



Die Energiestrategie des Bundesrates: Auswirkungen auf Energiemix, Versorgung- sicherheit und Energiekosten der Wirtschaft

Basel, 16. April 2012

Zusammenfassung

Im *Energiemix* der Schweiz wird in den nächsten Jahrzehnten das Gas an Bedeutung gewinnen. Das gilt vor allem, wenn zukünftig Nettostromimporte vermieden werden sollen. Denn dann wird – gemäss der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates – der Ausstieg aus der Kernenergie den Einstieg in die fossile Stromproduktion erfordern. In welchem Ausmass hängt ganz entscheidend von der Nachfrageentwicklung und der Zubaustrategie für Stromkraftwerke ab. Bei fossiler Stromproduktion in der Schweiz ist in den Szenarien der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates eine Verdreifachung der notwendigen Gasimporte möglich. Diese Szenarien unterstellen aber eine Reduktion der Energienachfrage. Wächst die Energienachfrage aufgrund des Wirtschafts- und des Bevölkerungswachstums jedoch moderat weiter, sind bis zum Jahr 2050 auch die fünf- bis siebenfachen Gasimporte im Vergleich zu heute denkbar. Die Abhängigkeit vom Gas würde weniger stark steigen, wenn auf Stromimporte oder doch noch auf neue Kernkraftwerke gesetzt würde.

Der stark steigende Importbedarf an Gas kann die *Versorgungssicherheit* langfristig reduzieren oder gar gefährden. Die globalen Trends zeigen einen zunehmenden Verbrauch von Gas und Öl, vor allem aber wird Gas auch für die globale Energieversorgung an Bedeutung gewinnen. Der „Wettlauf“ um die Rohstoffe wird daher insbesondere beim Gas weiter intensiviert. Die grossen Gasvorkommen sind auf wenige Länder konzentriert, die meist als politisch wenig stabil eingeschätzt werden. Hinzu kommt, dass die Lagerungsmöglichkeiten für die Schweiz schlechter als bei anderen Energieträgern sind und dass auch der Transportweg beim Gas für die Versorgungssicherheit problematisch werden könnte, weil Gas fast ausschliesslich durch Pipelines – die durch eine hohe Anzahl Länder führen – gepumpt wird. Relativierend steht diesen Entwicklungen die hohe Menge an bekannten Reserven und Ressourcen gegenüber.

Die *Energiekosten der Wirtschaft* werden in Zukunft steigen. In welchem Ausmass hängt entscheidend von den noch nicht absehbaren Entwicklungen ab. Die für zwei Szenarien der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates durchgeführten Berechnungen lassen erwarten, dass sich die Energiekosten für Unternehmen bis zum Jahr 2050 in etwa verdoppeln. Die Alternativszenarien verdeutlichen, dass auch eine Verdreifachung der realen Energiekosten möglich ist. Bei stärkeren Preissteigerungen wie prognostiziert – wie sie im Übrigen in den letzten Jahren beobachtet wurden – würden noch höhere Energiekosten resultieren. Die ökonomischen Auswirkungen der Steigerung der Produktionskosten auf die Unternehmen sind von der Wichtigkeit der Energie für deren Produktionsprozess oder deren Dienstleistung abhängig. Die Bedeutung der Energie und auch der verschiedenen Energieträger ist von Branche zu Branche, in einem noch grösseren Ausmass von Unternehmen zu Unternehmen unterschiedlich. Steigende Energiepreise werden für energieintensive Unternehmen vor allem dann existenzbedrohend, wenn diese in einem globalen Wettbewerb stehen und die Energiepreise aufgrund nationaler politischer Massnahmen (und nicht auf-

grund der Entwicklungen auf dem Weltmarkt) steigen. Insbesondere eine Energielenkungsabgabe wird energieintensive Unternehmen im Vergleich zur ausländischen Konkurrenz schwächen.

Autoren:

Lukas Mohler, Dr. rer. pol.

Geschäftsführer des Instituts für Wirtschaftsstudien Basel
lukas.mohler@iwsb.ch

Patrick Koch, Dr. rer. pol.

Senior Economist des Instituts für Wirtschaftsstudien Basel
patrick.koch@iwsb.ch

Sebastian Deininger, B.Sc. (Economics)

Economist des Instituts für Wirtschaftsstudien Basel
sebastian.deininger@iwsb.ch

IWSB - Institut für Wirtschaftsstudien Basel AG
Steinenvorstadt 79
CH - 4051 Basel
www.iwsb.ch

Dieses Gutachten wurde im Auftrag von economiesuisse erstellt.

La stratégie énergétique du Conseil fédéral : ses effets sur le mix énergétique, sur la sécurité d’approvisionnement et sur ses coûts pour l’économie

Bâle, le 16 avril 2012

Résumé

Le gaz naturel prendra une importance accrue dans le mix énergétique de la Suisse au cours des prochaines décennies. Cela sera particulièrement le cas si l’on entend éviter à l’avenir des importations massives d’électricité. Car la sortie du nucléaire, conformément aux documents fournis par le Conseil fédéral, se traduira par un passage à une production de courant basée sur l’énergie fossile. L’ampleur de cette substitution dépendra essentiellement de l’évolution de la demande et de la stratégie choisie en matière de construction de nouvelles centrales. Le recours à une production fossile locale, selon le scénario de base du Conseil fédéral, nécessitera un triplement des importations de gaz naturel. Ces scénarios prévoient toutefois une diminution de la consommation d’électricité. Or une croissance mesurée de la demande d’énergie pour des raisons économiques ou démographiques pourrait multiplier par cinq à sept la quantité de gaz importée d’ici à 2050. Un recours aux importations de courant ou, malgré tout, à de nouvelles centrales nucléaires permettrait de limiter cette dépendance massive au gaz naturel.

A long terme, cette forte croissance des besoins en gaz est de nature à affaiblir, voire à mettre en péril la sécurité d’approvisionnement. A l’échelle mondiale, la tendance va dans la direction d’une consommation accrue de gaz et de produits pétroliers, mais c’est surtout le gaz qui devrait gagner en importance dans l’approvisionnement mondial en énergie. C’est dire si la compétition pour se procurer les combustibles sur les marchés mondiaux va gagner en intensité. Les grands gisements de gaz naturel sont concentrés dans un petit nombre de pays qui, pour la majorité d’entre eux, sont considérés comme politiquement instables. A quoi s’ajoute le fait que les possibilités de stockage gazier sont en Suisse moins favorables que pour d’autres sources d’énergie. De plus, les conditions de transport pourraient elles aussi hypothéquer la sécurité d’approvisionnement dans la mesure où la quasi-totalité du gaz est amenée par des pipelines qui traversent de nombreux pays. Cette situation peut être toutefois tempérée par l’existence de grandes quantités de réserves et ressources identifiées.

Les coûts de l’énergie pour l’économie sont appelés à croître. Cette hausse dépendra de manière décisive de développements qui restent imprévisibles. Il ressort de calculs effectués sur la base de deux scénarios de base du Conseil fédéral que les coûts énergétiques pour les entreprises pourraient plus ou moins doubler à l’horizon 2050. Les

autres scénarios évoquent l'éventualité d'un triplement des coûts réels. Ces derniers seraient encore plus élevés si les niveaux des prix moyens de l'énergie, comme on a pu l'observer au cours des dernières années, devait continuer de croître. L'impact de ces hausses prévisibles sur les coûts de production des entreprises dépendra du poids relatif de l'énergie dans leurs processus de fabrication ou de services. L'importance de l'énergie et de ses différentes sources varie fortement d'une branche, respectivement d'une entreprise à l'autre. Les hausses de coûts peuvent poser des problèmes de survie aux entreprises qui ont besoin de beaucoup d'énergie lorsque celles-ci sont soumises à une concurrence globale et que les prix de l'énergie se fondent sur des mesures de politique intérieure plutôt que sur l'évolution des marchés internationaux. C'est ainsi que la création en Suisse d'une taxe d'incitation énergétique entraînerait un affaiblissement de la compétitivité des entreprises intensive en énergie face à leurs concurrents étrangers.

Auteurs :

Lukas Mohler, Dr. rer. pol.

Directeur de l'Institut für Wirtschaftsstudien Basel
lukas.mohler@iwsb.ch

Patrick Koch, Dr. rer. pol.

Senior Economiste à l'Institut für Wirtschaftsstudien Basel
patrick.koch@iwsb.ch

Sebastian Deininger, B.Sc. (Economics)

Économiste à l'Institut für Wirtschaftsstudien Basel
sebastian.deininger@iwsb.ch

IWSB - Institut für Wirtschaftsstudien Basel SA
Steinenvorstadt 79
CH - 4051 Bâle
www.iwsb.ch

Cette expertise a été réalisée sur mandat d'economiesuisse.

Inhalt

1. Einführung	10
2. Energiemix heute und in Zukunft	11
2.1. Heutiger Energiemix und Importbedarf.....	12
2.2. Entwicklung von Energiemix und Importbedarf bis zum Jahr 2050.....	14
3. Aspekte der Versorgungssicherheit	21
3.1. Globale Trends bei Energieverbrauch und Rohstoffverfügbarkeit.....	21
3.2. Eigenschaften der Energieträger.....	26
3.3. Förderländer, Herkunftsländer und Transportmittel von Gas und Öl.....	27
3.4. Fazit zur Versorgungssicherheit.....	31
4. Energiekosten der Wirtschaft.....	32
4.1. Energiekosten heute	32
4.2. Entwicklung der Energiekosten.....	37
5. Alternativszenarien.....	46
5.1. Energiemix und Importbedarf	49
5.2. Energiekosten der Wirtschaft.....	54
Anhang	56
Quellenverzeichnis.....	60

Abbildungen

Abbildung 1: Schweizer Endenergienachfrage 2009 (in PJ)	13
Abbildung 2: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern im Szenario „weiter wie bisher“ (in PJ)	15
Abbildung 3: Importbedarf 2009 und 2050 im Szenario „weiter wie bisher“ (in PJ)	16
Abbildung 4: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern im Szenario „neue Energiepolitik“ (in PJ)	18
Abbildung 5: Importbedarf 2009 und 2050 im Szenario „neue Energiepolitik“ (in PJ) ..	19
Abbildung 6: Schematischer Vergleich der Energiedichten der Energieträger	27
Abbildung 7: Förder- und Herkunftsländer Schweizer Gasimporte 2007	28
Abbildung 8: Übersicht der Gaspipelines nach Europa	29
Abbildung 9: Förderländer des Schweizer Rohöls und Herkunftsländer von Erdölprodukten	30
Abbildung 10: Bedeutung der Energieträger in Industrie- und Dienstleistungssektor (in PJ)	33
Abbildung 11: Bedeutung der Energieträger in den Industriebranchen und dem Bau (in PJ)	34
Abbildung 12: Bedeutung der Energieträger in den Dienstleistungsbranchen (in PJ)	35
Abbildung 13: Energieverbrauch in den Szenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“ im Vergleich zur Wirtschaftsentwicklung	47
Abbildung 14: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern im Szenario „Wachstum 1“ (in PJ)	49
Abbildung 15: Importbedarf 2009 und 2050 im Szenario „Wachstum 1“ (in PJ)	50
Abbildung 16: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern im Szenario „Wachstum 2“ (in PJ)	51
Abbildung 17: Importbedarf 2009 und 2050 im Szenario „Wachstum 2“ (in PJ)	52

Tabellen

Tabelle 1: Importbedarf in Abhängigkeit der Nachfrageszenarien und der Zubaustrategien (in PJ)	20
Tabelle 2: Potenzial und Fördermengen der globalen Erdgasvorkommen	24
Tabelle 3: Potenzial und Fördermengen der globalen Erdölvorkommen	26
Tabelle 4: Branchenumsatz und Energiekosten in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen.....	36
Tabelle 5: Entwicklung der Energiemengen, Energiepreise und Energieausgaben im Szenario „weiter wie bisher“	40
Tabelle 6: Entwicklung der Energiekosten für die Sektoren Industrie und Dienstleistungen im Szenario „weiter wie bisher“	41
Tabelle 7: Entwicklung der Energiemengen, Energiepreise und Energieausgaben im Szenario „neue Energiepolitik“.....	43
Tabelle 8: Entwicklung der Energiekosten für die Sektoren Industrie und Dienstleistungen im Szenario „neue Energiepolitik“	44
Tabelle 9: Importbedarf in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien und der Zubaustrategien (in PJ)	53
Tabelle 10: Entwicklung der Energiemengen und Energieausgaben in den Szenarien „Wachstum 1“, „Wachstum 2“ und „weiter wie bisher“	54
Tabelle 11: Entwicklung der Energiekosten für die Sektoren Industrie und Dienstleistungen in den Szenarien „Wachstum 1“, „Wachstum 2“ und „weiter wie bisher“	55

Abkürzungsverzeichnis

BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BIP	Bruttoinlandprodukt
CHF	Schweizer Franken
EE	Erneuerbare Energien
EU	Europäische Union
EVID	Endenergieverbrauch Industrie und Dienstleistungen
GuD	Gaskombikraftwerke
HEL	Heizöl Extraleicht
IEA	International Energy Agency
KWh	Kilowattstunde
L	Liter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Mt.	Millionen Tonnen
NOGA	Allgemeine Systematik der Wirtschaftszweige (Nomenclature Générale des Activités économiques)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
PJ	Peta Joule (=1 Billiarde bzw. 10^{15} Joule oder 277,8 Mio. KWh)
Rp	Rappen
TWh	Terawattstunde (=1 Milliarde bzw. 10^9 Kilowattstunden oder 3.6 PJ)
UN	United Nations
WKK	Wärme­kraft­kopplung

1. Einführung

Die zukünftigen Herausforderungen der Energieversorgung (Reduktion der Treibhausgasemissionen und Ausstieg aus der Kernenergie) sollen mit der Energiestrategie 2050 des Bundes bewältigt werden. Die Energiestrategie hat Einfluss auf den Energiemix der Schweiz, die Versorgungssicherheit und die Energiekosten der Wirtschaft. Dieses Gutachten analysiert die Auswirkungen der Energiestrategie in verschiedenen Szenarien.

Hierbei stehen zunächst die Veränderungen im Fokus der Analyse, die sich bis zum Jahr 2050 ergeben würden, sofern die Nachfrageszenarien in den „Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates, Frühjahr 2011“ (BFE, 2011) – nachfolgend als Entscheidungsgrundlage des Bundesrates bezeichnet – eintreffen sollten. In Kapitel 2 wird der zukünftige Energiemix und der Importbedarf der wichtigsten Energieträger für die zwei Szenarien der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates dargestellt. Gegenstand der Analyse in Kapitel 3 sind die globalen Rohstoffvorkommen und Verbrauchsprognosen, die Förderländer, die Transportwege in die Schweiz und die Eigenschaften der Energieträger. Dabei geht es in erster Linie um die Frage, wie diese Rahmenbedingungen die Versorgungssituation in den nächsten Jahrzehnten verändern werden. Kapitel 4 skizziert die Auswirkungen der globalen Preisentwicklungen und der Energiestrategie auf die Wirtschaft. Im Fokus der Fragestellung steht, mit welchen Energiekosten die Unternehmen in Zukunft zu rechnen haben. Die Berechnungen in diesem Kapitel basieren ebenfalls auf den zwei Szenarien der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates. In Kapitel 5 werden der Importbedarf und die Kosten für die Wirtschaft für zwei alternative Szenarien berechnet. Dadurch wird deutlich, dass die Abhängigkeit von energetischen Rohstoffen gravierender und die Kosten für die Wirtschaft höher ausfallen können als dies die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates suggeriert.

2. Energiemix heute und in Zukunft

In diesem Kapitel wird der heutige Energiemix in der Schweiz gezeigt und es wird dargelegt, welche Veränderungen in den nächsten Jahrzehnten beim Schweizer Energiemix in Abhängigkeit verschiedener Szenarien und Strategien eintreten können. Dabei wird der Fokus auf die zu importierenden Energieträger gelegt. Die Analyse in diesem Kapitel findet auf Grundlage der offiziellen Berechnungen des Bundesamtes für Energie – der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates – statt.¹

Die Berechnungen basieren auf der Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates, die mit der vom Bundesrat beschlossenen Energiestrategie korrespondiert. Diese Stromangebotsvariante beruht auf der Annahme, dass die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebszeit (gerechnet wird mit 50 Jahren) nicht durch neue Kernkraftwerke, sondern anderweitig ersetzt werden.² Es wird also ein schrittweiser Ausstieg aus der Kernkraft unterstellt, der 2019 mit der Stilllegung von Beznau I beginnt und 2034 mit der Abschaltung von Leibstadt vervollständigt wird.

Die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates unterscheidet drei Varianten, die auslaufende Kernenergie zu ersetzen (so genannte Zubaustrategien) und zwei Szenarien zur Energienachfrage.

Zubaustrategien Stromkraftwerke

Die durch die Reduktion des Stromangebots entstehende Deckungslücke³ kann gemäss Entscheidungsgrundlage des Bundesrates mit den folgenden Strategien geschlossen werden:

- (a) zentrale fossile Kraftwerke (Gaskombikraftwerke) in Verbindung mit erneuerbaren Energieträgern (Zubaustrategie „fossil-zentral und EE“),
- (b) dezentrale Kraftwerke (Wärmeerkopplung) in Verbindung mit Erneuerbaren (Zubaustrategie „fossil-dezentral und EE“) oder
- (c) ausschliesslich erneuerbare Energieträger (Zubaustrategie „Erneuerbare Energien“).

¹ Vgl. BFE (2011).

² Die Stromangebotsvariante 1 sieht die „Weiterführung des bisherigen Strommix mit allfälligem vorzeitigem Ersatz der ältesten drei Kernkraftwerke im Sinne höchstmöglicher Sicherheit“ vor. Hier wird davon ausgegangen, dass die Strompolitik der vergangenen Jahrzehnte konsistent weitergeführt wird, was auch die Annahme miteinschliesst, dass den erforderlichen Zu- und Neubauten (Ersatz der vom Netz gehenden Kraftwerke, steigende Nachfrage) nichts im Wege steht. Die Stromangebotsvariante 3 bildet einen vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie ab. Konkret wird eine Verkürzung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke auf 40 Jahre unterstellt.

³ Unter dem Begriff Deckungslücke ist die – auf das gesamte Jahr bezogen – ungenügende Inlandsproduktion im Vergleich zur Inlandsnachfrage zu verstehen.

Eine politische Entscheidung, welche Zubaustrategie umgesetzt werden soll, hat einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf den zukünftigen Energiemix und die notwendigen Importe von Primärenergieträgern. Daher werden die Auswirkungen dieser Zubaustrategien auf den Energiemix unterschieden.

Szenarien der Energienachfrage

Ebenfalls zu differenzieren sind die Szenarien zur Nachfrageentwicklung, da das notwendige Energieangebot, der Energiemix und damit auch der Energieimport entscheidend von der Entwicklung der Energienachfrage abhängen. Die Entscheidungsgrundlage kennt die zwei Szenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“.

Im Szenario „weiter wie bisher“ erfolgt die Abschätzung der Entwicklung der Stromnachfrage unter der Annahme, dass die Energiepolitik der jüngeren Vergangenheit in den kommenden Jahrzehnten konsistent weitergeführt wird. Es werden Massnahmen und Instrumente unterstellt, die bereits beschlossen oder in Kraft gesetzt wurden. So wird z.B. die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) bis 2050 Bestand haben. Selbiges gilt für das Programm EnergieSchweiz, die leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe und weitere Instrumente. Ausserdem wird unterstellt, dass die SIA-Normen für Gebäude im Neubaubereich alle 10 Jahre um 10% verschärft werden.⁴

Das zweite Szenario „neue Energiepolitik“ beschreibt einen „tiefgreifenden energiepolitischen Paradigmenwechsel“. Die Energiepolitik wird darauf ausgerichtet, dass die Schweiz „bis im Jahre 2035 auf den 2'000-Watt-Pfad“ gebracht wird. Entsprechend der ambitionierten Zielsetzung erfordert das Szenario Instrumente mit „hoher Eingriffstiefe“.⁵ Das zentrale Instrument zur Erreichung dieses Ziels ist eine „Energienkungsabgabe ab 2011, die, wo sinnvoll, durch Ordnungsrecht und Förderinstrumente flankiert wird.“

2.1. Heutiger Energiemix und Importbedarf

Energiemix

Der heutige Energiemix zeichnet sich durch eine grosse Bedeutung der fossilen Energieträger, insbesondere des Erdöls, aus. Die *Endenergienachfrage* von Erdölprodukten wird in Abbildung 1 differenziert nach Heizölprodukten (183 PJ), Benzin (140 PJ), Diesel (95 PJ) und Flugtreibstoffe (2 PJ) ausgewiesen.⁶ Der Anteil von Erdölprodukten an der gesamten Endenergienachfrage liegt bei über 50%. Auch das Erdgas ist wichtiger Bestandteil der schweizerischen Energieversorgung. Im Jahr 2009 wurden inkl. Erdgas als

⁴ Die konkreten Massnahmen sind in BFE (2011), S. 12, erläutert.

