

Neue Energie für die Schweiz



Inhalt

Neue Energie für die Schweiz

Dieser Bericht wurde von UBS Switzerland AG erstellt. Bitte beachten Sie die wichtigen rechtlichen Hinweise und die Offenlegungen am Ende dieses Dokuments.

Herausgeber

UBS Switzerland AG
Chief Investment Office WM
Postfach, CH-8098 Zürich

Redaktionsschluss

24. Februar 2016

Chefredaktor

Carsten Schlufter

Autoren

Sibille Duss
Rolf Ganter
Daniel Kalt
Alexander Stiehler

Redaktion

Pierre Weill

Desktop Publishing

Margrit Oppliger
Werner Kuonen

Projektleitung

Joscelin Tosoni

Titelbild

iStock / Cleuson-Staumauer, Nendaz, VS

Druck

Neidhart + Schön, Zürich

Sprachen

Deutsch und Französisch

Kontakt

ubs-cio-wm@ubs.com

Bestellungen und Abonnemente

Als UBS-Kundin oder -Kunde können Sie die Druckversion von *Neue Energie für die Schweiz* über Ihre Kundenberaterin oder Ihren Kundenberater oder über die Mailbox ubs-cio-wm@ubs.com bestellen.

SAP-Nr. 84602D-1601

Neue Energie für die Schweiz

03	Editorial
04	Schweizer Energiewandel
06	Kapitel 1: Global werden fossile Energieträger weiter dominieren
14	Kapitel 2: Schweiz mit guter Klimabilanz
20	Kapitel 3: Energiewandel in der Schweiz
31	Kapitel 4: Energieeffizienz und CO ₂ -Reduktion
40	Schlusswort
41	Literaturverzeichnis



Daniel Kalt



Carsten Schluffer

Liebe Leserin, lieber Leser

Die Versorgung der wachsenden Weltbevölkerung mit Energie ist eine der grössten Herausforderungen unserer Zeit. Bis 2040 wird der globale Energiebedarf voraussichtlich um einen Drittel zulegen, gleichzeitig soll die globale Erderwärmung begrenzt werden. Um dieses hehre Ziel zu erreichen, haben nahezu 200 Staaten auf der 21. UNO-Klimakonferenz im Dezember 2015 in Paris Klimaziele formuliert. Auch die Schweiz hat sich zu ehrgeizigen Reduzierungen von Treibhausgasemissionen verpflichtet. Im Gegensatz zu den meisten anderen Ländern sind die Emissionen hierzulande bereits äusserst gering, vor allem dank einem geringen CO₂-Ausstoss bei der Stromerzeugung.

Der Energiewandel, sprich das Umsteigen auf CO₂-neutralere Energiequellen, wird bestimmt durch die nationale und internationale Energie- und Klimapolitik, die Marktkräfte sowie den technologischen Fortschritt. Der Energiewandel ist jedoch kein neues Phänomen. Vielmehr prägt und treibt er die gesamte Menschheitsgeschichte und erfasst und verändert die Gesellschaft meist stetig, manchmal aber auch abrupt und revolutionsartig.

Auch die Schweiz bekommt neue Energie. Wir dürfen uns auf viele neue Produkte freuen. Energieunternehmen und Stromversorger werden ihre Geschäftsaktivitäten anpassen (müssen). Automobilhersteller werden alternative Autos sowie Industrieunternehmen neue, energieeffizientere Maschinen und Anwendungen produzieren.

Der Energiewandel wird uns alle betreffen. Im globalen Kontext ist der Energiewandel ein Megatrend. In der Schweiz sollten wir ihn vor allem als Chance ansehen.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre.

Daniel Kalt
Regional CIO Switzerland

Carsten Schluffer
Head Financials and Utilities

Schweizer Energiewandel

Der von der Politik als «Energiesstrategie 2050» vorangetriebene Energiewandel wird eine grosse Herausforderung. Zwar steht der Schweiz auf absehbare Zeit genügend Energie zur Verfügung. Doch die Schweiz hat sich gemäss CO₂-Gesetzgebung verpflichtet, die Treibhausgas-Emissionen im Inland bis 2020 um rund 20 Prozent zu reduzieren. Zudem will die Schweiz die Treibhausgas-Emissionen bis 2030 gegenüber heute in etwa halbieren, wie sie der UNO-Klimakonvention gemeldet hat. Auch sind viele Kernkraftwerke in die Jahre gekommen und sollen in einigen Jahren komplett vom Netz genommen und nicht durch neue Anlagen ersetzt werden. Somit stehen in den kommenden Jahren wichtige strategische Entscheidungen an, mit dem Ziel, die Schweizer Energieversorgung zu wandeln. Die Umsetzung der «Energiesstrategie 2050» wird bestimmen, ob die Schweiz ihre energie- und umweltpolitische Vorbildfunktion bewahren wird. Neben dem Wandel in der Stromerzeugung wird auch der Wandel der Antriebstechnologien im Transportwesen (Elektroautos) sowie im Gebäudebereich eine entscheidende Rolle spielen.

Bereits in wenigen Jahrzehnten werden Erdölprodukte wie Benzin, Diesel und Heizöl sowie wahrscheinlich auch die Kernenergie die Schweizer Energieträger von gestern sein. Vor allem die Regulierung, aber auch Innovationen sind die Treiber dieser Entwicklung. Die neue Energie basiert primär auf erneuerbaren Energien wie Wasserkraft und Solarenergie sowie neuen Antriebstechnologien für Fahrzeuge und Heizalternativen für Gebäude.

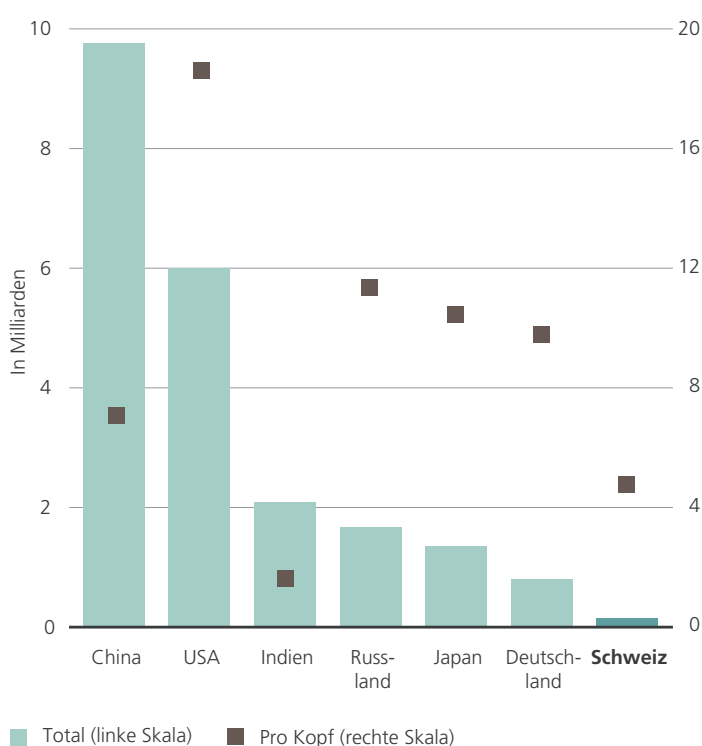
Der **Gesamtenergiemix** der Schweiz wird sich grundlegend wandeln. Änderungen bei der Antriebstechnologie (vollelektrisch, Hybride, Plug-in-Hybride, Brennstoffzellen) werden das Transportwesen revolutionieren. Abhängig von der Penetration alternativer Fahrzeugantriebe (sowie dem erwarteten Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum) ist allerdings eine Erhöhung des Stromverbrauchs wahrscheinlich. Zudem wird die Gebäudeeffizienz in Bezug auf den Energieverbrauch steigen. Insbesondere die Veränderungen im Transportwesen und bei Gebäuden werden den Erdölkonsum in den kommenden drei Jahrzehnten signifikant senken und so die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten reduzieren. Nur durch einen veränderten Gesamtenergiemix, Energieeinsparungen und

zusätzliche Energieeffizienzmassnahmen lässt sich der bereits äusserst niedrige CO₂-Ausstoss der Schweiz weiter verringern (siehe Abbildung).

