

Energiezukunft Schweiz

Autoren:

Göran Andersson
Konstantinos Boulouchos^{*)}
Lucas Bretschger

Mit Beiträgen von:

Robert Boes
Fabian Brütsch
Massimo Filippini
Hansjürg Leibundgut
Marco Mazzotti
Fabrizio Noembrini
Roger Ramer
Andreas Ulbig

^{*)} Koordinierender Autor

November 2011

Danksagung

Die Unterstützung durch Christine Bratrich (ETH Sustainability), Andreas Fiersbach (Hochschulkommunikation, ETH Zürich), Thomas Geissmann (CEPE, ETH Zürich), Simone Gohl (Hochschulkommunikation, ETH Zürich), Martin Schmitt (Institut für Energietechnik, ETH Zürich) und Daniel Sutter (Institut für Verfahrenstechnik, ETH Zürich) wird bestens verdankt.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Ausgangslage, Ziele und Randbedingungen	6
2 Zeithorizont, Abgrenzung und Arbeitsmethodik	7
2.1 Zeithorizont.....	7
2.2 Inhaltliche Abgrenzung	7
2.3 Arbeitsmethodik.....	7
2.3.1 Modellierungsansätze	7
2.3.2 Vorgehensweise	8
3 Konsequenzen der übergeordneten Klimaziele	11
3.1 Absenkpfad für fossile Energieträger im Wärme- und Mobilitätsbereich	11
3.2 Strom als Rückgrat des zukünftigen Energiesystems.....	16
4 Entwicklung des Elektrizitätssektors (2010-2050)	18
4.1 Szenarien für die Stromnachfrage	18
4.2 Optionen für das Stromangebotsportfolio / einzelne Technologien	21
4.3 Integration der erneuerbaren Stromerzeugung in das gesamte Elektrizitätssystem.....	25
5 Strom- und Energiekosten, wirtschaftliche Entwicklung und Energiepolitik	35
5.1 Spezifische Stromgestehungskosten.....	35
5.2 Wirtschaftliche Entwicklung: Modell, Szenarienbeschreibung und Ergebnisse	37
5.3 Rahmenbedingungen: Energiepolitik und Rolle des Staates.....	41
6 Schlussfolgerungen und Ausblick	43
Quellenverzeichnis	45

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht Optionen für die Gestaltung eines nachhaltigen Energiesystems für die Schweiz bis zur Mitte dieses Jahrhunderts. Relevante Randbedingungen sind ein zwingend erforderlicher Beitrag zur globalen Einhaltung der wissenschaftlich erhärteten Klimaziele, der von Bundesrat und Parlament angekündigte schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie und gleichzeitig die Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Landes mit Energie. Der skizzierte Weg stützt sich sowohl auf technologische („bottom-up“) als auch auf ökonomische („top-down“) Modellansätze.

Zunehmende Elektrifizierung

Ausgehend von einem „bottom-up“-Ansatz erarbeiten wir als Erstes Möglichkeiten zur weitgehenden Entkarbonisierung des Wärme- und teilweise des Verkehrssektors. Nebst der Erhöhung der Energieeffizienz ist dafür eine Substitution fossiler Energie durch Elektrizität in grösserem Ausmass erforderlich. Dieser zusätzliche Strombedarf wird zu der erwarteten, durch exogen gesetzte Parametervariationen berechneten Elektrizitätsnachfrage hinzugerechnet. Es entstehen somit Szenarien mit einer geschätzten jährlichen Stromnachfrage zwischen 66 TWh (Szenario „Niedrig“) und 92 TWh (Szenario „Hoch“) im Jahr 2050. Dazwischen liegt ein Szenario „Mittel“ mit 79 TWh. Es wird dabei unterstellt, dass der Ausstieg aus der Kernenergie in drei Schritten von jeweils 8 bis 9 TWh um die Jahre 2020, 2030 und 2040 stattfindet. Parallel dazu werden plausible Annahmen zur Entwicklung der Gestehungskosten für verschiedene Stromerzeugungstechnologien vorgenommen. Das dadurch geschätzte techno-ökonomische Potenzial wird jeweils unter Berücksichtigung möglicher Umweltbeeinträchtigungen, Nutzungskonflikte und der erwarteten sozialen Akzeptanz verwendet, um Optionen für die Gestaltung eines geeigneten Portfolios für das erforderliche Stromangebot zu erarbeiten.

Parallel dazu wird das an der ETH Zürich entwickelte makroökonomische Modell CITE (Computable Induced Technology and Energy; „top-down“-Ansatz) zur Simulation der wahrscheinlichen wirtschaftlichen Entwicklung der Schweiz in den nächsten 40 Jahren unter den erwähnten Randbedingungen eingesetzt. Die Ergebnisse des „bottom-up“- und des „top-down“-Ansatzes für Energiemengen und -preise werden in Beziehung zu einander gesetzt, um die Aussagen zu plausibilisieren.

Massiv weniger Kohlendioxid-Emissionen

Am Beispiel des ehrgeizigen, aber realistischen Szenarios „Mittel“ für die Stromnachfrage ergibt sich eine Zusammensetzung des Stromangebots im Jahr 2050 mit knapp 50% Wasserkraft, 15-20% Photovoltaik, 6-10% Biomasse, 0-10% Geothermie, 3-5% Windkraft sowie 0-20% Gaskraftwerken (mit CO₂-Abtrennung oder Kompensation) und/oder Strom-Importen. Insbesondere der Ausbau der Photovoltaik startet zu Beginn langsam und beschleunigt sich nach 2020, um ab etwa 2030, wenn die Stromgestehungs- und Speicherkosten markant gesunken sind, einen wesentlichen Beitrag zu leisten. Der Transformationspfad ergibt von 2010 bis 2050 eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen der Schweiz um etwa 65% und eine Erhöhung des Elektrizitätsanteils an der Gesamtenergie von heute 24% auf 38-46%.

Die ökonomischen Betrachtungen ergeben, in erster Linie wegen der strengen Klimaziele, eine wesentliche Erhöhung der fossilen Energiepreise, welche aber durch die Reduktion der entsprechenden Energiemengen nur einen moderaten Effekt auf die gesamten Energieausgaben hat. Dieser Effekt wird durch die erwartete Zunahme des Einkommens

zusätzlich relativiert. Ein robustes Wirtschaftswachstum von im Mittel 65% im Zeitraum von 2010 bis 2050 lässt sich für alle Szenarien schätzen, wobei es beim Ausstieg aus der Kernenergie etwa ein Jahr länger zur Erreichung des gleichen Wohlstandsniveaus braucht. Alle Wirtschaftssektoren weisen ein Wachstum aus, wobei, bedingt durch die angestrebte Energiewende, sich manche schneller als andere entwickeln.

Wichtiger werdende Stromspeicherung

Ebenfalls lässt sich zeigen, dass durch den zuerst langsamen und danach sich beschleunigenden Ausbau der neuen erneuerbaren Energien – wenn die Kostendegression voll greift – die Gesteungskosten für Strom im Jahr 2050 gegenüber dem heutigen Mix voraussichtlich um 0-30% steigen. Die Speicherseen und insbesondere die Pumpspeicherkraftwerke erleichtern die Integration fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung ins Energiesystem. Ab etwa 2030 kann erwartet werden, dass die Batteriespeicherung kostenmässig wettbewerbsfähig wird. Durch diese zusätzliche Kapazität der lokalen kurzfristigen Speicherung wird der Aufwand für den Ausbau des elektrischen Netzes in Grenzen gehalten.

Markante Reduktion der importierten Energiemenge

Die Entkarbonisierung, kombiniert mit der überwiegend auf erneuerbare Energien basierten Stromerzeugung führt zusätzlich zu einer markanten Reduktion der Energieabhängigkeit der Schweiz. Die importierte Energiemenge sinkt zwischen 2010 und 2050 um etwa 65%, was einen wesentlichen Beitrag zur Energie-Versorgungssicherheit des Landes leistet.

Kostenwahrheit erforderlich

Selbstverständlich sind technologische Abschätzungen und Wirtschaftlichkeitsrechnungen für solch lange Zeitperioden mit grösseren Unsicherheiten behaftet. Sensitivitätsrechnungen haben aber den Nachweis erbracht, dass die Kernaussagen robust und verlässlich sind.

Die Transformation des Energiesystems in Richtung Nachhaltigkeit bis etwa Mitte des Jahrhunderts wird kein Selbstläufer sein. Der Erfolg setzt neben forschungsinduzierten Technologieverbesserungen auch energiepolitische, marktwirtschaftlich orientierte Massnahmen voraus, die auf Kostenwahrheit unter Einbezug aller Externalitäten beruhen. Diese Massnahmen müssen überdies langfristig angelegt und im föderalistischen Staat gut koordiniert sein, so dass verlässliche Rahmenbedingungen für alle Akteure entstehen. Nicht zuletzt ist die Gesellschaft als Ganzes gefordert, absehbare Nutzungs- und Zielkonflikte in Zukunft mit Augenmass und Umsicht anzugehen, um Lösungen im Konsens zu erarbeiten.

1 Ausgangslage, Ziele und Randbedingungen

Die im Jahr 2008 veröffentlichte Energiestrategie des Energy Science Center der ETH Zürich war auf die Eindämmung des Klimawandels fokussiert und führte für das zukünftige Energiesystem das Ziel der sogenannten „Ein-Tonnen-CO₂-Gesellschaft“ ein. Dieses sieht spätestens im Jahr 2100 einen jährlichen pro Kopf Verbrauch von einer Tonne CO₂ vor. Dieser Wert bleibt für die ETH Zürich weiterhin die zentrale Leitlinie – auch in der hier vorgestellten Studie. Er wird im Folgenden jedoch durch konkrete Zwischenziele für die Periode 2010-2050 ergänzt.

Zudem wurde die Aktuelle Studie erweitert und vertieft:

- Erstens durch die Prämisse des gestaffelten Ausstiegs aus der Kernenergie bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Landes.
- Zweitens durch die Berücksichtigung möglicher zukünftiger Nutzungskonflikte in Bezug auf natürliche Ressourcen.
- Drittens durch eine Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen, welche unter Berücksichtigung einer langfristig erforderlichen Klima- und Energiepolitik und unter der Annahme eines schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie zwischen 2020 und 2040 zu erwarten wären.

Unterstellt wird in allen Fällen, dass die globalen Ziele der Klimapolitik mindestens europaweit in koordinierter Art verfolgt werden. Ebenso geht die Studie davon aus, dass sehr bald ein gesamteuropäischer Strommarkt entsteht, in welchem alle europäischen Staaten über ein durchgängiges, integriertes Stromversorgungsnetz (der sogenannten „europäischen Kupferplatte“) verbunden sind. Trotz des damit einhergehenden, und schon heute sehr intensiv geführten Stromhandels mit dem Ausland, wird in der vorliegenden Arbeit eine möglichst hohe Deckung des Strombedarfs im Jahresmittel durch heimische Energieträger als wichtiges Ziel definiert; dies nebst einer wesentlichen Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern aus dem Ausland.

Das vorliegende Dokument liefert ausführliche Grundlagen und Detailinformationen (mit Grafiken) zur Veranstaltung „Energiegespräch“ vom 2. September 2011 und wurde von einer Arbeitsgruppe, bestehend aus Mitgliedern des Energy Science Center, erarbeitet.

2 Zeithorizont, Abgrenzung und Arbeitsmethodik

2.1 Zeithorizont

Der Studie wird ein Zeithorizont bis 2050 zugrunde gelegt, wobei Zwischenschritte für 2020 und 2035 definiert werden. Wir gehen dabei einerseits von den nach dem Intergovernmental Panel on Climate Change [1] für die Industrieländer erforderlichen, bzw. u.a. von der EU [2] und der Internationalen Energieagentur [3] deklarierten Ziele für die Treibhausgasemissionen in 2020 und 2050 aus. Zusätzlich schreiben wir ein globales CO₂-Emissionsbudget für die Periode 2010-2050 vor, welches sich durch neueste Studien [4-5] genauer einschätzen lässt. Dieser lange Zeithorizont erlaubt die adäquate Berücksichtigung, sowohl des unterstellten Ausstiegs aus der Kernenergie, als auch der erforderlichen Zeit zum Auf- und Ausbau einer Ersatzinfrastruktur, nicht nur im Strom- (Lebenszyklus 20-40 Jahre), sondern auch im Mobilitäts- (Lebenszyklus: 15-30 Jahre) und teilweise im Gebäudebereich (Geräte: 15-20 Jahre, Immobilien inkl. Renovierung: 30-100 Jahre).

2.2 Inhaltliche Abgrenzung

Die vorliegende Arbeit zielt auf die robuste Einschätzung der Optionen und Auswirkungen einer zielgerichteten langfristigen Energie- und Klimapolitik unter Verzicht auf den Ersatz heutiger Kernkraftwerke und zwar sowohl aus technologischem als auch aus wirtschaftlichem Blickwinkel. Sie befasst sich aber nicht mit dem Potenzial der Kernfusion oder zukünftiger Alternativen für die Kernspaltung (z.B. Generation IV), da diese trotz angenommener weiterlaufender Forschung und Entwicklung höchstwahrscheinlich nicht vor 2040/2050 für einen breiten Einsatz bereit sein werden. Ebenfalls erhebt die Studie nicht den Anspruch, die komplexen Fragen der sozialen Akzeptanz neuer Technologien, sowie die politischen Aushandlungsprozesse bei absehbaren Nutzungskonflikten vertieft zu behandeln. Wir sind uns aber bewusst, dass diese Themen den Transformationspfad hin zu einem nachhaltigen Energiesystem wesentlich beeinflussen werden.

2.3 Arbeitsmethodik

2.3.1 Modellierungsansätze

Um eine Antwort auf die vorliegende Fragestellung zu erhalten, stehen verschiedene methodische Ansätze zur Verfügung. Auf der einen Seite kommen „bottom-up“-Ansätze in Frage, welche traditionell technischer Natur sind, auf der anderen Seite kann man sogenannte „top-down“-Ansätze anwenden, welche sozial-ökonomischer Natur sind. Der grundsätzliche Unterschied zwischen diesen zwei Ansätzen ist, dass „bottom-up“-Ansätze jeweils bei den grundlegenden energietechnologischen Komponenten des Modells beginnen und darauf aufbauend weitere Komponenten und Kosten erhalten, damit das Energiesystem dargestellt werden kann. Im Gegensatz dazu beginnen die „top-down“-Ansätze mit der Modellierung des ganzen Wirtschaftssystems und brechen das Gesamtsystem auf die einzelnen Wirtschaftssektoren, unter anderen auch den Energiesektor, hinunter. Die „bottom-up“-Ansätze bilden die aktuellen und zukünftigen Energiesysteme ohne makroökonomische Effekte ab. Demgegenüber ist es das Ziel der „top-down“-Modelle, die makroökonomischen Effekte eines Energiesystemwechsels zu berechnen, indem sie die Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen Wirtschaftssektoren und dem ökonomischen Wachstum abbilden.

Die verschiedenen „bottom-up“-Ansätze kann man in mathematisch orientierte Optimierungsmodelle einerseits und in Szenarioanalysen andererseits unterteilen. Die Optimierungsmodelle suchen dabei unter gewissen Randbedingungen die kostengünstigste Kombination der Energietechnologien, mit der man eine exogen bestimmte Menge an Energiedienstleistungen bereitstellen kann. Die Szenarioanalysen hingegen bestimmen diejenigen Technologien und Energiequellen, die in Zukunft eine bestimmte (durch Extrapolation vorgegebene) Nachfrage stillen können. In diesem Fall schätzt man auf Basis verschiedener Quellen die Entwicklung massgebender Parameter (Demographie, Wirtschaftswachstum, technischer Fortschritt usw.) für die zukünftige Nachfrage nach Energiedienstleistungen ab und identifiziert die möglichen Energieerzeugungstechnologien und deren Kosten. Dazu muss man Annahmen bezüglich der Technologie- und Nachfrageentwicklung, der möglichen Erweiterung der Produktionskapazität, zum Beispiel der erneuerbaren Energien, und der Kosten der Produktion treffen. Aufgrund dieser Annahmen werden anschliessend grobe Szenarien über Nachfrage-, Angebots- und Preisentwicklung erstellt, begrenzt aber auf den Energiesektor. Allgemeine makroökonomische Effekte werden nicht berücksichtigt.

„Top-down“-Ansätze hingegen simulieren mit mathematischen Modellen das Verhalten von Konsumenten und Produzenten unter verschiedenen Einflussfaktoren wie neue politische Instrumente, Preisveränderungen, oder Einkommensveränderungen. Dabei wird häufig ein allgemeines Gleichgewichtsmodell erstellt, welches die gesamte Ökonomie abbildet. Anfangs wird das Gesamtsystem erstellt, dann werden schrittweise tiefere Ebenen einbezogen. Normalerweise wird dazu ein iterativer Ansatz gewählt, um ein Angebots-Nachfrage-Gleichgewicht zu finden. Die Energiepreise sind hier endogen bestimmt.

In dieser Studie wird einerseits ein „bottom-up“-Ansatz, basierend auf Szenarioanalysen, und andererseits ein „top-down“-Ansatz, basierend auf einem Gleichgewichtsmodell, welches auch wirtschaftliche Wachstumseffekte berücksichtigt, angewendet. Diese zwei Modelle sind komplementär. Durch mehrere Iterationsschritte werden die Ergebnisse aus den beiden Modellen zur Konvergenz gebracht und auf diese Weise plausibilisiert.

2.3.2 Vorgehensweise

Als Ausgangspunkt für die Studie wird zunächst eine grosse Anzahl von nationalen und internationalen Studien/Roadmaps, bzw. Statistiken und Szenarien, mehrheitlich aus den letzten 5 Jahren, vergleichend gesichtet, analysiert und auf Plausibilität sowie auf die Bandbreite von Prognosen und Einschätzungen hin überprüft [2-3, 6-21]. Weitere Quellen lieferten Primärdaten, insbesondere statistischer Natur, welche Eingang in unsere Berechnungsmodelle fanden [22-32]. Zusätzlich steuerte die Arbeitsgruppe weitere Erkenntnisse sowohl aufgrund eigener Publikationen als auch aus laufenden Forschungsvorhaben bei. Diese betreffen sowohl technologieorientierte als auch energiewirtschaftliche Themen. Eine separate Liste am Ende des Dokumentes gibt Auskunft über die verwendeten Quellen.

Den Modellrechnungen wurde als erstes ein Verlauf des maximal erlaubten CO₂-Ausstosses der Schweiz zwischen 2010 und 2050 zugrunde gelegt (s. [Kap. 3.1](#)), wobei die betrachteten CO₂-Emissionen nur den inländischen Ausstoss beinhalten, und zwar ohne den Beitrag des internationalen Luftverkehrs. Unter der Annahme, dass der Stromsektor des Landes auch in Zukunft möglichst CO₂-frei bleiben soll, wurde dieses CO₂-Budget weitestgehend auf die

Sektoren Wärme und Mobilität aufgeteilt. Anhaltspunkte dafür geben die Effizienzsteigerungs- und Entkarbonisierungspotenziale dieser beiden Sektoren. Zu deren Schätzung wurden für den Gebäudebereich Erneuerungszyklen sowie gesetzliche Vorgaben aus der nationalen Perspektive und für den Verkehrssektor vor allem die EU-Ziele bis 2020, und darüber hinaus sinnvolle Extrapolationen verwendet.