⁵ Vgl. BFE (2011), S.47

⁶ Die Daten entstammen BFE (2011), Tabelle 7 (S.13) bzw. Tabelle 45 (S.50).

Treibstoff insgesamt 100 PJ, sowie 6 PJ sonstige Gase in der Schweiz abgesetzt. Kohle lieferte 7 PJ und Holz 35 PJ Energie. Der Elektrizitätsverbrauch lag in 2009 bei 207 PJ. Sonstige Energieträger wie beispielsweise Fernwärme oder Abfälle wurden insgesamt im Umfang von 39 PJ verwendet.

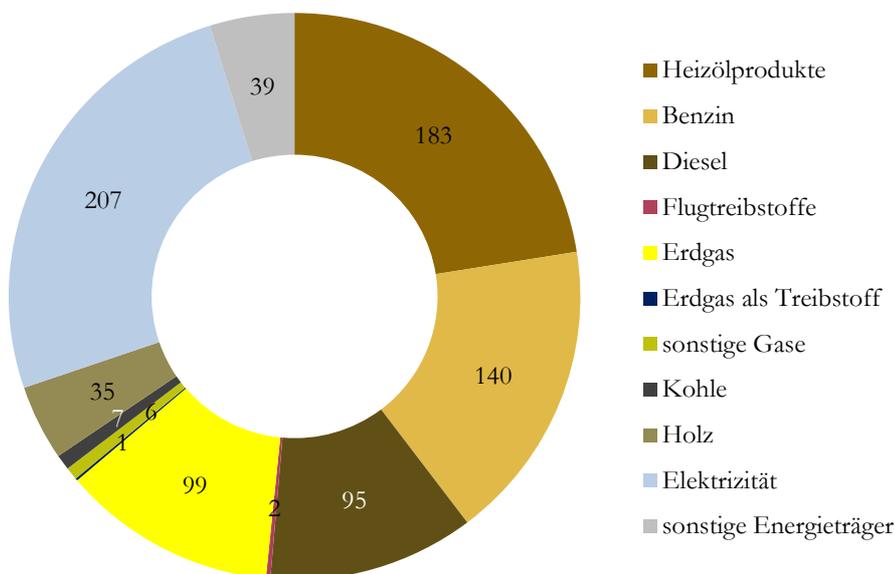


Abbildung 1: Schweizer Endenergienachfrage 2009 (in PJ)

Datenquelle: BFE (2011)
Anmerkung: 1 PJ entspricht 277,8 Mio. kWh

Importbedarf

Im Jahr 2009 bestand ein Importbedarf von 521 PJ Rohöl und Erdölprodukten (davon 283 PJ zur Verwendung als Brennstoff und 238 PJ zur Verwendung als Treibstoff), 113 PJ Gas, 6 PJ Kohle und 285 PJ Kernbrennstoffe.⁷ Der Importbedarf unterscheidet sich von der Endenergienachfrage und kann deswegen nur indirekt verglichen werden. Er liegt aus diversen Gründen höher als die Endenergienachfrage nach den Primär- bzw. Sekundärenergieträgern.

So liegt beispielsweise der Importbedarf beim Erdöl wegen des nichtenergetischen Verbrauchs und aufgrund des Eigenverbrauchs des Energiesektors über der in Abbildung 1

⁷ Die Daten entstammen BFE (2010). Der genannte Importbedarf entspricht dem Bruttoverbrauch und nicht dem tatsächlichen Import im Jahr 2009 (allfällige Lagerveränderungen sind für die Aussagen in dieser Studie nicht relevant). Die Aufteilung des Erdöls auf Treib- und Brennstoffe erfolgt approximativ entsprechend der in BAFU (2011) ausgewiesenen Treibhausgasemissionen.

genannten Endenergienachfrage.⁸ Bei den Kernbrennstoffen entstehen bei der Umwandlung in Elektrizität wegen geringer Wirkungsgrade hohe Verluste und damit Differenzen zwischen Importbedarf an Kernbrennstoffen und Endenergienachfrage nach Elektrizität (die aus den Kernbrennstoffen gewonnene Elektrizität lag mit 94 PJ nur bei ca. einem Drittel des Energiegehalts des importierten Kernbrennstoffs).⁹ Verluste bei der Energieumwandlung entstehen auch beim Gas in konventionell-thermischen Kraftwerken.¹⁰

2.2. Entwicklung von Energiemix und Importbedarf bis zum Jahr 2050

Die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates zeigt in verschiedenen Szenarien den Energieverbrauch bis zum Jahr 2050 auf. Die Endenergienachfrage ist in besonderem Ausmass von der Wahl des unterstellten Nachfrageszenarios „weiter wie bisher“ respektive „neue Energiepolitik“ abhängig, die deswegen in den beiden Kapiteln 2.2.1 und 2.2.2 getrennt voneinander bezüglich deren Auswirkung auf Energiemix und Importbedarf analysiert werden. Innerhalb der Nachfrageszenarien wird der zukünftige Einsatz der Energieträger vor allem von der Art und Weise, die auslaufende Kernenergie zu ersetzen, determiniert. Aus diesem Grund wird die Notwendigkeit an Energieimporten in diesen Kapiteln unter Berücksichtigung der jeweiligen Zubaustrategie ausgewiesen. In Kapitel 2.2.3 wird ein tabellarischer Ergebnisüberblick zum Importbedarf in Abhängigkeit der Szenarien und Zubaustrategien gegeben.

2.2.1. Nachfrageszenario „weiter wie bisher“

Abbildung 2 stellt die Entwicklung der Endenergienachfrage dar, die sich bei einem Energieeinsatz entsprechend dem Nachfrageszenario „weiter wie bisher“ ergeben würde. Um die zukünftige Energieversorgung in der Schweiz besser beurteilen zu können, stehen hierbei diejenigen Energieträger im Fokus, die von der Schweiz als rohstoffarmes Land zu importieren sind. Die Elektrizität spielt neben der fossilen Energieträgern für die Frage der Versorgungssicherheit ebenfalls eine wichtige Rolle, weil die Stromversorgung auch zukünftig zu einem beträchtlichen Teil auf den Import von Energieträgern angewiesen sein wird (aktuell müssen Kernbrennstoffe importiert werden, mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie würden Gas- und/oder Stromimporte

⁸ Erdöl wird nicht nur zur Energiegewinnung verwendet, sondern auch zu Produkten (meist Kunststoffe und Chemikalien) verarbeitet.

⁹ Die übrige Elektrizität wurde fast vollständig aus Wasserkraft erzeugt (134 PJ). Thermische Kraftwerke erzeugten 10 PJ und die erneuerbaren Energien gerundet 2 PJ Elektrizität. Gleichzeitig gingen durch Eigenverbrauch des Energiesektors, Netzverluste und Verbrauch der Speicherungen 25 PJ verloren. 8 PJ wurden im Jahr 2009 exportiert.

¹⁰ Bei der Kohle besteht zwischen dem Endenergieverbrauch und dem Importbedarf eine Differenz, die sich vermutlich aufgrund der Bilanzierungsregeln und der verschiedenen Datenquellen ergibt. Holz wird weitgehend im Inland produziert und daher nicht importiert.

notwendig).¹¹ Alle anderen Energieträger wie beispielsweise Fernwärme, Umgebungswärme oder Abfälle sind in der Kategorie sonstige Energieträger zusammengefasst.¹²

Das Szenario „weiter wie bisher“ unterstellt einen weiter steigenden Energieverbrauch in diesem Jahrzehnt, danach würde es aber trotz weiterem Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum in den folgenden Jahrzehnten möglich, die Endenergienachfrage von 847 PJ im Jahr 2020 auf 744 PJ im Jahr 2050 zu senken. Dies würde eine deutliche Reduktion der fossilen Energieträger Erdöl und Erdgas ermöglichen. Aufgrund der Substitution der fossilen Energieträger durch Elektrizität (in diesem Zusammenhang sind die Elektromobilität und Wärmepumpen von Bedeutung) würde der Stromverbrauch in den nächsten Jahrzehnten trotz rückläufigem Energieverbrauch weiter zunehmen.

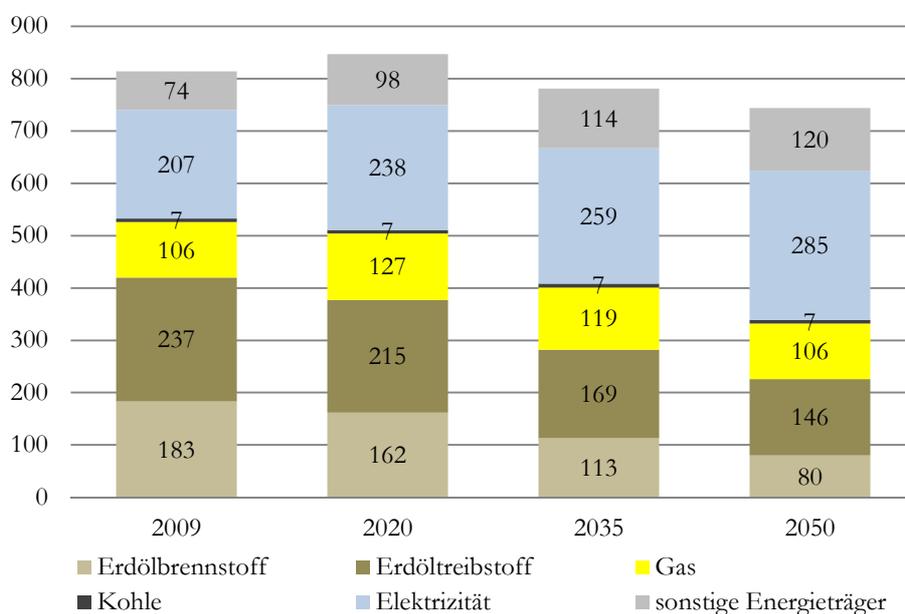


Abbildung 2: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern im Szenario „weiter wie bisher“ (in PJ)

Datenquelle: BFE (2011)

Die Elektrizität gewinnt in diesem Szenario für die zukünftige Stromversorgung nicht nur an Bedeutung, die Stromproduktion wird durch die bundesrätliche Energiestrategie darüber hinaus einem starken Wandel ausgesetzt sein. Je nach Zubaustrategie wird bis

¹¹ Die Schweiz ist Teil des europäischen Strommarktes. Daher sind bereits heute hohe Stromimporte zu beobachten. In den nachfolgenden Diskussionen geht es aber nicht um die internationalen Stromflüsse zur Stabilisierung des Stromnetzes. Vielmehr werden die Jahresstrommengen betrachtet. Heute wird in der Schweiz in einem Jahr ungefähr so viel Strom produziert wie konsumiert. In Zukunft würden bei einer Nachfrageentwicklung gemäss diesem Szenario (Netto-)Stromimporte notwendig, weil die Produktionskapazitäten im Inland eine ausreichende Stromproduktion nicht mehr gewährleisten könnten.

¹² Biodiesel wird in der Abbildung dem Erdölbrennstoff zugeordnet, weil Biodiesel künftig aller Voraussicht nach importiert wird.

zum Jahr 2050 ein unterschiedlicher Energiemix mit einem unterschiedlichen Importbedarf resultieren.

In der folgenden Abbildung 3 ist der Importbedarf in den Jahren 2009 und 2050 dargestellt.¹³ Für das Jahr 2050 werden die unterschiedlichen Zubaustrategien ausgewiesen. Es gilt zu beachten, dass die Nettostromimporte eines ganzen Jahres dargestellt sind.¹⁴

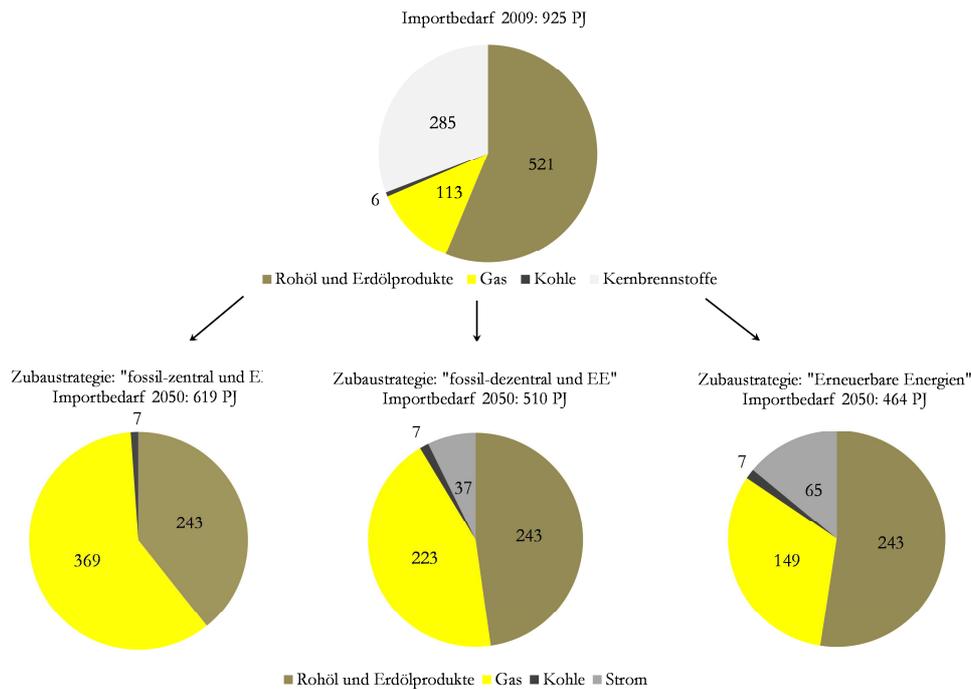


Abbildung 3: Importbedarf 2009 und 2050 im Szenario „weiter wie bisher“ (in PJ)

Datenquellen: oben: BFE (2010), unten: BFE (2011) und eigene Berechnungen

Folgende zentrale Erkenntnisse können aus dem Schaubild gezogen werden:

- Der Importbedarf an Gas würde bei einer Entwicklung der Endenergienachfrage entsprechend dem Szenario „weiter wie bisher“ in den nächsten Jahrzehnten zunehmen. Der Importbedarf ist dabei sehr stark abhängig von der gewählten Zubaustrategie. Bei einem Ersatz der Kernkraft durch mit Gas befeuerten Gaskombikraftwerken (GuD) wäre der Importbedarf an Erdgas mit 369 PJ beson-

¹³ Erläuterungen zur Methodik befinden sich im Anhang „Methodische Anmerkungen zur Berechnung des Importbedarfs“.

¹⁴ In der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates wird das Jahr in zwei Hälften geteilt und der Stromimport unter der Voraussetzung berechnet, dass innerhalb des Winterhalbjahres die fehlende Produktion durch Importe ausgeglichen wird. Entsprechend höher fallen in der Entscheidungsgrundlage die notwendigen Importe aus. Aufgrund des europäischen Stromnetzes und dem ohnehin intensiven Stromhandel ist nach unserer Auffassung die Aufteilung in zwei Jahreshälften wenig aussagekräftig. Genauso könnte eine Aufteilung in Monate, Tage, Stunden oder Sekunden vorgenommen werden. Je kleiner das Intervall, umso grösser wird der Importbedarf.

ders hoch. Im Vergleich zu heute müsste gut dreimal so viel Gas in die Schweiz importiert werden. Deutlich weniger Gasimporte (223 PJ) würden bei der dezentralen Erzeugungsstruktur mit Wärmekraftkopplung (WKK) erforderlich. Bei der Zubaustrategie „Erneuerbare Energien“ wären hingegen im Jahr 2050 „nur“ rund 149 PJ Erdgas notwendig. Weil der Stromverbrauch in der Schweiz aber nicht mehr gedeckt werden könnte, wären dafür Nettostromimporte in Höhe von 65 PJ erforderlich.¹⁵

- Der Importbedarf an Erdöl und Kohle ist in allen drei Zubaustrategien gleich (weil Erdöl und Kohle nicht zur Elektrizitätserzeugung verwendet wird). Der Importbedarf an Rohöl und Erdölprodukten läge vor allem aufgrund der Substitution durch Elektrizität nur noch bei knapp der Hälfte der heutigen Importe.
- Der Gesamtenergiegehalt der importierten Energieträger nimmt ab. Das liegt einerseits an der unterstellten Abnahme der Gesamtenergienachfrage im Szenario „weiter wie bisher“, andererseits aber auch daran, dass zunehmend Energieträger mit geringeren Umwandlungsverlusten bzw. einem höheren Wirkungsgrad importiert werden.
- In allen drei Varianten wäre im Jahr 2050 kein Import von Kernbrennstoffen mehr notwendig. Dem steht jedoch gegenüber, dass sich durch den Verzicht auf Kernenergie vor allem die Auslandsabhängigkeit von Gas und/oder Strom erhöhen würde.

Die dargestellten Ergebnisse gelten für das Jahr 2050, falls sich die Endenergienachfrage entsprechend dem Szenario „weiter wie bisher“ entwickelt. In der Übergangsphase wäre der Importbedarf der Energieträger höher, weil gemäss den Annahmen im Szenario „weiter wie bisher“ in der Übergangsphase eine höhere Endenergienachfrage nach fossilen Energieträgern gedeckt werden (siehe Abbildung 2) und auch die Elektrizitätserzeugung noch stärker als im Jahr 2050 auf Basis von Gaskraftwerken erfolgen müsste (in der Übergangsphase stehen noch nicht so viele neue erneuerbaren Energien zur Verfügung). Je nach Zubaustrategie sind beispielsweise in 2035 bis zu 383 PJ Gas oder 84 PJ Elektrizität notwendig. Der potentielle Importbedarf an Energieträgern in den Jahren 2020 und 2035 ist in der Tabelle 1 in Kapitel 2.2.3 zusammengefasst.

¹⁵ Beim Vergleich der Zubaustrategien ist zu berücksichtigen, dass bei der Zubaustrategie „fossil-zentral und EE“ die mittlere Nettostromerzeugung ca. 9 TWh über dem Landesverbrauch liegt. Die Schweiz wird bei dieser Zubaustrategie daher in der Lage sein, über das gesamte Jahr betrachtet netto Strom zu exportieren. Dieser exportierte Strom erhöht auch den Importbedarf an Primärenergieträgern. Bei den beiden anderen Zubaustrategien hingegen ist die Schweiz auf Stromimporte angewiesen, in der Zubaustrategie „fossil-zentral und EE“ entsteht daher im Vergleich zu den anderen Strategien ein höherer Importbedarf an Primärenergieträgern. Zudem entstehen bei der Umwandlung in Strom Energieverluste, die bei Stromimporten der Zubaustrategien „fossil-dezentral und EE“ und „Erneuerbare Energien“ nicht implizit zu Buche schlagen.

2.2.2. Nachfrageszenario „neue Energiepolitik“

Bei einer Entwicklung gemäss Szenario „neue Energiepolitik“ läge der Importbedarf an Energieträgern tiefer, weil dieses Szenario eine deutliche Drosselung der Energienachfrage in der Schweiz bis zum Jahr 2050 unterstellt. Abbildung 4 lässt erkennen, wie „tiefgreifend“ die Massnahmen zur Energiereduktion in diesem Szenario sind. Es wird davon ausgegangen, die Endenergienachfrage mit staatlichen Eingriffen bis zum Jahr 2050 auf 494 PJ drücken zu können. Vor allem die Endenergienachfrage von Rohöl und Erdölprodukten (inkl. Biodiesel) könnte bei einer Entwicklung entsprechend diesem Szenario von heute 420 PJ auf 117 PJ – das entspricht einer Reduktion von über 70% – verringert werden. Es gelänge zudem, die Endenergienachfrage nach Gas um über 30 PJ bzw. über 30% zu reduzieren. Der Stromverbrauch bliebe weitgehend konstant bei etwas über 200 PJ. Die Nachfrage nach sonstigen Energieträgern würde steigen. Dieser Trend ist vor allem auf eine umfangreichere Nutzung von Umgebungs- und Solarwärme zurückzuführen.