Auch der Schweizer **Stromerzeugungsmix** wird sich dramatisch verändern. Im Jahr 2050 dürfte Strom zu rund 90 Prozent aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Die Grundlage wird weiterhin die Wasserkraft bilden, die – vor allem in der Schweiz – aufgrund ihrer mangelnden Wirtschaftlichkeit derzeit mit grossen Herausforderungen kämpft. Dennoch erscheint uns ein weiterer Ausbau ebenso sinnvoll wie möglich, wobei die Optimierung der Turbinen zusätzliches Potenzial birgt. Die neuen erneuerbaren Energien dürften am stärksten wachsen. Dies gilt vor allem für die Sonnenenergie, wo wir anhaltend fallende Solarmodulpreise erwarten. Bei Windenergie, Geothermie und Biomasse hingegen sehen wir ein etwas geringeres Ausbaupotenzial.

Schweiz hat sehr niedrige CO₂-Emissionen im globalen Vergleich

Jährlicher CO₂-Ausstoss absolut und pro Kopf, in Tonnen



Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2015

Die Kernpunkte

- ◆ Die gegenwärtige und zukünftige **Energiepolitik** wird massgeblich von der **Klimadiskussion** bestimmt. Der Treibhausgas-ausstoss der Schweiz ist absolut und pro Kopf sehr niedrig und soll weiter verringert werden.
- ◆ Die Schweiz wird auf absehbare Zeit **kein Energieproblem** haben und die Versorgungssicherheit insgesamt wird künftig durch eine verringerte Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen tendenziell sogar steigen. Die geplante Abschaltung von kleineren Kernkraftwerken kann in wenigen Jahren durch andere Energiequellen sowie durch Importe kompensiert werden.
- ◆ Der aktuelle Schweizer **Stromerzeugungsmix** bietet **kaum Einsparpotenzial beim CO₂-Ausstoss**, vielmehr ist mit einem leichten Anstieg zu rechnen.
- ◆ Auf dem aktuellen Marktpreisniveau in Mitteleuropa von umgerechnet circa 2,4 Rappen je kWh (Preis an der Energiebörse EEX 22 Euro je MWh) rentiert der Neubau von Erzeugungskapazitäten nicht. Die Preise dürften sich erst im nächsten Jahrzehnt erholen. **Neue Kapazitäten** müssen voraussichtlich subventioniert oder in einem Umfeld mit regulierten Preisen erstellt werden.
- ◆ Stromproduzenten, die ihren **Strom** zu Grosshandelspreisen am Markt verkaufen, leiden gegenwärtig unter den **niedrigen Marktpreisen**. In Europa sind sie teilweise sogar existenzgefährdet.
- ◆ Schweizer **Strom dürfte 2050 zu 90 Prozent** aus erneuerbaren Energien (vor allem Wasserkraft und Sonnenenergie) produziert werden.
- ◆ Die **Wasserkraft** ist seit rund 100 Jahren integraler Bestandteil des Schweizer Stromerzeugungsmix und wird schon seit Jahrzehnten ausgebaut. Ein weiterer Kapazitätsausbau ist möglich und sinnvoll.
- ◆ Die **Solarenergie** dürfte in der Schweiz unter allen Energieträgern am stärksten wachsen. Der erwartete weitere Preisverfall bei Solarmodulen macht die Technologie immer wettbewerbsfähiger.
- ◆ **Windkraft, Biomasse und Geothermie** können den Stromerzeugungsmix ergänzen. Ein deutlicher Ausbau der Windenergie ist fraglich, da die Auslastungsfaktoren von knapp 20 Prozent vergleichsweise niedrig sind.
- ◆ Der Neubau von **Kernkraftwerken** dürfte zum gegenwärtigen Zeitpunkt weder notwendig, noch vor dem Volk mehrheitsfähig sein. Die Baukosten wären vergleichsweise hoch und werden voraussichtlich weiter steigen.
- ◆ Neue **Gaskraftwerke** können die Versorgungssicherheit erhöhen. Sie lassen sich relativ schnell planen und bauen, allerdings steigt dabei der CO₂-Ausstoss etwas an.
- ◆ Potenzial zur CO₂-Reduzierung bietet vor allem ein **geringerer Erdölverbrauch**. Dies beeinflusst massgeblich den Verkehrs- und Gebäudebereich.
- ◆ Dem Ausbau sowie der Erneuerung der **Netzinfrastruktur** kommt eine entscheidende Bedeutung zu, da die neuen erneuerbaren Energien die Stromerzeugung dezentraler machen.
- ◆ Die **Antriebstechnologien** für Automobile dürften **revolutioniert** werden. Die Frage ist nicht ob, sondern wie schnell eine Elektrifizierung stattfindet.
- ◆ Der **Stromverbrauch dürfte moderat steigen** aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung von Fahrzeugen.
- ◆ Der **Ersatz von Ölheizungen in Gebäuden** durch umweltfreundlichere Technologien bietet spürbares CO₂-Einsparungspotenzial.
- ◆ Durch eine **Förderung der Energieeffizienz** lässt sich noch mehr Energie einsparen.
- ◆ Dem **technologischen Fortschritt** kommt eine Schlüsselrolle zu. Es gibt vielfältige Bereiche (Kraftwerkstechnologie, Energieeffizienz), welche die Wirtschaftsleistung und die Industrieproduktion erhöhen sowie Arbeitsplätze schaffen können.

Global werden fossile Energieträger weiter dominieren



Carsten Schluffer

Global werden fossile Energieträger noch über viele Jahre die dominierende Energiequelle sein. Angetrieben von den Entwicklungsländern wird der Konsum von Erdöl, Erdgas und Kohle zulegen und so den CO₂-Ausstoss weiter erhöhen. Zwar werden die erneuerbaren Energien deutlich zunehmen, doch dürfte ihr Anteil am globalen Energiemix auf absehbare Zeit vergleichsweise gering bleiben.

Die globale Energieversorgung ist eine der grössten Herausforderungen für die Menschheit. Die Internationale Energieagentur (IEA), auf deren Schätzungen wir uns in diesem Kapitel überwiegend beziehen, geht in ihrem Hauptszenario («New Policies», höchste Eintrittswahrscheinlichkeit) von einem über 30-prozentigen Anstieg der weltweiten Energienachfrage bis 2040 aus. In alternativen Szenarien steigt die Nachfrage um 45 Prozent («Current-Policies-Szenario») beziehungsweise um lediglich 12 Prozent («450-Szenario» oder Klimaschutzszenario). Gründe für den rasanten Anstieg der Energienachfrage sind das globale Wirtschaftswachstum, das Bevölkerungswachstum sowie die verstärkte Mobilität. Angetrieben wird der steigende Energiekonsum vor allem von den Entwicklungsländern, während die Nachfrage in OECD-Ländern sogar fallen dürfte. Fossile Energieträger (Erdöl, Erdgas und Kohle) werden dabei auch im Jahr 2040 das globale Angebot dominieren. Ihr Anteil fällt jedoch von aktuell rund 80 Prozent auf 75 Prozent im Hauptszenario und selbst im Klimaschutzszenario auf noch 60 Prozent.

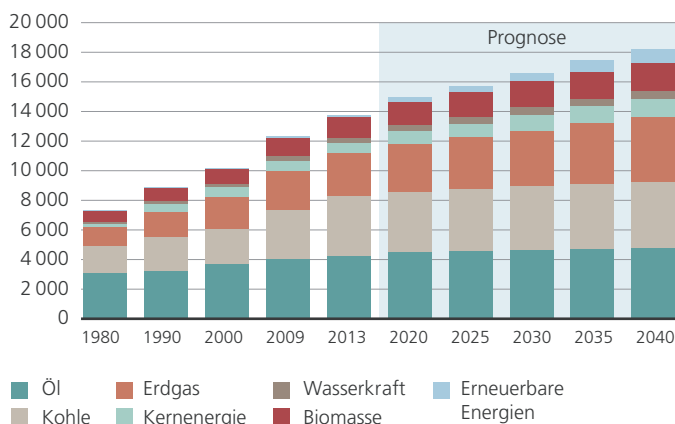
Der globale Primärenergiemix (die Zusammensetzung der globalen primären, das heisst ursprünglich vorkommenden, Energiequellen) verändert sich nur langsam (siehe Kasten 1). Denn im Energiesektor sind Investitionen sehr langfristig und die Infrastruktur sehr langlebig. Zwischen 1980 und 2013 stieg der Kohleanteil am Primärenergiemix von 25 auf 29 Prozent und Erdgas legte von 17 auf 21 Prozent zu. Bewegung gab es auch beim Erdöl, dessen Anteil von

fast 43 auf 31 Prozent zurückging. Dennoch macht Erdöl gegenwärtig weiterhin den grössten Anteil am globalen Primärenergiemix aus und wird absolut weiter zunehmen. Während die Anteile der erneuerbaren Energien Wasserkraft und Biomasse stagnierten, wuchsen die Anteile der Atomkraft und der neuen erneuerbaren Energien (Sonnen- und Windenergie) deutlich, auch wenn sie in absoluten Zahlen gering blieben (siehe Abbildung 1.1).

