	22.7	26.3	32.3	35.9	39.9	75.8	51.7
Rohöl Weltmarktpreis real, 2009 = 100, Szenario „Weiter wie bisher“	US\$/b	34	60	99	113	116	241.3	91.6
Rohöl Weltmarktpreis real, 2009 = 100, Szenario „Neue Energiepolitik“	US\$/b	34	60	90	90	83	144.8	37.4
CO ₂ -Preis aus ETS real, 2009 =100, Szenario „Weiter wie bisher“	\$/t CO ₂	-	22	38	50	56	-	154.5
CO ₂ -Preis aus ETS real, 2009 =100, Szenario „Neue Energiepolitik“	\$/t CO ₂	-	22	45	120	137	-	522.7

Quelle: Prognos 2011, BFS 2010, BFE 2010, IEA 2010

Eine Diskussion der schweizerischen gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen findet sich in Abschnitt 2.1

5.2 Globale Klimaschutzpolitik

In den Energieperspektiven wird davon ausgegangen, dass sich die schweizerischen Zielvorgaben und Politikinstrumente langfristig in ein globales energie- und Klimaschutzpolitisches Konzept einordnen. Dies ist vor allem für die Politikvariante „Neue Energiepolitik“ eine notwendige Voraussetzung. Bei einem schweizerischen Alleingang besteht das Risiko von Wettbewerbsnachteilen, Standortverlagerungen energieintensiver Betriebe und allenfalls Konflikte mit den WTO- und Gattregeln.

5.3 Endverbraucherpreise für Haushalte Szenario „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“

In der Tabelle 5 werden die schweizerischen Endenergiepreise, real zu Preisen des Jahres 2009, dargestellt. Wird eine durchschnittliche jährliche Inflationsrate von rund 1,5 % in der Schweiz angenommen, ergeben sich für 2050 nominale Endverbraucherpreise, die um ca. 85 % über den realen Preisen liegen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ sind die Endverbraucherpreise für Elektrizität abhängig von der gewählten Angebotsvariante. Es sind die Preise für die Variante A (Nuklear) und D & E (Fossil-dezentral) aufgeführt. Um die Ziele im Szenario „Neue Energiepolitik“ zu erreichen, werden politische Instrumente mit einer erheblichen Eingriffstiefe benötigt. Stellvertretend für verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten wird eine optimale Lenkungsabgabe - das heisst eine Lenkungsabgabe, welche vollumfänglich an die Bevölkerung und die Unternehmen zurückbezahlt wird - gerechnet. Die Lenkungsabgabe bewirkt, dass die Energie so teuer wird, dass die gewünschten Effizienzziele und damit Energieverbrauchsziele erreicht werden. Durch die Rückverteilung wird sichergestellt, dass die notwendigen Investitionsmittel den Akteuren weiterhin zur Verfügung stehen. In der Tabelle 5 unterer Teil sind die Endverbraucherpreise angefügt, welche aufgrund der Modellannahmen erforderlich sind, um die Energienachfrage des Szenarios „Neue Energiepolitik“ zu erreichen. Die Lenkungsabgabe wird auf alle Energieträger erhoben, ob erneuerbar oder nicht. Nur auf diese Weise können die gewünschten Effizienzziele (absolut und pro Kopf Reduktionen der Endenergienachfrage) erreicht werden. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ werden die Weltmarktpreise des „450 ppm-Szenario“ gemäss World Energy Outlook der IEA 2010 verwendet (siehe Abschnitt 2.1). Die Preisannahmen dieses Szenarios bewirken, dass die Endverbraucherpreise mit Lenkungsabgabe im Jahre 2035 höher sind als im Jahre 2050. Anders ausgedrückt sind die Anstrengungen und Kosten zur Erreichung der Energieverbrauchsziele bis 2035 anspruchsvoller und die zeitgerechte Umsetzung der für den Einsparpfad benötigten Investitionen ist eine wesentliche Bedingung.

Da die Lenkungsabgabe rückverteilt wird, braucht es für die Erreichung eine wesentlich höhere Abgabe als mit einer Förderabgabe oder Förderprogrammen. Die Endverbraucherpreise lägen mit einer Förderabgabe im Jahre 2050 für Heizöl bei 122 Rappen pro l, für Erdgas bei 18,6 Rappen pro kWh, für Elektrizität (Bundesratsvariante 3, D & E) bei 38, 9 Rappen pro kWh und für Benzin bei 334 Rappen pro l. Allerdings unterscheiden sich die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der beiden Instrumente Lenkungsabgabe und Fondslösung stark.

Tabelle 5: Endverbraucherpreise für Haushalte, Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“, 2050, real 2009

	Einheit	2000	2009	2020	2035	2050
Szenario „Weiter wie bisher“						
HEL	Rappen/l	55.0	68.9	68.9	126.1	114.6
Erdgas	Rappen pro kWh	6.5	9.6	9.6	13.9	15.0
Elektrizität (Variante 1 A)	Rappen pro kWh	19.7	17.8	17.8	21.1	21.5
Elektrizität (Var. 2 D & E)	Rappen pro kWh	19.7	17.8	17.8	25.5	25.9
bleifrei Benzin 95	Rappen pro l (inkl. MWSt)	152	151	184	203	214
Szenario „Neue Energiepolitik“						
Preis mit Lenkungsabgabe						
HEL	Rappen/l	55.0	68.9	200.0	220.0	162.8
Erdgas	Rappen pro kWh	6.5	9.6	19.2	22.3	23.8
Elektrizität (Var. 3 D & E)	Rappen pro kWh	19.7	17.8	42.0	46.5	46.7
Elektrizität (Var. 3 E (EE-Import))	Rappen pro kWh	19.7	17.8	42.5	45.9	44.7
bleifrei Benzin 95	Rappen pro l (inkl. MWSt)	152	151	291	359	400

Quelle: Prognos, 2011

5.4 Varianten zur Schliessung des Deckungsbedarf

Je nach Szenario ist ab 2017 bis 2022 damit zu rechnen, dass im durchschnittlichen Winterhalbjahr die Bezugsrechte im Ausland und die inländische Stromproduktion die Nachfrage nicht mehr decken. Dabei wird unterstellt, dass der heute bestehende Kraftwerkpark keine Ausbauten erfährt. In Tabelle 6 sind die drei Bundesratsvarianten in die Varianten des Elektrizitätsangebotes der Energieperspektiven 2035 integriert. Zudem wird beschrieben, wie der zusätzliche Bedarf – im Folgenden als „Deckungsbedarf“ bezeichnet – durch den Ausbau der Stromproduktion – im Folgenden als „Angebotsvarianten“ bezeichnet – gedeckt werden kann.

Tabelle 6: Angebotsvarianten des Bundesrates und Varianten des Elektrizitätsangebotes der Energieperspektiven 2035

Bundesrat	Perspektiven 2035	Beschreibung
Stromangebotsvariante 1 Weiterführung des bisherigen Strommixes mit allfälligem vorzeitigem Ersatz der ältesten drei Kernkraftwerke im Sinne höchstmöglicher Sicherheit.	A	Nuklear: Der Ausbaubedarf wird ab 2027 vorwiegend durch neue Kernkraftwerke der Generation III/III+ gedeckt. Als Übergangslösung sind von 2020 bis 2027 Stromimporte nötig.
	B	Nuklear und fossil-zentral: Um die Abhängigkeit von Stromimporten bis zur Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks zu vermeiden, werden vorerst Gaskraftwerke zugebaut. Diese laufen bis zum Ende ihrer jeweiligen technischen Lebensdauer und verschieben dadurch ggf. den Neubau von Kernkraftwerken.
Stromangebotsvariante 2 Kein Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebszeit	C & E	Kombination aus Gaskraftwerken und erneuerbaren Energien: Das Potenzial wird weniger stark ausgeschöpft, nicht alle teuren Potenziale werden zugebaut.
	D & E	Kombination von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und erneuerbaren Energien.
	E	Erneuerbare Energien: Die Lücke wird mit erneuerbaren Energien geschlossen, gegebenenfalls unter Einbezug von ausländischen Potenzialen.
Stromangebotsvariante 3 Vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie, bestehende Kernkraftwerke werden vor Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebszeit abgestellt.	F und C & E	Veränderte Laufzeit (F): Es wird eine Verkürzung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke auf 40 Jahre unterstellt. (C & E siehe oben).
	F und D & E	Veränderte Laufzeit (F): Es wird eine Verkürzung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke auf 40 Jahre unterstellt (D & E siehe oben).
	F und E	Veränderte Laufzeit (F): Es wird eine Verkürzung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke auf 40 Jahre unterstellt (E siehe oben).

6 Szenario „Weiter wie bisher“

6.1 Beschreibung der Politikvariante „Weiter wie bisher“

Das Szenario „Weiter wie bisher“ ist massnahmenorientiert. Die Wirkung beschlossener und in Kraft gesetzter Instrumente wird dargestellt. Das Szenario hat einen eigenen Aussagewert und dient als Vergleichsgrösse für das Szenario mit verstärkter Politik. Es wird ein autonomer Trend zur Energieeffizienz unterstellt. Gleichzeitig wachsen aber die Bestandesgrössen, unter anderem wegen Mehrfachausstattungen (Zweitfahrzeuge usw.) und neuen Arten von stromverbrauchenden Geräten und Komfortsteigerungen (zum Beispiel Whirlpools). Neu gegenüber den Energieperspektiven 2035 ist eine bis 2050 deutlich sichtbare Einführung von Elektromobilität im motorisierten Personenverkehr. Im Referenzszenario steigt der Fahrleistungsanteil der Pkw mit Elektroantrieb oder teilweise elektrifiziertem Antrieb bis 2050 auf 25 %. Die jährlichen Zulassungen betragen im Jahr 2020 ca. 15'000 Fahrzeuge und wachsen bis 2050 auf 140'000 jährliche Zulassungen an.

Es werden folgende Instrumente unterstellt:

Ordnungsrechtliche Instrumente

- Die SIA-Normen für Gebäude werden im Neubaubereich alle 10 Jahre um 10 % verschärft. In der Modellierung wird diese Veränderung stetig und nicht stufenweise umgesetzt. Die kantonalen Vorschriften werden verzögert den Energiepreisen und dem technischen Fortschritt angepasst. Die neue MuKE n liegen für Mehrfamilienhäuser bereits heute nahezu auf Minergie-Standard. Die energetischen Sanierungen verzeichnen steigende Erfolge bezüglich der Standards (Sanierungseffizienz), insgesamt sind jedoch die jährlichen energetischen Sanierungsraten mit 1 - 1,1 % gering.
- Die Zulassungsvorschriften und Zielvereinbarungen gemäss Energiegesetz werden weitergeführt und verzögert dem technischen Fortschritt angepasst.
- Es werden folgende Emissionszielwerte für Personenfahrzeuge eingeführt: Ab 2017: 130 g CO₂/km, ab 2025: 95 g CO₂/ km.

Preisliche Instrumente

- Die leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe wird weitergeführt.
- Die CO₂-Abgabe auf Brennstoffe beträgt 36 Franken pro Tonne CO₂. Dies ergibt ein jährliches Aufkommen von rund 600 Mio. Franken. Davon werden 200 Mio. Franken für das Gebäudeprogramm verwendet (siehe Förderinstrumente).

Förderinstrumente

- Das Programm EnergieSchweiz wird mit einem Budget von nominal 45 Mio. CHF pro Jahr weiter geführt.
- Das Gebäudeprogramm wird mit 200 Mio. Franken pro Jahr aus der CO₂-Abgabe gespiesen. Die Kantone stellen zusätzlich Mittel in der Höhe von 80 Mio. Franken zur Verfügung.
- Die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) beträgt bis 2012 0,6 Rappen (entspricht einem Aufkommen von rund 360 Mio. Franken pro Jahr) und wird ab 2013 auf 0,9 Rappen erhöht (ergibt ein jährliches Aufkommen von rund 540 Mio. Franken). 10% der KEV-Gelder stehen für Photovoltaik zur Verfügung. Die KEV wird bis 2050 weitergeführt.
- Die wettbewerbliche Ausschreibung zur Förderung der Stromeffizienz in der Industrie und im Dienstleistungssektor wird bis Ende 2012 mit 18 Mio. Franken pro Jahr gefördert. Ab 2013 wird der Betrag auf 27 Mio. Franken erhöht (gespiesen aus dem KEV-Aufkommen).

6.2 Gesamte Endenergienachfrage Szenario „Weiter wie bisher“

Die gesamte Endenergienachfrage liegt 2050 um 5,0 % unter dem Jahr 2000 (siehe Tabelle 7). Der grösste Anstieg erfolgt bis 2009. Im Vergleich zum Jahr 2009 liegt der Endenergieverbrauch im Jahre 2050 um 8,5 % tiefer. Bis 2020 setzt sich der Zuwachs abgeschwächt fort. Im Jahre 2035 liegt die Endenergienachfrage unter dem Niveau des Jahres 2020. Er sinkt bis 2050 weiter ab.

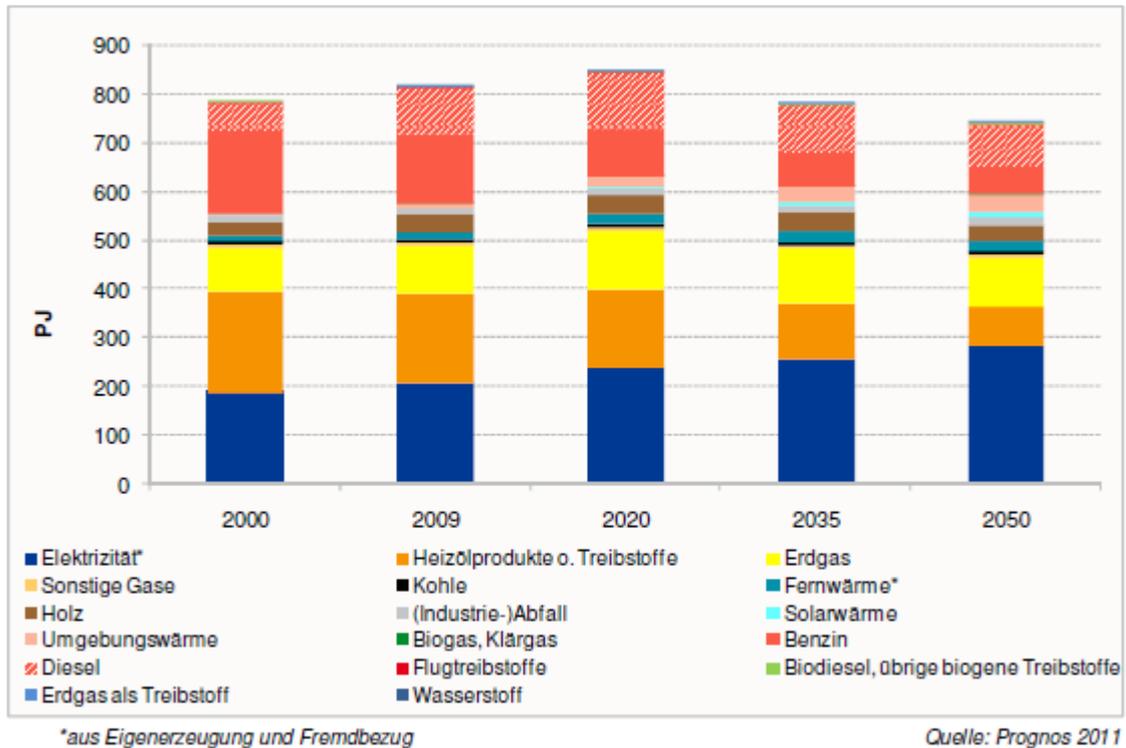
Tabelle 7: Endenergienachfrage nach Energieträgern, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Elektrizität	189	207	238	259	285	37.2	51.3	37.8
Heizölprodukte	207	183	162	113	80	-45.5	-61.5	-56.4
Erdgas	89	99	120	112	98	25.5	9.9	-0.9
Sonstige Gase	6	6	6	6	7	6.2	12.3	13.7
Kohle	6	7	7	7	7	16.1	17.6	2.3
Fernwärme	14	16	20	22	21	61.7	53.7	30.6
Holz	27	35	39	38	33	40.4	22.2	-4.6
übrige feste Biomasse	0	0	0	1	2	-	-	-
(Industrie-)Abfälle	11	11	15	16	16	37.3	41.4	50.8
Solarwärme	0	1	2	4	9	1041.7	2333.3	942.9
Umgebungswärme	5	9	20	31	37	570.0	689.5	291.0
Biogas, Klärgas	0	2	2	2	2	-	-	7.1
Benzin	169	140	96	69	56	-59.4	-66.9	-59.8
Diesel	56	95	115	95	85	69.9	51.6	-10.8
Flugtreibstoffe	3	2	3	3	3	-10.1	-10.1	39.7
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0	0	1	2	2	-	-	485.7
Erdgas als Treibstoff	0	1	1	1	1	-	-	83.3
Wasserstoff	0	0	0	0	0	-	-	-
Insgesamt	783	813	847	781	744	-0.3	-5.0	-8.5

Quelle: Prognos, 2011

Im Vergleich zum Jahr 2000 steigt die Elektrizitätsnachfrage um 51,3 % an. Hingegen geht der Verbrauch von Heizöl um - 61,5 % zurück (siehe Tabelle 7, bzw. Grafik 5). Die Nachfrage nach Erdgas nimmt um 9,9 % zu. Die grössten Zuwachsraten weisen die Solarwärme und die Umgebungswärme aus, welche aber beide von einem deutlich tieferen absoluten Niveau aus starten. Für alle Energieträger, welche von 2000 bis 2009 einen Anstieg der Endenergienachfrage aufweisen, gilt zu beachten, dass die Zuwachsraten von 2050 im Vergleich mit 2009 weit tiefer sind als im Vergleich mit 2000.

Grafik 5: Endenergienachfrage nach Energieträgern, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ



Im Vergleich des Anteils der einzelnen Energieträger an der gesamten Endenergienachfrage ist einerseits sehr deutlich eine Elektrifizierung und andererseits ein Trend weg vom Heizöl festzustellen (siehe Tabelle 8). Im Verkehrsbereich setzt sich der Trend weg vom Benzin und hin zum Diesel fort. Allerdings geht der Anteil des Benzins deutlicher zurück als der Diesel an Anteilen gewinnt.

Tabelle 8: Endenergienachfrage einzelner Energieträgern Szenario „Weiter wie bisher“, Anteile an der gesamten Nachfrage, in %

Energieträger	2000 Endenergienachfrage, Anteil in %	2050 Endenergienachfrage, Anteil in %
Elektrizität	24	38
Heizölprodukte	26	11
Erdgas	11	13
Sonstige Gase	1	1
Kohle	1	1
Fernwärme	2	3
Holz	3	4
übrige feste Biomasse	0	0
(Industrie-)Abfälle	1	2
Solarwärme	0	1
Umgebungswärme	1	5
Biogas, Klärgas	0	0
Benzin	22	8
Diesel	7	11
Flugtreibstoffe	0.4	0.4
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0	0
Erdgas als Treibstoff	0	0
Wasserstoff	0	0
Insgesamt	100	100

Quelle: Prognos, 2011

6.3 Endenergienachfrage nach Sektoren Szenario „Weiter wie bisher“

Die Energienachfrage der Sektoren weist zwei unterschiedliche Trends auf. Während der Haushaltssektor und der Verkehr von 2000 bis 2050 ihre Nachfragen um mehr als 20 % reduzieren, weisen die Wirtschaftssektoren Industrie und Dienstleistungen Zunahmen in der Nachfrage von mehr als 20 % auf (siehe Tabelle 9 und Grafik 6). Für letztere gilt zu beachten, dass die Zunahme der Nachfrage im Vergleich zum Jahre 2009 kleiner ausfällt als im Vergleich zum Jahr 2000.

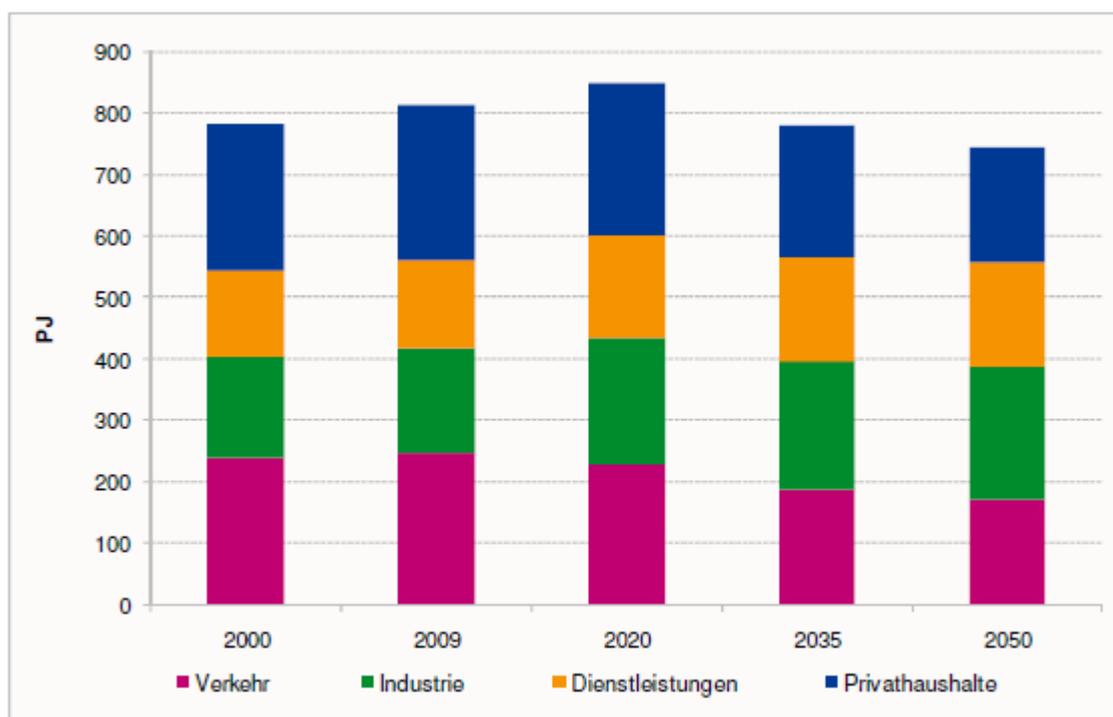
Während der Energieverbrauch der Industrie und des Dienstleistungssektors von 2000 an stetig anwachsen, liegt die grösste Nachfrage des Haushaltssektors im Jahre 2011 und jene des Verkehrs im Jahre 2015. Bis ins Jahr 2020 vermögen diese beiden Sektoren ihre Nachfrage zu stabilisieren (Haushalte), bzw. ist bereits ein Rückgang der Nachfrage (Verkehr) feststellbar.

Tabelle 9: Endenergienachfrage nach Sektoren Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Endenergienachfrage nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Privathaushalte	240	252	246	215	186	-10.7	-22.5	-26.2
Dienstleistungen	139	145	167	170	171	22.0	22.7	18.2
Industrie	165	168	205	209	215	26.6	30.1	28.3
Verkehr	238	249	228	187	172	-21.7	-27.8	-30.8
Summe	783	813	847	781	744	-0.3	-5.0	-8.5

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 6: Endenergienachfrage nach Wirtschaftssectoren Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Die unterschiedliche Nachfrageentwicklung der Sektoren bewirkt eine Verschiebung der Verbrauchsanteile (siehe Tabelle 10). Während der Verkehr und die Haushalte im Jahre 2000 rund 60 % der Endenergienachfrage beanspruchten, sinkt ihr Anteil im Jahre 2050 auf knapp unter 50 %.

Tabelle 10: Endenergienachfrage nach Sektoren Szenario „Weiter wie bisher“, Anteile an der gesamten Nachfrage in %

Endenergienachfrage nach Sektoren	2000	2050
	Anteil in % an der Endenergienachfrage	Anteil in % an der Endenergienachfrage
Privathaushalte	31	25
Dienstleistungen	18	23
Industrie	21	29
Verkehr	30	23
Summe	100	100

Quelle: Prognos, 2011

6.4 Endenergienachfrage nach Sektoren und Verwendungszweck, Szenario „Weiter wie bisher“

Die Endenergienachfrage der Wirtschaftssektoren nach Verwendungszweck gibt eine Übersicht der wichtigsten Anwendungen von Energie in den einzelnen Wirtschaftssektoren. Einzelne Verwendungen sind sektorenspezifisch, andere werden - allerdings in unterschiedlichem Ausmass - in allen Sektoren verwendet. Die beiden Verwendungszwecke mit der grössten Nachfrage nach Energie – die Raumwärme und die Mobilität im Inland – weisen bis 2050 einen Rückgang auf (siehe Tabelle 11). Die Massnahmen im Gebäudebereich sowie die Fahrzeugstandards und die Substitution zu Diesel und zu Elektroantrieb sind wichtige Treiber dieser Entwicklung. Hingegen nimmt die Nachfrage nach Energie für Prozesswärme sowie Antriebe und Prozesse zu, was auf die Produktionserhöhung in der Industrie und im Dienstleistungssektor zurückzuführen ist. Warmwasser, I & K (Information und Kommunikation) und Haustechnik weisen Zunahmen auf. Hier überwiegt die Nachfrage, ausgelöst vom Bevölkerungswachstum, die Einsparungen, welche sich durch den technischen Fortschritt und die Verbesserung der Effizienz ergeben. Die Klimaerwärmung, aber auch der Produktionsanstieg bewirken ein hohes Wachstum der Endenergienachfrage nach Klima, Lüftung & Haustechnik.

Tabelle 11: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	Zuwachs 2035/2000	Zuwachs 2050/2000	Zuwachs 2050/2009
Raumwärme	269	272	273	226	183	-15.9	-32.0	-32.6
Warmwasser	44	45	49	51	52	16.0	17.9	15.5
Prozesswärme	98	100	133	141	146	44.0	49.3	45.1
Beleuchtung	24	26	25	24	25	0.4	2.0	-5.8
Klima, Lüftung & Haustechnik	20	24	30	36	44	77.8	114.0	85.6
I&K, Unterhaltungsmedien	9	10	11	13	19	40.1	101.5	85.1
Antriebe, Prozesse	68	72	82	86	88	26.2	28.2	22.4
Mobilität Inland	238	249	228	187	172	-21.6	-27.8	-30.8
sonstige	12	16	15	16	16	34.8	38.8	3.1
Endenergieverbrauch	783	813	847	781	744	-0.3	-5.0	-8.5

Quelle: Prognos, 2011

6.4.1 Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Haushalte, Szenario „Weiter wie bisher“

Die Endenergienachfrage des Sektors Haushalte nach Verwendungszweck im Szenario „Weiter wie bisher“ geht für die Raumwärme bis 2035 deutlich zurück (siehe Tabelle 12). Die im Szenario „Weiter wie bisher“ beschlossenen Massnahmen im Gebäudebereich wirken sich ab 2020 immer stärker auf die Nachfrage nach Energie für Raumwärme aus. Ein weitaus kleinerer Rückgang wird für die Verwendungszwecke Warmwasser und Kochen erreicht. Für Haushaltsgeräte steigt der Energie-

verbrauch sogar an. Der Einfluss des Bevölkerungswachstums und der damit verbundenen Mengenausweitung ist hier grösser als der technische Fortschritt und die damit verbundene Senkung des Energieverbrauchs.

Tabelle 12: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Haushalte, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	Zuwachs 2035/2000	Zuwachs 2050/2000	Zuwachs 2050/2009
Raumwärme	171	177	172	140	109	-18.2	-36.0	-38.3
Warmwasser	32	32	32	31	29	-3.8	-9.3	-8.6
Prozesswärme	6	6	6	6	5	-3.3	-12.2	-11.4
Beleuchtung	6	6	3	2	1	-70.1	-80.9	-81.9
Klima, Lüftung & Haustechnik	3	3	3	5	9	83.3	231.6	219.4
I&K, Unterhaltungsmedien	6	6	5	5	5	-4.5	-7.9	-12.9
Antriebe, Prozesse	13	15	15	14	14	8.6	6.9	-5.6
Mobilität Inland	0	0	0	0	0			
sonstige	4	8	10	12	13	183.6	212.0	71.0
Endenergieverbrauch	240	252	246	215	186	-10.7	-22.5	-26.2

Quelle: Prognos, 2011

6.4.2 Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Industrie, Szenario „Weiter wie bisher“

Die Endenergienachfrage des Sektors Industrie nach Verwendungszweck im Szenario „Weiter wie bisher“ geht für die Raumwärme bis 2050 zurück (siehe Tabelle 13). Hingegen steigt die Nachfrage nach Prozesswärme deutlich an. Die aktualisierte Bevölkerungsentwicklung bewirkt einen Anstieg der Beschäftigten und damit auch der Zahl der Arbeitsplätze in der Industrie, der produzierten Gütermengen und des Produktionswerts. Dieser Anstieg wirkt sich auf die Nachfrage nach Prozesswärme und Energie für Antriebe und Prozesse aus. Die Energienachfrage der Industrie nach diesen Verwendungszwecken steigt von 2000 bis 2050 um 46,3 % bzw. um 21,3 % an. Hier schwächt das Effizienzwachstum den durch die Produktionserhöhung bedingten Nachfrageanstieg ab, kann ihn jedoch nicht vollständig kompensieren. Der Anteil der für Raumwärme verwendeten Energie liegt im Industriesektor deutlich unter demjenigen im Haushalts- oder Dienstleistungssektor. In der Industrie wird ein Grossteil der Energie für die Erzeugung von Prozesswärme und Antriebe verwendet.

Tabelle 13: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Industrie, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	Zuwachs 2035/2000	Zuwachs 2050/2000	Zuwachs 2050/2009
Raumwärme	23.1	22.5	24.8	21.2	19.1	-8.4	-17.3	-14.9
Warmwasser	2.9	3.9	5.4	6.1	7.5	110.3	157.2	92.1
Prozesswärme	89.4	92.3	121.6	125.3	130.8	40.1	46.3	41.7
Beleuchtung	5.7	5.9	7.4	7.9	7.7	39.0	35.8	30.3
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.2	1.0	1.6	2.2	2.3	76.6	83.1	131.6
I&K, Unterhaltungsmedien	0.6	0.7	1.0	1.1	1.4	100.0	138.6	97.1
Antriebe, Prozesse	38.1	37.5	43.7	45.5	46.2	19.5	21.3	23.1
Mobilität Inland	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	12.5	12.5	12.5
sonstige	4.2	3.7	0.0	0.0	0.0	-100.0	-100.0	-100.0
Endenergieverbrauch	165.3	167.6	205.4	209.4	215.1	26.6	30.1	28.3

Quelle: Prognos, 2011

6.4.3 Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Dienstleistungen, Szenario „Weiter wie bisher“

Die Endenergienachfrage des Sektors Dienstleistungen nach Verwendungszweck im Szenario „Weiter wie bisher“ geht für die Raumwärme bis 2050 zurück (siehe Tabelle 14). Hingegen steigt die Nachfrage nach Verwendungszwecken, welche Beschäftigten-abhängig sind, noch stärker an als in der Industrie. Viele der Arbeitsplätze im Dienstleistungssektor bedingen Ausrüstungen, welche Energie verwenden. Im Sektor Dienstleistungen wirkt sich auch das „Klima wärmer“ aus. Die Nachfrage nach Kühlung und Lüftung nimmt zu.

Tabelle 14: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck Sektor Dienstleistungen, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	Zuwachs 2035/2000	Zuwachs 2050/2000	Zuwachs 2050/2009
Raumwärme	75	72	76	65	54	-12.7	-27.3	-24.3
Warmwasser	9	9	12	14	15	57.0	71.3	67.6
Prozesswärme	2	2	6	10	10	294.3	301.2	318.2
Beleuchtung	13	14	15	15	16	14.4	23.6	11.2
Klima, Lüftung & Haustechnik	17	20	25	29	33	77.0	97.5	64.9
I&K, Unterhaltungsmedien	3	4	5	7	13	103.6	275.4	236.4
Antriebe, Prozesse	17	19	23	27	27	54.7	59.8	42.8
Mobilität Inland	0	0	0	0	0			
sonstige	3	4	5	4	3	15.8	-6.0	-29.1
Endenergieverbrauch	139	145	167	170	171	22.0	22.7	18.2

Quelle: Prognos, 2011

6.4.4 Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Verkehr, Szenario „Weiter wie bisher“

Die Endenergienachfrage des Sektors Verkehr nach Verwendungszweck im Szenario „Weiter wie bisher“ weist einen deutlichen Rückgang des Energieverbrauches auf der Strasse auf (siehe Tabelle 15). Dies gilt für den Personen- als auch für den Güterverkehr. Die im Szenario „Weiter wie bisher“ zur Anwendung kommenden Emissionsstandards für Personenfahrzeuge, aber auch die Verlagerung von der Strasse auf die Schiene senken die Energienachfrage nach fossilen Treibstoffen des Privatverkehrs und des Güterverkehrs auf der Strasse. Hinzu kommt die moderate Einführung der Elektromobilität im motorisierten Personenverkehr. Die Elektromobilität wird eine wichtigere Rolle haben. Da Elektromotoren weniger Umwandlungsverluste aufweisen als die heute verwendeten Verbrennungsmotoren, bewirkt die Verlagerung einen Effizienzsprung auf der Ebene des Endenergieverbrauches. Im Jahre 2050 werden rund 11 PJ Elektrizität im Personenverkehr verbraucht. In Fahrleistungen ausgedrückt: In 2050 beträgt der Anteil der Elektrofahrzeuge an den Fahrleistungen des Personenverkehrs rund ein Drittel. Hingegen steigt die Nachfrage des Schienenverkehrs (Personen und Güterverkehr) nach Energie an. In absoluten Grössen liegt der Rückgang der Nachfrage nach fossilen Treibstoffen des Strassenverkehrs (ca. 71 PJ von 2000 bis 2050) weit über dem Anstieg der Nachfrage des Schienenverkehrs vor allem nach Elektrizität (ca. 5 PJ).

Tabelle 15: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck Sektor Verkehr, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ, bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	Zuwachs 2035/2000	Zuwachs 2050/2000	Zuwachs 2050/2009
PV Schiene	7	9	9	10	10	32.9	40.2	16.4
PV Strasse	172	165	144	122	110	-29.3	-36.0	-33.2
GV Schiene	2	2	3	3	4	43.8	66.4	64.1
GV Strasse	32	49	47	27	23	-16.3	-28.7	-53.3
Offroad	25	24	25	25	25	2.6	2.6	5.6
Total	238	249	228	187	172	-21.7	-27.8	-30.8

Quelle: Prognos, 2011

6.5 Endenergienachfrage Erneuerbare insgesamt und nach Sektoren, Szenario „Weiter wie bisher“

Die eingesetzten erneuerbaren Endenergieträger (ohne Strom) liegen 2050 um 151,6 % über dem Verbrauch im Jahre 2000 (siehe Tabelle 16). Im Vergleich zum Jahr 2009 liegt die Endenergienachfrage nach erneuerbaren Energieträgern im Jahre 2050 um 75,3 % höher. Während der Holzverbrauch bis 2020 zunimmt und dann wieder auf das Niveau von 2009 sinkt, weisen vor allem Solar- und Umgebungswärme hohe Wachstumsraten auf. Der Rückgang der Nachfrage nach Holz zur Wärmeerzeugung hat vor allem zwei Gründe: Einerseits geht die Wärmenachfrage zu Heizzwecken aufgrund besserer Gebäudestandards zurück, andererseits ist es energetisch effizienter, die knappe Ressource „Biomasse“ zur Stromerzeugung (nach Möglichkeit mit Wärmeauskopplung) zu nutzen.

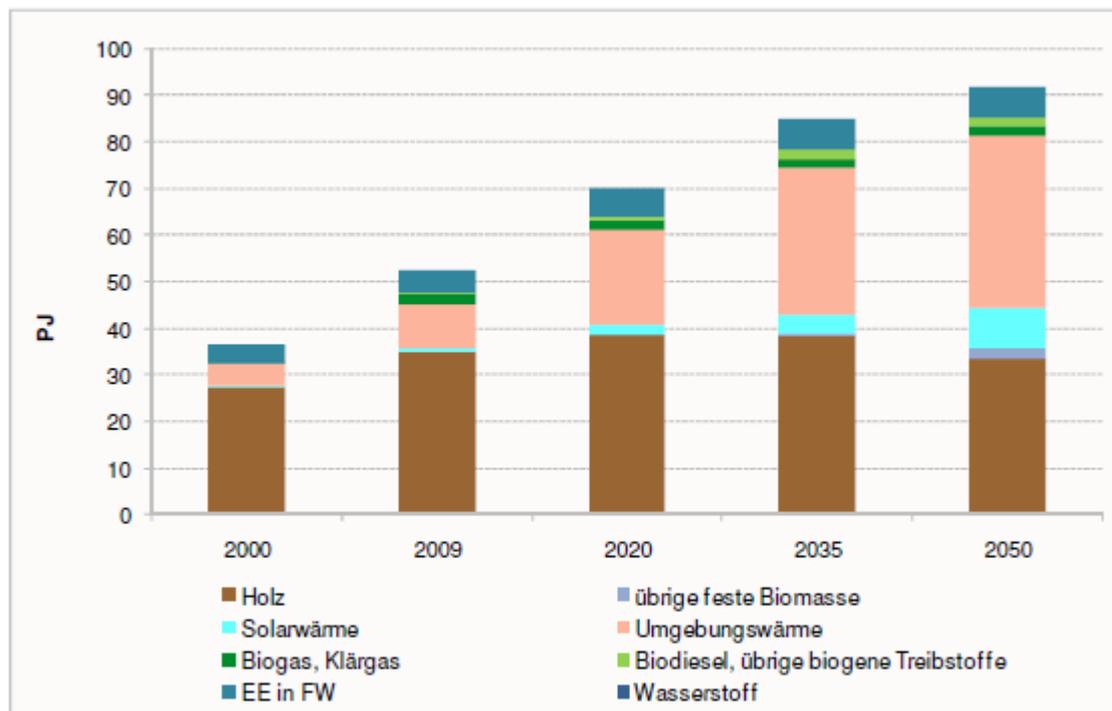
Tabelle 16: Endenergienachfrage erneuerbar nach Energieträgern Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050	Zuwachs 2035/2000	Zuwachs 2050/2000	Zuwachs 2050/2009
Fernwärme	4.1	4.8	6.0	6.6	6.2	61.7	53.8	30.6
Holz	27.3	35.0	38.6	38.4	33.4	40.4	22.2	-4.6
übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.0	0.6	2.4			
Solarwärme	0.4	0.8	2.1	4.1	8.8	1041.7	2333.3	942.9
Umgebungswärme	4.7	9.4	20.4	31.2	36.8	570.0	689.5	291.0
Biogas, Klärgas	0.0	2.0	2.0	2.0	2.1			7.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.1	0.4	0.9	2.0	2.1	3233.3	3316.7	485.7
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
Insgesamt	36.4	52.3	70.0	84.8	91.7	132.8	151.6	75.3

Quelle: Prognos, 2011

Die Umgebungswärme weist im Jahre 2050 ein höheres Niveau aus als die nachgefragte Wärmeenergie aus Holz (siehe Tabelle 16 und Grafik 7).

Grafik 7: Endenergienachfrage erneuerbar nach Energieträgern Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Endenergienachfrage ist im Jahre 2050 doppelt so hoch wie im Jahre 2009 (siehe Tabelle 17). Der Anteil im Jahre 2050 erreicht annähernd das 2,5-fache des Jahres 2000. Holz und Umgebungswärme bleiben auch im Jahre 2050 die erneuerbaren Energieträger mit dem grössten Anteil.

Tabelle 17: Relativer Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Endenergienachfrage 2000 - 2050, in %

Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050
Fernwärme	0.52%	0.59%	0.71%	0.84%	0.84%
Holz	3.49%	4.30%	4.55%	4.91%	4.48%
übrige feste Biomasse	0.00%	0.00%	0.00%	0.07%	0.32%
Solarwärme	0.05%	0.10%	0.25%	0.53%	1.18%
Umgebungswärme	0.59%	1.16%	2.41%	4.00%	4.94%
Biogas, Klärgas	0.00%	0.24%	0.23%	0.26%	0.28%
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.01%	0.04%	0.11%	0.26%	0.28%
Wasserstoff	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Insgesamt	4.65%	6.43%	8.27%	10.87%	12.32%

Quelle: Prognos, 2011

Die Nachfrage der Sektoren nach erneuerbaren Energieträgern ist im Jahre 2050 mehr als doppelt so hoch wie im Jahre 2000 (siehe Tabelle 18 und Grafik 19). Im Vergleich zum Jahr 2009 liegen die Zuwachsraten für 2050 zwischen 50,4 und 90,4 %. Einen sehr hohen Anstieg verzeichnet der Sektor Verkehr (Biotreibstoffe), welcher allerdings im Jahre 2009 mit einem sehr kleinen absoluten Wert beginnt und damit auch in 2050 nur einen kleinen Anteil an der Endenergienachfrage ausmacht.

Der Sektor Haushalte fragt sowohl im Jahre 2000 als auch im Jahre 2050 den höchsten absoluten Wert nach erneuerbaren Energieträgern nach. Mehr als die Hälfte der von den vier Sektoren nachgefragten Erneuerbaren wird von den Haushalten verbraucht (siehe Tabelle 18).

Tabelle 18: Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren 2000 - 2050, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Nachfrage erneuerbarer Energieträger nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Privathaushalte	23	29	43	51	51	123.8	125.5	74.6
Dienstleistungen	6	11	15	18	21	199.3	248.7	90.4
Industrie	8	12	11	14	18	83.2	128.3	50.4
Verkehr	0.1	0.4	1	2	2	3233.3	3316.7	485.7
Summe	36	52	70	85	92	132.8	151.6	75.3

Quelle: Prognos, 2011

Alle vier Sektoren weisen von 2000 bis 2050 eine stetige Zunahme der Anteile der Nachfrage nach erneuerbaren Endenergieerzeugern an der gesamten Nachfrage auf (siehe Tabelle 19). Während der Haushaltssektor und der Dienstleistungssektor den Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Endenergienachfrage von 2000 bis 2050 annähernd verdreifachen, weist die Industrie eine Verdoppelung des Anteils auf.

Tabelle 19: Relativer Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Endenergienachfrage 2000 - 2050, Szenario „Weiter wie bisher“, in %

Anteile EE in den Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050
Privathaushalte	9.46%	11.64%	17.52%	23.72%	27.56%
Dienstleistungen	4.29%	7.56%	9.12%	10.52%	12.19%
Industrie	4.64%	6.94%	5.22%	6.71%	8.14%
Verkehr	0.03%	0.14%	0.40%	1.07%	1.19%

Quelle: Prognos, 2011

6.6 Endenergienachfrage fossile Energieträger Szenario „Weiter wie bisher“

Im Szenario „Weiter wie bisher“ weisen die wichtigen fossilen Energieträger der Wärmeerzeugung, Heizöl und Erdgas einen Rückgang der Nachfrage aus (siehe Tabelle 20). Die Abnahme ist für Heizöl weit ausgeprägter als für Erdgas. Die Abnahme in der Nachfrage nach Heizöl ist kontinuierlich. Die Gasnachfrage steigt bis 2020 und sinkt dann. Damit wird die Substitution von Heizölprodukten zu Erdgas, wie sie bereits heute zu beobachten ist, fortgesetzt. Der Kohleverbrauch bleibt weitgehend konstant, weist jedoch einen kleinen Anteil auf.

Der Verbrauch von fossilen Treibstoffen verringert sich ebenfalls erheblich. Der Wechsel von Benzin zu Diesel setzt sich bis 2050 fort. Erdgas als Treibstoff weist zwar sehr hohe Zuwachsraten auf, der Anteil am Treibstoffverbrauch bleibt jedoch unbedeutend.

Tabelle 20: Endenergienachfrage fossile Energieträger, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Heizölprodukte	207	183	162	113	80	-45.5	-61.5	-56.4
Gase	95	105	126	119	105	24.3	10.0	-0.1
Kohle	6.0	6.8	6.9	6.9	7.0	16.1	17.6	2.3
Benzin	169	140	96	69	56	-59.4	-66.9	-59.8
Diesel	56	95	115	95	85	69.9	51.6	-10.8
Flugtreibstoffe	3.5	2.2	2.5	3.1	3.1	-10.1	-10.1	39.7
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.5	1.0	1.1	1.0			83.3
Summe Fossile	537	532	509	406	337	-24.4	-37.3	-36.7

Quelle: Prognos, 2011

6.7 CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage Szenario „Weiter wie bisher“

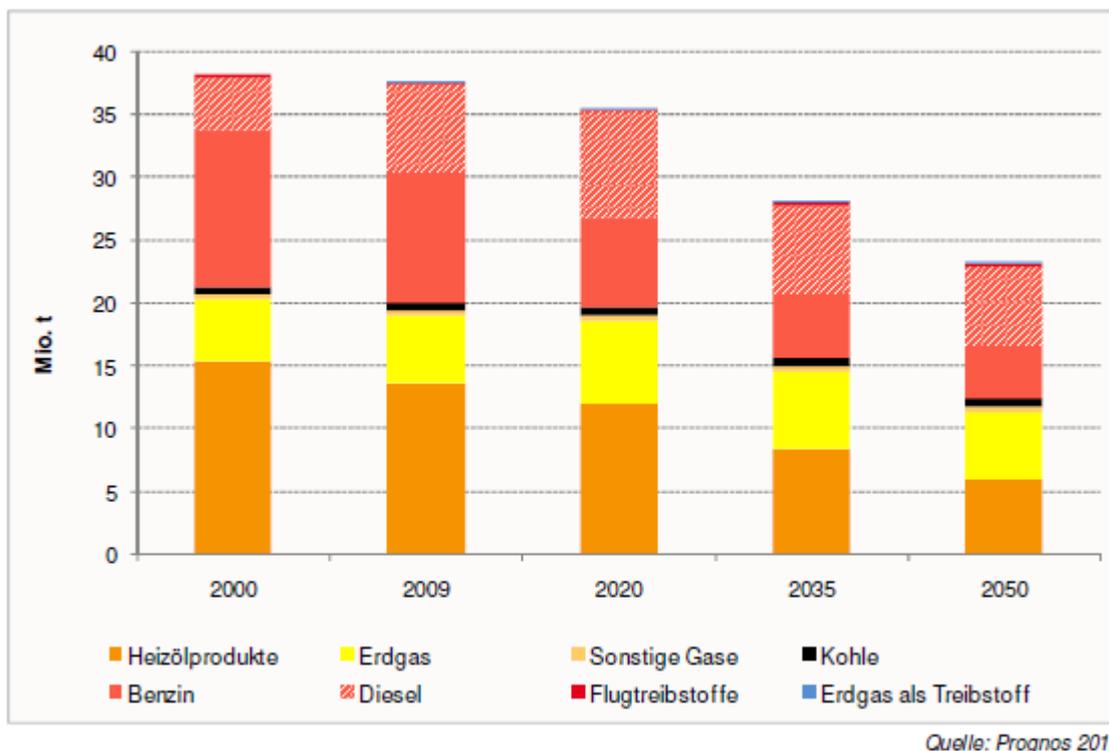
Der in Abschnitt 6.6 beschriebene Rückgang der Endenergienachfrage fossiler Energieträger wirkt sich auf die CO₂-Emissionen aus (siehe Tabelle 21 und Grafik 8). Da eine Substitution hin zu den CO₂-ärmeren Gasen stattfindet, sinkt der CO₂-Ausstoß stärker als der fossile Endenergieverbrauch.

Tabelle 21: CO₂-Emissionen fossile Energieträger, Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. t, Veränderungen in % (Δ %)

Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Heizölprodukte	15.3	13.5	12.0	8.4	5.9	-45.4	-61.4	-56.2
Erdgas	4.9	5.5	6.6	6.2	5.4	25.4	9.8	-0.9
Sonstige Gase	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	5.1	12.8	15.8
Kohle	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	16.1	17.9	3.1
Benzin	12.5	10.3	7.1	5.1	4.1	-59.4	-66.9	-59.8
Diesel	4.1	7.0	8.5	7.0	6.3	69.9	51.7	-10.8
Flugtreibstoffe	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	-8.0	-8.0	43.8
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1			66.7
Summe	38.1	37.5	35.4	28.0	23.1	-26.6	-39.3	-38.4

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 8: Anteil der CO₂-Emissionen nach Energieträgern 2000 - 2050, Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. t



Die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen, welche vor allem Wärmeenergie nachfragen, weisen einen Rückgang der CO₂-Emissionen von 63 % bzw. 46,8 % (2050 verglichen mit 2000) aus (siehe Tabelle 22). Die Industrie, welche zu einem grösseren Teil die Energie für Prozesse verwendet, hat weniger Substitutionsmöglichkeiten. Deshalb ergibt sich ein Zuwachs der CO₂-Emissionen von 9,2 % (2050 verglichen mit 2000). Die CO₂-Emissionen des Verkehrs sinken um 36,8% (2050 verglichen mit 2000), was sich auch mit der Substitution von Benzin mit Diesel erklärt.

Tabelle 22: CO₂-Emissionen in den Sektoren 2000 - 2050, Szenario „Weiter wie bisher“, Mio. t, Veränderungen in % (Δ %)

CO ₂ -Emissionen nach Sektoren (Mio. t)	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Privathaushalte	11	11	9	6	4	-44.3	-63.0	-61.8
Dienstleistungen	5	4	5	4	3	-26.5	-46.8	-39.1
Industrie	5	5	6	6	6	11.3	9.2	13.6
Verkehr	17	18	16	12	11	-26.8	-36.8	-39.0
Summe	38	38	35	28	23	-26.6	-39.3	-38.4

Quelle: Prognos, 2011

6.8 Elektrizitätsnachfrage nach Szenario „Weiter wie bisher“

6.8.1 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, „Weiter wie bisher“

Die Elektrizitätsnachfrage der Sektoren entwickelt sich bis 2050 völlig unterschiedlich (siehe Tabelle 23 und Grafik 9). Der Sektor Haushalte stabilisiert den Elektrizitätsverbrauch bis 2050 auf dem Niveau des Jahres 2009. Der Sektor Industrie erhöht seine Elektrizitätsnachfrage um 39,2 % im Vergleich zum Jahr 2000, bzw. um 38,2 % verglichen mit dem Jahr 2009. Der Dienstleistungssektor weist einen Zuwachs der Elektrizitätsnachfrage von 83,8 % auf, verglichen mit dem Jahr 2000, bzw. 59,9 % im Vergleich zum Jahr 2009. Den grössten Zuwachs der Elektrizitätsnachfrage weist der Sektor Verkehr auf. Die Elektrifizierung im Verkehr bewirkt einen stetigen Anstieg der Elektrizitätsnachfrage. Im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt der Fahrleistungsanteil der Pkw mit Elektroantrieb oder teilweise elektrifiziertem Antrieb bis 2050 auf 25 %. Der Anteil des Stroms am Energieverbrauch der Pkw liegt bei

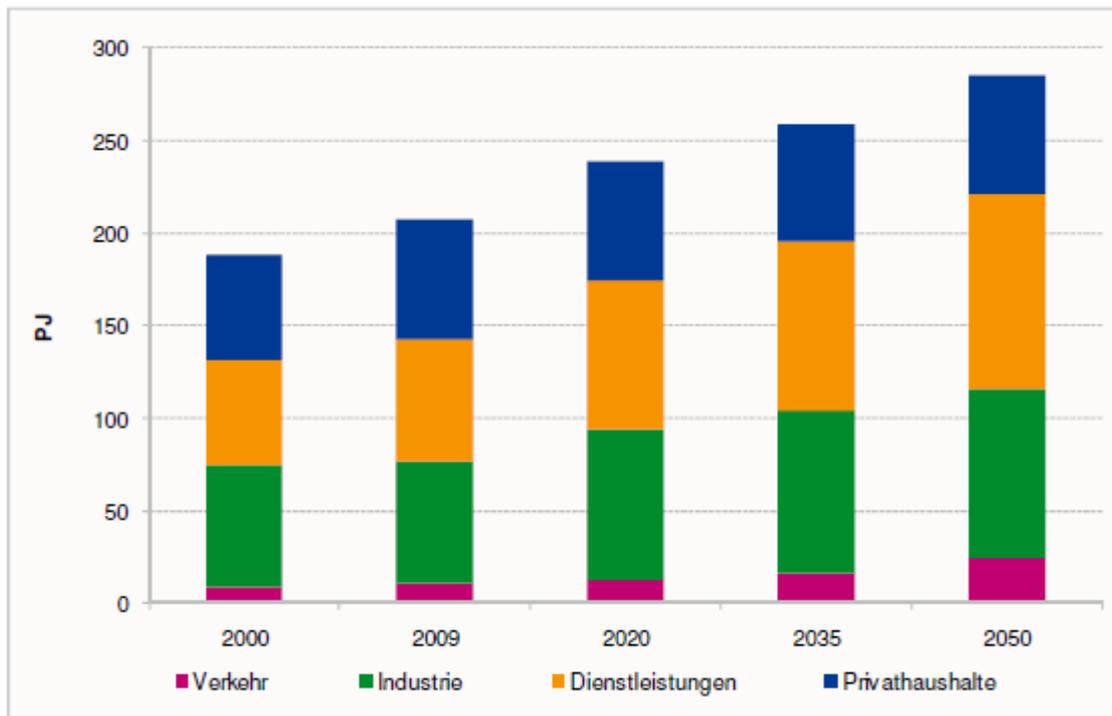
10% (und nicht bei 25%), wegen des um 2/3 niedrigeren spezifischen Verbrauchs von Elektrofahrzeugen dann und beträgt rund 11,2 PJ.