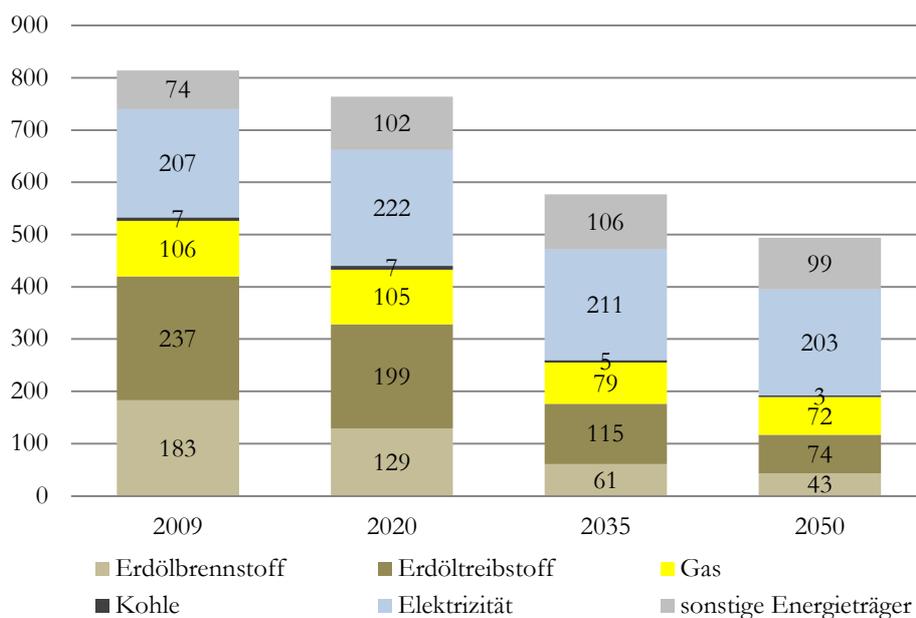


Abbildung 4: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern im Szenario „neue Energiepolitik“ (in PJ)

Datenquelle: BFE (2011)

Der Importbedarf im Jahr 2050 hängt wiederum von der gewählten Zubastrategie ab. Abbildung 5 verdeutlicht, dass auch in diesem Szenario die Bedeutung der importierten Energieträger von der Bereitstellung des Stromangebots beeinflusst wird.

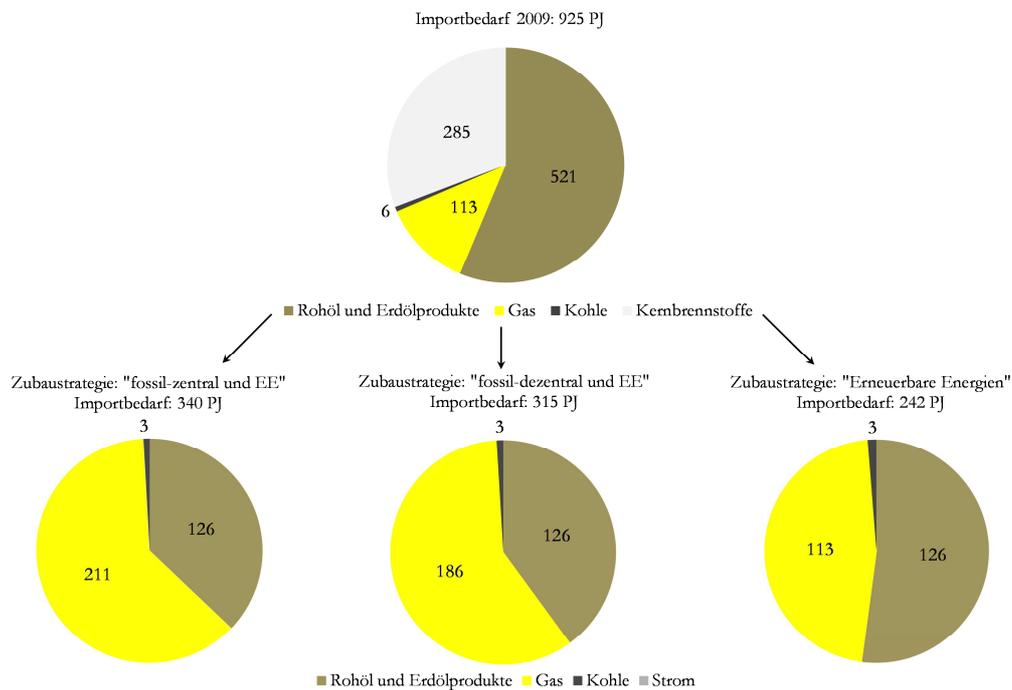


Abbildung 5: Importbedarf 2009 und 2050 im Szenario „neue Energiepolitik“ (in PJ)

Datenquellen: oben: BFE (2010), unten: BFE (2011) und eigene Berechnungen

Die zentralen Ergebnisse im Szenario „neue Energiepolitik“ sind:

- Der Importbedarf an Rohöl und Erdölprodukten nähme im Vergleich zu heute deutlich ab. Er läge im Jahr 2050 bei gerademal 126 PJ und damit über 75% unter dem Wert von 2009.
- Der Importbedarf an Gas bliebe nur bei der Zubaustrategie „Erneuerbare Energien“ weitgehend konstant. In den anderen Szenarien würde die Auslandsabhängigkeit beim Gas trotz der massiven Reduktionen der Energienachfrage steigen.
- Kohle würde im Jahr 2050 eine noch geringere Rolle spielen und Kernbrennstoffe sowie Stromimporte wären nicht mehr notwendig.

2.2.3. Tabellarischer Ergebnisüberblick zum Importbedarf

Die nachfolgende Tabelle 1 stellt die Ergebnisse zum Importbedarf der Energieträger gegenüber. Sie weist in Ergänzung zu den bisherigen Ausführungen auch den Importbedarf in den Jahren 2020 und 2035 aus.

in PJ	Nachfrageszenario „weiter wie bisher“				Nachfrageszenario „neue Energiepolitik“		
	2009	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Öl							
fossil-zentral und EE	521	406	304	243	353	190	126
fossil-dezentral und EE	521	406	304	243	353	190	126
Erneuerbare Energien	521	406	304	243	353	190	126
Gas							
fossil-zentral und EE	113	192	383	369	145	243	211
fossil-dezentral und EE	113	157	195	223	134	153	186
Erneuerbare Energien	113	143	195	149	120	153	113
Kohle							
fossil-zentral und EE	6	7	7	7	7	5	3
fossil-dezentral und EE	6	7	7	7	7	5	3
Erneuerbare Energien	6	7	7	7	7	5	3
Kernbrennstoffe							
fossil-zentral und EE	285	233	0	0	233	0	0
fossil-dezentral und EE	285	233	0	0	233	0	0
Erneuerbare Energien	285	233	0	0	233	0	0
Strom							
fossil-zentral und EE	0	0(35)	0(9)	0(0)	0(35)	0(9)	0(0)
fossil-dezentral und EE	0	19(35)	72(9)	37(0)	2(35)	20(9)	0(0)
Erneuerbare Energien	0	24(35)	84(9)	65(0)	7(35)	33(9)	0(0)

Tabelle 1: Importbedarf in Abhängigkeit der Nachfrageszenarien und der Zubastrategien (in PJ)

Datenquellen: BFE (2011), BFE (2010)

Anmerkungen: Bei den Werten für den Strom handelt es sich um den Nettoimportbedarf des entsprechenden Jahres; bei einigen Konstellationen wird die Schweiz netto Strom exportieren, ein Nettostromimport ist daher nicht vorhanden und der entsprechende Wert ist auf null gesetzt; in Klammer stehen die Importmengen, die über die bestehenden Bezugsrechte aus Frankreich gedeckt werden können.

Zentral für die Versorgungssicherheit ist die teilweise deutliche bis massive Zunahme an Gas- und/oder Stromimporten. Hingegen nimmt die importierte Menge von Rohöl und Erdölprodukten in den nächsten Jahrzehnten ab.

3. Aspekte der Versorgungssicherheit

Die Schweiz bleibt als rohstoffarmes Land auch in den nächsten Jahrzehnten von Energieimporten abhängig. Vor allem das Erdgas wird gemäss den Berechnungen des vorangegangenen Kapitels für die Energieversorgung immer wichtiger. Die Abhängigkeit vom Gas steigt bei einer Elektrizitätsproduktion im Ausland nicht ganz so stark, dafür aber werden Stromimporte aus Europa notwendig. Auch das Öl wird in den nächsten Jahrzehnten weiterhin eine wichtige Rolle in der schweizerischen Energieversorgung spielen. Kohle wird für einzelne Industrien notwendig bleiben, volkswirtschaftlich aber auch in Zukunft keine grosse Bedeutung mehr haben. Kernbrennstoffe müssen bei Umsetzung der Energiestrategie 2050 in einigen Jahrzehnten überhaupt nicht mehr importiert werden.

Die zukünftige Versorgungssicherheit steht und fällt aufgrund dieser Trends in erster Linie mit den Primärenergieträgern Gas und Öl. Sie stehen daher auch im Fokus der Analyse dieses Kapitels. Zunächst werden die globalen Trends beim Energieverbrauch und bei der Rohstoffverfügbarkeit skizziert (Kapitel 3.1). Es folgt eine Darstellung der Eigenschaften verschiedener Energieträger (Kapitel 3.2). Die Förderländer, die Herkunftsländer und die Transportmittel der schweizerischen Gas- und Ölimporte sind Gegenstand der anschliessenden Diskussion (Kapitel 3.3).

3.1. Globale Trends bei Energieverbrauch und Rohstoffverfügbarkeit

Die Versorgungssicherheit der Schweiz wird unter anderem von den globalen Entwicklungen auf den Rohstoffmärkten gekennzeichnet sein. Der steigende „Energiehunger“ vor allem der aufstrebenden Wirtschaftsnationen erhöht die Nachfrage nach energetischen Rohstoffen. Gleichzeitig sind Gas und Öl endlich und der Verfügbarkeit scheint sich durch den hohen Verbrauch laufend zu verringern. Die global steigende Energienachfrage und die Verfügbarkeit der Rohstoffe spielen daher eine zentrale Rolle zur Beurteilung der zukünftigen Versorgungssicherheit in der Schweiz.

Dieses Kapitel lehnt sich sehr stark an den World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur an.¹⁶ Der World Energy Outlook 2011 stellt die erwartete Situation bis 2035 für drei Szenarien dar:

- Das Hauptszenario dieses Berichts ist das Szenario der „neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen“, in dem unterstellt wird, dass die in jüngster Zeit von den Regierungen eingegangenen politischen Verpflichtungen umgesetzt werden, auch wenn sie bislang noch nicht durch konkrete Massnahmen abgestützt wurden.

¹⁶ Vgl. OECD/IEA (2011).

- Im Szenario der „bestehenden energiepolitischen Rahmenbedingungen“ wird angenommen, dass gegenüber dem Stand von Mitte 2011 keine weiteren politischen Massnahmen eingeführt werden.
- Das Szenario „450-Szenario“ geht von dem internationalen Ziel aus, den langfristigen Anstieg der mittleren globalen Temperatur auf 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen und unterstellt einen plausiblen Weg, dieses Ziel zu erreichen.

Die folgenden Ausführungen fokussieren auf dem Hauptszenario der „neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen“.¹⁷

3.1.1. Globaler Energieverbrauch

Der globale Energieverbrauch erhöht sich im Szenario der „neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen“ zwischen 2010 und 2035 um ein Drittel. Diese Zunahme ist in erster Linie auf die Dynamik der Energiemärkte in Ländern ausserhalb der OECD zurückzuführen (90% des Bevölkerungswachstums, 70% der Zunahme der Wirtschaftsleistung und 90% des Wachstums des Energieverbrauchs entfallen im Zeitraum 2010 bis 2035 auf Nicht-OECD-Länder).¹⁸ Die Vormachtstellung der fossilen Brennstoffe wird geringer, jedoch werden fossile Brennstoffe auch in 2035 noch die zentrale Rolle für die Energieversorgung spielen (gemäss OECD/IEA, 2011, wird der Anteil am weltweiten Primärenergieverbrauch von 81% im Jahr 2010 auf 75% im Jahr 2035 sinken). Das Erdgas ist der einzige fossile Energieträger, dessen Anteil am Weltenergiemix in diesem Zeitraum weiter zunimmt.

3.1.2. Globale Entwicklungen beim Erdgas

Der Erdgasverbrauch nimmt in allen drei von der OECD/IEA berechneten Szenarien zu. Im Hauptszenario der „neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen“ geht 80% der Bedarfszunahme von Nicht-OECD-Ländern aus. Russland ist auch 2035 noch weltgrösster Gasproduzent.

Bei der Hälfte der geschätzten Erdgasressourcen handelt es sich inzwischen um unkonventionelles Gas.¹⁹ Der Anteil von unkonventionellem Gas erhöht sich bis 2035 von

¹⁷ Die grosse Diskrepanz der Ergebnisse dieser drei Szenarien im World Energy Outlook macht deutlich, welche entscheidende Rolle den Regierungen bei der Definition der Ziele und der Umsetzung der notwendigen politischen Massnahmen zur Gestaltung unserer zukünftigen Energieversorgung zukommt.

¹⁸ China festigt seine Stellung als weltgrösster Energieverbraucher: 2035 wird dort fast 70% mehr Energie verbraucht werden als in den USA, dem zweitgrössten Energieverbraucher, wobei der Pro-Kopf-Energieverbrauch in China auch dann noch weniger als halb so hoch sein wird wie in den USA.

¹⁹ Darunter werden vorwiegend Gas aus sogenannten Tight Gas Lagerstätten (Vorkommen in sehr kompakten, nahezu undurchlässigen Gesteinsschichten), Schiefergas und Kohleflözgas subsummiert.

heute 13% auf 22% der gesamten Gasförderung. Die Vorkommen sind geografisch stärker diversifiziert als die konventionellen Vorkommen.

Über die Höhe der Rohstoffreserven und Rohstoffressourcen existieren nur Schätzungen. Die Internationale Energieagentur geht davon aus, dass die heute bekannten und abbaufähigen globalen Erdgasressourcen bei einem Verbrauch des Jahres 2009 etwa 265 Jahre reichen würden.²⁰ Weitere Erkundungen und neue Produktionstechnologien werden den Umfang des weltweit verfügbaren unkonventionellen Gas und die Aussichten auf deren Förderung weiter erhöhen. Die Ressourcen an unkonventionellem Gas werden auf eine vergleichbare Höhe wie die konventionellen Ressourcen geschätzt, wengleich die Abbaumethoden von unkonventionellem Gas grosse ökologische Bedenken hervorrufen und bei den gegenwärtigen Standards die Gewinnung des Gases schwer umzusetzen ist.

In der Tabelle 2 sind die 26 potenziell wichtigsten zukünftigen Förderländer von Erdgas aufgelistet. Die dargestellten Länder verfügen zusammen über 90% des weltweit verbleibenden Erdgaspotenzials (welches als Summe der Reserven und Ressourcen definiert ist).²¹ Demnach verfügt die Russische Föderation über die mit Abstand grössten Erdgasvorkommen (26.2% des globalen Potenzials), gefolgt von den Vereinigten Staaten (10.0%), China (8.0%) und dem Iran (5.7%). Bei den heutigen Fördermengen werden sich in den nächsten Jahrzehnten keine bedeutenden Verschiebungen bezüglich der strategischen Bedeutung der Länder für die Erdgasförderung ergeben. Alle Länder werden bis 2050 nur ein Bruchteil des Potenzials gefördert haben. Weil jedoch (noch) nicht alle Ressourcen genutzt werden können ist auch ein Blick auf die Reserven hilfreich, um den zukünftigen Einfluss der Länder für eine globale Erdgasförderung abschätzen zu können. Es fällt auf, dass vor allem den vermeintlich politisch stabilen Ländern wie den Vereinigten Staaten, Kanada, Argentinien, Mexiko und auch Australien bei heutiger Fördermenge die aktuellen Reserven bereits in rund einem Jahrzehnt oder sogar früher ausgehen.²²

²⁰ Vgl. OECD/IEA (2011), S. 90.

²¹ Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe definiert Reserven als „Teil des Gesamtpotenzials, der mit grosser Genauigkeit erfasst wurde und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden kann“.

²² Jedoch gilt zu bedenken, dass es durch den technischen Fortschritt seit Jahren immer wieder gelingt, Ressourcen zu Reserven zu entwickeln.

Land/Region	Förderung in 2010 (in Mrd. m ³)	Reserven (in Mrd. m ³)	Ressourcen (in Mrd. m ³)	Verbleibendes Potenzial (in Mrd. m ³)	Anteil am globalen Potenzial
Russische Föderation	611	47'578	142'050	189'628	26.2%
Vereinigte Staaten	611	7'717	64'880	72'597	10.0%
China	97	2'808	55'100	57'908	8.0%
Iran	139	30'065	11'000	41'065	5.7%
Katar	117	25'322	2'000	27'322	3.8%
Saudi-Arabien	84	7'794	19'000	26'794	3.7%
Kanada	160	1'701	24'413	26'114	3.6%
Argentinien	40	379	23'021	23'400	3.2%
Mexiko	55	490	20'717	21'208	2.9%
Australien	50	2'920	18'245	21'166	2.9%
Südafrika	4	12	13'824	13'836	1.9%
Turkmenistan	42	8'030	5'000	13'030	1.8%
Algerien	84	4'503	7'914	12'417	1.7%
Brasilien	14	417	11'901	12'317	1.7%
Ägypten	61	2'185	8'200	10'385	1.4%
Libyen	16	1'522	8'813	10'335	1.4%
Venezuela	29	5'199	3'312	8'511	1.2%
Indonesien	83	3'068	4'781	7'849	1.1%
Ver. Arab. Emirate	51	6'031	1'500	7'531	1.0%
Nigeria	33	5'292	2'000	7'292	1.0%
Irak	1	3'168	4'000	7'168	1.0%
Kasachstan	34	3'250	3'750	7'000	1.0%
Norwegen	106	2'069	4'351	6'420	0.9%
Polen	5	98	5'536	5'634	0.8%
Indien	51	1'450	3'864	5'315	0.7%
Frankreich	1	5	5'302	5'307	0.7%

Tabelle 2: Potenzial und Fördermengen der globalen Erdgasvorkommen

Datenquelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2010)

3.1.3. Globale Entwicklungen beim Öl

Für die globale Energieversorgung wird das Öl relativ unbedeutender, die absolute Menge wird aber weiterhin zunehmen. Der Ölverbrauch (ohne Biokraftstoffe) erhöht sich von 87 Millionen Barrel pro Tag im Jahr 2010 auf 99 Millionen Barrel pro Tag im Jahr 2035. Diese Zunahme der Ölnachfrage ist vor allem auf den Verkehrssektor der aufstrebenden Volkswirtschaften zurückzuführen.

Bezüglich des Angebots halten die Experten der OECD/IEA (2011) fest, dass es immer teurer wird, das Öl an die Märkte zu bringen, da die Ölundertnehmen kostspieligere und schwerer zugängliche Ölquellen erschliessen müssen. Die konventionelle Rohölförderung verharrt auf ihrem derzeitigen Niveau, bevor sie leicht auf rund 68 Millionen Barrel pro Tag im Jahr 2035 zurückgeht. Ein wachsender Anteil der Förderung entfällt auf Erdgaskondensate (mehr als 18 Millionen Barrel pro Tag im Jahr 2035) sowie unkonventionelle Quellen (10 Millionen Barrel pro Tag).

Weltweit wächst die Abhängigkeit von einer relativ kleinen Zahl von Produzenten, hauptsächlich aus dem Nahen Osten und Nordafrika, und das Öl von dort muss auf anfälligen Seewegen transportiert werden. Die Zunahme der Produktion in dieser Region entspricht insgesamt über 90% des erforderlichen Wachstums der weltweiten Ölförderung, womit der Anteil der OPEC-Länder an der weltweiten Ölproduktion auf über 50% im Jahr 2035 steigt.

Die Internationale Energieagentur geht davon aus, dass die Ölreserven bei der heutigen Produktionsmenge für weitere 48 Jahre reichen. Die heute bekannten abbaubaren Ressourcen würden bei dieser Fördermenge rund 180 Jahre Öl liefern. Die Produktion in Ländern, die nicht zur OPEC gehören, wird voraussichtlich kurz nach 2015 mit einer täglichen Fördermenge von 51 Millionen Barrel pro Tag den Höhepunkt überschreiten und bis 2035 auf weniger als 48 Millionen Barrel pro Tag sinken. Die Ölproduktion der OPEC-Länder hingegen wird weiter steigen und im Jahr 2035 bei 49 Millionen Barrel pro Tag liegen. Der heutige OPEC-Anteil von 42% an der Weltproduktion wird bis zum Jahr 2035 auf 51% steigen.

Tabelle 3 zeigt die 16 wichtigsten zukünftigen Erdöl-Förderländer, die heute rund 90% des globalen Potenzials besitzen. Vor allem Kanada und Venezuela, aber auch Saudi-Arabien, die Russische Föderation, der Iran und der Irak haben beim Potenzial eine bedeutende Position inne. Die genannten Länder verfügen zusammen über zwei Drittel der globalen Reserven und Ressourcen.

Der Vergleich der heutigen Fördermenge mit den Reserven zeigt, dass die Vereinigten Staaten auch beim Erdöl relativ bald ihre heutigen Reserven aufgebraucht haben werden. Ähnlich ergeht es dem wichtigen Förderland Russland und China.