Abbildung 1.1

Verbrauch aller Energieträger wird steigen

In Millionen Tonnen Erdöläquivalenten, ab 2020 Prognose IEA*



Quelle: International Energy Agency (IEA)

*Basierend auf © OECD/IEA 2015 World Energy Outlook, IEA Publishing
Licence: www.iea.org/t&c/termsandconditions

Der Wirtschaftsbereich mit dem grössten Primärenergieverbrauch ist die Stromindustrie, weshalb ihr eine besondere Bedeutung zukommt. Strom ist eine Sekundärenergie, da er durch Umwandlung aus Primärenergie entsteht. In den vergangenen vier Jahrzehnten verdreifachte sich

die globale Stromnachfrage und wuchs damit weit stärker als der Energieverbrauch insgesamt, der sich «nur» verdoppelte. Die IEA erwartet bis 2040 einen weiteren Anstieg der globalen Stromnachfrage um etwa 70 Prozent.

Kasten 1

Primärenergiemix global und in der Schweiz

Die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle haben mit insgesamt rund 81 Prozent den grössten Anteil am globalen Primärenergiemix, also an den ursprünglich vorkommenden Energiequellen. In der Schweiz ist jedoch der Anteil fossiler Energieträger mit 46 Prozent deutlich kleiner. Dies liegt vor allem daran, dass Kohle in der Schweiz keine grosse Rolle spielt und der Erdgasanteil viel geringer ist als im globalen Durchschnitt; der Erdölanteil ist hingegen überdurchschnittlich hoch.

Die Kernenergie nimmt im Schweizer Energiemix gegenwärtig noch den zweiten Platz ein, dürfte aber schon bald an Bedeutung verlieren.

Einen bedeutenden Platz im schweizerischen Energiemix nehmen die erneuerbaren Energien Wasserkraft, Biomasse, Sonne und Wind ein, was vor allem der seit Jahrzehnten grossen Bedeutung der Wasserkraft bei der Stromerzeugung zu verdanken ist. Wachsen dürften vor allem die neuen erneuerbaren Energien (Sonne, Wind, Geothermie und Biomasse), aber auch die Wasserkraft.

Schweiz mit niedrigem Anteil fossiler Energieträger

Anteil fossiler Energieträger am gesamten Energiemix, in Prozent



Quelle: International Energy Agency (IEA), BP Statistical Review of World Energy 2015

*Basierend auf © OECD/IEA 2015 World Energy Outlook, IEA Publishing. Licence: www.iea.org/t&c/termsandconditions



iStock

Fossile Energieträger

Erdöl

Anteil am Primärenergiemix schrumpft

Erdöl wird vor allem im Transportsektor benötigt. Die global nur moderat steigende Erdölnachfrage wird durch das rasante Nachfragewachstum aus den Schwellenländern (vor allem China, Indien und Nahost) getrieben, wo sich die Zahl der Autoverkäufe bis 2040 etwa verdoppeln wird. In einigen Jahren dürfte die Erdölnachfrage allerdings zurückgehen und Erdöl dürfte weitere Marktanteile verlieren. China dürfte die USA als grössten Erdölkonsumenten bis 2030 ablösen. In den OECD-Ländern ist hingegen durch Effizienzverbesserungen bei den Motorentechnologien mit einer rückläufigen Nachfrage zu rechnen. Bisher konnte im Transportsektor kein anderer Energieträger bezüglich Wirtschaftlichkeit und Nutzerfreundlichkeit mit Erdöl mithalten. Zwar wachsen alternative Antriebstechnologien wie Hybride, Plug-in-Hybride und Elektrofahrzeuge bereits deutlich, ihr globaler Anteil bleibt aber in den kommenden fünf bis zehn Jahren voraussichtlich noch relativ gering. Im Luftfahrtbereich dürfte es jedoch auch

langfristig keine Alternative zu Kerosin verbrennenden Antrieben geben.

Aktuelle Trends: Nachfrage wächst nur leicht

Die steigende Erdölnachfrage wird von einem ähnlich hohen Produktionswachstum begleitet. Gemäss den Zahlen der U.S. Energy Information Administration (EIA) lagen die weltweit nachgewiesenen Erdölreserven im Jahr 2014 bei 1656 Milliarden Fass (Fass Erdöl = 159 Liter) und damit deutlich höher als vor 35 Jahren. Bei einem weltweiten Verbrauch von circa 35 Milliarden Fass pro Jahr wird erwartet, dass selbst bei einer wachsenden Erdölnachfrage – die IEA schätzt die Zunahme auf weniger als 0,5 Prozent pro Jahr – die Reserven für die kommenden Jahrzehnte ausreichen. Die grössten Ölreserven liegen in Venezuela und Saudi-Arabien. Iran und Irak verfügen ebenfalls über grosse Vorkommen und dürften die Erdölförderung in den kommenden Jahren deutlich steigern. UNO-Sanktionen, Kriege, eine unzureichende Wartung sowie mangelnde Investitionen haben sich auf die Ölindustrie in beiden Ländern ausgewirkt. Der

Investitionsbedarf ist sehr hoch und auch in Friedenszeiten prägt die erhebliche politische Unsicherheit das Investitionsumfeld.

Die Gewinnung von Schieferöl und verschiedenen unkonventionellen Ölvorkommen wie Ölsande erlebte in den vergangenen Jahren einen regelrechten Boom. Während Ölschiefer derzeit vor allem in den USA genutzt wird, liegen die grössten Ölsandvorkommen in Kanada und Venezuela. Neue Technologien wie Fracking ermöglichen die Ausbeute dieser Vorkommen. Die Förderung von Schieferöl in Nordamerika lohnt sich erst ab einem Ölpreis von geschätzten 45 bis 55 US-Dollar pro Fass. Beim aktuellen Ölpreis von 30 bis 35 US-Dollar je Fass, der vor allem auf hohe Fördermengen zurückzuführen ist, rechnet sich die Produktion nicht, so dass die Fördermenge bald zurückgehen dürfte. Der niedrige Ölpreis führte bereits zu einem deutlichen Rückgang der Investitionen im Ölsektor.

Erdgas

Grosse Chancen für die nächsten Jahrzehnte

Die Gasnachfrage wird primär von der Stromerzeugung getrieben. Viel Gas wird zudem im Industrie- und Gebäudebereich (Heizung und Warmwasser) konsumiert. Da Erdgas der einzige fossile Energieträger mit einem bis 2040 voraussichtlich steigenden Anteil am Energiemix ist, wird häufig auch von einem möglicherweise bevorstehenden «goldenen Gaszeitalter» gesprochen. Vorteile von Erdgas sind der verglichen mit Kohle deutlich geringere CO₂-Ausstoss, die operative Flexibilität, der relativ niedrige Investitionsbedarf und die vergleichsweise kurze Bauzeit von Kraftwerken. In den USA verdrängen Gaskraftwerke daher zunehmend die Kohleverstromung.

Zwar machen Nicht-OECD-Länder (vor allem China und der Mittlere Osten) rund 85 Prozent des Nachfragewachstums aus, das die IEA global auf rund 2,1 Prozent pro Jahr schätzt, aber auch in den OECD-Ländern dürfte die Gasnachfrage um 0,5 Prozent pro Jahr steigen.

Aktuelle Trends: LNG und Schiefergas verändern die Spielregeln

In den vergangenen Jahren gab es zwei «Game Changer», welche die Gasindustrie grundlegend und nachhaltig veränderten: LNG (Liquefied Natural Gas, Flüssiggas) sowie die Erschliessung und Förderung unkonventioneller Gasvorkommen (Schiefergas).

Die Verbreitung der LNG-Technologie, bei der Erdgas durch Abkühlung auf minus 163 Grad Celsius verflüssigt und volumenreduziert wird,

ermöglicht die Erschliessung zusätzlicher Fördergebiete. Erdgas kann so auch in entlegenen Gebieten gefördert und per LNG-Tanker zu Verbrauchermärkten weltweit transportiert werden. Diese Entwicklung wird fortschreiten und allmählich zu einer Globalisierung der regionalen Gasmärkte führen und die aktuell noch sehr unterschiedlichen Gaspreise dürften sich angleichen. Die Staaten können so ihre Gasimporte diversifizieren und die Abhängigkeit von Krisenregionen reduzieren.