Tabelle 23: Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Privathaushalte	57	65	64	63	64	11.1	13.4	-0.5
Dienstleistungen	57	66	80	91	105	59.5	83.8	59.9
Industrie	65	66	82	88	91	34.5	39.2	38.2
Verkehr	10	11	12	17	25	76.3	163.6	127.0
Summe	189	207	238	259	285	37.2	51.3	37.8

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 9: Elektrizitätsnachfrage nach Wirtschaftssektoren Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Die unterschiedlichen Nachfrageentwicklungen der Sektoren wirken sich unterschiedlich auf die Anteile der Sektoren am Elektrizitätsverbrauch aus (siehe Tabelle 24). Während die Industrie unveränderte Anteile aufweist, sinkt der Anteil der Haushalte auf Kosten des Anteils des Dienstleistungssektors. Der Verkehr verdoppelt seinen Anteil nahezu.

Tabelle 24: Elektrizitätsnachfrage Szenario „Weiter wie bisher“, Anteile Sektoren an der gesamten Nachfrage in %

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	2000 Anteil in % an der Elektrizitätsnachfrage	2050 Anteil in % an der Elektrizitätsnachfrage
Privathaushalte	30.0	22.5
Dienstleistungen	30.5	36.9
Industrie	34.5	31.8
Verkehr	5.0	8.8
Summe	100	100

Quelle: Prognos, 2011

6.8.2 Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck, insgesamt und Sektor Verkehr, Szenario „Weiter wie bisher“

Alle Verwendungszwecke weisen im Szenario „Weiter wie bisher“ einen Anstieg der Nachfrage aus (siehe Tabelle 25). Die Gründe für den Anstieg der Nachfrage sind jedoch unterschiedlich. Im Haushaltssektor wird für einige Verwendungszwecke im Zeitverlauf mehr Elektrizität nachgefragt, weil die Bevölkerung zunimmt. Das Bevölkerungswachstum bewirkt einen höheren Wohngebäudebestand und eine Erhöhung der Nachfrage nach Elektrizität für Verwendungszwecke des Wohnbereiches (Kochen, Beleuchtung, usw.). Die Nachfrage steigt stärker an als die Effizienzverbesserungen aufgrund des technischen Fortschritts. Auf die Nachfrage nach Elektrizität derjenigen Verwendungszwecke, welche vor allem in den Wirtschaftssektoren zur Anwendung kommen (Prozesswärme und Prozesse), haben der Anstieg der Produktion und der Beschäftigung einen Einfluss. Auch hier vermag der technische Fortschritt und die daraus resultierende Effizienzsteigerung nicht Schritt zu halten mit der Nachfrageerhöhung als Folge der Mengenausweitungen. Der Verwendungszweck Klima Lüftung wird zudem vom wärmeren Klima beeinflusst.

Tabelle 25: Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Raumwärme	18	21	23	22	22	20.1	20.5	5.7
Warmwasser	9	9	9	9	9	4.5	3.3	5.2
Kochen	4	5	5	5	5	27.0	24.1	0.8
Prozesswärme	21	22	28	32	35	52.0	66.5	60.7
Beleuchtung	18	20	23	23	24	21.9	27.4	16.8
Klima, Lüftung & Haustechnik	18	21	26	31	35	77.0	96.6	68.0
I&K, Unterhaltungsmedien	4	4	6	8	14	103.0	255.3	214.6
Antriebe, Prozesse	83	89	100	107	113	29.3	36.1	26.3
Verkehr	10	11	12	17	25	76.3	163.6	127.0
sonstige	3	4	5	4	3	15.8	-6.0	-29.1
Total	188	207	238	259	285	37.2	51.3	37.8

Quelle: Prognos, 2011

Die Elektrizitätsnachfrage des Verkehrs nach Verwendungszwecken steigt im Szenario „Weiter wie bisher“ sowohl für den Güterverkehr (GV) als auch für den Personenverkehr Strasse und Schiene erheblich an. Diese Entwicklung widerspiegelt die vorgesehene Elektrifizierung des Personenverkehrs, aber auch die Verlagerung des Güterverkehrs, gemäss den in Abschnitt 2.1 zugrunde gelegten Verkehrsszenarien des ARE. Im Personenverkehr wirkt sich zudem die Elektrifizierung der Personewagen auf die Elektrizitätsnachfrage aus (siehe Tabelle 26).

Tabelle 26: Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Verkehr, Szenario „Weiter wie bisher“, in PJ

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
PV Schiene	7.3	8.8	9.5	9.7	10.3	32.9	40.2	16.4
PV Strasse	0.0	0.0	0.3	3.9	11.2			
GV Schiene	2.2	2.2	2.7	3.1	3.6	43.8	66.4	64.1
Summe	9.5	11.0	12.5	16.8	25.0	76.3	163.6	127.0

Quelle: Prognos, 2011

6.9 Angebotsvariante 1 Bundesrat, Szenario „Weiter wie bisher“

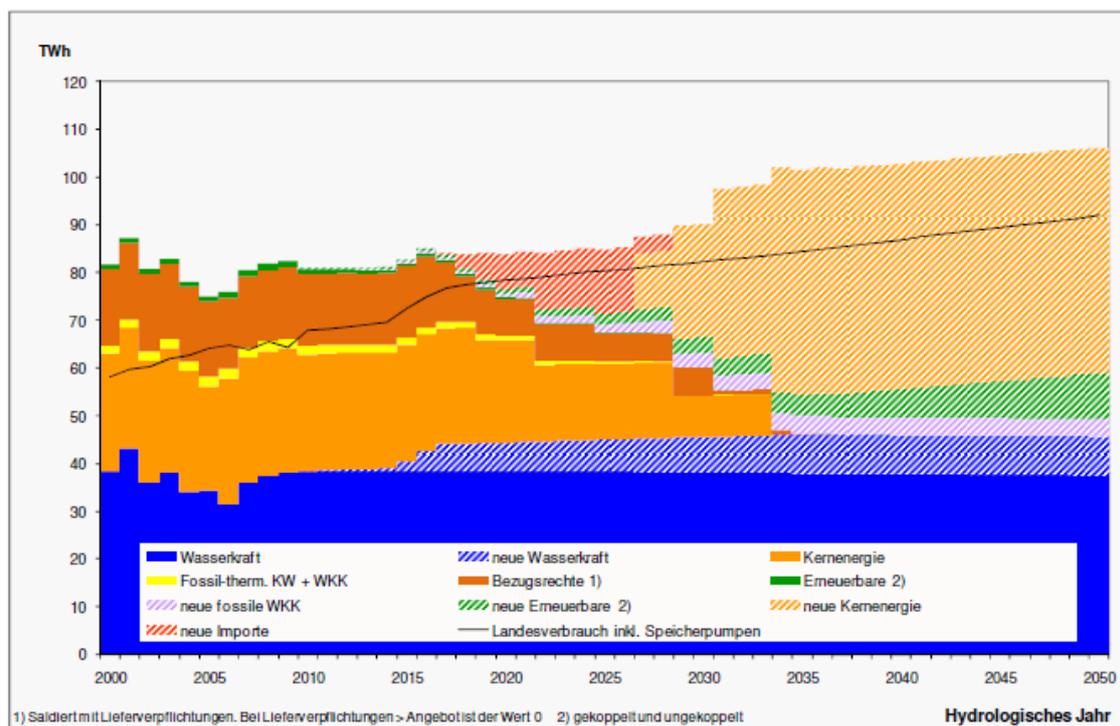
In der Bundesratsvariante 1 Szenario „Weiter wie bisher“ werden die Angebotsvarianten A (Nuklear) und B (Fossil-zentral und Nuklear) untersucht. In den Jahren 2015, 2016 und 2017 werden drei neue Pumpspeicherwerke gebaut, was zu einem Anstieg der Elektrizitätsnachfrage und des -angebotes (siehe Grafiken 10 und 11) in der Grössenordnung von 6 TWh_{el} führt. Der Vergleich der Stromnach-

frage mit der Produktion des bestehenden Produktionsparks ergibt eine erstmaliger Deckungsbedarf im Winterhalbjahr 2017.

6.9.1 Bundesratsvariante 1 Angebotsvariante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“

Um den Deckungsbedarf ab 2017 auffüllen zu können, wird der Übergang zu den neuen KKW – gemäss heutiger Bewilligungspraxis kann frühestens 2027 ein neues KKW in Betrieb genommen werden – mit Importen gedeckt (Grafiken 10 und 11). Die Importe sind im Winterhalbjahr höher als im gesamten (hydrologischen) Jahr. Deshalb liegt im gesamten Jahr das Angebot über der Elektrizitätsnachfrage.

Grafik 10: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“, hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

In den Jahren 2027 und 2029 wird je ein KKW mit einer Leistung von 1600 MW in Betrieb genommen. Zudem wird davon ausgegangen, dass der Zubau von Strom aus EE und fossilen WKK genügend hoch ist. Ohne diesen Zubau genügen bis 2030 zwei neue KKW nicht, um die Elektrizitätsnachfrage im Winter zu decken. Dieser Zubau wird dank der KEV ermöglicht (siehe auch Abschnitt 6.8). Im Jahre 2031 ist der Zubau eines dritten KKW notwendig. Im Jahre 2034 geht mit Leibstadt das letzte der heute in Betrieb stehenden KKW aus dem Netz und wird durch ein Neues ersetzt.

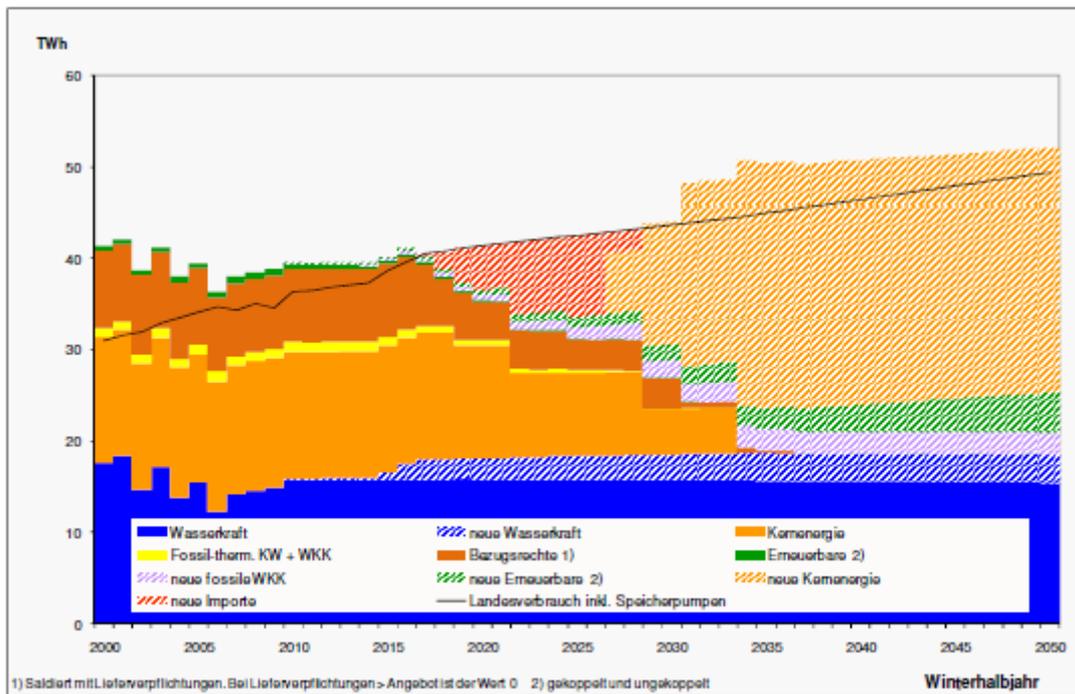
Für die Deckung der Elektrizitätsnachfrage in der Bundesratsvariante 1 Variante A (Nuklear) sind insgesamt 4 KKW mit je einer Leistung von 1600 MW notwendig (siehe Tabelle 27). Zudem sind in den Übergangsjahren bis zum Bau der ersten beiden KKW (2027 und 2029) ab dem Jahr 2017 Importe von maximal 13,3 TWh_{el}/a notwendig (entspricht ungefähr einem Anteil von 25 % der Elektrizitätsnachfrage).

Tabelle 27: Zubau Bundesratsvariante 1 Variante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“

Angebotsvariante 1 Bundesrat, Variante A, Szenario „Weiter wie bisher“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
2017 - 2028	Importe	Importspitze 13.3 TWh _{el} /a
Ab 2017	EE und fossile WKK	Zubau (WKK 3.8 TWh _{el} /a , EE 9.5 TWh _{el} /a in 2050) u.a. aus KEV
2027	1 KKW	Leistung 1600 MW
2029	1 KKW	Leistung 1600 MW
2031	1 KKW	Leistung 1600 MW
2034	1 KKW	Leistung 1600 MW

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 11: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

Die Erzeugung des Elektrizitätsangebotes der Bundesratsvariante 1 Variante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr findet sich in der Tabelle 28 zusammengefasst. Die zugebauten KKW bewirken, dass die Kernenergie im Jahre 2050 die wichtigste Erzeugungstechnologie ist. Der Anteil der KKW an der mittleren Bruttoerzeugung liegt bei rund 45 %. Die Wasserkrafterzeugung liegt rund 1,5 % darunter. Die Erzeugung aus Wasserkraft erhöht sich zwischen 2015 und 2020 aufgrund des Ausbaus der Pumpspeicherkraftwerke. Der Anteil der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung liegt in 2050 bei rund 9,5 %.

Im Winterhalbjahr produzieren die Wasserkraft und die Erneuerbaren Technologien deutlich weniger als die Hälfte der Jahresproduktion. Hingegen liegt die Produktion der KKW und die fossil-thermische Produktion im Winter über derjenigen im Sommerhalbjahr.

Die Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energien im Stromangebot Bundesratsvariante 1 Variante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“ weist für alle Energieträger ein hohes Wachstum (Ausnahme Holzgas und Deponiegas) auf (siehe Tabelle 29). Es gilt zu beachten, dass die verwendete Einheit in der Tabelle GWh_{el}/a und nicht TWh_{el}/a (=1000 GWh_{el}/a) ist. Zu beachten ist zudem, dass die Photovoltaik, welche in 2050 die höchste Erneuerbare Produktion aufweist, im Sommer in der Summe wesentlich mehr produziert wird als im Winterhalbjahr. Im Winterhalbjahr wird aber mehr Strom nachgefragt als im Sommer (siehe Grafiken 10 und 11).

Tabelle 28: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_e/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	44.51	46.06	45.69
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.07	7.96	8.20
Kernkraftwerke	24.73	26.13	21.36	47.22	47.22
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	47.22	47.22
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	1.97	3.77	3.77
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.89	3.77	3.77
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	1.36	4.23	9.48
neue Erneuerbare	0.00	0.00	0.94	4.23	9.48
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	69.20	101.28	106.16
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	61.64	93.72	98.60
Importe:	18.78	17.24	16.98	2.61	0.00
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	7.15	0.00	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	78.36	84.44	91.94
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.16	18.68	18.53
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.36	3.02	3.10
Kernkraftwerke	13.72	14.18	12.25	26.75	26.75
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	26.75	26.75
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	1.22	2.40	2.40
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.61	2.40	2.40
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	0.78	2.25	4.37
neue Erneuerbare	0.00	0.00	0.55	2.25	4.37
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	32.41	50.08	52.05
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	29.64	47.31	49.28
Importe:	9.95	9.12	10.05	1.43	0.00
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	4.76	0.00	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	41.34	44.91	49.43

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 29: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_e/a

	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	135.36	1064.64	4752.56
Windenergieanlagen	2.98	12.40	183.60	592.08	1150.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	100.00	400.00	1400.00
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	233.75	545.12	545.12
Biogas	12.02	16.90	160.26	377.96	377.96
ARA	93.99	107.20	126.92	294.49	294.49
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	421.58	959.42	959.42
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	47.48	372.45	1662.60
Windenergieanlagen	1.79	7.42	110.13	355.20	689.91
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	50.00	200.00	700.00
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	159.73	372.50	372.50
Biogas	7.15	10.06	102.95	242.83	242.83
ARA	55.78	63.25	76.15	176.76	176.76
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	231.87	527.68	527.68
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

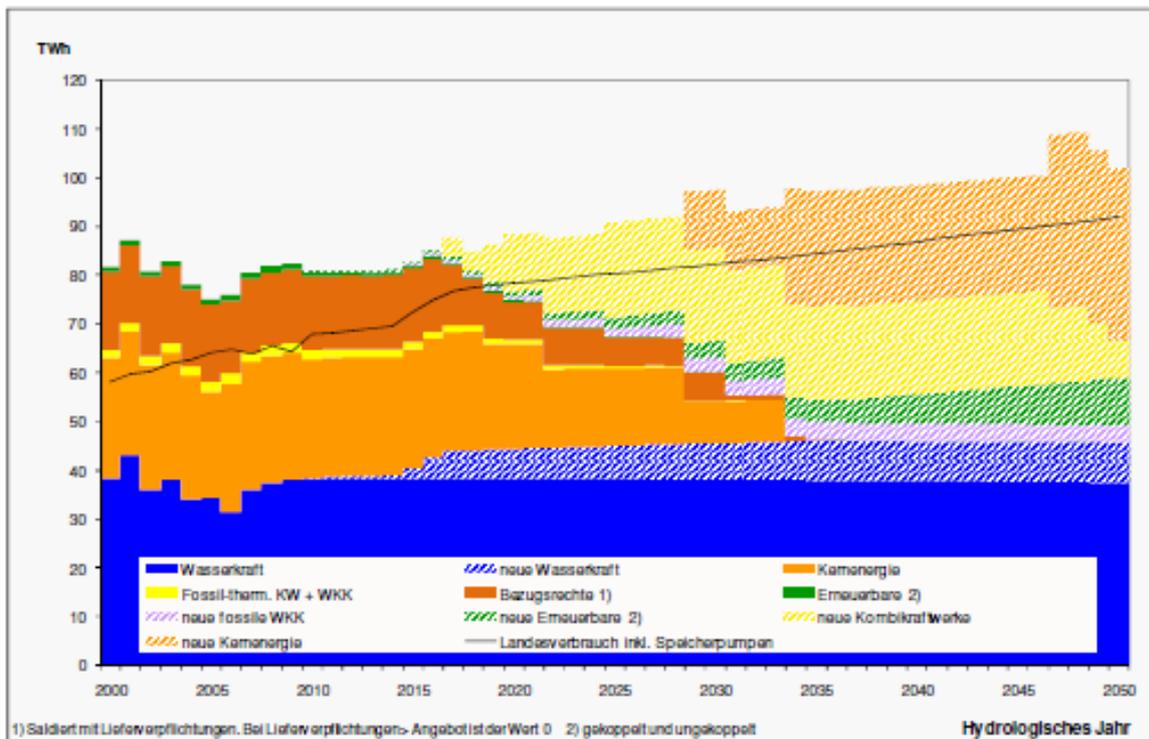
6.9.2 Bundesratsvariante 1 Angebotsvariante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“

Um die Stromlücke ab 2017 decken zu können, wird im Jahre 2017 ein erstes Gaskombikraftwerk - im Folgenden mit GuD bezeichnet - (Leistung 550 MW) in Betrieb genommen (siehe Grafiken 12 und 13). Bis ins Jahr 2025 folgen vier weitere GuD. Die bis 2025 gebauten fünf GuD weisen zusammen eine höhere Leistung auf als die beiden in der Variante Nuklear vorgesehenen KKW. Dies erklärt sich aus der mittleren Blockgrösse, den bei Kernkraftwerken aufgrund der Lastcharakteristik niedrigeren mittleren Volllaststunden (7000 statt 7600) sowie dem genaueren Nachfahren der Leistungsnachfrage.

Ab 2025 bis 2029 kann die steigende Elektrizitätsnachfrage mit dem Zubau von Strom aus EE und fossilen WKK gedeckt werden.

2029 und 2034 werden zur Deckung der steigenden Nachfrage zwei weitere KKW gebaut. In 2047 ersetzt ein drittes KKW die GuD mit Baujahr bis 2020.

Grafik 12: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“, hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2011

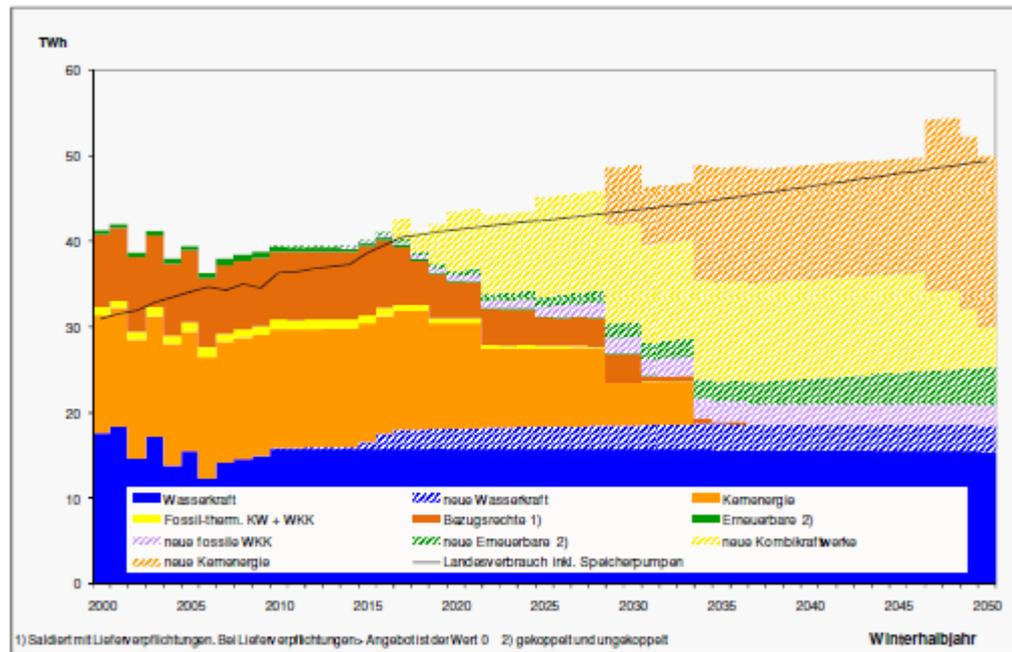
Für die Deckung der Elektrizitätsnachfrage in der Bundesratsvariante 1 Variante B (Fossil-zentral und Nuklear) sind insgesamt 5 GuD mit je einer Leistung von 550 MW sowie 3 KKW mit einer Leistung von je 1600 MW notwendig (siehe Tabelle 30).

Tabelle 30: Zubau Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“

Angebotsvariante 1 Bundesrat, Variante B, Szenario „Weiter wie bisher“		
Jahr	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
Ab 2017	EE und fossile WKK	Zubau u.a. aus KEV Zubau (WKK 3.8 TWh _e /a , EE 9.5 TWh _e /a in 2050)
2017	1 GuD	Leistung 550 MW
2019	1 GuD	Leistung 550 MW
2020	1 GuD	Leistung 550 MW
2022	1 GuD	Leistung 550 MW
2025	1 GuD	Leistung 550 MW
2029	1 KKW	Leistung 1600 MW
2034	1 KKW	Leistung 1600 MW
2047	1 KKW (Ersatz für GuD)	Leistung 1600 MW

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 13: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Die Erzeugung der Bundesratsvariante 1 Variante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr wird in der Tabelle 31 zusammengefasst. Die zugebauten GuD und in weit geringerem Ausmass die WKK bis 2020 und bis 2035 decken die steigende Elektrizitätsnachfrage ab. Die in den Jahren 2029 und 2034 wegfallenden KKW werden mit neuen ersetzt. Im Jahre 2050 wird die Bruttoerzeugung von 106,2 TWh_{el}/a zu rund 43 % mit Wasserkraft gedeckt – sie hat sich zwischen 2015 und 2020 aufgrund des Ausbaus der Speicherpumpen, Turbinenkapazität und der Staukapazitäten erhöht - und je zu 47 % aus KKW und aus fossil-thermischer Produktion. Der Anteil der Erneuerbaren Produktion liegt bei rund 10 %.

Die im Winterhalbjahr tiefe Produktion der Wasserkraft (v.a. Laufwasserkraft) und der Erneuerbaren Technologien wird mit einem Anstieg der Produktion der KKW und der fossil-thermischen Produktion kompensiert.

Die Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energien im Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“ ist identisch mit der Produktion in der Variante A (Nuklear) (siehe Tabellen 31 und 32). Es gilt wiederum zu beachten, dass die verwendete Einheit in der Tabelle 32 GWh_{el}/a und nicht TWh_{el}/a (=1000 GWh_{el}/a) ist. Die Photovoltaik, welche in 2050 die höchste Produktion aufweist, produziert im Sommer deutlich mehr als im Winter. Im Winter wird jedoch mehr Strom nachgefragt als im Sommer (siehe Grafiken 12 und 13).

Tabelle 31: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_e/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	44.51	46.06	45.69
neue Wasserkraft	0	0	6.07	7.96	8.2
Kernkraftwerke	24.73	26.13	21.36	23.61	35.41
neue Kernenergie	0	0	0	23.61	35.41
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	13.52	23.02	11.47
neue Kombikraftwerke	0	0	11.55	19.25	7.7
neue fossile WKK	0	0	0.89	3.77	3.77
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	1.36	4.23	9.48
neue Erneuerbare	0	0	0.94	4.23	9.48
Mittlere Bruttoerzeugung	65.7	67.55	80.75	96.92	102.06
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	73.19	89.36	94.5
Importe:	18.78	17.24	9.83	2.61	0
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0
neue Importe	0	0	0	0	0
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	78.36	84.44	91.94
Erzeugung - Winter	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.16	18.68	18.53
neue Wasserkraft	0	0	2.36	3.02	3.1
Kernkraftwerke	13.72	14.18	12.25	13.38	20.06
neue Kernenergie	0	0	0	13.38	20.06
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	8.16	13.96	7.02
neue Kombikraftwerke	0	0	6.94	11.56	4.63
neue fossile WKK	0	0	0.61	2.4	2.4
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	0.78	2.25	4.37
neue Erneuerbare	0	0	0.55	2.25	4.37
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	39.35	48.27	49.98
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	36.58	45.49	47.22
Importe:	9.95	9.12	5.29	1.43	0
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0
neue Importe	0	0	0	0	0
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.5	41.34	44.91	49.43

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 32: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 1 Variante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_e/a

	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	135.36	1064.64	4752.56
Windenergieanlagen	2.98	12.40	183.60	592.08	1150.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	100.00	400.00	1400.00
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	233.75	545.12	545.12
Biogas	12.02	16.90	160.26	377.96	377.96
ARA	93.99	107.20	126.92	294.49	294.49
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	421.58	959.42	959.42
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	47.48	372.45	1662.60
Windenergieanlagen	1.79	7.42	110.13	355.20	689.91
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	50.00	200.00	700.00
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	159.73	372.50	372.50
Biogas	7.15	10.06	102.95	242.83	242.83
ARA	55.78	63.25	76.15	176.76	176.76
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	231.87	527.68	527.68
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

6.10 Angebotsvariante 2 Bundesrat, Szenario „Weiter wie bisher“

In der Angebotsvariante 2 Bundesrat mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ bleibt die Elektrizitätsnachfrage im Vergleich zu der Angebotsvariante 1 des Bundesrates unverändert. Damit ergibt sich wiederum ein Deckungsbedarf zwischen Elektrizitätsnachfrage und dem Elektrizitätsangebot des bestehenden Produktionsparks im Jahre 2017. Allerdings wird in der Angebotsvariante 2 des Bundesrates auf den Ersatz von KKW verzichtet. Zu untersuchen sind die Angebotsvarianten Fossil-zentral und Erneuerbar, Fossil-dezentral und Erneuerbar sowie Erneuerbar (entspricht den Angebotsvarianten C & E, D & E sowie EE der Energieperspektiven 2035).

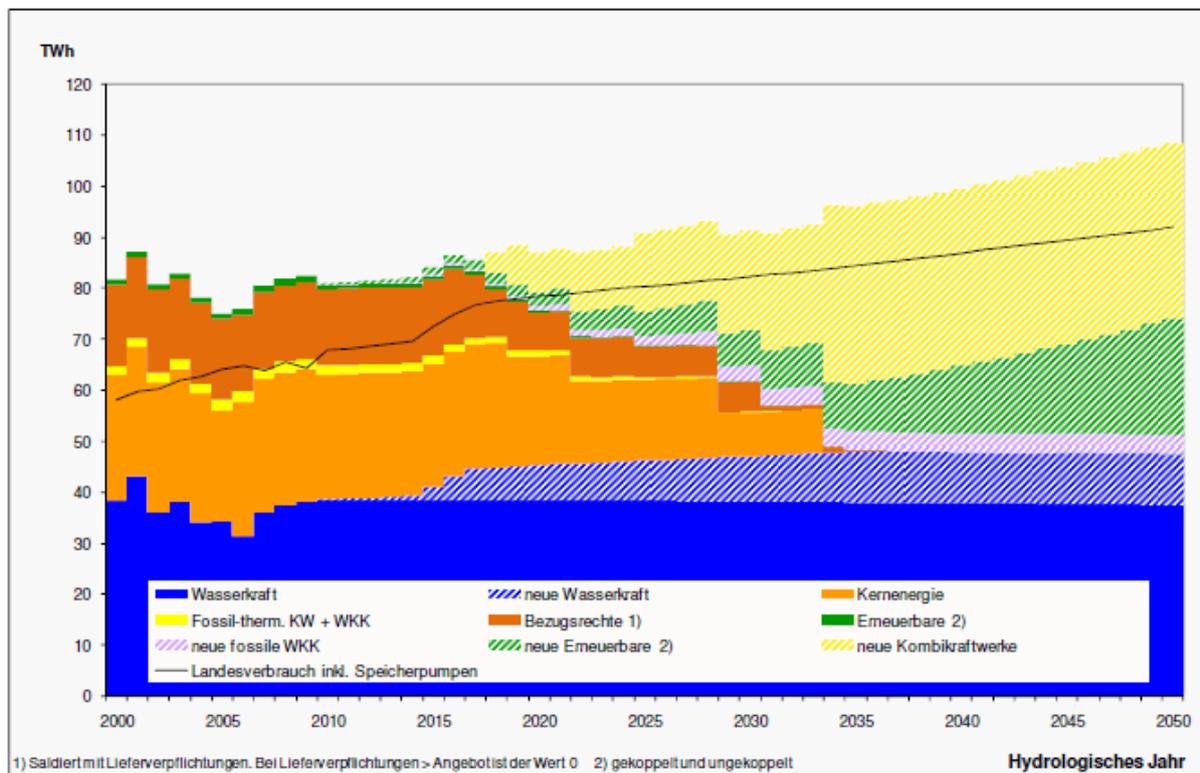
In den untersuchten Varianten der Bundesratsvariante 2 kommt ab 2020 geothermische Produktion zum Einsatz. Zwischen 2035 und 2050 wird in einzelnen Varianten die erzeugte Elektrizität vervierfacht. Dies setzt voraus, dass diese Technologie ab 2020 verfügbar ist. Ohne die mit Geothermie produzierte Elektrizität müsste eine höhere fossil-thermische Produktion angestrebt werden oder mit Importen die notwendigen Strommengen abgedeckt werden.

6.10.1 Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“

In dieser Variante werden die Erneuerbaren ab 2012 verstärkt ausgebaut, um langfristig möglichst viel Energie aus erneuerbaren Quellen bereitstellen zu können. Damit wird bereits zwischen 2012 und 2018 so viel Erzeugungskapazität zugebaut, dass ein nächster Deckungsbedarf erst in 2018 auftritt. Ein erstes GuD (Leistung 550 MW) wird im Jahre 2018 in Betrieb genommen (siehe Grafiken 14 und 15). Bis ins Jahr 2025 werden drei weitere GuD zugebaut. Die Zahl der bis 2025 gebauten 4 GuD trägt der Winterverfügbarkeit der erneuerbaren Energien Rechnung. In den Jahren 2029 und 2034 müssen je zwei GuD zugebaut werden. In den Jahren 2048 und 2049 werden die beiden ältesten GuD durch neue ersetzt. Zudem werden zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage WKK mit einer Erzeu-

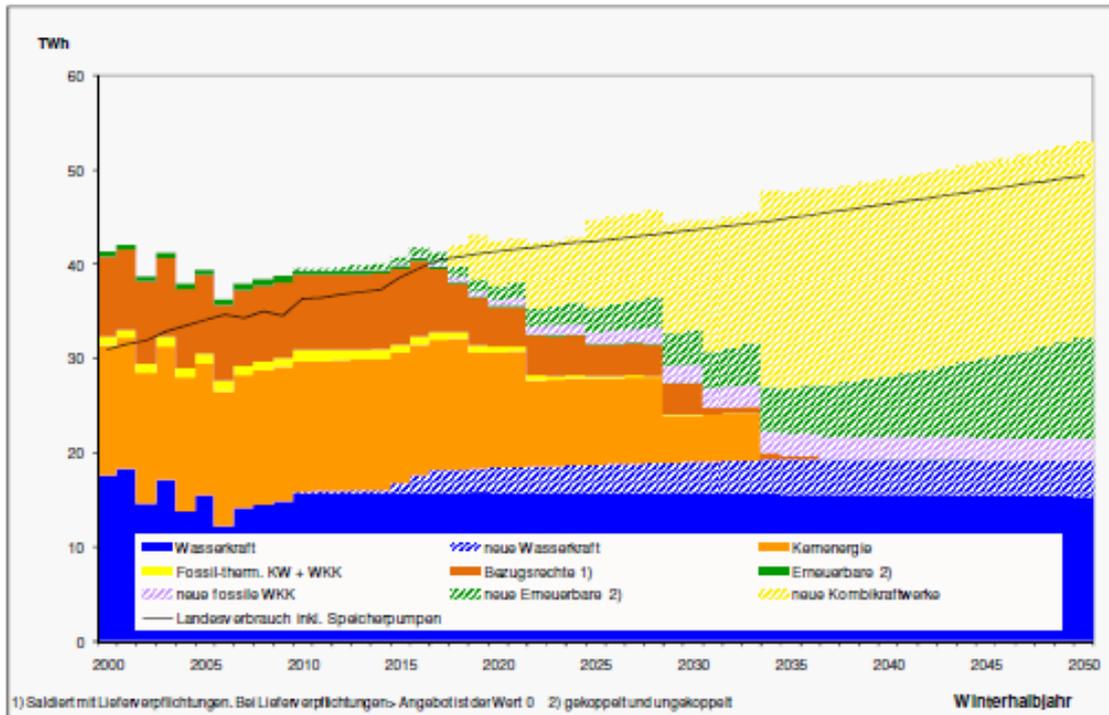
gungskapazität von 3,8 TWh_{el}/a und Erneuerbare verstärkt zugebaut. Letztere erzeugen im Jahre 2050 insgesamt 22,6 TWh_{el}/a. Falls die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energieträgern stochastisch anfällt, muss zusätzlich die notwendige Regelenergie zur Verfügung gestellt werden. In der hier diskutierten Angebotsvariante wird die Regelenergie z.T. über verändertes Speichermanagement, z.T. über die Gaskraftwerke (zentral und dezentrale WKK) zur Verfügung gestellt.

Grafik 14: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, hydrologisches Jahr 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos, 2011

Grafik 15: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos, 2011

In der Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar) sind insgesamt 9 GuD notwendig (siehe Tabelle 33). Daneben müssen gegen das Ende des betrachteten Zeithorizonts (2049 und 2050) 2 GuD ersetzt werden. Um die Elektrizitätsnachfrage mit inländischen Produktionsanlagen zu decken, braucht es zudem einen (moderaten) Zubau von WKK und einen hohen Zubau an EE. Wird von einem moderaten Zubau von EE ausgegangen, wie er mit der KEV von 0,9 Rappen erreicht werden kann, müssten 2 weitere GuD zugebaut werden.

Tabelle 33: Zubau Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“

Angebotsvariante 2 Bundesrat, Variante C & E, Szenario „Weiter wie bisher“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
Ab 2017	EE und fossile WKK	Fossile WKK moderat 3,8 TWh _{el} /a, EE (22,6 TWh _{el} /a Erzeugung in 2050) stärker als mit der im Szenario „Weiter wie bisher“ vorgesehenen Einspeisevergütung (KEV von 0,9 Rp.)
2018	1 GuD	Leistung 550 MW
2019	1 GuD	Leistung 550 MW
2022	1 GuD	Leistung 550 MW
2025	1 GuD	Leistung 550 MW
2029	1 GuD	Leistung 550 MW
2031	1 GuD	Leistung 550 MW
2034	3 GuD	Leistung 550 MW
2048	1 GuD Ersatz	Leistung 550 MW
2049	1 GuD Ersatz	Leistung 550 MW

Quelle: Prognos, 2011

Die Erzeugung nach Kraftwerkstyp der Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr findet sich in der Tabelle 34 zusammengefasst. Die zugebauten GuD und fossilen WKK und der starke Anstieg der Erneuerbaren Energien kompensieren den Wegfall der KKW. Im Jahre 2050 wird die Bruttoerzeugung von 108,64 TWh_{el}/a zu rund 45 % mit Wasserkraft gedeckt – sie hat sich zwischen 2015 und 2020 aufgrund des Ausbaus der Speicherpumpen erhöht. Die fossil-thermische Produktion deckt im Jahre 2050 über 35 % der Produktion ab. Die Erneuerbaren haben einen Anteil von rund 21 %.

Die im Winterhalbjahr im Vergleich zum Sommerhalbjahr tiefere Produktion der Wasserkraft wird gedeckt mit einem Anstieg der fossil-thermischen Produktion im Vergleich zum Sommerhalbjahr. Zudem fällt der Unterschied zwischen Sommer- und Winterproduktion der Erneuerbaren kleiner aus, da die Geothermie das ganze Jahr die gleiche Produktionsmenge liefert und die gekoppelten Erneuerbaren Energieträger im Winterhalbjahr mehr produzieren als im Sommerhalbjahr (siehe Tabelle 34). Die Photovoltaik und die Windenergieanlagen, welche in 2050 die höchste Produktion aufweisen, weisen im Sommer eine wesentlich höhere Produktion auf als im Winter.

Die Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energien im Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“ liegt deutlich über den Varianten A und B (siehe auch Abschnitt zum Zubau, Tabelle 35). Es gilt wiederum zu beachten, dass die verwendete Einheit in der Tabelle GWh_{el}/a und nicht TWh_{el}/a (=1000 GWh_{el}/a) ist. Wie in der Einleitung vermerkt, bedingt der Einsatz der Geothermie, dass die Technologie bis zum notwendigen Zeitpunkt zuverlässig zur Verfügung steht. Als Alternative dazu würde in diesem Szenario die Zahl der GuD entsprechend erhöht.

Tabelle 34: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_{el}/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	45.34	47.99	47.57
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.91	9.89	10.08
Kernkraftwerke	24.73	26.13	21.36	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	9.69	38.46	38.46
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	7.70	34.65	34.65
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.91	3.81	3.81
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	3.04	9.34	22.61
neue Erneuerbare	0.00	0.00	2.63	9.33	22.61
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	79.43	95.79	108.64
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	71.87	88.23	101.08
Importe:	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	78.36	84.44	91.94
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.45	19.36	19.19
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.65	3.69	3.76
Kernkraftwerke	13.72	14.18	12.25	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	5.86	23.23	23.23
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	4.63	20.81	20.81
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.62	2.42	2.42
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	1.69	4.83	10.59
neue Erneuerbare	0.00	0.00	1.46	4.83	10.59
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	38.25	47.42	53.01
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	35.47	44.65	50.24
Importe:	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	41.34	44.91	49.43

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 35: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_{el}/a

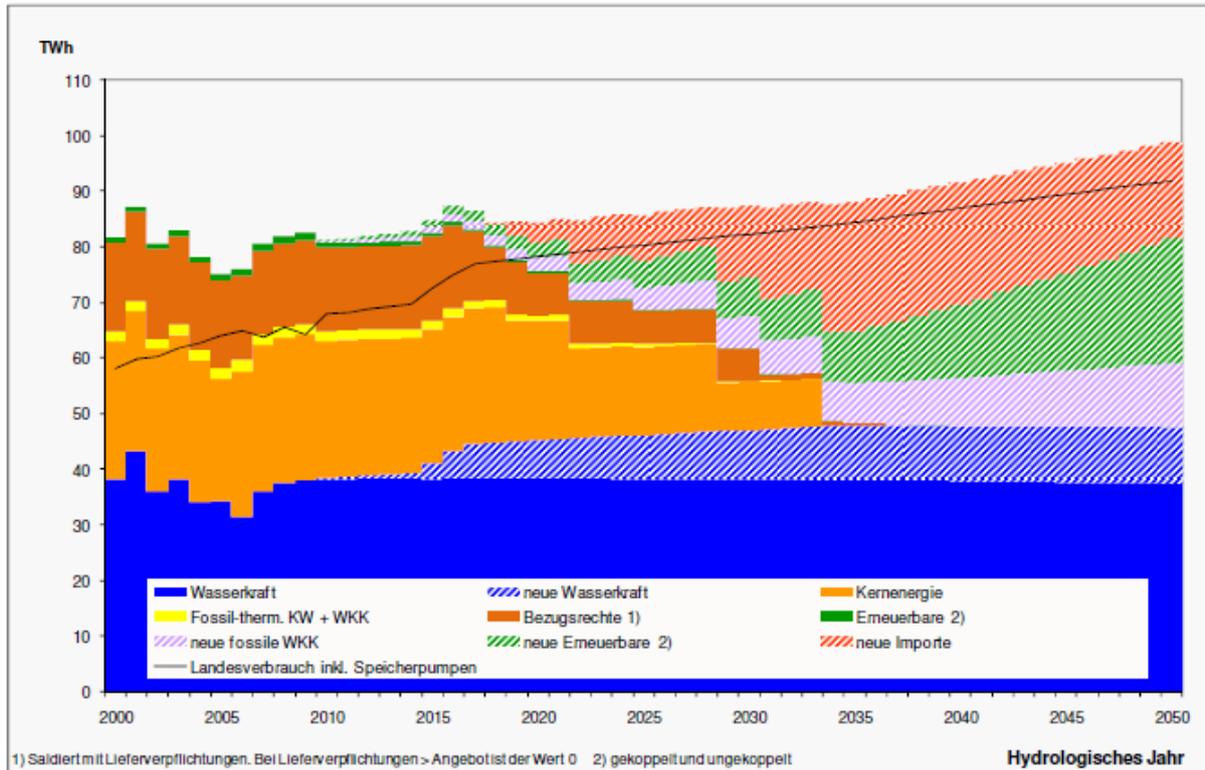
	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	534.78	2929.47	10397.00
Windenergieanlagen	2.98	12.40	583.60	1492.08	4000.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	276.16	1084.27	4378.29
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	470.75	1105.00	1105.00
Biogas	12.02	16.90	605.37	1430.00	1430.00
ARA	93.99	107.20	129.35	300.00	300.00
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	438.44	997.80	997.80
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	187.21	1024.83	3637.21
Windenergieanlagen	1.79	7.42	350.10	895.13	2399.68
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	138.08	542.14	2189.14
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	321.68	755.08	755.08
Biogas	7.15	10.06	373.31	881.83	881.83
ARA	55.78	63.25	77.58	180.00	180.00
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	241.14	548.79	548.79
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

6.10.2 Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“

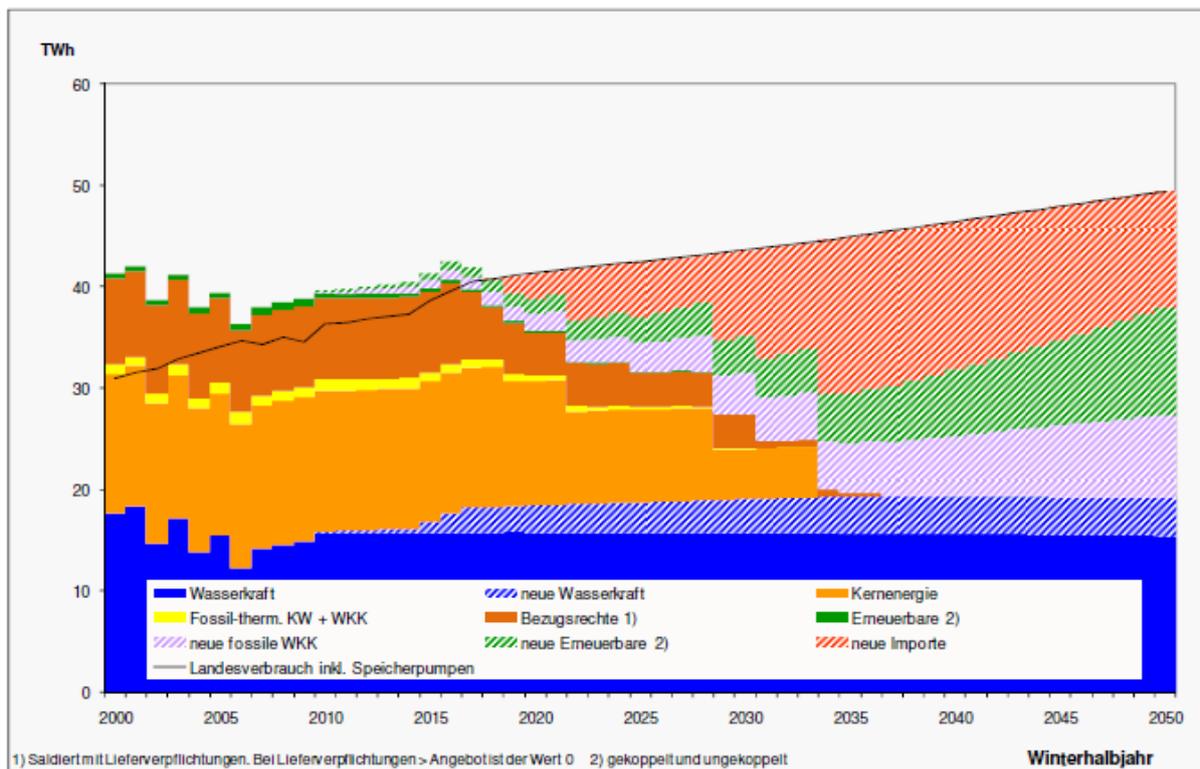
In der Angebotsvariante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) wird ein starker Zubau von WKK-Anlagen (11,5 TWh_{el}/a Produktion in 2050) und wiederum ein höherer Zubau von erneuerbarer Stromproduktion notwendig als es die in der Politikvariante „Weiter wie bisher“ vorgesehene Einspeisevergütung ermöglicht (siehe Grafiken 16 und 17). Trotz dem hohen Zubau ist es in diesem Szenario nicht möglich, ohne Importe auszukommen. Ab 2018 bis 2050 sind Importe notwendig. Diese erreichen im Maximum 23,1 TWh_{el}/a in 2035. Im Jahre 2050 liegen sie bei 17,2 TWh_{el}/a.

Grafik 16: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2011

Grafik 17: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2011

Der Zubau und die notwendigen Importe in der Bundesratsvariante Variante D & E sind in der Tabelle 36 dargestellt. Dieser Zubau schöpft die Potenziale nahezu vollständig aus.

Tabelle 36: Zubau und Importe Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“

Angebotsvariante 2 Bundesrat, Variante D & E, Szenario „Weiter wie bisher“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
Ab 2017	Hoher Zubau EE und fossile WKK	Fossile WKK (11,5 TWh _{el} /a in 2050), EE (22,6 TWh _{el} /a Erzeugung in 2050) deutlich höher als mit der im Szenario „Weiter wie bisher“ vorgesehenen Einspeisevergütung (KEV von 0,9 Rp.) möglich.
Ab 2018	Import	Maximaler Import 23,1 TWh _{el} /a im Jahre 2035, Import in 2050: 17,2 TWh _{el} /a

Quelle: Prognos, 2011

Die Erzeugung nach Kraftwerkstypen der Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr wird in der Tabelle 37 zusammengefasst. Der hohe Zubau fossiler WKK und der starke Anstieg der Erneuerbaren Energien kompensieren den Wegfall der KKW in 2050 nicht. Es müssen zur Deckung des Landesverbrauches im Jahre 2050 17,2 TWh_{el}/a importiert werden. Im Jahre 2050 liegt die Bruttoerzeugung mit 81,71 TWh_{el}/a deutlich unter derjenigen der Variante C & E (108,64 TWh_{el}/a). Die Wasserkraft deckt rund 58 % der mittleren Bruttoerzeugung im gesamten (hydrologischen) Jahr. Die fossil-thermische Produktion deckt im Jahre 2050 über 14 % der Produktion ab. Die Erneuerbaren haben einen Anteil von rund 27 %.

Die im Winterhalbjahr im Vergleich zum Sommerhalbjahr tiefere Produktion der Wasserkraft und der Erneuerbaren, kombiniert mit dem relativ geringen Anteil von WKK am gesamten Produktionsaufkommen, bewirkt, dass im Winter 11,44 TWh_{el}/a Importe bezogen werden müssen (siehe Tabelle 37 und 38). Das Potenzial des Zubaus an fossilen WKK ist in der Variante D & E ausgereizt. Falls die Technologie Elektrizität mit Geothermie zum notwendigen Zeitpunkt (ab 2020 mit einer grossen Zunahme) nicht vorhanden ist, wirkt sich dies direkt auf die Importe aus. Sie würden sich im hydrologischen Jahr 2050 um 4,38 TWh_{el}/a erhöhen, davon müssten 2,19 TWh_{el}/a im Winterhalbjahr zusätzlich importiert werden.