Land/Region	Förderung in 2010 (in Mt.)	Reserven (in Mt.)	Ressourcen (in Mt.)	Verbleibendes Potenzial (in Mt.)	Anteil am globalen Potenzial
Kanada	163	27'400	85'354	112'754	21.9%
Venezuela	142	31'780	63'500	95'280	18.5%
Saudi-Arabien	468	34'000	11'800	45'800	8.9%
Russische Föderation	505	10'531	24'501	35'032	6.8%
Iran	203	20'450	7'200	27'650	5.4%
Irak	117	19'470	6'100	25'570	5.0%
Vereinigte Staaten	339	4'203	18'226	22'429	4.4%
China	203	2'011	16'344	18'355	3.6%
Kasachstan	82	5'337	10'700	16'037	3.1%
Kuwait	120	13'810	700	14'510	2.8%
Ver. Arab. Emirate	129	12'544	1'100	13'644	2.6%
Nigeria	102	4'960	3'090	8'050	1.6%
Brasilien	106	1'938	6'000	7'938	1.5%
Libyen	74	6'316	1'200	7'516	1.5%
Angola	91	1'752	5'200	6'952	1.3%
Mexiko	146	1'551	3'000	4'551	0.9%

Tabelle 3: Potenzial und Fördermengen der globalen Erdölvorkommen

Datenquelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2010)

3.2. Eigenschaften der Energieträger

Zur Beurteilung der Versorgungssicherheit ist die Energiedichte und daraus abgeleitet die Lagerungsmöglichkeiten der Energieträger relevant. Abbildung 6 stellt die Energiedichte der Energieträger schematisch gegenüber (die Volumina der Kugeln spiegeln den unterschiedlichen Energiegehalt wider – jede Kugel beinhaltet in dieser Darstellung gleich viel Energie). Auch in absoluten Zahlen ausgedrückt sind die Unterschiede eindrucklich: In einem Kilogramm natürlichem Uran steckt genauso viel Energie wie in 4900 Kilogramm Erdgas, 7000 Kilogramm Schweröl oder 10000 Kilogramm Kohle.

Kernbrennstoffe können aufgrund der hohen Energiedichte ohne Probleme für den Verbrauch mehrerer Jahre in der Schweiz gelagert werden. Potenzielle kurz- und mittelfristige Importschwierigkeiten würden bei Kernbrennstoffen deswegen kein Problem darstellen. Bereits mit den heutigen Reserven in der Schweiz könnten die Kernenergieanlagen ohne neue Importe ein Jahr in Betrieb bleiben.

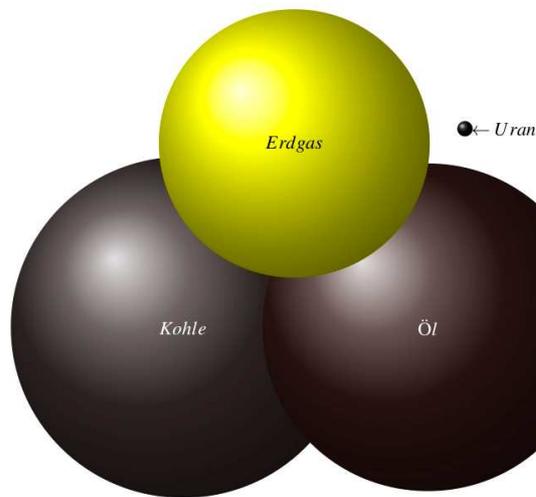


Abbildung 6: Schematischer Vergleich der Energiedichten der Energieträger

Ganz anders bei den fossilen Energieträgern Gas und Öl. Strategische Gasspeicher existieren in der Schweiz nicht.²³ Und auch die Ölreserven wären bei einem Lieferstopp innerhalb kurzer Zeit aufgebraucht.²⁴ Aufgrund des hohen Platzbedarf und der Lagerkosten stellt eine umfangreichere Lagerung, mit der vorübergehenden Bezugsschwierigkeiten überbrückt werden könnten, auch zukünftig eine grosse Herausforderung dar.

3.3. Förderländer, Herkunftsländer und Transportmittel von Gas und Öl

Wichtig im Kontext der Versorgungssicherheit sind die Förderländer der Rohstoffe und über welche Länder die Energieträger in die Schweiz transportiert werden (so genannte Herkunftsländer). Neben den geografischen Informationen wie dem Förder- und Herkunftsland des Rohstoffes, sowie dem jeweiligen Umfang des Imports spielen geopolitische Aspekte eine zentrale Rolle bei der Risikobeurteilung hinsichtlich der Versorgungssicherheit in der Schweiz.

²³ Der Westschweizer Versorger Gaznat hält Anteile an einem Lager bei Lyon. Hiervon könnte die Versorgung für 40 Tage im Winter bei voller Spitzenleistung sichergestellt werden. Jedoch zweifelt Meister (2010) an, dass diese Reserven auch längerfristig zur Verfügung stehen (vgl. S. 134). Meister führt weiter auf, dass 40 Prozent des gesamten Gasverbrauchs auf rund 7500 Grosskunden entfallen, die über Zweistoffanlagen verfügen und im Falle eines Gas Mangels ihre Anlagen schnell auf Heizöl umstellen könnten.

²⁴ Die Öllager in der Schweiz reichen bei Benzin, Diesel und Heizöl für viereinhalb Monate, bei Flugbenzin für drei Monate (vgl. Müller 2006, S. 38).

3.3.1. Gas

In Abbildung 7 sind die Förder- und Herkunftsländer des in die Schweiz im Jahr 2007 importierten Gas aufgezeigt.²⁵ Die Herkunftsländer sind im inneren Ring abgetragen. Demzufolge ist Deutschland mit zwei Drittel der gesamten Gasimporte in die Schweiz der mit Abstand grösste direkte Handelspartner. An zweiter Stelle stehen die Niederlande mit etwa 18% gefolgt von Frankreich mit rund 14% und Italien mit ca. 2%.²⁶

Der äussere Ring differenziert nach Förderländern des Gases aus welchem die Herkunftsländer importieren. Auf diese Weise können die Förderländer des an die Schweiz exportierten Gases ermittelt werden. Demnach kamen im Jahr 2007 37% der Gasimporte aus den Niederlanden. Das Gas wird direkt (18.3% der gesamten Gasimporte), über Deutschland (15.4% der gesamten Gasimporte) bzw. über Frankreich (3.3% der gesamten Gasimporte) geliefert. In Norwegen haben 27.5% und in Russland 25.7% des in die Schweiz importierten Gas ihren Ursprung. Die restlichen 9.8% der Gasimporte des Jahres 2007 verteilten sich auf diverse andere Staaten (u.a. Algerien).

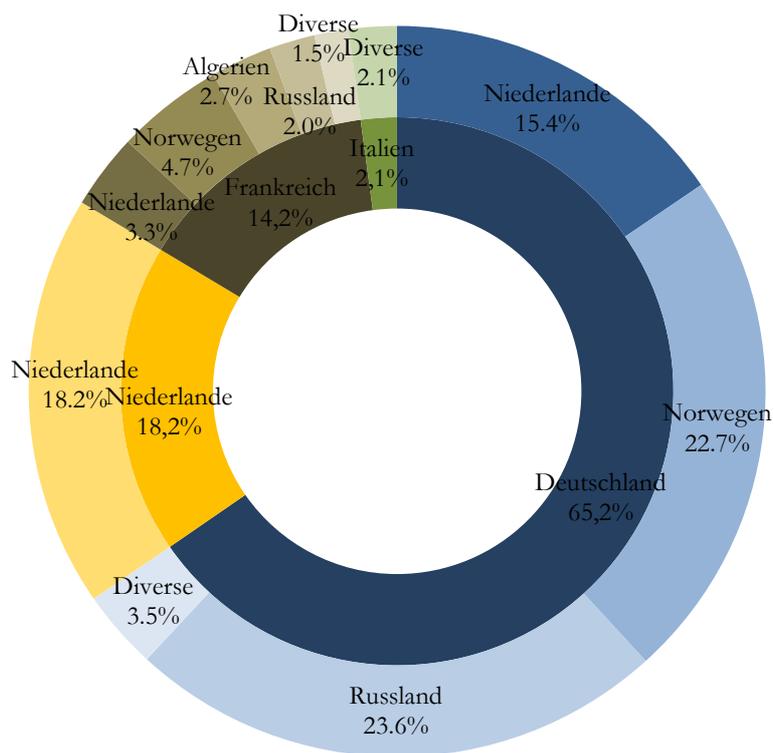


Abbildung 7: Förder- und Herkunftsländer Schweizer Gasimporte 2007

Datenquelle: Meister (2010)

²⁵ Vgl. Meister (2010), S. 131.

²⁶ Die Importe aus den Niederlanden werden über die Transitleistung TENP (Trans-Europa-Naturalgas-Pipeline) in die Schweiz geliefert.

Erdgas wird aufgrund seiner Beschaffenheit v.a. mittels Pipelines transportiert. Im Jahr 2010 wurden 98.3% des Gases über Pipelines in die Schweiz transportiert, lediglich 1.3% finden ihren Weg über die Schiene und 0.4% über die Strasse.²⁷

In Abbildung 8 ist das europäische Pipelinenetz aufgezeigt. Daraus lässt sich grob erkennen, welche Wege das Gas von dessen Ursprung aus nimmt. Vorwiegend russisches und norwegisches Gas wird über Deutschland und Frankreich in die Schweiz geleitet.

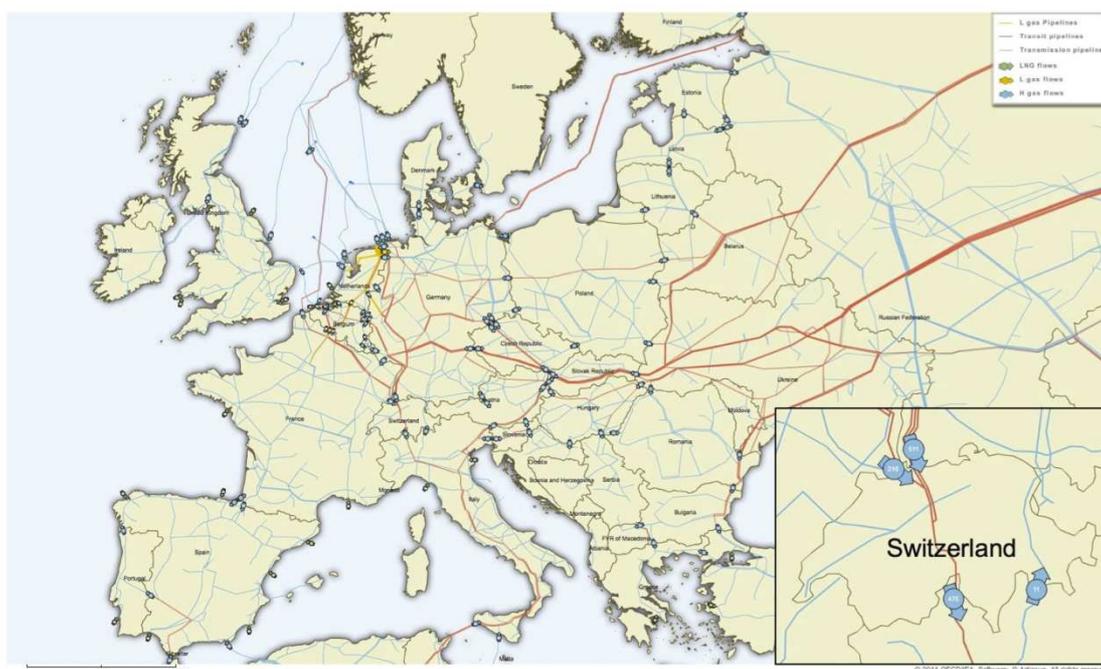


Abbildung 8: Übersicht der Gaspipelines nach Europa

Die Entwicklungen der Zukunft sind schwierig vorauszusagen, jedoch sind bereits heute gewisse Tendenzen erkennbar. So existieren Bestrebungen, durch den Bau neuer Pipelines weniger auf Zwischenhändler oder Transitländer angewiesen zu sein. Ein gutes Beispiel hierfür ist der Bau der North-Stream Pipeline von Russland durch die Ostsee nach Deutschland. Damit sollen bei einem zunehmenden Verteilungskampf um das Gas zusätzliche Abhängigkeiten von weiteren Staaten minimiert werden.

Die Schweiz hat jedoch aufgrund ihrer geografischen Lage keine Möglichkeiten, Zwischenhändler mit neuen Pipelines zu umgehen. Sie wird auch in Zukunft auf die zuverlässige Durchleitung von den Nachbarländern angewiesen bleiben. Eine stärkere Diversifizierung der Transportwege und Transportmittel käme für die Schweiz aus strategischen Überlegungen in Betracht. Der Vorteil einer solchen Diversifizierung dürfte allerdings nicht wirklich hoch sein, da alle umliegenden Länder zur Europäischen Union

²⁷ Vgl. UN Comtrade (2011)

(EU) gehören und daher im Falle einer Energiekrise kaum Unterschiede bezüglich der Zuverlässigkeit der Gaslieferungen für die Schweiz bestehen dürften. Die Schweiz muss sich also auf die EU als verlässlichen Handels- und Vertragspartner auch in Krisenzeiten verlassen.

3.3.2. Öl

Der Ursprung des in der Schweiz verbrauchten Öls ist stärker diversifiziert als das Gas. In der Abbildung 9 sind die Förderländer des Rohöls auf der linken Seite abgetragen.²⁸

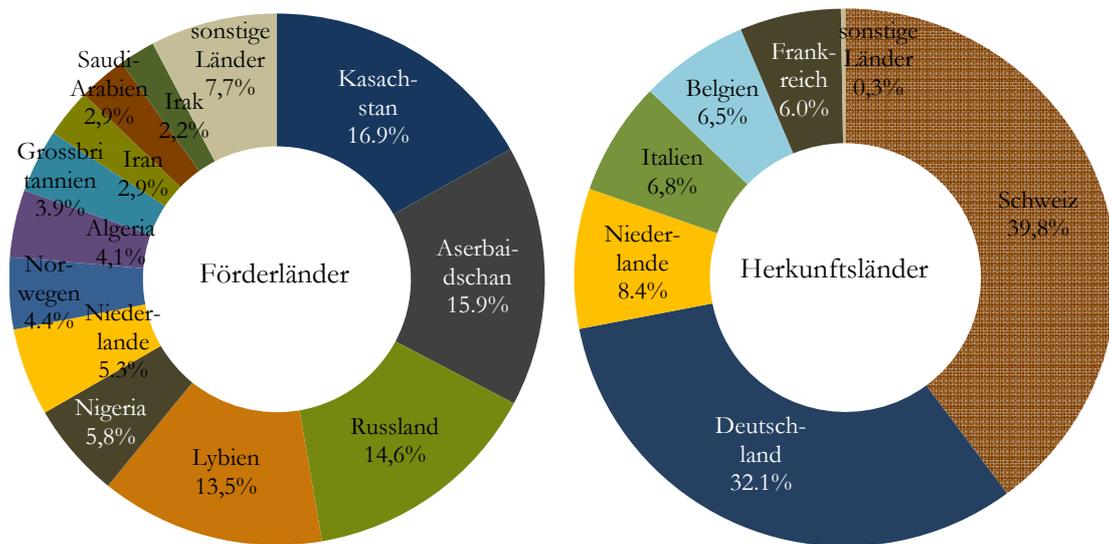


Abbildung 9: Förderländer des Schweizer Rohöls und Herkunftsländer von Erdölprodukten

Datenquelle: EZV (2010)

Demnach wurde im Jahr 2010 fast die Hälfte des schweizerischen Erdöls in den ehemaligen Sowjetrepubliken Kasachstan (16.9%), Aserbaidschan (15.9%) und Russland (14.6%) gefördert. Das viertwichtigste Land für die Versorgung mit Rohöl und Erdölprodukten war Libyen (13.5%). Die Länder Westeuropas (vor allem die Niederlande, Norwegen und Grossbritannien) haben genauso wie die Golfstaaten (die wichtigsten für die Schweizer Ölversorgung sind Saudi-Arabien, Iran und Irak) einen relativ unbedeutenden Anteil.

²⁸ Die Förderländer der Erdölprodukte wurden aus der Handelsstatistik berechnet, indem der relative Anteil des Rohölimportes des Lieferlandes der Erdölprodukte angenommen wurde. Mit diesem Vorgehen wird beispielsweise unterstellt, dass die aus Deutschland gelieferten Erdölprodukte mit Öl hergestellt wurden, die dem deutschen Importmix von Rohöl entsprechen.

Auf der rechten Seite der Abbildung 9 sind die Länder dargestellt, in denen das in der Schweiz verwendete Rohöl aufbereitet wird. Immerhin fast 40% können demzufolge die Raffinerien Collombey und Cressier verarbeitet werden. Wichtiger Lieferant von Erdölprodukten ist Deutschland (32.1%), gefolgt von den Niederlanden (8.4%), Italien (6.8%), Belgien (6.5%) und Frankreich (6.0%). Erdölprodukte werden also – wenn nicht selbst hergestellt – aus der Europäischen Union importiert.

Auch bezüglich des Transports liegt beim Öl eine stärkere Diversifizierung als beim Gas vor. Knapp die Hälfte der Erdölprodukte und des Rohöls (46.8%) wird durch Pipelines in die Schweiz gepumpt, 28.1% werden mit der Bahn, 19.7% mit dem Schiff und 5.4% über die Strasse in die Schweiz geliefert.²⁹

3.4. Fazit zur Versorgungssicherheit

Die beiden zentralen Energieträger, die zur Beurteilung der zukünftigen Versorgungssicherheit herangezogen werden müssen, sind Gas und Öl. Durch den Wegfall des Importbedarfs von Kernbrennstoffen reduzieren sich die volkswirtschaftlich relevanten Importabhängigkeiten auf diese zwei Energieträger. Im Umkehrschluss heisst diese Entwicklung aber auch, dass die Abhängigkeit von den beiden fossilen Energieträgern entsprechend steigt. Besonders deutlich wird dies beim Gas, weil das Gas in Zukunft aller Voraussicht nach auch noch zur Stromerzeugung eingesetzt werden muss und daher grössere Mengen notwendig werden.

Die globalen Trends zeigen einen zunehmenden Verbrauch der beiden Rohstoffe, vor allem aber wird – wie auch in der Schweiz – Gas für die Weltenergieversorgung an Bedeutung gewinnen, d.h. der Gasverbrauch steigt überproportional. Damit wird der „Wettkampf“ um die Rohstoffe vor allem beim Gas weiter intensiviert.

Die grossen Gasvorkommen sind auf wenige Länder konzentriert, die meist als politisch wenig stabil eingeschätzt werden. Hinzu kommt, dass auch die Lagerungsmöglichkeiten für die Schweiz zumindest heute schlechter als bei anderen Energieträgern sind und dass auch der Transportweg beim Gas für die Beurteilung der Versorgungssicherheit problematisch werden könnte, weil Gas fast ausschliesslich durch Pipelines – die durch viele Länder laufen – gepumpt wird. Die relativ hohe Menge an bekannten Reserven und Ressourcen, die durch Erkundungen, Preisentwicklung und neue Abbaumethoden laufend gesteigert werden konnte, spricht hingegen dafür, dass sich die Verteilungskämpfe in den nächsten Jahrzehnten nicht dramatisch zuspitzen.

Ein höherer Importbedarf von Gas dürfte trotzdem aus den genannten Gründen die Schweizer Versorgungssicherheit mit energetischen Rohstoffen in Zukunft eher reduzieren.

²⁹ Vgl. UN (2011)

4. Energiekosten der Wirtschaft

Eine zuverlässige Energieversorgung gilt als Voraussetzung für die wirtschaftliche Entwicklung und den Wohlstand einer Gesellschaft. In diesem Kapitel soll dargelegt werden, welche Energieträger die Wirtschaft einsetzt und wie hoch die Energiekosten heute sind bzw. in Zukunft sein werden. Es soll dadurch deutlich werden, wie wichtig eine kostengünstige Versorgung mit dem Produktionsfaktor Energie für die Wirtschaft im Allgemeinen und für bestimmte Branchen bzw. Unternehmen im Speziellen ist.

Hierfür werden zunächst der heutige Energieverbrauch nach Branchen und auch der Anteil der Energieausgaben am Umsatz berechnet (Kapitel 4.1). Anschliessend wird auf Basis der in der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates aufgestellten Szenarien die Entwicklung der Energiepreise gezeigt und die möglichen zukünftigen Energiekosten für die Unternehmen ermittelt (Kapitel 4.2).

4.1. Energiekosten heute

4.1.1. Energieverbrauch nach Branchen

Abbildung 10 gibt einen Überblick über den Energieverbrauch und die Verwendung der verschiedenen Energieträger in der Industrie und im Dienstleistungssektor.³⁰ Das Schaubild ist in der Weise normiert, dass die Säulen trotz unterschiedlichem Verbrauch bei Industrie und Dienstleistungen gleich hoch sind.³¹ Der Energieverbrauch lag im Jahr 2007 demnach im Industriesektor bei insgesamt 144.9 PJ und im Dienstleistungssektor bei 116.7 PJ.³² In beiden Sektoren spielt die Elektrizität mit 57.3 bzw. 55.0 PJ eine wichtige Rolle im Energiemix. Während sich bei den Dienstleistungen der restliche Energiebedarf zum überwiegenden Teil aus Heizöl (extra-leicht) und Erdgas zusammensetzt, haben in der Industrie neben dem Gas und dem Öl auch Industrieabfälle, Fernwärme, Kohle und Holz eine gewisse Bedeutung.