Anschliessend wird für den Elektrizitätssektor die zukünftige Entwicklung der Nachfrage für den Zeitraum 2010-2050 innerhalb einer plausiblen Bandbreite geschätzt. Massgebende Einflussparameter dafür sind die Bevölkerungsentwicklung, die pro-Kopf-Wirtschaftsleistung, die erwartete Strukturänderung der Wirtschaft, sowie qualitative die Strompreisentwicklung und das technologische Innovationspotenzial. Ebenfalls berücksichtigt wird der zusätzliche Elektrizitätsbedarf aufgrund der antizipierten (Teil-)elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors im Einklang mit der Effizienzsteigerungs- und Entkarbonisierungsstrategie für diese Sektoren.

Danach werden aus technologischer Perspektive Optionen für die Zusammensetzung des Stromangebotsportfolios erarbeitet. Massgebende Einflussparameter für die einzelnen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien betreffen antizipierte Lernkurven für die Kosten- und Performance-Entwicklung inklusive der Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen, sowie ansatzweise Auswirkungen des Klimawandels und Nutzungskonflikte (Landschafts- und Umweltschutz, Nahrung, Wasser, Auswirkungen des Klimawandels usw.). Besondere Aufmerksamkeit wird schliesslich dem kritischen Thema der Speicherung und Verfügbarkeit der nachgefragten Leistung bei einem wesentlichen Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung (für die Schweiz primär aus Photovoltaik und sekundär aus Wind) geschenkt.

Ausgangsgrössen der technologischen Einschätzungen, insbesondere der Absenkpfad des fossilen Energieeinsatzes für Wärme und Mobilität und die Mengenentwicklung der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien dienen dann als Eingangsparameter für das Wirtschaftsmodell CITE der ETH Zürich [68], welches als Ausgang die Entwicklung des Wohlstands in der Schweiz bis 2050 und die Aufteilung der Wirtschaftsleistung in den einzelnen Sektoren berechnet. Es werden gleichzeitig aufgrund einer Bandbreite von Preiselastizitäten für die Energie- und Stromintensitätsabnahme erforderliche, spezifische Energiepreise abgeschätzt. Durch die Gegenüberstellung der technologisch basierten („bottom-up“) Entwicklung der Gestehungskosten und der volkswirtschaftlichen („top-down“) Einschätzungen wird die Entwicklung von Mengen und Preisen für den Elektrizitätssektor plausibilisiert.

Für die Einschätzung der Wohlstandsentwicklung in der Schweiz bis 2050 werden dabei zwei energiepolitische Szenarien im Vergleich zu einer Basisentwicklung („business as usual“) dargestellt, nämlich:

- Energiepolitik mit Klimazielen, ohne Ausstieg aus der Kernenergie
- Energiepolitik mit Klimazielen, mit gestaffeltem Ausstieg aus der Kernenergie

Gemäss der beschriebenen Arbeitsmethodik werden im vorliegenden Bericht hauptsächlich „mittlere“ Entwicklungen aus einer grösseren Anzahl von Szenarien und Varianten präsentiert und beschrieben. Es wird aber darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse eine unterschiedlich hohe Sensitivität auf einzelne Einflussparameter aufweisen. Deren Werte werden innerhalb einer sinnvollen Bandbreite gesetzt. Dabei werden folgende übergeordnete Rahmenbedingungen unterstellt:

- Eine langfristig angelegte, kohärente, international abgestimmte Energiepolitik.
- Rationale individuelle und institutionelle Entscheidungsprozesse.
- Fortschreibung der Entwicklungstrends für wirtschaftliche und gesellschaftliche Kenngrößen.
- Beschleunigung des technologischen Fortschritts durch eine effiziente Forschungsförderung.

Es werden dabei keine schockartigen Ereignisse (z.B. politische Umwälzungen, ausserordentliche Unfälle, disruptive Technologien) in Betracht gezogen.

3 Konsequenzen der übergeordneten Klimaziele

3.1 Absenkpfad für fossile Energieträger im Wärme- und Mobilitätsbereich

Die Einhaltung der erwähnten Klimaziele setzt ehrgeizige Absenkpfade der CO₂-Emissionen aller Energiesektoren voraus. Dabei wird der zeitliche Verlauf des maximal erlaubten CO₂-Ausstosses in der Schweiz folgendermassen berechnet:

Das weltweite Klimaziel einer globalen Temperaturerhöhung von maximal 2°C mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von mindestens 50% bedingt ein globales Budget von etwa 1'000 Gt für den CO₂-Ausstoss zwischen den Jahren 2010 und 2050 [4-5] sowie das Einhalten eines Zielwertes von etwa 14 Gt/a [3] im Jahr 2050 (s. [Tab. 1](#)). Dies ist in etwa gleichbedeutend mit der Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen in der Atmosphäre bei einem Wert von 450 ppm.

	Zeitraum	2010	2020	2035	2050
I	Weltweit				
	Gesamt (GtCO ₂ /a)	30 ³⁾	35	25.5	14
	Bevölkerung (Mia.)	7 ³⁾	7.8	8.5	9
	Pro Kopf (tCO ₂ /a)	4.3 ³⁾	4.5	3	1.56
II	Schweiz ¹⁾				
	Gesamt (MtCO ₂ /a)	40	32.8 ²⁾	24	14
	Bevölkerung (Mio.)	7.8	8.4	8.8	9
	Pro Kopf (tCO ₂ /a)	5.1	3.9	2.7	1.56

¹⁾ Ohne internationale Luftfahrt.

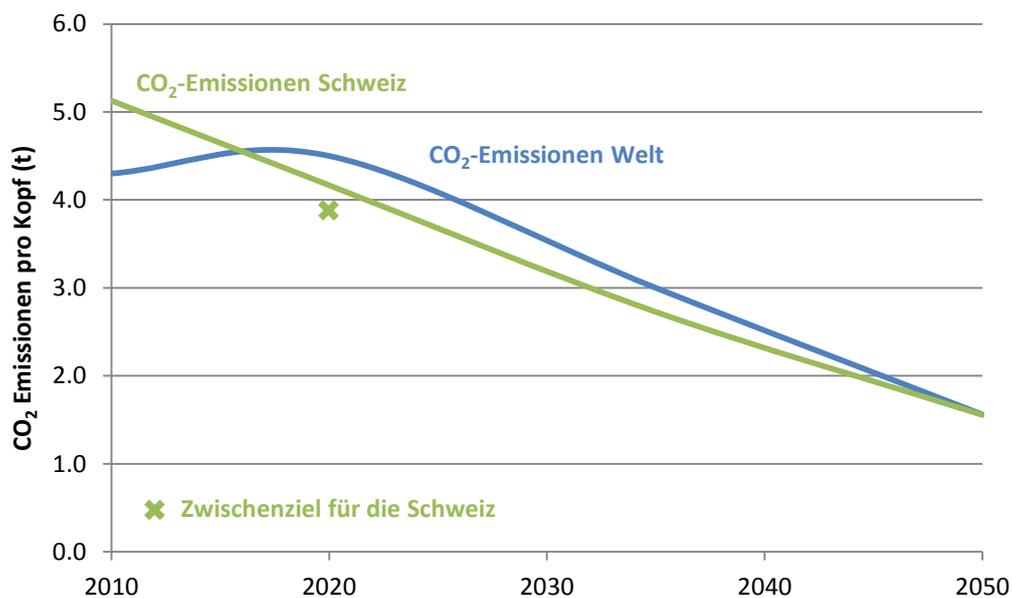
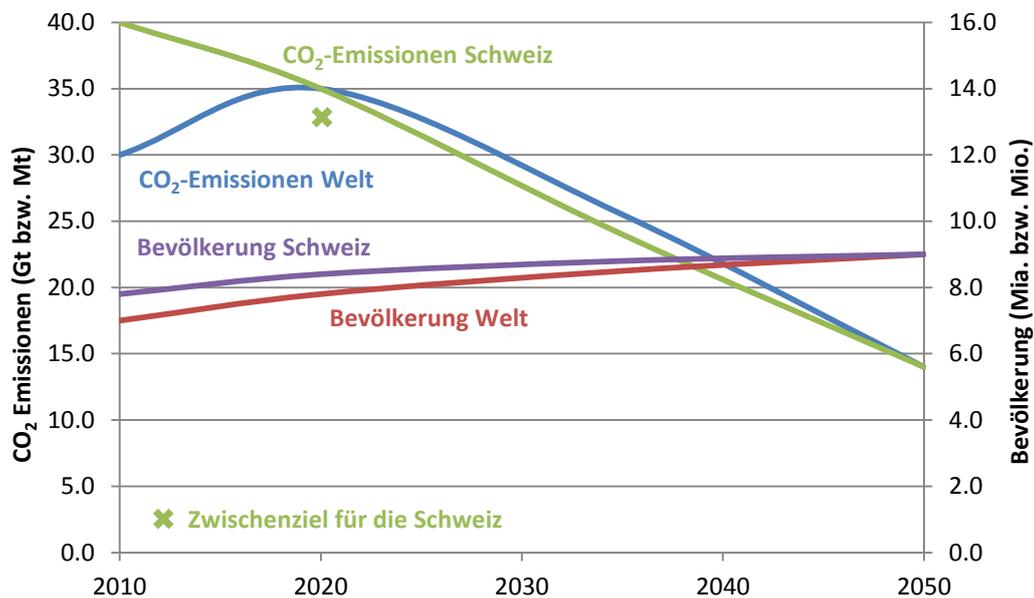
²⁾ Gemäss 20%-Reduktionsziel gegenüber 1990 (41 Mt)

³⁾ Werte für 2009

Tabelle 1: Energiebedingter CO₂-Ausstoss aufgrund der Klimaziele sowie erwarteter Bevölkerungsentwicklung, weltweit und in der Schweiz

Entsprechend dieser Annahmen zeigt der obere Teil in [Abb. 1](#) einen plausiblen zeitlichen Verlauf der weltweiten und der schweizerischen CO₂-Emissionen; letzterer wird durch die angenommene Bevölkerungsentwicklung in der Schweiz und die Erfordernis geschätzt, dass sich der pro Kopf-CO₂-Ausstoss der Schweiz möglichst bald dem weltweiten Durchschnitt angleicht, oder ihn sogar unterbietet. Aufgrund der Formulierung des Kyoto-Protokolls werden dabei die CO₂-Emissionen der internationalen Luftfahrt nicht einberechnet. Wie aus beiden Diagrammen in [Abb. 1](#) ersichtlich ist, muss der CO₂-Ausstoss der Schweiz im Jahr 2050 von heute 40 Mt auf etwa 14 Mt abgesenkt werden. Pro Kopf gerechnet, bedeutet dies eine Absenkung von heute 5.1 t auf etwa 1.6 t im Jahr 2050. Die Einhaltung der CO₂-Reduktionsziele setzt eine plausible Aufteilung des fossilen Energieeinsatzes zwischen dem Wärme- (Gebäude, Industrieprozesse) und dem Mobilitätssektor (Personen- und Gütertransport) voraus. Für das Jahr 2020 ist in der Schweiz eine Reduktion des CO₂-Ausstosses von 20% gegenüber 1990 (41 Mt) anvisiert. Aus [Abb.1](#) und [Tab. 2](#) geht hervor, dass sich der Zielwert von 32.8 Mt selbst unter Ausschöpfung des realistischen Potenzials nicht

erreichen lässt. Dies steht aber mit dem später erfolgenden Ausstieg aus der Atomenergie in keinem Zusammenhang.



Rahmenbedingungen: $\Delta T = 2 \text{ K}$ bis 2100 (50% Wahrscheinlichkeit), CO₂-Stabilisierung auf 450 ppm
 Bevölkerung 2050: 9 Mia. Welt bzw. 9 Mio. Schweiz
 Globaler Ausstoss von CO₂ (2010 -> 2050): ~1'000 Gt

Abbildung 1: Bevölkerungsentwicklung und Verlauf des CO₂-Ausstosses für die Welt und die Schweiz

	Zeitraum	2010	2020	2035	2050
a	Raumwärme und Warmwasser	17.4	13.4	7.4	1.8
b	Prozesswärme	4.4	4.2	3.6	3.2
c	Total Wärme	21.8	17.6	11	5
d	Personenverkehr	11.1	9.5	6.6	3
e	Güterverkehr (inkl. Off-Road)	6.1	6.2	5.9	5.5
f	Total Verkehr	17.2	15.7	12.5	8.5
g	Gesamt: Wärme und Verkehr	39	33.3	23.5	13.5
h	Fossile Stromerzeugung	1	1.7	0.5	0.5
i	Gesamter CO₂-Ausstoss	40	35	24	14
h	Klimagrenze aus Tab. 1	40	32.8	24	14

*) Ohne internationalen Flugverkehr (noch nicht Kyoto relevant, jedoch in CH-Endenergiestatistik mit etwa 16 TWh enthalten)

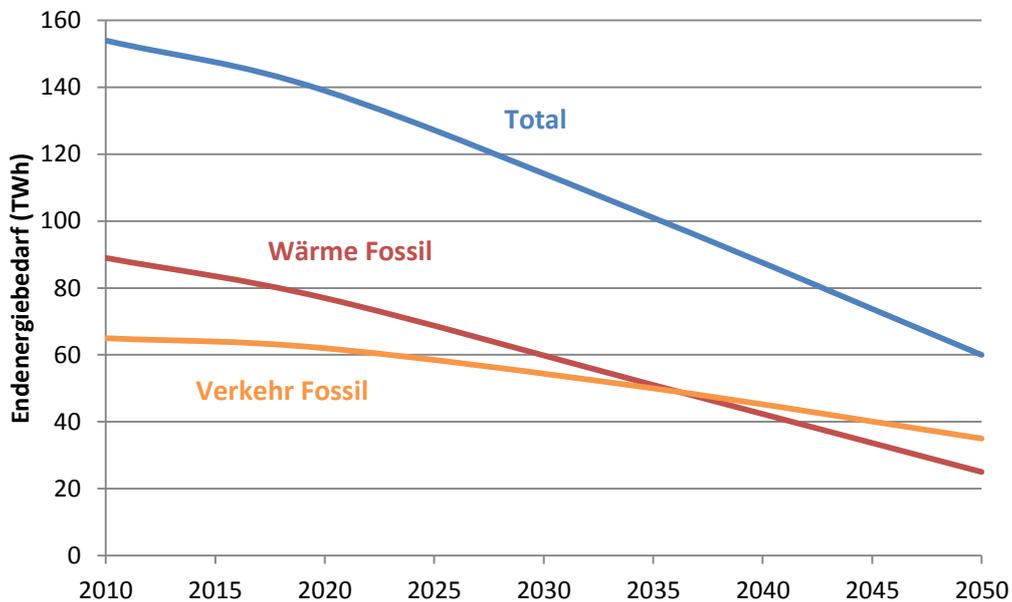
Tabelle 2: CO₂-Ausstoss in der Schweiz in Mt-CO₂/a für die verschiedenen Sektoren (ohne internationale Luftfahrt)

Im Gebäudebereich ist der Technologiestand für die Erhöhung der Energieeffizienz und für die Entkarbonisierung (Solarwärme, Wärmepumpen) weit fortgeschritten. Neue Ansätze für die saisonale Wärmespeicherung und die Nutzung von „Niedrig-Exergie“ Abwärme als Auslegungsprinzip sind zudem umsetzungsreif [20, 34]. Die Herausforderung im Gebäudebereich besteht aber in den äusserst langen Renovations- und Erneuerungszyklen des Gebäudeparks. In dieser Arbeit wird deswegen zur Erreichung der Entkarbonisierungsziele im Heizungs- und Warmwassersektor einerseits von einer Renovations- und Erneuerungsrate von etwa 2% jährlich und andererseits von einem Zielwert des spezifischen Wärmebedarfs pro Energiebezugsfläche analog zum Minergiestandard oder zum „low-Ex“-Design ausgegangen. Für die CO₂-Einsparung und den Bedarf an Elektrizität für den Wärmepumpenantrieb sind beide Ansätze etwa gleichbedeutend. Diese Beschleunigung der Technologiediffusion bedarf entsprechender ökonomischer Anreize und Vorschriften. Selbstverständlich wird dabei ein vollständiger Ersatz der Elektroheizungen unterstellt, wobei dafür aufgrund lokaler Gegebenheiten oft der Ersatz durch Umgebungsluft als Anergiequelle für Wärmepumpen erforderlich ist.

Hybride PV-/Solarwärmesysteme stellen eine erste Kopplung zwischen dem Strom- und Wärmesektor dar [34]. Eine zweite solche entsteht durch den erforderlichen Ausbau der – vorwiegend biogenen – Wärmekraftkopplung (WKK) und der geothermischen Stromproduktion (s. Kap. 4.2). Allerdings ist bei der WKK-Anlagen die Nutzung der Hochtemperaturabwärme für Industrieprozesse aus exergetischen Gründen der Gebäudeheizung, wo immer möglich, vorzuziehen.

Unterstellt man ein Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum nach Massgabe eines mittleren Szenarios aus den Prognosen des Bundesamtes für Statistik [24] und eine Abflachung der heute schnell steigenden Energiebezugsfläche pro Kopf, erhält man somit einen Absenkpfad für den fossilen Energiebedarf für den Gebäude- und Industriewärmesektor gemäss Abb. 2, nämlich von 89 TWh/a heute auf etwa 25 TWh/a im Jahr 2050 (s. auch Tab. 3). Zusammen mit einem zunehmenden Ersatz des Erdöls durch Erdgas für Heizungen, (nur teilweise möglich

wegen der Kosten der Verteilnetze), ergibt sich damit eine Reduktion des CO₂-Ausstosses im Wärmesektor von fast 80% im Vergleich zu heute (s. Tab. 2). Der zusätzliche Nettostrombedarf für die Wärmepumpen (unter Abzug des Stroms für die ausrangierten Elektroheizungen) beträgt etwa 2 TWh (s. Tab. 4).



- Verkehr Fossil: ohne internationalen Flugverkehr (noch nicht Kyoto relevant , etwa 16 TWh im Jahr 2010)

Abbildung 2: Absenkpfad der fossilen Energiemenge (Wärme, Mobilität und insgesamt, jedoch ohne fossile Stromproduktion) zur Erfüllung der Klimaziele.