Bei Schiefergas handelt es sich um Erdgas, das in Schiefersedimentgestein gebunden ist und durch hydraulische Rissbildung (Hydraulic Fracturing; kurz Fracking) gefördert wird. Schiefergas erlebte in den USA einen Boom, der sich entlang der gesamten Wertschöpfungskette vollzog. Die Schiefergaslager sind gigantisch und könnten den nordamerikanischen Verbrauch auf Jahrzehnte hinaus abdecken. Die Förderung von Schiefergas in den USA begann vor etwa 15 Jahren und ihr Anteil an der gesamten US-Gasproduktion ist inzwischen auf etwa 40 Prozent gestiegen. Dies liess den Erdgaspreis einbrechen und den Gaskonsum ansteigen. In naher Zukunft werden die USA voraussichtlich mit dem Export von Erdgas mittels LNG beginnen. Wie beim Ölschiefer gibt es erhebliche Bedenken bezüglich der Umweltverträglichkeit der Förderprozesse. In jede Bohrung müssen rund 7500 bis 20 000 Kubikmeter Wasser (und Chemikalien) gepumpt werden. Sorgen bereitet vor allem der hohe Wasserverbrauch und die Gefahr einer Kontaminierung des Grundwassers. Dies ist auch ein Grund, warum sich der Schiefergasboom auf die USA konzentrierte und in den meisten europäischen Ländern bislang abgelehnt wird. Laut IEA sind unkonventionelle Erdgaslager geografisch weit gestreut, so dass alle Weltregionen über förderbare Gasressourcen verfügen.

Kohle

Schwellenländer treiben Wachstum

Der Haupttreiber der Kohlenachfrage ist die Stromerzeugung, die etwa zwei Drittel der Nachfrage ausmacht. Im globalen Stromerzeugungsmix ist Kohle mit einem Anteil von 41 Prozent der mit grossem Abstand wichtigste Energieträger. In China liegt der Kohleanteil derzeit sogar bei rund 80 Prozent und in Indien bei 70 Prozent. Im globalen Energiemix ist Kohle nach Erdöl der wichtigste Energieträger. Gemäss IEA wird die Kohlenachfrage bis 2040 um jährlich 0,4 Prozent steigen, getrieben durch die Nachfrage aus China und Indien. Für die OECD-Länder hingegen ist mit einem Rückgang von 1,9 Prozent pro Jahr zu rechnen.

Aktuelle Trends: Klimaschutzziele bestimmen künftige Nachfrage

In den letzten Jahren ist die Kohlenachfrage aus den Schwellenländern geradezu explodiert; China, Indien und Südostasien sind die verbleibenden Wachstumsregionen. In den entwickelten Industrienationen wird Kohle dagegen zunehmend durch Gas und erneuerbare Energien ersetzt. In Europa, wo vermehrt auf die Erreichung der Klimaschutzziele fokussiert wird, dürfte der Produktionsanteil von Kohle gemäss IEA bis 2040 auf nahezu unbedeutende 1 Prozent fallen, der Konsumanteil auf 3 Prozent. Die drei Szenarien der IEA weichen bezüglich dem Kohleanteil am Energiemix deutlich voneinander ab: So fällt im «Klimaschutzszenario» der Kohlekonsum bis 2040 um mehr als ein Drittel, während er im «Current-Policies-Szenario» um über 40 Prozent steigt. Kohle hat aber energiepolitisch gesehen wichtige Vorteile. Sie bietet vielen Staaten einen hohen Grad an Versorgungssicherheit und die Kohlereserven reichen bei der gegenwärtigen Nutzungsrate für rund 135 Jahre. Zudem ist Kohle nach dem Preisverfall der vergangenen Jahre relativ günstig und, im Gegensatz zu Erdöl, sind die Reserven geografisch weit gestreut und liegen nicht in Ländern mit politischen Risiken.

Kohle ist der kohlenstoffintensivste der fossilen Energieträger und gilt als weltweiter Klimakiller. Die hohen Emissionen bei der Verbrennung zur Umwandlung in Elektrizität sind das stärkste Argument gegen diesen Energieträger. Die Carbon-Dioxide-Capture-and-Storage (CCS)-Technologie könnte hier eine Verbesserung bringen. CCS ermöglicht, die klimaschädlichen CO₂-Gase von der Kohle zu trennen und unterirdisch einzulagern, so dass sie nicht in die Atmosphäre gelangen. Das weltweit erste Kohlekraftwerk mit CCS-Technologie wurde 2014 in Saskatchewan in Kanada in Betrieb genommen. Inwiefern sich CCS durchsetzen wird, bleibt fraglich, da die Technologie die Kraftwerkskosten deutlich erhöht sowie eine Pipeline- und Speicherinfrastruktur voraussetzt. Die USA und China gelten als attraktive Märkte für CCS.

Kernenergie

Ungewisse Zukunft

Die Kernenergie wird fast ausschliesslich für die Stromproduktion verwendet. Ihr Anteil am globalen Stromerzeugungsmix liegt bei knapp 11 Prozent. Derzeit gibt es gemäss World Nuclear Association 439 betriebsfähige Atomreaktoren mit einer Gesamtkapazität von mehr als 380 Gigawatt. Der Grossteil befindet sich in Industriestaaten und Ländern der ehemaligen Sowjetunion. Die Kernenergiekapazität wurde

global innerhalb von nur 20 Jahren (zwischen den frühen 1970er und 1990er Jahren) aufgebaut und stagniert seither. In den letzten Jahren erlebte der Neubau von Kernkraftwerken eine kleine Renaissance.

Zu den Vorteilen dieser Technologie gehört eine hohe Verfügbarkeit der Anlagen, womit die Atomenergie dem Wunsch nach Versorgungssicherheit entgegenkommt. Zudem werden bei der Produktion praktisch keine klimaschädlichen CO₂-Emissionen freigesetzt. Dem stehen aber auch Nachteile gegenüber. Zum einen bestehen, verstärkt durch die Reaktorunglücke in Tschernobyl und Fukushima, Bedenken bezüglich der technischen Sicherheit von Anlagen. Zum anderen sind Fragen hinsichtlich der sicheren und dauerhaften Entsorgung und Lagerung von Atommüll und dem Rückbau veralteter Anlagen bisher nicht abschliessend beantwortet. Laut Wissenschaftlern können die Technologie noch weiterentwickelt und so die Nachteile verringert oder gar ausgeschlossen werden. Die Kernenergie ist daher nicht völlig abzuschreiben.

Aktuelle Trends: unterschiedliche Präferenzen der einzelnen Länder

Auch in Zukunft werden Investitionen in die Kernenergie fliessen. Mehr als 60 Reaktoren sind zurzeit in 15 Ländern im Bau, die meisten davon in Schwellenländern, hauptsächlich in China und Indien. Als Folge des Unfalls in Japan gab Deutschland bekannt, alle seine Atomkraftwerke bis 2022 abzuschalten und die Schweiz will keine Ersatzbauten vornehmen. In China, Russland, Indien und Südkorea werden Reaktor-neubauten jedoch im grossen Stil vorangetrieben.

Der Bau von Kernkraftwerken in Finnland und Frankreich sowie in den USA gestaltet sich schwieriger als gedacht: Mehrmals kam es bereits zu Verzögerungen bei der Fertigstellung und die Projektkosten liegen weit über den ursprünglichen Planwerten. Durch den Anstieg der Sicherheitsanforderungen, der Baukosten und der Planungsrisiken sowie einer geringeren Wirtschaftlichkeit erwarten wir keinen signifikanten Aus- oder Ersatzbau der Atomenergie in den USA und Europa. Die britische Regierung musste grosse Zugeständnisse machen, um den Kernkraftwerksneubau Hinkley Point in Grossbritannien zu realisieren. Sie garantiert dem Betreiber des Kraftwerks über einen Zeitraum von 35 Jahren einen Preis von 92.50 Pfund (131 Franken) je MWh (mit Anpassung an die Inflation). Der Preis liegt damit deutlich über den aktuellen Marktpreisen von 34 Pfund (48 Franken) je MWh in Grossbritannien und 22 Euro (24 Franken) je MWh in Deutschland.

Erneuerbare Energien

Der grosse Vorteil der erneuerbaren Energien ist ihre unbegrenzte Verfügbarkeit (Nachhaltigkeit) sowie ihr geringer CO₂-Ausstoss, weshalb Sonnen- und Windenergie in vielen Ländern gefördert werden. Der politische Wille, der Klimaveränderung entgegenzutreten, sowie der Wunsch nach Diversifikation und Reduzierung der Importabhängigkeit lassen auch künftig ein starkes Wachstum erwarten. Beim globalen Energiewandel kommt den neuen erneuerbaren Energien daher eine Schlüsselrolle zu. Allerdings wird es noch viele Jahrzehnte dauern, bis sie die fossilen Energieträger zu verdrängen vermögen. Trotz des starken Wachstums werden neue erneuerbare Energien gemäss IEA global auch in 20 bis 30 Jahren nur einen Anteil von 4 bis 10 Prozent am Primärenergiemix haben.