Tabelle 37: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_e/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	45.34	47.99	47.57
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.91	9.89	10.08
Kernkraftwerke	24.73	26.13	21.36	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	3.44	7.24	11.53
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	2.36	7.24	11.53
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	3.04	9.34	22.61
neue Erneuerbare	0.00	0.00	2.63	9.33	22.61
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	73.18	64.56	81.71
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	65.62	57.00	74.15
Importe:	18.78	17.24	13.53	25.74	17.17
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	3.70	23.13	17.17
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	78.36	84.44	91.94
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.45	19.36	19.19
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.65	3.69	3.76
Kernkraftwerke	13.72	14.18	12.25	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	2.32	4.99	8.21
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	1.70	4.99	8.21
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	1.69	4.83	10.59
neue Erneuerbare	0.00	0.00	1.46	4.83	10.59
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	34.71	29.18	37.99
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	31.94	26.40	35.21
Importe:	9.95	9.12	7.75	16.85	11.44
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	2.46	15.42	11.44
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	41.34	44.91	49.43

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 38: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_{el}/a

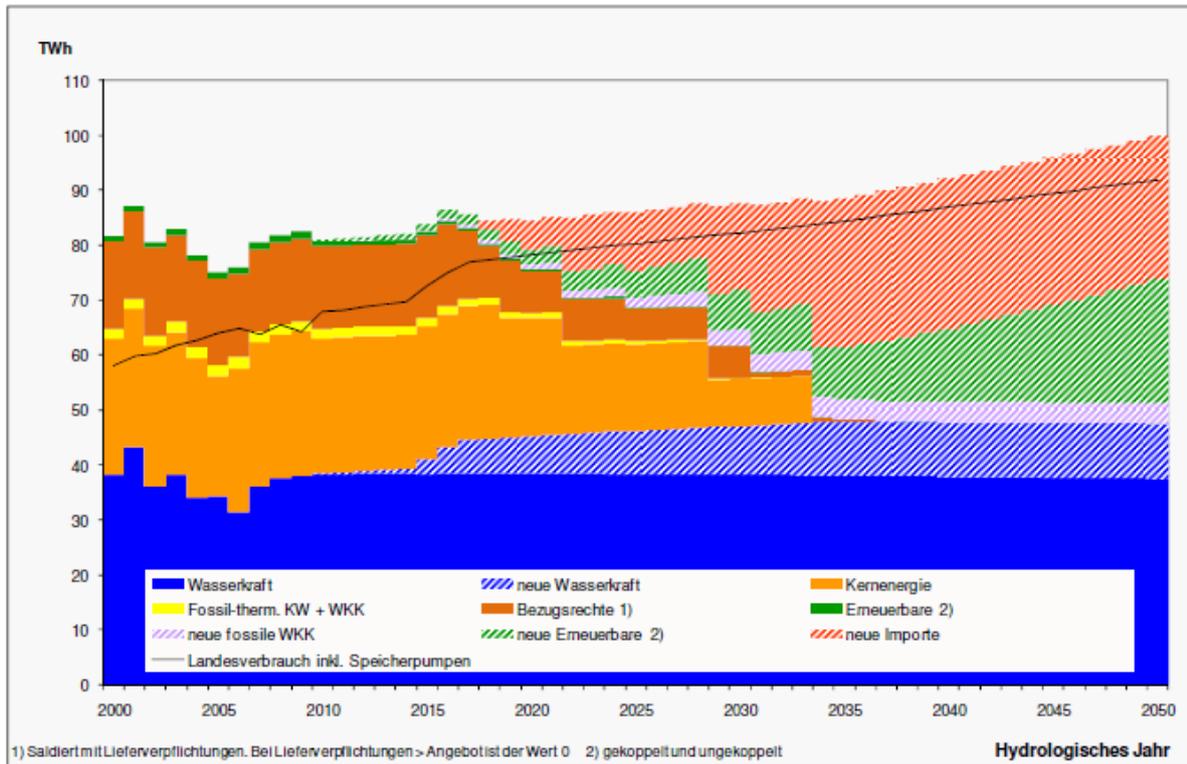
	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	534.78	2929.47	10397.00
Windenergieanlagen	2.98	12.40	583.60	1492.08	4000.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	276.16	1084.27	4378.29
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	470.75	1105.00	1105.00
Biogas	12.02	16.90	605.37	1430.00	1430.00
ARA	93.99	107.20	129.35	300.00	300.00
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	438.44	997.80	997.80
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	187.21	1024.83	3637.21
Windenergieanlagen	1.79	7.42	350.10	895.13	2399.68
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	138.08	542.14	2189.14
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	321.68	755.08	755.08
Biogas	7.15	10.06	373.31	881.83	881.83
ARA	55.78	63.25	77.58	180.00	180.00
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	241.14	548.79	548.79
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

6.10.3 Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante E (Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“

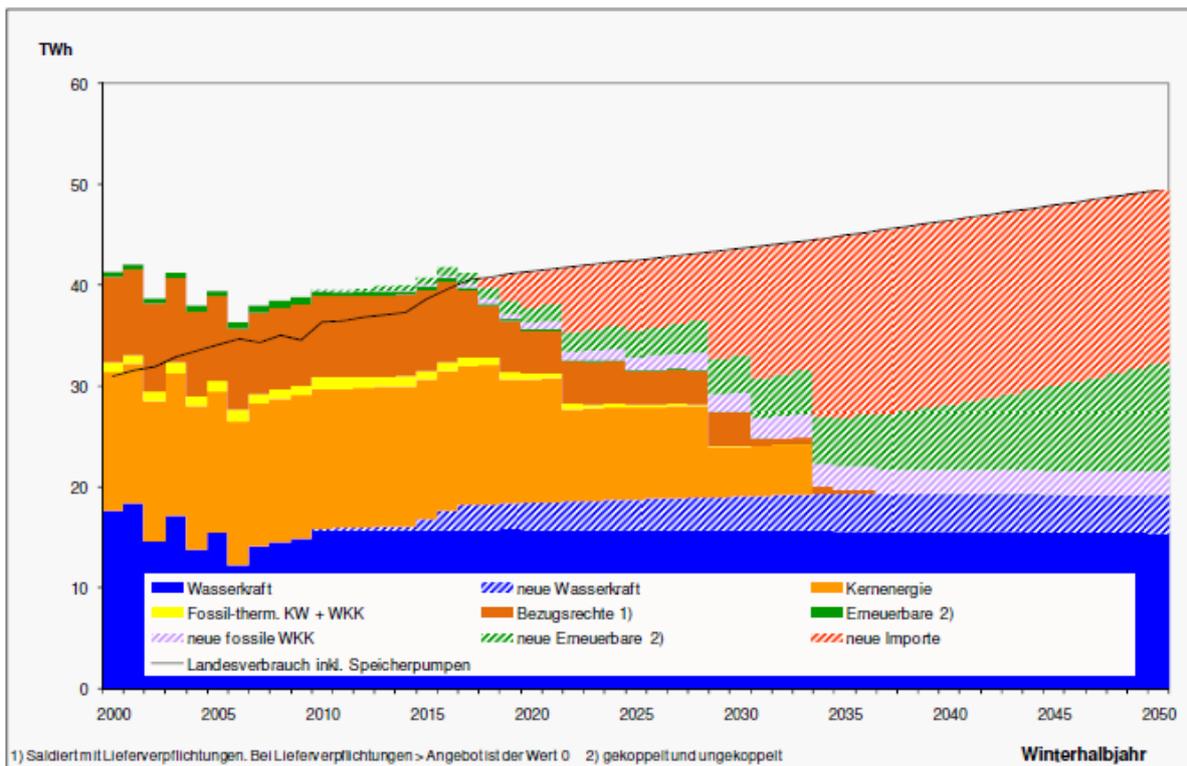
In der Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante E (Erneuerbar) wird ein durchschnittlicher Zubau von WKK-Anlagen (3,8 TWh_{el}/a Produktion in 2050) erwartet (siehe Grafiken 18 und 19). Hingegen wird wiederum ein höherer Zubau von erneuerbarer Stromproduktion angenommen als es die in der Politikvariante „Weiter wie bisher“ vorgesehene Einspeisevergütung ermöglicht (22,6 TWh_{el}/a in 2050). Ab 2018 bis 2050 sind jährliche Importe notwendig. Diese erreichen im Maximum 27,4 TWh_{el}/a in 2037. Im Jahre 2050 liegen sie bei 25,9 TWh_{el}/a.

Grafik 18: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2011

Grafik 19: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2011

Der Zubau und die notwendigen Importe in der Bundesratsvariante Variante E sind in der Tabelle 39 dargestellt.

Tabelle 39: Zubau und Importe Bundesratsvariante 2 „Weiter wie bisher“, Variante E (Erneuerbar)

Angebotsvariante 2 Bundesrat, Variante E, Szenario „Weiter wie bisher“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
Ab 2017	Hoher Zubau EE, durchschnittlicher Zubau fossile WKK	Fossile WKK (3,8 TWh _{el} /a in 2050), EE (22,6 TWh _{el} /a Erzeugung in 2050) höher als mit der im Szenario „Weiter wie bisher“ vorgesehenen Einspeisevergütung (KEV von 0,9 Rp.) möglich.
Ab 2018	Import	Maximaler Import im Jahr 2037: 27,4 TWh _{el} /a, Import in 2050: 25,9 TWh _{el} /a

Quelle: Prognos, 2011

Die Erzeugung nach Kraftwerkstypen der Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr findet sich in der Tabelle 40 zusammengefasst. In dieser Angebotsvariante beschränkt sich der Zubau neuer Produktionsanlagen auf einen hohen Ausbau Erneuerbarer Anlagen. Zudem wird das Wasserkraftpotenzial verstärkt ausgeschöpft und es erfolgt ein höherer Zubau als in den Varianten C & E und D & E der Bundesratsvariante 2, Szenario „Weiter wie bisher“. Der Zubau fossiler WKK ist moderat. Im Jahre 2050 liegt die Bruttoerzeugung mit 73,99 TWh_{el}/a deutlich unter derjenigen der Variante D & E (81,71 TWh_{el}/a). Deshalb müssen zur Deckung des Landesverbrauches im Jahre 2050 die Importe auf 25,85 TWh_{el}/a erhöht werden. Die Wasserkraft deckt rund 64 % der mittleren Bruttoerzeugung im gesamten (hydrologischen) Jahr. Die fossil-thermische Produktion deckt im Jahre 2050 über 5,1 % der Produktion ab. Die Erneuerbaren haben einen Anteil von rund 30,5 %.

Die im Winterhalbjahr im Vergleich zum Sommerhalbjahr tiefere Produktion der Wasserkraft und der Erneuerbaren, kombiniert mit dem relativ geringen Anteil von WKK am gesamten Produktionsaufkommen, bewirkt, dass im Winter 17,23 TWh_{el}/a Importe bezogen werden müssen (siehe Tabelle 40 und 41). Das Potenzial des Zubaus an fossilen WKK ist in der Variante E ausgereizt. Falls die Technologie Elektrizität mit Geothermie zum notwendigen Zeitpunkt (ab 2020 mit einer grossen Zunahme) nicht vorhanden ist, wirkt sich dies direkt auf die Importe aus. Sie würden sich im hydrologischen Jahr 2050 um 4,38 TWh_{el}/a erhöhen, davon müssten 2,19 TWh_{el}/a im Winterhalbjahr zusätzlich importiert werden.

Tabelle 40: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_e/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	45.34	47.99	47.57
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.91	9.89	10.08
Kernkraftwerke	24.73	26.13	21.36	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	1.99	3.81	3.81
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.91	3.81	3.81
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	3.04	9.34	22.61
neue Erneuerbare	0.00	0.00	2.63	9.33	22.61
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	71.73	61.14	73.99
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	64.17	53.58	66.43
Importe:	18.78	17.24	15.16	29.60	25.85
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	5.33	26.99	25.85
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	78.36	84.44	91.94
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.45	19.36	19.19
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.65	3.69	3.76
Kernkraftwerke	13.72	14.18	12.25	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	1.23	2.42	2.42
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.62	2.42	2.42
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	1.69	4.83	10.59
neue Erneuerbare	0.00	0.00	1.46	4.83	10.59
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	33.62	26.61	32.20
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	30.85	23.83	29.42
Importe:	9.95	9.12	8.84	19.42	17.23
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	3.55	17.99	17.23
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	41.34	44.91	49.43

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 41: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_e/a

	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	534.78	2929.47	10397.00
Windenergieanlagen	2.98	12.40	583.60	1492.08	4000.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	276.16	1084.27	4378.29
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	470.75	1105.00	1105.00
Biogas	12.02	16.90	605.37	1430.00	1430.00
ARA	93.99	107.20	129.35	300.00	300.00
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	438.44	997.80	997.80
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	187.21	1024.83	3637.21
Windenergieanlagen	1.79	7.42	350.10	895.13	2399.68
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	138.08	542.14	2189.14
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	321.68	755.08	755.08
Biogas	7.15	10.06	373.31	881.83	881.83
ARA	55.78	63.25	77.58	180.00	180.00
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	241.14	548.79	548.79
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

6.11 CO₂-Emissionen Angebotsvarianten 1 und 2 Bundesrat, Szenario „Weiter wie bisher“

Die Angebotsvarianten 1 und 2 des Bundesrates für das Szenario „Weiter wie bisher“ werden netto ausgewiesen, das heisst, sie sind inklusive Wärmegutschriften berechnet.

Die Angebotsvariante 1 des Bundesrates umfasst die Varianten A (Nuklear) und B (Fossil-zentral und Nuklear). In der Variante A (Nuklear) ergeben sich CO₂-Emissionen aus den bestehenden fossilen Kraftwerken bis an das Ende ihrer Betriebsdauer sowie aus dem Zubau neuer fossiler WKK (siehe Tabelle 42). Die CO₂-Emissionen der Variante A liegen zwischen 0,8 Mio. t und 1,08 Mio t. In der Variante B (Fossil-zentral und Nuklear) bewirkt der Zubau der GuD und der WKK, dass die CO₂-Emissionen im Jahre 2035 auf 7,24 Mio. t steigen. Im Jahre 2050 betragen sie noch 3.48 Mio t, da die bestehenden fossilen WKK nach dem Erreichen der Betriebszeit vom Netz genommen werden.

Tabelle 42: CO₂-Emissionen Angebotsvariante 1 Bundesrat, Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. t

Bundratsvariante		2000	2009	2020	2035	2050
Angebotsvariante 1 Bundesrat Variante A (Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“	neue GUD Erdgas					
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.30	1.08	1.08
	CO ₂ -Emissionen netto	0.82	0.85	0.77	1.08	1.08
Angebotsvariante 1 Bundesrat Variante B (Fossil-zentral und Nuklear), Szenario „Weiter wie bisher“	neue GUD Erdgas			3.79	6.16	2.41
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48	0.00	0.00
	neue Fossile WKK			0.30	1.08	1.08
	CO ₂ -Emissionen netto	0.82	0.85	4.56	7.24	3.48

Quelle: Prognos, 2011

Die Angebotsvariante 2 des Bundesrates für das Szenario „Weiter wie bisher“ wird netto ausgewiesen, das heisst, sie ist inklusive Wärmegutschriften berechnet.

Die Angebotsvariante 2 des Bundesrates umfasst die Varianten C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) und E (Erneuerbar). In der Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar) bewirkt der Ausbau neuer GuD und WKK-Anlagen einen stetigen Anstieg der CO₂-Emissionen von 0,82 Mio. t (aus bestehenden Produktionsanlagen) auf 11,92 Mio. t (siehe Tabelle 43). In der Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) werden WKK-Anlagen zugebaut. Die daraus resultierenden CO₂-Emissionen betragen im Jahre 2050 rund 3,29 Mio. t. In der Variante E (Erneuerbar) ergeben sich von 2000 bis 2020 CO₂-Emissionen aufgrund der bestehenden fossilen Kraftwerke. Zudem werden im Laufe der Zeit WKK-Anlagen zugebaut. Die CO₂-Emissionen der Variante E liegen zwischen 0,78 Mio. t und 1,09 Mio. t. In den Varianten D & E sowie E wird die Nachfrage nicht vollständig inländisch gedeckt. Die benötigten Importe werden nicht mit CO₂-Emissionen bewertet. Dies zum einen, weil im Rahmen dieser Arbeit keine Aussagen über Bezugsquellen oder den europäischen Strommix in 2050 gemacht werden können; zum anderen wird davon ausgegangen, dass europäischer „Graustrom“ aus Anlagen stammt, die am ETS teilnehmen (in den Kosten enthalten). Hingegen wird der im Inland von GuD produzierte Strom gemäss heute gültigen Konventionen mit CO₂-Emissionen bewertet, auch wenn er exportiert wird, was zum Teil in der Variante C & E der Fall ist.

Tabelle 43: CO₂-Emissionen Angebotsvariante 2 Bundesrat, Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. t

Bundratsvariante		2000	2009	2020	2035	2050
Angebotsvariante 2 Bundesrat Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“	neue GuD Erdgas			2.53	11.09	10.83
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.30	1.09	1.09
	CO ₂ -Emissionen netto	0.82	0.85	3.31	12.18	11.92
Angebotsvariante 2 Bundesrat Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“	neue GuD Erdgas					
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.79	2.07	3.29
	CO ₂ -Emissionen netto	0.82	0.85	1.26	2.07	3.29
Angebotsvariante 2 Bundesrat Variante E (Erneuerbar), Szenario „Weiter wie bisher“	neue GuD Erdgas					
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.30	1.09	1.09
	CO ₂ -Emissionen netto	0.82	0.85	0.78	1.09	1.09

Quelle: Prognos, 2011

7 Szenario „Neue Energiepolitik“

7.1 Politikvariante „Neue Energiepolitik“

Die zielgerichtete Politikvariante „Neue Energiepolitik“ basiert auf dem Szenario IV der Energieperspektiven 2035. Dieses beruht auf dem Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft. In seinem Bericht vom März 2002 „Strategie Nachhaltige Entwicklung 2002“ hält der Bundesrat fest, dass die 2000-Watt-Gesellschaft der Energie- und Klimapolitik als Zielvorstellung dient.

Die anzustrebenden 2000 Watt beziehen sich auf die durchschnittliche Dauerleistung (umgerechnet auf alle Energieträger, nicht nur die Elektrizität), welche pro Kopf beansprucht wird (17'520 kWh pro Jahr). Der durchschnittliche Pro-Kopf-Verbrauch der Weltbevölkerung beträgt heute 2'000 Watt, in der Schweiz sind es rund 5'000 Watt, davon gegen 3'000 Watt aus fossilen Energieträgern. Nicht festgelegt wurden bisher der Zeithorizont für die Zielerreichung, die Bewertung des Primärenergieinhaltes der erneuerbaren Energien und die langfristige Rolle der Kernenergie.

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ zeigt, mit welchen Instrumenten und Techniken die Schweiz bis im Jahre 2035 auf den 2000-Watt-Pfad gebracht werden kann. Es wird ein energiepolitischer Paradigmenwechsel erwartet.

Notwendige Voraussetzungen sind:

- Ziele und Instrumente der Energiepolitik werden international harmonisiert, denn die globale Verschiebung von energieintensiven Betrieben und Tanktourismus nützen dem Klima nichts;
- Die Effizienzpotenziale und neue Schlüsseltechnologien sind verfügbar und werden im Markt beschleunigt umgesetzt;
- Die Energieforschung wird im globalen Wettbewerb verstärkt, die Schweiz kann alleine keiner der wichtigen Technologien zum Durchbruch verhelfen.

• Instrumente

- Um die Szenarioziele zu erreichen, sind in der Schweiz Instrumente mit hoher Eingriffstiefe nötig, die insgesamt etwa einer Verdoppelung der Endverbraucherpreise der Energie entsprechen. Zentrales Instrument in den energiewirtschaftlichen Modellen ist eine vollständig an Bevölkerung und Unternehmen rückverteilte Energielenkungsabgabe ab 2011, die, wo sinnvoll, durch Ordnungsrecht und Förderinstrumente flankiert wird.

Tabelle 44: Endverbraucherpreise 2050 und Abgabesätze (2050) Szenario „Neue Energiepolitik“, in Rappen und real zu Preisen 2009.

	Haushalte	
	Endverbraucherpreis (2050)	Davon: Abgabe (2050)
Heizöl (Rp./l)	162.8	72.3
Erdgas (Rp./kWh)	23.8	8.9
Elektrizität (Rp./kWh)	46.7	20.8
Benzin (Rp./l)	400	130

Quelle: Prognos 2011

- Die ordnungsrechtlichen Instrumente werden den veränderten Energiepreisen und dem technischen Fortschritt angepasst.
- Es werden ergänzend Förderinstrumente eingesetzt. Finanzielle Beiträge sind jedoch nur noch selektiv nötig, da sich aufgrund der hohen Energiepreise wettbewerbsfähige Angebote entwickeln, beispielsweise das Energiespar-Contracting für kleine und mittlere Unternehmen sowie Energieberatung für private Haushalte.

Anmerkung: Ein äquivalentes Massnahmenpaket zu einer Energielenkungsabgabe ist im Rahmen der Energieperspektiven 2035 nicht untersucht worden, soll aber in einem nächsten Schritt ausgearbeitet werden.

- **Annahmen über Technologieentwicklungen**

Für das Szenario „Neue Energiepolitik“ werden heute bereits im Grundsatz vorhandene und mit hohen Effizienzpotenzialen versehene, jedoch noch nicht komplett marktreife oder wettbewerbsfähige Techniken unterstellt. Diese beinhalten zum Teil erhebliche Potenziale, um Reduktionen des Energieverbrauchs zu tragbaren Kosten zu erreichen. Sie müssen allerdings zielgerichtet entwickelt und zum Teil durch entsprechende Innovations- sowie Forschungs- und Entwicklungsstrategien gefördert werden.

Beispiele im Bereich Energieeffizienz sind:

- Vakuumwärmedämmungen und steuerbare Fensterbeschichtungen;
- Mess- und Regeleinrichtungen zur Optimierung des Wärme- und Elektrizitätsbedarfs der Gebäude;
- Beleuchtung aufgrund LED-Technik und Lichtlenksystemen;
- Leichtbauweisen für Fahrzeuge durch neue Verbundwerkstoffe;
- Optimierung der Reifen, des Fahrzeugdesigns, der Antriebssysteme und der Motoren;
- strategische Elektrifizierung des individuellen Personenverkehrs in den Wellen Hybridfahrzeuge, range extender und reine Elektrofahrzeuge; ab 2040 werden keine reinen Verbrenner mehr als Neuwagen (PW und kleine Transporter) zugelassen;
- Optimierte Verkehrsflüsse durch vernetzte Informationssysteme und Mobility-Pricing im öffentlichen und im privaten Verkehr;
- Industrie: Steigerung der Energieeffizienz durch Verwendung der Biotechnologie (Biokatalysatoren zur Reduktion von Prozesstemperaturen und -drücken); Nanotechnologie (schmutzabweisende Oberflächen für Wärmetauscher, Reibungsminimierung) und Mikrosysteme;
- Zunehmende Verwendung neuer Produkte, wie zum Beispiel elektronisches Papier.

- **Auch das Angebot der Energieträger wird stark verändert:**

- Erneuerbare Energieträger werden für die Wärmeversorgung zum allgemeinen Standard; ab 2011 werden nur noch Wärmepumpen, Holzheizungen, Solarwärme sowie Fern- und Nahwärmesysteme beim Neubau von Ein- und Zweifamilienhäusern und Wohnsiedlungen eingesetzt;
- Auch beim Ersatz von Heizungssystemen in bestehenden Gebäuden werden Wärmepumpen und erneuerbare Energien sowie auf Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen basierte Nahwärmesysteme stärker eingesetzt;
- Fossile Treibstoffe werden - vor allem im Güterverkehr - zunehmend durch Bio- und Synthesetreibstoffe ersetzt.
- Es muss berücksichtigt werden, dass nachhaltig produzierte Biomasse eine sehr begrenzte, kostbare und flächenabhängige Ressource ist. Dies gilt sowohl für inländische wie auch für importierte Biomassen. Langfristig gesehen müssen diese dort eingesetzt werden, wo sie nicht durch Alternativen ersetzt werden können. Dies ist der verbleibende motorisierte schwere Güterverkehr und langfristig der Flugverkehr. In einer Übergangsphase ist es sinnvoll, diese Potenziale so effizient wie möglich einzusetzen, das heisst in der Stromerzeugung mit Wärmeauskopplung. Aufgrund dieser Bedingungen steht Holz langfristig für die Gebäudeheizung sowie für die Produktion von Fernwärme nicht zur Verfügung.
- Aufgrund der vorstehenden Bedingungen ist es vordringlich, die Raumwärmenachfrage durch Effizienzmassnahmen signifikant abzusenken. Das heisst, dass Effizienz vor dem Einsatz der Erneuerbaren bei der Raumwärme kommen muss, da die Potenziale entsprechend begrenzt sind (auch bei Solarthermie und Wärmepumpen ist die Energiedichte je Fläche der begrenzende Faktor).
- Langfristig kann der Einsatz von regenerativ produziertem Wasserstoff im Personenverkehrsreich denkbar werden.

Es werden keine spekulativen Techniken unterstellt, wie die breite Anwendung der Supraleitung beim Stromtransport (welche Stromverteilungsverluste nahezu vollständig beseitigt), funktionelle Textilien (welche die Raumklimatisierung hinfällig machen) oder futuristische Fahrzeuge (zum Beispiel mit Brennstoffzellen, die im stationären Zustand des Autos auch für die Gebäudeheizung sorgen). Solche Entwicklungen sehen Experten durchaus im Bereich des Möglichen – das Szenario „Neue Energiepolitik“

beschränkt sich jedoch auf das aus heutiger Sicht „Wahrscheinliche“ und bezüglich Energieeffizienz „Zielführende“.

- **Annahmen über Strukturveränderungen**

Entwicklungen, die nicht direkt durch die Energiepolitik beeinflussbar sind, fördern den schonenden Ressourceneinsatz:

- Die Zahl der „Heimbüros“ nimmt zu, die Büroflächen im Dienstleistungsbereich nehmen ab;
- Es wird davon ausgegangen, dass bis 2050 der Fahrleistungsanteil mit Elektro-Pkw auf 50% anwächst. Um dies zu erreichen müssen viel früher als im Szenario „Weiter wie bisher“ mehr Elektrofahrzeuge in den Verkehr gebracht werden. Bis 2020 steigen die Zulassungen auf ca. 50'000 Fahrzeuge, bis 2030 wird die Hälfte der Neuzulassungen elektrisch angetrieben (ca. 150'000). Nach 2030 steigt der Anteil der elektrisch betriebenen Neufahrzeuge nur noch geringfügig auf 160'000 in 2050. Ab 2040 sind unter den Neuzulassungen keine reinen Verbrennungsmotoren mehr enthalten;
- Im Szenario „Weiter wie bisher“ erhöht sich (entsprechend der derzeitigen Planung) der Schienenverkehr um einen Drittel, im Szenario „Neue Energiepolitik“ verdoppelt er sich annähernd;
- Die Personen- und Tonnenkilometer wachsen weniger stark als im Szenario „Weiter wie bisher“; liegen aber im Jahre 2050 um rund 50 % über dem Niveau 2000;
- Die Raumplanung richtet sich nach Klima- und Umweltschutzprioritäten, u.a. mit verdichtetem Bauen, Mobilitätsplattformen;
- Die Wirtschaftszweige und Arbeitsplätze werden neuen Technologien angepasst, was zu hoch automatisierten und wissensintensiven Arbeitsplätzen führt. Grundsätzlich ist die Schweiz mit ihrer bereits jetzt im internationalen Vergleich wenig energieintensiven Wirtschaft einer der „Gewinner“ (und Produzent) des technologischen Strukturwandels, der weltweit erfolgt. Bezüglich der erreichbaren Energieeffizienzsteigerungen in der Wirtschaft müssen daher physikalische Grenzen mitberücksichtigt werden, da hier der Strukturwandel durch Material-, Prozess- und Branchenverschiebungen weniger zur Energieeffizienz beiträgt als beispielsweise in Deutschland (mit Grundstoffchemie, Metallverarbeitung und Fahrzeugindustrie). Hingegen wird die Produktion der hochwertigen Güter weiter und stärker steigen.

7.2 Gesamte Endenergienachfrage Szenario „Neue Energiepolitik“

Die gesamte Endenergienachfrage im Szenario „Neue Energiepolitik“ liegt 2050 um -37,0 % unter derjenigen im Jahr 2000 (siehe Tabelle 45). Der Anstieg der Nachfrage erfolgt bis 2014. Im Vergleich zum Jahr 2009 liegt der Endenergieverbrauch im Jahre 2050 um -39,4 % tiefer. Bereits im Jahre 2020 liegt die gesamte Endenergienachfrage unter dem Niveau der Jahre 2000 und 2009 und sinkt bis 2050 weiter ab.

Sehr unterschiedlich verlaufen die durchschnittlichen Wachstumsraten der gesamten Endenergienachfrage in den unterschiedenen Zeitintervallen. Während der Endenergieverbrauch von 2000 bis 2009 um jährlich durchschnittlich 0,4 % angestiegen ist, sinkt er von 2009 bis 2020 jährlich im Durchschnitt um -0,6 %. Von 2020 bis 2035 geht die gesamte Endenergienachfrage im Durchschnitt um -1,8 % zurück. Von 2035 bis 2050 verzeichnet sie einen durchschnittlichen Rückgang von -1,0 %.

Im Vergleich zum Jahr 2000 steigt die Elektrizitätsnachfrage bis 2050 um 7,5 % an. Verglichen mit dem Jahr 2009 sinkt sie um -2,1 % (siehe Tabelle 45, bzw. Grafik 20). Die Elektrizitätsnachfrage nimmt bis 2020 zu und sinkt dann bis 2050 auf ein Niveau, welches zwischen den Verbrauchszahlen von 2000 und 2009 liegt. Der Verbrauch von Heizöl geht um 79,5 % zurück. Da der Heizölverbrauch bereits von 2000 bis 2009 zurückgegangen ist, liegt die Abnahme von 2009 bis 2050 mit -76,7 % unter derjenigen des Intervalls 2000 bis 2050.

Die Nachfrage nach Erdgas nimmt um -33,3 % ab (2000 bis 2050). Da die Nachfrage nach Erdgas von 2000 bis 2009 zunimmt, ist der Verbrauchsrückgang, gemessen von 2009 bis 2050, mit -39,8 % deutlicher als für das Intervall 2000 bis 2050. Der Endverbrauch von Erdgas nimmt ab 2009 stetig ab. Die unter dem Energieträger sonstige Gase zusammengefassten Gase weisen einen deutlicheren Rückgang der Nachfrage auf (-64,0 % von 2000 bis 2050), sind aber vom absoluten Verbrauchsniveau her nicht sehr bedeutend.

Die Nachfrage nach Kohle, Fernwärme, Holz und Industrieabfällen weist ein ähnliches Nachfrageprofil auf. Die Nachfrage nach diesen Energieträgern steigt bis 2020 an und sinkt ab diesem Zeitpunkt bis

2050 unter das Verbrauchsniveau des Jahres 2000. Der Verbrauchsrückgang liegt zwischen -16,6 % und -41,3 % (Intervall 2000 bis 2050). Da die Nachfrage nach diesen Energieträgern von 2000 bis 2009 (mit Ausnahme der Industrieabfälle) angestiegen ist, liegen die Rückgänge des Verbrauches für das Intervall 2009 bis 2050 über denjenigen, die sich auf das Jahr 2000 beziehen.

Tabelle 45: Endenergienachfrage nach Energieträgern Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

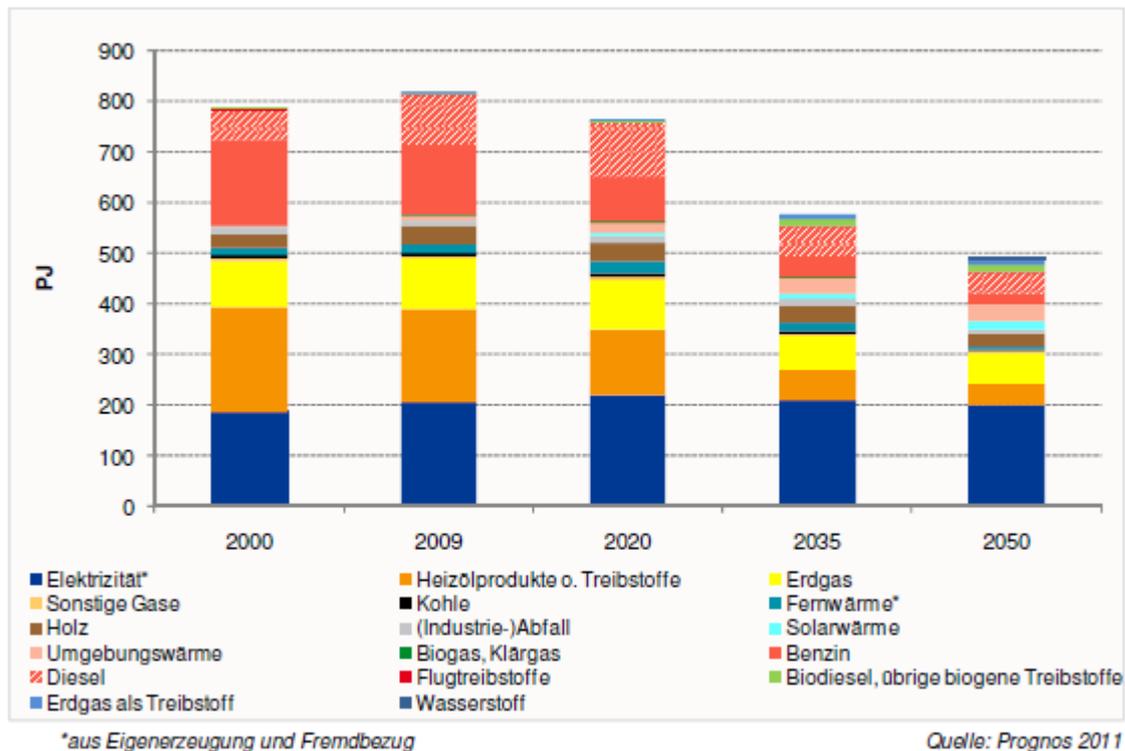
Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Elektrizität	189	207	222	211	203	11.7	7.5	-2.1
Heizölprodukte	207	183	129	61	43	-70.8	-79.5	-76.7
Erdgas	89	99	97	67	60	-24.7	-33.3	-39.8
Sonstige Gase	6	6	6	4	2	-34.2	-64.0	-63.6
Kohle	6	7	7	5	3	-15.5	-41.3	-49.0
Fernwärme	14	16	22	16	9	15.9	-36.3	-45.9
Holz	27	35	37	33	23	21.4	-16.6	-34.9
übrige feste Biomasse	0	0	0	1	3			
(Industrie-)Abfälle	11	11	15	14	9	22.9	-18.1	-12.6
Solarwärme	0	1	4	10	18	2755.6	4952.8	2065.5
Umgebungswärme	5	9	22	30	30	548.1	547.4	220.6
Biogas, Klärgas	0	2	2	2	2			1.0
Benzin	169	140	87	41	20	-75.8	-88.0	-85.4
Diesel	56	95	106	58	38	4.4	-31.7	-59.8
Flugtreibstoffe	3	2	3	3	3	-10.1	-10.1	39.7
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0	0	3	13	13			
Erdgas als Treibstoff	0	1	2	8	10			1687.0
Wasserstoff	0	0	0	0	5			
Insgesamt	783	813	763	577	493	-26.4	-37.0	-39.4

Quelle: Prognos, 2011

Die grössten Zuwachsraten weisen die Solarwärme und die Umgebungswärme sowie Biotreibstoffe und Erdgas als Treibstoff aus. Diese Energieträger gehen aber im Jahre 2000 von einem tiefen absoluten Verbrauchsniveau aus. Im Jahre 2050 liegt das absolute Verbrauchsniveau der Umgebungswärme über demjenigen von Holz und von Benzin.

Der Verbrauch von Treibstoffen geht bis 2050 sehr stark zurück. Der Benzinverbrauch liegt um 88,0 % unter dem Niveau von 2000. Der Benzinverbrauch ist kontinuierlich rückläufig. Der Rückgang von Diesel beträgt 31,7 % Bis ins Jahr 2018 nimmt der Dieserverbrauch (bis auf 97.22 PJ) auf Kosten des Benzins zu (Substitutionseffekt). Ab 2018 weist auch Diesel einen Rückgang auf.

Grafik 20: Endenergienachfrage nach Energieträgern Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ



Im Vergleich des Anteils der einzelnen Energieträger an der gesamten Endenergienachfrage ist einerseits ein sehr deutlicher Anstieg des Anteils der Elektrizitätsnachfrage und ein Trend weg vom Heizöl und vom Benzin festzustellen (siehe Tabelle 46).

Tabelle 46: Endenergienachfrage einzelner Energieträger, Szenario „Neue Energiepolitik“, Anteile an der gesamten Nachfrage, in %

Energieträger	2000 Endenergie nachfrage, Anteil in %	2050 Endenergie nachfrage, Anteil in %
Elektrizität	24	41
Heizölprodukte	26	9
Erdgas	11	12
Sonstige Gase	1	0
Kohle	1	1
Fernwärme	2	2
Holz	3	5
übrige feste Biomasse	0	1
(Industrie-)Abfälle	1	2
Solarwärme	0	4
Umgebungswärme	1	6
Biogas, Klärgas	0	0
Benzin	22	4
Diesel	7	8
Flugtreibstoffe	0.4	0.6
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0	3
Erdgas als Treibstoff	0	2
Wasserstoff	0	1
Insgesamt	100	100

Quelle: Prognos, 2011

Unverändert geblieben sind die Anteile von Gas und Diesel, allerdings bei insgesamt stark verringerter Nachfrage. Damit wird der bereits in den letzten Jahren festgestellte Trend vom Heizöl zu Erdgas und von Benzin zu Diesel weiter geführt. Neben der Elektrizität weisen die Umgebungswärme und die Solarwärme die grössten Anteilszuwächse auf.

7.3 Endenergienachfrage nach Sektoren Szenario „Neue Energiepolitik“

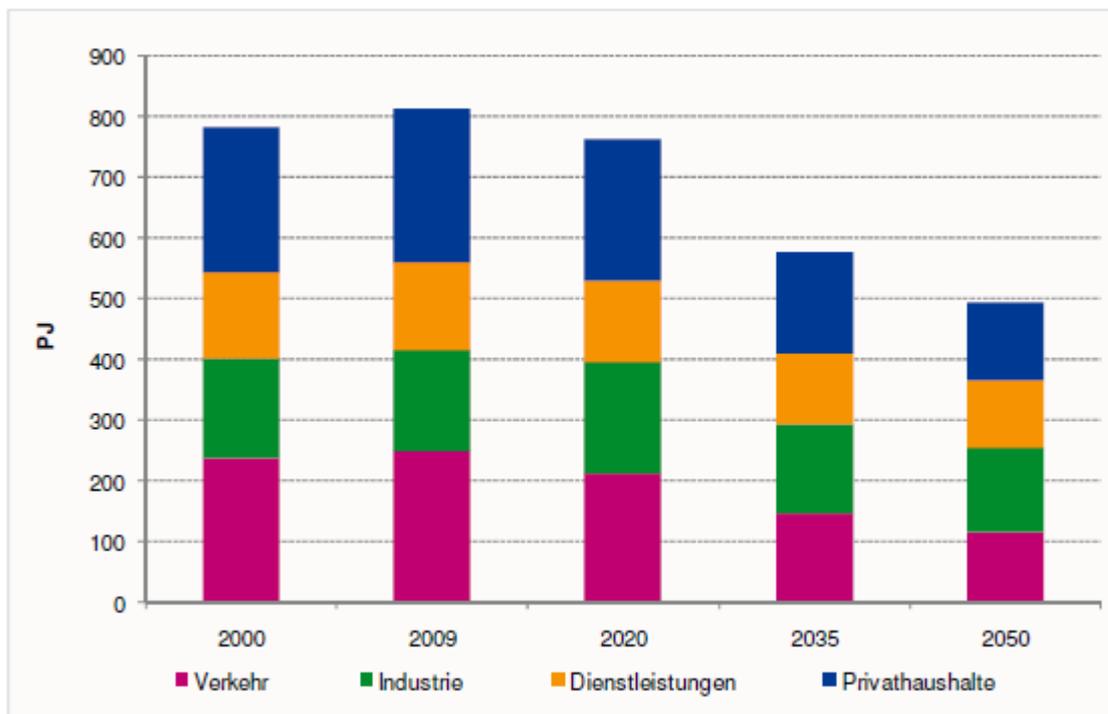
Die Energienachfrage der Sektoren weist zwei unterschiedliche Trends auf. Während der Haushaltssektor und der Verkehr von 2000 bis 2050 ihre Nachfragen um knapp -50 % (-46,9 % und -50,8 %) reduzieren, weisen die Wirtschaftssektoren Industrie und Dienstleistungen Rückgänge in der Nachfrage von rund -20 % auf (siehe Tabelle 47 und Grafik 21). Alle Sektoren weisen in unterschiedlichen Jahren die höchste Endenergienachfrage auf. Die Haushalte in 2010 (275 PJ), die Dienstleistungen in 2011 (155 PJ) und die Industrie in 2012 (195 PJ). Ab den jeweiligen Höchstwerten ist ein Rückgang der Nachfrage in unterschiedlicher Geschwindigkeit zu vermerken.

Tabelle 47: Endenergienachfrage nach Sektoren Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Endenergienachfrage nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Privathaushalte	240	252	233	167	128	-30.6	-46.9	-49.4
Dienstleistungen	139	145	133	115	112	-17.7	-19.9	-22.9
Industrie	165	168	183	147	137	-10.8	-17.3	-18.4
Verkehr	238	249	214	148	117	-38.1	-50.8	-52.9
Summe	783	813	763	577	493	-26.4	-37.0	-39.4

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 21: Endenergienachfrage nach Wirtschaftssektoren Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Die unterschiedliche Nachfrageentwicklung der Sektoren bewirkt eine Verschiebung der Verbrauchsanteile (siehe Tabelle 48). Während der Verkehr und die Haushalte im Jahre 2000 rund 60 % der Endenergienachfrage beanspruchten, sinkt ihr Anteil im Jahre 2050 auf 50 %. Im Jahre 2050 weist der Dienstleistungssektor mit 23 % den kleinsten Anteil auf, die Industrie mit 28% den grössten.

Tabelle 48: Endenergienachfrage nach Sektoren Szenario „Neue Energiepolitik“, Anteile an der gesamten Nachfrage, in %

Endenergienachfrage nach Sektoren	2000	2050
	Endenergienachfrage, Anteil in %	Endenergienachfrage, Anteil in %
Privathaushalte	31	26
Dienstleistungen	18	23
Industrie	21	28
Verkehr	30	24
Summe	100	100

Quelle: Prognos, 2011

7.4 Endenergienachfrage nach Sektoren und Verwendungszweck, Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Energienachfrage der Wirtschaftssektoren nach Verwendungszweck gliedert die Endenergienachfrage der Sektoren nach den hauptsächlichsten Energieverwendungen. Einzelne Verwendungen sind sektorenspezifisch, andere werden - allerdings in unterschiedlichem Ausmass - in allen Sektoren eingesetzt. Die beiden Verwendungszwecke mit der grössten Nachfrage nach Energie - die Raumwärme und die Mobilität im Inland - weisen bis 2050 einen Rückgang auf (siehe Tabelle 49). Die Massnahmen im Gebäudebereich sowie die Fahrzeugstandards und die Substitution zu Diesel und zu Elektroantrieb sind wichtige Treiber dieser Entwicklung. Die Nachfrage nach Energie für Prozesswärme und für Antriebe und Prozesse sinkt, trotz Produktionserhöhung in der Industrie und im Dienstleistungssektor. Die im Szenario „Neue Energiepolitik“ eingeführte Lenkungsabgabe, aber auch die sonstigen Massnahmen bewirken die Verwendung sehr energieeffizienter Technologien. Das wärmere Klima und der Bevölkerungszuwachs bewirken trotz der Lenkungsabgabe eine Zunahme der Energienachfrage für die Verwendung von Klima- und Lüftungsanlagen und für die Unterhaltung.

Tabelle 49: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
	Raumwärme	269	272	235	148	101	-44.9	-62.5
Warmwasser	44	45	47	46	46	4.8	3.9	1.7
Prozesswärme	98	100	115	93	90	-4.6	-8.0	-10.5
Beleuchtung	24	26	22	17	14	-30.2	-42.9	-47.3
Klima, Lüftung & Haustechnik	20	24	28	29	26	43.2	29.3	12.2
I&K, Unterhaltungsmedien	9	10	11	11	14	18.7	42.4	30.8
Antriebe, Prozesse	68	72	77	70	69	1.9	1.4	-3.2
Mobilität Inland	238	249	214	148	117	-38.1	-50.8	-52.9
sonstige	12	16	14	14	16	21.4	38.1	2.6
Endenergieverbrauch	783	813	763	577	493	-26.4	-37.0	-39.4

Quelle: Prognos, 2011

7.4.1 Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Haushalte, Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Endenergienachfrage des Sektors Haushalte nach Verwendungszweck im Szenario „Neue Energiepolitik“ geht für die Raumwärme bis 2035 deutlich zurück (siehe Tabelle 50). Die im Szenario „Neue Energiepolitik“ eingeführte Lenkungsabgabe bewirkt eine Abnahme der Nachfrage nach Energie zu Raumwärmezwecken (durch verbesserte Standards der Gebäudehülle und konsequente energetische Sanierung) von -65,6 %. Ein weitaus kleinerer Rückgang wird für die Verwendungszwecke Warmwasser und Kochen erreicht. Der Einfluss des Bevölkerungswachstums und der damit verbundenen Mengenausweitung sowie der weiteren „Elektrifizierung“ des Haushaltsbetriebs und des individuellen Konsums wird mit Ausnahme der Nachfrage nach Endenergie für Klima, Lüftung und Haustechnik - im Wesentlichen kompensiert. Die Lenkungsabgabe erhöht die Nachfrage nach energieeffizienten Geräten

Tabelle 50: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck Sektor Haushalte Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Raumwärme	171	177	160	97	59	-43.3	-65.6	-66.8
Warmwasser	32	32	31	28	26	-12.3	-20.5	-19.9
Prozesswärme	6	6	6	5	5	-5.4	-17.9	-17.2
Beleuchtung	6	6	3	2	1	-70.1	-80.9	-81.9
Klima, Lüftung & Haustechnik	3	3	3	4	7	62.0	171.1	161.2
I&K, Unterhaltungsmedien	6	6	5	5	5	-7.9	-15.7	-20.3
Antriebe, Prozesse	13	15	15	13	12	-1.1	-7.3	-18.2
Mobilität Inland	0	0	0	0	0			
sonstige	4	8	10	12	13	183.6	212.2	71.4
Endenergieverbrauch	240	252	233	167	128	-30.6	-46.9	-49.4

Quelle: Prognos, 2011

7.4.2 Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Industrie, Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Endenergienachfrage des Sektors Industrie nach Verwendungszweck im Szenario „Neue Energiepolitik“ geht für die Raumwärme bis 2050 deutlich zurück (siehe Tabelle 51). Die Lenkungsabgabe bewirkt, dass die Nachfrage nach Prozesswärme und Energie für Antriebe und Prozesse sinkt, ob- schon die aktualisierte Bevölkerungsentwicklung einen Anstieg der Beschäftigten und damit auch der Zahl der Arbeitsplätze in der Industrie sowie einen weiteren Anstieg der physikalischen und monetären Produktion bewirkt. Hier wirken sich vor allem die benötigten Innovationen bei den Werkstoffen und Produktionsprozessen aus.

Tabelle 51: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck Sektor Industrie, Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Raumwärme	23	22	22	14	11	-38.7	-50.6	-49.2
Warmwasser	3	4	6	6	6	96.2	103.8	52.2
Prozesswärme	89	92	106	83	77	-7.2	-13.9	-16.6
Beleuchtung	6	6	7	6	5	4.8	-5.8	-9.6
Klima, Lüftung & Haustechnik	1	1	1	2	2	33.1	26.6	60.2
I&K, Unterhaltungsmedien	1	1	1	1	1	114.0	159.6	114.5
Antriebe, Prozesse	38	38	41	36	34	-6.4	-11.0	-9.7
Mobilität Inland	0	0	0	0	0	-12.5	-25.0	-25.0
sonstige	4	4	0	0	0	-	-	-
Endenergieverbrauch	165	168	183	147	137	-10.8	-17.3	-18.4

Quelle: Prognos, 2011

7.4.3 Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Dienstleistungen, Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Endenergienachfrage des Sektors Dienstleistungen nach Verwendungszweck im Szenario „Neue Energiepolitik“ geht für die Raumwärme bis 2050 deutlich zurück (siehe Tabelle 52). Hingegen steigt die Nachfrage nach Verwendungszwecken, welche Beschäftigten-abhängig sind, noch stärker an als in der Industrie. Viele der Arbeitsplätze im Dienstleistungssektor bedingen Ausrüstungen, welche Energie verwenden. Im Sektor Dienstleistungen wirkt sich auch das „Klima wärmer“ aus. Die Nachfrage nach Kühlung und Lüftung nimmt zu. Hierbei wird der zunehmende Bedarf konsequent ab etwa

2020 durch höchsteffiziente Technologien (wie z.B. bivalente Wärmepumpen, Absorptions-/Absorptionsprozesse mit Nutzung thermischer Solarenergie o.ä.) gedeckt, so dass die insgesamt für diesen Zweck eingesetzte Energie ab 2020 bei gleichem Komfort wieder zurückgeht.

Tabelle 52: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck Sektor Dienstleistungen, Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Raumwärme	75	72	53	37	31	-50.4	-59.0	-57.3
Warmwasser	9	9	11	12	14	37.0	59.9	56.4
Prozesswärme	2	2	4	5	8	93.1	228.5	242.4
Beleuchtung	13	14	13	9	7	-28.1	-42.5	-48.3
Klima, Lüftung & Haustechnik	17	20	23	23	18	40.9	6.9	-10.8
I&K, Unterhaltungsmedien	3	4	5	5	7	46.3	118.1	95.5
Antriebe, Prozesse	17	19	21	21	23	22.6	35.7	21.3
Mobilität Inland	0	0	0	0	0			
sonstige	3	4	4	2	3	-31.5	-8.9	-31.4
Endenergieverbrauch	139	145	133	115	112	-17.7	-19.9	-22.9

Quelle: Prognos, 2011

7.4.4 Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Verkehr, Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Endenergienachfrage des Sektors Verkehr nach Verwendungszweck im Szenario „Neue Energiepolitik“ weist einen deutlichen Rückgang des Energieverbrauches auf der Strasse auf (siehe Tabelle 53). Dies gilt sowohl für den Personen- als auch für den Güterverkehr. Die im Szenario „Neue Energiepolitik“ zur Anwendung kommende Lenkungsabgabe auf Treibstoffe, aber auch die Verlagerung von der Strasse auf die Schiene senken die Energienachfrage nach fossilen Treibstoffen des Privatverkehrs und des Güterverkehrs auf der Strasse. Die konsequente Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs verstärkt diesen Trend aufgrund des Wirkungsgradvorteils. Bis im Jahr 2050 wird die Hälfte der Fahrleistungen (teil-)elektrifiziert zurückgelegt; ab dem Jahr 2040 werden keine Fahrzeuge mit reinen Verbrennungsmotoren mehr zugelassen. Dies führt bis 2050 zu einem Elektrizitätsverbrauch von 15.5 PJ im Strassenpersonenverkehr. Die Nachfrage des Schienenverkehrs (Personen und Güterverkehr) nach Energie (Elektrizität) steigt ebenfalls an. In absoluten Grössen liegt der Rückgang der Nachfrage nach Energie (vor allem fossilen, aber auch biogenen Treibstoffen) des Strassenverkehrs (ca. 125 PJ von 2000 bis 2050) weit über dem Anstieg der Nachfrage des Schienenverkehrs vor allem nach Elektrizität (ca. 4 PJ).