Zeitraum	2010	2020	2035	2050
Wärme fossil (Erdöl/Erdgas)	89	77	51	25
Verkehr ¹⁾ (Erdöl, Erdgas)	65	62	50	35
Gesamt (Wärme/Verkehr)	154	139	101	60

Tabelle 3: Energiebedarf in der Schweiz für Wärme und Mobilität in TWh (Brenn- und Treibstoffe, erneuerbar/fossil, ohne Elektrizität)

	Zeitraum	2010	2020	2035	2050
a	Zusatzstrom für Wärmepumpen (WP)	0	1	2.5	4
b	Zusatzstrom für el. Heizung (auslaufend) (inkl. Teilersatz durch WP)	0	- 0.5	- 1.5	- 2
c	Netto-Zusatzstrom für Wärme (a+b)	0	0.5	1	2
d	Zusatzstrom für Personenverkehr	0	0.1	2	4
e	Zusatzstrom für Güterverkehr	0	0.4	1.2	2
f	Zusatzstrom für Gesamtverkehr (d+e)	0	0.5	3.2	6
g	Gesamtzusatzstrom Wärme und Verkehr (c+f)	0	1	4.2	8

Tabelle 4: Strom für Zusatzelektrifizierung von Wärme- und Verkehrssektor zusätzlich zum Stand 2010 (repräsentativ für Nachtrageszenario „Mittel“)

In Abb. 2 ist auch der Verlauf des fossilen Energieeinsatzes für den Verkehr eingetragen, welcher die Treibstoffe für „off-road“-Anwendungen beinhaltet. Es wurden dabei folgende Annahmen für den entsprechenden Absenkpfad getroffen:

- Beim Individualverkehr wird die eher optimistische Annahme getroffen, dass sich die gesamte Fahrleistung in 2050, trotz vorübergehender Erhöhung [26], schliesslich wieder auf das Niveau von 2010 einpendelt. Zusätzlich werden die neuen EU-Richtlinien für den spezifischen CO₂-Ausstoss (pro km) der neuen zugelassenen Fahrzeuge bis 2020 vorgegeben. Für die Schweiz werden sie über diesen Zeitpunkt hinaus sinnvoll extrapoliert, wobei die Fahrzeugoptimierung (Gewicht, Aerodynamik,...) einen Beitrag zur weitergehenden CO₂-Absenkung leistet. Weiter wird angenommen, dass etwa ab 2020 eine allmähliche Teil-Elektrifizierung der individuellen Mobilität stattfindet, die durch „Steckdosen“-Hybridfahrzeuge den Markt bis 2050 weitgehend durchdringt. Zu diesem Zeitpunkt wird unterstellt, dass 40% der PKW-Fahrleistung elektrisch erbracht wird und der Rest, bei einer Teilverlagerung von Erdöl zu Erdgas, fossil. Damit ergeben sich für das Jahr 2050 eine Reduktion des CO₂-Ausstosses des Individualverkehrs von über 70% und ein zusätzlicher Elektrizitätsbedarf von etwa 4 TWh/a (Tab. 2 und 4).
- Beim Güterverkehr gehen wir von weiterhin hohen Zuwachsraten [27], vor allem beim grenzüberschreitenden Verkehr aus. Die Potenziale für eine Effizienzerhöhung durch herkömmliche Massnahmen am Fahrzeug und am Antrieb sind aber für schwere Nutzfahrzeuge beschränkt. Hier hilft die Teilverlagerung auf die Schiene, die aber für den Kurzstreckenverkehr nicht zielführend ist. Bei letzterem wird eine Hybridisierung nach 2020 eingeführt. Für „off-road“-Anwendungen, die einfachheitshalber dem Güterverkehr zugeschlagen werden, nehmen wir einen konstanten Energiebedarf an. Insgesamt ergeben sich damit für den Güterverkehr im Jahr 2050 gegenüber 2010 eine Reduktion des CO₂-Ausstosses um 10% und ein geschätzter zusätzlicher Strombedarf von 2 TWh (Tab. 2 und 4).

In den nächsten 40 Jahren wird somit der gesamte CO₂-Ausstoss des Verkehrssektors aus Treibstoffen halbiert. Der Anteil des Individualverkehrs daran beträgt 35% im Jahr 2050 gegenüber 65% heute. Auch im Bereich des Strassenverkehrs sind für das Erreichen der CO₂-Reduktionsziele richtige Preissignale und Emissionsvorschriften in Abstimmung mit dem internationalen Umfeld unabdingbar.

Unter den oben beschriebenen Annahmen und Randbedingungen kann das Ziel von jährlich insgesamt 14 Mt CO₂-Emissionen im Jahr 2050 erreicht werden. Davon entfallen 8.5 Mt auf den Verkehr und 5 Mt auf den Wärmesektor, womit etwa 0.5 Mt für allfällig erforderliche Gaskraftwerke (mit CO₂-Abtrennung, s. Kap. 4.2) übrig bleiben würden. Dabei beträgt der zusätzliche Gesamtbedarf an Strom für Wärmepumpen, Teilelektrifizierung von Fahrzeugen und Teilverlagerung auf die Schiene schätzungsweise 8 TWh (Tab. 4). Dieser Wert ist mit gewissen Unsicherheiten behaftet, gibt aber eine Grössenordnung des erwarteten zusätzlichen Strombedarfs aufgrund der erforderlichen Substitution fossiler Energie durch Elektrizität wider.

3.2 Strom als Rückgrat des zukünftigen Energiesystems

Die zusätzlich zur markanten Effizienzsteigerung erforderliche Entkarbonisierung des Wärme- und, soweit möglich, des Mobilitätssektors bedingt also eine Erhöhung des elektrischen Anteils an der gesamten Endenergie (s. Abb. 3). Mehrere Gründe sind dafür massgebend [7]:

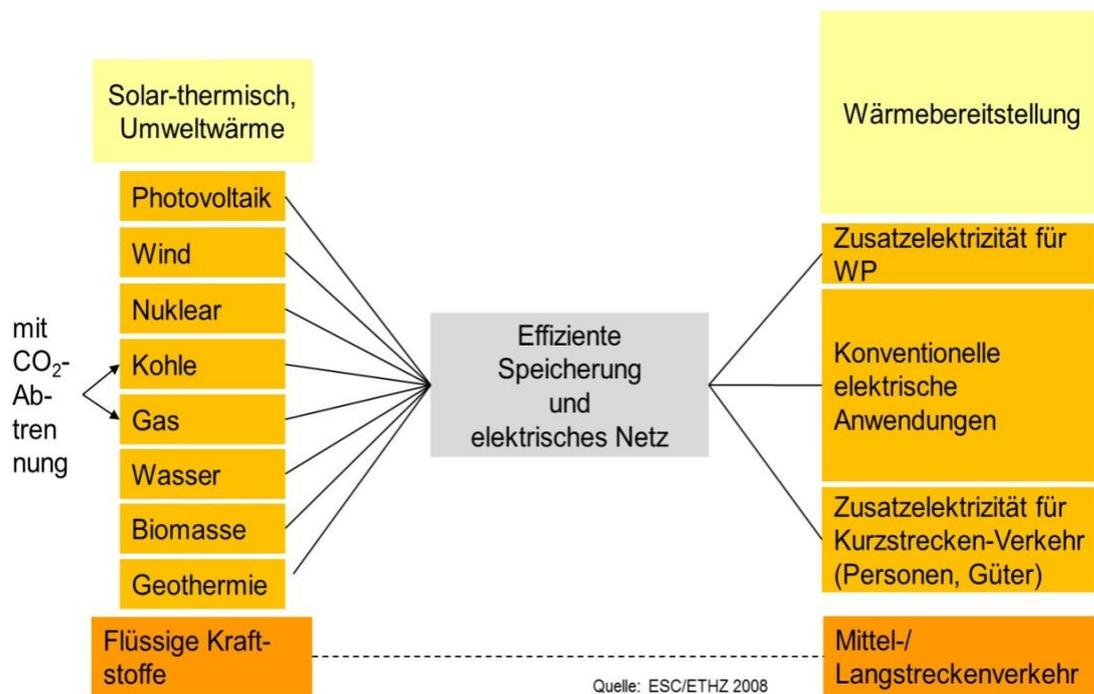


Abbildung 3: Effizienzerhöhung und Entkarbonisierung durch CO₂-arme Energieträger: Elektrizität als Rückgrat des zukünftigen Energiesystems

Erstens lässt sich Elektrizität durch ein breit diversifiziertes Quellenportfolio erzeugen, dass durch geeignete Technologien mittel- bis langfristig sehr CO₂-arm gestaltet werden kann. Die Gewichtung der einzelnen Portfoliokomponenten wird, abhängig von den lokalen Gegebenheiten in jedem Land, unterschiedlich ausfallen, wie im Kap. 4.2 für die Schweiz gezeigt wird.

Zweitens, ist die Bereitstellung der Nutzenergie im Wärme- (durch Wärmepumpen) und Antriebsbereich durch Elektrizität sowohl vom exergetischen Standpunkt aus effizienter als auch vom Nutzkomfort her für den Endkonsumenten attraktiver. Zudem können die meisten übrigen Energiedienstleistungen elektrisch erbracht werden. Bedeutende Ausnahmen im Verkehrssektor stellen die internationale Luft- und Schifffahrt, sowie der Langstreckentransport von Personen und Gütern auf der Strasse dar. Für Letzteren gilt dies, sofern eine feine Verästelung der Reiserouten und die erforderliche Flexibilität einen Transport auf der Schiene nicht sinnvoll erscheinen lassen.

Wie aus Abb. 3 jedoch ersichtlich, müssen im zukünftigen, massgebend durch den Elektrizitätssektor gestalteten Energiesystem, Erzeugung und Nutzung von Strom sowohl durch ein leistungsfähiges Stromnetz zur Überbrückung der räumlichen Distanz als auch durch effiziente Speichermedien zur Überbrückung der zeitlichen Differenz zwischen Verfügbarkeit und Nachfrage aufeinander abgestimmt sein [7]. Diese Anforderung stellt eine in Zukunft sehr wichtige Rahmenbedingung für die optimale Gestaltung des Stromangebotsportfolios dar, welches durch einen deutlich höheren Anteil fluktuierender Sonnen- und Windenergie gekennzeichnet sein wird.

4 Entwicklung des Elektrizitätssektors (2010-2050)

4.1 Szenarien für die Stromnachfrage

Die Schätzung der Nachfrage nach Strom über den sehr langen Zeithorizont von 40 Jahren ist naturgemäss schwierig und mit grossen Unsicherheiten behaftet. Massgebende Parameter dafür sind u.a. die Einkommensentwicklung, die Struktur der Wirtschaft und die zu erwartenden Verbesserungen der Effizienz der Stromnutzung. Nebst dem technischen Fortschritt sind für die Effizienz in erster Linie spezifische Strompreise aber auch Vorschriften und Gerätespezifikationen von grosser Bedeutung.

In diesem Abschnitt arbeiten wir mit Szenarien, welche sich aus der Variabilität dieser vorerst exogen gesetzten Einflussfaktoren ergeben. Dafür werden einerseits Prognosen für die Bevölkerungsentwicklung (7.2 bis 10.8 Mio. im Jahr 2050) verwendet [24] und andererseits plausible Annahmen für das Pro-Kopf-Einkommen und für die Stromintensität (als Verhältnis von Stromverbrauch zum BIP) aufgrund extrapolierter Trends getroffen. Obwohl diese Einflussfaktoren nicht voneinander unabhängig sind, ergibt sich aus der Kombination verschiedener Werte dieser drei Einflussgrössen eine qualitative Vorstellung über die Entwicklung der Stromnachfrage in den nächsten 40 Jahren. In die Annahmen über die Entwicklung der Stromintensität fliesst eine wesentliche Effizienzerhöhung für die Erbringung der entsprechenden Dienstleistungen ein. Zusätzlich wird der Bedarf für die Teilelektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors gemäss [Tab. 4](#) berücksichtigt. Auf eine Variabilität letzterer Werte wurde aber in dieser Studie verzichtet.

Es ergeben sich daraus Extremwerte für die Stromnachfrage beispielhaft für das Jahr 2050 von knapp unter 60 TWh/a bis über 100 TWh/a, dies ausgehend von heute etwa 63 TWh/a (inkl. Netzverluste von etwa 7% aber ohne Speicherpumpenverluste). Mehr als die Hälfte der Parameterkombinationen für das Jahr 2050 liegen jedoch zwischen 66 und 92 TWh, was in guter qualitativer Übereinstimmung mit anderen Szenarien aus den letzten Jahren ist [9, 11-13]. Natürlich hängen diese Mengen auch von der Entwicklung des Strompreises ab. Für die weiteren Betrachtungen haben wir schliesslich drei Szenarien („Hoch“, „Mittel“, und „Niedrig“) ausgewählt. Die entsprechenden Verläufe über die Zeit sind aus [Tab. 5](#) und [Abb. 4](#) ersichtlich und zwar jeweils sowohl für das gesamte Jahr als auch für das Winter- bzw. Sommerhalbjahr. Unterstellt man einen Ausstieg aus der Kernenergie in drei Schritten von je 8-9 TWh etwa um die Jahre 2020, 2030 und 2040 und vorerst konstante Werte für die Wasserkraft und die konventionell-thermische Stromproduktion, ergibt sich eine Differenz zur postulierten Nachfrage, die durch zusätzliches Angebot zu entsprechenden Preisen gedeckt werden kann. Diese Zusammenhänge gehen einerseits aus [Tab. 6](#) und [Tab. 7](#) und andererseits aus [Abb. 5](#) und [Abb. 6](#) hervor. Zu beachten sind dabei die unterschiedlich grossen erforderlichen Beiträge für das zusätzliche Stromangebot für das Winter- und Sommerhalbjahr, was Konsequenzen für die Gestaltung eines geeigneten zusätzlichen Angebotsportfolios hat.

Zeitraum	2010	2020	2035	2050
HOCH (Winter/Sommer/Total)	34/29/63	39/34/73	44/38/82	49/43/92
MITTEL (Winter/Sommer/Total)	34/29/63	38/32/70	41/34/75	43/36/79
NIEDRIG (Winter/Sommer/Total)	34/29/63	36/31/67	36/30/66	36/30/66

Tabelle 5: CH-Strombedarf – „Szenarien“ in TWh (inkl. Netzübertragung, ohne Speicherpumpen, inkl. Zusatzstrom für Wärmepumpen und Mobilität)

Zeitraum	2020 (-)	2020 (+)	2035	2050
Kernkraft (Winter/Sommer/Total)	14/11/25	10/7/17	5/4/9	0/0/0
Wasserkraft (Winter/Sommer/Total)	14/21/35	14/21/35	15/20/35	16/19/35
Konv. Thermisch (Winter/Sommer/Total)	2/1/3	3/0/3	3/0/3	3/0/3
Gesamt (Winter/Sommer/Total)	30/33/63	27/28/55	23/24/47	19/19/38

2020 (-): um 2020 vor der Abschaltung von Mühleberg und Beznau I und II

2020 (+): um 2020 nach der Abschaltung von Mühleberg und Beznau I und II

Tabelle 6: Verfügbare Stromerzeugung bei gestaffeltem Auslauf der CH-KKW in TWh (2020: 8 TWh weg, 2030: 8 zusätzlich TWh weg, 2040: 9 zusätzlich TWh weg) / (ohne neue Gaskraftwerke, ohne Ausbau der Wasserkraft und ohne zusätzliche neue erneuerbare Energien)

Szenario	2020 (-)	2020 (+)	2035	2050
Hoch (Winter/Sommer/Total)	9/1/10	12/6/18	21/14/35	30/24/54
Mittel (Winter/Sommer/Total)	8/-1/7	11/4/15	18/10/28	24/17/41
Niedrig (Winter/Sommer/Total)	6/-2/4	9/3/12	13/6/19	17/11/28

2020 (-): um 2020 vor der Abschaltung von Mühleberg und Beznau I und II

2020 (+): um 2020 nach der Abschaltung von Mühleberg und Beznau I und II

*) Zum Vergleich: Im Jahr 2009/2010 Stromerzeugung und Verbrauch im Jahresmittel ausgeglichen, im Winter Importe von 4 TWh, im Sommer Exporte von 4 TWh (in etwa)

Tabelle 7: Zusätzlich erforderliches Stromangebot *) in TWh (neue erneuerbare, Ausbau der Wasserkraft, Gaskraftwerke, allenfalls Import)

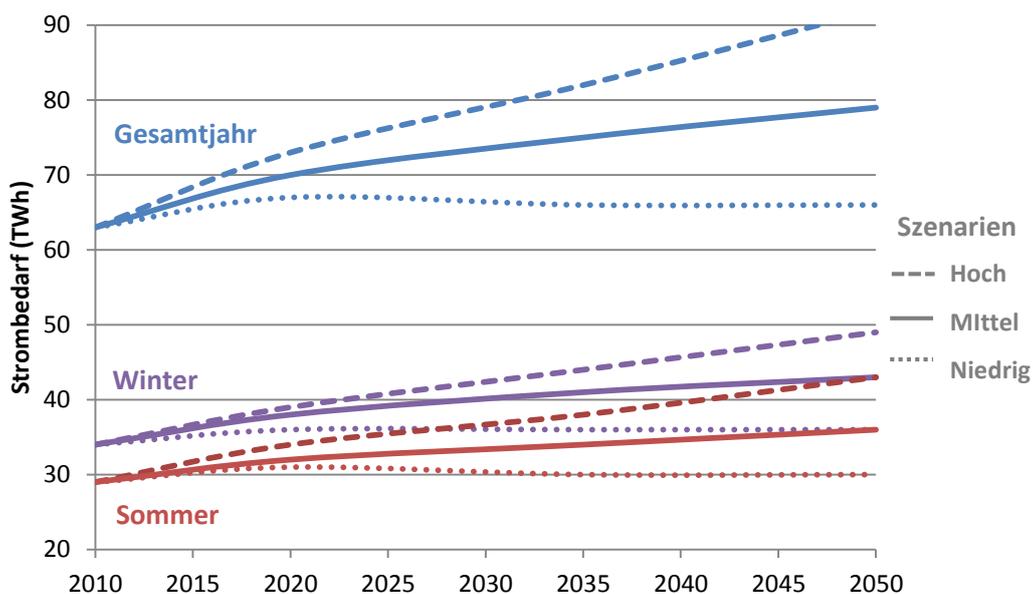


Abbildung 4: Strombedarf in der Schweiz – „Szenarien“ inkl. Netzübertragung, ohne Speicherpumpen, inkl. Zusatzstrom für Wärmepumpen und Mobilität

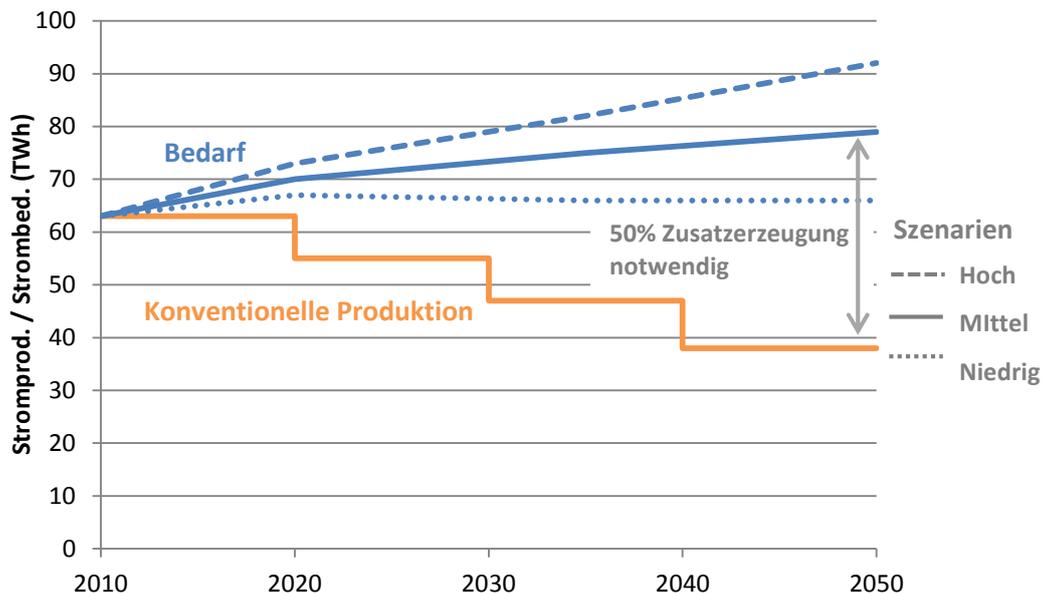
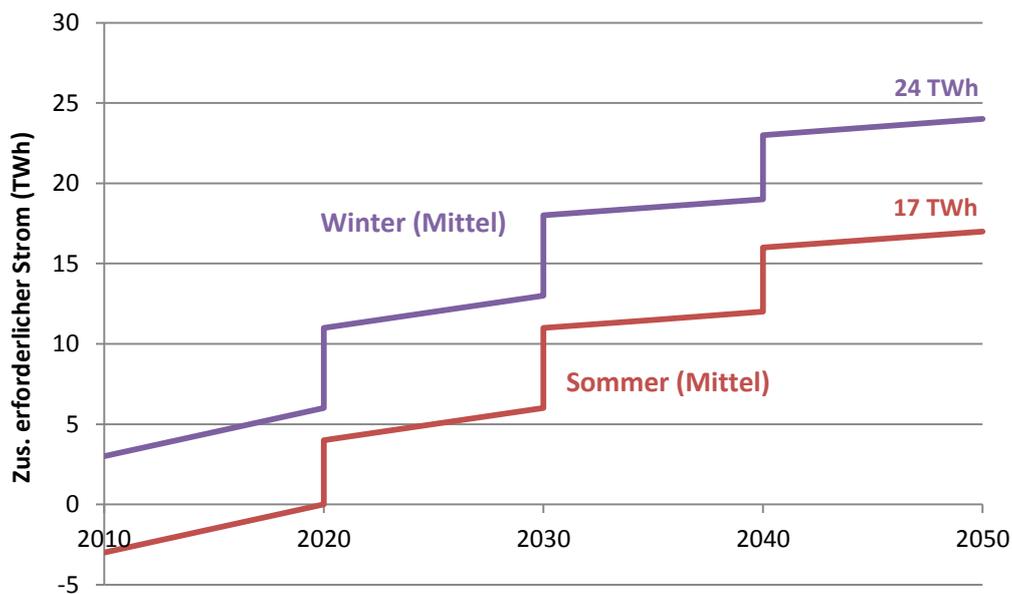