³⁰ Aufgrund der Datenlage wurde die Analyse für das Jahr 2007 durchgeführt. Zwar existieren auch neuere Daten, die Zusammenführung der Branchenabgrenzung mehrerer Statistiken (EVID und Umsatz nach Wirtschaftsabteilungen des BFS) – das ist für die in Tabelle 4 dargestellten Berechnungen notwendig – ist mit der bisherigen NOGA-2002-Nomenklatur jedoch exakter möglich als mit neuen der NOGA-2008-Nomenklatur. Umsatzdaten in NOGA-2002-Nomenklatur existieren nur bis einschliesslich 2007.

³¹ Dadurch wird bei Betrachtung der Säulen der relative Anteil der Energieträger innerhalb der Sektoren auf den ersten Blick sichtbar. Der absolute Energieverbrauch ist ergänzend in PJ angegeben.

³² Diese Werte stimmen nicht exakt mit den in Kapitel 4.2 genannten Werten überein, da sie den Energieverbrauch in unterschiedlichen Jahren angeben und auch aus unterschiedlichen Datenquellen stammen.

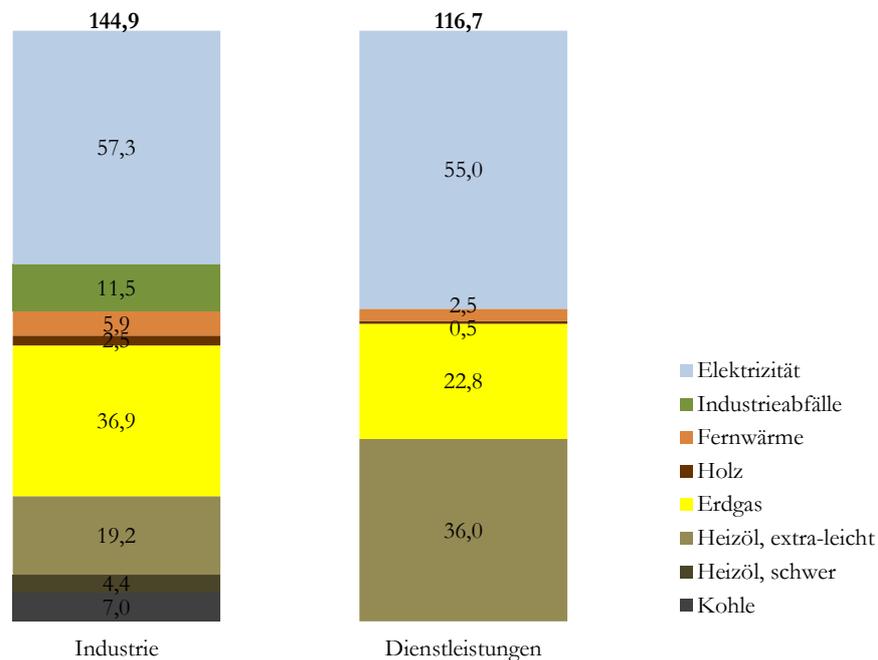


Abbildung 10: Bedeutung der Energieträger in Industrie- und Dienstleistungssektor (in PJ)

Datenquelle: BFE (2008)

Im Folgenden werden die einzelnen Branchen des Industrie- und der Dienstleistungssektors dargestellt. Abbildung 11 zeigt den Energiemix für neun Branchen der Industrie und des Baus.³³ Es wird sichtbar, dass sowohl der Anteil der Elektrizität als auch jener der fossilen Energieträger stark über die verschiedenen Industriebranchen schwankt. Vor allem die Zement- und Betonindustrie setzt noch stark auf Kohle, der Strom nimmt hier hingegen einen relativ kleinen Stellenwert ein. Der Bau zeichnet sich durch den höchsten Anteil fossiler Energieträger aus. In absoluten Werten liegt der Energiebedarf im Bereich Chemie und Pharma am höchsten (30.5 PJ), gefolgt von der Papier- und Druckindustrie (23.3 PJ).

³³ Auch in diesem Schaubild zeigen die Säulen die relativen Anteile, während die Zahlen den absoluten Verbrauch in PJ angeben.

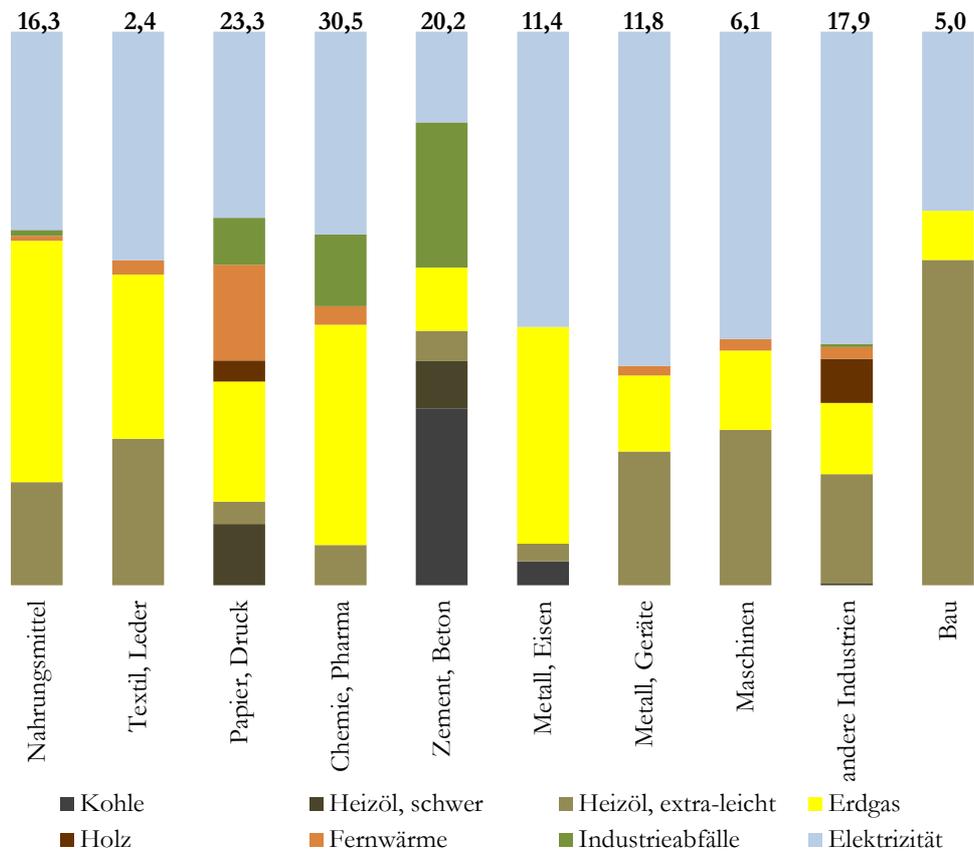


Abbildung 11: Bedeutung der Energieträger in den Industriebranchen und dem Bau (in PJ)

Datenquelle: BFE (2008)

Anmerkung: Branche Zement, Beton enthält auch NE, Mineralien. Die Branche Metall, Eisen auch andere Metalle.

Abbildung 12 gibt einen Überblick der Verwendung von Energieträgern in ausgewählten Branchen des Dienstleistungssektors. Demnach differieren die Unterschiede zwischen den einzelnen Branchen weniger stark als in der Industrie. Den absolut grössten Energieverbrauch verzeichnet der Handel (26.4 PJ), gefolgt vom Gastgewerbe (16.6 PJ).³⁴

³⁴ Die in der Sammelkategorie „andere Dienstleistungen“ zusammengefassten Branchen weisen einen noch höheren Energieverbrauch aus (32.8 PJ). Dieser hohe Wert ist aber auf die Kategorienbildung zurückzuführen. Es handelt sich um eine heterogene Kategorie, die auch anders hätte zusammengefasst werden können.

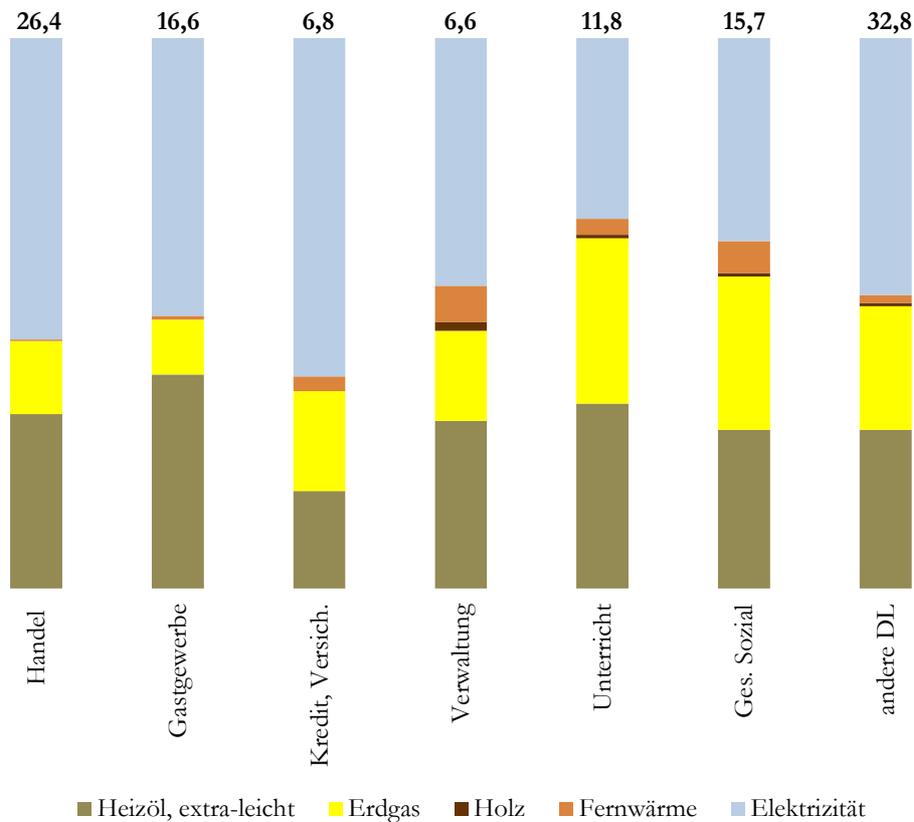


Abbildung 12: Bedeutung der Energieträger in den Dienstleistungsbranchen (in PJ)

Datenquelle: BFE (2008)

4.1.2. Energiekosten

Um einen Eindruck über die Energiekosten in den einzelnen Branchen zu erhalten, ist es sinnvoll, sie in Relation zu anderen Kennzahlen zu setzen. Der Umsatz eignet sich hierfür sehr gut, da durch den Quotienten „Energiekosten pro Umsatz“ die relative Bedeutung des Produktionsfaktors Energie in der Branche ersichtlich wird.³⁵ Tabelle 4 listet die Ergebnisse für das Jahr 2007 auf. Diese zeigen die Grössenordnung für den Durchschnitt aller Unternehmen einer Branche.³⁶

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass die „Energiekosten pro Umsatz“ zwischen den verschiedenen Branchen stark variieren. Während sie beispielsweise im Bereich der Ma-

³⁵ Um diese Kennzahl zu berechnen, wurde der Energieverbrauch nach Energieträgern mit den von den Unternehmen gezahlten Preisen multipliziert. Im Ergebnis stehen die Energiekosten der einzelnen Branchen zur Verfügung. Durch die Division durch den Umsatz der Branche resultiert die gewünschte Kennzahl „Energiekosten pro Umsatz“.

³⁶ Bei den angegebenen Werten gilt zu beachten, dass durch die Verwendung unterschiedlicher Datenquellen Ungenauigkeiten bei der Abgrenzung der Branchen nicht vermieden werden konnten.

schinen lediglich 0.3% betragen, liegen sie in der Branche „Zement, Beton & andere, NE-Min“ bei 5.0%. Bei den Dienstleistungen haben die Energiekosten einen Anteil von 0.6% des Umsatzes und sind somit tiefer als bei der Industrie insgesamt (im Durchschnitt 0.8%).³⁷

Branche	Gesamtenergieverbrauch (in PJ)	Energiekosten (in 1000 CHF)	Branchenumsatz (in 1000 CHF)	Energiekosten pro Umsatz (in %)
Nahrungsmittel	16.3	313'133	26'697'828	1.2
Textil, Leder	2.4	45'787	3'692'519	1.2
Papier, Druck	23.3	473'610	15'399'539	3.1
Chemie, Pharma	30.5	606'703	61'197'235	1.0
Zement, Beton & andere, NE-Min.	20.2	299'033	6'022'207	5.0
Metall, Eisen & NE, Metall	11.4	222'517	20'479'225	1.1
Metall, Geräte	11.8	223'176	46'506'952	0.5
Maschinen	6.1	113'245	39'911'062	0.3
Andere Industrien	17.9	376'875	72'247'835	0.5
Bau	5.0	85'858	60'584'764	0.1
Industrie	144.9	2'759'936	352'739'166	0.8
Dienstleistungen	116.8	3'434'417	586'641'934	0.6

Tabelle 4: Branchenumsatz und Energiekosten in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen

Datenquellen: BFE (2008), IEA (2011), BFS (2008), eigene Berechnungen

Es gilt bei der Interpretation der Ergebnisse unbedingt darauf zu achten, dass für einzelne Unternehmen der Produktionsfaktor Energie deutlich wichtiger als im Branchendurchschnitt ist und daher auch die „Energiekosten pro Umsatz“ für diese Unterneh-

³⁷ Eine weitergehende Aufspaltung der Dienstleistungsbranchen ist nicht sinnvoll, da die Aussagekraft für Branchen limitiert ist. So sind beispielsweise beim Energieverbrauch im Bereich „Unterricht“ sämtliche Institutionen aufgeführt, welche diese Dienstleistungen anbieten. Öffentliche Bildungsinstitutionen (Schulen, Universitäten, ...) generieren in aller Regel keinen bzw. einen minimalen Umsatz. Der Umsatz kommt deswegen nur von Bildungseinrichtungen wie Nachhilfeinstituten, sowie privaten Hochschulen und sonstigen nicht-öffentlichen Einrichtungen der Fort- und Weiterbildung. Das Datenproblem ist mit der Zusammenfassung nicht gelöst, es ist aber nicht mehr so offensichtlich. In diesem Sinne ist davon auszugehen, dass die „Energiekosten pro Umsatz“ für die Dienstleistungen überschätzt sind.

men höher liegen. Ein Beispiel ist die Papierfabrik Perlen, bei der die Stromkosten nach eigenen Angaben 17% der gesamten Produktionskosten ausmachen.³⁸ Die Kennzahl „Energiekosten pro Umsatz“ liegt bei diesem Unternehmen – ohne die genauen Unternehmenszahlen zu kennen – daher mit einer hohen Wahrscheinlichkeit auch im zweistelligen Prozentbereich und damit deutlich über dem Branchendurchschnitt von 3.1%.

4.2. Entwicklung der Energiekosten

Die bisherigen Betrachtungen haben die heutige Situation analysiert. Im diesem Kapitel wird der Blick in die Zukunft gerichtet und es werden mögliche Entwicklungen bis zum Jahr 2050 berechnet. Datenbasis dieser Berechnungen ist die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates.³⁹ Aufgrund der Datenverfügbarkeit kann dabei nicht mehr für mehrere Branchen unterschieden werden, die Differenzierung zwischen dem Industriesektor und dem Dienstleistungssektor bleibt aber möglich.

Die zukünftigen Energiekosten hängen von der Entwicklung der Energienachfrage und von den zukünftigen Energiepreisen ab. Die Energienachfrage in den beiden Szenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“ wurde im Kapitel 2.2 gezeigt. In den folgenden Ausführungen werden deswegen zunächst die in der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates angenommen Preisentwicklungen dargelegt und darauf aufbauend die Energiekosten für die Schweiz insgesamt, sowie für die Industrie- und die Dienstleistungsbetriebe abgeleitet.⁴⁰

An dieser Stelle soll nochmals erwähnt werden, dass es sich bei den Szenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“ nicht um Prognosen handelt, sondern um mögliche Entwicklungen unter ganz bestimmten Umständen und Annahmen. Mit den Szenarien wird dem Umstand der sehr hohen Unsicherheiten im Energiemarkt Rechnung getragen. In der Realität könnten insbesondere dann ganz andere Energiekosten als die im Folgenden ausgewiesenen Werte resultieren, wenn die unterstellten Umstände oder getroffenen Annahmen sich in den nächsten Jahrzehnten als nicht zutreffend erweisen.

4.2.1. Energiepreise

Die meisten Experten rechnen mit langfristig steigenden Energiepreisen. Auch die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates, die sich an den Szenarien der International Energy Agency orientiert, geht von einem weiteren Anstieg der globalen Energiepreise aus.

³⁸ Vgl. Basler Zeitung vom 08.06.2011, S. 11

³⁹ Vgl. BFE (2011)

⁴⁰ Damit werden die dort getroffenen Annahmen implizit übernommen. Die andere Datenbasis als in Kapitel 4.1 führt zu unterschiedlichen Ergebnissen bezüglich der Energiekosten der Gegenwart. Unterschiedliche Ergebnisse resultieren, weil erstens verschiedene Jahre betrachtet wurden (2007 vs. 2009), aber zweitens auch deswegen, weil in den EVID-Daten die tatsächlich von den Unternehmen gezahlten Preise ausgewiesen werden, in der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates jedoch die Haushaltspreise angegeben sind.

Allerdings mussten diese Preisannahmen im Vergleich zu den Energieperspektiven 2035 aus dem Jahr 2007 bereits deutlich nach oben korrigiert werden.⁴¹ Die Preisentwicklungen im letzten Jahr deuten darauf hin, dass auch die Annahmen in den Berechnungen von 2011 zu tief liegen. Damit wird sehr gut deutlich, dass die nachfolgend präsentierten Werte, die unter anderem auf den Annahmen einer Preisentwicklung entsprechend den Szenarien in der Entscheidungsgrundlage basieren, keineswegs sicher sind, sondern nur als Anhaltspunkt dienen können. Höhere Kosten scheinen aufgrund der jüngsten Preisentwicklungen realistischer als Kosten, die unter den nachfolgend berechneten Werten liegen.

Die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates nimmt folgende Preisentwicklungen an. Im Szenario „weiter wie bisher“ steigen die Preise für Erdölbrennstoff (HEL) von 68.9 Rp/l in 2009 auf 114.6 Rp/l in 2050 (+66%), für Erdöltreibstoff (Benzin 95) von 151 Rp/l auf 214 Rp/l (+42%), für Erdgas von 9.6 Rp/KWh auf 15.0 Rp/KWh (+56%) und für Elektrizität von 17.8 Rp/KWh auf 25.9 Rp/KWh (+46%).⁴² Im Szenario „neue Energiepolitik“ steigen die Preise für Erdölbrennstoff auf 162.8 Rp/l (+136%), für Erdöltreibstoff auf 400 Rp/l (+165%), für Erdgas auf 23.8 Rp/KWh (+148%) und für Elektrizität auf 46.7 Rp/KWh (+162%).⁴³ In diesem Szenario werden die Energiepreise also beinahe um den Faktor 3 steigen. In den Preisen ist die im Szenario „neue Energiepolitik“ erhobene Lenkungsabgabe (72.3 Rp/l für Erdölbrennstoff, 130 Rp/l für Erdöltreibstoff, 8.9 Rp/KWh für Erdgas und 20.8 Rp/KWh für Elektrizität) integriert. Die Lenkungsabgabe soll an Unternehmen und Haushalte zurückverteilt werden.

Die unterstellten Preissteigerungen der verschiedenen Energieträger liegen innerhalb der Szenarien in einer ähnlichen Höhe. Im Szenario „weiter wie bisher“ steigen die realen Energiepreise von 2009 bis 2050 demnach zwischen 42% und 66%. Im Szenario „neue Energiepolitik“ liegen die Preissteigerungen zwischen 136% und 165%. Insofern sind grössere Verschiebungen (so genannten Substitutionseffekte) zwischen den dargestellten Energieträgern aufgrund der preislichen Anreize nicht zu erwarten.⁴⁴ Jedoch sollen – so wie die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates zu interpretieren ist – nicht alle Energieträger einer Lenkungsabgabe unterliegen. Beispielsweise ist für den nachwachsenden Rohstoff Holz keine Lenkungsabgabe vorgesehen. Die Preissteigerungen sind entsprechend tiefer und der Einsatz von Holz wird attraktiver. Substitutionsprozesse von Gas oder Heizöl durch Holz werden demnach auftreten.

⁴¹ In den Energieperspektiven, die im Jahr 2007 verfasst wurde, ist ein Ölpreis von 30 bzw. 50 USD pro Barrel im Jahr 2035 unterstellt. In der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates aus dem Jahr 2011 wurden hingegen bereits 90 bzw. 113 USD angenommen (vgl. BFE, 2011, S. 2).

⁴² Bei der Elektrizität wird von der Stromangebotsvariante 2 und der Zubaustrategie „fossil-dezentral und erneuerbar“ ausgegangen.