Wasserkraft und Biomasse

Wasserkraft sehr bedeutend für Stromerzeugung

Der Anteil aller erneuerbaren Energien am globalen Stromerzeugungsmix ist mit 22 Prozent bereits heute bedeutend. Dies liegt am hohen Anteil an Wasserkraft und Biomasse, die ebenfalls zu den erneuerbaren Energien gehören. Die IEA schätzt, dass der Marktanteil bis 2040 sogar auf 34 Prozent des Stromerzeugungsmix oder 19 Prozent des Energiemix steigen wird.

Die traditionellste erneuerbare Energiequelle ist die Wasserkraft. Ihr Anteil an der globalen Stromerzeugung liegt gegenwärtig bei 16 Prozent. Sie ist damit die mit Abstand bedeutendste aller erneuerbaren Energien. Ihr globaler Ausbau wird weiter voranschreiten, wobei das Potenzial abhängig ist von den jeweiligen topografischen Verhältnissen sowie der Niederschlagsmenge. In Europa liegt der Anteil der Wasserkraft an der gesamten Stromerzeugung in Norwegen, Österreich, der Schweiz, Kroatien und Schweden bei mindestens 50 Prozent. Im Zuge des Ausbaus von Wind- und Sonnenenergie kommt der Wasserkraft eine Schlüsselfunktion zu. Ihre Stromproduktion kann leicht angepasst werden und Wasserreservoirs sowie Pumpwasserkraftwerke bieten eine Art Energiespeicher.

Biomasse, also Holz, Holzkohle und Torf, dient vor allem in den Entwicklungsländern als Brennstoff und gehört ebenfalls zu den erneuerbaren Energien. Als Hauptenergiequelle werden nachwachsende Rohstoffe verwendet. Neben der Stromerzeugung wird Biomasse beispielsweise bei der Wärmegewinnung in Gebäuden sowie im Transportwesen eingesetzt.



iStock

Sonnen- und Windenergie

Energiequelle der Zukunft

Unter den erneuerbaren Energien hat der Boom vor allem die Wind- und Sonnenenergie erfasst. Im Jahr 2015 übertraf die weltweite Gesamtkapazität erstmals 400 Gigawatt bei Windenergie (dies entspricht etwa 250 Atomreaktoren heutiger Bauart) und 200 Gigawatt bei Solarenergie (siehe Abbildungen 1.2 und 1.3). Fast 20 Prozent der globalen Photovoltaik-Kapazität entfallen allein auf Deutschland. Um das Wachstum zu steigern, werden beide Technologien in vielen Ländern massiv staatlich gefördert. China, die USA, Deutschland und Spanien gehören zu den grössten Erzeugern von Strom aus Windkraft, wobei insbesondere China sehr stark wächst.

Bei der Wind- und Sonnenenergie kommt der Geografie sowie der Wind- und Sonnenintensität eine entscheidende Bedeutung zu, da von ihr massgeblich die Wirtschaftlichkeit und letztlich auch die Versorgungssicherheit abhängen. So kann der Auslastungsfaktor (Jahresmittelwert), also die tatsächliche Stromproduktion dividiert durch die maximal mögliche Produktionszeit (365 Tage mal 24 Stunden = 8760 Stunden), in besonders windreichen Regionen (zum Beispiel in Texas) bisweilen sogar über 50 Prozent betragen. In der Schweiz beträgt sie bei der Windenergie nur 19 Prozent.

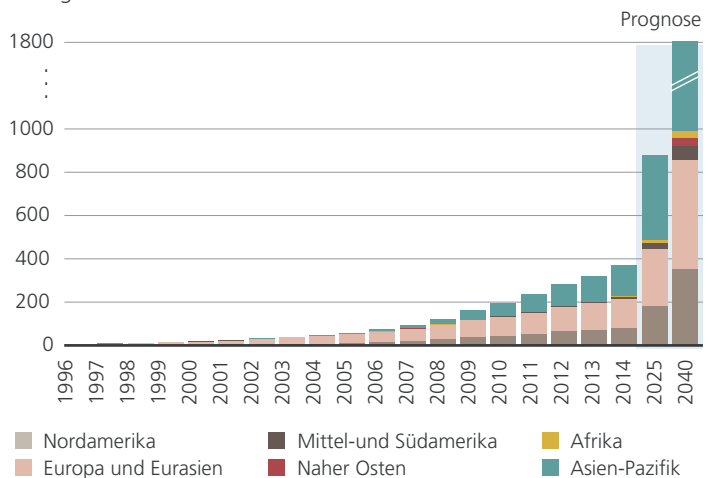
Eine entscheidende Komponente für den erfolgreichen Ausbau der Sonnen- und Windenergie ist der Netzausbau. Zudem sind die heute verfügbaren Methoden der Energiespeicherung immer noch unzureichend. Der technologische Fortschritt könnte hier eine Lösung bieten und die Energiewelt grundsätzlich revolutionieren.

Aktuelle Trends: grösser und vor allem billiger
Grösser, höher, weiter – so lassen sich die Trends bei erneuerbaren Energien gut beschreiben. Die verbesserte Nutzung von Skaleneffekten ermöglicht diese Entwicklung weitgehend. Wiesen die Windkraftanlagen im vergangenen Jahrzehnt meist Kapazitäten zwischen 2 bis 4 Megawatt auf, wurden die Anlagen sukzessive grösser, was sich gleichsam auf die Gesamthöhe (bis zu 220 Meter) und die Rotordurchmesser (bis zu 170 Meter) bezog. Die modernsten Offshore-Anlagen haben heute Nennleistungen von bis zu 8 Megawatt, wobei bereits an 10-Megawatt-Turbinen getüftelt wird.

Abbildung 1.2

Installierte Kapazität an Windenergie wird weiter rasant wachsen

In Gigawatt

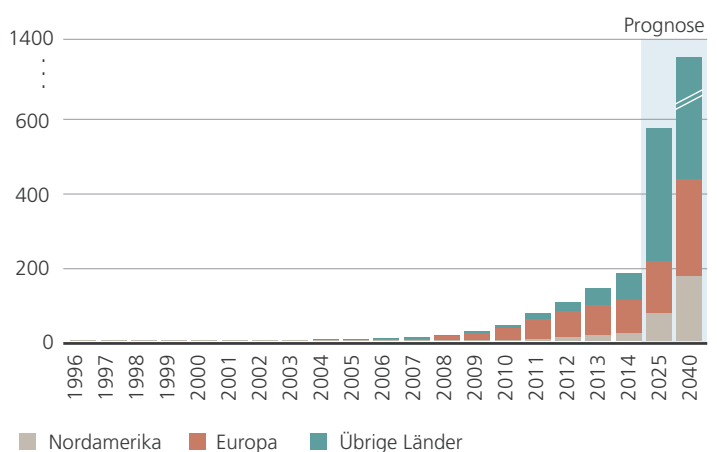


Quelle: Marktdaten, Schätzungen der International Energy Agency (IEA)*
*Basierend auf © OECD/IEA 2015 World Energy Outlook, IEA Publishing
Licence: www.iea.org/t&c/termsandconditions

Abbildung 1.3

Installierte Kapazität an Sonnenenergie wird weiter rasant wachsen

In Gigawatt



Quelle: Marktdaten, Schätzungen der International Energy Agency (IEA)*
*Basierend auf © OECD/IEA 2015 World Energy Outlook, IEA Publishing
Licence: www.iea.org/t&c/termsandconditions



iStock

Der derzeit grösste Offshore-Windpark ist London Array, etwa 20 Kilometer vor der Küste Englands, mit 175 Turbinen und einer Gesamtkapazität von 630 Megawatt. Die grössten Windfarmprojekte befinden sich in China (Gansu Wind Farm Project, nach Fertigstellung bis zu 20 000 Megawatt) und den USA (Alta Wind Energy Center, 1547 Megawatt) und übertreffen in ihrer Grösse sogar viele traditionelle Grosskraftwerke. Ähnliches trifft auf grosse Sonnenenergieparks zu. Der grösste seiner Art (Solar Star) mit 1,7 Millionen Solarmodulen und einer Kapazität von 579 Megawatt wurde 2015 in Kalifornien fertig gestellt.