Abbildung 5: Stromerzeugung und Zusatzbedarf für die drei Szenarien bei gestaffelter Abschaltung der Kernkraftwerke (2020/2030/2040)



Konventionelle Produktion: 35 TWh Wasserkraft, 3 TWh thermisch (1/3 davon nicht fossil)

Abbildung 6: Zusätzlich erforderliches Stromangebot im Winter bzw. Sommer für das Nachfrageszenario „Mittel“ bei KKW-Abschaltung in drei Schritten (2020, 2030, 2040)

4.2 Optionen für das Stromangebotsportfolio / einzelne Technologien

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen und mit Bezug auf die spezifische Situation der Schweiz kommen folgende Technologien für das erforderliche zusätzliche Stromangebot in Frage:

- Ausbau der Wasserkraft
- Windenergie
- Geothermie
- Biomasse
- Photovoltaik
- Gaskraftwerke
- Fossile WKK-Anlagen

Im Folgenden werden zunächst die Potenziale der einzelnen Technologien abgeschätzt:

a. **Wasserkraft**

Beim Ausbau dieser Quelle für die Stromerzeugung sind sowohl günstige als auch ungünstige Faktoren zu berücksichtigen [35-40]. Das zusätzliche technische Potenzial wird grundsätzlich auf etwa 6 TWh/a eingeschätzt. Die Berücksichtigung erhöhter Restwassermengen bei zukünftigen Neukonzessionierungen bestehender Anlagen reduziert diesen Betrag, wobei technologische Verbesserungen bei den maschinellen Ausrüstungen dies teilweise kompensieren können. Entgegen ursprünglichen Befürchtungen gehen neueste Erkenntnisse zu den Auswirkungen des Klimawandels für

die Schweiz davon aus, dass eine wesentliche Reduktion des Potenzials auch mittelfristig unwahrscheinlich ist [41]. Man muss jedoch von einer gewissen Verschiebung des hydrologischen Jahreszyklus zugunsten der Winter- und zu Lasten der Sommerproduktion ausgehen. Sowohl bei den Gesteungskosten als auch bei den spezifischen CO₂-Emissionen (kleiner als 10 g CO₂/kWh) erscheint die Annahme konstanter Werte für die nächsten Jahrzehnte als vernünftig.

Insgesamt halten wir dabei einen Ausbau um etwa 4 TWh bis zum Jahr 2035 für sehr ehrgeizig aber realisierbar; danach erwarten wir eine Stabilisierung auf diesem Niveau. Dies setzt jedoch gegenüber heute deutlich verbesserte Rahmenbedingungen für die Wasserkraft voraus.

b. Windenergie

Die Schweiz ist nur an einzelnen Orten für den Ausbau der Windenergie geeignet. Ein grundsätzlich existierendes, moderates Potenzial wird durch ungünstige Witterung an exponierten Orten und teilweise schwierige Zugänglichkeit geschmälert. Andererseits werden lokale Anwendungen in Zukunft von weltweiten Skalierungseffekten bei Investitions- und Betriebskosten profitieren (neue Materialien, getriebelose Systeme, automatische Überwachung, robusteres Betriebsverhalten in Starkwindsituationen usw.). Die CO₂-Emissionen über den Lebenszyklus bleiben voraussichtlich sehr niedrig oder nehmen sogar ab (auf etwa 10 g CO₂/kWh). Eine ernsthafte Herausforderung stellt aber die fluktuierende Produktion dar. Insgesamt halten wir einen Beitrag der Windenergie zwischen 2 und 4 TWh bis 2050 für technisch und ökonomisch realistisch (s. Bandbreite in [9, 11, 12]). Mögliche Nutzungskonflikte (Natur- und Landschaftsschutz) können aber den Ausbau der Windenergie dämpfen.

c. Geothermie

Zur Stromerzeugung eignet sich nur die tiefe Geothermie, da hohe Temperaturen benötigt werden. Das Potenzial der tiefen Geothermie ist weniger durch die vorhandenen Ressourcen, sondern durch die Technologie zur Erschliessung begrenzt. Natürlich vorkommende, Warmwasser führende Schichten, die alle Anforderungen zur Stromerzeugung erfüllen, gibt es nur an wenigen Standorten. Bei diesen seltenen hydrothermalen Standorten sind die Risiken gering, da keine Stimulation des Reservoirs erforderlich und die Akzeptanz eher gegeben ist. Enhanced Geothermal Systems (EGS) ermöglichen es, an wesentlich mehr Standorten die in der Tiefe vorhandene Wärmeenergie zugänglich und an der Oberfläche nutzbar zu machen. Diese Technologie ist jedoch noch nicht ausgereift. Geothermieprojekte benötigen grundsätzlich eine hohe Investition (v.a. Bohrkosten) verbunden mit dem Risiko, nicht ausreichend gute Bedingungen vorzufinden. Neue Bohrtechniken und zunehmende Erfahrung werden dieses Problem vermutlich reduzieren, mangels grosser Anzahl existierender Systeme sind jedoch konkrete Aussagen zu den Kosten riskant. Limitierend für das Ausbaupotenzial ist auch die Möglichkeit, die grossen anfallenden Mengen an Niedertemperaturwärme zu nutzen, da die Leistung des einzelnen Kraftwerkes aus Kostengründen eine untere Grenze haben muss und die anfallende Wärme ein Mehrfaches des Stroms beträgt. Die Nutzung der Wärme ist aber für die Wirtschaftlichkeit geothermischer Kraftwerke entscheidend. Die Geothermie liefert Bandenergie wie die Laufwasser- und Kernkraftwerke. Das ist vorteilhaft im Vergleich zu der fluktuierenden Sonnen- und Windenergie, nicht aber für den dynamischen Betrieb zur Stabilisierung des Netzes. Insgesamt sind die Unsicherheiten betreffend Ausbaupotenzial der Geothermie, nicht zuletzt wegen der nicht gesicherten

sozialen Akzeptanz der EGS, beträchtlich [9, 11, 12]. Für das Jahr 2050 nehmen wir eine Bandbreite von 0 bis 8 TWh an.

d. Biomasse

Insbesondere die dezentrale Nutzung der Bioenergie in verbrennungsbasierten Wärme/(Kälte-)Kraftkopplungsanlagen (WKK) erlaubt eine hohe zeitliche Flexibilität (Zu- und Abschaltzeiten von weniger als 5 min) und weist eine hohe Umwandlungseffizienz auf, sofern sie auf die lokal nachgefragte Wärme für Gebäudeheizung und Industrieprozesse abgestimmt ist. Die Technologie ist reif und hat das Potenzial zur Erreichung von „Null“-Schadstoffemissionen. Lernkurven durch Skalierungseffekte werden die Gesteungskosten bald auf das Niveau des heutigen Strommix bringen können. Das ökologisch nachhaltig verwertbare Potenzial einheimischer biogener Energieträger (inkl. Reststoffe) wird auf etwa 23 TWh eingeschätzt [42], wovon der grösste Teil aus Holz stammt. Mit Wirkungsgraden für Strom (Wärme) um 35% (55%) für kleine und 45% (45%) für grössere WKK-Anlagen sowie vorgelagerten Verlusten für die Brennstoffaufbereitung von 20-30% ergibt sich ein möglicher Beitrag der Biomasse zur Stromerzeugung von etwa 5-8 TWh. Dies setzt aber voraus, dass die Biomasse weitestgehend für die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung verwendet wird.

e. Photovoltaik

Das grundsätzliche Potenzial der solaren Elektrizität in der Schweiz ist viel höher als der absehbare Strombedarf, was auch weltweit gilt. Begrenzende Faktoren sind zurzeit die noch hohen, aber schnell sinkenden Gesteungskosten und, bei einem starken Ausbau, die Beherrschung der fluktuierenden Erzeugung. Wie später gezeigt wird, verfügt jedoch die Schweiz mit ihren Stauseen und dem geplanten Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke über beträchtliche Speicherkapazitäten.

Der Ertrag der mittleren jährlichen Sonneneinstrahlung (Südausrichtung, 30° geneigt) in der Schweiz liegt zwischen 1`000 kWh/m² im Mittelland und etwa 1`400 kWh/m² an optimalen Orten im südlichen Teil des Landes, insbesondere in den Bergen. Davon fallen im Landesdurchschnitt etwa 70% im Sommer- und 30% im Winterhalbjahr an [31]. Heutige Wirkungsgrade der besten Systeme liegen bei 16-17% mit realistischem Potenzial für eine Steigerung auf über 20% kurz- bis mittelfristig und auf 25% mittel- bis langfristig; dies ohne unerwartete Technologiedurchbrüche. Die Kostendegression war in den letzten Jahren eindrucklich und Prognosen für den langfristigen Trend werden laufend günstiger. Die Modularität und Skalierbarkeit der Technologie bieten Gewähr für weiterhin ansprechende Lernkurven. Zu erwähnen ist dabei, dass verschiedene Technologien mit unterschiedlichen Merkmalen im Wettbewerb zueinander stehen, was eine Risikostreuung ermöglicht. Etwas ungünstiger als andere neue erneuerbare Technologien für die Stromerzeugung ist der momentane CO₂-Ausstoss von 40-100 g CO₂/kWh über den gesamten Lebenszyklus, je nach Technologie und Sonneneinstrahlung. Laufend reduzierte Materialumsätze und verbesserte Fertigungsverfahren, sowie der vermehrte Einsatz in Lagen mit höherem jährlichem Eintrag, zusammen mit der fortschreitenden Entkarbonisierung des weltweiten Energiesystems lassen mittel- bis langfristig Werte von 10-20 g CO₂/kWh, erwarten. Für die Schweiz nehmen wir, in Anbetracht der Kostendegression und der vergleichsweise hohen Akzeptanz, ein Ausbaupotenzial bis 2050 zwischen 10 und 20 TWh an (s. Bandbreite in [9, 11, 12]). Für die höheren Werte wird jedoch der kosteneffiziente Einsatz von Batterien erforderlich sein, wie später gezeigt wird. Bei einer durchschnittlichen jährlichen Einstrahlung von 1`200 kWh/m² und einem PV-Wirkungsgrad von 20%

(inklusive Speicherverlusten) im Jahr 2050 würde der Flächenbedarf für eine Stromerzeugung von 14 TWh rund 58 km² betragen, was bei 9 Millionen Einwohnern 6.5 m²/Kopf entspricht.

f. Gaskraftwerke

Als weiterer Pfeiler und zusätzliche „Versicherung“ gegen einen allfälligen temporären Mangel an Produktionskapazitäten werden höchstwahrscheinlich Gaskraftwerke erforderlich sein. Diese können schnell gebaut werden, sind wenig kapitalintensiv und bei Bedarf schnell zu- und abschaltbar. Sie lassen sich somit optimal mit fluktuierenden Stromerzeugungsquellen kombinieren. Ab Mitte des nächsten Jahrzehntes kann dabei erwartet werden, dass die CO₂-Abtrennung und Speicherung einsatzbereit sein wird, was jedoch mit erheblichen Anstrengungen bei der Identifizierung geeigneter Lagerungsorte, den Umweltauswirkungen und der sozialen Akzeptanz verbunden ist. Die Wirksamkeit und Sicherheit der Lagerorte sollte zuerst in einem Feldversuch demonstriert werden, bevor die Speicherung der in Gaskombikraftwerken anfallenden CO₂-Mengen realisiert werden kann. Lebenszyklus-CO₂-Emissionen um 50 g CO₂/kWh sind dabei zu erwarten. Allenfalls vor 2025 benötigte Gaskraftwerke müssen zumindest als „capture ready“ konzipiert, d.h. für eine nachträgliche Ausrüstung zur CO₂-Abtrennung geeignet sein. Sollte die Akzeptanz für die CO₂-Speicherung in der Öffentlichkeit ausbleiben, müssen die entsprechenden Emissionen anderweitig kompensiert und/oder es muss auf Importe nachhaltigen Stroms aus dem Ausland ausgewichen werden. Durch Effizienzerhöhung und raschen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung soll jedenfalls der Einsatz von Gaskraftwerken möglichst gering gehalten werden.

g. Fossile WKK-Anlagen

Sollte eine fossile Stromproduktion erforderlich sein steht die dezentrale kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung im Wettbewerb zu Gaskraftwerken, bei welchen ein Teil des Stroms für den Antrieb von Wärmepumpen verwendet würde. Der gesamte exergetische Wirkungsgrad der zwei Ansätze ist etwa gleich hoch [43]. Von Vorteil für die Gaskraftwerke ist die prinzipielle Entkoppelung der Strom- von der Wärmeproduktion. Nachteilig ist, dass nicht überall Wärmepumpen realisierbar sind oder Wärme bei niedrigen Temperaturen gefragt wird (energetisch nicht sanierte Gebäude). Für die Wärmekraftkopplung spricht die hohe Temperatur der Abwärme, welche vor allem für Industrieprozesse geeignet ist, sowie die effizientere Teillastregelung. Eine Einschränkung stellt jedoch der auf die Stromerzeugung abzustimmende lokale Wärmebedarf dar. Ein weiterer Vorteil für WKK-Anlagen ist ihre noch höhere zeitliche Flexibilität im Vergleich zu Gaskraftwerken, nachteilig aber ist der tendenziell grössere Aufwand für den Ausbau des elektrischen Netzes und für die Steuerung der verteilten Stromerzeugung.

Sobald die CO₂-Abtrennung und Speicherung für grosse Gaskraftwerke in der Schweiz einsatzbereit ist, werden fossile WKK-Anlagen für die Mehrheit der Anwendungen nicht mehr sinnvoll sein, es sei denn sie ersetzen konventionelle Heizsysteme in Fällen wo weder biogene WKK-Anlagen noch Wärmepumpen in Frage kommen.

4.3 Integration der erneuerbaren Stromerzeugung in das gesamte Elektrizitätssystem

Mittel- bis langfristig müssen Stromerzeugungsarten mit unterschiedlichen Charakteristiken in das gesamte Elektrizitätssystem integriert werden, nämlich:

- Grundlastkraftwerke (Laufwasser/Geothermie)
- Flexibel verfügbare Quellen (Speicherseen/Gaskraftwerke/WKK)
- Pumpspeicherkraftwerke (Aufnahme und Abgabe von Spitzenleistungen über Stunden/Tage)
- Fluktuierend anfallende Stromerträge (Wind/Photovoltaik)

Die zu erwartenden Beiträge der erneuerbaren Energien inklusive Ausbau der Wasserkraft sind in Tab. 8 aufgezeigt. Prinzipiell bedingt dieses neue komplexere System einen gezielten Ausbau der lokalen und regionalen Netze und langfristig die Verfügbarkeit optimaler Speicher über die Pumpspeicherkraftwerke (PSK) hinaus (s. auch [44-50]).

	2020		2035		2050	
	Wahrscheinlicher Wert	Bandbreite	Wahrscheinlicher Wert	Bandbreite	Wahrscheinlicher Wert	Bandbreite
Wasserkraft	1.5	1-2	4	0-6	4	0-6
Biomasse-WKK	1.5	1-2	5.5	4-7	6	5-8
Geothermie	0	0	1.6	0-2	4	0-8
Wind	0.6	0.5-0.7	2.5	2-3	3	2-4
Photovoltaik	1.4	1-1.8	6	4-8	14	10-20

Tabelle 8: Plausibles Ausmass des Zubaus von erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien in TWh

Der Aufwand für den Ausbau der Netze ist besonders schwer zu eruieren. Grosskraftwerke mit einer Spitzenleistung von 100 MW und mehr (GuD, grössere Geothermie-Anlagen) würden gegenüber heutigen Kernkraftwerken kaum Mehraufwand verursachen, kleine dezentrale Anlagen jedoch schon. Dachintegrierte PV-Systeme und kleinere WKK Anlagen können das bestehende Netz nutzen, sofern die Leistungskapazitäten auch auf den untersten Spannungsebenen nicht überschritten werden. Für grössere WKK-Anlagen und kleinere Windparks muss die Einspeisung auf der richtigen Ebene geschaffen werden.

Der Ausbau der Pumpspeicherwasserkraft (PSK) wiederum wird ohnehin teilweise neue leistungsfähige Leitungen und, soweit das möglich ist, die Verstärkung existierender Leitungen zwischen grösseren Netzknotenpunkten bedingen. Entsprechende Massnahmen sind Hochtemperaturleiterseile, die Erhöhung des Spannungsniveaus von 220 kV auf 380 kV, Leitungs-Monitoring usw.. Da zudem von weiterhin intensivem Stromhandel mit dem Ausland auszugehen ist, gilt dies auch für den Ausbau der Hochspannungsleistungen über längere Strecken.

Etwas konkreter können die notwendigen Kapazitäten für die kurz- bis mittelfristigen Stromspeicherung abgeschätzt werden. Abb.7 zeigt in diesem Zusammenhang die grundsätzlich verfügbaren Optionen. Aufgrund der sehr niedrigen Umwandlungswirkungsgrade für den chemischen Weg (über Methan oder Wasserstoff) und teilweise für die Druckluftspeicherung (mit der in der Schweiz begrenzten Kapazität) bleiben die PSK- und die Batteriespeicherung die wichtigsten Optionen. Erstere wird durch die schon bewilligten Projekte in den nächsten Jahren auf Spitzenleistungen von mindestens 5 GW knapp verdreifacht, wobei die Pumpspeicherkapazität nach internen Schätzungen dann etwa 200 (+/- 50) GWh betragen wird. Die Spitzenleistung aller Speicherwerke wird dann, wie in Abb. 8 gezeigt, auf über 12 GW steigen [23, 45], wobei die Speicherkapazität der Stauseen von knapp 9 TWh auch längere Perioden von niedrigem Stromertrag aus Sonne und Wind überbrücken hilft.