⁴³ Diese Elektrizitätspreise werden für die Stromangebotsvariante 3 und die Zubaustrategie „fossil-dezentral und erneuerbar“ unterstellt.

⁴⁴ Möglich ist jedoch eine umweltpolitisch motivierte und geförderte Substitution von fossilen Energieträgern durch Strom (z.B. bei der Elektromobilität und bei Wärmepumpen)

Grundsätzlich ist zu unterscheiden zwischen steigenden Weltmarktpreisen (die weitgehend für die Preisentwicklungen im Szenario „weiter wie bisher“ verantwortlich sind) und steigenden Energiepreisen, die in der nationalen Energie- bzw. Umweltpolitik begründet sind (diese Art der Preissteigerungen kommen im Szenario „neue Energiepolitik“ – v.a. in Form einer Lenkungsabgabe – zusätzlich hinzu).

Steigende Weltmarktpreise wurden in der Vergangenheit mit einer wirtschaftlichen Rezession in Verbindung gebracht (das waren die Lehren aus den Ölpreisschocks der Siebziger Jahre). Die jüngeren Preisanstiege haben jedoch gezeigt, dass dieser Zusammenhang nicht (mehr) so eindeutig ist. Hierfür gibt es mehrere Gründe, der wahrscheinlich wichtigste ist die signifikante Verminderung der Ölintensität der Volkswirtschaften.

Steigende Energiepreise durch eine nationale Energiepolitik verschlechtern die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen. Energieintensive Unternehmen, die gleichzeitig in einem globalen Wettbewerb stehen, wären von einer solchen Politik besonders negativ betroffen. Damit der Wirtschaftsstandort Schweiz nicht zu sehr geschwächt wird, setzt die „neue Energiepolitik“ der Entscheidungsgrundlage eine internationale Harmonisierung der Energiepolitik voraus, mit der Folge, dass der Produktionsfaktor Energie auch in allen anderen Ländern deutlich teurer würde.

4.2.2. *Entwicklung der Energiekosten im Nachfrageszenario „weiter wie bisher“*

Im Nachfrageszenario „weiter wie bisher“ wird insgesamt von einem moderaten Rückgang der Energienachfrage ausgegangen (vgl. Abbildung 2 auf Seite 15). Die Preise der Energieträger steigen in diesem Szenario bis zum Jahr 2050 zwischen 42% und 66% (vgl. Kapitel 4.2.1). Aus der Entwicklung der Energienachfrage und den Preisinformationen können die Ausgaben für die einzelnen Energieträger und für die Energie insgesamt in den Jahren 2009, 2020, 2035 und 2050 berechnet werden. Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse für die Schweiz.⁴⁵ Darin enthalten sind neben dem Industrie- und Dienstleistungssektor auch die Ausgaben der Haushalte und im Verkehr. Diese Ergebnisse gelten für den Fall, dass die angenommenen Entwicklungen des Szenarios „weiter wie bisher“ auch tatsächlich eintreten.

⁴⁵ Die Umrechnung in PJ erfolgt gemäss den in BFE (2010) angegebenen Faktoren.

	2009	2020	2035	2050	Veränd. 2009-50
Erdölbrennstoff					
Menge (PJ)	183	162	113	80	-56%
Preis (Rp/l)	68.9	68.9	126.1	114.6	+66%
Preis (Mio. CHF/PJ)	19.4	19.4	35.4	32.2	-27%
Ausgaben (Mio. CHF)	3543	3136	4004	2576	-27%
Erdöltreibstoff					
Menge (PJ)	237	215	169	146	-38%
Preis (Rp/l)	151	184	203	214	+42%
Preis (Mio. CHF/PJ)	42.5	51.8	57.2	60.3	+42%
Ausgaben (Mio. CHF)	10079	11142	9662	8800	-13%
Erdgas					
Menge (PJ)	106	127	119	106	0%
Preis (Rp/KWh)	9.6	9.6	13.9	15.0	+56%
Preis (Mio. CHF/PJ)	26.7	26.7	38.6	41.7	+56%
Ausgaben (Mio. CHF)	2827	3387	4595	4417	+56%
Elektrizität					
Menge (PJ)	207	238	259	285	+38%
Preis (Rp/KWh)	17.8	17.8	25.5	25.9	+46%
Preis (Mio. CHF/PJ)	49.4	49.4	70.8	71.9	+46%
Ausgaben (Mio. CHF)	10235	11768	18346	20504	+100%
Sonstige Energieträger					
Menge (PJ)	81	105	121	127	+57%
Preis (Mio. CHF/PJ)	26.7	26.7	38.6	41.7	+56%
Ausgaben (Mio. CHF)	2160	2800	4672	5292	+145%
Summe Menge (in PJ)	814	847	781	744	-9%
Summe Ausgaben (Mio. CHF)	28844	32233	41279	41588	+44%

Tabelle 5: Entwicklung der Energiemengen, Energiepreise und Energieausgaben im Szenario „weiter wie bisher“

Datenquelle: BFE (2011), eigene Berechnungen

Aus der Tabelle lassen sich mehrere Schlussfolgerungen ziehen. Die wichtigste Erkenntnis ist, dass bei einer Entwicklung gemäss Szenario „weiter wie bisher“ die Gesamtausgaben für Energie in der Schweiz von heute rund 29 Mrd. CHF auf 42 Mrd. CHF steigen würden (siehe letzte Zeile der Tabelle). Bei diesen Zahlen handelt es sich um den realen (inflationsbereinigten) Anstieg der Energieausgaben.

Dieser Anstieg wäre in erster Linie in der Steigerung der Energiepreise begründet. Jedoch würde auch die Substitution der relativ billigen Energieträger (v.a. Erdölbrennstoffe) durch höherwertige Energieträger (Strom) zu einer Steigerung der Energieausgaben

insgesamt führen. Die zurückgehende Endenergienachfrage hingegen würde ausgaben-dämpfend in die entgegengesetzte Richtung wirken.

In einem weiteren Berechnungsschritt können die zukünftigen Energiekosten für Industrie und Dienstleistungen ermittelt werden. Hierfür ist die in der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates unterstellte Nachfrageentwicklung der Sektoren zu verwenden. Es wird in der folgenden Aufstellung angenommen, dass diese Sektoren einen durchschnittlichen Energiemix – abgesehen von den Erdöltreibstoffen – verwenden. Mit anderen Worten werden für die Industrie, die Dienstleistungen und die Haushalte der gleiche relative Anteil an Erdölbrennstoff, Erdgas, Elektrizität und sonstigen Energieträgern unterstellt. Die Ergebnisse zu den Energiekosten für die Sektoren Industrie und Dienstleistungen werden in der Tabelle 6 gezeigt.

	2009	2020	2035	2050
Industrie				
Energienachfrage (PJ)	168	205	209	215
Energiekosten (Mio. CHF)	5464	6841	10797	11789
Veränderung gegenüber 2009	-	+25%	+98%	+116%
Dienstleistungen				
Energienachfrage (PJ)	145	167	170	171
Energiekosten (Mio. CHF)	4716	5573	8782	9376
Veränderung gegenüber 2009	-	+18%	+86%	+99%

Tabelle 6: Entwicklung der Energiekosten für die Sektoren Industrie und Dienstleistungen im Szenario „weiter wie bisher“

Datenquelle: BFE (2011), eigene Berechnungen

Demnach würde die Energienachfrage der Unternehmen weiter steigen, sofern die Annahmen des Szenarios zuträfen (Einsparungen werden vor allem in den Sektoren Haushalte und Verkehr erwartet) und gleichzeitig wären die Unternehmen mit steigenden Energiepreisen konfrontiert. Die realen Energiekosten stiegen für den Industriesektor bis zum Jahr 2050 um 116% und für die Unternehmen im Sektor Dienstleistungen um 99%. Dies entspräche einer durchschnittlichen jährlichen realen Wachstumsrate der Energiekosten von 1.9% resp. 1.7%.⁴⁶

Sich ändernde Preise setzen Anreize für Verhaltensänderungen. Beispielsweise können Unternehmen den Produktionsfaktor Energie durch den Produktionsfaktor Kapital ersetzen. Diese Substitution ist in den Szenarien der Entscheidungsgrundlage des Bun-

⁴⁶ An dieser Stelle ist darauf zu verweisen, dass für die Berechnungen im Rahmen dieser Studie explizit oder implizit Annahmen getroffen wurden, die das Ergebnis beeinflussen können. Vor dem Hintergrund der ohnehin hohen Unsicherheiten von Prognosen über vier Jahrzehnte sind die dadurch zu erwartenden Unschärfen jedoch relativ gering. Im Anhang „Methodische Anmerkungen zur Berechnung der zukünftigen Energiekosten“ werden die zentralen Annahmen genannt.

desrates bereits berücksichtigt mit der Folge, dass der Energieverbrauch durch den Einsatz effizienterer Maschinen und Geräte sinkt. Durch diese neuen Maschinen entstehen jedoch weitere (Investitions-)Kosten für die Unternehmen, die in den Berechnungen nicht ausgewiesen werden.

4.2.3. Entwicklung der Energiekosten im Nachfrageszenario „neue Energiepolitik“

In Tabelle 7 sind die Energiemengen nach Energieträger, deren Energiepreise und die gesamten Energieausgaben in der Schweiz aufgelistet, die bei einer Entwicklung gemäss Szenario „neue Energiepolitik“ resultieren würden. Zudem ist für das Jahr 2050 die Höhe der Lenkungsabgaben auf Erdölbrennstoff, -treibstoff, Erdgas und Elektrizität angegeben. Das Szenario „neue Energiepolitik“ zeichnet sich durch einen sehr starken Rückgang der Energienachfrage einerseits und stark steigende Preise für Energie andererseits aus.

Selbst unter der Annahme dieser deutlichen Reduktionen des Energieverbrauchs würden die Schweizer Ausgaben für Energie von heute rund 29 Mrd. CHF auf ca. 48 Mrd. CHF steigen (vgl. Tabelle 7). Insbesondere die Ausgaben für Elektrizität würden demnach von heute 10 Mrd. auf 26 Mrd. CHF zulegen.

Der grösste Teil der Steigerungen wäre bei Entwicklungen gemäss diesem Szenario jedoch auf die eingeführte Lenkungsabgabe zurückzuführen. Insgesamt würden im Jahr 2050 rund 17 Mrd. CHF zurückverteilt.

Erwähnenswert ist die Situation in den nächsten Jahren, weil eine deutliche Reduktion des Energieverbrauchs nicht sofort gelingen würde. Das kann an den Ergebnissen für das Jahr 2020 veranschaulicht werden. 2020 lägen die Energieausgaben in der Schweiz bei rund 61 Mrd. CHF (und damit deutlich höher als im Jahr 2050). Da es sich um reale Preise handelt, müssten die Schweizer im Jahr 2020 mehr als doppelt so viel Geld für Energie als im Jahr 2009 berappen. Wäre die Energielenkungsabgabe tatsächlich im Jahr 2011 eingeführt worden – so wie in der Entscheidungsgrundlage eigentlich vorgesehen – hätte dies in 2011 wahrscheinlich noch höhere Energieausgaben als im Jahr 2020 zur Folge gehabt, weil der Energieverbrauch auch bei Einführung der Lenkungsabgabe noch über dem Niveau von 2020 gelegen hätte (kurzfristig können die Energieverbraucher nicht so gut auf die steigende Energiepreise reagieren).

	2009	2020	2035	2050	Veränd. 2009-50
Erdölbrennstoff					
Menge (PJ)	183	129	61	43	-77%
Preis (Rp/l)	68.9	200.0	220.0	162.8	+136%
Preis (Mio. CHF/PJ)	19.4	56.2	61.8	45.7	-44%
Ausgaben (Mio. CHF)	3543	7249	3771	1967	-44%
Lenkungsabgabe (Mio. CHF)				874	
Erdöltreibstoff					
Menge (PJ)	237	199	115	74	-69%
Preis (Rp/l)	151	291	359	400	+165%
Preis (Mio. CHF/PJ)	42.5	82.0	101.1	112.7	-17%
Ausgaben (Mio. CHF)	10079	16310	11628	8337	-17%
Lenkungsabgabe (Mio. CHF)				2709	
Erdgas					
Menge (PJ)	106	105	79	72	-32%
Preis (Rp/KWh)	9.6	19.2	22.3	23.8	+148%
Preis (Mio. CHF/PJ)	26.7	53.3	61.9	66.1	+68%
Ausgaben (Mio. CHF)	2827	5600	4894	4760	+68%
Lenkungsabgabe (Mio. CHF)				1780	
Elektrizität					
Menge (PJ)	207	222	211	203	-2%
Preis (Rp/KWh)	17.8	42.0	46.5	46.7	+162%
Preis (Mio. CHF/PJ)	49.4	116.7	129.2	129.7	+157%
Ausgaben (Mio. CHF)	10235	25900	27254	26334	+157%
Lenkungsabgabe (Mio. CHF)				11729	
Sonstige Energieträger					
Menge (PJ)	81	109	111	102	+26%
Preis (Mio. CHF/PJ)	26.7	53.3	61.9	66.1	+148%
Ausgaben (Mio. CHF)	2160	5813	6876	6743	+212%
Summe Menge (in PJ)	814	764	577	494	-39%
Summe Ausgaben (Mio. CHF)	28844	60873	54422	48141	+67%
Lenkungsabgabe (Mio. CHF)				17092	

Tabelle 7: Entwicklung der Energiemengen, Energiepreise und Energieausgaben im Szenario „neue Energiepolitik“

Datenquelle: BFE (2011), eigene Berechnungen

Auch die Unternehmen müssten im Szenario „neue Energiepolitik“ mit stark steigenden Energiekosten rechnen (vgl. Tabelle 8). Ursache der steigenden Energiekosten wäre einerseits die Lenkungsabgabe, andererseits aber auch die Tatsache, dass Industrie und Dienstleistungen den Energieverbrauch nicht in einem ähnlichen Ausmass drosseln wie die Haushalte und der Verkehrssektor.

	2009	2020	2035	2050
Industrie				
Energienachfrage (PJ)	168	183	147	137
Energiekosten (Mio. CHF)	5464	14434	13616	12984
Lenkungsabgabe (Mio. CHF)				4691
Veränderung gegenüber 2009	-	+164%	+149%	+138%
Dienstleistungen				
Energienachfrage (PJ)	145	133	115	112
Energiekosten (Mio. CHF)	4716	10490	10652	10614
Lenkungsabgabe (Mio. CHF)				3835
Veränderung gegenüber 2009	-	+122%	+126%	+125%

Tabelle 8: Entwicklung der Energiekosten für die Sektoren Industrie und Dienstleistungen im Szenario „neue Energiepolitik“

Datenquelle: BFE (2011), eigene Berechnungen

Im Jahr 2020 müsste die Industrie in diesem Szenario schon annähernd dreimal so viel für Energie aufwenden wie im Jahr 2009 (+164%). In den darauffolgenden Jahren sagt das Szenario einen Rückgang des Verbrauchs bei einem Anstieg der Energiepreise voraus. Der Rückgang des Energieverbrauchs überwiegt, die Energiekosten der Industrie lägen gemäss Szenario „neue Energiepolitik“ im Jahr 2050 aber immer noch 138% über den Energiekosten des Jahres 2009. Die Energiekosten im Dienstleistungssektor würden etwas weniger stark steigen, weil auch der Energieverbrauch etwas stärker reduziert werden könnte. Die Energiekosten lägen im Jahr 2020 122%, im Jahr 2035 126% und im Jahr 2050 125% über dem Niveau von 2009.

In diesem Szenario gilt zu berücksichtigen, dass ein bedeutender Teil der Energiekosten in der Lenkungsabgabe auf Energie begründet ist. Diese Lenkungsabgabe soll wieder an die Unternehmen zurückverteilt werden.⁴⁷ Insofern könnte argumentiert werden, dass die Energiekosten für die Industrie „nur“ knapp 3 Mrd. CHF steigen würden (=12'984 Mio. CHF - 4'691 Mio. CHF - 5'464 Mio. CHF; oder alternativ +52% gegenüber 2009) und die Energiekosten für den Dienstleistungssektor im Jahr 2050 „nur“ rund 2 Mrd. höher lägen (10'614 Mio. CHF - 3'835 Mio. CHF - 4'716 Mio. CHF; oder alternativ +44% gegenüber 2009). Allerdings würden vor allem energieintensive Unternehmen mit den stark steigenden Energiepreisen zu kämpfen haben. Die Auswirkungen auf energieintensive Unternehmen wären durch eine nur in der Schweiz eingeführte Lenkungsabgabe, die die Energiepreise in der Schweiz erhöht und damit zu einem Verlust an Wettbewerbsfähigkeit führt, besonders gravierend. Dies kann am Beispiel der Pa-

⁴⁷ Administrative Kosten werden nicht berücksichtigt und – wahrscheinlich noch wichtiger – politökonomische Risiken werden in der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates nicht angedacht. Ähnlich wie bei der CO₂-Abgabe besteht natürlich die Gefahr, dass auch bei einer Energielenkungsabgabe früher oder später ein Teil des Geldes für andere Zwecke eingesetzt wird.

pierfabrik Perlen aus Kapitel 4.1.2 verdeutlicht werden. Eine nahezu Verdreifachung der Energiekosten würde zu einer Steigerung der Produktionskosten um geschätzte 30% führen. Es ist völlig klar, dass ein Unternehmen bei einer derartigen Steigerungen der Produktionskosten in massive wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten würde. Die Rückerstattung der Lenkungsabgabe würde energieintensive Unternehmen nicht retten, sie sind praktisch irrelevant, weil die Höhe der Rückerstattung sich am durchschnittlichen Energieverbrauch der Unternehmen orientiert. Die in der Tabelle 4 dargestellten Ergebnisse machen deutlich, dass die Rückerstattung nur ein Bruchteil der von energieintensiven Unternehmen gezahlten Lenkungsabgabe sein kann.

In diesem Kontext ist zu ergänzen, dass die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates keine Ausnahmeregelungen – beispielsweise für energieintensive Unternehmen – vorsehen. Würden diese eingeführt, müsste die Industrie vermutlich in der Summe weniger für Energie bezahlen. Diese Ausnahmeregelungen wären aber von den anderen Energieverbrauchern zu bezahlen, weil dort eine höhere Abgabe erforderlich würde, um die Nachfrageziele erreichen zu können.

5. Alternativszenarien

In den bisherigen Ausführungen wurden Energiemix, Importbedarf und die Energiekosten der Wirtschaft berechnet, die bei einer Entwicklung entsprechend den Szenarien der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates resultieren würden. Durch die Reduktion der Analyse auf die Szenarien der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates könnte der Eindruck entstehen, dass die Entwicklungen der Energienachfrage, des Energieangebots und der Energiepreise in den nächsten Jahrzehnten gut vorhersehbar sind und durch entsprechende politische Massnahmen vor allem auch umsetzbar sind. Wird die bisherige Energiepolitik weiter verfolgt, würde sich demnach der Energiemarkt in der Schweiz entsprechend dem Szenario „weiter wie bisher“ entwickeln, bei der Einführung von Instrumenten mit „hoher Eingriffstiefe“ hingegen wäre das Szenario „neue Energiepolitik“ realisierbar.

Alternativszenarien aufgrund enormer Unsicherheiten

In der Realität ist die Entwicklung der Energiemärkte jedoch mit hohen Unsicherheiten verbunden, vor allem dann, wenn sie für beinahe vier Jahrzehnte vorherzusagen ist. Unsicherheiten bestehen unseres Erachtens vor allem bezüglich der Energienachfrage in der Schweiz, aber auch bezüglich der Energiepreise und des Energieangebots. In diesem Kapitel sollen Alternativszenarien aufzeigen, dass auf Basis veränderter Annahmen ganz andere Ergebnisse zum zukünftigen Importbedarf und den zukünftigen Energiekosten der Wirtschaft resultieren.⁴⁸ Hierbei steht vor allem die Nachfrageentwicklung im Fokus, weil diese in der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates besonders ambitioniert erscheint.

Verdeutlicht werden kann diese Einschätzung anhand einer Analyse auf Basis historischer Daten, die den engen Zusammenhang zwischen Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch in der Schweiz darlegen, kombiniert mit einer Wachstumsprognose der Wirtschaftsleistung bis zur Mitte des Jahrhunderts.⁴⁹ Gemäss Abbildung 13 waren die Wachstumsraten der Wirtschaftsleistung und des Energieverbrauchs seit den siebziger Jahren weitgehend identisch (erkennbar an dem fast deckungsgleichen Verlauf der blauen und roten Kurve), erst im letzten Jahrzehnt ist eine leichte Entkopplung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch gelungen. Die gestrichelten bzw. gepunkteten Linien zeigen die vorausgesagte Entwicklung bis 2050. Demnach ist von einer weiteren Steigerung des Bruttoinlandprodukts auszugehen (blaue Linie). Die Entwicklung des Energieverbrauchs entsprechend der beiden Szenarien in den Entscheidungsgrundlagen des Bundesrates werden durch die rot gepunktete Linie (Szenario „weiter wie bisher“)

⁴⁸ Die Annahmen der Alternativszenarien sind im Anhang „Zentrale Annahmen für die Alternativszenarien“ aufgeführt.