Das Wachstum der erneuerbaren Energien ging einher mit einem Preisverfall bei Windturbinen und vor allem bei Solarmodulen, deren Kosten pro Watt seit 2010 um etwa zwei Drittel fielen. Rund 90 Prozent der Solarmodule werden heute in Asien hergestellt. UBS erwartet, dass sich die Modulpreise in den kommenden Jahren halbieren werden. Dies würde die Solarenergie günstiger machen als heutige Gas-, Kohle- oder Kernkraftwerke und den globalen Boom der Solarkraft beschleunigen. Ein Grund für den rasanten Preisverfall liefert neben dem technologischen Fortschritt und besseren Produktionsprozessen die Grösse der Projekte. So haben Solarparks oder Anlagen auf grossen Industrie-flächen einen Preisvorteil von bis zu 50 Prozent gegenüber Anlagen auf privaten Hausdächern.

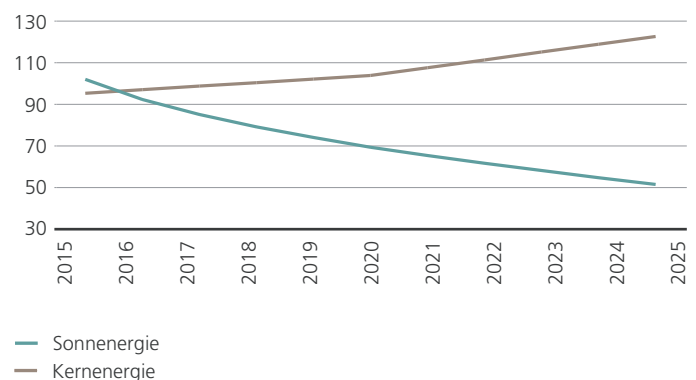
Das tatsächliche Wachstum der Solarenergie sowie der Preiszerfall der Sonnenmodule wurden in der Vergangenheit meist unterschätzt. Einen Vorgeschmack liefert Europas grösste Photo-

voltaik-Anlage, die im Dezember 2015 offiziell eröffnet wurde. Die nahe der französischen Stadt Bordeaux gelegene Cestas Solarfarm hat eine Kapazität von 300 Megawatt und kostete 360 Millionen Euro. Beachtenswert ist, dass den Betreibern für die kommenden 20 Jahre ein Preis von 105 Euro (115 Franken) je MWh garantiert wird. Dies ist ähnlich hoch wie bei vergleichbaren Windparks, allerdings deutlich niedriger als beim Kernkraftwerk Hinkley Point in Grossbritannien. Somit sind Solarprojekte in Europa inzwischen günstiger als Kernkraftwerksneubauten und die Preisdifferenz wird vermutlich weiter steigen (siehe Abbildung 1.4).

Abbildung 1.4

Kostendifferenz zwischen Sonnen- und Kernenergie wird sich weiter ausweiten

Gestehungskosten in Euro pro MWh, Prognose



Quelle: UBS

Schweiz mit guter Klimabilanz



Sibille Duss

Seit rund 15 Jahren ist der schweizerische Primärenergieverbrauch im Schnitt konstant geblieben. Mit der «Energiestrategie 2050» soll der im internationalen Vergleich bereits niedrige Treibhausgasausstoss deutlich reduziert werden. Dies wirft Fragen zur Versorgungssicherheit und zu den erwarteten volkswirtschaftlichen Kosten auf.

Der schweizerische Energieverbrauch betrug 825 770 Terajoule oder rund 239 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2014, was pro Kopf 27 849 Kilowattstunden (kWh) oder einem Treibstoffverbrauch von 5 Litern pro Person und Tag entspricht. Dies war der tiefste Wert seit 1997. Die wichtigsten Energieträger sind dabei Erdöltreibstoffe (Benzin, Diesel, Flugtreibstoffe) mit einem Anteil von 36,1 Prozent, die Elektrizität mit 25,1 Prozent sowie Erdölbrennstoffe mit einem Anteil von 15,4 Prozent. Der hohe Anteil an Treibstoffen und Erdölbrennstoffen macht die Schweiz in einem hohen Masse von Importen von Öl, Erdgas und Kernbrennstoffen abhängig, wofür sie im Jahr 2015 knapp 12 Milliarden Franken aufwendete. Dieses Kapitel beleuchtet neben der schweizerischen Energiebilanz und -nachfrage auch die Implikationen der Stromproduktion; für die veränderte Energie- und Stromnachfrage siehe Kapitel 4.

Stagnierender Gesamtenergiebedarf dank rückläufiger Energieintensität

Zwischen 1950 und 2000 nahm der durchschnittliche jährliche Energieverbrauch in der Schweiz um 4 Prozent zu, blieb aber seither konstant. Das Bevölkerungs- und das Wirtschaftswachstum steigern den Verbrauch, während der technische Fortschritt und die verbesserte Energieeffizienz ihn senken. 2014 war sogar ein deutlicher Rückgang beim Gesamtverbrauch zu beobachten, obwohl die langfristigen Trends, die den Energieverbrauch bestimmen, im Vergleich zum Vorjahr stiegen. So nahmen der Wohnungsbestand und auch die Bevölkerung um 1,3 Prozent zu, der Fahrzeugbestand wuchs um 1,6 Prozent und auch die Wirtschaftsleistung stieg real um 1,9 Prozent.

Die Stabilisierung des Energieverbrauchs ist insbesondere auf die verringerte Energieintensität des Bruttoinlandprodukts (der Energieverbrauch pro inflationsbereinigten Franken Wertschöpfung) zurückzuführen. Die Energieintensität ist seit Mitte der 1980er Jahre rückläufig und seither von 0,75 auf 0,57 kWh pro Franken Bruttoinlandprodukt gesunken (siehe Abbildung 2.1). Dies ist auf Effizienzsteigerungen und Sparmassnahmen zurückzuführen, aber auch auf einen Strukturwandel innerhalb der Industrie weg von energieintensiven hin zu weniger energieverbrauchenden Branchen sowie auch auf eine Verlagerung vom Industrie- zum Dienstleistungssektor, was die verbrauchserhöhenden Faktoren überkompensiert.

Schweizer CO₂-Ausstoss niedrig

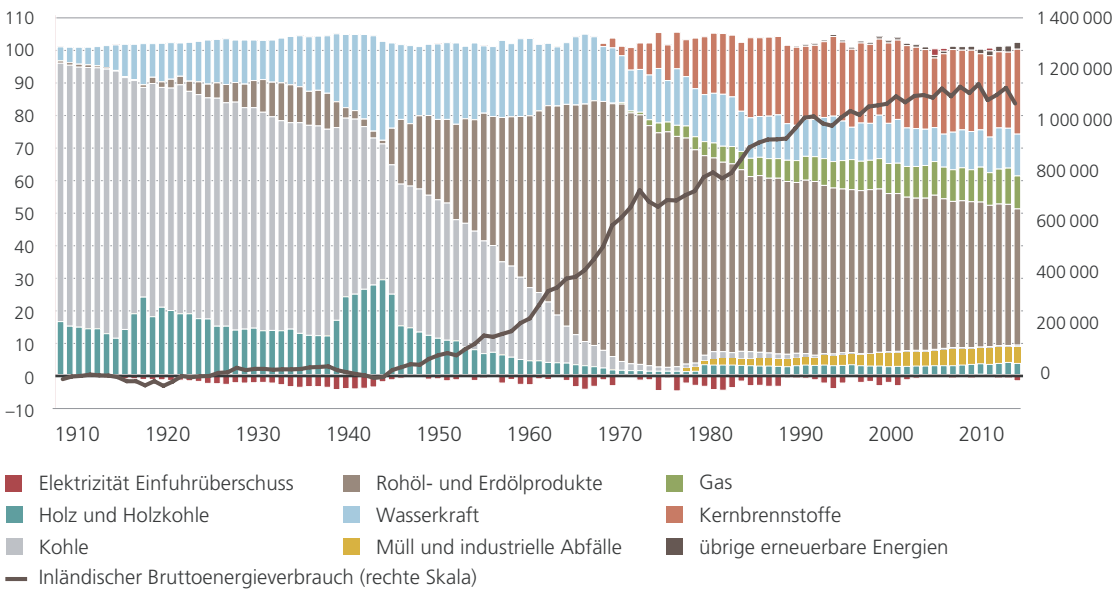
Der vorausschauenden Energiepolitik Mitte des letzten Jahrhunderts ist zu verdanken, dass der Schweiz bei Energiethemen häufig eine Vorbildfunktion bescheinigt wird. Die schweizerischen Energiepreise liegen europaweit im Mittelfeld und die Versorgungssicherheit ist im internationalen Vergleich sehr hoch. Zudem ist die Umweltbelastung – gemessen am absoluten CO₂-Ausstoss wie auch am Pro-Kopf-Ausstoss – bereits äusserst gering. So ist der gesamte CO₂-Ausstoss der Schweiz um über 95 Prozent niedriger als in Deutschland und um 40 Prozent geringer als in Österreich, das eine vergleichbare Einwohnerzahl und ein deutlich tieferes Bruttoinlandprodukt aufweist (siehe Abbildung 2.2).