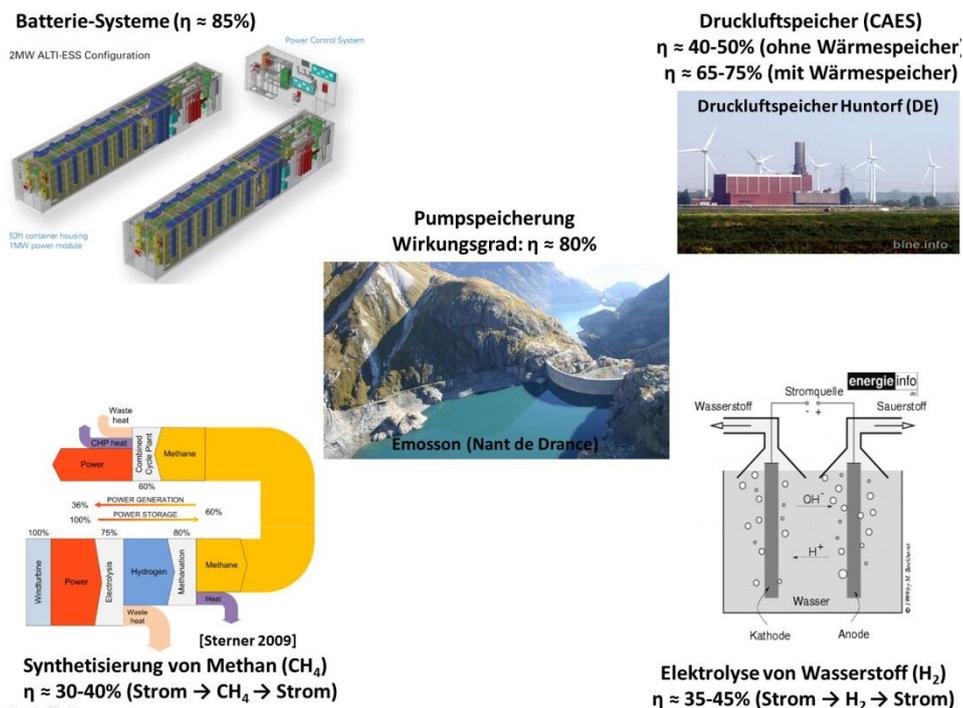


Abbildung 7: Optionen für die Stromspeicherung

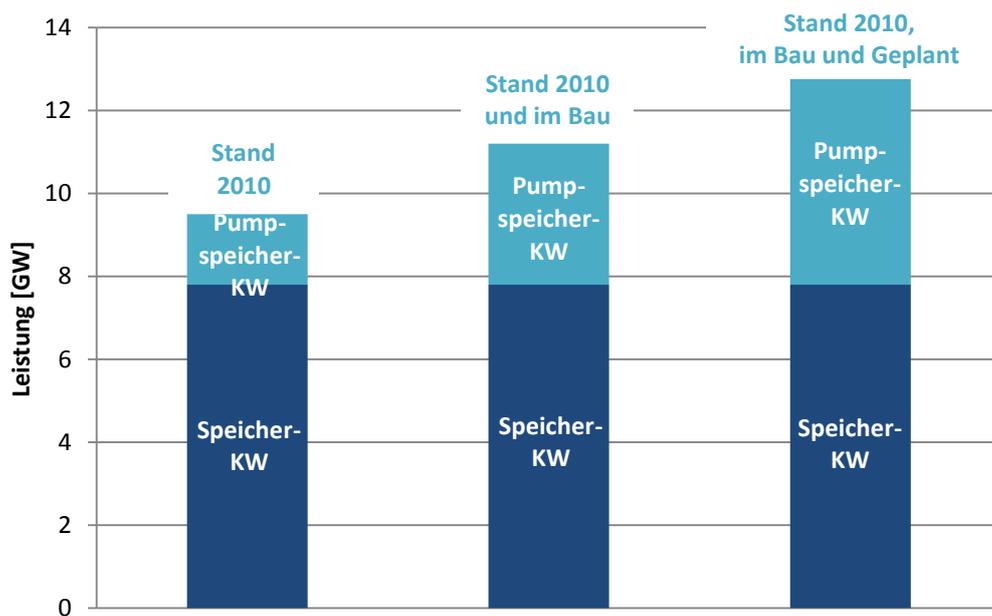
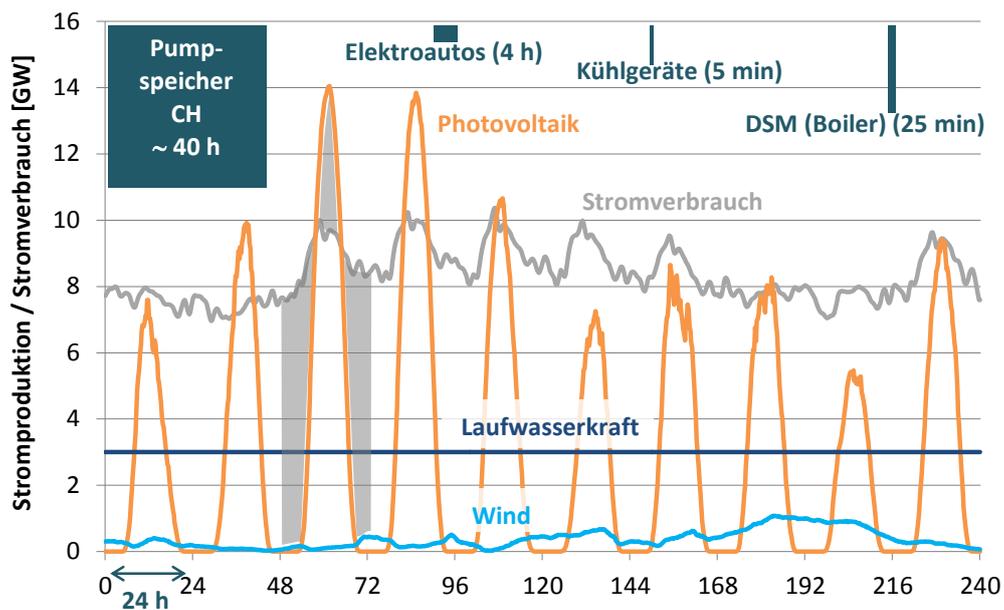


Abbildung 8: Schweizer Speicherkapazitäten & Ausbaupläne

Interessant sind auch die in [Abb. 9](#) dargestellten Zusammenhänge. Hier werden zunächst Speicherleistungen und -kapazitäten durch Steuerung der Stromnachfrage („demand-side participation“) aufgezeigt. Obwohl deren Ausmass nicht vernachlässigt werden darf, sind sie gegenüber der Pumpspeicherung von untergeordneter Bedeutung, was spezifisch für den Schweizer „Sonderfall“ ist. Allerdings ist hier das Potenzial der Elektroautobatterien zu tief angesetzt. Andererseits zeigt [Abb. 9](#) den typischen Bedarfsverlauf nach Strom über zehn Tage im Sommer (skaliert auf die Werte nach Nachfrageszenario „Mittel“) und ebenfalls typische Verläufe der solaren Elektrizität (skaliert aus vorhandenen Daten der Sonneneinstrahlung auf etwa 14 TWh_e Jahresertrag in 2050). Eingezeichnet sind also erwartete Verläufe der Windkraft und der geschätzte Beitrag der Laufwasserkraftwerke im Sommer des Jahres 2050. Aus dem Diagramm geht insbesondere hervor, dass selbst bei einem Spitzenertrag von 14 GW aus Photovoltaik und etwa 4 GW aus Wind und Laufwasser sowie Spitzenbedarf von 10 GW und Aufnahmeleistung der PSK von 5 GW, schliesslich nur 3 GW - über wenige Stunden - zusätzlich zwischengespeichert werden müssen. Dazu brauchte es Batterien mit etwa 12 GWh Speicherkapazität (d.h. etwa 1.33 kWh pro Kopf) [51], was bei den erwarteten Kosten zu diesem Zeitpunkt (s. [Kap. 5](#)) kein Problem darstellen dürfte. Je nach der Kostenentwicklung für Energiespeicher und Netzkapazitäten kann es ökonomisch auch sinnvoller erscheinen, extreme PV- und Wind-Einspeisespitzenlasten teilweise abzuregeln anstatt teuer zu speichern. Im Gegensatz zu der heutigen Situation in Deutschland, wo bei Starkwindphasen öfters abgeregelt werden muss, gehen wir davon aus, dass die Situation in der Schweiz z.B. im Jahr 2050 weit weniger kritisch wäre, weil dann die Stromspeicherung günstiger und überhaupt wenig Bandenergie vorhanden wäre.



*Annahme: 100'000 Elektroautos mit je 4kW Leistungsaufnahme und 16 kWh Speicherkapazität (beispielhaft).

Abbildung 9: Möglichkeiten für aktives Lastmanagement in der Schweiz – PV und Windkraft aus Daten für Deutschland in der Periode 25.6.2011-3.7.2011, skaliert auf erwarteten Beiträge in der Schweiz im Jahr 2050 (Sommer, deswegen ohne Berücksichtigung von Wärmepumpen)

Zwei weitere Erkenntnisse gehen aus [Abb. 9](#) hervor:

- Auch bei einem sonnigen Tag würde über 24 Stunden der maximale Ertrag der Photovoltaik von knapp 100 GWh zusammen mit bis zu 70 GWh aus der Laufwasserkraft und maximal 30 GWh aus dem Wind, den typischen Bedarf von gut 200 GWh nicht übersteigen. Den allenfalls erforderlichen zusätzlichen Strom würden die Speicherseen liefern und die Pumpspeicherkraftwerke wären für die kurzfristige Anpassung von Angebot und Nachfrage über 24 Stunden optimal einsetzbar. Durchschnittlich über das Sommerhalbjahr wiederum würde bei diesem Ausbau der erneuerbaren Energien der Ertrag von Photovoltaik und Wind etwa 11 TWh betragen, was etwa heute dem Beitrag der Kernkraftwerke in der gleichen Periode entspricht.
- Selbst wenn an einzelnen Tagen, oder sogar über Wochen, die Erträge aus Sonne und Wind völlig ausbleiben würde, reicht die gesamte Wasserkraft ohne weiteres aus, um in einem typischen Sommer um das Jahr 2050 den Schweizer Spitzenbedarf von 10 GW abzudecken.

Andererseits kann im Winter noch mehr als im Sommer unter Umständen eine andere kritische Situation entstehen: bei Ausbleiben der Sonnen- und der Windenergie müsste der Spitzenbedarf von etwa 12.5 GW abgedeckt werden können. Das könnten die Speicherkraftwerke fast allein bewerkstelligen (s. [Abb. 8](#)). Zusätzlich könnten aber die biogenen WKK-Anlagen, mit 5 TWh Ertrag bei 2'000 Volllaststunden im Winterhalbjahr, Spitzenstrom von etwa 2.5 GW bereitstellen. Dazu kämen der Beitrag der Geothermie, sowie bei Bedarf die wenigen erforderlichen Gaskraftwerke als letzte Reserve.

Wie aus [Abb. 10](#) ersichtlich, ist die Energiemeteorologie in der Lage, vernünftige Prognosen zum erwarteten Ertrag aus der Sonnenenergie (ähnliches gilt für die Windkraft) zu machen, was

die Planung der erforderlichen Kraftwerkskapazitäten erleichtert. Allfällige „Fehler“, d.h. zeitliche oder betragsmässige Verschiebungen könnten durch die Flexibilität der inländischen Speicherseen problemlos aufgefangen werden. Im Übrigen gibt es weltweit intensive Bemühungen, die Vorhersagegenauigkeit der Wind-/PV-Einspeisung durch detailliertere Wettermodelle weiter zu verbessern.

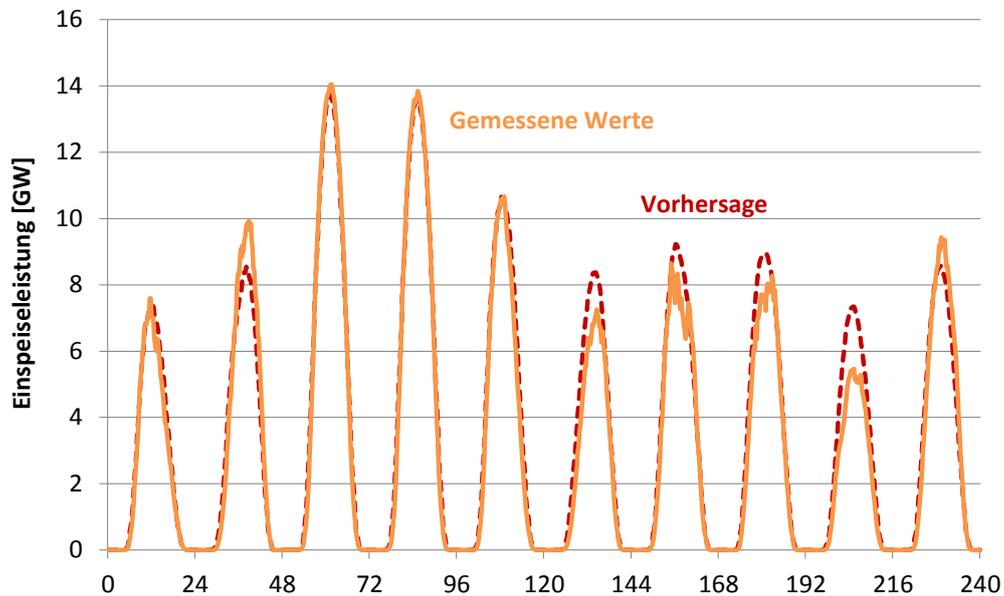
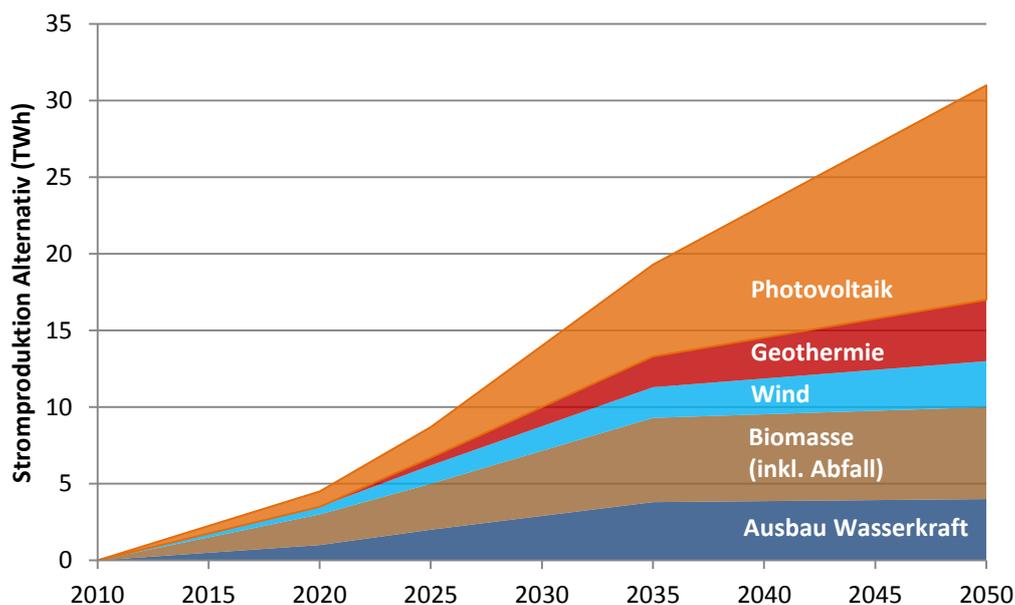


Abbildung 10: Energiemeteorologie für robuste Prognosen (PV-Erzeugung am Beispiel von Deutschland für die Periode 25.06.2011 bis 03.07.2011, skaliert auf erwarteten Beitrag im Jahr 2050)

Anzumerken ist jedoch, dass sich bei der hier diskutierten Entwicklung das Geschäftsmodell für den Betrieb der Pumpspeicherwasserkraftwerke gegenüber heute ändern würde. Ein grösserer Teil der entsprechenden Kapazität würde neu für die Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms und deren Wiederverwertung an Spitzenbedarfszeiten benutzt. Dies setzt eine genügend grosse Preisdifferenz des Stroms zwischen Spitzenbedarf- und Spitzennachfragezeiten voraus, welche in einem effizienten Markt naturgemäss entstehen würde.

Fazit

Unter Zuhilfenahme von Mittelwerten aus [Tab. 8](#) ist in [Abb. 11](#) ein plausibler Pfad für den Ausbau der zusätzlich erforderlichen erneuerbaren Stromerzeugung dargestellt. Auch wenn die absoluten Beträge mit grösseren Unsicherheiten behaftet sind, reflektiert der Trend für jede Technologie die jeweils spezifischen Wettbewerbsmerkmale. So sind die technischen Potenziale für zusätzliche Wasserkraft, Windenergie und Biomasse grundsätzlich limitiert, so dass ab etwa 2035 eine Sättigung zu erwarten ist. Dafür steigen deren Beiträge relativ rasch an, weil der Technologiestand etabliert ist und die Kostennachteile gegenüber dem heutigen Strommix schon jetzt oder bald tragbar sind. Die tiefe Geothermie bedarf noch intensiver Arbeit in Forschung und Pilot-/Demonstrationsanlagen, sodass vor 2030 kein nennenswerter Beitrag zu erwarten ist. Insgesamt wirken aber Nutzungskonflikte (Wasser, Landschaft, Ortsbild etc.) und die Risikowahrnehmung dem techno-ökonomisch möglichen maximalen Ausbau für fast alle neuen Technologien entgegen.

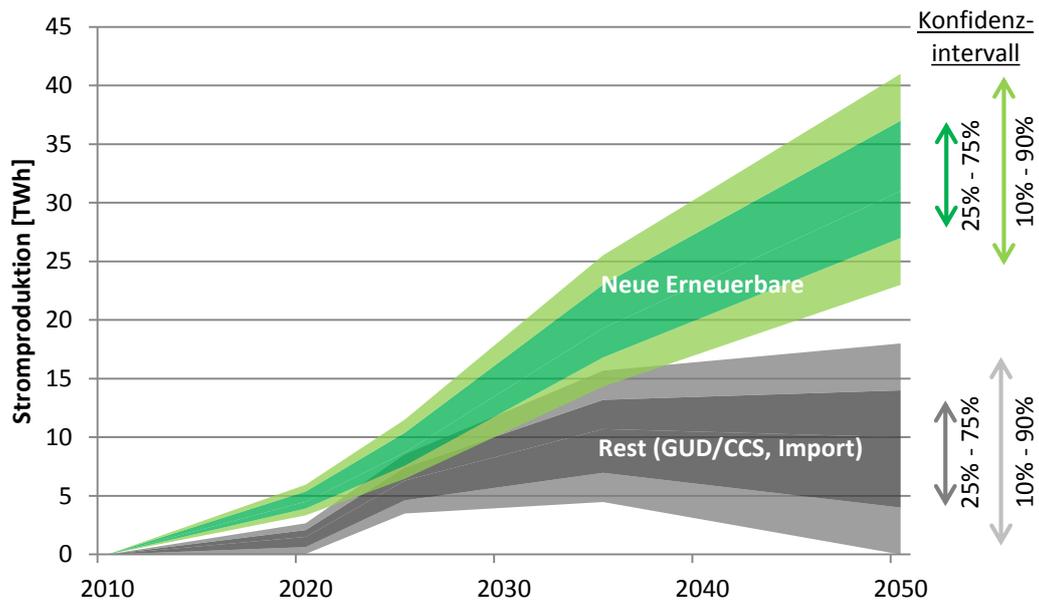


- GuD: Gaskombikraftwerke
- CCS: Abtrennung und Lagerung von CO₂

Abbildung 11: Angebotsportfolio zur Deckung der Differenz zwischen Nachfrage «Mittel» und herkömmlicher Stromerzeugung: ehrgeizig – realistischer Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien

Interessant ist der prognostizierte Verlauf des Beitrags der Photovoltaik zumindest in qualitativem Sinne. Hohe kurzfristige Gestehungskosten, die aber schnell sinken werden (wie schon deutlich in den letzten 5-10 Jahren), sowie das grundsätzlich unbegrenzte technische Potenzial legen einen bescheidenen Zuwachs in den nächsten 10 Jahren, einen beschleunigten Ausbau bis 2030 und ein eigentliches „Take-off“ danach nahe. Dabei sind für den direkten Bedarf der Schweiz bis mindestens 2040 keine zusätzlichen Speicherkapazitäten über die Pumpspeicherkraftwerke hinaus erforderlich; danach würden die Kosten der Speicherung in Batterien das Ausmass der weiteren Zunahme wesentlich mitbestimmen.