Tabelle 53: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck Sektor Verkehr, Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ bzw. Zuwachs in %

Verwendungszweck	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
PV Schiene	7	9	10	10	10	42.4	30.8	8.6
PV Strasse	172	165	133	87	62	-49.7	-63.9	-62.3
GV Schiene	2	2	3	3	3	37.3	40.1	38.2
GV Strasse	32	49	44	22	17	-30.3	-46.3	-64.9
Offroad	25	24	25	25	25	2.6	2.6	5.6
Total	238	249	214	148	117	-38.1	-50.8	-52.9

Quelle: Prognos, 2011

7.5 Endenergienachfrage Erneuerbare insgesamt und nach Sektoren Szenario „Neue Energiepolitik“

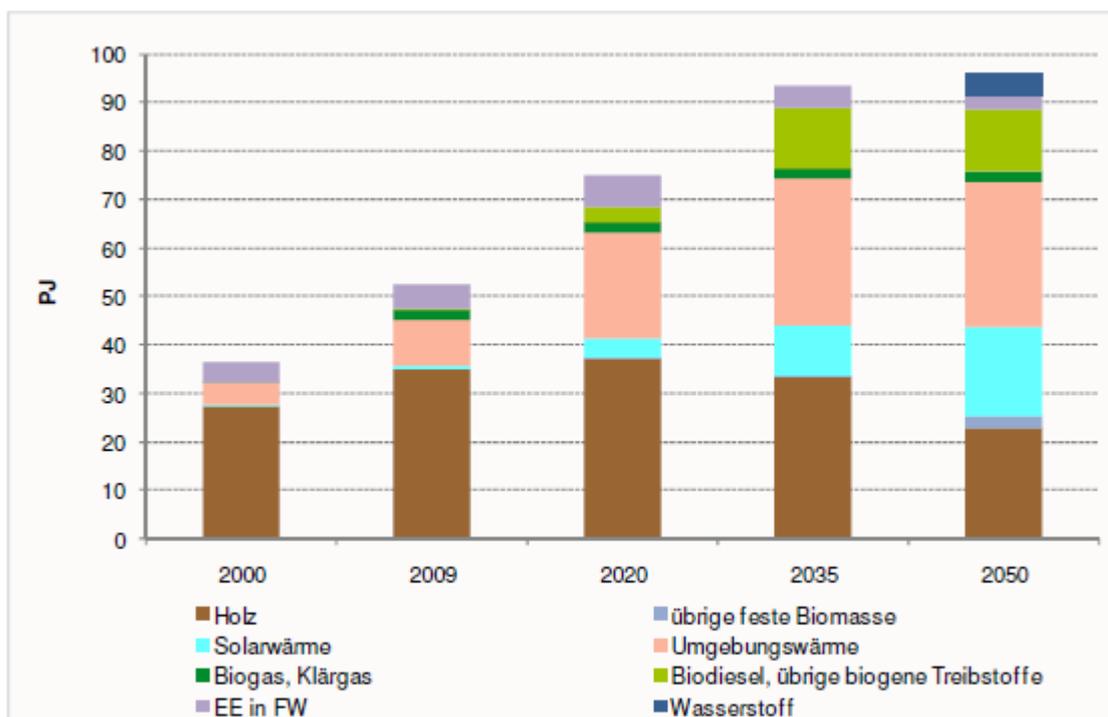
Die Nachfrage nach erneuerbaren Endenergieträgern (ohne Strom) liegt 2050 um 163,1 % über dem Niveau des Jahres 2000 (siehe Tabelle 54 und Grafik 22). Im Vergleich zum Jahr 2009 liegt die Nachfrage nach erneuerbaren Endenergieträgern im Jahre 2050 um 83,3 % höher. Der Holzverbrauch nimmt bis 2020 zu und sinkt bis 2050 unter die Nachfrage des Jahres 2000. Dies liegt vor allem an der Reduzierung des Raumwärmebedarfs, aber auch an der strategischen Umlenkung der Biomasseströme in die benötigte Produktion von Synthesetreibstoffen der 2. Generation für den Güterverkehr.

Tabelle 54: Endenergienachfrage erneuerbar nach Energieträgern Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Fernwärme	4.1	4.8	6.6	4.7	2.6	15.8	-36.3	-45.9
Holz	27.3	35.0	37.2	33.2	22.8	21.4	-16.6	-34.9
übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.2	0.6	2.6			
Solarwärme	0.4	0.8	4.0	10.3	18.2	2755.6	4952.8	2065.5
Umgebungswärme	4.7	9.4	22.0	30.2	30.2	548.1	547.4	220.6
Biogas, Klärgas	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0			1.0
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.1	0.4	3.1	12.6	13.0	20933.3	21516.7	3605.7
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	4.7			
Insgesamt	36.4	52.3	75.0	93.5	95.9	156.6	163.1	83.3

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 22: Endenergienachfrage erneuerbar nach Energieträgern Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Die Nachfrage nach Fernwärme weist ein ähnliches Muster wie diejenige nach Holz auf, allerdings auf einem viel tieferen absoluten Niveau. Die höchsten Zuwachsraten weisen die Solarwärme und die Umgebungswärme auf. Letztere ist im Jahre 2050 der erneuerbare Endenergieträger mit dem höch-

ten Verbrauchsniveau. Die biogenen Treibstoffe weisen zwischen 2020 und 2035 eine Verfünffachung der Nachfrage auf. Diese werden strategisch vor allem im Güterverkehr eingesetzt, da im Personenverkehr die Elektrifizierung als Strategie verfolgt wird. Ab 2040 beginnt die Einführung von Wasserstoff, vor allem mit Brennstoffzellenfahrzeugen im Personen- und im Flottenverkehr der leichten Nutzfahrzeuge.

Der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Endenergienachfrage ist im Jahre 2050 rund vier Mal so hoch wie im Jahre 2000 (siehe Tabelle 55). Holz und Umgebungswärme bleiben auch im Jahre 2050 die erneuerbaren Energieträger mit dem grössten Anteil. Allerdings hat sich der Anteil der Umgebungswärme rund verzehnfacht. Der Anteil von Solarwärme ist im Jahre 2050 70 Mal höher als im Jahre 2000.

Tabelle 55: Relativer Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Endenergienachfrage 2000 - 2050 Szenario „Neue Energiepolitik“, in %

Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050
Fernwärme	0.52%	0.59%	0.86%	0.81%	0.52%
Holz	3.49%	4.30%	4.87%	5.75%	4.62%
übrige feste Biomasse	0.00%	0.00%	0.02%	0.11%	0.52%
Solarwärme	0.05%	0.10%	0.52%	1.78%	3.69%
Umgebungswärme	0.59%	1.16%	2.88%	5.24%	6.12%
Biogas, Klärgas	0.00%	0.24%	0.26%	0.34%	0.40%
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.01%	0.04%	0.41%	2.19%	2.63%
Wasserstoff	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.94%
Insgesamt	4.65%	6.43%	9.83%	16.22%	19.45%

Quelle: Prognos, 2011

Die Nachfrage der Sektoren nach erneuerbaren Energien ist im Jahre 2050 deutlich (ausser für den Industriesektor) mehr als doppelt so hoch wie im Jahre 2000 (siehe Tabelle 56). Einen sehr hohen Anstieg verzeichnet der Sektor Verkehr, welcher allerdings im Jahre 2009 mit einem sehr kleinen absoluten Wert beginnt. Da von 2000 bis 2009 die Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern in allen Sektoren angestiegen ist, liegen die Zuwachsraten von 2009 bis 2050 unter denjenigen des Zeitraumes 2000 bis 2050.

Der Sektor Haushalte fragt sowohl im Jahre 2000 als auch im Jahre 2050 am meisten erneuerbare Energieträger (für die verbleibende Raumwärme sowie den Warmwasserbedarf) nach. Mehr als die Hälfte der von den vier Sektoren nachgefragten Erneuerbaren wird von den Haushalten verbraucht (siehe Tabelle 56).

Tabelle 56: Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren 2000 - 2050, Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Nachfrage erneuerbarer Energieträger nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Privathaushalte	22.7	29.4	46.3	53.5	48.9	135.4	115.1	66.5
Dienstleistungen	6.0	11.0	15.0	16.6	17.6	177.1	193.8	60.5
Industrie	7.7	11.6	10.5	10.8	11.8	40.7	53.7	1.3
Verkehr	0.1	0.4	3.1	12.6	17.6	20933.3	29266.7	4934.3
Summe	36.4	52.3	75.0	93.5	95.9	156.6	163.1	83.3

Quelle: Prognos, 2011

Alle vier Sektoren weisen von 2000 bis 2050 eine Zunahme des Anteils der Nachfrage nach erneuerbaren Energieträgern an der gesamten Energienachfrage auf (siehe Tabelle 57). Während der Haushaltssektor den Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Endenergienachfrage von 2000 bis 2050 annähernd vervierfacht, weist der Dienstleistungssektor deutlich mehr als eine Verdoppelung des Anteils auf. Der Sektor Verkehr weist im Jahre 2050 mit knapp 15 % einen Anteil in der Grössenordnung des Dienstleistungssektors auf, nachdem der Verkehr im Jahre 2000 fast keine erneuerbaren Energieträger nachgefragt hat, bzw. im Jahre 2009 einen sehr kleinen Anteil aufgewiesen hat. Die erneuerbaren Endenergieerzeuger sind hier Biotreibstoffe (vor allem im Güterverkehr) und regenerativ

produzierter Wasserstoff. Bei der Interpretation dieses Anteils muss berücksichtigt werden, dass im Personenverkehr vor allem eine Elektrifizierungsstrategie verfolgt wird.

Tabelle 57: Relativer Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Endenergienachfrage 2000 - 2050, Szenario „Neue Energiepolitik“, in %

Anteile EE in den Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050
Privathaushalte	9.46%	11.64%	19.90%	32.10%	38.34%
Dienstleistungen	4.29%	7.56%	11.29%	14.45%	15.74%
Industrie	4.64%	6.94%	5.75%	7.32%	8.62%
Verkehr	0.03%	0.14%	1.46%	8.55%	15.04%

Quelle: Prognos, 2011

7.6 Endenergienachfrage fossile Energieträger Szenario „Neue Energiepolitik“

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ weisen die wichtigen fossilen Energieträger der Wärmeerzeugung, Heizöl und Erdgas einen hohen Rückgang der Nachfrage aus (siehe Tabelle 58). Die Abnahme ist für Heizöl (-79,5 %) weit ausgeprägter als für Erdgas (-35,2 %). Damit wird die Substitution von Heizölprodukten zu Gasen, wie sie bereits heute zu beobachten ist, fortgesetzt. Die Abnahme in der Nachfrage nach Heizöl und den Gasen beginnt in 2009 und ist kontinuierlich. Der Kohleverbrauch bleibt bis 2020 weitgehend konstant und sinkt bis 2050 um rund die Hälfte des Niveaus ab. Dies ist einerseits eine Anpassung der Energieeffizienz aufgrund des Abgabendrucks auf einen stark kohlenstoffhaltigen Energieträger, ab 2020 auch ein Ergebnis des Wandels der Produktionsprozesse.

Der Verbrauch von fossilen Treibstoffen verringert sich mit einem Rückgang von -88,0 % von 2000 bis 2050 für Benzin und von -31,7 % für Diesel ebenfalls erheblich. Der Trend von Benzin zu Diesel setzt sich bis 2050 fort. Im Jahre 2050 wird im Verkehr deutlich mehr Diesel als Benzin eingesetzt. Erdgas als Treibstoff weist eine sehr hohe Zuwachsrate auf. Der Anteil am Treibstoffverbrauch im Jahre 2050 liegt bei rund 18,3 %, nachdem er im Jahre 2000 noch 0 % betragen hatte. Die Verwendung von Erdgas als Treibstoff beginnt zwischen 2020 und 2035. In diesen Jahren ist der grösste Anstieg im Verbrauch zu beobachten.

Tabelle 58: Endenergienachfrage fossile Energieträger, Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Heizölprodukte	207	183	129	61	43	-70.8	-79.5	-76.7
Gase	95	105	103	71	62	-25.3	-35.2	-41.2
Kohle	6	7	7	5	3	-15.5	-41.3	-49.0
Benzin	169	140	87	41	20	-75.8	-88.0	-85.4
Diesel	56	95	106	58	38	4.4	-31.7	-59.8
Flugtreibstoffe	3	2	3	3	3	-10.1	-10.1	39.7
Erdgas als Treibstoff	0.1	0.4	3	13	13	20933.3	21516.7	3605.7
Summe Fossile	538	532	437	252	183	-53.1	-66.0	-65.7

Quelle: Prognos, 2011

7.7 CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage Szenario „Neue Energiepolitik“

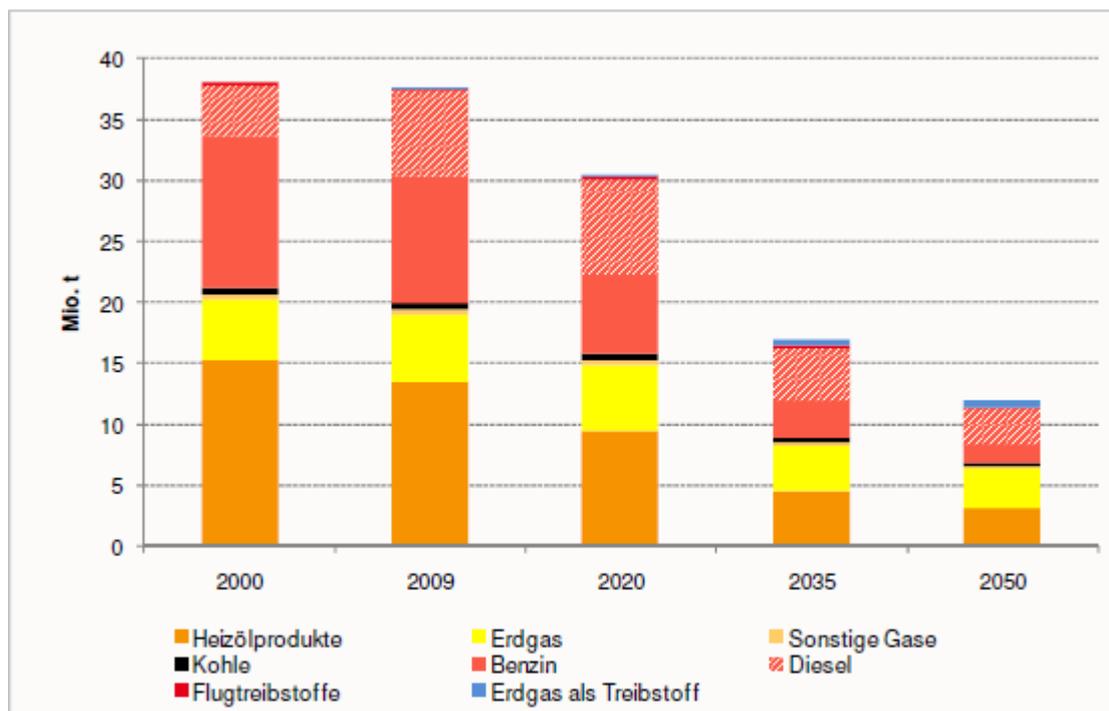
Der in Abschnitt 7.6 beschriebene Rückgang der Endenergienachfrage fossiler Energieträger wirkt sich auf die CO₂-Emissionen aus (Grafik 23 und Tabelle 59). Da eine Substitution hin zu den CO₂-ärmeren Gasen und Elektrizität stattfindet, sinkt der CO₂-Ausstoss von 2000 bis 2050 (-68,5 %, siehe Tabelle 59) stärker als der fossile Endenergieverbrauch (-66,0 %, siehe Tabelle 58).

Tabelle 59: CO₂-Emissionen fossile Energieträger Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. t, Veränderungen in % (Δ %)

Energieträger	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Heizölprodukte	15	14	10	4	3	-70.7	-79.4	-76.7
Erdgas	5	5	5	4	3	-24.8	-33.3	-39.8
Sonstige Gase	0	0	0	0	0	-33.3	-64.1	-63.2
Kohle	1	1	1	0	0	-16.1	-41.1	-48.4
Benzin	13	10	6	3	2	-75.9	-87.9	-85.4
Diesel	4	7	8	4	3	4.4	-31.6	-59.8
Flugtreibstoffe	0	0	0	0	0	-8.0	-8.0	43.8
Erdgas als Treibstoff	0	0	0	0	1			1666.7
Summe	38	38	30	17	12	-55.6	-68.5	-68.1

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 23: Anteile der CO₂-Emissionen nach Energieträgern 2000 - 2050, Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. t



Quelle: Prognos 2011

Die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen, welche vor allem Wärmeenergie nachfragen, weisen einen Rückgang der CO₂-Emissionen von -87,1 % bzw. -58,3 % (2050 verglichen mit 2000) auf (siehe Tabelle 60). Für die Industrie ergibt sich im gleichen Zeitraum ein Rückgang der CO₂-Emissionen von -34,8 %. Die CO₂-Emissionen des Verkehrs sinken um -69,9% aufgrund der strategischen Elektrifizierung und des konsequenten Einsatzes der Biotreibstoffe (2. und 3. Generation) im motorisierten Güterverkehr.

Tabelle 60: CO₂-Emissionen in den Sektoren 2000 - 2050, Szenario „Neue Energiepolitik“, Mio. t, Veränderungen in % (Δ %)

CO ₂ -Emissionen nach Sektoren (Mio. t)	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Privathaushalte	10.9	10.6	7.8	3.3	1.4	-70.0	-87.1	-86.7
Dienstleistungen	5.1	4.4	2.9	2.0	2.1	-59.9	-58.3	-52.3
Industrie	5.2	5.0	5.1	3.6	3.4	-30.6	-34.8	-32.2
Verkehr	16.9	17.5	14.5	8.0	5.1	-52.6	-69.9	-71.0
Summe	38.1	37.5	30.4	16.9	12.0	-55.6	-68.5	-68.1

Quelle: Prognos, 2011

7.8 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Elektrizitätsnachfrage der Sektoren weist bis 2050 drei völlig unterschiedliche Nachfrageentwicklungen auf (siehe Tabelle 61 und Grafik 24). Die Sektoren Haushalte und Industrie weisen einen Rückgang von -10,9 %, bzw. von -3,5 % gegenüber dem Jahr 2000 auf. Die Elektrizitätsnachfrage des Dienstleistungssektors steigt im Vergleich zum Jahr 2000 um 6,8 % an. Mit einem Zuwachs von 196,2 % gegenüber 2000 verdreifacht sich die Elektrizitätsnachfrage des Sektors Verkehr.

Da alle vier Sektoren von 2000 bis 2009 einen deutlichen Nachfragezuwachs nach Elektrizität aufweisen, ergeben sich für den Zeitraum 2000 bis 2050 deutlich unterschiedliche Wachstumsraten im Vergleich zum Zeitraum 2009 bis 2050. Der Nachfragerückgang der Haushalte ist mit -21,8 % von 2009 bis 2050 deutlich grösser als im Vergleich zum Intervall 2000 bis 2050. Der Industriesektor weist praktisch den gleichen Zuwachs aus. Der Dienstleistungssektor weist im Vergleich zum Jahr 2009 einen Rückgang von -7,0 % aus, während verglichen mit dem Jahr 2000 ein Zuwachs resultiert. Die Zunahme im Verkehrssektor im Vergleich zu 2009 fällt mit +155,1 % auch etwas weniger hoch aus als im Vergleich mit dem Jahr 2000. Für die gesamte Elektrizitätsnachfrage ergibt sich ebenfalls ein Vorzeichenwechsel je nach Wahl des Basisjahres. Im Vergleich zum Jahr 2000 ergibt sich ein Anstieg der Nachfrage von 7,5 %, verglichen mit dem Jahr 2009 ist ein Rückgang von -2,1 % zu verzeichnen.

Sehr unterschiedlich verlaufen die durchschnittlichen Wachstumsraten der Elektrizitätsnachfrage in den unterschiedenen Zeitintervallen. Im Folgenden ist der Nachfrageverlauf der gesamten Nachfrage und der Sektoren dargestellt:

Die gesamte Elektrizitätsnachfrage wächst von 2000 bis 2009 mit einem jährlichen durchschnittlich Wachstum von 1,0 % an. Von 2009 bis 2020 steigt sie im Durchschnitt um 0,7 % an. Von 2020 bis 2035 und von 2035 bis 2050 geht die Elektrizitätsnachfrage im Durchschnitt um -0,3 % zurück.

Von 2009 bis 2020 nimmt die jährliche Elektrizitätsnachfrage im Sektor Haushalte im Durchschnitt um -0,4 % ab. Von 2020 bis 2035 und von 2035 bis 2050 geht die Elektrizitätsnachfrage im Durchschnitt um -0,8 % bzw. -0,5 % zurück.

Für den Sektor Dienstleistungen nimmt das durchschnittliche jährliche Wachstum von 2009 bis 2020 um 0,6 % zu. Von 2020 bis 2035 und von 2035 bis 2050 geht die Elektrizitätsnachfrage im Durchschnitt um -0,4 % bzw. -0,5 % zurück.

In der Industrie steigt das durchschnittliche jährliche Wachstum von 2009 bis 2020 um 1,3 %. Von 2020 bis 2035 und von 2035 bis 2050 geht die Elektrizitätsnachfrage im Durchschnitt um -0,9 % bzw. -0,3 % zurück. Dieser Rückgang kann nur erreicht werden, wenn sowohl die in der Industrie- als auch die im Dienstleistungssektor verwendeten Technologien energetisch stark verbessert werden, beispielsweise neue verlust- und kühlungsarme Chip- und Datentransporttechnologien, Reduktion des Kraftaufwandes für Mahlen, Biegen, Rühren, Heben aufgrund veränderter (leichterer) Werkstoffe und Prozesse, effizientere Lüftungstechnologien etc.

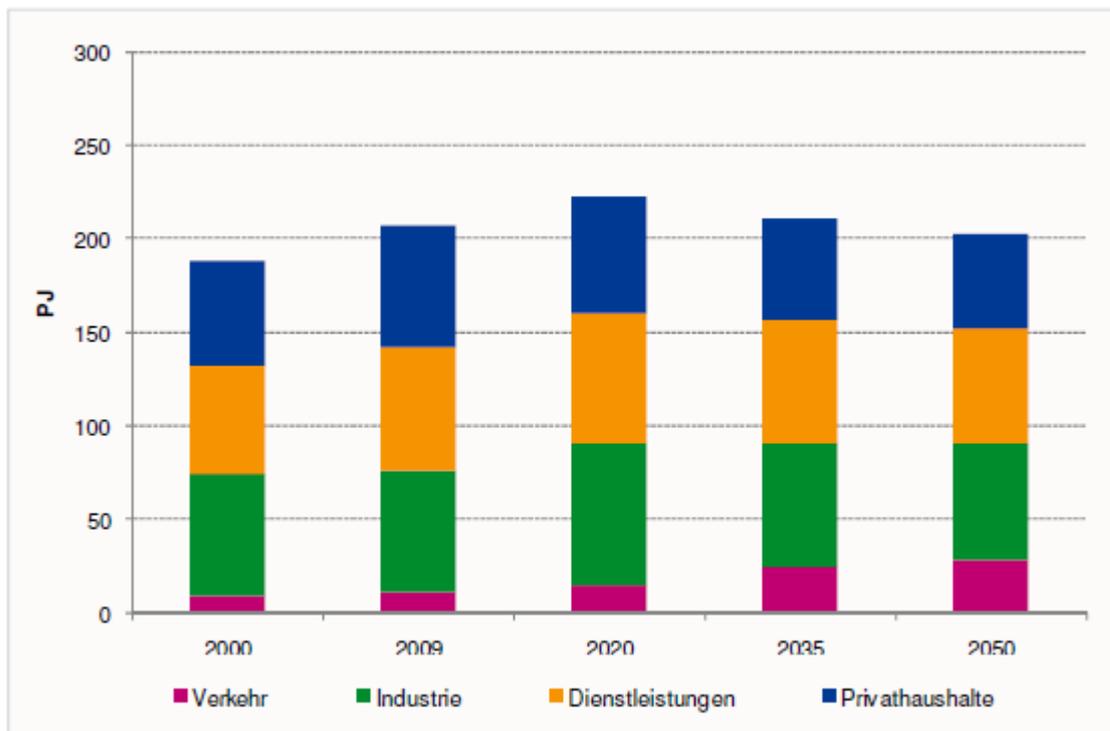
Der Verkehr weist für die Jahre 2000 - 2009 ein durchschnittliches Wachstum der Elektrizitätsnachfrage von 1,8 % auf. Zwischen 2009 und 2020 steigt diese Rate auf 2,9 % an und wächst zwischen 2020 und 2035 aufgrund der starken Elektrifizierung im Personenverkehr sogar auf 3,7 %. Zwischen 2035 und 2050 schwächt sie sich auf ein immer noch hohes Niveau von 0,9 % ab. Dies liegt einerseits an langsamen „Sättigungseffekten“ bei der Durchdringung der Elektrofahrzeuge, andererseits an nochmaligen Effizienzverbesserungen.

Tabelle 61: Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Privathaushalte	57	65	62	54	50	-3.9	-10.9	-21.8
Dienstleistungen	57	66	70	66	61	14.6	6.8	-7.0
Industrie	65	66	76	66	63	1.5	-3.5	-4.2
Verkehr	10	11	15	25	28	158.0	196.2	155.1
Summe	189	207	222	211	203	11.7	7.5	-2.1

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 24: Elektrizitätsnachfrage nach Wirtschaftssektoren Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Während die Anteile der Sektoren Haushalte und Industrie am Elektrizitätsverbrauch von 2000 bis 2050 sinken, verdreifacht sich der Anteil des Verkehrs (siehe Tabelle 62). Der Anteil des Dienstleistungssektors bleibt unverändert.

Tabelle 62: Elektrizitätsnachfrage Szenario „Neue Energiepolitik“, Anteile Sektoren an der gesamten Nachfrage, in %

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	2000 Anteil in % der Elektrizitätsnachfrage	2050 Anteil in % der Elektrizitätsnachfrage
Privathaushalte	30	25
Dienstleistungen	30	30
Industrie	35	31
Verkehr	5	14
Summe	100	100

Quelle: Prognos, 2011

7.8.1 Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck, insgesamt und Sektor Verkehr, Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Lenkungsabgabe wirkt sich wegen den damit verbundenen hohen Strompreisen auf die Nachfrage nach Elektrizität der unterschiedenen Verwendungszwecke im Szenario „Neue Energiepolitik“ aus (siehe Tabelle 63). Die Elektrizitätsnachfrage für Verwendungszwecke des Wohnbereiches mit Ausnahme der I&K, Unterhaltungsmedien gehen im Vergleich zum Jahre 2009 zurück. Beim Verwendungszweck I&K, Unterhaltungsmedien gilt zu beachten, dass diese Nachfrage auch von der Industrie (z.B. Prozesssteuerung, Labor- und Büroausstattungen) und dem Dienstleistungssektor (z.B. Büroausstattungen, Gebäudeleittechnik) beeinflusst wird. Auch die Nachfrage nach Elektrizität derjenigen Verwendungszwecke, welche vor allem in den Wirtschaftssektoren zur Anwendung kommen (Prozesswärme und Antriebe), sinken nach einem Zuwachs bis 2020 praktisch auf das Niveau des Jahres 2009 zurück. Die hohen Preise bewirken die Anwendung und Entwicklung effizienter Technologien. Der Verwendungszweck Klima, Lüftung weist bis 2020 einen Zuwachs auf. Bis 2050 sinkt er unter das Niveau der Jahre 2000 und 2009 zurück.

Tabelle 63: Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck, Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
Raumwärme	18	21	22	17	14	-6.6	-23.8	-33.2
Warmwasser	9	9	8	5	3	-37.7	-64.9	-64.2
Kochen	4	5	5	5	5	26.5	22.0	-1.0
Prozesswärme	21	22	25	22	22	6.4	2.5	-1.1
Beleuchtung	18	20	20	15	13	-18.0	-31.3	-37.0
Klima, Lüftung & Haustechnik	18	21	23	22	13	23.9	-25.7	-36.5
I&K, Unterhaltungsmedien	4	4	6	6	9	56.1	124.1	98.4
Antriebe, Prozesse	83	89	95	90	93	8.6	11.9	3.8
Verkehr	10	11	15	25	28	158.0	196.2	155.1
sonstige	3	4	4	2	3	-31.5	-8.9	-31.4
Total	188	207	222	211	203	11.8	7.5	-2.1

Quelle: Prognos, 2011

Die Elektrizitätsnachfrage des Verkehrs nach Verwendungszwecken steigt im Szenario „Neue Energiepolitik“ sowohl für den Güterverkehr (GV) als auch für den Personenverkehr Strasse und Schiene erheblich an (siehe Tabellen 63 und 64). Diese Entwicklung widerspiegelt die vorgesehene Elektrifizierung des Personenverkehrs, aber auch die Verlagerung des Güterverkehrs, gemäss den in Abschnitt 2.1 zugrunde gelegten Verkehrsszenarien des ARE. Im Personenverkehr wirkt sich zudem die verstärkte Strategie Elektrifizierung der Personenwagen bereits im Jahre 2035 auf die Elektrizitätsnachfrage aus (siehe Tabelle 64). Die Verwendung von Elektrizität für den Antrieb von Personenwagen nimmt bereits vor 2020 merklich zu.

Tabelle 64: Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck, Sektor Verkehr, Szenario „Neue Energiepolitik“, in PJ

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	2000	2009	2020	2035	2050	2035/2000 Δ %	2050/2000 Δ %	2050/2009 Δ %
GV Schiene	2.2	2.2	2.7	3.0	3.0	37.3	40.1	38.2
PV Schiene	7.3	8.8	10.2	10.4	9.6	42.4	30.8	8.6
PV Strasse	0.0	0.0	1.9	11.1	15.5			
Summe	9.5	11.0	14.7	24.5	28.1	158.0	196.2	155.1

Quelle: Prognos, 2011

7.9 Angebotsvariante 2 Bundesrat, Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Angebotsvariante 2 des Bundesrates wird sowohl mit der Politikvariante „Weiter wie bisher“ als auch mit der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ überprüft.

Der für das Elektrizitätsangebot wesentliche Landesverbrauch inklusive Elektrizitätsverbrauch für Speicherpumpen steigt in beiden betrachteten Politikvarianten bis 2017 an. Aber die im Szenario

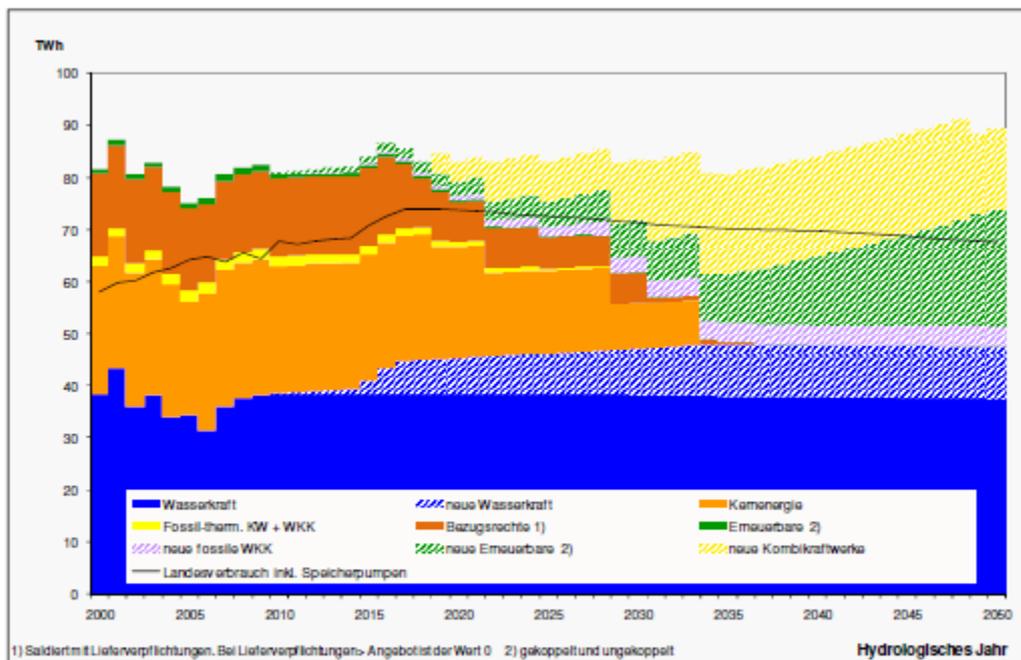
„Neue Energiepolitik“ angenommenen Instrumente, Massnahmen und Technologieentwicklungen (siehe Abschnitt 7.1) zeigen bereits vor 2017 Wirkung. Im Vergleich zur Politikvariante „Weiter wie bisher“ (Annahmen siehe Abschnitt 6.1), liegt der Anstieg im Szenario „Neue Energiepolitik“ deutlich tiefer. Ab 2017 weisen die beiden Politikvarianten eine unterschiedliche Entwicklung des Landesverbrauches (inklusive Speicherpumpen) auf. Im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt der Stromverbrauch bis 2050 weiter an, im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinkt er ab 2017 bis 2050.

Für die Angebotsvariante 2 des Bundesrates wird angenommen, dass die Laufzeit der Kernkraftwerke 50 Jahre beträgt. In der Bundesratsvariante 2 werden keine neuen KKW gebaut. Im folgenden werden deshalb die Angebotsvarianten C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) und E (Erneuerbar) betrachtet.

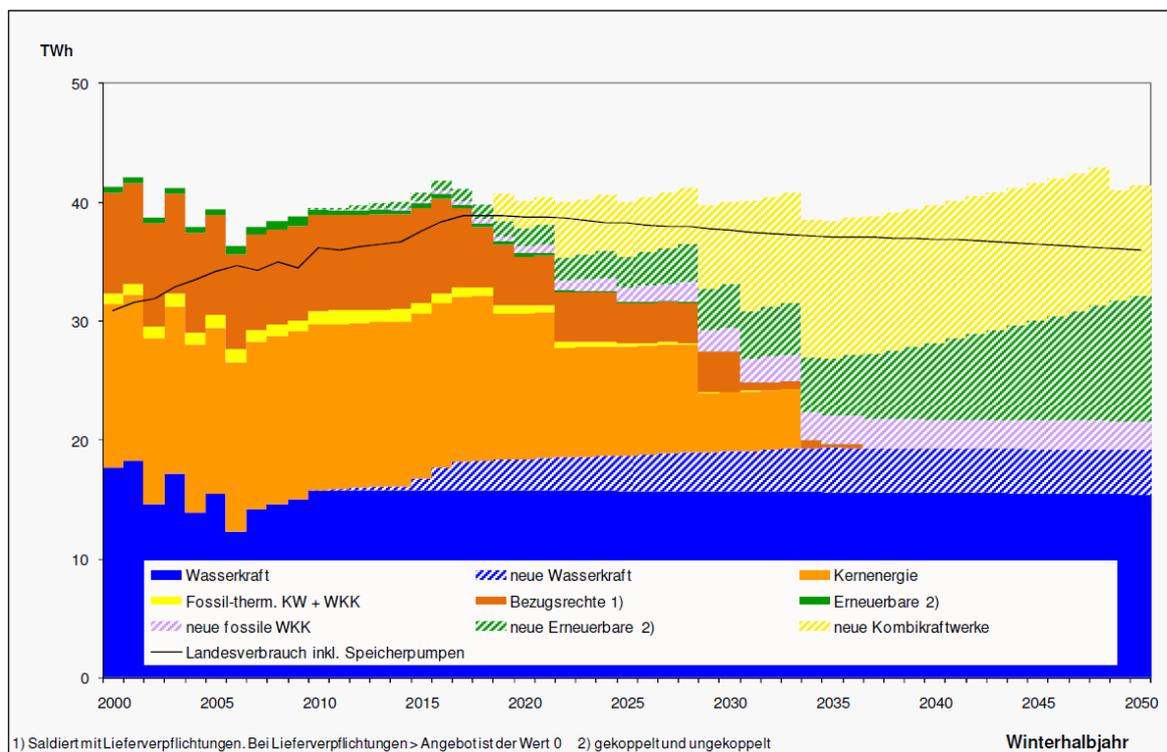
7.9.1 Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“

Um den Nachfrageüberhang ab 2019 decken zu können, wird im Jahre 2019 ein erstes GuD (Leistung 550 MW) in Betrieb genommen (siehe Grafiken 25 und 26 und Tabelle 65). Bis ins Jahr 2031 werden drei weitere GuD zugebaut. Im Jahr 2034 wird ein weiteres GuD zugebaut. Zudem werden zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage WKK mit einer Erzeugungskapazität von 3,8 TWh_{el}/a und Erneuerbare verstärkt zugebaut. Letztere erzeugen im Jahre 2050 insgesamt 22,6 TWh_{el}/a. Falls die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energieträgern in hohem Mass stochastisch anfällt, muss zusätzlich für die notwendige Regelenergie im Jahre 2049 ein weiteres GuD gebaut werden.

Grafik 25: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Grafik 26: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

In der Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar) des Szenarios „Neue Energiepolitik“ sind insgesamt 4 GuD notwendig (siehe Tabelle 65). Um die Elektrizitätsnachfrage mit inländischen Produktionsanlagen zu decken, braucht es zudem einen hohen Zubau von EE und WKK.

Tabelle 65: Zubau Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, in TWh_{el}/a

Angebotsvariante 2 Bundesrat, Variante C & E, Szenario „Neue Energiepolitik“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
Ab 2017	EE und fossile WKK	Hoher Zubau von EE (22,6 TWh _{el} /a in 2050); durchschnittlicher Zubau WKK (3,8 TWh _{el} /a in 2050).
2019	1 GuD	Leistung 550 MW
2022	1 GuD	Leistung 550 MW
2029	1 GuD	Leistung 550 MW
2031	1 GuD	Leistung 550 MW
2034	1 GuD	Leistung 550 MW; Kein Ersatzbau wegen Deckungsbedarf, aber eventuell Regelenergiebedarf wegen EE

Quelle: Prognos, 2011

Die Erzeugung des Elektrizitätsangebots Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr ist in der Tabelle 66 zusammengefasst. Die zugebauten GuD und fossilen WKK und der starke Anstieg der Erneuerbaren Energien kompensieren den Wegfall der KKW nach dem Ablauf ihrer Betriebsdauer. Im Jahre 2050 wird die Bruttoerzeugung von 89,39 TWh_{el}/a zu mehr als 50 % mit Wasserkraft gedeckt – sie hat sich zwischen 2015 und 2020 aufgrund des Ausbaus der Speicherpumpen erhöht. Die fossil-thermische Produktion deckt im Jahre 2050 über 20 % der Produktion ab. Die Produktion mit Erneuerbaren liegt über derjenigen der fossil-thermischen und erreicht einen Anteil von rund 25 % (Gliederung Erneuerbare siehe auch Tabelle 66). Es gilt wiederum zu beachten, dass die verwendete Einheit in der Tabelle 67 GWh_{el}/a und nicht TWh_{el}/a (=1000 GWh_{el}/a) ist. Wie in der Einleitung vermerkt, bedingt der Einsatz der Geothermie, dass die Technologie bis zum notwendigen Zeitpunkt zuverlässig zur Verfügung steht. Als Alternative dazu würden in diesem Szenario die Zahl der GuD entsprechend erhöht. Die im Winterhalbjahr im Vergleich zum Sommerhalbjahr tiefere Produktion der Wasserkraft wird mit einem Anstieg der fossil-thermischen Produktion im Vergleich zum Sommerhalbjahr gedeckt.

Zudem fällt der Unterschied zwischen Sommer- und Winterproduktion der Erneuerbaren kleiner aus, da die Geothermie das ganze Jahr die gleiche Produktionsmenge liefern kann und die gekoppelten Erneuerbaren Energieträger und die Windenergie im Winterhalbjahr mehr produzieren als im Sommerhalbjahr (siehe Tabelle 67). Die Photovoltaik, welche in 2050 die höchste Produktion aufweist, produziert im Sommer eine wesentlich höhere Menge als im Winter.

Tabelle 66: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_{e/a}

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	45.34	47.99	47.57
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.91	9.89	10.08
Kernkraftwerke	24.73	26.13	21.36	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	5.84	23.06	19.21
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	3.85	19.25	15.40
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.91	3.81	3.81
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	3.04	9.34	22.61
neue Erneuerbare	0.00	0.00	2.63	9.33	22.61
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	75.58	80.39	89.39
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	68.02	72.83	81.83
Importe:	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	73.63	70.18	67.50
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.45	19.36	19.19
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.65	3.69	3.76
Kernkraftwerke	13.72	14.18	12.25	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	3.54	13.98	11.67
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	2.31	11.56	9.25
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.62	2.42	2.42
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	1.69	4.83	10.59
neue Erneuerbare	0.00	0.00	1.46	4.83	10.59
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	35.93	38.17	41.45
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	33.16	35.39	38.67
Importe:	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	38.77	37.10	35.92

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 67: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_{el}/a

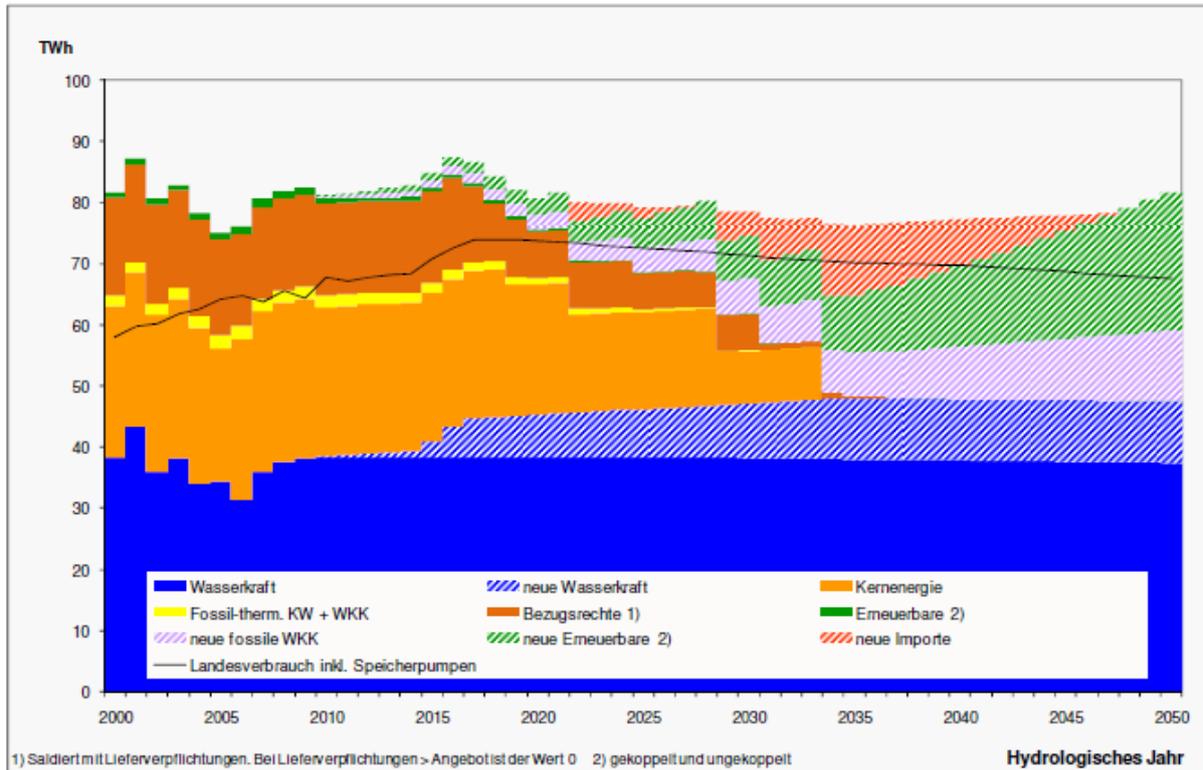
	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	534.78	2929.47	10397.00
Windenergieanlagen	2.98	12.40	583.60	1492.08	4000.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	276.16	1084.27	4378.29
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	470.75	1105.00	1105.00
Biogas	12.02	16.90	605.37	1430.00	1430.00
ARA	93.99	107.20	129.35	300.00	300.00
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	438.44	997.80	997.80
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	187.21	1024.83	3637.21
Windenergieanlagen	1.79	7.42	350.10	895.13	2399.68
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	138.08	542.14	2189.14
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	321.68	755.08	755.08
Biogas	7.15	10.06	373.31	881.83	881.83
ARA	55.78	63.25	77.58	180.00	180.00
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	241.14	548.79	548.79
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

7.9.2 Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“

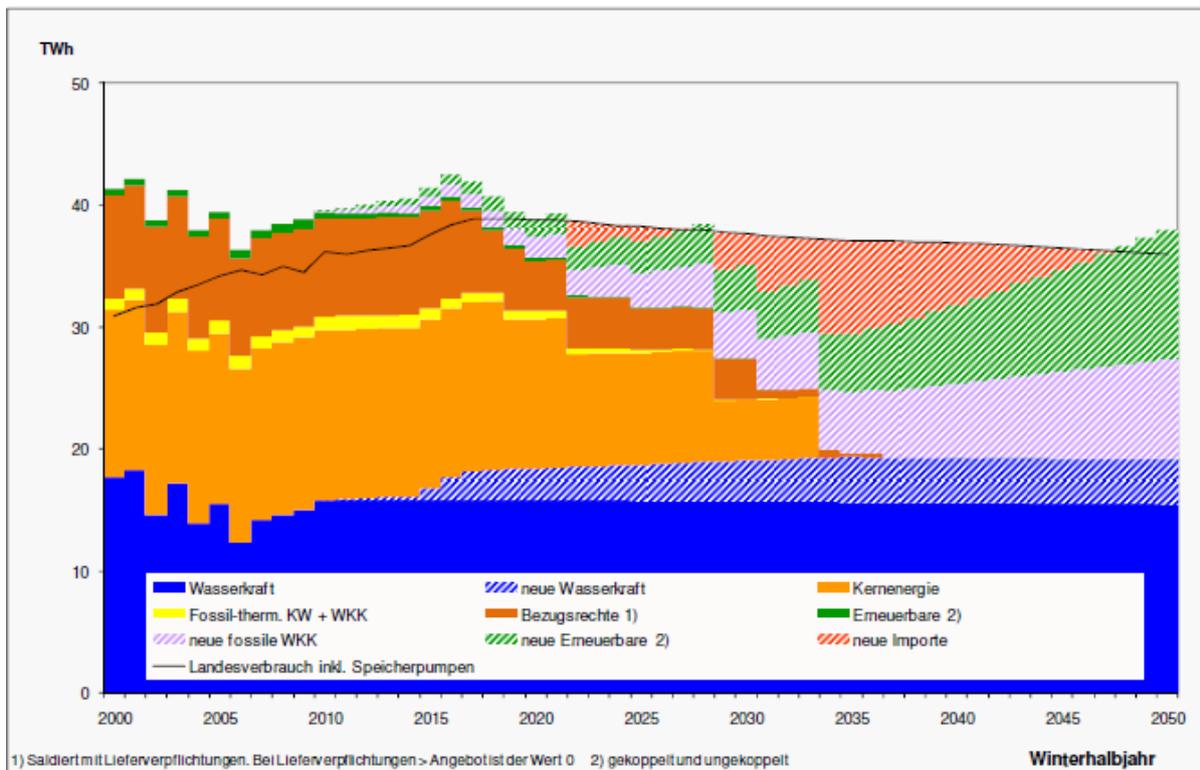
In der Angebotsvariante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) wird ein hoher Zubau von WKK-Anlagen (11,5 TWh_{el}/a Produktion in 2050) und wiederum ein hoher Zubau von erneuerbarer Produktion angenommen (Grafiken 27 und 28). Trotz dem hohen Zubau ist es nach dem Abschalten der ersten KKW notwendig, Elektrizität zu importieren. Dies liegt daran, dass der Zubau der dezentralen Produktion nicht beliebig beschleunigt werden kann, um sich an die „stufenweise“ Reduktion der Produktion der Grosskraftwerke anzupassen: Die WKK-Installationen sind an die Erneuerungszyklen von Heizungsanlagen und industriellen sowie Fernwärmeproduktionsanlagen gebunden. Bei den Erneuerbaren sind gerade in der Anfangszeit eines verstärkten Ausbaus nichtmonetäre Hemmnisse zu überwinden, wie z.B. die Erreichung einer veränderten gesellschaftlichen Prioritätensetzung bei der Abwägung unterschiedlicher Umweltgüter sowie Flächenkonkurrenzen (Naturschutz, Landschaftsschutz, Fischerei, Denkmalschutz, Abstandsfragen, Logistikfragen etc.), die zum Erreichen einer Planungs- und Investitionssicherheit geklärt werden müssen. Fragen der Verfügbarkeit von Investitionsmitteln kommen hinzu. Die Importspitze liegt in 2034 bei 11,6 TWh_{el}/a. In 2050 sind keine Importe mehr notwendig.

Grafik 27: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

Grafik 28: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

Der Zubau und die notwendigen Importe in der Bundesratsvariante Variante D & E sind in der Tabelle 68 dargestellt.

Tabelle 68: Zubau und Importe Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, in TWh_{el}/a

Angebotsvariante 2 Bundesrat, Variante D & E, Szenario „Neue Energiepolitik“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
Ab 2017	Hoher Zubau EE und fossile WKK	Fossile WKK (11,5 TWh _{el} /a h bis 2050) Hoher Zuwachs EE (22,6 TWh _{el} /a Erzeugung in 2050)
Ab 2018	Import	Maximaler Import pro Jahr 11,6 TWh _{el} /a im Jahre 2034, keine Import mehr notwendig in 2050

Quelle: Prognos, 2011

Die Erzeugung nach Kraftwerksparktyp Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr ist in der Tabelle 69 zusammengefasst. Der hohe Zubau fossiler WKK und der starke Anstieg der Erneuerbaren Energien kompensieren den Wegfall der KKW in 2050. Allerdings sind für einzelne Jahre zusätzliche Importe (maximaler Import in 2034 mit 11,6 TWh_{el}/a) notwendig (siehe auch Grafik 27 und Tabelle 69). Im Jahre 2050 liegt die Bruttoerzeugung mit 81,71 TWh_{el}/a deutlich unter derjenigen der Variante C & E (89,39 TWh_{el}/a). Die Wasserkraft (inklusive Produktion der Speicher) deckt im Jahre 2050 rund 58,2 % der mittleren Bruttoerzeugung im gesamten (hydrologischen) Jahr. Die fossil-thermische Produktion deckt im Jahre 2050 über 14,1 % der Produktion ab. Die Erneuerbaren haben einen Anteil von rund 27,7 %.