⁴⁹ Das Schaubild entstammt IWSB (2012) und auch die darüber geführte Diskussion lehnt sich an diese Studie an.

und rot gestrichelte Linie (Szenario „neue Energiepolitik“) aufgezeigt. Die Betrachtung der Kurven verdeutlicht, welches Ausmass der Entkopplung die Szenarien unterstellen.

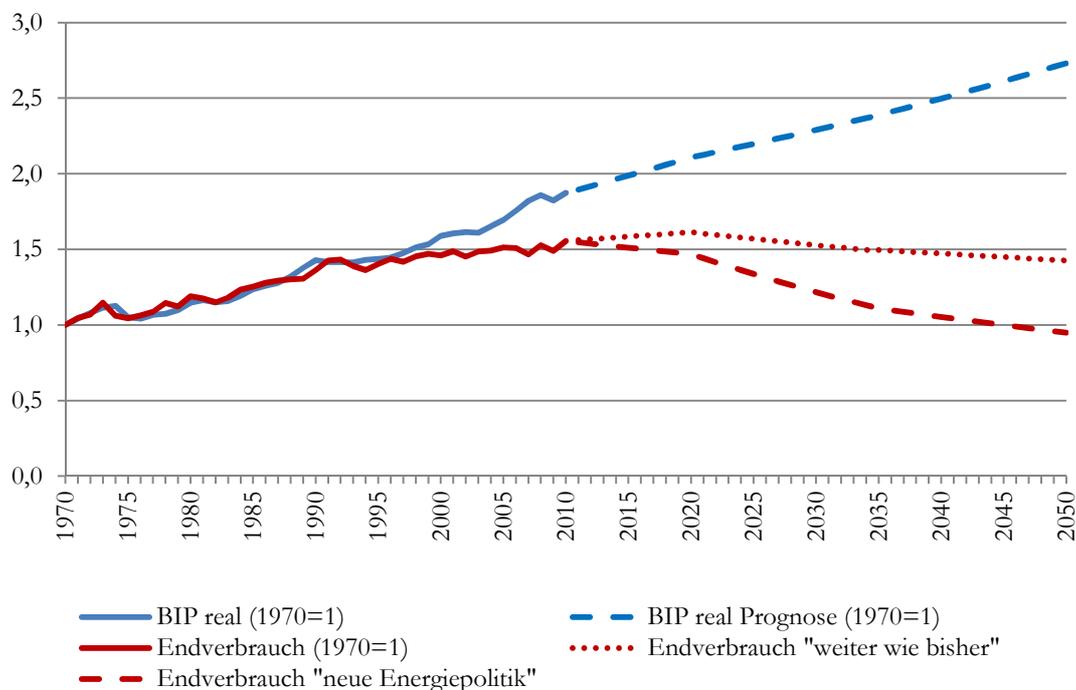


Abbildung 13: Energieverbrauch in den Szenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“ im Vergleich zur Wirtschaftsentwicklung

Datenquellen: BFE (2011), BFE (2010), Seco (2011), eigene Berechnungen
Anmerkung: Werte indiziert (1970=1)

Selbst im Szenario „weiter wie bisher“ müsste gewährleistet werden, dass die bereits im letzten Jahrzehnt eingeleitete Entkopplung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch auch bis 2020 gelingt und in den drei folgenden Jahrzehnten sogar noch stärker ausfällt. Dabei gilt jedoch zu bedenken, dass Energieeinsparungen durch Strukturwandel (Tertiärisierung/De-Industrialisierung) immer weniger ergiebig ausfallen dürften, weil laufend weniger energieintensive Unternehmen in der Schweiz tätig sind. Demzufolge müssten vor allem die Haushalte mithilfe energieeffizienterer Geräte und durch Konsumverzicht ihren Energieverbrauch reduzieren. Dies gilt erst recht für die weit ambitioniertere „neue Energiepolitik“, welche trotz steigender Wirtschaftsleistung eine deutliche Verminderung des Energieeinsatzes anstreben soll. Konkret soll der Energieverbrauch im Jahr 2050 auf das Verbrauchsniveau des Jahres 1970 abgesenkt werden. Dies obwohl das reale BIP von 2050 nahezu dreimal grösser sein soll als das von 1970.

Welche geradezu revolutionären energietechnischen Erfolge insbesondere die „neue Energiepolitik“ in den nächsten vierzig Jahren erfordern würde, lässt sich im Vergleich mit den letzten vierzig Jahren ermes sen. Von 1970 bis heute ist eine Steigerung der

Energieproduktivität⁵⁰ von 20% gelungen, in den kommenden vierzig Jahren soll eine weitere Steigerung um über 70 Prozentpunkte („weiter wie bisher“) bzw. nahezu 170 Prozentpunkte („neue Energiepolitik“) möglich werden. Der Vergleich der jährlichen Steigerungsraten der Energieproduktivität unterstreicht die ambitionierten Verbrauchsentwicklungen in den Szenarien der Entscheidungsgrundlage: Im Referenzzeitraum zwischen 1970 und 2010 ist die Energieproduktivität um jährlich 0.5% gestiegen. Im Planungszeitraum des Bundesrats bis zum Jahr 2050 wären dagegen zur Erreichung der Zielpfade jährliche Produktivitätssteigerungsraten von durchschnittlich 1.2 % („weiter wie bisher“) bzw. sogar 2.2% („neue Energiepolitik“) notwendig. Dies, wie bereits erwähnt, unter der durchaus plausiblen Prämisse, dass kaum mehr mit einem ähnlich hohen strukturellen Beitrag (Tertiärisierung/De-Industrialisierung) wie im Referenzzeitraum gerechnet werden kann.

Definition der Alternativszenarien

Weil in diesem Kontext eine Entwicklung der Energienachfrage gemäss Entscheidungsgrundlage des Bundesrates ambitioniert, zumindest aber sehr unsicher ist, gehen die Alternativszenarien von einer höheren Energienachfrage bis zum Jahr 2050 aus.

Im Szenario „Wachstum 1“ steigt der Energieverbrauch in den nächsten Jahrzehnten weiter an. Die Entwicklung der Endenergienachfrage orientiert sich an dem Szenario „bestehende energiepolitische Rahmenbedingungen“ der Internationalen Energieagentur.⁵¹ In diesem Szenario steigt die Primärenergienachfrage für die europäischen OECD-Länder weiter an.⁵² Dieses Wachstum der europäischen OECD-Länder wird auf die Schweiz übertragen. Die Endenergienachfrage liegt unter dieser Annahme im Jahr 2050 rund 16% über dem Niveau von 2009, normiert auf 1970 (siehe Abbildung 13) bei 1.81. Das Szenario erfordert demzufolge ebenfalls eine deutliche Entkopplung von der Wirtschaftsleistung.

Das Szenario „Wachstum 2“ geht von einer deutlich stärker steigenden Stromnachfrage als die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates aus, die relevante Datenbasis ist Swissspower (2011). Bei allen anderen Energieträgern entwickelt sich der Verbrauch entsprechend dem Szenario „weiter wie bisher“. In der Summe resultiert in diesem Szenario ein Energieverbrauch, der bei einer Normierung wie in Abbildung 13 (1970=1) im Jahr 2050 1.84 beträgt. Auch in diesem Szenario liegt das Wachstum des Energieverbrauchs deutlich unterhalb des prognostizierten Wirtschaftswachstums.

⁵⁰ Bei der Energieproduktivität handelt es sich um den Kehrwert der Energieintensität einer Volkswirtschaft. Die Energieproduktivität wird hier gemessen als reales Bruttoinlandsprodukt pro Einheit Endenergieverbrauch.

⁵¹ Vgl. Kapitel 3.1

⁵² Vgl. OECD/IEA (2011).

Aufbau des Kapitels

In diesem Kapitel wird zunächst der Energiemix und der Importbedarf dargestellt, der sich bei Entwicklung entsprechend den beiden Alternativszenarien ergeben würde (Kapitel 5.1).⁵³ Anschliessend werden die Kosten für die Wirtschaft ermittelt, die bei der Realisierung der Alternativszenarien resultieren würden (Kapitel 5.2). Die Ergebnisse werden jeweils mit dem Szenario „weiter wie bisher“ aus der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates verglichen.

5.1. Energiemix und Importbedarf

5.1.1. Szenario „Wachstum 1“

Abbildung 14 zeigt die Endenergienachfrage für das Szenario „Wachstum 1“. Die Endenergienachfrage steigt kontinuierlich an und läge im Jahr 2050 bei 942 PJ.

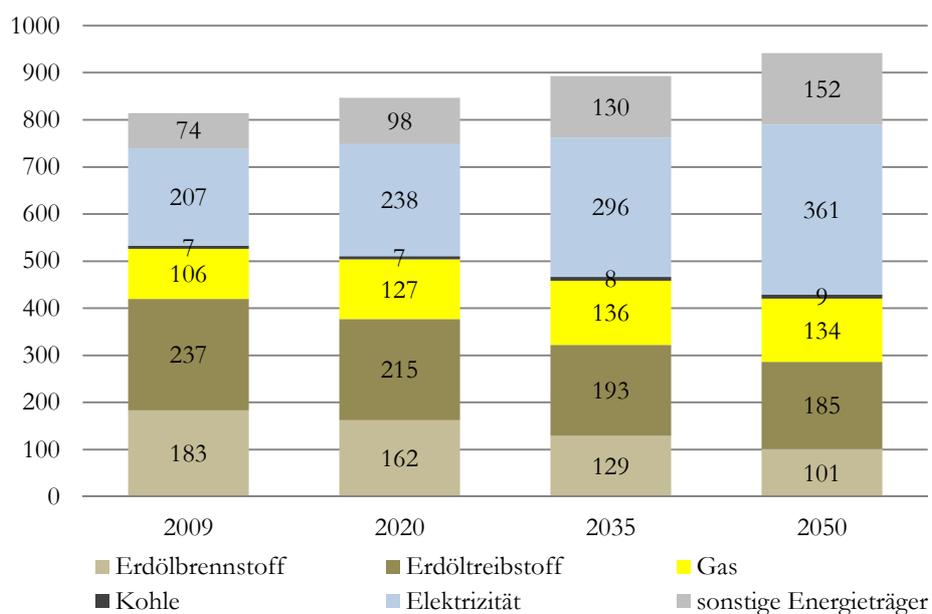


Abbildung 14: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern im Szenario „Wachstum 1“ (in PJ)

Datenquelle: BFE (2011), OECD/IEA (2011), eigene Berechnungen

⁵³ Der Vergleichsmaßstab ist das Szenario „weiter wie bisher“, weil in den Alternativszenarien – bis auf die Nachfrageentwicklung und des Potenzials der Wasserkraft – die gleichen Annahmen wie im Szenario „weiter wie bisher“ getroffen wurden. Insofern werden vor allem die Auswirkungen einer unterschiedlichen Nachfrageentwicklung deutlich. Dem Szenario „neue Energiepolitik“ liegen hingegen vor allem andere Energiepreise zugrunde, unterschiedliche Ergebnisse sind daher auch auf Preiseffekte zurückzuführen.

Aus der Endenergienachfrage lässt sich unter den gleichen Annahmen wie in den bisherigen Berechnungen für die Szenarien der Entscheidungsgrundlage der Importbedarf der Schweiz berechnen.⁵⁴ Der Importbedarf für die drei verschiedenen Zubaustrategien ist in Abbildung 15 dargestellt. Aus dem Schaubild wird ersichtlich, dass die Gas- und Stromabhängigkeit zunehmen würde. Die Importe von Rohöl und Erdölprodukten sowie von Kernbrennstoffen gehen hingegen zurück. Die Abhängigkeit vom Gas steigt insbesondere dann, wenn auf inländische fossile Stromproduktion gesetzt wird (Zubaustrategie „fossil-zentral und EE“). In diesem Fall müsste im Jahr 2050 annähernd fünfmal so viel Gas importiert werden wie im Jahr 2009 (530 PJ anstatt heute 113 PJ). Bei den beiden anderen Zubaustrategien wäre hingegen ein sehr hoher Stromimport von 157 PJ – also rund 44 TWh – notwendig, obwohl sich auch der Gasbedarf bis zum Jahr 2050 mehr als verdoppeln würde.

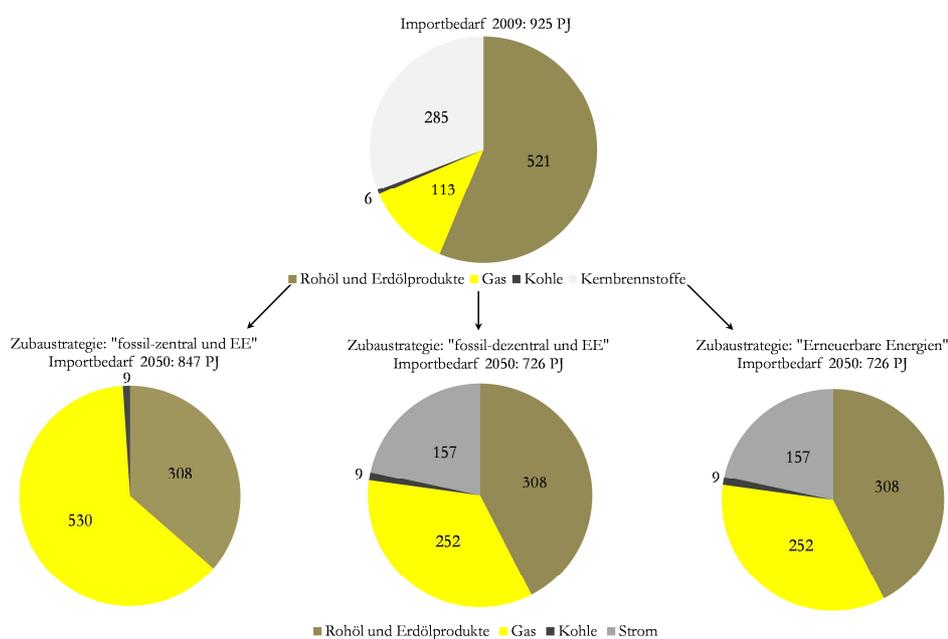


Abbildung 15: Importbedarf 2009 und 2050 im Szenario „Wachstum 1“ (in PJ)

Datenquellen: oben: BFE (2010), unten: BFE (2011), OECD/IEA (2011) und eigene Berechnungen

5.1.2. Szenario „Wachstum 2“

Die Entwicklung der Energienachfrage entsprechend dem Szenario „Wachstum 2“ ist in Abbildung 16 aufgezeigt. Die Endenergienachfrage läge bei einer Entwicklung entsprechend diesem Szenario bei 959 PJ.

⁵⁴ Vgl. Anhang „Methodische Anmerkungen zur Berechnung des Importbedarfs“.

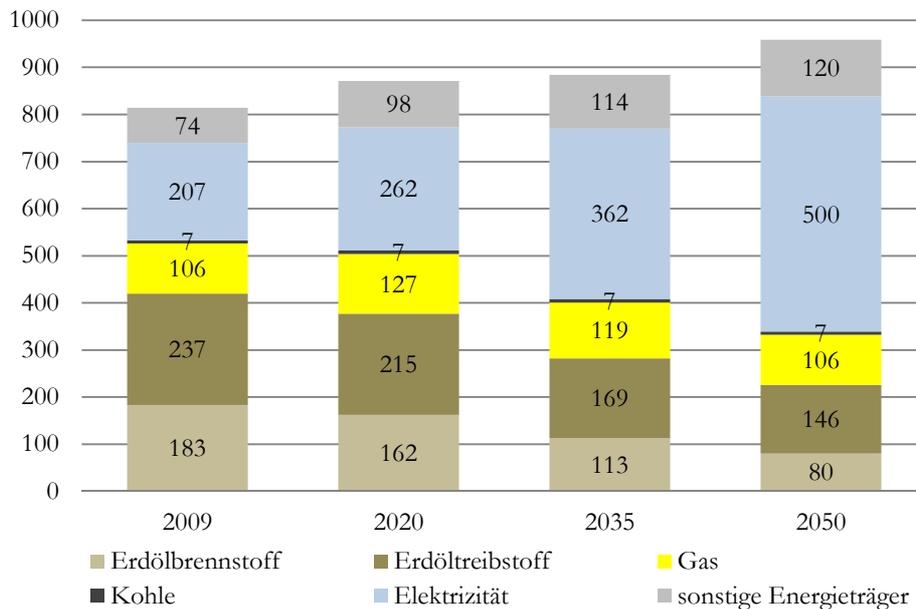


Abbildung 16: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern im Szenario „Wachstum 2“ (in PJ)

Datenquelle: BFE (2011), Swisspower (2011), eigene Berechnungen

In Abbildung 17 ist der aus der Energienachfrage abzuleitende Importbedarf dargestellt. Da in diesem Szenario vor allem der stark steigende Strombedarf zu decken ist, steigt bei der Zubastrategie „fossil-zentral und EE“, in der vor allem auf fossile Grosskraftwerke (GuD) in der Schweiz gesetzt wird, der Gasbedarf auf 746 PJ. Es müsste fast schon sieben Mal so viel Gas wie heute importiert werden. Bei den beiden anderen Zubastrategien „fossil-dezentral und EE“ sowie „Erneuerbare Energien“ wird auf Grosskraftwerke verzichtet, lediglich die Potenziale der neuen erneuerbaren Energien und der dezentralen Wärmekraftkopplung werden ausgeschöpft. Bei diesen Strategien wäre ein Stromimport von 296 PJ bzw. 82 TWh erforderlich. Der Stromimport läge damit deutlich höher als der gesamte heutige Elektrizitätsnachfrage in der Schweiz (207 PJ bzw. 57.5 TWh).

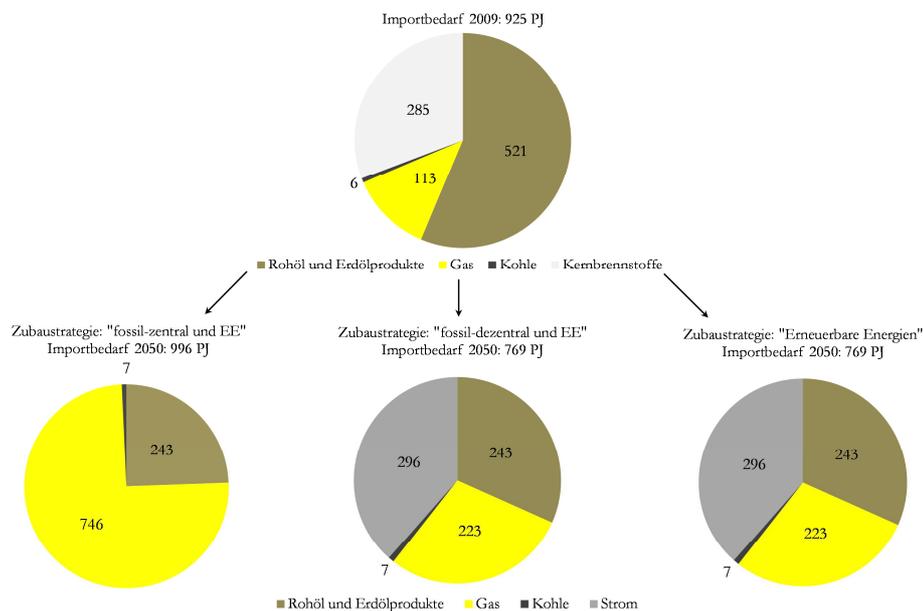


Abbildung 17: Importbedarf 2009 und 2050 im Szenario „Wachstum 2“ (in PJ)

Datenquellen: oben: BFE (2010), unten: BFE (2011), Swisspower (2011) und eigene Berechnungen

5.1.3. Vergleich mit dem Szenario „weiter wie bisher“ der Entscheidungsgrundlage

Die nachfolgende Tabelle 9 zeigt die Ergebnisse zum Importbedarf im Jahr 2050 nach Energieträger. Sie stellt die Ergebnisse der beiden Alternativszenarien den Ergebnissen des Szenarios „weiter wie bisher“ der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates gegenüber. Demnach nimmt in allen dargestellten Szenarien der Importbedarf an Öl und Kernbrennstoffen ab, der Importbedarf für Gas und/oder Strom hingegen zu.