Um das Mass der Unsicherheiten für solche langfristige Prognosen sichtbar zu machen, haben wir aus dem Streuband plausibler Strommengen nach [Tab. 8](#) für jede Technologie drei Werte (hoch, mittel, niedrig) ausgewählt, diese als gleich wahrscheinlich eingeschätzt und durch Ausschöpfung der Kombinationsmöglichkeiten eine Bandbreite für die neuen erneuerbaren Strommengen (inkl. Ausbau der Wasserkraft) und für die verbleibende Restmenge ([Abb. 12](#)) errechnet. Letztere kann durch Gaskraftwerke und/oder Importe bereitgestellt werden. Der Beitrag der neuen Erneuerbaren inklusive Ausbau der Wasserkraft liegt zwischen 23 und 41 TWh (10-90% Intervall) und mit grösserer Wahrscheinlichkeit (25-75% Intervall) zwischen 27 und 37 TWh. Die entsprechenden Werte für 2050 variieren zwischen 0 und 17 TWh (10-90% Intervall) und mit grösserer Wahrscheinlichkeit (25-75% Intervall) zwischen 5 und 13 TWh. Selbst wenn für einen wahrscheinlichen Wert von 10 TWh für diese Restmenge ausschliesslich Gaskraftwerke – allerdings mit CO₂-Abtrennung – eingesetzt würden, wären die nationalen Klimaziele für das Jahr 2050 mit zusätzlichen etwa 0.5 Mt verbleibenden CO₂ aus der Stromerzeugung (90% CO₂-Abscheidung, 50%-Kraftwerkswirkungsgrad) erfüllbar, vgl. [Tab. 3](#).

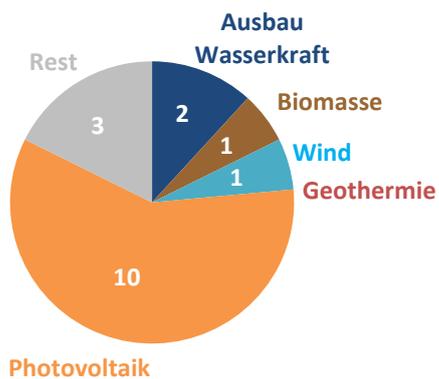


- GuD: Gaskombikraftwerke
- CCS: Abtrennung und Lagerung von CO₂

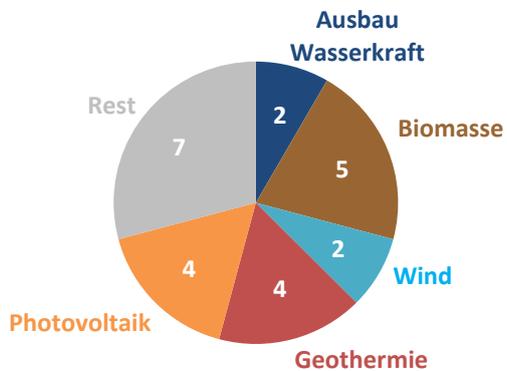
Abbildung 12: Geschätzte Bandbreite des Ausbaus der neuen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien inkl. Ausbau der Wasserkraft und des Beitrags von Gaskraftwerken und/oder vom Import für das Szenario "Mittel".

Gestützt auf die „mittleren“ Verläufe nach [Abb.11](#) lässt sich eine plausible saisonale Aufteilung der Zusammensetzung des Angebotsportfolios für den zusätzlich erforderlichen Strom im Jahr 2050 nach [Abb.13](#) ableiten. Massgebend für die entsprechenden Anteile sind die unterschiedliche Nachfrage nach Strom, der hydrologische Jahreszyklus, die unterschiedliche Verfügbarkeit der Sonnenenergie im Winter- und Sommerhalbjahr und schliesslich die Kopplung zwischen Strom- und Wärmeproduktion für die biogene-WKK sowie für die Geothermie. Die etwa 10 TWh „Restmenge“ werden dabei zu 70% bzw. 30% im Winter-respektive Sommerhalbjahr benötigt.

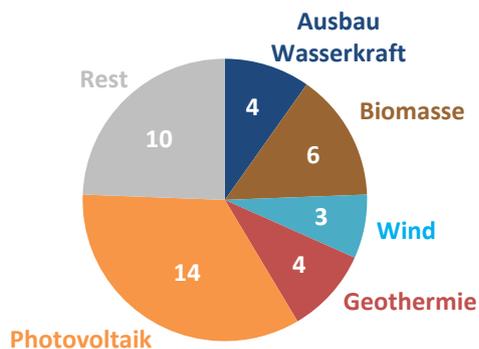
Sommer (Zusatzbedarf: 17 TWh)



Winter (Zusatzbedarf: 24 TWh)



Gesamtjahr (Zusatzbedarf: 41 TWh)



Rest: Gaskraftwerke (mit CCS) und/oder Import

Abbildung 13: Saisonale Verteilung des Zusatzangebotsportfolios im Jahr 2050 (Nachfrage Szenario „Mittel“)

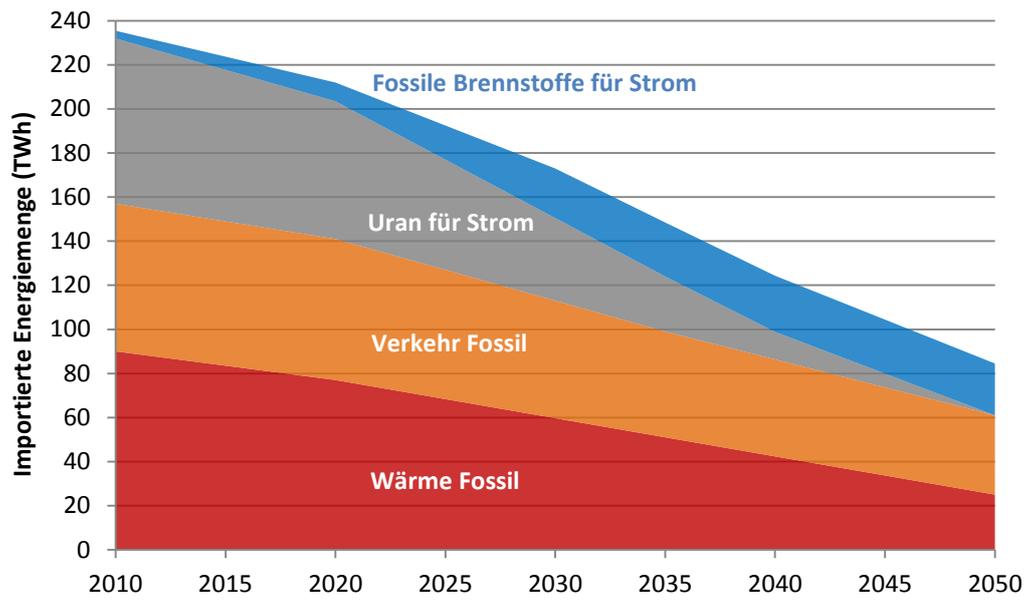
Die bisherige Diskussion konzentrierte sich weitergehend auf Angebotsoptionen für das Nachfrageszenario „Mittel“. Zusammenfassend lässt sich für die Szenarien „Hoch“ und „Niedrig“ folgendes sagen:

- das erste Szenario würde ein schnelleres Bevölkerungs- und/oder Einkommens-Wachstum sowie relativ niedrige Strompreise voraussetzen. Unter diesen Bedingungen ist es eher unwahrscheinlich, dass die neuen erneuerbaren Energien genügend schnell zur Bereitstellung des zusätzlichen nachgefragten Stroms ausgebaut werden können. Ein grösserer Bedarf an thermischen Grosskraftwerken und/oder an Stromimporten wäre die (unerwünschte) Konsequenz. Damit wird die Bedeutung einer höheren Effizienz bei der Stromnutzung unterstrichen.
- das zweite Szenario würde umgekehrt eine langsames Bevölkerung- und/oder Einkommens-Wachstum sowie relativ hohe Strompreise bedingen. Unter diesen Umständen könnte man den Bedarf nach thermischen Grosskraftwerken und/oder Stromimporten stark verringern.

Szenario „Hoch“ wäre aufgrund der Nachhaltigkeitsanforderungen unerwünscht, aber unter eine „business as usual“-Energiepolitik durchaus wahrscheinlich. Szenario „Niedrig“ wäre aus ökologischer Sicht vorteilhaft; damit es eintritt, bedarf es aber einer eher unwahrscheinlichen Kombination mehrerer günstiger Einflussfaktoren.

Aus diesen Gründen wird auch im nächsten Kapitel zu Kosten und wirtschaftlicher Entwicklung weiterhin vom Nachfrageszenario „Mittel“ ausgegangen. Auch für das Stromangebotsportfolio werden Werte aus dem mittleren Bereich der Tab. 8, bzw. gemäss Abb. 11 verwendet.

Von besonderem Interesse schliesslich ist die Entwicklung der importierten Energiemenge bis 2050 unter Einhaltung der Klimaziele, für das Nachfrageszenario „Mittel“ und das Stromangebotsportfolio nach Abb. 11. Aus Abb. 14 wird deutlich, dass die Energieabhängigkeit der Schweiz vom Ausland in den nächsten 40 Jahren um etwa 65% reduziert wird. Auch wenn die Art der Abhängigkeit für jeden Energieträger unterschiedlich ausfällt, ist diese Entwicklung gesamthaft positiv für die Versorgungssicherheit des Landes.



Importierte Energiemenge zur Deckung des Bedarfs für Wärme, Mobilität und Reststrom (Annahme: Gaskraftwerke ab 2025 mit CCS) unter Einhaltung der Klimaziele, ohne Energie für den internationalen Flugverkehr

Abbildung 14: Auslandsabhängigkeit des gesamten Schweizer Energiesystems (2010 – 2050)

5 Strom- und Energiekosten, wirtschaftliche Entwicklung und Energiepolitik

5.1 Spezifische Stromgestehungskosten

Dieser Abschnitt soll Anhaltspunkte für die Entwicklung der Stromgestehungskosten für die einzelnen Stromerzeugungstechnologien in der betrachteten Periode 2010-2050 liefern. Eine Sichtung der Literatur ergibt aber grössere Streuungen der Einschätzungen schon für den jetzigen Stand [52-59]. Dies ist nicht erstaunlich, da den einzelnen Berechnungen unterschiedliche Kapazitätsauslastungen, unsichere Brennstoffpreise (z.B. für Gaskraftwerke) und von den lokalen klimatischen und meteorologischen Bedingungen abhängige Jahreserträge (für Wind- und Sonnenenergie) zugrunde gelegt werden. Insbesondere für die Photovoltaik und noch mehr für die elektrochemische Speicherung streuen Angaben für die Investitionskosten aufgrund konkurrierender Technologien und teilweise wegen unterschiedlicher Fertigungsprozesse beträchtlich. Schliesslich sind jeweils die externen Kosten zu berücksichtigen, welche vor allem für die fossilen (CO₂-Preis) und nuklearen Technologien ins Gewicht fallen. Deren Quantifizierung ist jedoch nicht eindeutig, sodass man sich mit einer Bandbreite von Einschätzungen zufrieden geben muss. Ein eindrückliches Beispiel dafür liefert die Schätzung von mindestens 300 Mrd. US-Dollar weltweit für die fossilen Energien im Jahr 2009 [6].

Für die Schweiz gibt es kommerziell abgestützte Daten über die Wasserkraft und die Kernenergie (private Kosten, d.h. ohne Berücksichtigung der Externalitäten), die mit insgesamt 95% den Strommix dominieren. Die Kosten für die Wasserkraft (Pump- und Speicherkraftwerke und Flusskraftwerke) werden für die nächsten 40 Jahre als konstant (~ 8 Rp/kWh) angenommen und haben aufgrund ihres Anteils von etwa 50% eine stabilisierende Wirkung auf die Kostenentwicklung des Strommixes. Für die Kernenergie wird mit einer Bandbreite für die Produktionskosten von ungefähr 6-10 Rp/kWh gerechnet, damit die Sensitivität untersucht werden kann. Hier gehen wir von realen (inflationsbereinigten) Kosten aus und berücksichtigen für die zeitliche Entwicklung nur private Kosten, was die neuen erneuerbaren Energien im Vergleich zu den nuklearen und fossilen Technologien benachteiligt. Zwei Trends beeinflussen dabei die zukünftige Kostenentwicklung des Nuklearstroms in entgegengesetzter Richtung. Einerseits Technologien der dritten und vierten Generation mit Potenzialen für Kostensenkung und andererseits erfahrungsbasierte negative Lernkurven (z.B. für Frankreich und die USA [73]), welche zur Kostenerhöhung führen werden. Da zumindest Kernkraftwerke der vierten Generation voraussichtlich nicht vor dem Jahr 2040 zur Verfügung stehen und sowohl Sicherheitsvorschriften verschärft als auch die Risikominimierung über den gesamten Lebenszyklus vermehrt im Fokus stehen werden, erscheint eine Beibehaltung der erwähnten Grössenordnung der Gestehungskosten über die nächsten 40 Jahre für die Kernenergie als eher günstige Annahme.

Die voraussichtliche Kostenentwicklung für die neuen erneuerbaren Technologien wird in [Tab. 9](#) gezeigt. Sie wird aufgrund mehrerer Quellen mit teilweise stark voneinander abweichenden Angaben zusammengesetzt [60-63]. Zusätzlich sind darin Schätzungen zu der Batteriespeicherung enthalten [64-66]; bis 2020 stammen sie aus Angaben in Zusammenhang mit der Elektromobilität, danach werden die entsprechende Lernkurven und die Erhöhung der Stückzahlen fortgeschrieben bzw. nach eigenen Einschätzungen modifiziert. Es ist aber anzunehmen, dass Batterien für den stationären Einsatz im Vergleich zu solchen für die Elektromobilität tendenziell billiger sein werden, weil die Randbedingungen günstiger sind

(thermische Konditionierung, Bedeutung des Gewichtes, Sicherheitsanforderungen usw.). Durch diese Vorteile lässt sich auch ein Betrieb mit kleinerer Entladungstiefe zu angemessenen Investitionskosten realisieren, was die erforderliche längere Anzahl Zyklen ermöglicht [51]. Eine denkbare und erwünschte Entwicklung wäre mittelfristig, dass sich Batterien, Pumpenspeicherkraftwerke und Speicherseen hinsichtlich unterschiedlicher Zeitskalen für die Speicherung (Tag/Woche/Monate) optimal ergänzen. Die Kosten der Stromspeicherung in Batterien werden zwar auf absehbare Zeit höher als diejenigen durch Pumpspeicherwasserkraftwerke bleiben. Wenn aber Batterien für die Speicherung lokal erzeugter Elektrizität eingesetzt werden, tragen sie zur Vermeidung von zusätzlichen Kosten für den Netzausbau bei und werden dadurch schneller wettbewerbsfähig.

Mit diesen Einschätzungen haben wir anschliessend die erwartete Entwicklung der Gestehungskosten für den Strommix berechnet und zwar aufgrund des Angebotsportfolios nach Abb. 11 (Nachfrage und Angebot „Mittel“) und mittlerer Werte aus der Tab. 9. Es wird exemplarisch angenommen, dass etwa 50% des Wind- und Solarstroms zwischengespeichert werden, wobei die Speicherung in Batterien erst ab etwa 2035 ins Gewicht fällt. Sensitivitäten mit Bezug auf die Unsicherheiten bei der Kostenentwicklung der Photovoltaik und der Kernenergie werden ebenfalls untersucht.

	2010	2020	2035	2050
Biomasse-WKK	14-20	12-17	8-12	8-12
Geothermie	-	7-12	6-13	5-15
Wind	14-20	12-17	10-15	8-12
Photovoltaik	35-55	20-30	10-15	6-10
Elektrochemische Speicherung ¹⁾	40-70	16-28	8-14	5-8

1) Werte bis 2020 aus der Literatur; danach Lernkurven geschätzt.

Tabelle 9: Geschätzte Entwicklung der Gestehungskosten für Strom aus neuen erneuerbaren Energien (ohne Netz), sowie für Strom für elektrochemische Speicherung (Batterien) in Rp/kWh

In Tab. 10 ist die Entwicklung der Stromgestehungskosten für einige Variationen dargestellt. Die wesentliche Erkenntnis daraus ist, dass gegenüber einer Entwicklung mit Wasser- und Kernkraftwerken die Gestehungskosten beim Ausstieg und für das Szenario „Mittel“ im Jahr 2050 voraussichtlich um 0% bis 30% höher liegen. Diese moderate Zunahme ist nachvollziehbar, da grössere Mengen an teurer Erzeugung und Speicherung erst dann auf den Markt kommen, wenn die Kosten wesentlich fallen. Würden die Netzkosten, die heute in der Schweiz 7 bis 9 Rp/kWh betragen [67], konstant bleiben, dann wäre eine allfällige Preiserhöhung für den Endkunden sehr moderat. Realistischerweise wird ein Netzausbau erforderlich sein. Eine zuverlässige Schätzung des entsprechenden Aufwandes bedingt vertiefte Untersuchungen in Zukunft.

		2010	2020	2025 ^{*)}	2035	2050
(A)	- Wasserkraft: 8Rp/KWh - Kernkraft: 8Rp/KWh - Thermisch-konventionell 12 Rp/KWh	8.2	9	9.8	9.4	9.1
(B)	Gleich wie (A), aber mit Kosten für Speicherung (Wind/PV)	8.2	9.1	9.9	9.7	9.7
(C)	Gleich wie (A), aber mit jeweils 40% höheren, bzw. 30% tieferen Kosten für PV	8.2	8.8-9.2	9.6-10	9.1-9.7	8.6-9.6
(D)	Gleich wie (A), jedoch mit 6 Rp/KWh für die Kernkraft	7.4	8.3	9.3	9.2	9.1
(E)	Gleich wie (A), jedoch mit 10 Rp/KWh für die Kernkraft	9	9.7	10.3	9.6	9.1

*) 2025: 8 TWh KKW abgeschaltet, teilweise durch Gaskraftwerke mit CCS (12 Rp/KWh) ersetzt

**) Annahme: 50% des Stroms aus PV/Wind muss zwischengespeichert werden; bis 2040 reichen dafür Pumpspeicherkraftwerke, danach zusätzlich Batterien erforderlich (Kosten aus Tab. 9).