Im Jahre 2050 kann auch die im Winterhalbjahr im Vergleich zum Sommerhalbjahr tiefere Produktion der Wasserkraft und der Erneuerbaren, kombiniert mit WKK, den Bedarf im Winter decken. Dies ist allerdings nicht für das gesamte betrachtete Intervall 2009 bis 2050 zutreffend (siehe Angaben zu Importen in Tabelle 70 und Grafik 28). Das Potenzial des Zubaus an fossilen WKK ist in der Variante D & E ausgereizt. Falls die Technologie Elektrizität mit Geothermie zum notwendigen Zeitpunkt (ab 2020 mit einer grossen Zunahme) nicht verfügbar ist, wirkt sich dies direkt auf die Importe aus. Falls diese Technologie in 2050 den Durchbruch im notwendigen Ausmass nicht geschafft hat, ergäbe dies im hydrologischen Jahr 2050 Importe von 4,38 TWh_{el}/a, davon müssten 2,19 TWh_{el}/a im Winterhalbjahr importiert werden.

Tabelle 69: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_e/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	45.34	47.99	47.57
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.91	9.89	10.08
Kernkraftwerke	24.73	26.13	21.36	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	3.44	7.24	11.53
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	2.36	7.24	11.53
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	3.04	9.34	22.61
neue Erneuerbare	0.00	0.00	2.63	9.33	22.61
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	73.18	64.56	81.71
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	65.62	57.00	74.15
Importe:	18.78	17.24	9.83	14.02	0.00
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	0.00	11.41	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	73.63	70.18	67.50
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.45	19.36	19.19
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.65	3.69	3.76
Kernkraftwerke	13.72	14.18	12.25	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	2.32	4.99	8.21
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	1.70	4.99	8.21
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	1.69	4.83	10.59
neue Erneuerbare	0.00	0.00	1.46	4.83	10.59
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	34.71	29.18	37.99
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	31.94	26.40	35.21
Importe:	9.95	9.12	5.29	9.04	0.00
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	0.00	7.61	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	38.77	37.10	35.92

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 70: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_{el}/a

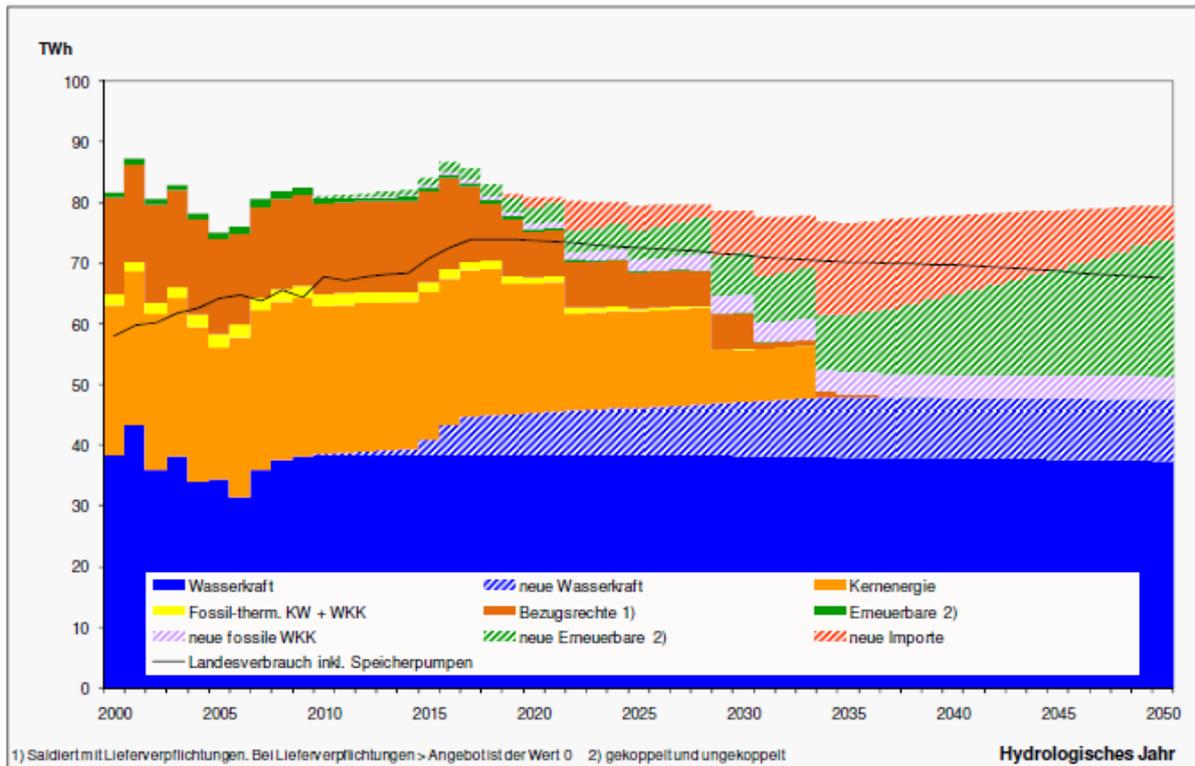
	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	534.78	2929.47	10397.00
Windenergieanlagen	2.98	12.40	583.60	1492.08	4000.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	276.16	1084.27	4378.29
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	470.75	1105.00	1105.00
Biogas	12.02	16.90	605.37	1430.00	1430.00
ARA	93.99	107.20	129.35	300.00	300.00
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	438.44	997.80	997.80
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	187.21	1024.83	3637.21
Windenergieanlagen	1.79	7.42	350.10	895.13	2399.68
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	138.08	542.14	2189.14
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	321.68	755.08	755.08
Biogas	7.15	10.06	373.31	881.83	881.83
ARA	55.78	63.25	77.58	180.00	180.00
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	241.14	548.79	548.79
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

7.9.3 Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“

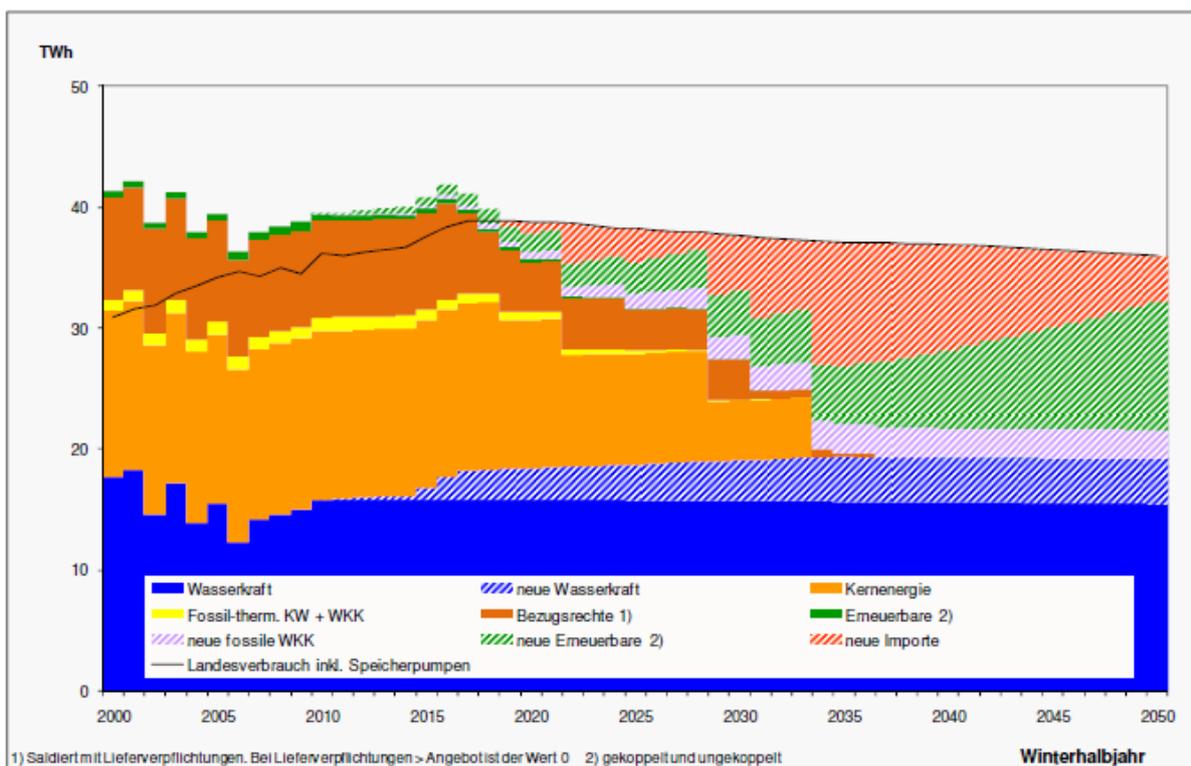
In der Bundesratsvariante 2 Angebotsvariante E (Erneuerbar) wird ein durchschnittlicher Zubau von WKK-Anlagen (3,8 TWh_{el}/a Produktion in 2050) erwartet (siehe Grafiken 29 und 30). Hingegen wird wiederum ein hoher Zubau von erneuerbarer Stromproduktion (22,6 TWh_{el}/a in 2050) notwendig. Ab 2018 bis 2050 sind temporär Importe notwendig. Diese erreichen im Maximum 15,3 TWh_{el}/a im Jahre 2035. Im Jahre 2050 liegen sie bei 5,6 TWh_{el}/a.

Grafik 29: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

Grafik 30: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

Der Zubau und die notwendigen Importe in der Bundesratsvariante Variante (Erneuerbar E), Szenario „Neue Energiepolitik“ sind in der Tabelle 71 dargestellt.

Tabelle 71: Zubau und Importe Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“

Angebotsvariante 2 Bundesrat, Variante E, Szenario „Neue Energiepolitik“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
Ab 2017	Hoher Zubau EE, durchschnittlicher Zubau fossile WKK	Fossile WKK (3,8 TWh _{el} /a in 2050), EE (22,6 TWh _{el} /a Erzeugung in 2050) .
Ab 2018	Import temporär notwendig	Maximaler Import 15,3 TWh _{el} /a, im Jahre 2035, Import in 2050: 5,6 TWh _{el} /a.
	Regelenergiebedarf	Die Regelenergie wird durch angepasstes Speichermanagement und mit Speicherwasserkraft gedeckt.

Quelle: Prognos, 2011

Die Erzeugung nach Kraftwerkstyp der Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr ist in der Tabelle 72 zusammengefasst. In dieser Angebotsvariante beschränkt sich der Zubau neuer Produktionsanlagen auf einen hohen Ausbau Erneuerbarer Anlagen. Zudem wird das Wasserkraftpotenzial verstärkt ausgeschöpft und es erfolgt ein höherer Zubau als in den Varianten C & E und D & E der Bundesratsvariante 2, Szenario „Neue Energiepolitik“. Der Zubau fossiler WKK ist moderat. Im Jahre 2050 liegt die Bruttoerzeugung mit 73,99 TWh_{el}/a deutlich unter derjenigen der Variante D & E (81,71 TWh_{el}/a). Deshalb müssen zur Deckung des Landesverbrauches im Jahre 2050 5,6 TWh_{el}/a importiert werden. Die Wasserkraft deckt rund 64 % der mittleren Bruttoerzeugung im gesamten (hydrologischen) Jahr. Die fossil-thermische Produktion deckt im Jahre 2050 über 5,7 % der Produktion ab. Die Erneuerbaren haben einen Anteil von rund 30,5 %.

Die im Winterhalbjahr im Vergleich zum Sommerhalbjahr tiefere Produktion der Wasserkraft und der Erneuerbaren, kombiniert mit dem relativ geringen Anteil von WKK am gesamten Produktionsaufkommen, bewirkt, dass im Winter 3,7 TWh_{el}/a Importe bezogen werden müssen (siehe Tabelle 73). Das Potenzial des Zubaus an fossilen WKK ist in der Variante E ausgereizt. Falls die Technologie Elektrizität mit Geothermie zum notwendigen Zeitpunkt (ab 2020 mit einer grossen Zunahme) nicht vorhanden ist, wirkt sich dies direkt auf die Importe aus. Sie würden sich im hydrologischen Jahr 2050 um 4,38 TWh_{el}/a erhöhen, davon müssten 2,19 TWh_{el}/a im Winterhalbjahr zusätzlich importiert werden.

Tabelle 72: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_{el}/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	45.34	47.99	47.57
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.91	9.89	10.08
Kernkraftwerke	24.73	26.13	21.36	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	1.99	3.81	3.81
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.91	3.81	3.81
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	3.04	9.34	22.61
neue Erneuerbare	0.00	0.00	2.63	9.33	22.61
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	71.73	61.14	73.99
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	64.17	53.58	66.43
Importe:	18.78	17.24	11.30	17.87	5.58
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	1.47	15.26	5.58
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	73.63	70.18	67.50
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.45	19.36	19.19
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.65	3.69	3.76
Kernkraftwerke	13.72	14.18	12.25	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	1.23	2.42	2.42
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.62	2.42	2.42
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	1.69	4.83	10.59
neue Erneuerbare	0.00	0.00	1.46	4.83	10.59
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	33.62	26.61	32.20
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	30.85	23.83	29.42
Importe:	9.95	9.12	6.27	11.61	3.72
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	0.98	10.18	3.72
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	38.77	37.10	35.92

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 73: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 2 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_{el}/a

	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	534.78	2929.47	10397.00
Windenergieanlagen	2.98	12.40	583.60	1492.08	4000.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	276.16	1084.27	4378.29
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	470.75	1105.00	1105.00
Biogas	12.02	16.90	605.37	1430.00	1430.00
ARA	93.99	107.20	129.35	300.00	300.00
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	438.44	997.80	997.80
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	187.21	1024.83	3637.21
Windenergieanlagen	1.79	7.42	350.10	895.13	2399.68
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	138.08	542.14	2189.14
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	321.68	755.08	755.08
Biogas	7.15	10.06	373.31	881.83	881.83
ARA	55.78	63.25	77.58	180.00	180.00
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	241.14	548.79	548.79
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

7.10 Angebotsvariante 3 Bundesrat, Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Angebotsvariante 3 des Bundesrates wird mit der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ überprüft.

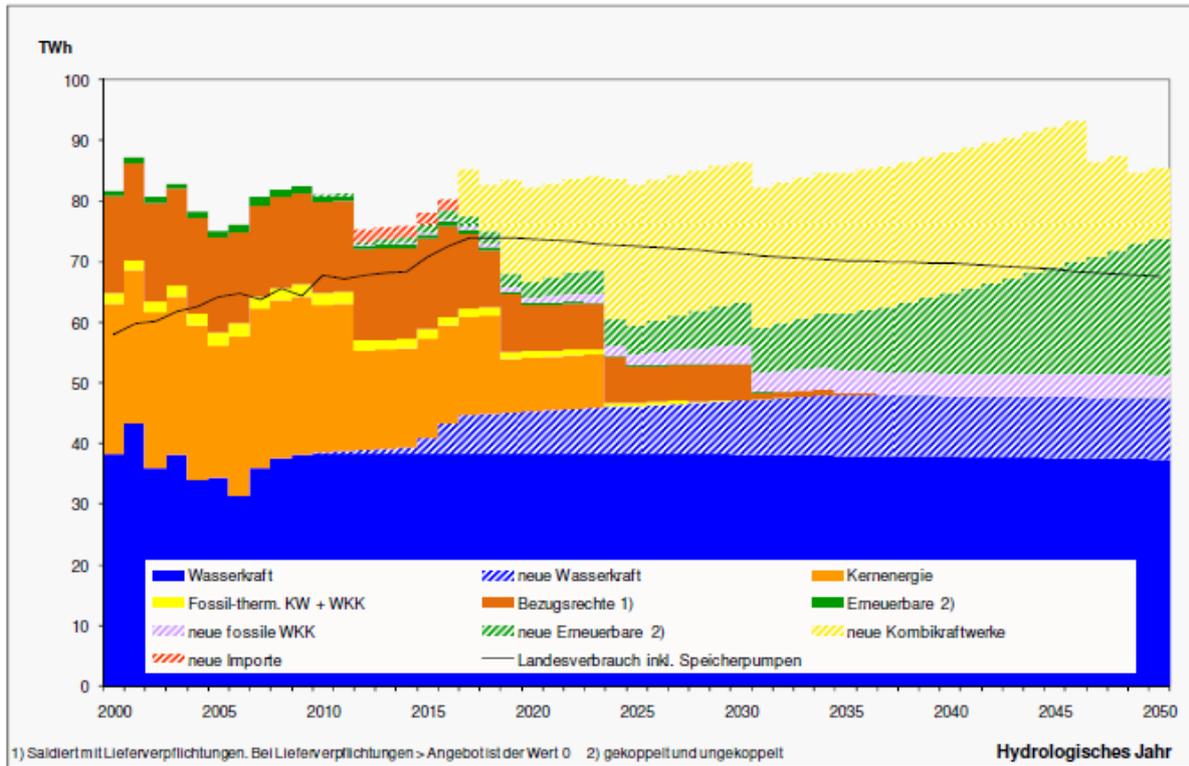
Für die Angebotsvariante 3 des Bundesrates wird angenommen, dass die Laufzeit der fünf Kernkraftwerke auf 40 Jahre beschränkt ist. In der Bundesratsvariante 3 werden keine neuen KKW gebaut. Im folgenden werden deshalb die Angebotsvarianten C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) und E (Erneuerbar) betrachtet.

Der für das Elektrizitätsangebot wesentliche Landesverbrauch inklusive Elektrizitätsverbrauch für Speicherpumpen entspricht demjenigen im Szenario „Neue Energiepolitik“.

7.10.1 Bundesratsvariante 3 Angebotsvariante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“

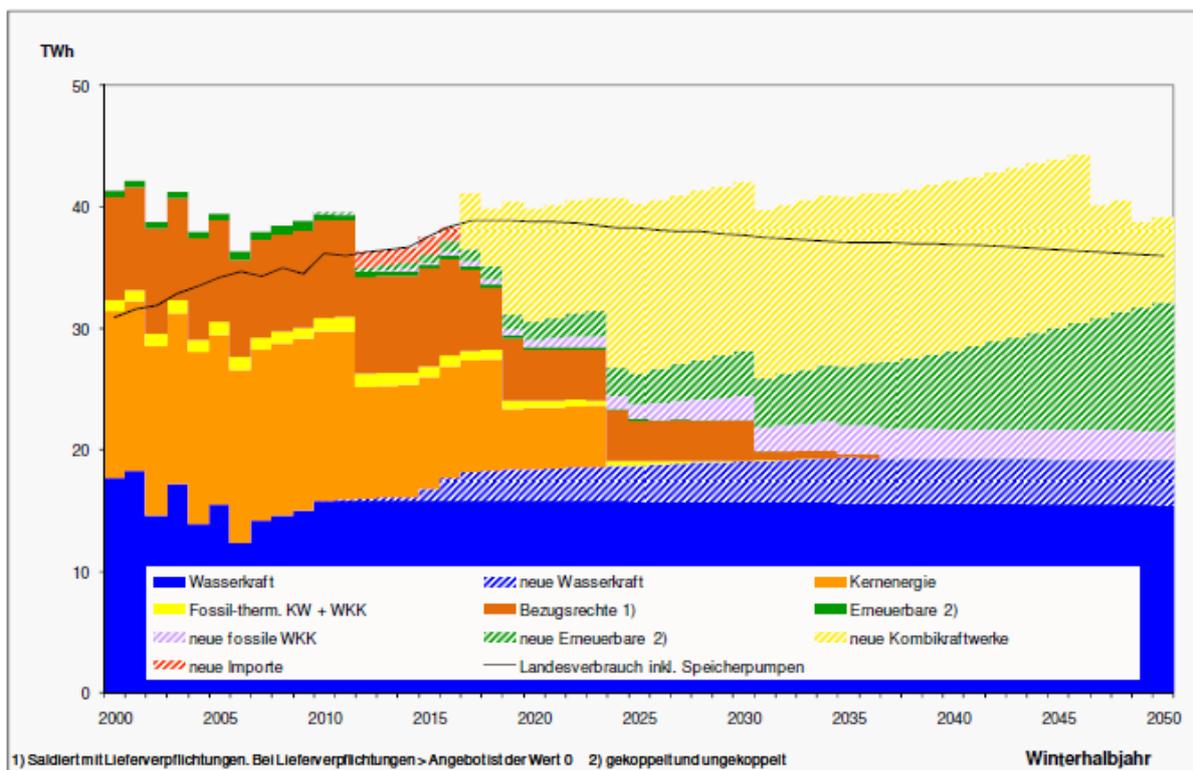
Um den Nachfrageüberhang von 2012 bis 2016 decken zu können, wird bis zur Inbetriebnahme von 2 GuD im Jahre 2017 Strom importiert. Die Importe betragen im Maximum 2,1 TWh_{el}/a (siehe Grafiken 31 und 32, sowie Tabelle 74). Bis ins Jahr 2047 werden fünf weitere GuD zugebaut. Bis 47 werden insgesamt 7 neue GuD gebaut. Zudem werden zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage WKK mit einer Erzeugungskapazität von 3,8 TWh_{el}/a und Erneuerbare von insgesamt 22,6 TWh_{el}/a (2050) zugebaut. Falls die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energieträgern stochastisch anfällt, muss zusätzlich die notwendige Regelenergie zur Verfügung stehen, d.h. mehr GuD mit geringeren Volllaststunden zugebaut werden (geringere Volllaststunden, da sie nur in der Zeit laufen, wenn Regelenergie notwendig ist).

Grafik 31: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2011

Grafik 32: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2011

Der Zubau der Bundesratsvariante 3 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, in TWh_{el}/a findet sich in Tabelle 74 zusammengestellt.

Tabelle 74: Zubau Bundesratsvariante 3 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, in TWh_{el}/a

Angebotsvariante 3 Bundesrat, Variante C & E, Szenario „Neue Energiepolitik“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
2012 -2016	Import temporär notwendig (zwischen 2012 und 2016)	Maximal 2,1 TWh
Ab 2017	EE und fossile WKK	Durchschnittlicher Zubau fossile WKK (3,8 TWh Erzeugung in 2050), hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050)
2017	2 GuD	Leistung 550 MW
2019	2 GuD	Leistung 550 MW
2024	2 GuD	Leistung 550 MW
2047	1 GuD Ersatz	Leistung 550 MW

Quelle: Prognos, 2011

Die Erzeugung nach Kraftwerkstyp der Bundesratsvariante 3 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr findet sich in der Tabelle 75 zusammengefasst. Die zugebauten GuD und fossiler WKK und der starke Anstieg der Erneuerbaren Energien kompensieren den Wegfall der KKW. Im Jahre 2050 wird die Bruttoerzeugung von 85,54 TWh_{el}/a zu rund 55,6 % mit Wasserkraft gedeckt – sie hat sich zwischen 2015 und 2020 aufgrund des Ausbaus der Speicherpumpen, aber auch aufgrund der Ausnutzung bestehender übriger Ausbaupotenziale erhöht. Die fossil-thermische Produktion deckt im Jahre 2050 über 18,0 % der Produktion ab. Die Erneuerbaren haben einen Anteil von 26,4 %.

Die im Winterhalbjahr im Vergleich zum Sommerhalbjahr tiefere Produktion der Wasserkraft wird gedeckt mit einem Anstieg der fossil-thermischen Produktion im Vergleich zum Sommerhalbjahr. Zudem fällt der Unterschied zwischen Sommer- und Winterproduktion der Erneuerbaren kleiner aus, da die Geothermie das ganze Jahr die gleiche Produktionsmenge liefert und die gekoppelten Erneuerbaren Energieträger sowie die Windenergie im Winterhalbjahr mehr produzieren als im Sommerhalbjahr (siehe Tabelle 76). Die Photovoltaik, welche in 2050 die höchste Menge produziert, weist im Sommer eine wesentlich höhere Produktion aus als im Winter.

Es gilt wiederum zu beachten, dass die verwendete Einheit in der Tabelle GWh_{el}/a und nicht TWh_{el}/a (=1000 GWh_{el}/a) ist. Wie in der Einleitung vermerkt, bedingt der Einsatz der Geothermie, dass die Technologie bis zum notwendigen Zeitpunkt zuverlässig zur Verfügung steht. Als Alternative dazu würde in diesem Szenario die Zahl der GuD entsprechend erhöht. Wegen des strategischen starken Ausbaus der Erneuerbaren, der Blockgröße und der Lebensdauer der installierten GuD-Kraftwerke ergibt sich zwischen 2026 und 2048 ein Exportüberschuss, der es ermöglicht, die GuD-Kraftwerke im europäischen Spitzen- und Regelenergiemarkt einzusetzen.

Tabelle 75: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_e/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	45.34	47.99	47.57
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.91	9.89	10.08
Kernkraftwerke	24.73	26.13	8.85	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	17.39	26.91	15.36
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	15.40	23.10	11.55
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.91	3.81	3.81
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	3.04	9.34	22.61
neue Erneuerbare	0.00	0.00	2.63	9.33	22.61
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	74.62	84.24	85.54
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	67.06	76.68	77.98
Importe:	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	73.63	70.18	67.50
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.45	19.36	19.19
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.65	3.69	3.76
Kernkraftwerke	13.72	14.18	5.02	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	10.48	16.30	9.36
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	9.25	13.88	6.94
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.62	2.42	2.42
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	1.69	4.83	10.59
neue Erneuerbare	0.00	0.00	1.46	4.83	10.59
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	35.64	40.49	39.14
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	32.86	37.71	36.36
Importe:	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	38.77	37.10	35.92

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 76: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_e/a

	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	534.78	2929.47	10397.00
Windenergieanlagen	2.98	12.40	583.60	1492.08	4000.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	276.16	1084.27	4378.29
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	470.75	1105.00	1105.00
Biogas	12.02	16.90	605.37	1430.00	1430.00
ARA	93.99	107.20	129.35	300.00	300.00
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	438.44	997.80	997.80
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	187.21	1024.83	3637.21
Windenergieanlagen	1.79	7.42	350.10	895.13	2399.68
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	138.08	542.14	2189.14
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	321.68	755.08	755.08
Biogas	7.15	10.06	373.31	881.83	881.83
ARA	55.78	63.25	77.58	180.00	180.00
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	241.14	548.79	548.79
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

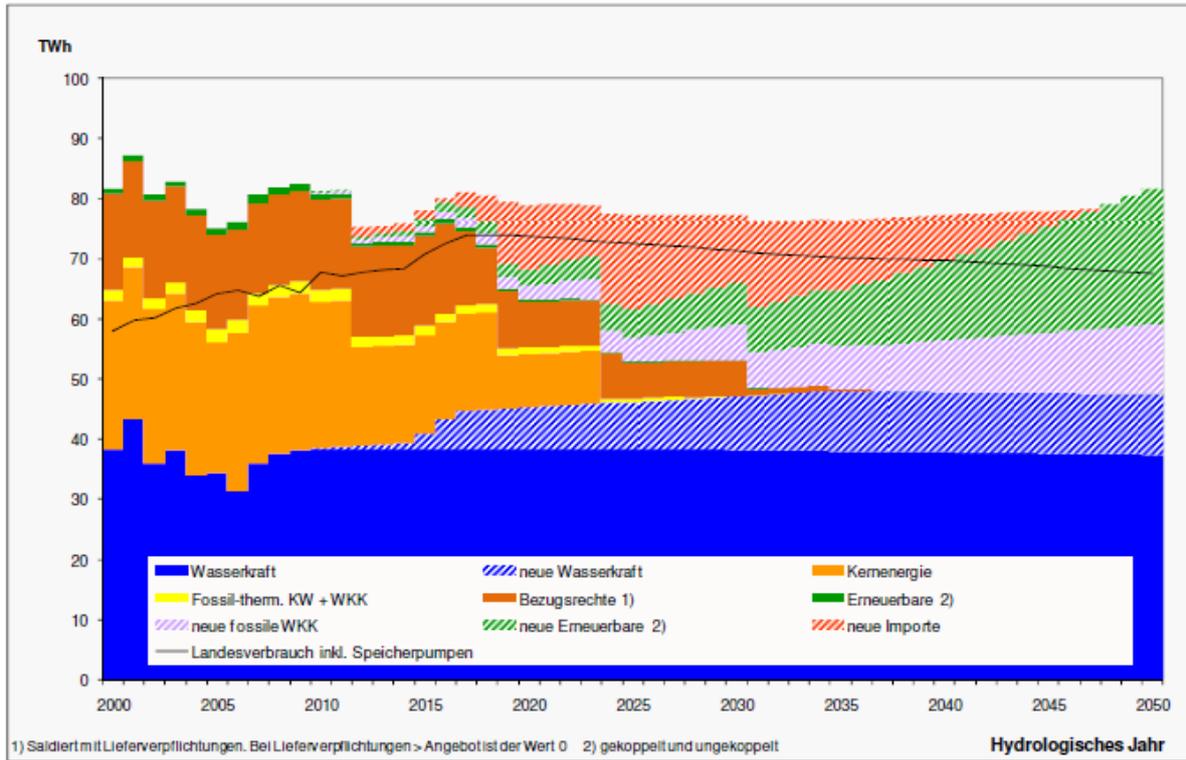
Quelle: Prognos, 2011

7.10.2 Bundesratsvariante 3 Angebotsvariante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“

In der Angebotsvariante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) wird ein starker Zubau von WKK-Anlagen (11,5 TWh_e/a Produktion in 2050) und wiederum ein hoher Zubau von erneuerbarer Stromproduktion notwendig (siehe Grafiken 33 und 34). Zudem sind ab 2012 nach der Ausserbetriebnahme von 3 KKW Importe notwendig. Diese steigen bis 2025 auf 15,5 TWh_e/a an. Im Jahre 2050 sind keine Importe mehr notwendig.

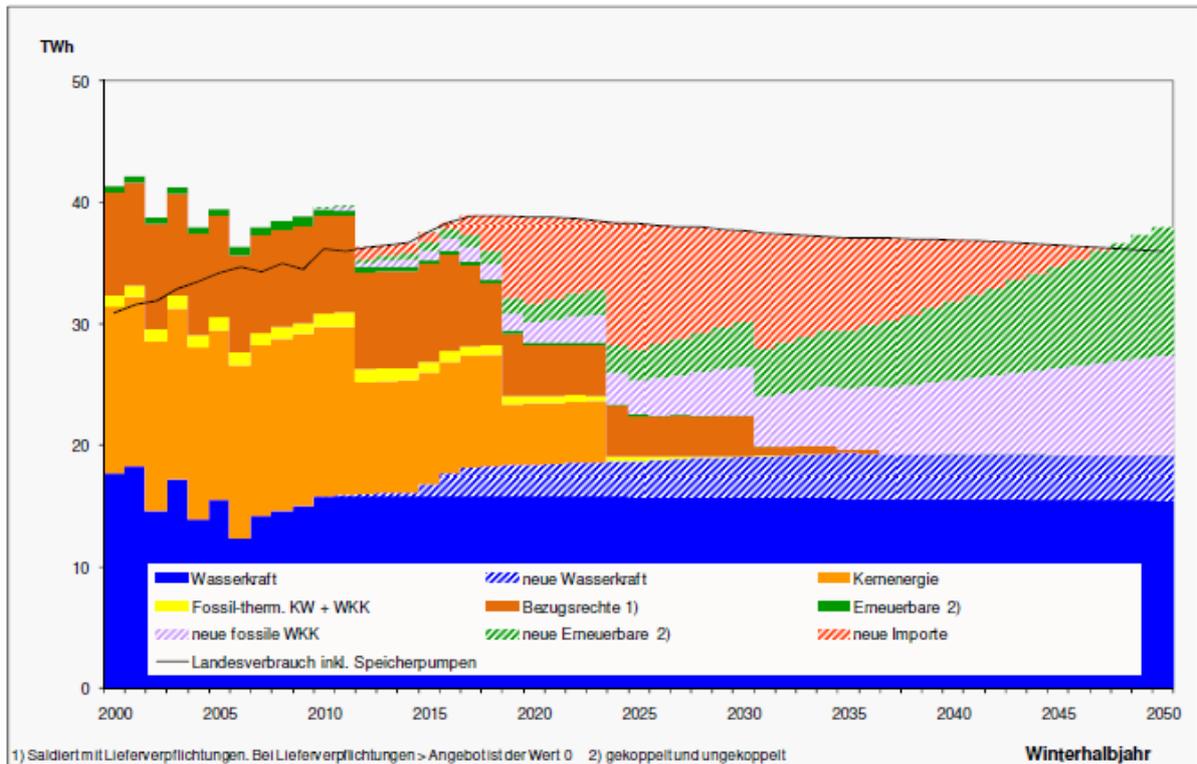
In diesem Szenario wird die Regelenergie mit bestehender und zugebauter Speicherwasserkraft gedeckt.

Grafik 33: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

Grafik 34: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

Der Zubau und die notwendigen Importe in der Bundesratsvariante Variante D & E sind in der Tabelle 77 dargestellt.

Tabelle 77: Zubau und Importe Bundesratsvariante 3 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“

Angebotsvariante 3 Bundesrat, Variante D & E, Szenario „Neue Energiepolitik“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
Ab 2012	Import temporär notwendig	Importe nach Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken bzw. Auslaufen der Bezugsrechte temporär notwendig (ab 2012, max. 15,5 TWh _{el} /a in 2025), 2050 keine Importe mehr notwendig
Ab 2017	Hoher Zubau EE und fossile WKK	Fossile WKK (11,5 TWh _{el} /a in 2050), EE (22,6 TWh _{el} /a Erzeugung in 2050). Annahme: Regelenergiebedarf (hoher EE-Ausbau) wird durch angepasstes Speichermanagement mit bestehender und zugebauter Speicherwasserkraft gedeckt

Quelle: Prognos, 2011

Die Erzeugung nach Kraftwerkstyp der Bundesratsvariante 3 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr ist in der Tabelle 78 zusammengefasst. Der hohe Zubau fossiler WKK und der starke Anstieg der Erneuerbaren Energien (siehe Tabelle 79) kompensieren den Wegfall der KKW. Die Wasserkraft deckt rund 58,2 % der mittleren Bruttoerzeugung im gesamten (hydrologischen) Jahr. Die fossil-thermische Produktion deckt im Jahre 2050 über 14 % der Produktion ab. Die Erneuerbaren haben einen Anteil von rund 27 %.

Im Jahre 2050 sind keine Importe mehr notwendig (siehe Tabelle 78). Das Potenzial des Zubaus an fossilen WKK ist in der Variante D & E ausgereizt. Falls die Technologie zur Produktion von Elektrizität mit Geothermie zum notwendigen Zeitpunkt (ab 2020 mit einer grossen Zunahme) nicht vorhanden ist, wirkt sich dies direkt auf die Importe aus. Sie würden sich im hydrologischen Jahr 2050 um 4,38 TWh_{el}/a erhöhen, davon müssten 2,19 TWh_{el}/a im Winterhalbjahr importiert werden.

Tabelle 78: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_e/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	45.34	47.99	47.57
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.91	9.89	10.08
Kernkraftwerke	24.73	26.13	8.85	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	3.44	7.24	11.53
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	2.36	7.24	11.53
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	3.04	9.34	22.61
neue Erneuerbare	0.00	0.00	2.63	9.33	22.61
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	60.67	64.56	81.71
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	53.11	57.00	74.15
Importe:	18.78	17.24	20.51	14.02	0.00
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	10.68	11.41	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	73.63	70.18	67.50
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.45	19.36	19.19
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.65	3.69	3.76
Kernkraftwerke	13.72	14.18	5.02	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	2.32	4.99	8.21
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	1.70	4.99	8.21
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	1.69	4.83	10.59
neue Erneuerbare	0.00	0.00	1.46	4.83	10.59
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	27.48	29.18	37.99
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	24.70	26.40	35.21
Importe:	9.95	9.12	12.41	9.04	0.00
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	7.12	7.61	0.00
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	38.77	37.10	35.92

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 79: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_e/a

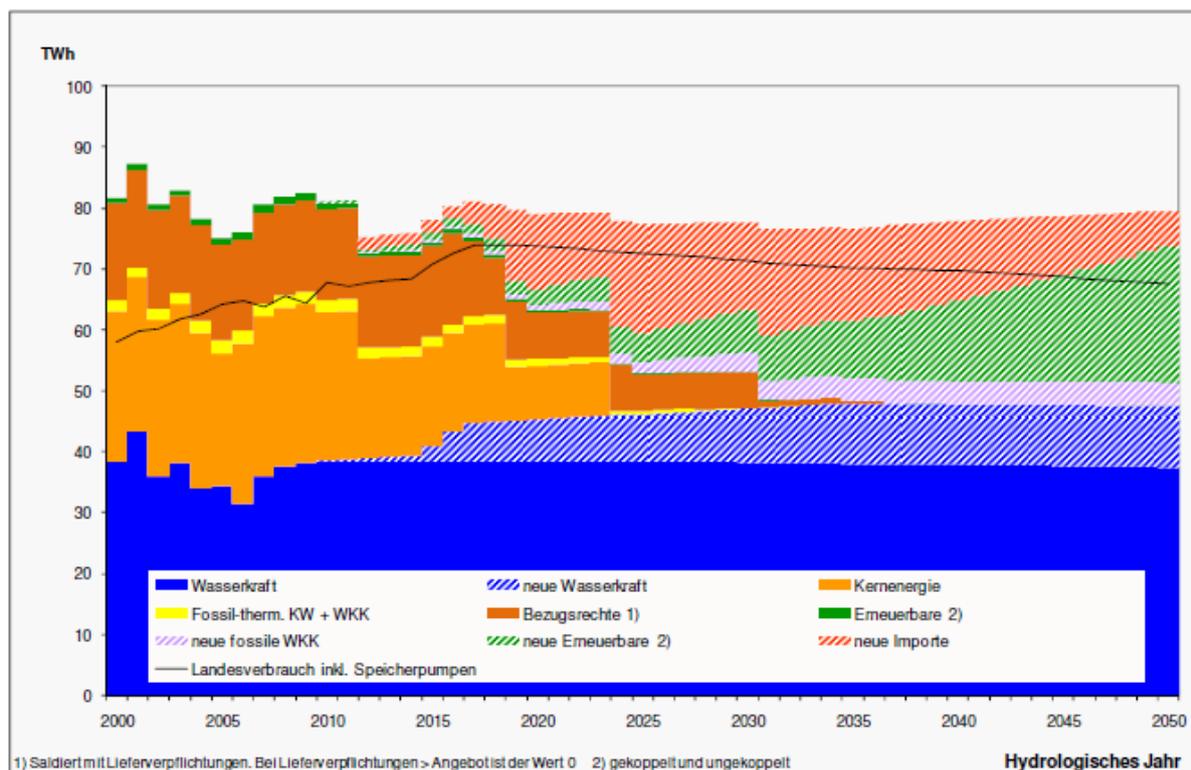
	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	534.78	2929.47	10397.00
Windenergieanlagen	2.98	12.40	583.60	1492.08	4000.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	276.16	1084.27	4378.29
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	470.75	1105.00	1105.00
Biogas	12.02	16.90	605.37	1430.00	1430.00
ARA	93.99	107.20	129.35	300.00	300.00
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	438.44	997.80	997.80
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	187.21	1024.83	3637.21
Windenergieanlagen	1.79	7.42	350.10	895.13	2399.68
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	138.08	542.14	2189.14
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	321.68	755.08	755.08
Biogas	7.15	10.06	373.31	881.83	881.83
ARA	55.78	63.25	77.58	180.00	180.00
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	241.14	548.79	548.79
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

7.10.3 Bundesratsvariante 3 Angebotsvariante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“

In der Bundesratsvariante 3 Angebotsvariante E (Erneuerbar) wird ein durchschnittlicher Zubau von WKK-Anlagen (3,8 TWh_{el}/a Produktion in 2050) erwartet (siehe Grafiken 35 und 36). Für die EE wird ein hoher Zubau erwartet (22,6 TWh_{el}/a in 2050). Ab 2012 bis 2050 sind zudem jährlich Importe notwendig. Diese erreichen im Maximum 17,9 TWh_{el}/a im Jahre 2025. Im Jahre 2050 liegen sie bei 5,6 TWh_{el}/a. In diesem Szenario wird die Regelenergie mit bestehender und zugebauter Speicherwasserkraft gedeckt.

Grafik 35: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, hydrologisches Jahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

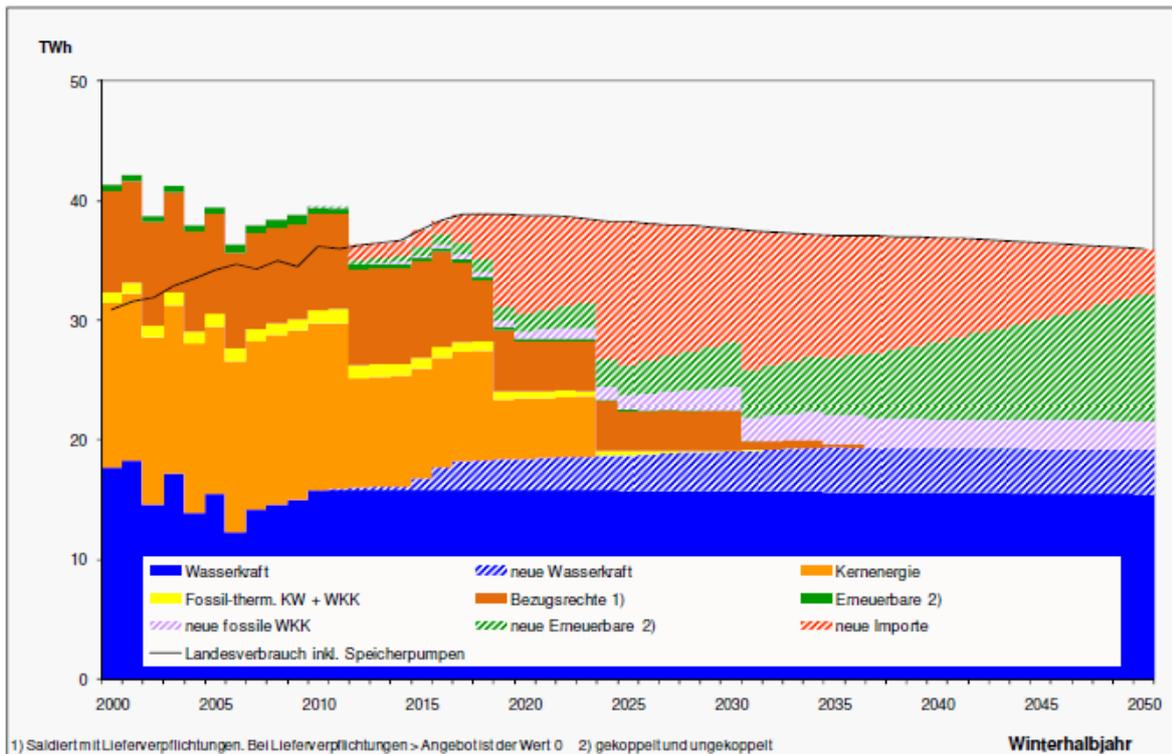
Der Zubau und die notwendigen Importe in der Bundesratsvariante Variante E sind in der Tabelle 80 dargestellt.

Tabelle 80: Zubau und Importe Bundesratsvariante 3 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“

Angebotsvariante 3 Bundesrat, Variante E, Szenario „Neue Energiepolitik“		
Jahre	Deckung der Elektrizitätsnachfrage	Kommentare
Ab 2012	Importe ab 2012	Maximaler Import 17,9 TWh _{el} /a in 2025, Importe von 5,6 TWh _{el} /a in 2050
Ab 2017	Durchschnittlicher Zubau fossile WKK Hoher Zubau EE	Fossile WKK: 3,8 TWh _{el} /a in 2050 EE: 22,6 TWh _{el} /a h Erzeugung in 2050, exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken Annahme: Regelenergiebedarf (hoher EE-Ausbau) geregelt durch angepasstes Speichermanagement mit bestehender und zugebauter Speicherwasserkraft

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 36: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Winterhalbjahr, 2000 - 2050, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2011

Die Erzeugung nach Kraftwerkstyp der Bundesratsvariante 3 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“ hydrologisches Jahr und Winterhalbjahr finden sich in der Tabelle 81 zusammengefasst. In dieser Angebotsvariante beschränkt sich der Zubau neuer Produktionsanlagen auf einen hohen Ausbau Erneuerbarer Anlagen. Zudem wird das Wasserkraftpotenzial verstärkt ausgeschöpft. Der Zubau fossiler WKK ist moderat. Im Jahre 2050 liegt die Bruttoerzeugung mit 73,99 TWh_{el}/a deutlich unter derjenigen der Variante D & E (81,71 TWh_{el}/a). Deshalb müssen zur Deckung des Landesverbrauches im Jahre 2050 5,6 TWh_{el}/a importiert werden. Die Wasserkraft deckt rund 64 % der mittleren Bruttoerzeugung im gesamten (hydrologischen) Jahr. Die fossil-thermische Produktion deckt im Jahre 2050 über 5,1 % der Produktion ab. Die Erneuerbaren haben einen Anteil von rund 30,5 %.

Die im Winterhalbjahr im Vergleich zum Sommerhalbjahr tiefere Produktion der Wasserkraft und der Erneuerbaren, kombiniert mit dem relativ geringen Anteil von WKK am gesamten Produktionsaufkommen, bewirkt, dass im Winter 3,7 TWh_{el}/a Importe bezogen werden müssen (siehe Tabelle 82). Das Potenzial des Zubaus an fossilen WKK ist in der Variante E ausgereizt. Falls die Technologie Elektrizität mit Geothermie zum notwendigen Zeitpunkt (ab 2020 mit einer grossen Zunahme) nicht vorhanden ist, wirkt sich dies direkt auf die Importe aus. Sie würden sich im hydrologischen Jahr 2050 um 4,38 TWh_{el}/a erhöhen, davon müssten 2,19 TWh_{el}/a im Winterhalbjahr zusätzlich importiert werden.

Tabelle 81: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, gesamte Elektrizitätserzeugung, in TWh_{el}/a

Erzeugung - Hydrologisches Jahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	38.38	38.19	45.34	47.99	47.57
neue Wasserkraft	0.00	0.00	6.91	9.89	10.08
Kernkraftwerke	24.73	26.13	8.85	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	1.75	1.92	1.99	3.81	3.81
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.91	3.81	3.81
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.85	1.31	3.04	9.34	22.61
neue Erneuerbare	0.00	0.00	2.63	9.33	22.61
Mittlere Bruttoerzeugung	65.70	67.55	59.22	61.14	73.99
Verbrauch der Speicherpumpen	-1.77	-2.56	-7.56	-7.56	-7.56
Mittlere Nettoerzeugung	63.93	64.99	51.66	53.58	66.43
Importe:	18.78	17.24	22.15	17.87	5.58
bestehende Bezugsrechte	18.78	17.24	9.83	2.61	0.00
neue Importe	0.00	0.00	12.32	15.26	5.58
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	58.07	64.29	73.63	70.18	67.50
Erzeugung - Winterhalbjahr	2000	2009	2020	2035	2050
Wasserkraftwerke	17.71	14.98	18.45	19.36	19.19
neue Wasserkraft	0.00	0.00	2.65	3.69	3.76
Kernkraftwerke	13.72	14.18	5.02	0.00	0.00
neue Kernenergie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fossile Konv.-thermische KW	0.97	0.92	1.23	2.42	2.42
neue Kombikraftwerke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
neue fossile WKK	0.00	0.00	0.62	2.42	2.42
Erneuerbare (gekopp. & ungekopp.)	0.45	0.73	1.69	4.83	10.59
neue Erneuerbare	0.00	0.00	1.46	4.83	10.59
Mittlere Bruttoerzeugung	32.84	30.81	26.39	26.61	32.20
Verbrauch der Speicherpumpen	-0.36	-1.02	-2.78	-2.78	-2.78
Mittlere Nettoerzeugung	32.48	29.79	23.61	23.83	29.42
Importe:	9.95	9.12	13.50	11.61	3.72
bestehende Bezugsrechte	9.95	9.12	5.29	1.43	0.00
neue Importe	0.00	0.00	8.21	10.18	3.72
Landesverbrauch inkl. Speicherpumpen	30.92	34.50	38.77	37.10	35.92

Quelle: Prognos, 2011

Tabelle 82: Elektrizitätsangebot Bundesratsvariante 3 Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, in GWh_{el}/a

	2000	2009	2020	2035	2050
Erzeugung - Hydrologisches Jahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	11.04	17.60	534.78	2929.47	10397.00
Windenergieanlagen	2.98	12.40	583.60	1492.08	4000.00
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	276.16	1084.27	4378.29
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	10.47	34.23	470.75	1105.00	1105.00
Biogas	12.02	16.90	605.37	1430.00	1430.00
ARA	93.99	107.20	129.35	300.00	300.00
KVA (50% EE-Anteil)	642.10	728.93	438.44	997.80	997.80
Deponiegas	44.25	28.51	0.00	0.00	0.00
Erzeugung - Winterhalbjahr					
ungekoppelt					
Photovoltaikanlagen	3.85	6.30	187.21	1024.83	3637.21
Windenergieanlagen	1.79	7.42	350.10	895.13	2399.68
Biomasse (Holzgas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Geothermie	0.00	0.00	138.08	542.14	2189.14
gekoppelt					
Biomasse (Holz)	7.85	23.67	321.68	755.08	755.08
Biogas	7.15	10.06	373.31	881.83	881.83
ARA	55.78	63.25	77.58	180.00	180.00
KVA (50% EE-Anteil)	353.15	400.91	241.14	548.79	548.79
Deponiegas	24.34	15.68	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos, 2011

7.11 CO₂-Emissionen Angebotsvarianten 2 und 3 Bundesrat, Szenario „Neue Energiepolitik“

Die Angebotsvarianten 2 und 3 des Bundesrates für das Szenario „Neue Energiepolitik“ werden netto ausgewiesen, das heisst, sie sind inklusive Wärmegutschriften berechnet.

Die Angebotsvariante 2, Szenario „Neue Energiepolitik“ des Bundesrates umfasst die Varianten C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) und E (Erneuerbar). In der Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar) bewirkt der Ausbau neuer GuD und WKK-Anlagen einen stetigen Anstieg der CO₂-Emissionen von 0,82 Mio. t (aus bestehenden Produktionsanlagen) auf 5,9 Mio. t (siehe Tabelle 83). In der Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) werden WKK-Anlagen zugebaut. Die daraus resultierenden CO₂-Emissionen betragen im Jahre 2050 3,29 Mio. t. In der Variante E (Erneuerbar) ergeben sich von 2000 bis 2020 CO₂-Emissionen aufgrund der bestehenden fossilen Kraftwerke. Zudem werden im Laufe der Zeit WKK-Anlagen zugebaut. Die CO₂-Emissionen der Variante E liegen zwischen 0,78 Mio. t und 1,09 Mio. t. Auch hier gilt es wiederum zu beachten, dass in den Varianten D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) und E (Erneuerbar) die Importe nicht mit CO₂-Emissionen bewertet sind, hingegen die CO₂-Emissionen der Exporte der Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar) angerechnet werden.

Die Angebotsvarianten 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, des Bundesrates umfasst die Varianten C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) und E (Erneuerbar).

In der Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar) bewirkt der Ausbau neuer GuD und WKK-Anlagen einen stetigen Anstieg der CO₂-Emissionen von 0,82 Mio. t (aus bestehenden Produktionsanlagen) auf 4,7 Mio. t (siehe Tabelle 84).