In den Alternativszenarien „Wachstum 1“ und „Wachstum 2“ ist der Importbedarf an Gas und Strom deutlich höher als im Szenario „weiter wie bisher“. Die Abhängigkeit vom Gas könnte bei einer Entwicklung entsprechend den Alternativszenarien eine Dimension erreichen, die die heutige Abhängigkeit bei Weitem übersteigt. Wird hingegen auf fossile Grosskraftwerke zur Elektrizitätserzeugung verzichtet, ist eine zuverlässige Stromlieferung aus dem europäischen Ausland von essentieller Bedeutung für die Schweiz, sofern keine Möglichkeiten der Stromspeicherung in grösserem Umfang erfunden werden. Die Kapazitäten der Speicherseen wären im Falle eines Lieferstopps jedenfalls innerhalb kürzester Zeit aufgebraucht.

in PJ	Wachstum 1			Wachstum 2		weiter wie bisher	
	2009	2050	Veränd. 2009-50	2050	Veränd. 2009-50	2050	Veränd. 2009-50
Öl							
fossil-zentral und EE	521	308	-213	243	-278	243	-278
fossil-dezentral u. EE	521	308	-213	243	-278	243	-278
Erneuerbare Energien	521	308	-213	243	-278	243	-278
Gas							
fossil-zentral und EE	113	530	+417	746	+633	369	+256
fossil-dezentral u. EE	113	252	+139	223	+110	223	+110
Erneuerbare Energien	113	252	+139	223	+110	149	+36
Kohle							
fossil-zentral und EE	6	9	+3	7	+1	7	+1
fossil-dezentral u. EE	6	9	+3	7	+1	7	+1
Erneuerbare Energien	6	9	+3	7	+1	7	+1
Kernbrennstoffe							
fossil-zentral und EE	285	0	-285	0	-285	0	-285
fossil-dezentral u. EE	285	0	-285	0	-285	0	-285
Erneuerbare Energien	285	0	-285	0	-285	0	-285
Strom							
fossil-zentral und EE	0	0	0	0	0	0	0
fossil-dezentral u. EE	0	157	+157	296	+296	37	+37
Erneuerbare Energien	0	157	+157	296	+296	65	+65

Tabelle 9: Importbedarf in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien und der Zubaustراتيجien (in PJ)

Datenquellen: BFE (2011), BFE (2010), OECD/IEA (2011) und Swisspower (2011)

Anmerkungen: Bei den Werten für den Strom handelt es sich um den Nettoimportbedarf im Jahr 2050

Alternativ zu den dargestellten Szenarien könnte in einigen Jahrzehnten auf Kernenergie der vierten Generation gesetzt werden. Mit den in der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates angedachten vier neuen Kernkraftwerken (Stromangebotsvariante 1) könnten jährlich rund 47 TWh Strom produziert werden. Damit liesse sich der Importbedarf an Gas bei zentralen Produktionsanlagen um gut 280 PJ reduzieren. Vor allem bei einer steigenden Stromnachfrage (Szenario „Wachstum 2“) würde diese Anlagenkapazität in der Zubaustategie „fossil-zentral und EE“ noch immer einen deutlich höheren Importbedarf an Gas als heute implizieren. Bei einer Entwicklung entsprechend Szenario „Wachstum 1“ würden sich – ohne auf Nettostromimporte angewiesen zu sein – die Gasimporte hingegen „nur“ in etwa verdoppeln.

5.2. Energiekosten der Wirtschaft

Bei den Alternativszenarien wurden einerseits die Ausgaben für Energie nach Energieträger in der Schweiz insgesamt (Tabelle 10) und andererseits die Energiekosten für die Sektoren Industrie und Dienstleistungen (Tabelle 11) berechnet. Die Ergebnisse für die Szenarien „Wachstum 1“ und „Wachstum 2“ werden in diesen Tabellen ebenfalls den Ergebnissen aus dem Szenario „weiter wie bisher“ aus der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates gegenübergestellt. In allen Szenarien wird die gleiche Entwicklung der Energiepreise unterstellt.

Die Ergebnisse der Alternativszenarien verdeutlichen, dass die Energieausgaben in der Schweiz deutlich höher liegen könnten, als dies die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates in Aussicht stellt. So zeigen die Szenarien beispielsweise auf, dass die Energieausgaben in der Schweiz des Jahres 2050 (in realen Preisen des Jahres 2009) bei über 50 Mrd. CHF liegen könnten (vgl. letzte Zeile der Tabelle 10). Für Energie müsste dann schweizweit inflationsbereinigt annähernd doppelt so viel ausgegeben werden wie heute.

	2009	Wachstum 1		Wachstum 2		weiter wie bisher	
		2050	Veränd. 2009-50	2050	Veränd. 2009-50	2050	Veränd. 2009-50
Erdölbrennstoff							
Menge (PJ)	183	101	-45%	80	-56%	80	-56%
Ausgaben (Mio. CHF)	3543	3252	-8%	2576	-27%	2576	-27%
Erdöltreibstoff							
Menge (PJ)	237	185	-22%	146	-38%	146	-38%
Ausgaben (Mio. CHF)	10079	11150	+11%	8800	-13%	8800	-13%
Erdgas							
Menge (PJ)	106	134	+26%	106	0%	106	0%
Ausgaben (Mio. CHF)	2827	5583	+97%	4417	+56%	4417	+56%
Elektrizität							
Menge (PJ)	207	361	+74%	500	+142%	285	+38%
Ausgaben (Mio. CHF)	10235	25972	+154%	35972	+251%	20504	+100%
Sonstige Energieträger							
Menge (PJ)	81	161	+99%	127	+57%	127	+57%
Ausgaben (Mio. CHF)	2160	6708	+211%	5292	+145%	5292	+145%
Summe							
Menge (in PJ)	814	942	+16%	959	+18%	744	-9%
Ausgaben (Mio. CHF)	28844	52666	+83%	57056	+98%	41588	+44%

Tabelle 10: Entwicklung der Energiemengen und Energieausgaben in den Szenarien „Wachstum 1“, „Wachstum 2“ und „weiter wie bisher“

Datenquellen: BFE (2011), OECD/IEA (2011) und Swisspower (2011)

Auch die Kostensteigerungen für die Industrie und die Unternehmen des Dienstleistungssektors könnten deutlich höher ausfallen, als dies die Entscheidungsgrundlage erahnen lässt. So ist durchaus vorstellbar, dass sich die Kosten für die Unternehmen bis zum Jahr 2050 nicht nur verdoppeln (Szenario „weiter wie bisher“), sondern im Durchschnitt aller Unternehmen sogar in etwa verdreifachen (Szenarien „Wachstum 1“ und „steigende Energienachfrage“). Mit den offensichtlichen Konsequenzen für energieintensive Unternehmen, die im globalen Wettbewerb stehen und ihren Energieverbrauch nicht deutlich reduzieren können.

	2009	Wachstum 1		Wachstum 2		weiter wie bisher	
		2050	Veränd. 2009-50	2050	Veränd. 2009-50	2050	Veränd. 2009-50
Industrie							
Energienachfrage (PJ)	168	272	+62%	292	+74%	215	+28%
Energiekosten (Mio. CHF)	5464	14926	+173%	17350	+218%	11789	+116%
Dienstleistungen							
Energienachfrage (PJ)	145	216	+49%	232	+60%	171	+18%
Energiekosten (Mio. CHF)	4716	11872	+152%	13799	+193%	9376	+99%

Tabelle 11: Entwicklung der Energiekosten für die Sektoren Industrie und Dienstleistungen in den Szenarien „Wachstum 1“, „Wachstum 2“ und „weiter wie bisher“

Datenquellen: BFE (2011), OECD/IEA (2011) und Swisspower (2011)

Anhang

Methodische Anmerkungen zur Berechnung des Importbedarfs

Die Berechnungen des Importbedarfs in knapp vier Jahrzehnten unterliegen einer hohen Unsicherheit, weil die zukünftigen Entwicklungen in einem sich wandelnden Marktumfeld über einen derart langen Zeitraum schwer vorherzusagen sind. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Studie eine Situation berechnet, die entstehen würde, wenn die Szenarien der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates tatsächlich einträten. Allfällige Differenzen der Ergebnisse zum tatsächlichen Importbedarf sind dann vor allem darin begründet, dass die Szenarien in der Entscheidungsgrundlage nicht der tatsächlichen Entwicklung der Endenergienachfrage bzw. der Zubaustrategien entsprechen. Weitere Unschärfen in den Ergebnissen können jedoch auch aufgrund der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Berechnungen entstehen. Folgende zentrale Annahmen wurden getroffen:

- Die Wirkungsgrade der zukünftig zu bauenden GuD liegen bei 60%, der elektrische Wirkungsgrad der WKK bei 40%, unabhängig vom Zeitpunkt der Erstellung der Anlage.
- Die aus den WKK genutzte Wärme wird in den Berechnungen nicht berücksichtigt, obwohl sie den Importbedarf von Gas als Brennstoff reduzieren hilft. Insofern werden die notwendigen Gasimporte vor allem bei der Zubaustrategie „fossil-dezentral und EE“ leicht überschätzt.
- Bei den Erdöltreib- bzw. -brennstoffen wird ein über die Jahrzehnte konstantes Verhältnis von Endenergienachfrage zum Bruttoverbrauch unterstellt. In diesem Sinne werden sich insbesondere der Eigenverbrauch und der nichtenergetische Verbrauch in relativ gleichem Ausmass wie die Endenergienachfrage reduzieren.

Diese Annahmen haben einen Einfluss auf die dargestellten Ergebnisse, an der Gesamtaussage der Ergebnisse ändern jedoch auch leicht modifizierte Annahmen nichts. Die Annahmen haben auf die Ergebnisse insbesondere einen deutlich geringeren Einfluss als die Festlegung der Nachfrageszenarien.

Methodische Anmerkungen zur Berechnung der zukünftigen Energiekosten

Die Berechnungen der zukünftigen Energiekosten, die in den Szenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“ eintreten würden (vgl. Kapitel 4.2), erfordert aufgrund der vorhandenen Datenrestriktionen einige Annahmen. Folgende beiden Annahmen sind hierbei zentral:

- Die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates stellt die Preisentwicklungen für Heizöl, Erdgas, Strom und Benzin dar. Nur für diese Energieträger können daher zukünftige Preise übernommen werden. Für die übrigen Energieträger wird angenommen, dass sie pro Energieeinheit mit Kosten entsprechend den Kosten für Gas verbunden sind. Dahinter steht die Annahme, dass vor allem im Wärmebereich langfristig alternativ auf Gas umgestellt werden könnte. Weil die genannten Energieträger zwischen 79% und 90% des Energieverbrauchs abdecken, also nur 10-21% des Energieverbrauchs mit dieser Methode geschätzt werden, ist die dadurch entstehende Unschärfe relativ klein. Zumal die Entwicklung der Energiepreise positiv korreliert ist.
- Die Entscheidungsgrundlage des Bundesrates weist die Preisentwicklungen für die Haushalte aus; diese Preise werden in den Schätzungen auch für die Unternehmen angenommen (obwohl grosse bzw. energieintensive Unternehmen in Lage sind, Vorzugskonditionen auszuhandeln). Die Annahme dürfte dazu führen, dass die Energiekosten für die Unternehmen leicht überschätzt werden. Die relativen Veränderungen der Energiekosten sind davon jedoch unberührt, sofern die Unternehmen in Zukunft gleich erfolgreich verhandeln wie heute.

Relativierend muss angefügt werden, dass auch die beiden Szenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“ auf Annahmen beruhen. In der Realität können ganz andere Energiekosten resultieren, beispielsweise könnte sich der Energieverbrauch trotz steigender Energiepreise weiter erhöhen. Die Verwendung der Szenarien (und die darin unterstellten Entwicklungen) beeinflusst die dargestellten Energiekosten deutlich stärker als die oben genannten Annahmen.

Zentrale Annahmen für die Alternativszenarien

Für beide Alternativszenarien „Wachstum 1“ und „Wachstum 2“ wurde angenommen, dass der Ausbau der Wasserkraft nicht in dem in der Entscheidungsgrundlage unterstellten Ausmass gelingt. Damit basieren die Alternativszenarien auf einer realistischeren Annahme als die Szenarien der Entscheidungsgrundlage, wie die laufenden Potenzialabschätzungen des Bundes zeigen. In den Berechnungen der Alternativszenarien wird bis zum Jahr 2050 von einem Ausbau der Wasserkraft im Umfang von 1.5 TWh ausgegangen. Damit können jährlich 2.5 TWh weniger produziert werden als in den Szenarien „weiter wie bisher“ und „neue Energiepolitik“ der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates unterstellt wird.⁵⁵

Für alle Zubaustrategien wurde angenommen, dass sowohl die Ausbaupotenziale der erneuerbaren Energien als auch die Wärmekraftkopplung entsprechend dem in der Entscheidungsgrundlage unterstellten Maximum (22.6 TWh bzw. 11.5 TWh) ausgeschöpft werden.⁵⁶ Bei der Zubaustrategie „fossil-zentral und EE“ wird darüber hinaus auf inländische Produktion durch Gaskombikraftwerke (GuD) gesetzt, in den beiden anderen Zubaustrategien wird auf Grosskraftwerke in der Schweiz verzichtet und der Strom importiert.

Weiter wurde die Annahme getroffen, dass die relative Zunahme der Endenergienachfrage (ohne Treibstoffe) im Vergleich zum Szenario „weiter wie bisher“ in den Sektoren Privathaushalte, Industrie und Verkehr gleich ist.

Die sonstigen Annahmen werden aus dem Szenario „weiter wie bisher“ der Entscheidungsgrundlage übernommen. Hierbei ist in erster Linie die Preisentwicklung zu nennen. Diese wurde mit den von der Internationalen Energieagentur erwarteten Entwicklungen der Weltmarktpreise unter Berücksichtigung der schweizspezifischen Determinanten für die Endkundenpreise abgeglichen. Unter der Annahme, dass die Steuern auf Energie in der Schweiz nicht erhöht werden, stimmt die Preisentwicklung der Energieperspektiven im Szenario „weiter wie bisher“ weitgehend mit den Erwartungen der Internationalen Energieagentur überein. Es bleibt aber zu erwähnen, dass die heutigen Weltmarktpreise bereits deutlich über den Preisen in allen Szenarien der Internationalen Energieagentur liegen. Hält dieser Trend an, sind daher auch deutlich höhere Kosten für die Wirtschaft möglich, als dies die Berechnungen in dieser Studie suggerieren.

Die beiden Alternativszenarien unterscheiden sich bezüglich der Entwicklung der Energienachfrage. Im Szenario „Wachstum 1“ wurden folgende Annahmen getroffen:

⁵⁵ Vgl. BFE (2012)

⁵⁶ Insgesamt wird daher auch in den Alternativszenarien von verhältnismässig hohen Ausbaupotenzialen ausgegangen, weil die ambitionierten Potenziale bezüglich der neuen erneuerbaren Energien übernommen werden. Insbesondere werden hierbei die Probleme der Stromspeicherung oder mit dem Netzausbau ignoriert.

- Die Energienachfrage insgesamt steigt um 0.36% p.a., also knapp 16% bis 2050.⁵⁷ Dieser Wert wurde aus den Ergebnissen im World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur abgeleitet. Im dortigen zentralen „New Policies Scenario“ wird bis 2035 von einer jährlichen Wachstumsrate der Energienachfrage in den europäischen OECD-Ländern von 0.29% voraussagt.⁵⁸ Die globale Wachstumsrate der Energienachfrage liegt im „Current Policies Scenario“ gut 20% höher (rund 1.6% statt 1.3% p.a.).⁵⁹ Weil sich die Berechnungen an der gegenwärtigen Politik orientieren sollen, wurde die Wachstumsrate für die europäischen Länder der OECD entsprechend nach oben korrigiert und für die Schweiz übernommen.
- Die Szenarien im World Energy Outlook reichen „nur“ bis ins Jahr 2035. Für die Jahre 2035-2050 wurde die gleiche Wachstumsrate wie zwischen 2009 und 2035 verwendet.
- Es wird angenommen, dass alle Energieträger in gleichem Ausmass (rund 27%, siehe Fussnote 57) über dem Wert des Szenarios „weiter wie bisher“ liegen.

Im Szenario „Wachstum 2“ wurden bezüglich der Nachfrageentwicklung folgende Annahmen getroffen:

- Die Elektrizitätsnachfrage steigt entsprechend der von Swisspower angestellten Prognose auf 112 TWh bzw. 403 PJ in 2040.⁶⁰
- Der Wachstumstrend der Stromnachfrage wird bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Die Stromnachfrage wächst in den 2040er Jahren also mit der gleichen Wachstumsrate wie zwischen 2009 und 2040.
- Der Verbrauch der anderen Energieträger bleibt von dieser Entwicklung unberührt. Er entwickelt sich entsprechend dem in der Entscheidungsgrundlage angegebenen Szenario „weiter wie bisher“.

⁵⁷ In der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates geht die Energienachfrage im Szenario „weiter wie bisher“ hingegen im Zeitraum 2009-2050 um knapp 9% zurück. Damit wird im Szenario „Wachstum 1“ von einer Nachfrage ausgegangen, die im Jahr 2050 rund 27% über der Endenergienachfrage im Szenario „weiter wie bisher“ liegt.

⁵⁸ Vgl. OECD/IEA (2011), S.81

⁵⁹ Vgl. OECD/IEA (2011), S.71, eigene Berechnungen

⁶⁰ Vgl. Swisspower (2011). Die Stromnachfrage liegt damit deutlich über den Werten der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates. Dieser geht bis 2050 von einem Anstieg auf 285 PJ (Szenario „weiter wie bisher“) bzw. 203 PJ (Szenario „neue Energiepolitik“) aus. Für das Jahr 2040 wird in der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates kein Wert ausgewiesen. Eine lineare Interpolation der Werte aus den Jahren 2035 und 2050 führt zu einer Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2040 in Höhe von 268 PJ im Szenario „weiter wie bisher“ und 208 PJ im Szenario „neue Energiepolitik“. Demzufolge liegt Swisspower 50% bzw. 94% über der Entscheidungsgrundlage des Bundesrates.

Quellenverzeichnis

- BAFU, 2011. Emissionen nach CO₂-Gesetz und Kyoto-Protokoll, Bundesamt für Umwelt, Bern.
- BFE, 2011. Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2010. Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2009, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE, 2008. Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor – Resultate 2007, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFS, 2008. Umsatz, Waren- und Materialaufwand nach Wirtschaftsabteilungen, T. 6.3.3.1, Bundesamt für Statistik, Neuchâtel.
- BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE, 2010. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover.
- DER SONNTAG, 2012. Bund hat das Potenzial der Wasserkraft überschätzt, Der Sonntag vom 15. April 2012, S.3.
- EZV, 2010. Schweizerische Aussenhandelsstatistik, Eidgenössische Zollverwaltung, Bern.
- IEA, 2011. Energy Prices and Taxes, 2011 Edition, International Energy Agency, Paris.
- IWSB, 2012. Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Energiestrategie 2050 des Bundesrates, Institut für Wirtschaftsstudien Basel.
- MEISTER, U., 2010. Energiesicherheit ohne Autarkie – Die Schweiz im globalen Kontext, Avenir Suisse 2010, Verlag Neue Zürcher Zeitung.
- MÜLLER, P., 2006. Massnahmen zur Sicherstellung der Erdölversorgung. In: Die Volkswirtschaft (3/2006), Bern.
- OECD/IEA, 2011. World Energy Outlook 2011, Paris.
- SECO, 2011. Jahresaggregate des Bruttoinlandproduktes, Verwendungsansatz, Staatssekretariat für Wirtschaft, Bern.
- SWISSPOWER, 2011. Der Stromverbrauch steigt – die Hürde wird höher, 05.09.2011, URL: <http://www.energiedebatte.ch/news/der-stromverbrauch-steigt-%E2%80%93-die-hurde-wird-hoher/> (letzter Zugriff: 16.04.12).
- UN, 2011. UNcomtrade, <http://comtrade.un.org/> (letzter Zugriff: 16.04.12).

Über die Autoren:

Lukas Mohler, Dr. rer. pol.

Geschäftsführer, lukas.mohler@iwsb.ch

Lukas Mohler ist Geschäftsführer des Instituts für Wirtschaftsstudien Basel. Als langjähriger Mitarbeiter des Instituts hat er federführend an zahlreichen Studien mitgearbeitet – unter anderem im Energiebereich. Lukas Mohler ist zudem wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Abteilung für Aussenwirtschaft und Europäische Integration der Universität Basel und hat in Volkswirtschaft promoviert

Patrick Koch, Dr. rer. pol

Senior Economist, patrick.koch@iwsb.ch

Patrick Koch hat an den Universitäten Freiburg und Konstanz studiert und an der Universität Basel im Bereich der Umweltökonomie promoviert. Er hat sich in einer Vielzahl von Studien vor allem mit Fragen zur Energie-, Umwelt- und Verkehrsökonomie auseinandergesetzt. Patrick Koch ist Senior Economist beim Institut für Wirtschaftsstudien Basel.

Sebastian Deininger, B.Sc. (Economics)

Economist, sebastian.deininger@iwsb.ch

Sebastian Deininger ist Mitarbeiter an der Abteilung für Quantitative Methoden am WWZ und Masterstudent der Wirtschaftswissenschaften an der Universität Basel. Seinen Abschluss zum Bachelor of Science in Volkswirtschaftslehre machte er an der Universität Regensburg mit den Schwerpunkten Ökonometrie und quantitative Wirtschaftsforschung.



**INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSSTUDIEN
BASEL**

IWSB

**Institut für Wirtschaftsstudien
Basel AG**

Steinenvorstadt 79

CH-4051 Basel

www.iwsb.ch