Tabelle 10: mögliche Entwicklung der Stromgestehungskosten für den CH-Strommix bei gestaffeltem Ausstieg aus der Kernenergie (ohne Netz) auf Basis der Tab. 9 für die einzelnen Technologien

5.2 Wirtschaftliche Entwicklung: Modell, Szenarienbeschreibung und Ergebnisse

CITE: Modell- und Szenarienbeschreibung

Die hohe Komplexität der wirtschaftlichen Auswirkungen eines neuen Energiesystems verlangt den Einsatz von modellbasierten Berechnungen [33, 68-72]. Der für wirtschaftliche Prognosen lange Zeithorizont ist durch die Langlebigkeit der Energieinvestitionen bedingt und damit unabdingbar. Das CITE (Computable Induced Technology and Energy) Modell der ETH Zürich ist für die vorliegende Anwendung geeignet [68]. Es ist ein allgemeines Gleichgewichtsmodell, das zur Simulation und Analyse der ökonomischen und strukturellen Auswirkungen politischer Eingriffe, beispielsweise im Energiebereich, eingesetzt werden kann. Die Ökonomie und die relevanten Märkte, d.h. Güter- und Faktormärkte, sowie die vielfältigen Beziehungen der verschiedenen Agenten (Sektoren, Konsumenten etc.) werden mittels eines Systems von Gleichungen dargestellt. Das Modell in seiner jetzigen Form bildet eine Region ab (die Schweiz), das Ausland ist über den internationalen Handel der Schweiz einbezogen. Als Datengrundlage für die Berechnungen dient die Input-Output Tabelle der Schweiz für das Jahr 2005 [72]. Diese Tabelle enthält detaillierte Informationen zu den Güterflüssen zwischen den verschiedenen Sektoren, zum Einsatz von Kapital und Arbeit in der Produktion der Güter sowie zu Konsum, Investitionen und Aussenhandel. Im Originaldatensatz sind Angaben zu rund 40 Sektoren enthalten, welche im Sinne einer Reduktion der Komplexität für die Modellberechnungen auf total 12 Branchen aggregiert wurden (s. [Abb. 15](#)).

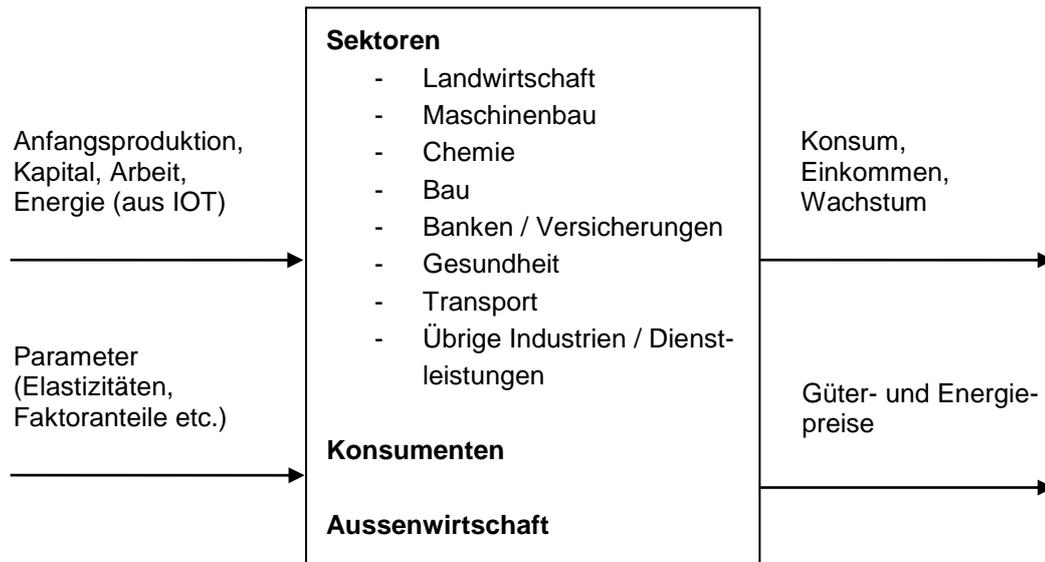


Abbildung 15: Input und Output im CITE-Modell [68, 69]

Das CITE-Modell gehört zur Kategorie der sogenannten „top-down“-Modelle. Im Fokus stehen dabei die makroökonomischen Auswirkungen politischer Eingriffe, dagegen sind der Energiesektor und die entsprechenden Technologien (im Gegensatz zu „bottom-up-Modellen“) weniger detailliert abgebildet. Zentrale Neuerung des Modells ist ein komplett mikrofundierter Wachstumsmechanismus, der auf den Erkenntnissen der endogenen Wachstumstheorie basiert [68]. Das Wachstum der Ökonomie folgt dabei im Unterschied zu vielen Modellen, die für ähnliche Zwecke verwendet werden, nicht einem vorgegebenen (exogenen) Pfad, sondern resultiert endogen aus den Entscheidungen der verschiedenen Akteure. Damit können die langfristigen Auswirkungen politischer Massnahmen angemessen erfasst werden.

In sämtlichen Sektoren wird ein mehrstufiger Produktionsprozess unterstellt, siehe [Abb. 16](#). Dabei kommen in jedem Sektor Energie, Arbeit und Kapital als Produktionsfaktoren sowie Güter aus anderen Sektoren zum Einsatz. Die Struktur des Produktionsprozesses ist in jedem Sektor gleich, allerdings bestehen Unterschiede in der Parametrisierung. In den verschiedenen Sektoren können die einzelnen Inputs unterschiedlich gut untereinander substituiert werden. Es wird realistischerweise unterstellt, dass Energie nicht in jeder Branche in gleichem Masse durch andere Inputs wie Arbeit oder Kapital ersetzt werden kann. Weiter unterscheiden sich sektoral auch die Anteile der Produktionsfaktoren und damit die Faktorintensitäten (z.B. die Energieintensität). Zentral für die sektorale Entwicklung in der langen Frist ist die Kapitalbildung und -akkumulation. Durch Forschung und Investitionen in neue Kapitalgüter kann der Kapitalstock im jeweiligen Sektor erhöht werden, was sich langfristig positiv auf die Produktivität und das sektorale Wachstum auswirkt. Sektoren mit stärkerer Kapitalbildung wachsen mit einer höheren Rate als solche mit geringer Kapitalbildung. Eingriffe der Politik haben einen direkten Einfluss auf die sektorale Kapitalakkumulation. Durch die Veränderung der relativen Preise ändern sich die Investitionsanreize, was zu einer Änderung der Struktur der Wirtschaft führt.

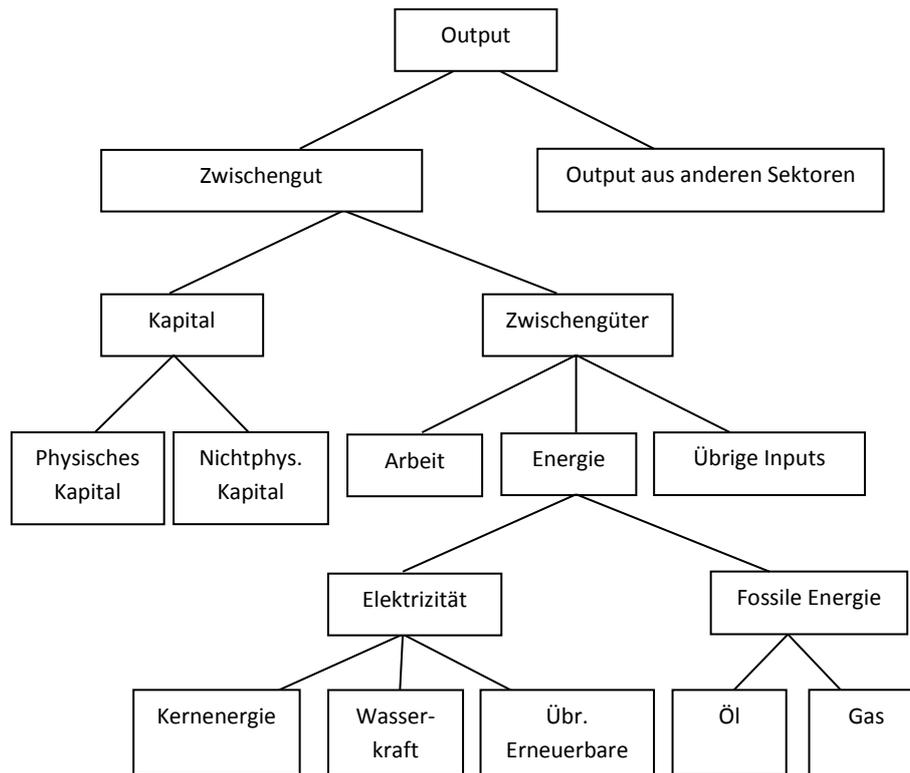


Abbildung 16: Schematische Darstellung der Produktion in einem Sektor (CITE-Modell), [68, 72]

Beim Energiebereich wird im CITE-Modell zwischen Elektrizität einerseits und fossiler Energie für den Wärme- und Verkehrsbereich andererseits unterschieden. Elektrizität ist wiederum unterteilt in Nuklearenergie, Wasserkraft sowie übrige Erneuerbare, fossile Energie in Öl und Gas. Die einzelnen Energieträger sind dabei in analoger Weise zu den Sektoren modelliert, d.h. sie produzieren mit Hilfe der verschiedenen Inputs einen Output, der zur Produktion von Elektrizität bzw. fossiler Energie verwendet wird. Eine erweiterte Modellversion mit einem detaillierteren Energiesektor und einer verfeinerten Erfassung der verschiedenen Technologien ist momentan in Arbeit.

Modellergebnisse

Für die Simulationen wurden zwei Szenarien gerechnet, die in [Abb. 17](#) dargestellt sind. Auf der senkrechten Achse ist dabei die Wirtschaftsleistung abgetragen, die für das Jahr 2010 auf 1 indiziert wurde. Im ersten Fall, vgl. Pfad A in [Abb. 17](#), wird unterstellt, dass die CO₂-Emissionen bis 2050 um 65% reduziert werden. Als politisches Instrument dient eine Abgabe auf die Verwendung von fossiler Energie. Der Ertrag dieser Abgabe wird an die Haushalte zurückverteilt. Die Preise und Outputs folgen dabei einem entsprechend kalibrierten einheitlichen Referenzpfad. Dadurch resultiert ein Wachstum von rund 1.29% pro Jahr. Als zweiter Fall, vgl. Pfad B in [Abb. 16](#), wird ein Szenario „Klimapolitik + Atomausstieg“ gerechnet. Die Klimaziele bleiben dabei unverändert, zusätzlich wird aber der etappenweise Ausstieg aus der Kernenergie vorgegeben. Daraus resultiert eine leichte Reduktion des jährlichen Wachstums der gesamten Ökonomie von 1.29% auf rund 1.24%. Das Einkommensniveau des Pfads A von 2050 wird mit Pfad B, d.h. bei einem Atomausstieg, mit ca. einem Jahr Verzögerung erreicht. Der Ausstieg aus der Kernenergie führt über erhöhte Energiepreise zu veränderten Investitionsanreizen. Die unterschiedlich intensive Kapitalbildung in den einzelnen

Sektoren der Wirtschaft ist der Grund für die divergierenden Wachstumsraten auf Branchenebene. Auf dem Pfad B ergibt sich damit ein Strukturwandel, vgl. [Abb. 18](#). Diejenigen Sektoren, in denen überdurchschnittlich intensiv Innovationen getätigt werden, wachsen dabei mit einer höheren Rate als bei Pfad A. Dies betrifft vor allem die Maschinenindustrie (inkl. Elektromaschinen).

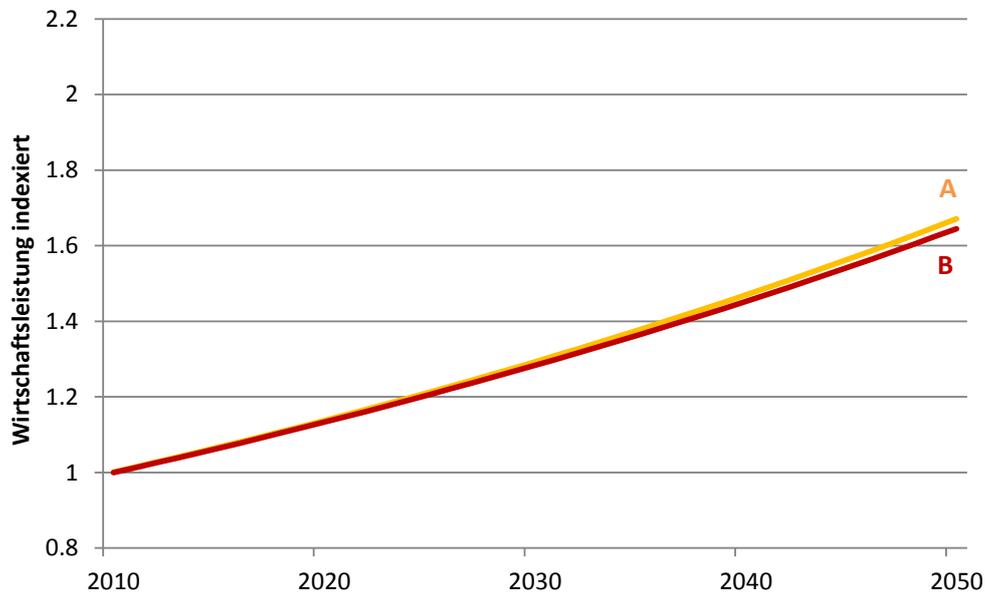


Abbildung 17: Vergleich von zwei Konsumpfaden 2010-2050; Pfad A mit Klimapolitik (obere Kurve in orange), Pfad B mit Klimapolitik und etappenweisem Ausstieg aus der Kernenergie (untere Kurve in rot)

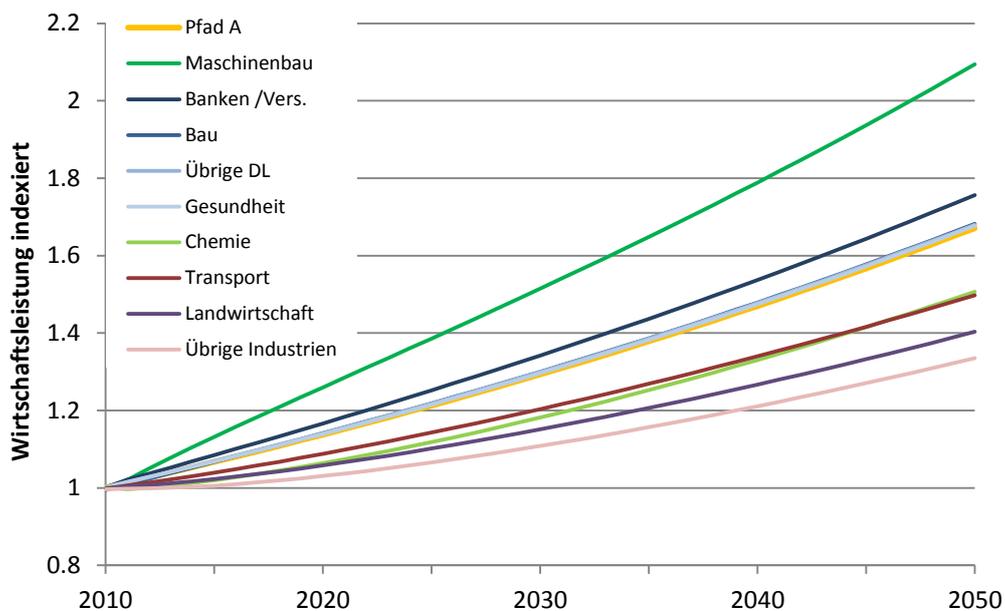


Abbildung 18: Branchenentwicklung mit Klimapolitik und etappenweisem Ausstieg aus der Kernenergie im Vergleich zu Pfad A aus Abb.17

Die für die Einhaltung der Klimaziele erforderliche Verteuerung der fossilen Energien (Pfad A) und der zusätzliche Umstieg von Kernenergie auf neue erneuerbare Energien (Pfad B) führen zu einem graduellen Anstieg der Energiepreise, der unter einer pessimistischen Annahme zur Preiselastizität der Energienachfrage (Wert von - 0.25) bis 2050 50.8% bei Pfad A und 99.6% bei Pfad B ausmacht. Unter einer optimistischeren (und für die lange Frist realistischeren) Annahme (d.h. mit einer Preiselastizität von - 0.50) beträgt der Preisanstieg 25.4% bei Pfad A und 47.8% bei Pfad B. Aufgrund der rückläufigen Energieverbrauchsmengen steigen die Energieausgaben über die Zeit aber selbst für den Pfad B und für die pessimistischen Annahmen zur Preiselastizität nur moderat an. Da zudem die Einkommenszunahme zwischen 2010 und 2050 über 60% beträgt, können die höheren Energieausgaben aus den zusätzlichen Mitteln finanziert werden. Es wird zu keinem Zeitpunkt ein Anstieg der Energiekosten prognostiziert, der nicht aus dem zusätzlichen Einkommen gedeckt werden kann.

Robustheit der Ergebnisse

Es wird unterstellt, dass das Ausland keine dem Inland entsprechende Energiepolitik betreibt, was einer sehr vorsichtigen Annahme entspricht. Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die grundlegenden Ergebnisse für die gesamte Wirtschaft nicht stark auf Politikänderung im Ausland reagieren. In den hier durchgeführten Simulationen wird auch ein konstantes Verhältnis zwischen Preisen im Inland und im Ausland unterstellt. Nimmt man alternativ an, dass die Marktpreise für fossile Energie in der Zukunft ansteigen, sind zwei gegenläufige Effekte zu beobachten. Zum einen muss in der Schweiz bei vorgegebenem Sparziel die fossile Energie weniger stark besteuert werden, was die Reduktion des Konsumwachstums im Vergleich zum ursprünglichen Pfad abschwächt. Gleichzeitig sinkt aber auch der Ertrag aus der CO₂-Abgabe und damit die Transfersumme, die an die Haushalte zurückverteilt werden kann. Das Einkommen der Haushalte wird dadurch also etwas reduziert, was sich negativ auf das Konsumwachstum auswirkt. Sensitivitätsanalysen zeigen, dass der Nettoeffekt auf der Ebene der gesamten Wirtschaft nicht gross ins Gewicht fällt. Für die weiteren Sensitivitätsanalysen wird auf die Originalliteratur verwiesen [68].