Tabelle 83: CO₂-Emissionen Angebotsvariante 2 Bundesrat, Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. t

Bundratsvariante		2000	2009	2020	2035	2050
Angebotsvariante 2 Bundesrat Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“	neue GUD Erdgas			1.26	6.16	4.82
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.30	1.09	1.09
	CO₂-Emissionen netto	0.82	0.85	2.04	7.25	5.90
Angebotsvariante 2 Bundesrat Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“	neue GUD Erdgas					
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.79	2.07	3.29
	CO₂-Emissionen netto	0.82	0.85	1.26	2.07	3.29
Angebotsvariante 2 Bundesrat Variante E (Erneuerbar), Szenario „Neue Energiepolitik“	neue GUD Erdgas					
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.30	1.09	1.09
	CO₂-Emissionen netto	0.82	0.85	0.78	1.09	1.09

Quelle: Prognos, 2011

Es gilt hier zu beachten, dass bis 2048 die CO₂-Emissionen mehr als doppelt so hoch sind. Ab 2048 erreichen die ersten GuD das Ende der Betriebsdauer. Wie bereits in Abschnitt 7.9.1 erwähnt, ist es nicht auszuschliessen, dass wegen dem hohen Ausbau der erneuerbaren Produktion zusätzliche Regelenergie anfällt. Wenn diese mit neuen GuD abgedeckt wird, könnten sich die CO₂-Emissionen auch in 2050 in der Grössenordnung des Jahres 2035 bewegen.

In der Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar) werden WKK-Anlagen zugebaut. Die daraus resultierenden CO₂-Emissionen betragen im Jahre 2050 rund 3,29 Mio. t. Da in dieser Variante die Regelenergie aus den dann bestehenden Speichern gedeckt wird und die fossilen und erneuerbaren WKK-Anlagen zu einem grossen Teil stromgeführt gefahren werden, fallen dafür in der Schweiz keine zusätzlichen CO₂-Emissionen an, wie im Falle der Bereitstellung der Regelenergie mit fossilen Produktionsanlagen. In der Variante E (Erneuerbar) ergeben sich von 2000 bis 2020 CO₂-Emissionen aufgrund der bestehenden fossilen Kraftwerke. Zudem werden im Laufe der Zeit WKK-Anlagen zugebaut. Die CO₂-Emissionen der Variante E liegen zwischen 0,78 Mio. t und 1,09 Mio. t. Auch für diese Variante wird allenfalls notwendige Regelenergie aus den Speicherkraftwerken gedeckt.

Tabelle 84: CO₂-Emissionen Angebotsvariante 3 Bundesrat, Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. t

Bundratsvariante		2000	2009	2020	2035	2050
Angebotsvariante 3 Bundesrat Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar), Szenario "Neue Energiepolitik"	neue GuD Erdgas			5.05	7.40	3.61
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.30	1.09	1.09
	CO₂-Emissionen netto	0.82	0.85	5.83	8.48	4.70
Angebotsvariante 3 Bundesrat Variante D & E (Fossil-dezentral und Erneuerbar), Szenario "Neue Energiepolitik"	neue GuD Erdgas					
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.79	2.07	3.29
	CO₂-Emissionen netto	0.82	0.85	1.26	2.07	3.29
Angebotsvariante 3 Bundesrat Variante E (Erneuerbar), Szenario "Neue Energiepolitik"	neue GuD Erdgas					
	bestehende Fossile Kraftwerke	0.82	0.85	0.48		
	neue Fossile WKK			0.30	1.09	1.09
	CO₂-Emissionen netto	0.82	0.85	0.78	1.09	1.09

Quelle: Prognos, 2011

8 Vergleiche und Bewertungen

Da die Grundlagen der neuen Energiepolitik auf den aktualisierten Energieperspektiven 2035 aufbauen, wird neben einer Bewertung und Diskussion der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ in einem ersten Schritt eine Abschätzung der Konsequenzen der Aktualisierung der Rahmendaten und der Erweiterung der Politiken und Massnahmen im Szenario „Weiter wie bisher“ vorgenommen.

8.1 Aktualisierung der Rahmendaten im Szenario „Weiter wie bisher“

Für die Diskussion der Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 werden die Bevölkerung, das BIP, die Wohnflächen und das Klima wärmer verwendet (siehe Tabelle 85). Die im Vergleich zu den Energieperspektiven 2035 angestiegenen Erdölpreise bewirken langfristig eine dämpfende Wirkung auf die Nachfrage nach Raumwärme. Zudem sind sie einer der Treiber der verstärkten Substitution hin zu Elektromobilität im Sektor Verkehr. Zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen hat EcoPlan im Auftrag des BFE im Jahre 2006 eine Analyse „Auswirkungen langfristig hoher Energiepreise“ durchgeführt.

Die Diskussion beschränkt sich auf die zwei Bezugspunkte 2000 und 2035.

Tabelle 85: Rahmendaten Aktualisierung im Szenario „Weiter wie bisher“ und Vergleich mit Energieperspektiven 2035

Bezeichnung	Perspektiven	Einheit	2000	2035
Bevölkerung	Aktualisierung	Mio.	7.2	8.9
	Perspektiven 2035		7.2	7.6
BIP	Aktualisierung	Mrd. CHF real 2009	467.8	701.3
	Perspektiven 2035		467.8	633.3
Wohnflächen	Aktualisierung	Mio. m ²	416.5	630.5
	Perspektiven 2035		416.5	577.1
Verkehrsmengengerüst Personenverkehr	Aktualisierung	In Mrd. Pkm	106.2	145.4
	Perspektiven 2035		106.2	129.5
Güterverkehr	Aktualisierung		23.3	36.3
	Perspektiven 2035		23.3	36.5
Preise: Beispiel Erdöl	Aktualisierung		33.9	113.0
	Perspektiven 2035		33.9	30 bzw. 50
Klima wärmer	Aktualisierung	Gegenüber der Referenzperiode 1960 bis 1990 wird für 2020 bis 2050 mit einem Temperaturanstieg von 1.2° C gerechnet bei gleichzeitiger Reduktion der Niederschlagsmengen		

Quellen: Prognos 2011, BFS 2010, BFE 2010, IEA 2010

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ stützt sich auf das Verkehrsmengengerüst der Verkehrsperspektiven das ARE (2004 und 2006; siehe dazu Abschnitt 2.1).

8.1.1 Klima wärmer

Der Entscheid, in den Aktualisierungen von einer Klimaerwärmung⁴ auszugehen, hat Konsequenzen für den Energieverbrauch aller Sektoren. Die Auswirkungen von Klima wärmer sind im folgenden dargestellt mit einem Vergleich des Referenzszenarios I Trend und dem Szenario I Sensitivität Klima wärmer der Energieperspektiven 2035.

⁴ Detaillierte Angaben zur Ausgestaltung finden sich im Band 4 Exkurse (Exkurs 3) der Energieperspektiven 2035 (www.energieperspektiven.ch).

Das wärmere Klima hat 2 Effekte:

1. Ein Rückgang der Nachfrage nach fossilen und erneuerbaren Brennstoffen in der Grössenordnung von knapp -6 % im Vergleich zu einer Welt mit konstantem Klima (Tabelle 86).
2. Eine Zunahme der Nachfrage nach Elektrizität von etwas mehr als 4 %, wiederum im Vergleich zu einer Welt mit konstantem Klima.

Die beiden Effekte wirken sich unterschiedlich auf die Nachfragen der Wirtschaftssektoren aus. Vor allem die beiden Sektoren, welche zu einem grossen Teil witterungsabhängige Niedertemperatur-Wärmenergie nachfragen - die Haushalte und der Dienstleistungssektor - weisen einen Rückgang der Endenergienachfrage auf. Diese beiden haben auch die höchste Zunahme der Elektrizitätsnachfrage, verglichen mit einem konstanten Klima. Diese beiden Sektoren verwenden vermehrt Elektrizität für die Klimatisierung.

Tabelle 86: Endenergie- und Elektrizitätsverbrauch Energieperspektiven 2035, Trend und Klima wärmer, in PJ, Veränderungen in %

Endenergienachfrage	Referenzszenario I Trend Energieperspektiven 2035 in PJ	Szenario I Klima wärmer Energieperspektiven 2035 in PJ	Abweichung Klima wärmer vom Trend in %
	2035	2035	
Total	830.9	814.3	-2.0%
fossil	506.4	477.8	-5.6%
EE	68.0	63.6	-6.5%
Haushalte	248.1	237.8	-4.2%
Industrie	182.4	179.5	-1.6%
Dienstleistungen	162.9	158.7	-2.6%
Verkehr	237.5	238.2	0.3%
Elektrizitätsnachfrage			
Total	245.7	256.3	4.3%
Haushalte	76.8	81.6	6.3%
Industrie	74.8	75.4	0.8%
Dienstleistungen	82.3	87.5	6.3%
Verkehr	11.8	11.8	0.0%

Quelle: Prognos 2007, 2011

8.1.2 Auswirkungen der übrigen Aktualisierungen auf das Szenario „Weiter wie bisher“

Die Effekte der übrigen Aktualisierungen können nicht einzeln, sondern nur insgesamt diskutiert werden.

Die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sind aufgrund aktualisierter Vorgaben der entsprechenden Fachstellen angepasst worden. Die Bevölkerung liegt aufgrund der neusten Bevölkerungsszenarien im Jahre 2035 um rund 17 % über dem Niveau der Energieperspektiven 2035. Die Zunahme der Bevölkerung bewirkt eine Zunahme der Energiebezugsflächen im Wohnbereich von rund 9,3 %. Die grössere Bevölkerung hat eine grössere Zahl von Erwerbstätigen zur Folge, welche in 2035 ein BIP erwirtschaften, das rund 10,7 % über dem Wert der Energieperspektiven 2035 liegt. Zudem ist das Verkehrsmengengerüst entsprechend angepasst worden. Im Verlauf der langfristigen Entwicklung nimmt gemäss den Bevölkerungsszenarien des BFS die Alterung zu. Die Zahl der über Achtzigjährigen steigt überproportional an, was dazu führt, dass eine wachsende Zahl von Einwohnern nicht mehr in privaten Haushalten leben, sondern in Heimen, Einrichtungen des betreuten Wohnens oder neuen Wohnformen mit entsprechendem bedarfsangepasstem Pflege-, Service- und Gesundheitsangebot. Diese Personen und damit verbundenen Energiebezugsflächen werden nicht dem Sektor Private Haushalte zugerechnet, sondern im Dienstleistungssektor verbucht.

Diese Anpassungen nach oben bewirken in der Tendenz eine höhere Nachfrage nach Endenergie.

Diesen Kräften wirken einige Massnahmen entgegen, die neu in der Welt „Weiter wie bisher“ enthalten sind. Das Gebäudeprogramm fördert sparsame Heizungssysteme, die Gerätestandards sind durch Nachvollzug der EU-Direktiven deutlich verbessert, die KEV fördert die Verwendung von nicht-fossilen

Energieträgern zur Stromerzeugung im Rahmen der jeweiligen „Deckel“ und Einzelgrenzen, die effiziente Stromverwendung im Industrie- und Dienstleistungssektor wird stärker angereizt und die neuen Fahrzeugstandards bewirken einen tieferen Verbrauch der Fahrzeugflotte. Ausserdem wirkt sich auch im Szenario „Weiter wie bisher“ die moderate Einführung der Elektromobilität im Personenverkehr bis 2035 bereits sichtbar aus. Bis 2050 wird ca. ein Drittel der motorisierten Personenverkehrs-Fahrleistung elektrisch oder elektrisch unterstützt erbracht.

Im folgenden wird der Endenergieverbrauch des Szenarios „Weiter wie bisher“ und des Szenario I „Klima wärmer“ der Energieperspektiven 2035 im Jahre 2035 miteinander verglichen.

Der Endenergieverbrauch des Szenarios „Weiter wie bisher“ liegt um rund -4,1 % unter dem Verbrauch des Szenario I „Klima wärmer“ der Energieperspektiven 2035 (siehe Tabelle 87). Die wichtigsten Verschiebungen sind der deutliche Minderbedarf von Treibstoffen von insgesamt 55 PJ sowie die um 24 PJ gesunkene Nachfrage nach Heizölprodukten. Demgegenüber ist ein Anstieg der Nachfrage nach den erneuerbaren Energieträgern Fernwärme, Holz, übrige feste Biomasse, Solarwärme und Umgebungswärme von insgesamt 33 PJ zu verzeichnen. Zudem liegt der Verbrauch von Erdgas im Szenario „Weiter wie bisher“ um 8 PJ über dem Wert in Szenario I „Klima wärmer“ der Energieperspektiven 2035. Damit sind einerseits die Effizienzmassnahmen bei der Raumwärme und den fossilen Treibstoffen stärker ausgeprägt und andererseits ist die Substitutionsrate vom Heizöl zum Erdgas etwas höher.

Tabelle 87: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2035 Vergleich „Weiter wie bisher“ mit Szenario I „Klima wärmer“, Energieperspektiven 2035, in PJ, Veränderungen in %

Energieträger, Verbrauch in PJ	„Weiter wie bis- her“	Szenario Perspektiven 2035 Klima wärmer	Differenz absolut, in PJ	Abweichung „Wei- ter wie bisher“ zum „Szenario I Klima wärmer“, in %
	2035	2035		
Elektrizität	259	256	2	0.9%
Heizölprodukte	113	137	-24	-17.5%
Erdgas	112	104	8	7.5%
Sonstige Gase	6	5	1	24.9%
Kohle	7	6	1	13.3%
Fernwärme	22	17	5	32.3%
Holz	38	29	9	30.9%
übrige feste Biomasse	1	0	1	
(Industrie-)Abfälle	16	13	2	17.1%
Solarwärme	4	1	3	216.2%
Umgebungswärme	31	17	15	88.1%
Biogas, Klärgas	2	2	0	2.0%
Benzin	69	89	-20	-22.6%
Diesel	95	129	-34	-26.4%
Flugtreibstoffe	3	3	0	1.0%
Biodiesel, übrige biogene Treib- stoffe	2	1	1	81.8%
Erdgas als Treibstoff	1	4	-3	-74.8%
Wasserstoff	0	0	0	
Insgesamt	781	814	-34	-4.1%

Quelle: Prognos, 2007, 2011

Die Aktualisierung der Energieperspektiven bewirkt - wie erwähnt - einen Rückgang des Endenergieverbrauchs und eine Substitution von fossil-thermischen Energieträgern mit Erneuerbaren (Tabelle 88). Innerhalb der Sektoren ist ein Rückgang der Endenergienachfrage im Sektor Haushalt und im Verkehr festzustellen. Hier „gewinnen“ die durch die zusätzlichen Instrumente und die Preiswirkungen ausgelösten verstärkten Effizienzmassnahmen gegenüber den Mengeneffekten. Im Gegensatz dazu ist die Endenergienachfrage der Sektoren Industrie und Dienstleistungen angestiegen. Dieser Anstieg

begründet sich in den überproportional wachsenden Mengeneffekten in der Wirtschaft einerseits und dem insgesamt wenig energieintensiven Charakter der schweizerischen Wirtschaft andererseits.

Die Nachfrage nach Elektrizität im Haushaltssektor im Szenario „Weiter wie bisher“ ist im Jahre 2035 im Vergleich zu den Energieperspektiven 2035 gesunken. Hingegen weisen die übrigen Sektoren im Jahre 2035 eine höhere Elektrizitätsnachfrage aus als in den Energieperspektiven 2035 „Szenario I Klima wärmer“. Der deutlichste Zuwachs zeigt sich im Sektor Verkehr.

Die Unterschiede ergeben sich aus folgenden Einflussfaktoren:

1. Im Haushaltssektor vermögen das neu zum Szenario „Weiter wie bisher“ gehörende Gebäudeprogramm und die neuen Gerätestandards die aufgrund der deutlich höheren Bevölkerung und Energiebezugsflächen zu erwartenden höheren Nachfragen mehr als zu kompensieren. Die über 25 Jahre zur Verfügung stehenden Gebäudesanierungsprogramme und Einspeisevergütungen bewirken, dass in 2035 sowohl die Endenergienachfrage als auch die Elektrizitätsnachfrage unter das im „Szenario I Klima wärmer“ ausgewiesene Niveau der Energieperspektiven 2035 zu liegen kommen.
2. Die Industrie und der Dienstleistungssektor erhöhen ihren Endenergie- und ihren Elektrizitätsverbrauch. Die im Vergleich zu den Perspektiven 2035 deutlich angewachsene Zahl der Beschäftigten sowie die erhöhte Produktion wirken sich auf den Verbrauch aus. Dies ist auch eine Folge der Tatsache, dass die Schweizer Wirtschaft in der Summe nicht energieintensiv ist. Damit sind die bislang eingesetzten Instrumente nicht geeignet, eine Trendwende herbeizuführen.
3. Den grössten Rückgang der gesamten Endenergienachfrage weist der Verkehrssektor auf. Die deutlich wirksameren Fahrzeugstandards bewirken im Verbund mit den angepassten Verkehrsmengen und der Elektrifizierung eine deutlich tiefere Nachfrage nach fossilen Treibstoffen.
4. Der Sektor Verkehr weist eine deutliche Zunahme der Elektrizitätsnachfrage auf. In den aktualisierten Perspektiven ist eine stärkere Elektrifizierung des Individualverkehrs enthalten als noch in den Energieperspektiven 2035, da unterdessen diese Technologie ab 2025 als realistische Option erscheint, auch wenn hierfür noch technische und systemorganisatorische Probleme zu lösen sind.

Tabelle 88: Endenergie- und Elektrizitätsverbrauch Vergleich „Weiter wie bisher“ mit Szenario I „Klima wärmer“, Energieperspektiven 2035, Klima wärmer, in PJ, Veränderungen in %

	„Weiter wie bisher“ in PJ	Szenario I Klima wärmer Energieperspektiven 2035 in PJ	Differenz absolut, in PJ	Abweichung in %
Endenergienachfrage	2035	2035		
Total	781	814	-34	-4.1%
fossil	406	478	-71	-14.9%
EE	85	64	21	33.4%
Haushalte	215	238	-23	-9.8%
Industrie	170	180	-9	-5.2%
Dienstleistungen	209	159	51	31.9%
Verkehr	187	238	-52	-21.6%
Elektrizitätsnachfrage				
Total	259	256	2	0.9%
Haushalte	63	82	-19	-22.9%
Industrie	88	75	12	16.1%
Dienstleistungen	91	88	4	4.5%
Verkehr	17	12	5	41.9%

Quelle: Prognos, 2007, 2011

8.1.3 Auswirkungen der Aktualisierung auf die Energieeffizienz

Die Energieeffizienz kann z.B. mit der Energienachfrage pro Kopf und pro BIP-Einheit gemessen werden. Das analoge Mass wird auch für die Elektrizitätseffizienz verwendet.

In der Tabelle 89 werden diese Grössen für den Endenergie- und den Elektrizitätsverbrauch des Szenarios „Weiter wie bisher“ und das „Szenario I Klima wärmer“ der Jahre 2020 und 2035 verglichen.

Die Entwicklung der Endenergieeffizienz und der Elektrizitätseffizienz pro Kopf bestätigen die unter Abschnitt 8.1.2 gefundenen Schlussfolgerungen. Die Aktualisierung der Massnahmen bewirkt bereits im Szenario „Weiter wie bisher“ einen deutlich schonenderen Umgang mit den Ressourcen als noch in den Energieperspektiven 2035. Die spezifisch nachgefragte Endenergie in GJ pro Kopf nimmt im Szenario „Weiter wie bisher“ deutlicher ab als in den Energieperspektiven 2035. Der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf nimmt im Zeitverlauf sowohl im Szenario „Weiter wie bisher“ als auch im „Szenario I Klima wärmer“ zu. Allerdings schwächt sich das Wachstum im Szenario „Weiter wie bisher“ ab, verglichen mit den Energieperspektiven 2035.

Für die Energie- und Elektrizitätseffizienz je Franken BIP-Einheit weist das Szenario „Weiter wie bisher“ eine Verbesserung dieser Grösse im Vergleich zum „Szenario I Klima wärmer“ der Energieperspektiven 2035 auf. Je BIP-Einheit, gemessen in SFr., nimmt die dafür notwendige Endenergienachfrage von 1,7 MJ pro Schweizerfranken im Jahre 2000 auf 1,1 MJ pro Schweizerfranken im Jahre 2035 ab.

Während die Elektrizitätseffizienz pro BIP in den Energieperspektiven 2035 von 2000 bis 2035 unverändert geblieben ist, verzeichnet das Szenario „Weiter wie bisher“ im Jahre 2035 eine bessere Elektrizitätseffizienz als noch in 2000.

Tabelle 89: Endenergie- und Elektrizitätseffizienz Vergleich „Weiter wie bisher“ mit Szenario I „Klima wärmer“, Energieperspektiven 2035, Klima wärmer, in GJ pro Kopf, bzw. in MJ pro SFr.

		Einheit	2000	2020	2035
Energieeffizienz pro Kopf	„Weiter wie bisher“	GJ pro Kopf	108.6	98.9	87.8
	Szenario I „Klima wärmer“	GJ pro Kopf	108.6	108.9	107.1
Elektrizitätseffizienz pro Kopf	„Weiter wie bisher“	GJ pro Kopf	26.2	28.2	29.1
	Szenario I „Klima wärmer“	GJ pro Kopf	26.2	30.9	33.7
Energieeffizienz pro BIP	„Weiter wie bisher“	MJ pro SFr.	1.7	1.3	1.1
	Szenario I „Klima wärmer“	MJ pro SFr.	1.7	1.4	1.3
Elektrizitätseffizienz pro BIP	„Weiter wie bisher“	MJ pro SFr.	0.40	0.38	0.37
	Szenario I „Klima wärmer“	MJ pro SFr.	0.40	0.40	0.40

Quelle: Prognos, 2007, 2011

8.2 Aktualisierung der Rahmendaten im Szenario „Neue Energiepolitik“

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ basiert auf dem Szenario IV der Energieperspektiven 2035. Es werden mit Ausnahme der Preise für Erdöl die gleichen Rahmendaten wie in Szenario „Weiter wie bisher“ verwendet (siehe Abschnitt 2.1 und Tabelle 1). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ kommen die Erdölpreise des „450 Szenario“ des World Energy Outlook 2010 der IEA zur Anwendung. Zudem erfolgt eine Anpassung der Verkehrsmengengerüste. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ liegt die motorisierte Personenverkehrsleistung (in Mrd. Pkm) rund 20 % unter dem Szenario „Weiter wie bisher“. Es findet eine Verlagerung auf die Schiene statt. Die Verkehrsleistung auf der Schiene steigt um knapp 50 % an. Im Güterverkehr ist eine ähnliche Verlagerung festzustellen, allerdings in einem geringeren Ausmass. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ liegen die Leistungen des Strassenverkehrs ca. 10 % unter dem Szenario „Weiter wie bisher“, für den Güterverkehr auf Schienen ergibt sich ein Anstieg von 10 %.

8.2.1 Klima wärmer

Der Entscheid in den Aktualisierungen von einer Klimaerwärmung⁵ auszugehen, hat Konsequenzen auf den Energieverbrauch aller Sektoren. Die Auswirkungen von Klima wärmer sind im folgenden

⁵ Gegenüber der Referenzperiode 1960-1990 wird für 2020-2050 mit einem Temperaturanstieg von 1,2° C gerechnet bei gleichzeitiger Reduktion der Niederschlagsmengen

dargestellt mit einem Vergleich des Referenzszenarios IV Trend und des Szenarios IV Sensitivität Klima wärmer der Energieperspektiven 2035.

Das wärmere Klima hat 2 Effekte:

1. Ein Rückgang der Nachfrage nach fossilen und erneuerbaren Brennstoffen in der Größenordnung von knapp -2,2 % im Vergleich zu einer Welt mit konstantem Klima (Tabelle 46).
2. Eine Zunahme der Nachfrage nach Elektrizität von knapp 4 %, wiederum im Vergleich zu einer Welt mit konstantem Klima.

Damit hat das Klima wärmer im Szenario IV der Energieperspektiven 2035 die gleichen Effekte wie in der Referenz, aber die absoluten Effekte schwächen sich in Szenario IV ab.

Das wärmere Klima wirkt sich im Szenario IV vor allem auf die Energienachfrage der Haushalte für Raumwärme aus, welche einen Rückgang von -6 % aufweist (siehe Tabelle 90). Hingegen bewirkt das wärmere Klima, dass die Haushalte und der Dienstleistungssektor mehr Elektrizität (für Lüftung und Kühlung) nachfragen.

Tabelle 90: Endenergie- und Elektrizitätsverbrauch Energieperspektiven 2035, Trend und Klima wärmer, in PJ, Veränderungen in %

	Referenzszenario IV Trend Energieperspektiven 2035 in PJ	Szenario IV Klima wärmer Energieperspektiven 2035 in PJ	Abweichung Klima wärmer vom Trend in %
Endenergienachfrage	2035	2035	
Total	594	581	-2.2%
fossil	303	290	-4.1%
EE	90	84	-6.6%
Haushalte	183	172	-6.0%
Industrie	134	134	-0.4%
Dienstleistungen	109	107	-1.9%
Verkehr	167	168	0.3%
Elektrizitätsnachfrage			
Total	186	193	3.7%
Haushalte	58	60	4.7%
Industrie	60	60	0.2%
Dienstleistungen	56	60	7.0%
Verkehr	13	13	0.0%

Quelle: Prognos 2007, 2011

8.2.2 Auswirkungen der übrigen Aktualisierungen auf das Szenario „Neue Energiepolitik“

Wiederum wird überprüft, inwiefern die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sich auf die Energie- und Elektrizitätsnachfragen auswirken.

Im folgenden werden der Endenergieverbrauch des Szenarios „Neue Energiepolitik“ und des Szenarios IV „Klima wärmer“ der Energieperspektiven 2035 im Jahre 2035 miteinander verglichen.

Der Endenergieverbrauch des Szenarios „Neue Energiepolitik“ liegt um rund -0,7 % unter dem Verbrauch des „Szenario IV Klima wärmer“ der Energieperspektiven 2035 (siehe Tabelle 91). Die wichtigsten Verschiebungen sind der Minderbedarf von Treibstoffen von insgesamt 28 PJ sowie die um 13 PJ gesunkene Nachfrage nach Heizölprodukten. Demgegenüber ist ein Anstieg der Nachfrage von den erneuerbaren Energieträgern Fernwärme, Holz, übrige feste Biomasse, Solarwärme und Umgebungswärme von insgesamt 27 PJ zu verzeichnen. Zudem liegt der Verbrauch von Erdgas im Szenario

rio „Weiter wie bisher“ um 5 PJ unter dem Wert in den Energieperspektiven 2035 „Szenario IV Klima wärmer“.

Tabelle 91: Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2035 Vergleich „Neue Energiepolitik“ mit Szenario IV „Klima wärmer“ Energieperspektiven 2035, in PJ, Veränderungen in %

Energieträger, Verbrauch in PJ	Szenario „Neue Energiepolitik“	Szenario IV Perspektiven 2035 Klima wärmer	Differenz absolut, in PJ	Abweichung „Wei- ter wie bisher“ zum „Szenario I Klima wärmer“, in %
	2035	2035		
Elektrizität	211	193	18	9.1%
Heizölprodukte	61	73	-13	-17.4%
Erdgas	67	72	-5	-6.3%
Sonstige Gase	4	4	0	3.9%
Kohle	5	4	1	19.8%
Fernwärme	16	14	2	13.3%
Holz	33	27	7	24.6%
übrige feste Biomasse	1	0	1	
(Industrie-)Abfälle	14	9	5	58.5%
Solarwärme	10	7	3	46.9%
Umgebungswärme	30	21	9	43.1%
Biogas, Klärgas	2	2	0	-1.0%
Benzin	41	46	-6	-11.9%
Diesel	58	81	-22	-27.7%
Flugtreibstoffe	3	3	0	1.0%
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	13	18	-6	-30.7%
Erdgas als Treibstoff	8	7	2	23.4%
Wasserstoff	0	0	0	
Insgesamt	577	581	-4	-0.7%

Quelle: Prognos, 2007, 2011

Die Aktualisierung der Energieperspektiven bewirkt - wie erwähnt - einen geringfügigen Rückgang des Endenergieverbrauchs und eine Substitution von fossil-thermischen Energieträgern mit Erneuerbaren (Tabelle 92). Innerhalb der Sektoren ist ein Rückgang der Endenergienachfrage im Sektor Haushalt und im Verkehr festzustellen. Im Gegensatz dazu ist die Endenergienachfrage der Sektoren Industrie und Dienstleistungen im praktisch gleichen Ausmass angestiegen.

Die Nachfrage nach Elektrizität im Haushaltsektor im Szenario „Neue Energiepolitik“ ist im Jahre 2035 im Vergleich zu den Energieperspektiven 2035 gesunken (siehe Tabelle 92). Hingegen weisen die übrigen Sektoren im Jahre 2035 eine höhere Elektrizitätsnachfrage auf als in den Energieperspektiven 2035 „Szenario IV Klima wärmer“. Der deutlichste Zuwachs zeigt sich im Sektor Verkehr, welcher im Szenario „Neue Energiepolitik“ fast zwei Mal so viel Elektrizität nachfragt wie im „Szenario IV Klima wärmer“ der Energieperspektiven 2035. In den aktualisierten Energieperspektiven Szenario „Neue Energiepolitik“ setzt sich die Substitution von fossilen Treibstoffen zu Elektrizität im Verkehr verstärkt fort.

Zusammenfassung:

1. Im Gegensatz zum Vergleich des Szenarios „Weiter wie bisher“ mit den Energieperspektiven 2035 sind die Differenzen zwischen dem Szenario „Neue Energiepolitik“ und dem „Szenario IV, Klima wärmer“ für die Endenergienachfrage gering. Das Szenario „Neue Energiepolitik“ weist eine um 0,7 % tiefere Endenergienachfrage auf.
2. Der Endenergiemix des Szenarios „Neue Energiepolitik“ hat sich in zweierlei Hinsicht verändert:
 1. Heizöl und Erdgas sind verstärkt durch erneuerbare Energieträger substituiert worden.
 2. Benzin und Diesel sind im Verkehr im Szenario „Neue Energiepolitik“ verstärkt durch Elektrizität ersetzt worden.
3. Die Haushaltsnachfrage nach Endenergie und nach Elektrizität liegt unter dem Niveau der Energieperspektiven 2035.
4. Den grössten Rückgang der Endenergienachfrage weist der Verkehrssektor auf. Gleichzeitig steigt die Elektrizitätsnachfrage in diesem Sektor deutlich.

Tabelle 92: Endenergie- und Elektrizitätsverbrauch Vergleich „Neue Energiepolitik“ mit Szenario IV „Klima wärmer“ Energieperspektiven 2035, in PJ, Veränderungen in %

	„Neue Energiepolitik“ in PJ	Szenario IV Klima wärmer Energieperspektiven 2035 in PJ	Differenz absolut, in PJ	Abweichung in %
Endenergienachfrage	2035	2035		
Total	577	581	-4	-0.7%
fossil	252	290	-38	-13.2%
EE	94	84	10	11.6%
Haushalte	167	172	-5	-3.1%
Industrie	147	134	14	10.2%
Dienstleistungen	115	107	8	7.2%
Verkehr	148	168	-20	-12.1%
Elektrizitätsnachfrage				
Total	211	193	18	9.1%
Haushalte	54	60	-6	-9.6%
Industrie	66	60	6	10.3%
Dienstleistungen	66	60	6	9.5%
Verkehr	25	13	12	90.0%

Quelle: Prognos, 2007, 2011

8.2.3 Auswirkungen der Aktualisierung auf die Energieeffizienz

Die Energieeffizienz wird mit der Energienachfrage pro Kopf und pro BIP-Einheit gemessen. Das analoge Mass wird auch für die Elektrizitätseffizienz verwendet.

In der Tabelle 93 werden diese Grössen für den Endenergie- und den Elektrizitätsverbrauch des Szenarios „Neue Energiepolitik“ und des Szenarios IV „Klima wärmer“ der Jahre 2020 und 2035 verglichen.

Die Szenarien „Neue Energiepolitik“ und Szenario IV „Klima wärmer“ weisen praktisch die gleiche Endenergienachfrage auf. Bei deutlich grösserer Bevölkerung ist eine Verbesserung der Energieeffizienz pro Kopf zu konstatieren. Ebenfalls verbessert wird die Energieeffizienz pro BIP (siehe Tabelle 93), allerdings weit weniger stark als diejenige pro Kopf. Das BIP liegt im Jahre 2035 des Szenarios „Neue Energiepolitik“ rund 10 % über demjenigen im Szenario IV „Klima wärmer“. Die Bevölkerung in 2035 liegt sogar um 17 % über dem Niveau der Energieperspektiven 2035.

Die Elektrizitätsnachfrage im Szenario „Neue Energiepolitik“ liegt über derjenigen im Szenario IV „Klima wärmer“. Da das Bevölkerungswachstum aber weit stärker zunimmt, verbessert sich auch die Elektrizitätseffizienz pro Kopf im Szenario „Neue Energiepolitik“. Die Elektrizitätseffizienz pro BIP bleibt in beiden Szenarien gleich.

Tabelle 93: Endenergie- und Elektrizitätseffizienz Vergleich „Neue Energiepolitik“ mit Szenario IV „Klima wärmer“ Energieperspektiven 2035, in GJ pro Kopf, bzw. in MJ pro SFr.

		Einheit	2000	2020	2035
Energieeffizienz pro Kopf	„Neue Energiepolitik“	GJ pro Kopf	108.6	90.4	64.9
	Szenario IV „Klima wärmer“	GJ pro Kopf	108.6	95.3	76.4
Elektrizitätseffizienz pro Kopf	„Neue Energiepolitik“	GJ pro Kopf	26.2	26.3	23.7
	Szenario IV „Klima wärmer“	GJ pro Kopf	26.2	27.5	25.4
Energieeffizienz pro BIP	„Neue Energiepolitik“	MJ pro SFr.	1.7	1.2	0.8
	Szenario IV „Klima wärmer“	MJ pro SFr.	1.7	1.2	0.9
Elektrizitätseffizienz pro BIP	„Neue Energiepolitik“	MJ pro SFr.	0.40	0.36	0.30
	Szenario IV „Klima wärmer“	MJ pro SFr.	0.40	0.36	0.30

Quelle: Prognos, 2007, 2011

8.3 Endenergienachfrage der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“

Die wesentlichen Unterschiede der Endenergienachfrage der beiden Szenarien werden hier mit Hilfe verschiedener Abgrenzungen und Kriterien miteinander verglichen.

8.3.1 Endenergienachfrage insgesamt und pro Kopf

Der Endenergieverbrauch im Szenario „Weiter wie bisher“ liegt im Jahre 2035 wieder auf dem Niveau des Jahres 2000 (siehe Tabelle 94). Trotz Anstieg der Bevölkerung und des BIP vermögen die heute beschlossenen Massnahmen den Endenergieverbrauch zu stabilisieren. Da die Endenergienachfrage im Jahre 2009 über dem Niveau des Jahres 2000 liegt, ergeben sich im Vergleich mit dem Basisjahr 2009 grössere absolute Differenzen und ein stärkerer Rückgang der Nachfrage als im Vergleich mit dem Basisjahr 2000.

Die Endenergienachfrage im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinkt bis 2050 insgesamt um -291 PJ, wenn das Basisjahr 2000 verwendet wird, bzw. sogar um -320 PJ verglichen mit dem Basisjahr 2009 (siehe Tabelle 94). Der Rückgang der Endenergienachfrage in PJ ist im Intervall 2009 bis 2035 grösser als von 2035 bis 2050. Das durchschnittliche jährliche Wachstum von 2009 bis 2035 liegt bei -1,3 %. Von 2035 bis 2050 geht der Endenergieverbrauch um jährlich -1,2 % zurück.

In den Jahren 2009 bis 2035 können die günstigeren Einsparpotenziale erschlossen werden. Zudem werden ab 2035 Einsparpotenziale für energetisch bereits sehr gute Gebäude, Geräte, Maschinen usw. realisiert, sodass die Einsparungen kleiner werden als noch in den Jahren 2009 bis 2035.

Die Endenergienachfrage pro Kopf sinkt im Szenario „Weiter wie bisher“ bereits ab dem Jahre 2000 (siehe Tabelle 94). Die beschlossenen Massnahmen dieses Szenarios führen zu einer Abnahme der Endenergienachfrage pro Kopf. Der Rückgang ist in absoluten Werten mit -16 GJ von 2000 bis 2035 grösser als von 2035 bis 2050. Allerdings gilt zu beachten, dass das erste Intervall 26 Jahre, das zweite Intervall 15 Jahre umfasst. Da bereits von 2000 bis 2009 ein Rückgang zu verzeichnen ist, sind die (negativen) Differenzen und die negativen Veränderungsdaten mit der Basis 2000 grösser als mit der Basis 2009.

Tabelle 94: Endenergienachfrage, absolut, pro Kopf und pro BIP-Einheit

	Endenergienachfrage in PJ				Endenergienachfrage pro Kopf in GJ				Endenergienachfrage pro BIP in MJ pro Franken			
	2000	2009	2035	2050	2000	2009	2035	2050	2000	2009	2035	2050
„Weiter wie bisher“	784	813	781	744	109	104	93	84	1.7	1.5	1.3	1.1
„Neue Energiepolitik“	784	813	577	493	109	104	68	55	1.7	1.5	0.9	0.7
	absolute Differenz zu 2000											
„Weiter wie bisher“		30	-3	-39		-4	-16	-25		-0.2	-0.4	-0.6
„Neue Energiepolitik“		30	-207	-291		-4	-40	-53		-0.2	-0.7	-1.0
	Veränderung in % gegenüber 2000											
„Weiter wie bisher“		3.8	-0.4	-5.0		-4.1	-14.9	-23.0		-9.3	-24.7	-36.6
„Neue Energiepolitik“		3.8	-26.4	-37.1		-4.1	-37.1	-49.0		-9.3	-44.4	-58.0
	absolute Differenz zu 2009											
„Weiter wie bisher“			-33	-69			-12	-21			-0.3	-0.5
„Neue Energiepolitik“			-237	-320			-36	-49			-0.6	-0.8
	Veränderung in % gegenüber 2009											
„Weiter wie bisher“			-4.0	-8.5			-11.2	-19.7			-17.0	-30.2
„Neue Energiepolitik“			-29.1	-39.4			-34.5	-46.8			-38.7	-53.7

Quelle: Prognos, 2011

8.3.2 Endenergienachfrage nach Energieträgern

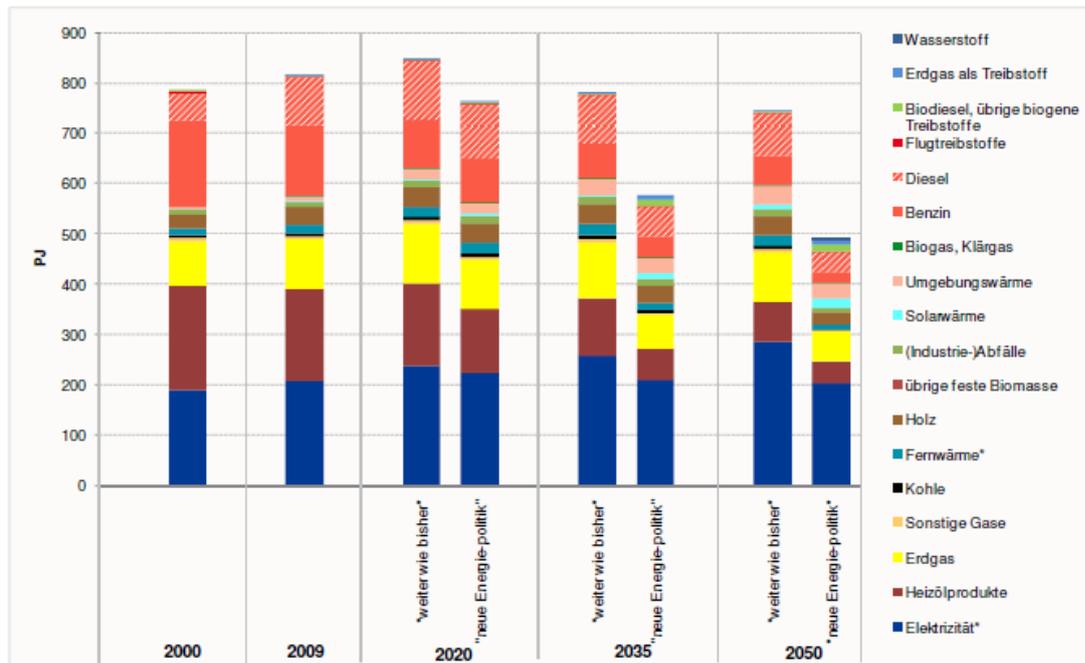
Die Endenergienachfrage nach Energieträgern zeigt im Zeitablauf, dass in beiden Politikvarianten eine Verlagerung von Heizöl zu Erdgas und erneuerbaren Energieträgern und eine Verlagerung von fossilen Treibstoffen zu Elektrizität stattfindet (siehe Tabelle 95 und Grafik 37). Die hohen Lenkungsabgaben und die übrigen Annahmen des Szenarios „Neue Energiepolitik“ bewirken für alle fossilen Energieträger einen weitaus stärkeren Rückgang als in der Politikvariante „Weiter wie bisher“. Zudem ist trotz der „Elektrifizierung“ des Verkehrs im Szenario „Neue Energiepolitik“ eine Stabilisierung der Elektrizitätsnachfrage möglich. Im Szenario „Weiter wie bisher“ bewirkt die Elektrifizierung des Verkehrs einen Anstieg des Elektrizitätsverbrauches bis 2050, d.h. eine Elektrifizierung kann in eine konsequente Effizienzstrategie eingebettet sein und ist kein Widerspruch dazu.

Tabelle 95: Endenergienachfrage, Energieträger Vergleich „Weiter wie bisher“ mit „Neue Energiepolitik, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Elektrizität	189	207	259	211	285	203
Heizölprodukte	207	183	113	61	80	43
Erdgas	89	99	112	67	98	60
Sonstige Gase	6	6	6	4	7	2
Kohle	6	7	7	5	7	3
Fernwärme	14	16	22	16	21	9
Holz	27	35	38	33	33	23
übrige feste Biomasse	0	0	1	1	2	3
(Industrie-)Abfälle	11	11	16	14	16	9
Solarwärme	0	1	4	10	9	18
Umgebungswärme	5	9	31	30	37	30
Biogas, Klärgas	0	2	2	2	2	2
Benzin	169	140	69	41	56	20
Diesel	56	95	95	58	85	38
Flugtreibstoffe	3	2	3	3	3	3
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0	0	2	13	2	13
Erdgas als Treibstoff	0	1	1	8	1	10
Wasserstoff	0	0	0	0	0	5
Insgesamt	783	813	781	577	744	493
			Δ % gegenüber 2000			
Elektrizität			37.2	11.7	51.3	7.5
Heizölprodukte			-45.5	-70.8	-61.5	-79.5
Erdgas			25.5	-24.7	9.9	-33.3
Sonstige Gase			6.2	-34.2	12.3	-64.0
Kohle			16.1	-15.5	17.6	-41.3
Fernwärme			61.7	15.9	53.7	-36.3
Holz			40.4	21.4	22.2	-16.6
übrige feste Biomasse						
(Industrie-)Abfälle			37.3	22.9	41.4	-18.1
Solarwärme			1041.7	2755.6	2333.3	4952.8
Umgebungswärme			570.0	548.1	689.5	547.4
Biogas, Klärgas						
Benzin			-59.4	-75.8	-66.9	-88.0
Diesel			69.9	4.4	51.6	-31.7
Flugtreibstoffe			-10.1	-10.1	-10.1	-10.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe						
Erdgas als Treibstoff						
Wasserstoff						
Insgesamt			-0.3	-26.4	-5.0	-37.0
			Δ % gegenüber 2009			
Elektrizität			25.0	1.8	37.8	-2.1
Heizölprodukte			-38.3	-66.9	-56.4	-76.7
Erdgas			13.1	-32.1	-0.9	-39.8
Sonstige Gase			7.4	-33.4	13.7	-63.6
Kohle			1.0	-26.5	2.3	-49.0
Fernwärme			37.4	-1.6	30.6	-45.9
Holz			9.6	-5.2	-4.6	-34.9
übrige feste Biomasse						
(Industrie-)Abfälle			46.4	31.1	50.8	-12.6
Solarwärme			389.3	1123.8	942.9	2065.5
Umgebungswärme			231.8	220.9	291.0	220.6
Biogas, Klärgas			4.1	1.0	7.1	1.0
Benzin			-50.8	-70.7	-59.8	-85.4
Diesel			0.0	-38.6	-10.8	-59.8
Flugtreibstoffe			39.7	39.7	39.7	39.7
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe			471.4	3505.7	485.7	3605.7
Erdgas als Treibstoff			96.3	1385.2	83.3	1687.0
Wasserstoff						
Insgesamt			-4.0	-29.1	-8.5	-39.4

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 37: Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Quelle: Prognos 2011

8.3.3 Endenergienachfrage nach Sektoren

In beiden Politikvarianten weisen die Sektoren Haushalte und Verkehr einen Rückgang der Endenergienachfrage auf (Tabelle 96). Die Endenergienachfrage der Sektoren Industrie und Dienstleistungen steigt im Szenario „Weiter wie bisher“, getrieben von der Zunahme der Beschäftigung und der damit verbundenen Produktion. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ kompensieren die Wirkungen der Lenkungsabgabe und der Verwendung von effizienten Technologien die Mehrnachfrage aufgrund des Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums.

Tabelle 96: Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Privathaushalte	240	252	215	167	186	128
Dienstleistungen	139	145	170	115	171	112
Industrie	165	168	209	147	215	137
Verkehr	238	249	187	148	172	117
Summe	783	813	781	577	744	493
Δ % gegenüber 2000						
Privathaushalte			-10.7	-30.6	-22.5	-46.9
Dienstleistungen			22.0	-17.7	22.7	-19.9
Industrie			26.6	-10.8	30.1	-17.3
Verkehr			-21.7	-38.1	-27.8	-50.8
Summe			-0.3	-26.4	-5.0	-37.0
Δ % gegenüber 2009						
Privathaushalte			-14.9	-33.9	-26.2	-49.4
Dienstleistungen			17.5	-20.7	18.2	-22.9
Industrie			24.9	-12.1	28.3	-18.4
Verkehr			-25.0	-40.7	-30.8	-52.9
Summe			-4.0	-29.1	-8.5	-39.4

Quelle: Prognos, 2011

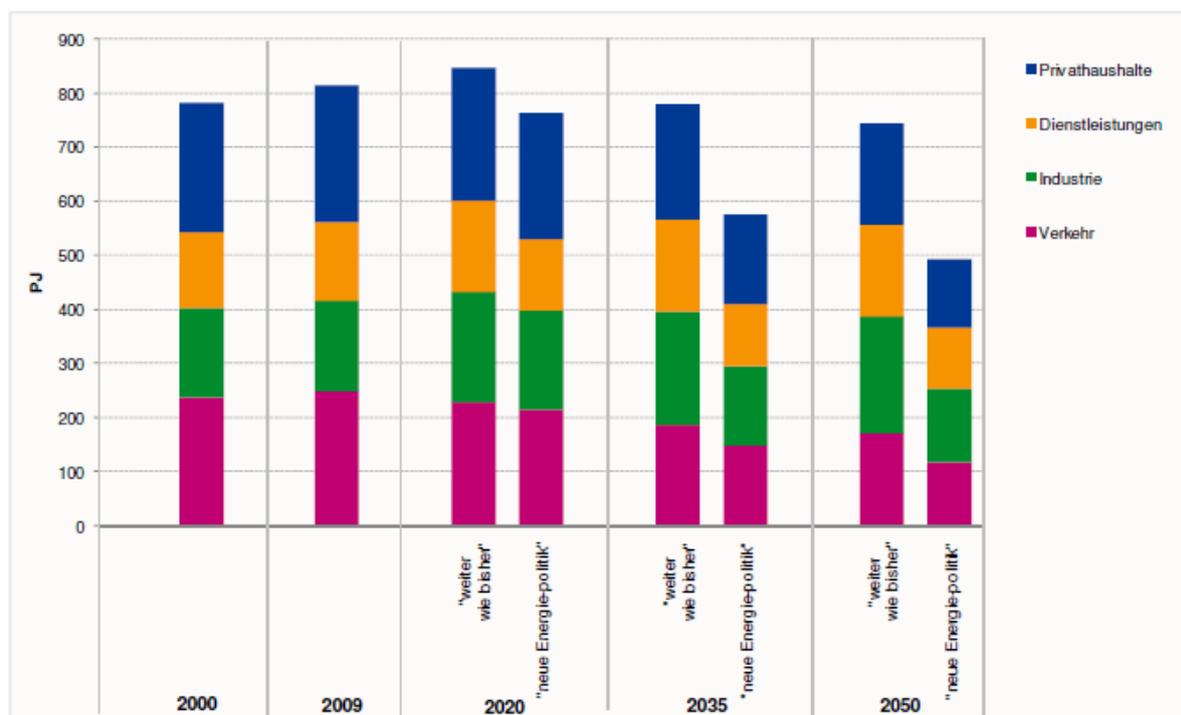
Deshalb weisen auch diese Sektoren einen Rückgang der Nachfrage auf. In beiden Szenarien sinken die Nachfragen der Sektoren Haushalte und Verkehr deutlich unter diejenigen der Industrie.

Da alle Sektoren im Jahre 2009 eine höhere Nachfrage aufweisen als im Jahre 2000, liegen die Veränderungsrate mit der Basis 2009 unter denjenigen, welche sich auf das Jahr 2000 beziehen.

In beiden Szenarien ist eine Angleichung der Anteile der Sektoren feststellbar (siehe Grafik 38). Die Energienachfrage im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt bis 2020 an. Die heute beschlossenen Politiken kumulieren sich danach stärker in ihrer Wirkung und die Nachfrage insgesamt beginnt zu sinken. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird die höchste Energienachfrage des betrachteten Zeitintervalls 2000 - 2050 im Jahre 2010 erreicht. Die Endenergienachfrage im Verkehr wächst noch bis 2012 an. Die Nachfrage nach Endenergie sowohl insgesamt als auch in den einzelnen Sektoren sinkt ab 2012 stetig. Die ergriffenen Massnahmen (die Lenkungsabgabe, aber auch die CO₂-Vorschriften im Verkehr) wirken rasch.

Es gilt hier aber zu beachten, dass die Lenkungsabgabe des Szenarios „Neue Energiepolitik“ auf den Endenergieverbrauch aller Branchen angewandt wird. Ausnahmeregelungen, wie sie für die CO₂-Abgabe für energieintensive Branchen angewandt werden, sind in diesen Berechnungen nicht enthalten und würden allenfalls die Endenergienachfrage der Industrie erhöhen, insbesondere auch die Nachfrage nach fossilen Energieträgern.