Gemessen an den Treibhausgasen pro Kopf steht die Schweiz im internationalen Vergleich sehr gut da. Global nahm der Ausstoss an Treibhausgasen in den letzten 45 Jahren absolut zu, während er in der Schweiz in den letzten zehn Jahren tendenziell sank. Die meisten Industrieländer

Abbildung 2.1

Schweizer Gesamtenergieverbrauch stagnierte in den letzten Jahren

Anteil der Energieträger am inländischen Bruttoenergieverbrauch in Prozent, inländischer Bruttoenergieverbrauch in Terajoule, bereinigt um Import und Export



Quelle: Schweizerische Gesamtenergiestatistik (BFE), UBS

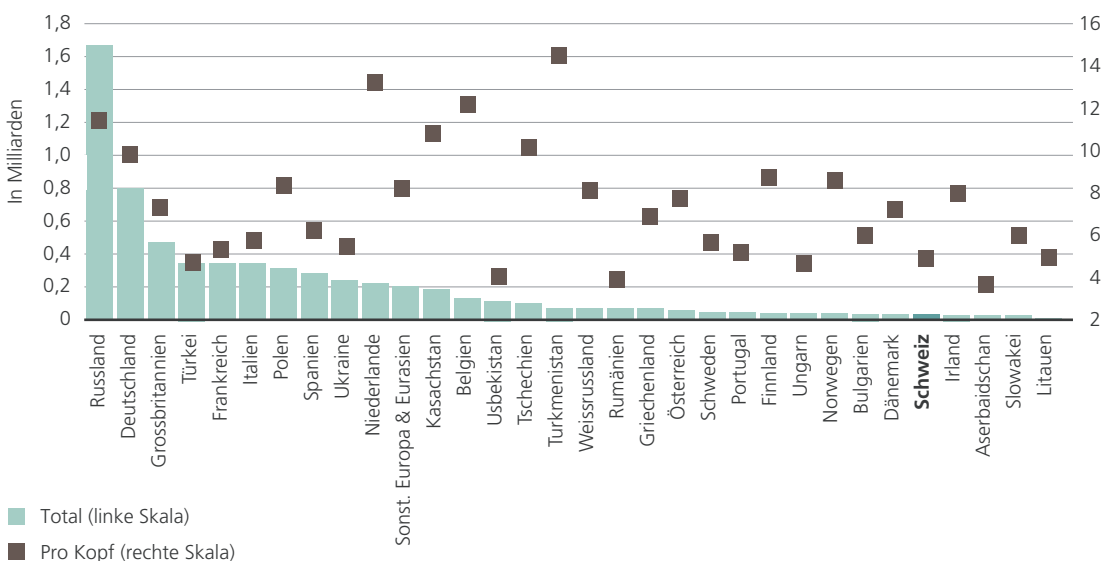
verringerten ihren CO₂-Ausstoss über die letzten zehn Jahre, bei den Schwellenländern hingegen stieg er aufgrund des wirtschaftlichen Fortschritts an. Das Paradebeispiel hierfür ist China, wo der absolute CO₂-Ausstoss im Zuge des Wirtschaftsbooms geradezu explodierte und heute zehnmal höher ist als Anfang der 1970er Jahre.

Die tiefen Treibhausgasemissionen der Schweiz sind unter anderem die Folge des Strukturwandels innerhalb der Industrie und der Verlagerung hin zum Dienstleistungssektor. Allerdings wurden die Emissionen teilweise auch «exportiert», indem Unternehmen Teile ihrer Produktion ins Ausland verlagerten und sehr viele Industriegüter importiert werden.

Abbildung 2.2

Schweiz hat sehr niedrige CO₂-Emissionen im europäischen Vergleich

Jährlicher CO₂-Ausstoss absolut und pro Kopf, in Tonnen



Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2015

Ein weiterer Faktor ist der relativ saubere Strom in der Schweiz. Der im Inland produzierte Strommix verursacht einen CO₂-Ausstoss von rund 21g pro kWh. Unter Berücksichtigung des importierten Anteils vervierfacht sich dieser Wert, was aber im internationalen Vergleich immer noch tief ist. In Deutschland zum Beispiel verursacht die Produktion einer Kilowattstunde Strom rund 600 Gramm CO₂.

Ökonomischer Nutzen einer Vorreiterrolle bei CO₂-Reduktion unklar

Die Schweiz hat sich bis ins Jahr 2050 verpflichtet, den Ausstoss an Treibhausgasen (wovon CO₂ den grössten Anteil ausmacht) von über 6,5 Tonnen pro Kopf und Jahr auf eine Tonne zu reduzieren, und möchte damit bei der Reduktion an Treibhausgasen eine Vorreiterrolle einnehmen (siehe Kasten 2). Selbst das Bundesamt für Umwelt räumt ein, dass diese Ziele ehrgeizig sind.

Die Klimaerwärmung ist jedoch ein globales Problem. Dabei spielt es keine Rolle, wo auf der Welt der Ausstoss an Treibhausgasen reduziert wird. Aus volkswirtschaftlicher Sicht müsste die Reduktion dort vorgenommen werden, wo die Grenzkosten der Reduktion am geringsten sind. Als Grenzkosten versteht man die Kosten einer zusätzlich reduzierten Einheit an Treibhausgasen. Der Umbau der Schweizer Volkswirtschaft hin zu einer weniger energieintensiven Wirtschaft und auch der Ausstieg aus der Atomenergie werden nicht ohne Kosten möglich sein. Da aber hierzulande die Energieintensität und die Treibhausgasemissionen bereits auf einem im internationalen Vergleich tiefen Niveau sind, dürften die Kosten zur Reduktion vor allem in der Industrie relativ zu anderen Ländern hoch sein.

Eine Vorreiterrolle ist auf Dauer nur nützlich, wenn andere Länder rasch nachziehen. Die steigende Belastung der Emissionen durch spezifische Steuern und Abgaben verringert insgesamt die Wettbewerbsfähigkeit der in der Schweiz produzierenden Unternehmen und steigert die volkswirtschaftlichen Kosten. Es nützt wenig, wenn besonders energieintensive Unternehmen von den Abgaben befreit werden, denn dies dürfte die Belastung der übrigen Verbraucher überproportional steigen lassen. Die willkürlich von der Politik festgelegte Obergrenze für CO₂-Emissionen könnte zudem einen falschen Anreiz schaffen. So könnten Unternehmen, deren CO₂-Ausstoss nur knapp unter dem Schwellenwert liegt, «schmutziger» produzieren, als es technisch möglich wäre, um die höheren CO₂-Abgaben zu umgehen.

Kasten 2

«Energierstrategie 2050»

Nach dem Grundsatzentscheid für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2011 hat der Bundesrat die «Energierstrategie 2050» erarbeitet und 2013 dem Parlament ein Massnahmenpaket unterbreitet. Der Nationalrat hat das Massnahmenpaket am 8. Dezember 2014 angenommen, der Ständerat am 23. September 2015. Zurzeit werden die Differenzen zwischen den Räten bereinigt, bevor diese nochmals über die gesamte Vorlage abstimmen.

Die Prioritäten dieser Strategie beinhalten:

1. den Ausbau der Wasserkraft und der erneuerbaren Energien,
2. die Verbesserung der Energieeffizienz,
3. den Ausbau der Stromnetze,
4. eine möglichst auslandsunabhängige Stromproduktion und
5. die Verstärkung der Energieforschung.

Im Zusammenhang mit der Klimapolitik und der Vorreiterrolle der Schweiz wird immer wieder der First Mover Advantage (Pioniervorteil) erwähnt: Durch den forcierten Energiewandel in der Schweiz und den technischen Fortschritt gegenüber dem Ausland sollten die Schweizer Unternehmen ihre Produkte in Länder exportieren, die ihren CO₂-Ausstoss in der Stromproduktion oder der Wirtschaft noch nicht reduziert haben und auf Schweizer Know-how angewiesen sind. Dass der First Mover Advantage schwierig abzuschätzen ist, zeigt die deutsche Solarindustrie. Die Subventionen führten hier nicht zum erhofften Technologievorsprung gegenüber anderen Ländern. Denn mittlerweile produzieren chinesische Anbieter deutlich günstiger und die meisten Arbeitsplätze in der deutschen Solarindustrie wurden vernichtet.