5.3 Rahmenbedingungen: Energiepolitik und Rolle des Staates

Aufgrund verschiedener Faktoren genügen Energiemärkte den Anforderungen an vollkommene Märkte in der Regel nicht. Zu nennen sind das natürliche Monopol bei der Verteilung von Strom und Gas (hohe Infrastrukturkosten), negative externe Effekte in der Produktion von Elektrizität und beim Verbrauch von fossilen Brennstoffen, Absprachen und Oligopole auf den Öl- und Gasmärkten, positive externe Effekte und unvollständige Information bei neuen Technologien, das Vorhandensein von öffentlichen Gütern in der Forschung und bei der Bereitstellung der Versorgungssicherheit. Die Effizienz der Energiemärkte kann mit verschiedenen staatlichen Massnahmen erhöht werden. Dazu müssen geeignete energiepolitische Instrumente definiert und umgesetzt werden. Der Staat ist heute sowohl auf der Angebotsseite, zum Beispiel bei der Regulierung der Produktion und der Verteilung von Strom und Gas, als auch auf der Nachfrageseite, zum Beispiel mit Subventionen für energiesparende Renovierungen oder beim Kauf energieeffizienter Geräte, aktiv beteiligt. Um eine nachhaltige Energieversorgung zu erreichen ist es vordringlich, eine Reform der Energiepolitik einzuführen. In den technischen und ökonomischen Berechnungen wurde generell angenommen, dass die Energiepolitik neu ausgerichtet wird. Ein erster wichtiger Punkt ist dabei, dass die künftige Schweizer Energiepolitik weniger stark durch den Föderalismus geprägt sein wird. Im Rahmen der Organisation unseres Bundesstaates gewährt die Bundesverfassung gegenwärtig den einzelnen Kantonen in der Energiepolitik relativ grosse Entscheidungsfreiheit und finanzielle

Verantwortung. Die Dezentralisierung von Kompetenzen und Ausgaben hat zu erheblichen interkantonalen Unterschieden im Hinblick auf rechtliche Bestimmungen und auf das Verhalten beim Energieverbrauch geführt. In dieser Arbeit nehmen wir an, dass eine koordinierte Energiepolitik implementiert wird, d.h. eine wichtige Rolle des Bundes in der Energiepolitik und eine optimale Verteilung der Aufgaben zwischen Bund, Kantonen, Gemeinden und Energieversorger gewährleistet ist.

Eine weitere wichtige Rahmenbedingung betrifft die Preissetzung. Damit Märkte effiziente Ergebnisse liefern und Konsumenten sowie Investoren die richtigen Entscheidungen treffen können, müssen die Marktpreise die tatsächlichen gesellschaftlichen Kosten spiegeln. Im Energiesektor bedeutet Kostenwahrheit, dass die Energiepreise die privaten als auch soziale Kosten der Energienutzung beinhalten, einschliesslich Umwelt- und Gesundheitskosten. In unserer Arbeit wird angenommen, dass das Prinzip der Kostenwahrheit als Richtschnur für die Einführung von Massnahmen wie Lenkungsabgaben oder eine ökologische Steuerreform dient. Schliesslich ist zu beachten, dass Faktoren wie fehlende Informationen der Marktteilnehmer, Transaktionskosten, Markthemmnisse, oder Barrieren beim Zugang zu den Kapitalmärkten die Entwicklung und Diffusion von energieeffizienten Technologien bremsen. In die gleiche Richtung führt die geringe Bedeutung, welche Konsumenten und Firmen energetischen Fragestellungen oft immer noch beimessen. In der vorliegenden Arbeit wird angenommen, dass solche Barrieren durch geeignete energiepolitische Massnahmen sukzessive vermindert werden. Zudem wird angenommen, dass der Ausbau der Netze und der Bau neuer (erneuerbarer) Energieerzeugungskapazität nicht durch institutionelle Barrieren gehemmt werden.

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die zur Eindämmung des Klimawandels erforderliche Entkarbonisierung des Energiesystems ist, wenn auch nicht die einzige, so doch die grösste Herausforderung für die Energie- und Klimapolitik. Dazu ist nebst der Effizienzerhöhung in allen Energiesektoren die zunehmende Substitution fossiler Energien für die Heizung und für die Kurzstreckenmobilität durch erneuerbare Energieträger und Elektrizität aus CO₂-armen Quellen erforderlich. Der von der Schweizer Politik beschlossene gestaffelte Ausstieg aus der Kernenergie macht zunächst die Erreichung der nationalen Klimaziele nicht einfacher, eröffnet aber die Möglichkeit, das Energiesystem der Zukunft gesamthaft nachhaltiger zu gestalten.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass insbesondere durch den anvisierten langen Zeithorizont von mehreren Jahrzehnten diese Transformation des Energiesystems im Grundsatz technologisch machbar und wirtschaftlich verkraftbar ist. Die skizzierten Pfade ergeben für das Jahr 2050 im Vergleich zu 2010 eine Reduktion des Schweizer CO₂-Ausstosses um etwa 65% und eine Erhöhung des Anteils der Elektrizität an der gesamten Endenergie von 24% auf 38-46%. Insbesondere für die Elektrizität liegt die Nachfrage im Jahr 2050 voraussichtlich zwischen 66 TWh (Szenario „Niedrig“) und 92 TWh (Szenario „Hoch“). Am Beispiel eines ehrgeizig-realistischen Wertes der Stromnachfrage von 79 TWh/a (Szenario „Mittel“) wurden Optionen für ein geeignetes Angebotsportfolio erarbeitet. Obwohl die Bandbreite des Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten gross ist, sieht eine plausible Zusammensetzung der Stromerzeugung folgendermassen aus: knapp 50% Wasserkraft, 15-20% Photovoltaik, 6-10% Biomasse, 0-10% Geothermie und 3-5% Wind, sowie Import und/oder Gaskraftwerken (mit CO₂-Abtrennung oder Kompensation) von 0-20%. Der wesentliche Ausbau der neuen erneuerbaren Energien ist nicht zuletzt durch die besondere Situation in der Schweiz mit ihren Speicherseen und Pumpspeicherkraftwerken möglich. Nach 2030 ist es wahrscheinlich, dass die dezentrale Erzeugung und Nutzung von Strom durch die zunehmende Wettbewerbsfähigkeit von Batterien die Integration grösserer Mengen fluktuierender Sonnenenergie erleichtert, womit der Aufwand für den Netzausbau in Grenzen gehalten wird.

Die Entkarbonisierung kombiniert mit der überwiegend auf erneuerbaren Energien basierten Stromerzeugung führt zu einer markanten Reduktion der Energieabhängigkeit der Schweiz. Die importierte Energiemenge sinkt zwischen 2010 und 2050 um etwa 65%, was einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Landes leistet.

Interessant ist auch die Einschätzung der Entwicklung der Stromgestehungskosten. Diese weisen voraussichtlich eine Erhöhung zwischen 2010 und 2050 von 0-30% auf, die in qualitativer Übereinstimmung mit den Aussagen des makroökonomischen Modells für die durchschnittlichen gesamten Energiepreise ist. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass gemäss diesem makroökonomischen Modell das Einkommenswachstum für ein mittleres Szenario in den nächsten 40 Jahren etwa 65% beträgt. Dieser Zuwachs wird beim Ausstieg aus der Kernenergie nur etwa 1 Jahr später als ohne Ausstieg erreicht. Dabei weisen alle Wirtschaftssektoren ein Wachstum auf, allerdings, bedingt durch die angestrebte Energiewende, in unterschiedlichem Ausmass.

Selbstverständlich sind technologische und Wirtschaftlichkeitsrechnungen für solch lange Zeitperioden mit grösseren Unsicherheiten behaftet. Sensitivitätsrechnungen haben aber den Nachweis erbracht, dass die Kernaussagen robust und verlässlich sind.

Die Transformation des Energiesystems in Richtung Nachhaltigkeit bis etwa Mitte des Jahrhunderts wird aber kein Selbstläufer sein. Der Erfolg bedarf nebst forschungsinduzierter Technologieverbesserungen auch energiepolitischer, marktwirtschaftlich orientierter Massnahmen, die auf Kostenwahrheit unter Einbezug aller Externalitäten beruhen. Diese Massnahmen müssen überdies langfristig angelegt und im föderalistischen Staat gut koordiniert sein, so dass verlässliche Rahmenbedingungen für alle Akteure entstehen. Nicht zuletzt ist die Gesellschaft als Ganzes gefordert, absehbare Nutzungs- und Zielkonflikte in Zukunft mit Augenmass und Umsicht anzugehen, um Lösungen im Konsens zu erarbeiten.

Quellenverzeichnis

1. IPCC Climate Report 2007
2. Roadmap 2050, Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe , Vol. 1, Technical and Economic Analysis, www.roadmap2050.eu
3. Energy Technology Perspectives, Scenario and Strategies to 2050, IEA, 2010
4. M. Meinshausen et.al.: Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C, Nature (Letters), Vol. 458, 2009, pp.1158-1162
5. M.R. Allen et. al.: Warming caused by cumulative carbon emissions towards the trillionth tonne, Nature (Letters), Vol. 458, 2009, pp. 1163-1166
6. World Energy Outlook, IEA, 2010
7. Energiestrategie ETH Zürich, Energy Science Center, www.esc.ethz.ch, 2008
8. Energieperspektiven 2035, BFE, 2007
9. Energie-Strategie 2050, Energie Dialog Schweiz 2009
10. Solving the energy Puzzle through Innovation, Energy Vision, Update 2008, world Economic Forum with Cambridge Energy Research Associates, 2008.
11. F. Barmettler et.al.: Cleantech Energiestrategie, Juni 2011, www.Swisscleantech.ch
12. Positionspapier des VSE zur laufenden energiepolitischen Debatte, http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_Position-Energiepolitik_22-07-2011_01.pdf
13. Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Bundesamt für Energie, Mai 2011
14. Kassensturz für den Weltklimavertrag – Der Budgetansatz, wiss. Sondergutachten, wiss. Beirat der Bundesregierung – Globale Umweltveränderungen (WBGU), Berlin 2009
15. Transformation der Energiesysteme, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Veränderungen, 2011, www.wbgu.de
16. Ein Gesellschaftsvertrag für die Transformation, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Veränderungen, 2011, www.wbgu.de
17. Denkschrift Energie, Akademien der Wissenschaften Schweiz, www.akademien-schweiz.ch, 2007
18. Erneuerbare Energien: Herausforderungen auf dem Weg zur Vollversorgung, SATW Schrift Nr. 42, 2011
19. Road Map erneuerbare Energien Schweiz – SATW Schrift Nr. 40, 2008
20. Leibundgut, Hansjürg. ViaGialla. Wegbeschreibung für Gebäude in eine nachhaltige Energie-Zukunft Hansjürg Leibundgut. ETH, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Institut für Hochbautechnik, 2007.
21. Roads towards a low-carbon future: McKinsey & Company, www.mckinsey.com, March 2009
22. Gesamtenergiestatistik der Schweiz 2009, Bundesamt für Energie (BFE)
23. Schweizer Elektrizitätsstatistik 2009, BFE
24. Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2010-2060, BFS, 2010
25. Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2006 nach Verwendungszwecken, BFE Bericht, 2008
26. Perspektiven des schweizerischen Personenverkehrs bis 2030, Bundesamt für Raumentwicklung, 2006
27. Automobilwirtschaft und Strassenwesen im Jahr 2010, Verband des Strassenverkehrs 2011
28. Mobilität und Verkehr, Taschenstatistik 2010, Bundesamt für Statistik (CH)
29. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2010, Bundesamt für Energie, www.bfe.admin.ch
30. Bundesamt für Energie, BFE (2005 bis 2011). Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2004 bis 2010, Bern/Ittigen.

31. Meteororm Version 6.1.0. (verfügbare Sonnenenergie in der Schweiz)
32. Bundesamt für Energie, BFE (2011b). Stand der Wasserkraftnutzung in der Schweiz am 1. Januar 2011, Bern/Ittigen.
33. Bosetti, V., Carraro, C., Galeotti, M., 2006. The dynamics of carbon and energy intensity in a model of endogenous technical change. *The Energy Journal*, Endogenous Technological Change and the Economics of Atmospheric Stabilisation, 191–206.
34. Hansjürg Leibundgut: *Low Ex Building Design*, Vdf Verlag, 2011
35. Laufer, Fred; Grötzinger, Stephan; Peter, Marco; Schmutz, Alain 2004. Ausbaupotential der Wasserkraft. Bern: Bundesamt für Energie BFE, S. 5.
36. Bundesamt für Energie, BFE (2011c). Energieperspektiven 2050. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung unter neuen Rahmenbedingungen, Bern/Ittigen.
37. Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV, 2011). Faktenblatt zum Ausbaupotenzial Wasserkraft Schweiz, Baden.
38. Anderer, P.; Dumont, U.; Heimerl, S.; Ruprecht, A. und Wolf-Schumann, U. (2010). Das Wasserkraftpotenzial in Deutschland. *Wasserwirtschaft* 100(9): 12-16.
39. Pfammatter, R.; Biasiutti, G.; Aeberhard, J. und Stettler, A. (2011). Wasserkraft – das Rückgrat der Schweizerischen Stromversorgung. *Wasser, Energie, Luft* 103(2): 89-100.
40. Schweizerische Gesellschaft für Hydrologie und Limnologie (SGHL) und Hydrologische Kommission (CHy) (Hrsg., 2011). Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung – Synthesebericht. Beiträge zur Hydrologie der Schweiz, Nr. 38, 28 S., Bern.
41. Swiss Climate Change Scenarios CH 2011, ISBN 978-3-033-03066-7
42. B. Steubing et. al.: Bioenergy in Switzerland: Assessing the domestic sustainable biomass potential, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, 2010, pp. 2256-2265
43. Effizientere Nutzung von fossilen Brennstoffen und Reduktion des CO₂-Emissionen bei der Erzeugung von Raumwärme und Elektrizität in der Schweiz, Bundesamt für Energie, Bern, November 2008
44. J. Klimstra and M. Hotakainen: *Smart Power Generation*, Avain Publishers, Helsinki 2011
45. VGB-Artikel „Pumped storage plants – Status and Perspectives“, Peter Vennemann, Karl Heinz Gruber, Jon Ulrik Haaheim, Andreas Kunch, Hans-Peter Sistenich and Hans-Rudolph Thöni, *VGB PowerTech* 4/2011.
46. European Energy Exchange (EEX), <http://www.transparency.eex.com/de> , 2011.
47. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45919/>, 2011.
48. ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/>, 2011.
49. Marcus Hildmann, Andreas Ulbig and Göran Andersson, Electricity Grid In-feed from Renewable Sources: A Risk for Pumped-Storage Hydro Plants?, *European Energy Markets (EEM) 2011*, Zagreb, Croatia, http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/EEM11_Hildmann_et_al.pdf, May 2011.
50. Greenpeace, Battle of the Grids, <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/Battle-of-the-grids/>, 2011.
51. Piepenbrink et. al.: Solarstrom für 24 Stunden, *Energy 2.0*, www.energy20.net/PDF/E20511450, April 2011
52. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants
53. “The costs of CO₂ capture, transport and storage – Post-demonstration CCS in the EU”, July 15th, 2011
www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/165-zep-cost-report-summary.html

54. O. Edenhofer et.al. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Summary for Policy Makers in: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Cambridge University Press, 2011
55. CEPE Daten; Master Thesis Johannes Manser (ETH Zürich) und Rücksprache mit Nicolas Crettenand (EPFL)
56. Ströbele, W.; Pfaffenberger, W.; Heuterkes, M. 2010. Energiewirtschaft. München: Oldenburg, S. 240
57. IEA 2003. Renewables for Power Generation: Status & Prospects. Paris: OECD/International Energy Agency (IEA), S. 19. 96.
58. Energy Information Administration 2010, Annual Energy Outlook 2011. Washington: DOE/EIA.
59. IEA/NEA, Projected Costs of Generating Electricity 2010, Paris, 2010
60. IEA, Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge, Paris, 2011
61. Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität? Paul Scherrer Institut, Energiespiegel Nr. 20, Juni 2010
62. S. Hirschberg et.al.: Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen-Potentiale und Kosten, Bericht 05-04, Paul Scherrer Institut, http://gabe.web.psi.ch/pdfs/PSI_Report/PSI-Bericht_05-04sc.pdf
63. Technology and Economics of Photovoltaics in Switzerland, Swiss Laser Net 2011, <http://www.swisslaser.net/workshops.html?423>
64. Investigation into the Scope for the Transport Sector to Switch to Electric Vehicles and Plugin Hybrid Vehicles, Department for Business Enterprise and Regulatory Reform: Department for Transport, 2008, <http://www.bis.gov.uk/files/file48653.pdf>
65. A. Dinger et. al.: Batteries for Electric Cars. Challenges, Opportunities, and the Outlook to 2020, The Boston Consulting Group, <http://www.bcg.com/documents/file36615.pdf>
66. P. Sankey et. al.: The End of the Oil Age. 2011 and beyond: a reality check, Deutsche Bank, 2010, <http://bioage.typepad.com/files/1223fm-05.pdf>
67. M. Filippini, J. Wild: Regional Differences in Electricity Distribution Costs and their Consequences for Yardstick Regulation of Access Prices, Energy Economics 23, 2001, pp 477-488
68. Bretschger, Lucas, Roger Ramer and Florentine Schwark, 2011. Growth effects of carbon policies: Applying a fully dynamic CGE model with heterogeneous capital, Resource and Energy Economics, 33 (4): 963-980.
69. Bretschger, Lucas, Roger Ramer and Florentine Schwark, 2010. Impact of energy conservation policy measures on innovation, investment and long-term development of the Swiss economy; Results from the Computable Induced Technical Change and Energy (CITE) model, Final report prepared for the Swiss Federal Office of Energy, Bern.
70. Ecoplan, 2007. Die Energieperspektiven 2035 - Band 3. Volkswirtschaftliche Auswirkungen. Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang ueber die externen Kosten des Energiesektors. Bern.
71. Heggedal, T.R., Jacobsen, K., 2011. Timing of innovation policies when carbon emissions are restricted: an applied general equilibrium analysis. Resource and Energy Economics 33 (4), 913–937.
72. Nathani, C., Wickart, M., van Nieuwkoop, R., 2008. Revision der IOT 2001 und Schaetzung einer IOT 2005 fuer die Schweiz, Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zuerich; Ecoplan, Forschung und Beratung in Wirtschaft und Politik; Ruetter+Partner, Soziooekonomische Forschung+Beratung, Rueschlikon/Bern/Zuerich.
73. A. Grubler, The cost of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing. Energy Policy 38 (2010), pp 5174-5188.

Informationen zu den Autoren

Göran Andersson, Prof. Dr.

ETH Zürich, Departement für Informationstechnologie und Elektrotechnik
Institut für elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik

Konstantinos Boulouchos, Prof. Dr.

ETH Zürich, Departement Maschinenbau und Verfahrenstechnik
Institut für Energietechnik

Lucas Bretschger, Prof. Dr.

ETH Zürich, Departement Management, Technologie und Ökonomie
Professur für Ökonomie/Ressourcenökonomie

Robert Boes, Prof. Dr.

ETH Zürich, Departement Bau, Umwelt und Geomatik
Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie

Fabian Brütsch

ETH Zürich, Energy Science Center

Massimo Filippini, Prof. Dr.

ETH Zürich und Università della Svizzera Italiana
Professur für Energieökonomie und Ökonomie des öffentlichen Sektors

Hansjürg Leibundgut, Prof. Dr.

ETH Zürich, Departement Architektur
Professur für Gebäudetechnik

Marco Mazzotti, Prof. Dr.

ETH Zürich, Departement Maschinenbau und Verfahrenstechnik
Institut für Verfahrenstechnik

Fabrizio Noembrini, Dr.

ETH Zürich, Energy Science Center
Institut für Energietechnik

Roger Ramer

ETH Zürich, Departement Management, Technologie und Ökonomie
Professur für Ökonomie/Ressourcenökonomie

Andreas Ulbig

ETH Zürich, Departement für Informationstechnologie und Elektrotechnik
Institut für elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik

ETH Zürich

Rämistrasse 101
CH-8092 Zürich

Tel. +41 (0)44 632 11 11

info@ethz.ch