Grafik 38: Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2011

8.3.4 Endenergienachfrage nach Verwendungszweck

Die Energienachfrage nach Verwendungszweck stellt die Entwicklung der Nachfrage nach wichtigen Anwendungen dar. Der Vergleich der absoluten Werte im Jahre 2050 weist auf die deutliche „Eingriffstiefe“ der unterstellten Lenkungsabgabe im Szenario „Neue Energiepolitik“ hin (siehe Tabelle 97). Die hohen Kosten der Energie dämpfen die Nachfrage im 2050 des Szenarios „Neue Energiepolitik“ deutlich im Vergleich zum Jahr 2050 des Szenarios „Weiter wie bisher“. Im Vergleich der Nachfrageentwicklung von 2000 bis 2050 ist in beiden Szenarien ein Absinken des Energieverbrauches zu Wärmezwecken festzustellen - wie bereits erwähnt - Szenarien-abhängig in unterschiedlichem Ausmass. Ebenfalls weit weniger Energie verbraucht der Verkehrssektor, dank den Verbrauchsvorschriften, welche eine Substitution vom Benzin zu Diesel bewirken, und der Verwendung von Elektrizität im privaten Verkehr, welcher wegen seinem guten Wirkungsgrad den Verbrauch senkt. Das wärmere Klima und der Bevölkerungszuwachs bewirken trotz der Lenkungsabgabe eine Zunahme der Energienachfrage für die Verwendung von Klima- und Lüftungsanlagen und für die Unterhaltung.

Tabelle 97: Endenergienachfrage nach Verwendungszweck, Szenario „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“, in PJ bzw. Zuwachs in %

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Raumwärme	269	272	226	148	183	101
Warmwasser	44	45	51	46	52	46
Prozesswärme	98	100	141	93	146	90
Beleuchtung	24	26	24	17	25	14
Klima, Lüftung & Haustechnik	20	24	36	29	44	26
I&K, Unterhaltungsmedien	9	10	13	11	19	14
Antriebe, Prozesse	68	72	86	70	88	69
Mobilität Inland	238	249	187	148	172	117
sonstige	12	16	16	14	16	16
inländischer Endenergieverbrauch	783	813	781	577	744	493
			Δ % gegenüber 2000			
Raumwärme			-15.9	-44.9	-32.0	-62.5
Warmwasser			16.0	4.8	17.9	3.9
Prozesswärme			44.0	-4.6	49.3	-8.0
Beleuchtung			0.4	-30.2	2.0	-42.9
Klima, Lüftung & Haustechnik			77.8	43.2	114.0	29.3
I&K, Unterhaltungsmedien			40.1	18.7	101.5	42.4
Antriebe, Prozesse			26.2	1.9	28.2	1.4
Mobilität Inland			-21.6	-38.1	-27.8	-50.8
sonstige			34.8	21.4	38.8	38.1
inländischer Endenergieverbrauch			-0.3	-26.4	-5.0	-37.0
			Δ % gegenüber 2009			
Raumwärme			-16.7	-45.5	-32.6	-62.9
Warmwasser			13.6	2.6	15.5	1.7
Prozesswärme			40.0	-7.2	45.1	-10.5
Beleuchtung			-7.3	-35.5	-5.8	-47.3
Klima, Lüftung & Haustechnik			54.2	24.2	85.6	12.2
I&K, Unterhaltungsmedien			28.8	9.0	85.1	30.8
Antriebe, Prozesse			20.5	-2.7	22.4	-3.2
Mobilität Inland			-24.9	-40.7	-30.8	-52.9
sonstige			0.1	-9.8	3.1	2.6
inländischer Endenergieverbrauch			-4.0	-29.1	-8.5	-39.4

Quelle: Prognos, 2011

8.3.5 Endenergienachfrage nach erneuerbaren Energieträgern

Die Endenergienachfrage nach erneuerbaren Energieträgern steigt in beiden Politikvarianten verglichen mit den Basisjahren 2000 und 2009 kräftig an (siehe Tabelle 98 und Grafik 41). Beide Szenarien weisen für das Jahr 2050 in absoluten Werten praktisch den gleichen Zuwachs auf. Den grössten Zuwachs weisen die Umgebungswärme und Solarwärme auf, welche im Jahre 2050 in beiden Szenarien einen Anteil von rund 50 % der nachgefragten erneuerbaren Energiemenge haben. In beiden Szenarien wird die Verwendung von Umgebungswärme (Wärmepumpen) der wichtigste Energieträger. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ geht die Nachfrage nach Holz und Fernwärme verglichen mit dem Basisjahr 2000 zurück, da die getätigten energetischen Renovationen im Gebäudepark die Nachfrage nach Energie zu Heizzwecken noch stärker sinken lässt.

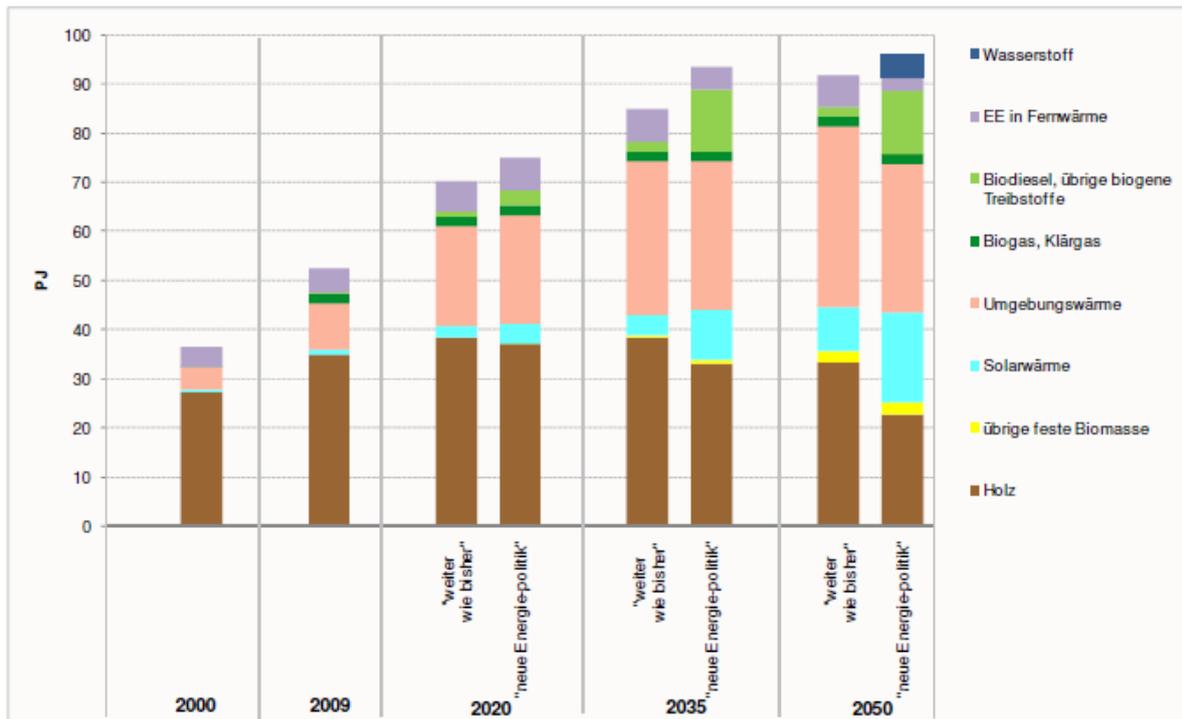
Tabelle 98: Endenergienachfrage, Erneuerbare Energieträger, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Fernwärme	4	5	7	4.69	6	3
Holz	27	35	38	33	33	23
übrige feste Biomasse	0	0	1	1	2	3
Solarwärme	0	1	4	10	9	18
Umgebungswärme	5	9	31	30	37	30
Biogas, Klärgas	0	2	2	2	2	2
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.1	0.4	2	13	2	13
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5
Insgesamt	36	52	85	94	92	96
			Δ % gegenüber 2000			
Fernwärme			61.7	15.8	53.8	-36.3
Holz			40.4	21.4	22.2	-16.6
übrige feste Biomasse						
Solarwärme			1041.7	2755.6	2333.3	4952.8
Umgebungswärme			570.0	548.1	689.5	547.4
Biogas, Klärgas						
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe			3233.3	20933.3	3316.7	21516.7
Wasserstoff						
Insgesamt			132.8	156.6	151.6	163.1
			Δ % gegenüber 2009			
Fernwärme			37.3	-1.7	30.6	-45.9
Holz			9.6	-5.2	-4.6	-34.9
übrige feste Biomasse						
Solarwärme			389.3	1123.8	942.9	2065.5
Umgebungswärme			231.8	220.9	291.0	220.6
Biogas, Klärgas			4.1	1.0	7.1	1.0
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe			471.4	3505.7	485.7	3605.7
Wasserstoff						
Insgesamt			62.2	78.8	75.3	83.3

Quelle: Prognos, 2011

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird fossiler Treibstoff verstärkt durch Biodiesel und anderem biogenem Treibstoff (der zweiten und dritten Generation) ersetzt, was mithilft, die Nachfrage nach fossilem Treibstoff zu senken.

Grafik 39: Endenergienachfrage erneuerbare Energieträger, in PJ



Quelle: Prognos 2011

Der Anstieg der Nachfrage nach erneuerbarer Endenergie widerspiegelt sich auch in den Anteilen der erneuerbaren Energieträger an der gesamten Endenergienachfrage (Tabelle 99). Bereits im Jahre 2035 liegt der Anteil auch im Szenario „Weiter wie bisher“ mehr als doppelt so hoch als noch im Jahre 2000. Noch stärker steigt er für das Szenario „Neue Energiepolitik“ an. Bis 2050 ist eine Verdreifung zu verzeichnen. In beiden Szenarien nimmt der Anteil bis 2050 zu, aber nicht mehr so stark wie zwischen 2000 und 2035. Dies hängt mit den Ausschöpfungen der möglichen Einsparpotenziale zusammen. Viele Gebäude sind bereits 2035 in einem sehr gut isolierten Zustand. Eine Renovation bewirkt nicht mehr gleich hohe energetische Einsparungen wie in den Jahren vor 2035.

Tabelle 99: Anteile Erneuerbare Energieträger an der Endenergienachfrage, in %

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Fernwärme	0.52%	0.59%	0.84%	0.81%	0.84%	0.52%
Holz	3.50%	4.32%	4.91%	5.75%	4.48%	4.62%
übrige feste Biomasse	0.00%	0.00%	0.07%	0.11%	0.32%	0.52%
Solarwärme	0.05%	0.10%	0.53%	1.78%	1.18%	3.69%
Umgebungswärme	0.60%	1.16%	4.00%	5.24%	4.94%	6.12%
Biogas, Klärgas	0.00%	0.24%	0.26%	0.34%	0.28%	0.40%
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.00%	0.01%	0.26%	2.19%	0.28%	2.63%
Wasserstoff	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.94%
Insgesamt	4.66%	6.43%	10.87%	16.22%	12.32%	19.45%

Quelle: Prognos, 2011

In der Gliederung der Endenergienachfrage nach Sektoren verzeichnen die Haushalte den grössten Verbrauch an der Endenergienachfrage nach erneuerbaren Energieträgern, da sie ihren hauptsächlich niedertemperaturigen Raumwärmebedarf in zunehmendem Masse mit Umgebungs- und Solarwärme decken (siehe Tabelle 100). Diese Entwicklung findet in beiden Szenarien statt. In der Endenergienachfrage nach erneuerbaren Energieträgern des Haushaltssektors widerspiegeln sich deutlich die bereits erwähnten hohen energetischen Qualitätsmerkmale der Gebäude. Die Nachfrage stagniert (Szenario „Weiter wie bisher“), bzw. geht sogar zurück (Szenario „Neue Energiepolitik“). Eine ähnliche

Entwicklung wie der Haushaltssektor weist auch die Nachfrage des Dienstleistungssektors auf, allerdings ist die nachgefragte Menge wesentlich kleiner. Aber auch im Dienstleistungssektor wird ein grosser Anteil der nachgefragten Endenergie für die Wärmeerzeugung verwendet, was wiederum dazu führt, dass im Laufe der Zeit eine verbesserte energetische Isolation der Gebäude das Wachstum der nachgefragten Menge dämpfen.

Der hohe und anhaltende Anstieg der Erneuerbaren an der nachgefragten Endenergie des Sektors Verkehr ist auf Biodiesel und sonstige biogene Treibstoffe (Synthesetreibstoffe der 2. und 3. Generation) zurückzuführen, welche im Szenario „Neue Energiepolitik“ in verstärktem Ausmass vor allem im Güterverkehr eingesetzt werden.

Tabelle 100: Endenergienachfrage erneuerbare Energieträger nach Sektoren, in PJ

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Privathaushalte	23	29	51	54	51	49
Dienstleistungen	6	11	18	17	21	18
Industrie	8	12	14	11	18	12
Verkehr	0.1	0.4	2	13	2	18
Summe	36	52	85	94	92	96
			Δ % gegenüber 2000			
Privathaushalte			123.8	135.4	125.5	115.1
Dienstleistungen			199.3	177.1	248.7	193.8
Industrie			83.2	40.7	128.3	53.7
Verkehr			3233.3	20933.3	3316.7	29266.7
Summe			132.8	156.6	151.6	163.1
			Δ % gegenüber 2009			
Privathaushalte			73.3	82.3	74.6	66.5
Dienstleistungen			63.5	51.3	90.4	60.5
Industrie			20.7	-7.3	50.4	1.3
Verkehr			471.4	3505.7	485.7	4934.3
Summe			62.2	78.8	75.3	83.3

Quelle: Prognos, 2011

Die Anteile erneuerbarer Energieträger in den Sektoren an ihrer jeweiligen Endenergienachfrage steigen in beiden Szenarien über das gesamte betrachtete Zeitintervall deutlich an (siehe Tabelle 101). Der Sektor Haushalte weist im Szenario „Weiter wie bisher“ im Jahre 2050 einen Anteil von knapp 30 % auf, im Szenario „Neue Energiepolitik“ liegt der Anteil sogar bei fast 40 %.

Die andern Sektoren weisen einen weit geringeren Anteil auf, erhöhen ihren Anteil aber auch in beiden Szenarien erheblich. Die Sektoren Industrie und Dienstleistungen verwenden die Energie nicht nur zu Heizzwecken, sondern vor allem für die Produktion von (hochkalorischer) Prozesswärme, weshalb die Anteile hier nicht das Ausmass des Haushaltssektors erreichen. Eine Möglichkeit der Substitution wäre Biogas, welches aufgrund der begrenzten nachhaltigen Potenziale der Biomassen aber gesichert nachhaltig importiert werden müsste.

Der Sektor Verkehr erhöht seinen erneuerbaren Anteil in einem sehr grossen Ausmass. Aber das Ausgangsniveau in den Jahren 2000 und 2009 ist sehr tief. Die Substitution hin zu Biodiesel und andern biogenen Treibstoffen ist im Szenario „Neue Energiepolitik“ sehr ausgeprägt: Im Jahre 2050 wird 20 % des Treibstoffverbrauches mit diesen Energieträgern gedeckt.

Tabelle 101: Anteile erneuerbarer Energieträger nach Sektoren an der Endenergienachfrage, in %

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Privathaushalte	9.46%	11.64%	23.72%	32.10%	27.56%	38.34%
Dienstleistungen	6.05%	8.05%	10.52%	14.45%	12.19%	15.74%
Industrie	4.22%	4.64%	6.71%	7.32%	8.14%	8.62%
Verkehr	0.00%	0.05%	1.07%	8.55%	1.19%	15.04%
Summe	4.94%	6.15%	10.87%	16.22%	12.32%	19.45%

Quelle: Prognos, 2011

8.3.6 Endenergienachfrage nach fossilen Energieträgern

Die Endenergienachfrage der fossilen Energieträger geht in beiden Politikvarianten verglichen mit den Basisjahren 2000 und 2009 zurück (siehe Tabelle 102). Die Endenergienachfrage nach fossilen Energieträgern liegt im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Jahre 2035 unter dem Niveau der Nachfrage im Jahre 2050 des Szenarios „Weiter wie bisher“. Die durchschnittliche jährliche Reduktion des Szenarios „Weiter wie bisher“ liegt von 2000 bis 2050 bei -0,9 % (2009 bis 2050 bei -1,1 %). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ weist die Nachfrage nach fossilen Energieträgern insgesamt eine durchschnittliche jährliche Abnahme von -2,1 % (2000 bis 2050) bzw. von -2,6 % (2009 bis 2050) auf. In beiden Szenarien ist zwischen 2020 und 2035 mit -1,3 % (Szenario „Weiter wie bisher“ und Szenario „Neue Energiepolitik“) die stärkste jährliche durchschnittliche Abnahme zu verzeichnen.

Innerhalb der Energienachfrage fossiler Energieträger, welche vor allem für Heiz- und Prozesswärme verwendet werden (Heizölprodukte, Erdgas, Kohle und Fernwärme), findet in der Politikvariante „Weiter wie bisher“ eine Substitution von Heizöl zu Erdgas, aber auch hin zu erneuerbaren Energieträgern statt, welche zu einer Abnahme der Endenergienachfrage nach Heizöl führt und bis 2035 zu einer Zunahme des Erdgasverbrauchs. Die in Szenario „Weiter wie bisher“ unterstellten Massnahmen führen ab 2035 zu einem absoluten Minderbedarf der fossilen Energieträger. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ ist der für das Szenario „Weiter wie bisher“ aufgetretene Substitutionseffekt weg von Heizöl verstärkt. Dieser Substitutionseffekt wird aber überdeckt von der Wirkung der ergriffenen Massnahmen dieser Politikvariante, welche bereits im Jahre 2020 einen Rückgang der Nachfrage nach fossilen Energieträgern im Vergleich zu den Basisjahren 2000 und 2009 bewirkt. Mit Ausnahme der Fernwärme weist die Nachfrage nach fossilen Energieträgern zu Wärme- und Prozesszwecken zwischen den Jahren 2020 und 2035 die höchsten jährlichen (negativen) durchschnittlichen Veränderungsrate auf. Diese liegen zwischen -4,9 % (Heizöl) und -2,2 % (Kohle). Von 2020 bis 2050 nimmt die Nachfrage nach Energieträgern zu Heizzwecken weiter ab. Da aber die hohen Reduktionspotenziale bereits vor 2035 realisiert worden sind, schwächt sich die Abnahme ab. Die durchschnittlichen jährlichen Veränderungsrate liegen aber immer noch zwischen -2,4 % (Kohle) und -0,9 % (Gas). Der Vergleich zu den durchschnittlichen Veränderungsrate von 2000 bis 2009 von Heizöl (-0,9 %), Gas (+1,5 %) und Kohle (+1,6 %) verdeutlicht die Wirkung der beschlossenen Massnahmen im Szenario „Weiter wie bisher“ und vor allem im Szenario „Neue Energiepolitik“.

Die Nachfrage nach fossilen Treibstoffen geht 2050 im Vergleich zum Jahre 2000 um insgesamt -36,4 % im Szenario „Weiter wie bisher“ und um -68,9 % im Szenario „Neue Energiepolitik“ zurück.

Im Szenario „Weiter wie bisher“ wirkt sich die Übernahme der Emissionsstandards der neu zugelassenen PW und eine verstärkte Elektrifizierung des Verkehrs auf die Nachfrage aus. Auf der einen Seite bewirken diese Vorschriften eine Substitution von Benzin mit Diesel - dieser Effekt hat bereits zwischen 2000 und 2009 eingesetzt - auf der andern Seite aber auch eine Abnahme des Verbrauches. Die Anwendung der neuen Emissionsstandards wirkt relativ kurzfristig. Von 2009 bis 2020 geht die durchschnittliche jährliche Nachfrage nach Treibstoffen um -0,7 % zurück. Von 2020 bis 2035 sinkt der Zuwachs auf -1,3 %. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ werden die Wirkungen der Emissionsvorschriften verstärkt durch die weiteren Massnahmen. Die durchschnittliche jährliche Veränderungsrate geht zwischen 2009 und 2020 auf -1,5 % zurück und sinkt von 2020 bis 2035 sogar auf -3,4 % ab. Die zwischen 2035 und 2050 verstärkte Elektrifizierung des Verkehrs bewirkt, dass auch in diesen Jahren die durchschnittliche Veränderungsrate mit -2,9 % hoch bleibt. Im Verkehr geht die Nachfrage zwischen 2000 und 2050 von 228 PJ um insgesamt 154 PJ auf 74 PJ zurück. Der Benzinverbrauch sinkt im gleichen Zeitraum von 169 PJ auf 20 PJ. Damit wird in 2050 fast doppelt so viel Diesel verbraucht (38 PJ) wie Benzin.

Tabelle 102: Endenergienachfrage, fossile Energieträger, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Heizölprodukte	207	183	113	61	80	43
Gase	95	105	119	71	105	62
Kohle	6	7	7	5	7	3
Benzin	169	140	69	41	56	20
Diesel	56	95	95	58	85	38
Flugtreibstoffe	3	2	3	3	3	3
Erdgas als Treibstoff	0	1	1	13	1	13
Summe Fossile	537	532	406	252	337	183
Δ % gegenüber 2000						
Heizölprodukte			-45.5	-70.8	-61.5	-79.5
Gase			24.3	-25.3	10.0	-35.2
Kohle			16.1	-15.5	17.6	-41.3
Benzin			-59.4	-75.8	-66.9	-88.0
Diesel			69.9	4.4	51.6	-31.7
Flugtreibstoffe			-10.1	-10.1	-10.1	-10.1
Erdgas als Treibstoff			1666.7	20933.3	1550.0	21516.7
Summe Fossile			-24.4	-53.1	-37.3	-66.0
Δ % gegenüber 2009						
Heizölprodukte			-38.3	-66.9	-56.4	-76.7
Gase			12.8	-32.2	-0.1	-41.2
Kohle			1.0	-26.5	2.3	-49.0
Benzin			-50.8	-70.7	-59.8	-85.4
Diesel			0.0	-38.6	-10.8	-59.8
Flugtreibstoffe			39.7	39.7	39.7	39.7
Erdgas als Treibstoff			96.3	2237.0	83.3	2301.9
Summe Fossile			-23.7	-52.7	-36.7	-65.7

Quelle: Prognos, 2011

8.4 CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage

8.4.1 CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage pro Kopf der Bevölkerung, in t

Die CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage halbieren sich im Szenario „Weiter wie bisher“ von 5,3 t pro Kopf im Jahr 2000 auf die Hälfte dieses Wertes (2,6 t pro Kopf, siehe Tabelle 103). Diese Entwicklung ergibt sich aus der Substitution von Heizöl zu Erdgas und zu den erneuerbaren Energieträgern bei der Wärmenachfrage und der Substitution von Benzin zu Diesel sowie der Elektrifizierung des Privatverkehrs. Zudem dämpfen die Emissionsstandards für Personenfahrzeuge (ab 2017: 130 g CO₂/km, bzw. ab 2025: 95 g CO₂/km) den Verbrauch fossiler Treibstoffe.

Die CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinken bis 2050 auf 1,3 t pro Kopf. Ausgelöst durch die hohen Endverbraucherpreise, welche sich aus der Lenkungsabgabe ergeben, verläuft der Trend weg von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien und zu einer effizienteren Verwendung. Der aus dieser Verbrauchskombination resultierende Rückgang der Nachfrage nach fossilen Energieträgern wird verstärkt durch die Elektrifizierung und eine grosse Zunahme der Nachfrage nach Biodiesel und anderen biogenen Treibstoffen im Verkehr.

Tabelle 103: CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage pro Kopf der Bevölkerung, in t

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Tonne pro Kopf	5.3	4.8	3.1	1.9	2.6	1.3
			Δ % gegenüber 2000			
Tonne pro Kopf			-40.4	-63.9	-51.6	-74.9
			Δ % gegenüber 2009			
Tonne pro Kopf			-34.6	-60.4	-46.9	-72.4

Quelle: Prognos, 2011

8.4.2 CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage nach Sektoren, in t

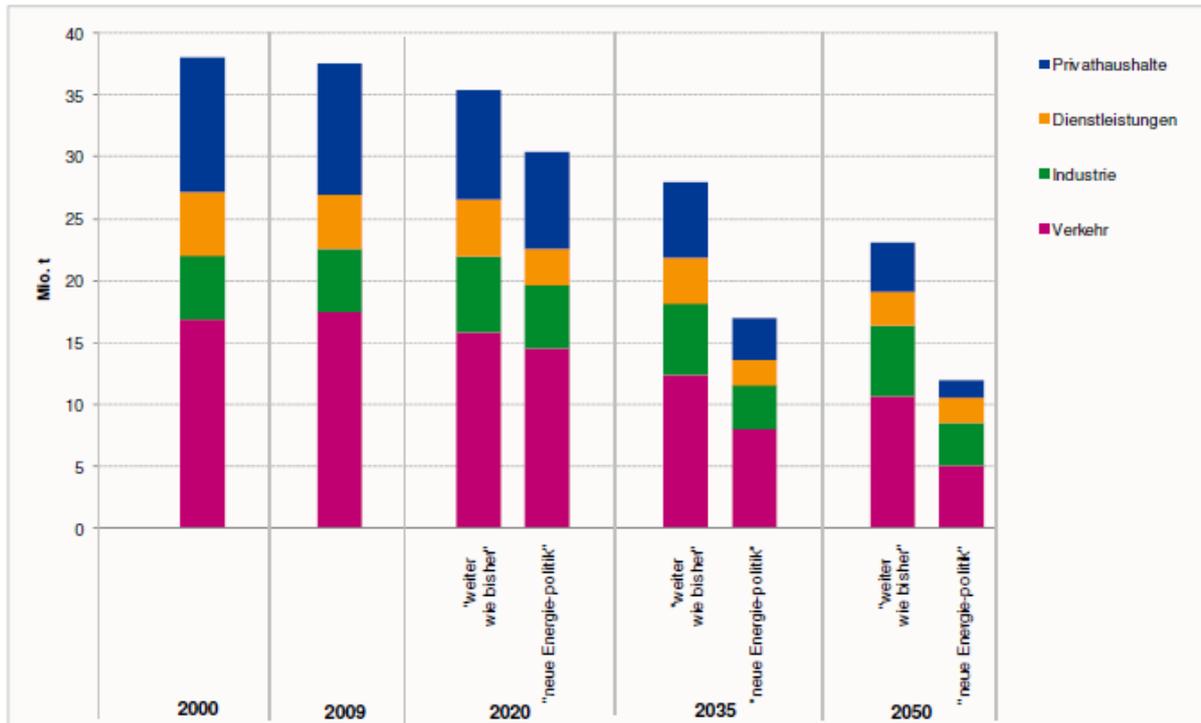
Die CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage gehen - mit Ausnahme in der Industrie - sowohl im Szenario „Weiter wie bisher“ als auch im Szenario „Neue Energiepolitik“ in allen Sektoren zurück (siehe Tabelle 104 und Grafik 40). Der Sektor Haushalte reduziert seinen Ausstoß um 63 % (Szenario „Weiter wie bisher“ im Vergleich mit dem Jahr 2000) bzw. um 87,1 % (Szenario „Neue Energiepolitik“). Auch die übrigen Sektoren weisen erhebliche Rückgänge auf. Einzig der Sektor Industrie verharrt im Szenario „Weiter wie bisher“ bis 2050 praktisch auf dem Niveau des Jahres 2000. Die Lenkungsabgabe des Szenarios „Neue Energiepolitik“ bewirkt auch in der Industrie einen leichten Rückgang. Allerdings gilt hier zu vermerken, dass in der im April 2011 vorgenommenen Aktualisierung der Energieperspektiven alle Branchen die gleiche Abgabe bezahlen. Ausnahmeregelungen, wie sie für die CO₂-Abgabe angewandt werden, sind in diesen Berechnungen nicht enthalten und würden die CO₂-Emissionen der Industrie erhöhen, da damit der Endverbrauch fossiler Energieträger erhöht würde.

Tabelle 104: CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t, Veränderungen in % (Δ %)

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Privathaushalte	10.9	10.6	6.1	3.3	4.0	1.4
Dienstleistungen	5.1	4.4	3.7	2.0	2.7	2.1
Industrie	5.2	5.0	5.8	3.6	5.7	3.4
Verkehr	16.9	17.5	12.4	8.0	10.7	5.1
Summe	38.1	37.5	28.0	16.9	23.1	12.0
			Δ % gegenüber 2000			
Privathaushalte			-44.3	-70.0	-63.0	-87.1
Dienstleistungen			-26.5	-59.9	-46.8	-58.3
Industrie			11.3	-30.6	9.2	-34.8
Verkehr			-26.8	-52.6	-36.8	-69.9
Summe			-26.6	-55.6	-39.3	-68.5
			Δ % gegenüber 2009			
Privathaushalte			-42.5	-69.0	-61.8	-86.7
Dienstleistungen			-15.8	-54.1	-39.1	-52.3
Industrie			15.8	-27.8	13.6	-32.2
Verkehr			-29.4	-54.3	-39.0	-71.0
Summe			-25.5	-54.9	-38.4	-68.1

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 40: CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Quelle: Prognos 2011

8.5 Elektrizitätsnachfrage der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“

Die Entwicklungen der Elektrizitätsnachfrage der beiden Szenarien werden hinsichtlich absoluter Nachfrage, pro Kopf und pro BIP-Einheit, aber auch nach Sektoren miteinander verglichen.

8.5.1 Elektrizitätsnachfrage absolut, pro Kopf und pro BIP-Einheit, (Energieeffizienz)

Die Elektrizitätsnachfrage im Szenario „Weiter wie bisher“ nimmt von 2000 bis 2050 stetig zu (siehe Tabelle 105). Die absoluten Differenzen steigen. Die Elektrizitätsnachfrage nimmt bis 2050 um 97 PJ im Vergleich zu 2000 zu. Auch zwischen 2035 und 2050 ist ein weiterer absoluter Zuwachs von 26 PJ zu verzeichnen. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ steigt die Elektrizitätsnachfrage bis 2035 an und sinkt dann bis 2050 geringfügig ab. Sie liegt im Jahre 2050 14 PJ über der Nachfrage des Jahres 2000, bzw. -4 PJ unter derjenigen des Jahres 2009.

Die Elektrizitätsnachfrage pro Kopf der Bevölkerung des Szenarios „Weiter wie bisher“ steigt von 2000 bis 2050 an und liegt in 2050 um 22,7 % über dem Niveau von 2000 (+21,0 % im Vergleich zu 2009). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinkt die Elektrizitätsnachfrage pro Kopf der Bevölkerung um -12,8 % unter den Wert von 2000 (-14,1% im Vergleich zu 2009).

Die Energieeffizienz - gemessen an der Elektrizitätsproduktivität - nimmt im Szenario „Weiter wie bisher“ ab. Es wird geringfügig mehr Elektrizität pro produziertem Franken verwendet. Von 2035 bis 2050 wird eine leichte Verbesserung der Energieeffizienz erreicht (die Elektrizitätsnachfrage pro BIP sinkt von 42 auf 41 Rappen). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ ist von 2009 bis 2035, aber auch von 2035 bis 2050 eine deutliche Verbesserung der Energieeffizienz festzustellen. Die Elektrizitätsnachfrage pro BIP-Einheit nimmt deutlich ab, es wird pro produzierte BIP-Einheit weniger Elektrizität verwendet.

Tabelle 105: Elektrizitätsnachfrage, absolut, pro Kopf und pro BIP-Einheit

	Elektrizitätsnachfrage in PJ				Elektrizitätsnachfrage pro Kopf in GJ				Elektrizitätsnachfrage pro BIP in MJ pro Franken			
	2000	2009	2035	2050	2000	2009	2035	2050	2000	2009	2035	2050
„Weiter wie bisher“	189	207	259	285	26	27	31	32	0.40	0.39	0.42	0.41
„Neue Energiepolitik“	189	207	211	203	26	27	25	23	0.40	0.39	0.34	0.29
	absolute Differenz zu 2000											
„Weiter wie bisher“		18.4	70.1	96.7		0.4	4.5	5.9		-0.02	0.01	0.00
„Neue Energiepolitik“		18.4	22.1	14.1		0.4	-1.2	-3.4		-0.02	-0.06	-0.11
	Veränderung in % gegenüber 2000											
„Weiter wie bisher“		9.8	37.2	51.3		1.4	17.2	22.7		-4.0	3.7	0.9
„Neue Energiepolitik“		9.8	11.7	7.5		1.4	-4.5	-12.8		-4.0	-15.6	-28.3
	absolute Differenz zu 2009											
„Weiter wie bisher“			52	78			4.1	5.6			0.03	0.02
„Neue Energiepolitik“			4	-4			-1.6	-3.7			-0.05	-0.10
	Veränderung in % gegenüber 2009											
„Weiter wie bisher“			25.0	37.8			15.6	21.0			8.1	5.2
„Neue Energiepolitik“			1.8	-2.1			-5.9	-14.1			-12.0	-25.3

Quelle: Prognos, 2011

8.5.2 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

Die Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren weist im Szenario „Weiter wie bisher“ unterschiedliche Entwicklungen auf (siehe Tabelle 106 und Grafik 41). Während sich die Elektrizitätsnachfrage der Haushalte auf dem Niveau des Jahres 2009 stabilisiert, erhöht sich die Nachfrage der übrigen Sektoren bis 2050 stetig. Die Sektoren Industrie, Dienstleistungen und Verkehr weisen über den gesamten Zeithorizont ein praktisch gleich grosses durchschnittliches jährliches Wachstum auf (Industrie + 0,7 %, Dienstleistungen +1,2 % und Verkehr + 1,8 %). Die Gründe für die Zunahmen in der Industrie und im Dienstleistungssektor liegen in der Zunahme der Beschäftigten und damit einhergehend der Ausstattungen (Industrie: Elektronik und Maschinen; Dienstleistung: Ausstattung der Arbeitsplätze). Im Verkehr wirkt sich die Elektrifizierung des Privatverkehrs aus.

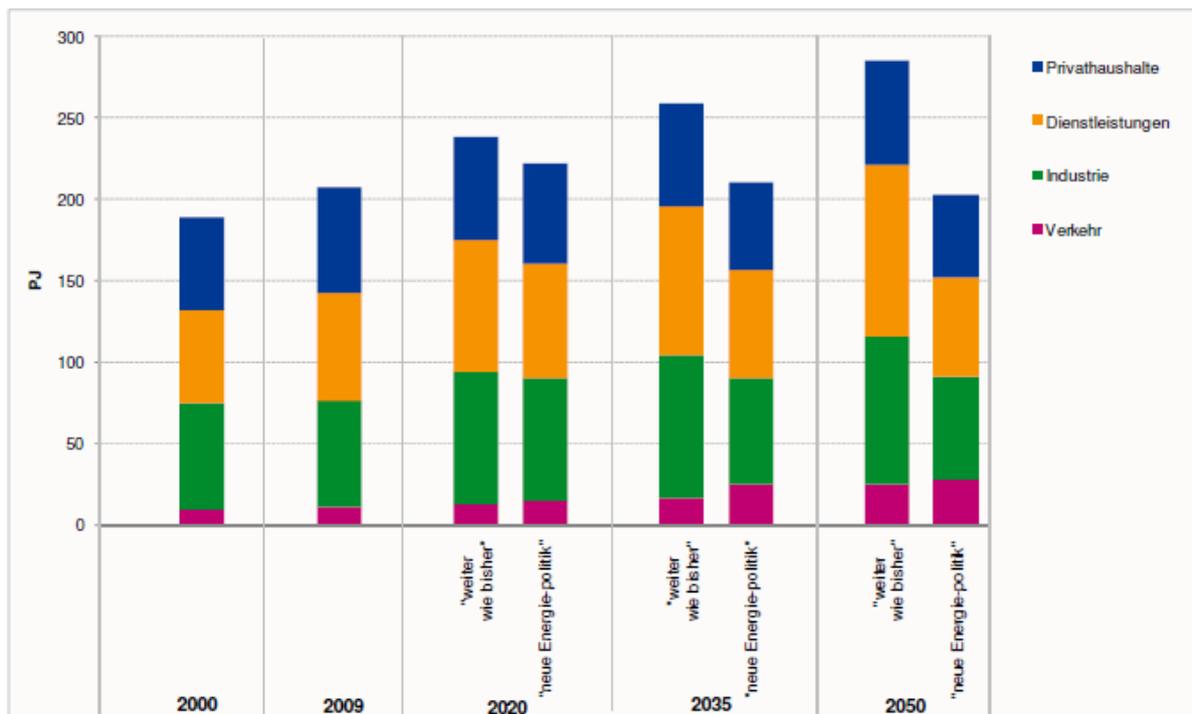
Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wirkt sich die Lenkungsabgabe dämpfend auf die Elektrizitätsnachfrage aus. Der Sektor Haushalte senkt seine Elektrizitätsnachfrage bis 2050 deutlich unter das Niveau der Basisjahre 2000 und 2009. Auch die Sektoren Industrie und Dienstleistungen vermindern ihre Elektrizitätsnachfrage, was vor allem der konsequenten Umsetzung von innovativen Werkstoff- und Prozesstechnologien zu verdanken ist. Bereits im Jahre 2035 liegen die nachgefragten Mengen auf dem Niveau des Jahres 2009. Bis 2050 gehen sie sogar in die Grössenordnung des Jahres 2000 zurück. Im Verkehrssektor verstärkt sich die Elektrifizierung im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“. Deshalb liegt die Nachfrage über derjenigen des Szenarios „Weiter wie bisher“.

Tabelle 106: Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ, Veränderungen in % (Δ %)

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energie-politik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energie-politik“
Privathaushalte	57	65	63	54	64	50
Dienstleistungen	57	66	91	66	105	61
Industrie	65	66	88	66	91	63
Verkehr	10	11	17	25	25	28
Summe	189	207	259	211	285	203
Δ % gegenüber 2000						
Privathaushalte			11.1	-3.9	13.4	-10.9
Dienstleistungen			59.5	14.6	83.8	6.8
Industrie			34.5	1.5	39.2	-3.5
Verkehr			76.3	158.0	163.6	196.2
Summe			37.2	11.7	51.3	7.5
Δ % gegenüber 2009						
Privathaushalte			-2.4	-15.6	-0.5	-21.8
Dienstleistungen			38.8	-0.3	59.9	-7.0
Industrie			33.5	0.7	38.2	-4.2
Verkehr			51.9	122.2	127.0	155.1
Summe			25.0	1.8	37.8	-2.1

Quelle: Prognos, 2011

Grafik 41: Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2011

8.5.3 Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck

Die Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck zeigt die unterschiedlichen Nachfrageentwicklungen wichtiger Anwendungen auf. Der Vergleich der absoluten Werte im Jahre 2050 weist - mit Ausnahme der Nachfrage des Verkehrs nach Elektrizität - auf die deutliche „Eingriffstiefe“ der unterstellten Lenkungsabgabe im Szenario „Neue Energiepolitik“ hin (siehe Tabelle 107).

Tabelle 107: Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck, Szenario „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“, in PJ bzw. Zuwachs in %

	2000	2009	2035		2050	
			„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Raumwärme	18.5	21.0	22.2	17.2	22.2	14.1
Warmwasser	8.8	8.6	9.2	5.5	9.1	3.1
Kochen	4.2	5.2	5.3	5.3	5.2	5.1
Prozesswärme	21.1	21.9	32.1	22.5	35.1	21.6
Beleuchtung	18.5	20.1	22.5	15.1	23.5	12.7
Klima, Lüftung & Haustechnik	17.8	20.8	31.5	22.0	34.9	13.2
I&K, Unterhaltungsmedien	3.9	4.5	8.0	6.2	14.0	8.8
Antriebe, Prozesse	82.9	89.4	107.2	90.0	112.9	92.7
Verkehr	9.5	11.0	16.8	24.5	25.0	28.1
sonstige	3.4	4.5	3.9	2.3	3.2	3.1
Total	188.5	206.9	258.6	210.6	285.1	202.6
			Δ % gegenüber 2000			
Raumwärme			20.1	-6.6	20.5	-23.8
Warmwasser			4.5	-37.7	3.3	-64.9
Kochen			27.0	26.5	24.1	22.0
Prozesswärme			52.0	6.4	66.5	2.5
Beleuchtung			21.9	-18.0	27.4	-31.3
Klima, Lüftung & Haustechnik			77.0	23.9	96.6	-25.7
I&K, Unterhaltungsmedien			103.0	56.1	255.3	124.1
Antriebe, Prozesse			29.3	8.6	36.1	11.9
Verkehr			76.3	158.0	163.6	196.2
sonstige			15.8	-31.5	-6.0	-8.9
Total			37.2	11.8	51.3	7.5
			Δ % gegenüber 2009			
Raumwärme			5.4	-18.1	5.7	-33.2
Warmwasser			6.5	-36.6	5.2	-64.2
Kochen			3.1	2.7	0.8	-1.0
Prozesswärme			46.7	2.7	60.7	-1.1
Beleuchtung			11.8	-24.8	16.8	-37.0
Klima, Lüftung & Haustechnik			51.3	5.9	68.0	-36.5
I&K, Unterhaltungsmedien			79.8	38.2	214.6	98.4
Antriebe, Prozesse			20.0	0.7	26.3	3.8
Verkehr			51.9	122.2	127.0	155.1
sonstige			-12.8	-48.4	-29.1	-31.4
Total			25.0	1.8	37.8	-2.1

Quelle: Prognos, 2011

Im Verkehrssektor bewirkt in Szenario „Neue Energiepolitik“ die strategische Ausrichtung „Elektrifizierung des Strassenverkehrs“ ein Anwachsen der Nachfrage (auf Kosten fossil-thermischer Treibstoffe).

Trotz der Lenkungsabgabe im Szenario „Neue Energiepolitik“ ergibt sich wegen des Bevölkerungswachstums eine Zunahme der Elektrizitätsnachfrage der typischen Haushaltsverwendungen Kochen und Warmwasser, welche sich im Szenario „Weiter wie bisher“ im Vergleich zum Jahr 2009 stabilisieren, jedoch im Vergleich zum Jahr 2000 anwachsen. Verwendungen, welche vor allem die Wirtschaft betreffen – Prozesswärme und Antriebe, Prozesse – weisen im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Jahre 2000 einen Zuwachs auf. Die Lenkungsabgabe bewirkt jedoch einen Trend zu energetisch effizienten Geräten, der im Szenario „Weiter wie bisher“ nicht zu finden ist.

8.6 Das Elektrizitätsangebot

8.6.1 Technisches und erwartetes Ausbaupotenzial

Für die Aktualisierung der Energieperspektiven sind die technischen Potenziale der Energieperspektiven 2035 verwendet worden. Die Sektion Forschung des BFE hat zusammen mit den Technologie-spezialisten die Potenziale überprüft. Es sind nicht für alle Technologien technische Potenziale vorhanden, aber die verwendeten Ausbaupotenziale liegen im Rahmen eines technisch möglichen Ausbaus (siehe Tabelle 108).

Die Verwendung der Geothermie zur Erzeugung von Elektrizität hängt von der Verfügbarkeit dieser Technologie ab.

Tabelle 108: Technisches und erwartetes Ausbaupotenzial Szenario „Weiter wie bisher“ Bundesratsvarianten 1 und 2, in GWh_e/a

Potenzial	Technisch	Erwartet in 2050		davon Ausbau seit 2009	
		Szenario „Weiter wie bisher“			
		Bundesrats-variante 1	Bundesrats-variante 2	Bundesrats-variante 1	Bundesrats-variante 2
Wasserkraft (Ausbau) ¹⁾	12000 ¹⁾	8200 ¹⁾	10080 ¹⁾	8200 ¹⁾	10080 ¹⁾
Fossile WKK	20000-30000	5690	13450	3770	11530
Neue erneuerbare Energien	-	10425	23554	9480	22608
Photovoltaikanlagen	15000-18000	4770	10415	4753	10397
Windenergieanlagen	n.a.	1162	4012	1150	4000
Biomasse (Holzgas)	Nicht verwendet	0	0	0	0
Geothermie	n.a.	1400	4378	1400	4378
Biomasse (Holz)	1700	579	1139	545	1105
Biogas	2300	395	1447	378	1430
ARA	n.a.	402	407	294	300
KVA (50% EE-Anteil)	1675	1688	1727	959	998
Deponiegas	n.a.	29	29	0	0
Kernkraftwerke		Keine Be-schränkung	0	Keine Be-schränkung	0
Fossil-thermische Kraftwerke	Keine Beschränkung im Modell unterstellt				
Importe	Keine Beschränkung im Modell unterstellt				

1) Inklusive Zubau von Pumpspeicherkraftwerken von knapp 5000 GWh_e/a

Quelle: Prognos, 2011

In den Bundesratsvarianten 2 und 3 der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ wird einerseits je nach diskutierter Angebotsvariante auf WKK zurückgegriffen, aber auch auf die Potenziale der erneuerbaren Energieträger (siehe Tabelle 109). Bei den WKK-Potenzialen bildet der im Laufe der Zeit abnehmende Raumwärmebedarf einen langfristig begrenzenden Faktor, der in den Modellberechnungen berücksichtigt wird. In der Politikvariante „Weiter wie bisher“ wird in der Bundesratsvariante 1 der Ausbau des vorhandenen technischen Potenzials am wenigsten ausgenutzt, da Kernkraftwerke oder GuD verwendet werden. In der Bundesratsvariante 2 der Politikvariante „Weiter wie bisher“ wird vermehrt auf die Potenziale der erneuerbaren Technologien zurückgegriffen. In der Variante Erneuerbar ist eine starke Ausnutzung der erneuerbaren Potenziale vorgesehen, vor allem Wind und Photovoltaik, aber auch Geothermie. Bei den Biomassen wird der Ausbau bewusst gering gehalten, da die knappen nachhaltigen Biomassen langfristig im Güterverkehr eingesetzt werden müssen, da dort zusätz-

lich zu den Verlagerungsoptionen auf die Schiene - welche die Zunahme von Verteilverkehr nach sich zieht - praktisch keine technischen Substitutionsmöglichkeiten für die flüssigen kohlenstoffhaltigen Treibstoffe mit ihrer hohen Energie- und Leistungsdichte existieren. Erst sehr langfristig könnten Brennstoffzellen eine Option werden.

Tabelle 109: Technisches und erwartetes Ausbaupotenzial Szenario „Neue Energiepolitik“ Bundesratsvarianten 2 und 3, in GWh_e/a

Potenzial	Technisch	Erwartet in 2050		davon Ausbau seit 2009	
		Szenario „Neue Energiepolitik“			
		Bundesrats- variante 2	Bundesrats- variante 3	Bunderats- variante 2	Bundesrats- variante 3
Wasserkraft (Ausbau) ¹⁾	12000 ¹⁾	10080 ¹⁾	10080 ¹⁾	10080 ¹⁾	10080 ¹⁾
Fossile WKK	20000-30000	13450	5730	11530	3810
Neue erneuerbare Energien	-	23554	23554	22608	22608
Photovoltaikanlagen	15000-18000	10415	10415	10397	10397
Windenergieanlagen	n.a.	4012	4012	4000	4000
Biomasse (Holzgas)	Nicht verwendet	0	0	0	0
Geothermie	n.a.	4378	4378	4378	4378
Biomasse (Holz)	1700	1139	1139	1105	1105
Biogas	2300	1447	1447	1430	1430
ARA	n.a.	407	407	300	300
KVA (50% EE-Anteil)	1'675	1727	1727	998	998
Deponiegas	n.a.	29	29	0	0
Kernkraftwerke		0	0	0	0
Fossil-thermische Kraftwerke	Keine Beschränkung im Modell unterstellt				
Importe	Keine Beschränkung im Modell unterstellt				

1) Inklusive Zubau von Pumpspeicherkraftwerken von knapp 5000 GWh_e/a

Quelle: Prognos, 2011

8.6.2 Exkurs: Leistung, Regelenergie, Speicher

(Prognos AG, im Mai 2011)

Leistung

Kernkraftwerke sind aufgrund ihrer technischen und ökonomischen Charakteristika **Grundlastkraftwerke**, d.h. sie laufen durchgehend lange Perioden 7'600 h/a - das heisst: 7'600 Stunden im Jahr (und mehr) - mit konstant hoher Leistung. In der Schweiz decken sie mit knapp 4,2 GW einen grossen Teil der durchlaufenden Grundlast von ca. 5 GW ab.

Die **Mittellast** wird von den teilweise regelbaren **Laufkraftwerken** gedeckt. Während der sommerlichen Revision der Kernkraftwerke übernehmen diese einen Teil der Grundlast mit.

Die **Spitzenlast** - inklusive Export von Spitzenleistung - wird durch die **Speicherkraftwerke** und **Pumpspeicherkraftwerke** bereit gestellt. Diese verfügen derzeit über ca. 9,5 GW verfügbare Leistung (wird derzeit ausgebaut). Die höchste inländische Last liegt im November/Dezember abends bei ca. 10,3 – 10,5 GW. Es ist damit zu rechnen, dass diese mit wachsendem Stromverbrauch ansteigt.

Die Speicherkraftwerke sind schnell genug regelbar und die Turbinen insgesamt leistungsfähig genug, um auch grosse Mengen positive Regelleistung zur Verfügung zu stellen.

Bei einer grundlegenden Veränderung des Kraftwerksparks ist die Leistungscharakteristik der eingesetzten Kraftwerke zu beachten.

Gaskombikraftwerke sind aufgrund ihrer technischen (Regelungsfähigkeit, aber nicht beliebig schnell) und ökonomischen Charakteristika sehr gut für den Einsatz im **Mittellastbereich** geeignet; sie sollten ab 4'500 h/a laufen. Darüber hinaus bieten sie die Möglichkeit, im reinen Gasturbinenbetrieb auch sehr schnell positive (und z.T. negative) Regelenergie bereit zu stellen. Bei diesen Kraftwerken ist es notwendig, dass sie auch am Spitzen- und Regelenergiemarkt teilnehmen, um hinreichende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Ein reiner Grundlastbetrieb ist derzeit wirtschaftlich eher unattraktiv.

Dezentrale WKK-Anlagen können auf unterschiedliche Weise betrieben werden:

- Grosse industrielle Anlagen laufen ohne Unterbruch und stellen vor allem Strom und Prozesswärme bereit, oder sie können stromgeführt betrieben werden und zusätzlich Spitzenstrom erzeugen, um die Bezugskosten zu reduzieren (Reduktion der aus dem Netz bezogenen Spitzenleistung).
- Kleinere Anlagen mit und ohne Fern- und Nahwärmenetze, die vor allem Raumwärme in Wärmeverbänden produzieren, werden wärmegeführt gefahren. Der Strom wird zumeist ins Netz eingespeist und trägt daher wenig zur Regelungsfähigkeit bei. Grundsätzlich könnten solche Anlagen auch – im Rahmen eines intelligenten Netzmanagements – stromgeführt gefahren werden. Hierfür sind grössere Wärmespeicher notwendig, die mit Mehrkosten verbunden sind. Zur Umsetzung solcher Lösungen ist es notwendig, die entsprechenden Anreize zu schaffen; weder der derzeitige Strom- noch der Wärmemarkt lassen solche Lösungen gegenwärtig wirtschaftlich erscheinen.

Bei den **erneuerbaren Energien** muss unterschieden werden zwischen:

- **Grundlast- und regelungsfähigen Energiequellen** Biomasse, Geothermie sowie (mit Einschränkungen) Kleinwasserkraft
- **Stochastisch anfallenden Energieformen** aus Solar- und Windenergie.

Bei grossen Mengen Solar- und Windenergie, wie sie in den Varianten E, D & E sowie C & E eingesetzt werden, müssen Leistung und Arbeit praktisch entkoppelt betrachtet werden. Der hohe Ausbaupfad der erneuerbaren Energien beinhaltet in 2050 ca. 9,5 GW installierte Photovoltaik-Peakleistung und 2 GW installierte Windleistung. Es muss damit gerechnet werden, dass die Photovoltaik-Peakleistung in voller Höhe oder nur leicht abgeschwächt an einigen sonnigen Sommertagen mittags tatsächlich bereit steht. Damit würde diese Leistung bereits die Landes-Höchstlast von ca. 8 – 8,5 GW decken oder übersteigen. In Winternächten steht diese Leistung definitiv nicht zur Verfügung, d.h. für die nationale Winter-18-Uhr-Spitze von ca. 10,3 GW muss entsprechende Backup-Kapazität vorgehalten werden. Diese Winterspitze tritt in den nord- und mitteleuropäischen Ländern etwa gleichzeitig auf, so dass hier nicht mit kurzfristig am Markt verfügbaren Importen gerechnet werden sollte.

Regelenergie und Speicher

Die von den stochastischen erneuerbaren Energien produzierte Arbeit muss somit in grossem Masse einerseits **saisonal verschoben** und **gespeichert** werden, andererseits muss die **fluktuierende Leistung positiv** wie **negativ ausgeregelt** werden.

Dieses Problem wird im Rahmen der laufenden Aktualisierung der Perspektiven nicht genauer analysiert. Es zeigt sich jedoch bereits bei einer überschlägigen Betrachtung, dass diese Probleme nicht allein mit einem veränderten Speichermanagement oder hohen Eigenverbrauchsquoten lösbar sind. Überschlägig wird damit gerechnet, dass - neben den Backup-Fragen für Flautezeiten, Nachtstunden und solaren Schwachlastzeiten - für eine produzierte Einheit stochastischen Stroms ca. 0,2 Einheiten Regelenergie benötigt werden. Zum Backup wird im allgemeinen gerechnet, dass 90 % der installierten Windleistung und 99 % der installierten Photovoltaik-Peakleistung als Backup-Kapazitäten benötigt werden.

Engpässe bestehen einerseits bei der Pumpenleistung: Das derzeitige Management der Speicher ist auf mittlere Pumpenleistungen während (vor allem nächtlichen) Schwachlastzeiten ausgelegt, bei denen kontinuierlich einige Stunden lang billiger Strom gepumpt wird, um ihn in Spitzenzeiten mit hohen Turbinenleistungen kurzfristig zur Verfügung zu stellen. Der Pumpenbetrieb ist auf vergleichsweise kurze Zwischenspeicherzeiten ausgelegt, die begrenzenden Faktoren sind die Grösse der Unterseen (zu pumpendes Arbeitsreservoir) und die Pumpenleistung.

Andererseits sind die saisonalen Speichersysteme bislang nicht auf die entsprechenden Betriebsanforderungen ausgelegt: Die Speicherkapazitäten von ca. 8,5 TWh werden durch Zulauf und Wasserfassung „von oben“ vor allem zur Zeit der Schneeschmelze sowie durch Niederschläge gefüllt. Für eine Füllung durch Leistung und Arbeit aus Sonnen- und Windstrom (überschlägig müssten saisonal ca. 5 - 6 TWh vom Sommer in den Winter umgespeichert werden) müssten einerseits die entsprechenden Wassermengen zum Hochpumpen (Kapazität und Füllung der Unterseen), andererseits die Kapazitäten der Oberseen bereit gestellt werden, denn die bereits vorhandene Wasserkrafterzeugung aus Lauf- und Speicherwasser wird ebenfalls benötigt. Um dieses Problem zu lösen, müssen Speicher- und Regelenergiemanagement entsprechend sowohl technisch als auch durch Rahmenbedingungen des Marktes angepasst organisiert werden.

Ausserdem ist es notwendig, die regelungsfähigen erneuerbaren Energieformen (Biomasse, Geothermie) vor allem zur Bereitstellung von negativer Regelenergie (Abregelung zur Reduktion von Überleistungsspitzen) zu nutzen.

Auch in den Szenarien mit starker Einsparung und maximalem Ausbau der erneuerbaren Energien wird – auch unter Versorgungssicherheitsaspekten - eine Importkomponente aus dem europäischen Umland notwendig sein. Falls diese erneuerbar sein soll, stellen sich hier Ausregelungsfragen nochmals verstärkt. Darüber hinaus müssen die Fälle betrachtet werden, in denen europaweit saisonale und stochastische Überlasten im Netz zu erwarten sind (Sommer in Südeuropa, Herbststürme an der Atlantikküste, sofern diese die Sicherheitsgrenzen der Anlagen nicht überschreiten), deren produzierte Arbeit zu grossen Teilen saisonal gespeichert werden muss.

Herausforderungen

Insgesamt lassen sich für den Fall der Einbindung grosser Mengen stochastisch anfallender Energieträger ins System die folgenden Herausforderungen ableiten, welche gelöst werden müssen:

1. Ausbau der entsprechenden Speicher-, Pumpen- und Netzkapazitäten (Lastflussumkehr, Leistungselektronik zur Blindleistungskompensation).
2. Aufbau von Kapazitätsmärkten (europaweit).
3. Anpassung der Regelenergiemärkte.
4. Sicherstellung von genügend regelbarer Kapazität im System, mit genügend drehender Masse zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität (Gaskombikraftwerke, stromgeführte WKK-, Biomasse- und Geothermiekraftwerke).
5. Neue gemeinsame Marktregeln für den grenzüberschreitenden Stromaustausch mit Europa, die insbesondere Ausregelungskomponenten, Lastverlagerung und Reduktion von Leistungsspitzen beinhalten müssen.
6. Koordinierte Kapazitäts-, Netz- und Regelenergieausbauplanung.

Darüber hinaus sollten alternative Speichertechnologien, insbesondere für die saisonale Speicherung, durch Forschung und Entwicklung untersucht und vorangetrieben werden.

8.6.3 Abdiskontierte Gesamtkosten

In der Tabelle 110 sind die abdiskontierten Gesamtkosten des Bestandes und des Zubaus von 2009 bis 2050 nach Bundesratsvarianten und nach Politikvarianten gegliedert aufgeführt⁶. Da Zubauten zum ersten Zeitpunkt des Auftretens einer Produktionslücke den Betrieb aufnehmen, ergeben sich Jahre mit Exporten. Werden die daraus entstehenden Exporterlöse in die Berechnungen mit einbezogen, so sinken die abdiskontierten Gesamtkosten für alle Angebotsvarianten in beiden Politikvarianten „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“. Für die Politikvariante „Weiter wie bisher“ weist die Variante A (Nuklear) die tiefsten abdiskontierten Gesamtkosten auf. Wird aber an Stelle des volkswirtschaftlichen Zinssatzes (2,5 % real) eine betriebswirtschaftliche Betrachtungsweise mit einem Zinssatz von 7 % verwendet, liegen die abdiskontierten Gesamtkosten der Variante A deutlich näher bei den andern. Allerdings würden sich in dieser Betrachtungsweise auch die Kosten der Varianten E Erneuerbar erhöhen. Für die übrigen Varianten spielen die unterschiedlichen Zinsen eine weit geringfügigere Rolle. In den Bundesratsvarianten 2 und 3 „Neue Energiepolitik“ sind die abdiskontierten Gesamtkosten der Variante E die günstigsten. Allerdings gilt auch hier wieder der Vorbehalt bezüglich des Einflusses des verwendeten Zinssatzes, welcher sich vor allem auf die Kosten der Variante Erneuerbar auswirkt. Bei einem Vergleich zwischen den beiden Nachfrageszenarien ist zu beachten, dass die geringere Stromnachfrage der Politikvariante „Neue Energiepolitik“, die sich hier in geringeren Gesamtkosten widerspiegelt, durch investitionsintensive Effizienzmassnahmen erreicht wird. Ein vollständiges Bild kann erst bei Kombination der Nachfrage und des Kraftwerksparks entstehen.

Tabelle 110: Gesamtkosten abdiskontiert, Bestand und Zubau, real zu Preisen 2009, in Mrd. Franken

		Gesamtkosten abdiskontiert		Gesamtkosten abdiskontiert Inklusive Exporterlös	
		real zu Preisen 2009, in Mrd. Franken			
		2009 - 2050	2009 - 2050	2009 - 2050	2009 - 2050
	Variante	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Bundesratsvariante 1	A	197		152	
	B	216		169	
Bundesratsvariante 2	C & E	234	211	188	157
	D & E	227	203	194	163
	E	221	197	188	157
Bundesratsvariante 3	C & E		221		168
	D & E		209		176
	E		203		170
	E mit Import EE		206		172

Quelle: Prognos, 2011

Varianten: A: Nuklear
 B: Fossil-zentral und Nuklear
 C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
 D & E: Fossil-dezentral und Erneuerbar
 E: Erneuerbar

8.6.4 Durchschnittskosten der gesamten Stromproduktion

Diese Kosten werden mit einem realen Zinssatz von 2,5 % berechnet. In die Berechnungen fliessen die Kosten des Bestandes und des Zubaus ein. Es werden auch die CO₂-Kosten der GuD-Erzeugung (unter der Voraussetzung einer Teilnahme am ETS) berücksichtigt. Importe werden mit allgemeinen Gestehungskosten von durchschnittlichen neuen Kraftwerken, in der Variante E mit erneuerbaren Importen mit den Durchschnittskosten von neuen europäischen Kraftwerken auf Basis Erneuerbarer Energieträger bewertet. Nicht berücksichtigt sind die Exporterlöse (sie spielen bezogen auf die produ-

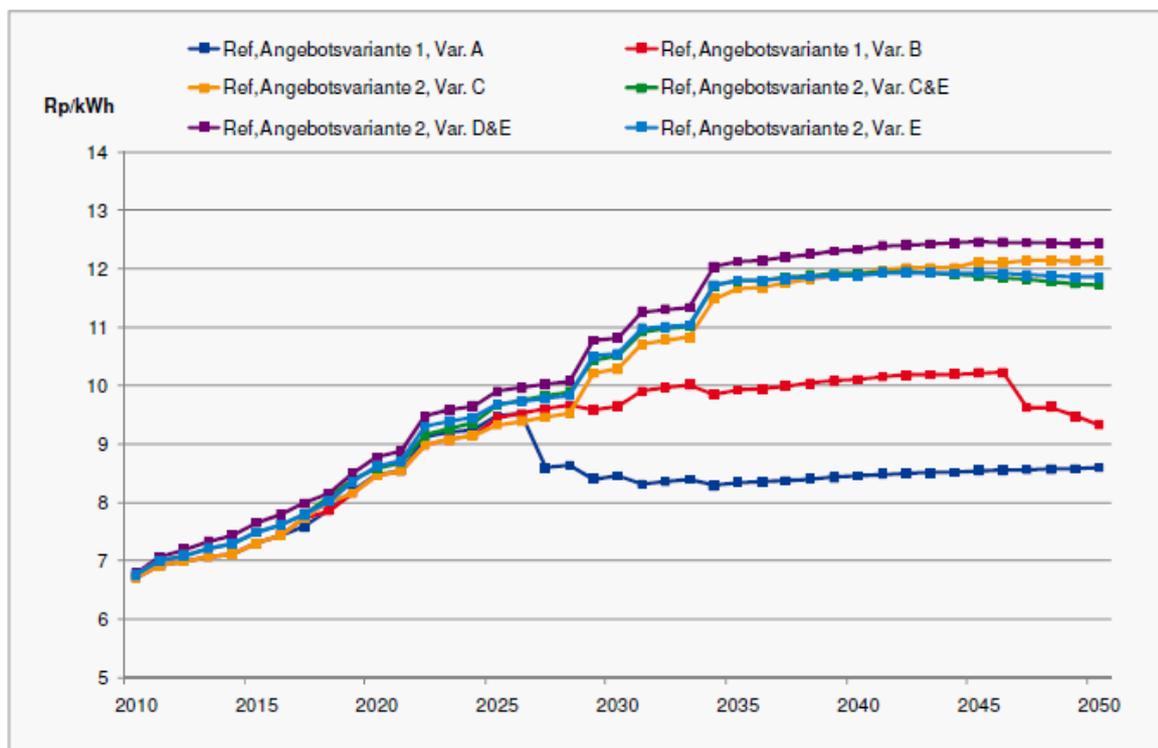
⁶ Die verwendete Methode der Kostenberechnung ist in Band 4, Exkurse der Energieperspektiven 2035 beschrieben (Exkurs 9, Methoden der Kostenberechnung), (www.energieperspektiven.ch).

zierte Kilowattstunde nur eine sehr untergeordnete Rolle) und Netzkosten. Die letzteren werden aufgrund des höheren Anteils Erneuerbarer sowohl in der Schweiz als auch im europäischen Ausland in allen Szenarien ansteigen, allerdings in den Szenarien mit besonders starkem Anstieg der Erneuerbaren in der CH etwas stärker. Im Rahmen dieser Arbeit sind dazu keine ausführlicheren Berechnungen gemacht worden. Europäische Quellen gehen von einem Anstieg im Bereich von 0,2 bis 0,5 Ct/kWh aus.

In der Bundesratsvariante 1 und 2 Politikvariante „Weiter wie bisher“ ergibt sich für die Durchschnittskosten der Stromerzeugung, dass die Variante A (Nuklear) ab 2020 die tiefsten Kosten aufweist (siehe Grafik 42). Hier gilt es zu beachten, dass unter der Verwendung eines betriebswirtschaftlichen Zinssatzes von 7 % sowie einer kürzeren Abschreibungsdauer von ca. 40 Jahren diese Kosten bedeutend höher ausfallen würden. Zudem sind in den Berechnungen keine Kosten enthalten, welche sich aus einer Erhöhung des bis April 2011 gültigen Sicherheitsstandards ergeben könnten.

Die Durchschnittskosten der Bundesratsvariante 2 Variante D & E liegen am höchsten. Die Variante E der Bundesratsvariante 2 weist etwas tiefere Durchschnittskosten aus. Auch hier gilt wieder zu beachten, dass die Anwendung eines betriebswirtschaftlichen Ansatzes die Kosten zusätzlich erhöhen würde.

Grafik 42: Vergleich der Durchschnittskosten der Stromangebotsvarianten 1 und 2 des Bundesrats in der Politikvariante „Weiter wie bisher“, in Rappen pro kWh_{el}

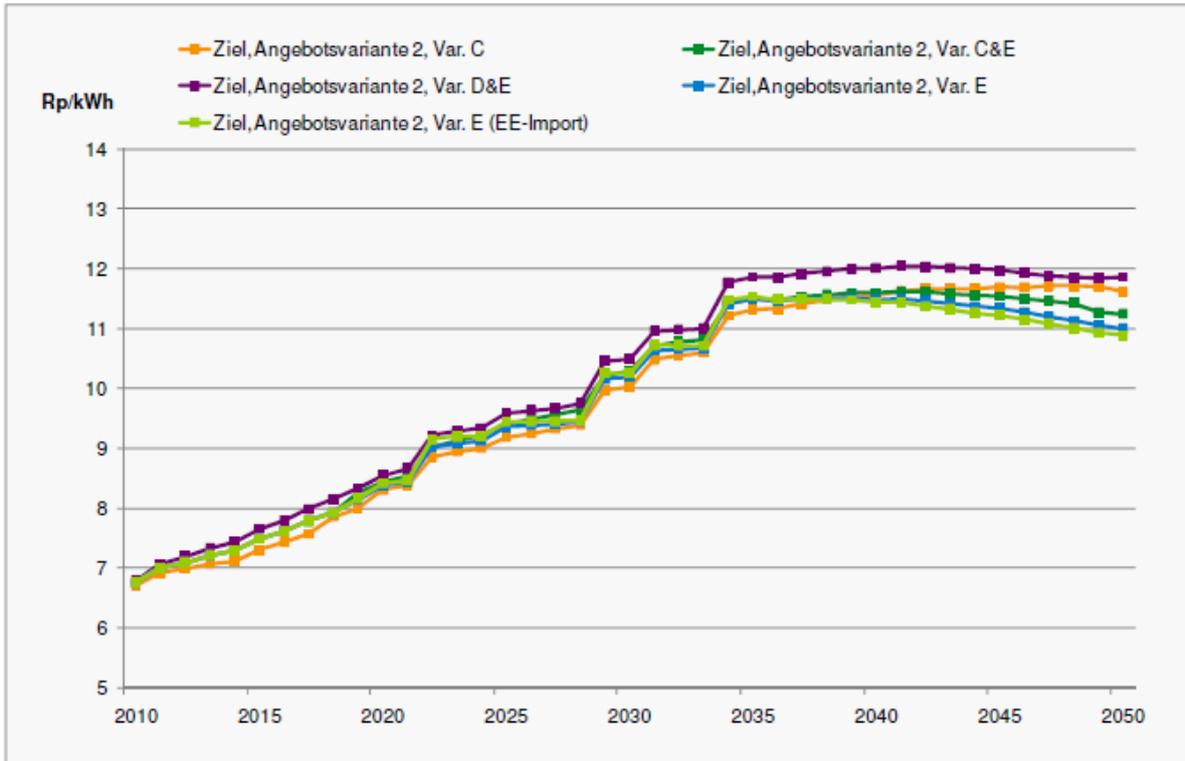


Quelle: Prognos 2011

Die Durchschnittskosten der Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates in der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ liegen mit Ausnahme der Variante D & E tiefer als diejenigen der Stromangebotsvarianten 1 und 2 des Bundesrats in der Politikvariante „Weiter wie bisher“ (siehe Grafiken 42 und 43). Mit Ausnahme der erwähnten Variante D & E weisen die Durchschnittskosten der übrigen Varianten ein ähnliches Niveau und ähnliche Entwicklungen im Laufe der Zeit auf. Allerdings gilt für die Variante E wiederum der Vorbehalt des günstigen volkswirtschaftlichen Zinssatzes von 2,5%.

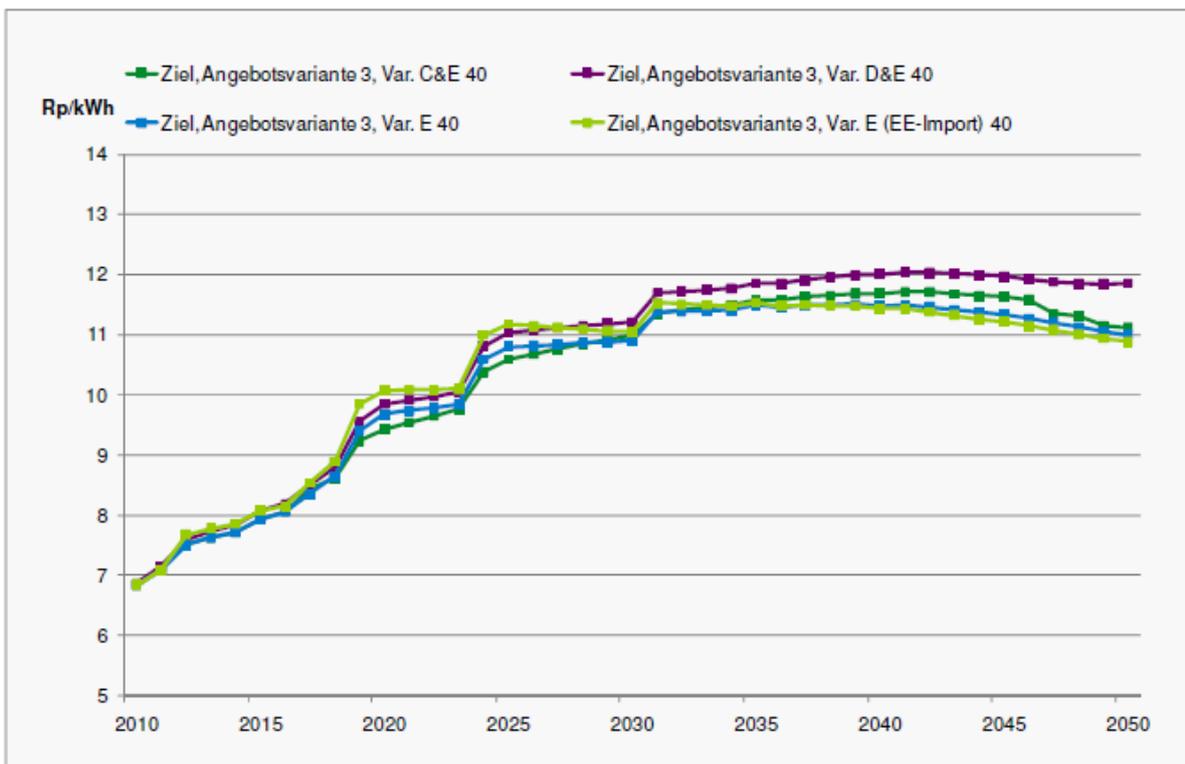
Die Durchschnittskosten der Stromangebotsvariante 3 des Bundesrates in der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ sind mit Ausnahme der Variante D & E höher als diejenigen der Stromangebotsvarianten 1 und 2 des Bundesrats in der Politikvariante „Weiter wie bisher“ (siehe Grafiken 43 und 44), bzw. der Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates in der Politikvariante „Neue Energiepolitik“. Die Kosten steigen vor allem bis 2025 stärker an als in den übrigen Varianten. Auf der andern Seite sinken die Kosten ab 2025 im Gegensatz zu den andern Bundesratsvarianten. Die höchsten Kosten weist wiederum die Variante D & E auf. Für die Variante E gilt wiederum der Vorbehalt des günstigen volkswirtschaftlichen Zinssatzes von 2,5%.

Grafik 43: Vergleich der Durchschnittskosten der Stromangebotsvarianten 2 des Bundesrats in der Politikvariante „Neue Energiepolitik“, in Rappen pro kWh_{el}



Quelle: Prognos 2011

Grafik 44: Vergleich der Durchschnittskosten der Stromangebotsvarianten 3 des Bundesrats in der Politikvariante „Neue Energiepolitik“, in Rappen pro kWh_{el}



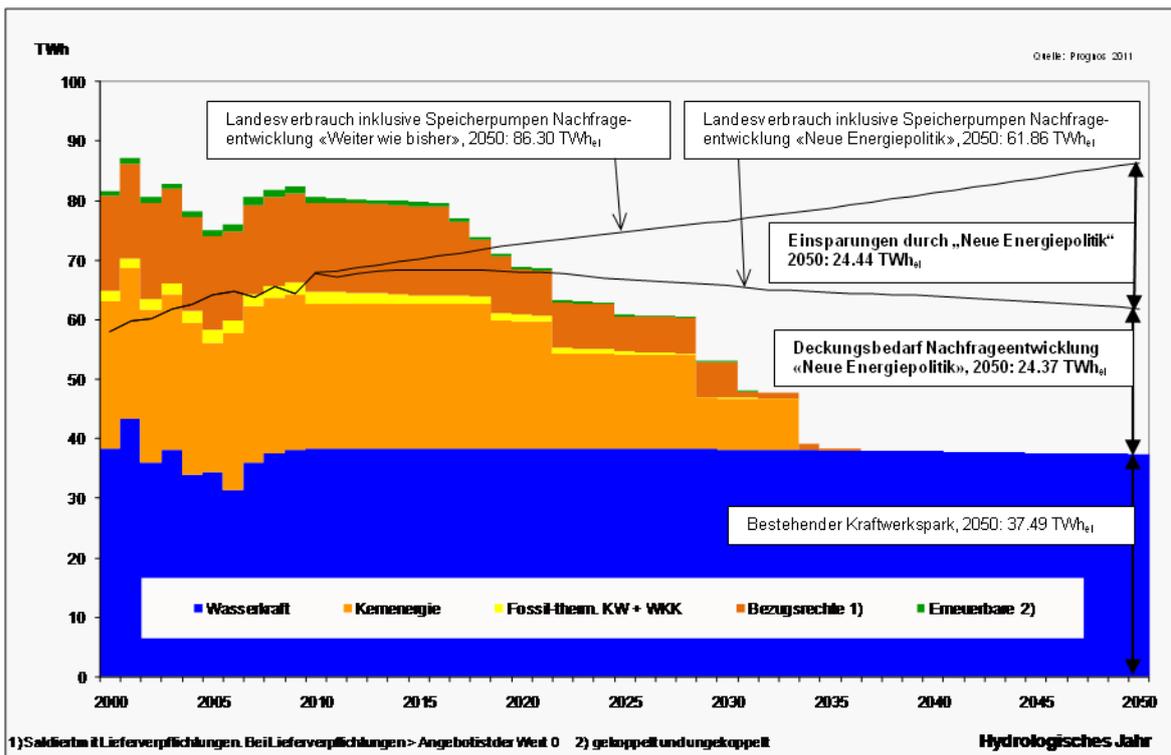
Quelle: Prognos 2011

8.6.5 Deckungsbedarf bestehendes Elektrizitätsangebot der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“

Das heute bestehende Elektrizitätsangebot vermag die Elektrizitätsnachfrage der beiden Politikvarianten „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ in einer Jahresbetrachtung bis 2018 decken (siehe Grafik 45). Da im Winterhalbjahr die Elektrizitätsnachfrage höher ist als im Sommerhalbjahr, verschiebt sich der erste Zeitpunkt eines Deckungsbedarfes auf das Winterhalbjahr 2017/2018. Der Deckungsbedarf des Szenarios „Weiter wie bisher“ liegt im Jahre 2050 bei 44,81 TWh_{el}/a. Um das Niveau des Deckungsbedarfes des Szenarios „Neue Energiepolitik“ von 24,37 TWh_{el}/a im Jahre 2050 zu erreichen, müssen im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ 24,44 TWh_{el}/a eingespart werden.

Falls die in den Jahren 2015 bis 2020 vorgesehenen Speicherpumpen zugebaut werden, erhöht sich die Elektrizitätsnachfrage in beiden Szenarien um rund 6 TWh_{el}/a. Der Deckungsbedarf erhöht sich entsprechend.

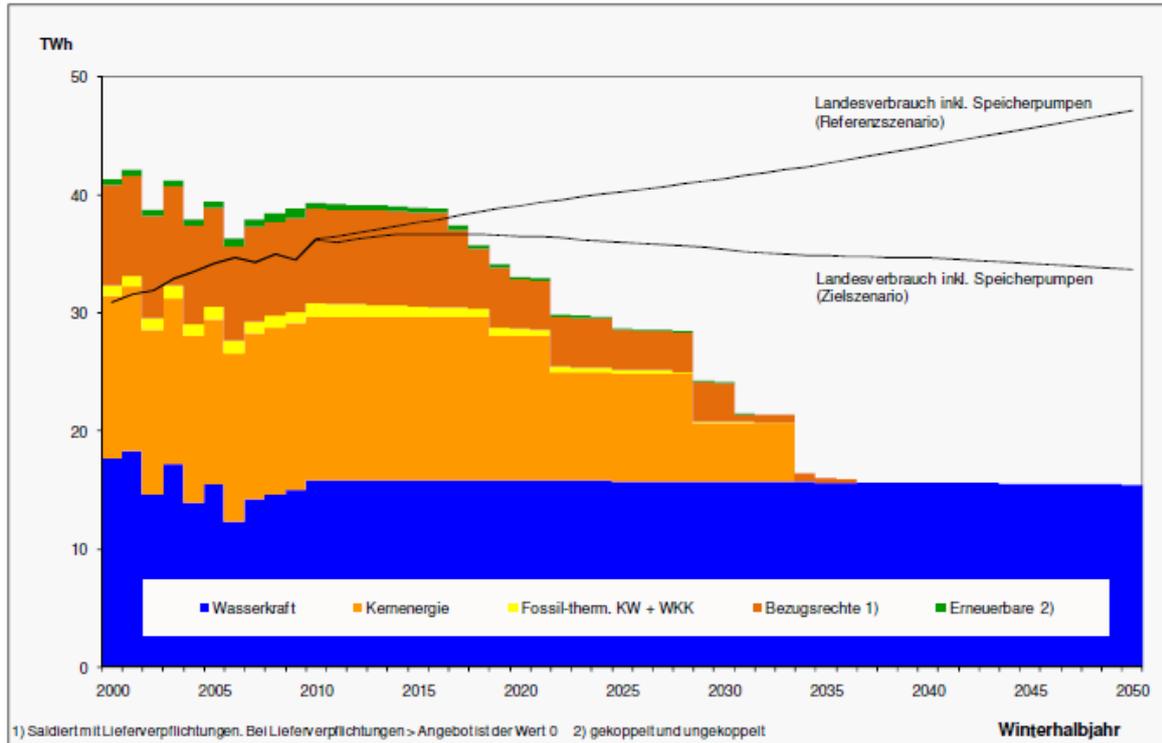
Grafik 45: Die Stromangebotsvarianten 1 und 2 Deckungsbedarf der Politikvarianten „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“, hydrologisches Jahr in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos, 2011

Da im Winterhalbjahr die Elektrizitätsnachfrage höher ist als im Sommerhalbjahr, verschiebt sich der erste Zeitpunkt eines Deckungsbedarfes auf das Winterhalbjahr 2017/2018 (siehe Grafik 46).

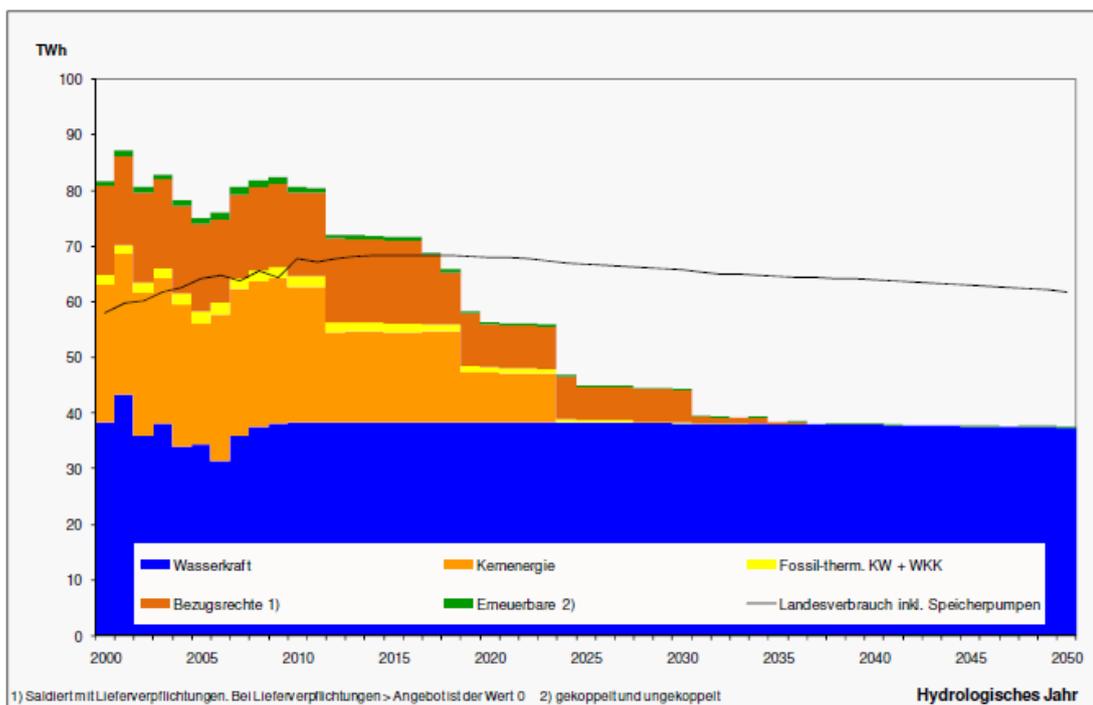
Grafik 46: Die Stromangebotsvarianten 1 und 2 Deckungsbedarf der Politikvarianten „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“, Winterhalbjahr in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2011

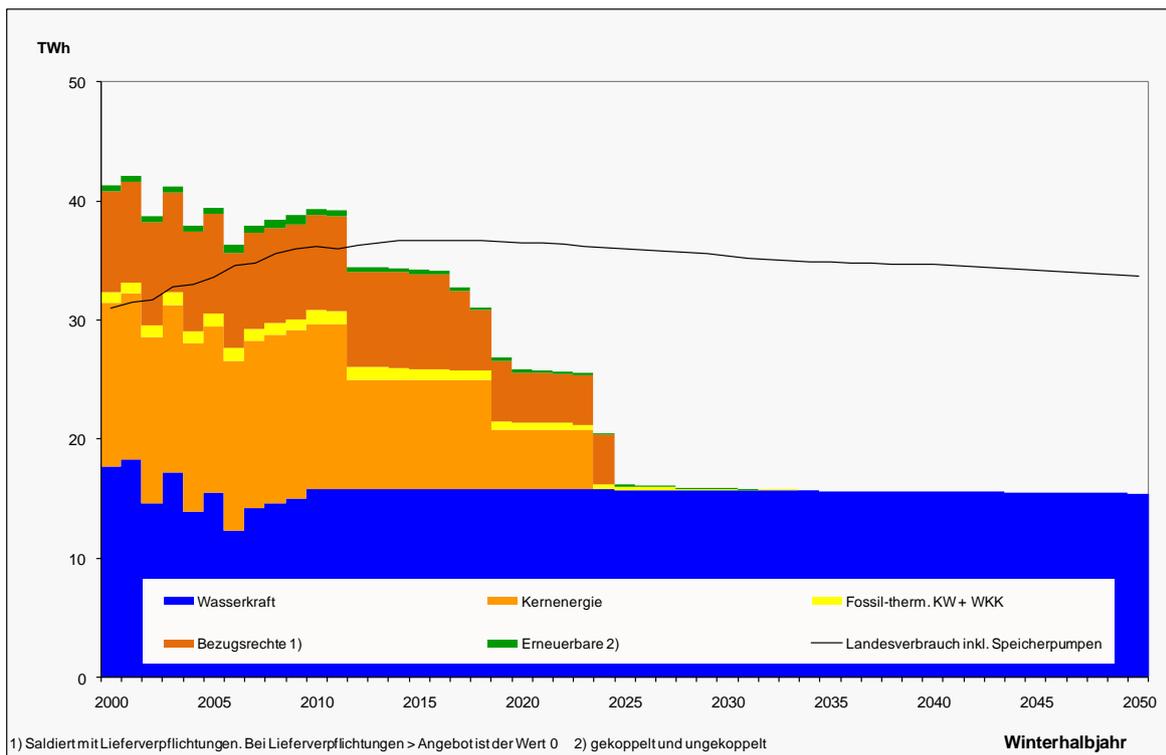
In der Bundesratsvariante 3 mit der Verkürzung der Betriebsdauer der KKW auf 40 Betriebsjahre ergibt sich ein erstmaliger Deckungsbedarf im Jahre 2012, im Jahr des Abschaltens der drei ältesten KKW (siehe Grafiken 47 und 48). Der Deckungsbedarf und die Einsparungen im Jahre 2050 bleibt im Vergleich zur Bundesratsvariante 2 „Neue Energiepolitik“ unverändert.

Grafik 47: Die Stromangebotsvarianten 3 Deckungsbedarf der Politikvarianten „Neue Energiepolitik“, hydrologisches Jahr in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2011

Grafik 48: Die Stromangebotsvarianten 3 Deckungsbedarf der Politikvariante „Neue Energiepolitik“, Winterhalbjahr in TWh_e/a



Quelle: Prognos, 2011

8.6.6 Die Stromangebotsvarianten des Bundesrates im Überblick (Zubau bis 2050)

Da die Nachfragentwicklung des Szenarios „Weiter wie bisher“ deutlich höher liegt, hingegen der heute bestehende Kraftwerkspark in beiden Szenarien der gleiche ist, muss je nach Variante für die Schliessung des Deckungsbedarfs im Szenario „Weiter wie bisher“ mehr zugebaut oder importiert werden als im Szenario „Neue Energiepolitik“ (siehe Tabelle 111). Die Produktionsangaben beziehen sich auf das Jahr 2050. Dabei gilt es zu beachten, dass beispielsweise in der Stromangebotsvariante 1 Variante B des Bundesrates drei der zugebauten GuD bereits vor 2050 am Ende ihrer Betriebszeit angelangt sind.

In der Stromangebotsvariante 1 des Bundesrates im Szenario „Weiter wie bisher“ wird die Anzahl der neugebauten Kraftwerke und der Zeitpunkt des Neubaus determiniert von der Betriebsdauer und damit der Ausserbetriebnahme des bestehenden Parks (und der Vertragsdauer der Bezugsrechte). In dieser Angebotsvariante werden zwei Strategien des Zubaus unterschieden (eine rein Nukleare und eine gemischt Nuklear-fossile). In der Variante A (Nuklear) sind bis 2050 4 KKW notwendig. In der Variante B (Fossil-zentral und Nuklear) 5 GuD und 3 KKW.

Die Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates verzichtet auf den Ersatz von KKW. Es werden alternative Wege ohne KKW sowohl für das Szenario „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ geprüft. Auf eine reine Variante mit grossen GuD wird verzichtet.

In der Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates des Szenarios „Weiter wie bisher“ müssen in der Variante C & E (Fossil-zentral und erneuerbar) 9 GuD zugebaut werden. Zudem muss die Produktion von erneuerbarem Strom stärker ausgebaut werden als es die KEV in der heutigen Form ermöglicht. In der Variante D & E (Fossil-dezentral und erneuerbar) wird das mögliche Potenzial von WKK-Anlagen stark ausgereizt. Die Produktion von erneuerbarem Strom wird wiederum stärker gefördert als es die KEV ermöglicht. Alle diese Anstrengungen reichen nicht aus. Es muss in 2050 zusätzlich Strom in der Höhe von 17,2 TWh_e importiert werden. Die dezentralen Zubauten können nicht beliebig schnell und hoch ansteigen, da sie von Renovationszyklen abhängen und zum Teil auch von den Möglichkeiten Wärme abzugeben, da die Wärmenachfrage (in beiden Szenarien) bis 2050 sinkt. Die Variante E (erneuerbar) bedingt wiederum eine Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion weit über den Möglichkeiten der Förderung mit der KEV (22,6 TWh_e). Trotzdem müssen in 2050 25,9 TWh_e importiert werden, um die inländische Nachfrage zu decken.

In der Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates des Szenarios „Neue Energiepolitik“ braucht es in der Variante C & E (Fossil-zentral und erneuerbar) 5 GuD und einen starken Zubau an erneuerbarer

Produktion (22,6 TWh_{el}). Wird mit einer Kombination von fossil-dezentraler und erneuerbarer Produktion (D & E) der Deckungsbedarf geschlossen, kann die Elektrizitätsnachfrage im Jahre 2050 gedeckt werden. Die Elektrizitätsnachfrage ist wegen der im Jahre 2012 eingeführten Lenkungsabgabe wesentlich kleiner als im Szenario „Weiter wie bisher“. Aus diesem Grunde reichen die Zubauten aus, sodass auf Importe verzichtet werden kann. In der Variante E (Erneuerbar) braucht es im Jahre 2050 Importe, um die Elektrizitätsnachfrage zu decken, trotz massivem Ausbau der erneuerbaren Produktionskapazitäten. Die Importe liegen im Szenario „Neue Energiepolitik“ mit 5,6 TWh_{el} aber deutlich unter denjenigen des Szenarios „Weiter wie bisher“.

In der Stromangebotsvariante 3 des Bundesrates des Szenarios „Neue Energiepolitik“ bewirkt die Verkürzung der Betriebsdauer in den Übergangsjahren (ab 2012) höhere Importe oder im Falle der Kombination Fossil-zentral und Erneuerbar einen grösseren Zubau als in der entsprechenden Stromangebotsvariante 2 („Neue Energiepolitik“) des Bundesrates. Bis ins Jahre 2050 gelingt es in den Varianten C & E und D & E dank dem massiven Zubau erneuerbarer Produktionsanlagen die Elektrizitätsnachfrage (des Szenarios „Neue Energiepolitik“) zu decken. In der reinen Variante Erneuerbar braucht es trotz hohen Zubaus noch Importe.

Tabelle 111: Die Stromangebotsvarianten im Überblick, Produktion und Importe in 2050

Stromangebotsvariante Bundesrat	1		2			3		
	A	B	C & E	D & E	E	C & E	D & E	E
Angebotsvariante Perspektiven 2035								
Nachfrageentwicklung „Weiter wie bisher“	4 KKW: 47,22 TWh _{el}	5 GuD: 7,77 TWh _{el} 3 KKW: 35,41 TWh _{el}	9 GuD: 34,65 TWh _{el} EE: 22,6 TWh _{el}	WKK: 11,5 TWh _{el} EE: 22,6 TWh _{el} Import: 17,2 TWh _{el}	WKK: 3,8 TWh _{el} EE: 22,6 TWh _{el} Import: 25,9 TWh _{el}			
Nachfrageentwicklung „Neue Energiepolitik“			5 GuD: 15,4 TWh _{el} WKK: 3,8 TWh _{el} EE: 22,6 TWh _{el}	WKK: 11,5 TWh _{el} EE: 22,6 TWh _{el}	WKK: 3,8 TWh _{el} EE: 22,6 TWh _{el} Import: 5,6 TWh _{el}	7 GuD: 11,55 TWh _{el} WKK: 3,8 TWh _{el} EE: 22,6 TWh _{el}	WKK: 11,5 TWh _{el} EE: 22,6 TWh _{el}	WKK: 3,8 TWh _{el} EE: 22,6 TWh _{el} Import: 5,6 TWh _{el}

Quelle: Prognos, 2007 und 2011

Varianten: A: Nuklear
 B: Fossil-zentral und Nuklear
 C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
 D & E: Fossil-dezentral und Erneuerbar
 E: Erneuerbar

Die in den Varianten aufgeführten Importe für das Jahr 2050 widerspiegeln nicht den Importbedarf im gesamten betrachteten Zeitraum 2012 bis 2050. Je nach gewähltem Angebotsmix kann er in einzelnen Jahren wesentlich höher ausfallen.

In der Stromangebotsvariante 1 des Bundesrates im Szenario „Weiter wie bisher“ fallen in der Variante A (Nuklear) zwischen 2017 und 2028 Importe an mit einem Maximum von 13,3 TWh_{el}. In der Variante B sind keine Importe notwendig.

In der Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates im Szenario „Weiter wie bisher“ sind in der Variante C & E keine Importe notwendig. In der Variante D & E fallen von 2018 bis 2050 jährlich Importe an. Im Jahre 2035 wird als Maximum 23,1 TWh_{el} importiert. In der Variante E braucht es ebenfalls ab 2018 Importe. Importspitzenjahr ist 2035 mit 27,4 TWh_{el}.

In der Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates im Szenario „Neue Energiepolitik“ sind in der Variante C & E keine Importe notwendig. In der Variante D & E fallen ab 2018 temporär Importe an. Im Jahre 2035 wird als Maximum 11,6 TWh_{el} importiert. In der Variante E braucht es ebenfalls ab 2018 Importe. Die Importspitze liegt im Jahre 2035 bei 5,6 TWh_{el}.

In der Stromangebotsvariante 3 des Bundesrates im Szenario „Neue Energiepolitik“ sind in der Variante C & E temporär zwischen 2012 und 2016 Importe mit einem Maximum von 2,6 TWh_{el} notwendig. In der Variante D & E fallen ab 2012 bis 2047 Importe an mit einem Maximum von 15,5 TWh_{el} im Jahre 2025. In der Variante E braucht es ab 2012 durchgehend Importe. Die Importspitze liegt im Jahre 2035 bei 17,9 TWh_{el}.

8.7 Gesamte energiebedingte CO₂-Emissionen absolut und pro Kopf, Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen setzen sich aus den nachfragebedingten und den angebotsbedingten Emissionen zusammen (siehe Tabelle 112), welche beide im Vergleich zum Basisjahr 2000 sinken, allerdings mit unterschiedlichen Zuwachsraten (siehe dazu auch Abschnitte 6.5 und 7.7).

Tabelle 112: Gesamte energiebedingte CO₂-Emissionen, gegliedert nach den Bundesratsvarianten, in Mio. t CO₂, Veränderungsraten in % (Δ %)

	Variante	2000	2009	2035		2050	
				„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Bundesratsvariante 1	A	38.89	37.51	27.96		23.09	
	B	38.89	38.36	35.20		26.57	
Bundesratsvariante 2	C & E	38.89	38.36	40.14	24.17	35.01	17.88
	D & E	38.89	38.36	30.03	18.99	26.38	15.27
	E	38.89	38.36	29.05	18.01	24.18	13.07
Bundesratsvariante 3	C & E	38.89	38.36		25.40		16.68
	D & E	38.89	38.36		18.99		15.27
	E	38.89	38.36		18.01		13.07
Endenergienachfrage CO₂-Emissionen		38.07	37.51	27.96	16.92	23.09	11.98
				Δ % gegenüber 2000			
Bundesratsvariante 1	A			-28.1		-40.6	
	B			-9.5		-31.7	
Bundesratsvariante 2	C & E			3.2	-37.8	-10.0	-54.0
	D & E			-22.8	-51.2	-32.2	-60.7
	E			-25.3	-53.7	-37.8	-66.4
Bundesratsvariante 3	C & E				-34.7		-57.1
	D & E				-51.2		-60.7
	E				-53.7		-66.4
Endenergienachfrage CO₂-Emissionen				-26.6	-55.6	-39.3	-68.5
				Δ % gegenüber 2009			
Bundesratsvariante 1	A			-25.5		-38.4	
	B			-8.2		-30.7	
Bundesratsvariante 2	C & E			4.7	-37.0	-8.7	-53.4
	D & E			-21.7	-50.5	-31.2	-60.2
	E			-24.3	-53.1	-37.0	-65.9
Bundesratsvariante 3	C & E				-33.8		-56.5
	D & E				-50.5		-60.2
	E				-53.1		-65.9
Endenergienachfrage CO₂-Emissionen				-25.5	-54.9	-38.4	-68.1

Quelle: Prognos, 2007 und 2011

Varianten: A: Nuklear
 B: Fossil-zentral und Nuklear
 C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
 D & E: Fossil-dezentral und Erneuerbar
 E: Erneuerbar

Die Veränderungsraten sind nach den Basisjahren 2000 und 2009 unterschieden. Da die CO₂-Emissionen der beiden Jahre sich nicht stark unterscheiden, haben entsprechende Veränderungsraten ähnliche Grössenordnungen.

Die CO₂-Emissionen der Elektrizitätsangebotsvarianten ändern sich je nach gewähltem Angebotsmix. In der Tabelle 112 sind, gegliedert nach Bundesratsvarianten und Politikvarianten, die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen aufgeführt (die CO₂-Emissionen der Elektrizitätsangebotsvarianten werden in den Abschnitten 6.11 und 7.11 im Einzelnen diskutiert).

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen der Politikvariante „Weiter wie bisher“ liegen im Jahre 2050 zwischen 23,09 Mio. t für die Variante A (Nuklear) und 35,01 Mio. t für die Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar).

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ liegen im Jahre 2050 zwischen 13,07 Mio. t für die Variante E (Erneuerbar) und 17,88 Mio. t für die Bundesratsvariante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar). In der Angebotsvariante mit fossil-zentralem Zubau erreichen GuD zwischen 2035 und 2050 das Ende ihrer Betriebszeit und fallen weg. Sie werden nicht ersetzt. Aber, falls zusätzliche Regelenergie notwendig wird und dieser Bedarf mit einem Zubau von GuD gedeckt wird, dann erhöhen sich die CO₂-Emissionen im Jahre 2050 entsprechend. In den Varianten D & E und E wird die Regelenergie mit Speicherkraftwerken gedeckt, welchen keine CO₂-Emissionen angerechnet werden.

Die CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung in t CO₂ unterliegen derselben Logik wie die CO₂-Emissionen in absoluten Werten. Je nach gewähltem Angebotsmix ergeben sich Unterschiede. In der Tabelle 113 sind, gegliedert nach Bundesratsvarianten und Politikvarianten, die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung aufgeführt.

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung der Politikvariante „Weiter wie bisher“ liegen im Jahre 2050 zwischen 2,55 Mio. t für die Bundesratsvariante A (Nuklear) und 3,87 Mio. t für die Bundesratsvariante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar).

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ liegen im Jahre 2050 zwischen 1,45 t pro Kopf der Bevölkerung für die Variante E (Erneuerbar) und 1,98 t pro Kopf der Bevölkerung in der Variante C & E (Fossil-zentral und Erneuerbar) (siehe Tabelle 113). Im Unterschied zur Politikvariante „Weiter wie bisher“ liegen die CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ im Jahre 2035 etwas deutlicher oberhalb derjenigen des Jahres 2050 (zwischen 2,04 t und 3,0 t). In der Angebotsvariante mit fossil-zentralem Zubau erreichen GuD zwischen 2035 und 2050 das Ende ihrer Betriebszeit und fallen weg. Sie werden nicht ersetzt, was den Rückgang der CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung erklärt. Aber, allenfalls notwendige Regelenergie, gedeckt mit einem Zubau von GuD, würde die CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung im Jahre 2050 erhöhen. In den Varianten D & E und E wird die Regelenergie mit Speicherkraftwerken gedeckt, welchen keine CO₂-Emissionen (pro Kopf der Bevölkerung) angerechnet werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in der Variante C & E zeitweilige Überdeckungen und somit Exportüberschüsse vorhanden sind. Die CO₂-Emissionen werden nach wie vor in der inländischen Bilanz verbucht, während Importüberschüsse (in der gleichen Logik) nichts zur Emissionsbilanz der Schweiz beitragen, da die Emissionen im Erzeugerland verbucht (und angerechnet) werden.

Tabelle 113: Gesamte energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung, gegliedert nach den Bundesratsvarianten, in t CO₂, Veränderungsraten in % (Δ %)

	Variante	2000	2009	2035		2050	
				„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“	„Weiter wie bisher“	„Neue Energiepolitik“
Bundesratsvariante 1	A	5.39	4.81	3.15		2.55	
	B	5.39	4.92	3.96		2.94	
Bundesratsvariante 2	C & E	5.39	4.92	4.52	2.72	3.87	1.98
	D & E	5.39	4.92	3.38	2.14	2.92	1.69
	E	5.39	4.92	3.27	2.03	2.68	1.45
Bundesratsvariante 3	C & E	5.39	4.92		2.86		1.85
	D & E	5.39	4.92		2.14		1.69
	E	5.39	4.92		2.03		1.45
Endenergienachfrage CO ₂ -Emissionen		5.28	4.81	3.15	1.90	2.55	1.33
				Δ % gegenüber 2000			
Bundesratsvariante 1	A			-41.7		-52.6	
	B			-26.6		-45.5	
Bundesratsvariante 2	C & E			-16.3	-49.6	-28.2	-63.3
	D & E			-37.4	-60.4	-45.9	-68.7
	E			-39.4	-62.4	-50.4	-73.2
Bundesratsvariante 3	C & E				-47.0		-65.8
	D & E				-60.4		-68.7
	E				-62.4		-73.2
Endenergienachfrage CO ₂ -Emissionen				-39.9	-63.6	-51.2	-74.7
				Δ % gegenüber 2009			
Bundesratsvariante 1	A			-34.6		-46.9	
	B			-19.4		-40.2	
Bundesratsvariante 2	C & E			-8.1	-44.7	-21.2	-59.8
	D & E			-31.3	-56.5	-40.6	-65.6
	E			-33.5	-58.8	-45.6	-70.6
Bundesratsvariante 3	C & E				-41.9		-62.5
	D & E				-56.5		-65.6
	E				-58.8		-70.6
Endenergienachfrage CO ₂ -Emissionen				-34.6	-60.4	-46.9	-72.4

Quelle: Prognos, 2007 und 2011

Varianten: A: Nuklear
 B: Fossil-zentral und Nuklear
 C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
 D & E: Fossil-dezentral und Erneuerbar
 E: Erneuerbar