Die Treibhausgasreduktion in der Schweizer Industrie ist im internationalen Vergleich relativ teuer. Deshalb baut die Strategie des Bundesrats auch auf die gesellschaftliche Verantwortung. Die Schweiz kann es sich politisch nicht leisten, die gesamte Reduktion der Treibhausgase ins Ausland abzuschieben. Da die Schweiz global gesehen nur für einen Bruchteil der Treibhausgase verantwortlich ist, kann sie international zum Klimaschutz beitragen, indem sie technische und institutionelle Lösungen entwickelt, die andere Länder übernehmen können. Heute wirkt sie als treibende Kraft bei den Konferenzen zur Klimapolitik, indem sie strategische Partnerschaften mit anderen Ländern eingeht.

Längerfristige Aspekte der Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit wird häufig auf die Stromversorgung reduziert. Strom kann nicht gelagert werden, sondern muss zu jedem Zeitpunkt in der benötigten Menge produziert werden. Um die langfristige Versorgungssicherheit beurteilen zu können, müssen allerdings die Aspekte **Akzeptanz**, **Verfügbarkeit** und **Zugang** betrachtet werden. Muss ein Energieträger importiert werden oder ist er im Inland verfügbar? Ist nur eine Energiequelle vorhanden oder ist die Versorgung breit diversifiziert? Sind die Quellen stabil? Welche Energieträger kommen überhaupt in Frage? Und wie kann der Zugang zu den Energieträgern, auf denen die Energiesysteme aufbauen, sichergestellt werden?

Bei der Wahl des Energiemix in Bezug auf die Versorgungssicherheit spielt die **Akzeptanz** eine wichtige Rolle, weil die Tragbarkeit eines Energieträgers neben dem wirtschaftlichen auch ein politischer Entscheid ist. Da die Treibhausgasemissionen reduziert werden sollen und die ionisierende Strahlung ein hohes Risiko darstellt,

sollen weniger kohlenstoffbasierte Energieträger und Kernbrennstoffe eingesetzt werden. Für die Versorgungssicherheit ist entscheidend, wie schnell ein Ersatz für diese Energieträger gefunden wird. Der bedachte, stufenweise Ausstieg aus der Atomenergie und die graduelle Reduktion der fossilen Energieträger tragen sowohl der veränderten Akzeptanz dieser Energieträger als auch der Versorgungssicherheit Rechnung.

Sind die akzeptablen Energieträger bestimmt, stellt sich die Frage, wie es um die **Verfügbarkeit** der verbleibenden Optionen steht. Die Schweiz deckt 77 Prozent ihres Endverbrauchs mit importierten fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen, da diese hierzulande praktisch nicht existieren. Dies impliziert eine enorme Importabhängigkeit. Kurzfristig könnte durch den Wegfall der Kernkraftwerkskapazität der Stromimport zunehmen. Weil eine Mehrheit der europäischen Staaten aber eine autarke Strategie im Strombereich (Eigenständigkeit) fährt, wird Importstrom mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit im Überschuss und günstig verfügbar sein. Der Ausbau verschiedener erneuerbarer Energien steigert die Diversifikation und Dezentralisierung der

Kasten 3

Das Energiedreieck

Das Energiedreieck beschreibt das energiepolitische Trilemma. Es zeigt ein Spannungsfeld zwischen den drei im Stromerzeugungsmix anzustrebenden Zielen bezahlbare Energiepreise, Versorgungssicherheit sowie Umweltaspekte und Nachhaltigkeit. Das Trilemma besagt, dass keine Energiequelle alleine ein Optimum garantiert, sondern das optimale Zusammenspiel entscheidend ist. Der Stromerzeugungsmix der einzelnen Staaten ist auch von deren politischer Agenda abhängig.

Die Tabelle zeigt, dass die fossilen Energieträger positiv bei der Versorgungssicherheit abschneiden, negativ hingegen bei dem Kriterium Umwelt/Nachhaltigkeit. Bei den erneuerbaren Energien ist es hingegen genau umgekehrt, wobei die Wasserkraft meist eine Ausnahme darstellt, da sie in den meisten Ländern in Bezug auf Versorgungssicherheit und Umweltaspekte positiv abschneidet. Das Preiskriterium kann sich im Zeitverlauf ändern. So stiegen in den vergangenen Jahren beispielsweise die Kosten für neue Kernkraftwerke deutlich, während sie für Sonnen- und Windprojekte fielen.

Der Schweizer Stromerzeugungsmix erfüllt die Kriterien des Energiedreiecks in Bezug auf Preise und Versorgungssicherheit derzeit sehr gut. Das Ziel der Umweltaspekte und Nachhaltigkeit ist dagegen strittig. So ist zwar der CO₂-Ausstoss im internationalen Vergleich äusserst gering und damit ein positiver Faktor. Allerdings werden die Umweltgefahren der Kernkraftwerke sowie deren Nachhaltigkeit häufig negativ beurteilt. Für einen erfolgreichen Energiewandel in der Schweiz müssen die Kriterien des Energiedreiecks ganzheitlich betrachtet werden.

Energiedreieck: Spannungsverhältnis zwischen bezahlbaren Energiepreisen (Kosten), Versorgungssicherheit (Auslastung) sowie Umweltaspekten und Nachhaltigkeit (CO₂-Ausstoss)

	Fossile Energien				Erneuerbare Energien				Kernenergie
	Erdöl	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Windenergie	Sonnenenergie	Biomasse	Wasserkraft	
CO ₂ -Ausstoss (t/MWh)	0,9	1,05	0,85	0,38	0	0	0	0	0
Kosten (EUR/MWh)	88	64	72	81	70–85	100–150	100–140	60–90	90–120
Auslastung	85%	85%	85%	85%	20–25%	10–15%	50–80%	35%	85%

Quelle: Marktdaten, UBS Schätzungen

Energiequellen, was sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken dürfte.

Für den Zugang sind die Stabilität der Importrouten und die Zuverlässigkeit der Feinverteilung entscheidend. Trotz diversifizierten Importrouten für Erdölprodukte konnte in der Vergangenheit der Zugang zeitweise nur mithilfe von Pflichtlagern gewährleistet werden. Zudem sind die Stromnetze nicht genügend für inländische Produktionsausfälle und damit für notwendige Importe gerüstet. Um die Versorgungslage bezüglich des Zugangs zu verbessern, müssen daher die Übertragungsnetze vom Ausland in die Schweiz und innerhalb der Schweiz sowie die Transformatoren vergrössert werden. Das Stromabkommen mit der Europäischen Union würde die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen, weil es die Teilnahme an der Verknüpfung der verschiedenen europäischen Stromnetze (Regelzonen) sichern würde. Dadurch könnte die Schweiz die grenzüberschreitenden Netzkapazitäten effizienter managen, was die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit verbessern würde.

Die Schweiz ist keine Insel

Eine hohe Versorgungssicherheit kann entweder durch genügende inländische Produktion oder durch einen gesicherten Import gewährleistet werden. Das Ausbaupotenzial der inländischen Energieproduktion ist gering. Ein Grund liegt in der mangelnden Akzeptanz neuer Energiequellen bei der Bevölkerung. Geothermie zum Beispiel, die ein grosses Potenzial haben könnte, fiel bei der Bevölkerung aufgrund des vorhandenen Erdbebenrisikos in Ungnade. Auch gegen die Genehmigung und den Bau von neuen Windturbinen gab es immer wieder Widerstand.

Die Autarkie bei der Energieversorgung ist in keinem Szenario der «Energistrategie 2050» ein Thema. Wollte die Schweiz beispielsweise im Strombereich zum Selbstversorger werden, müssten genügend Kraftwerkskapazitäten fürs Winterhalbjahr bereitgestellt werden, wenn die Wasserkraft nur reduziert Strom produziert. Zudem müssten für einen möglichen Ausfall Reservekapazitäten sowie Regenergie bereitgestellt werden.

Sinnvoller wäre die technische Einbindung ins europäische Stromnetz mit institutionalisiertem Austausch. Die Schweiz ist keine Insel und zumindest im Strombereich kann eine hohe Versorgungssicherheit nur im europäischen Verbund erreicht werden, was gute Beziehungen zu den Nachbarländern erfordert. Für den Import von Energieträgern wie Erdöl ist die Schweiz, da sie keinen Meeresanstoss hat,

auf die Durchleitung der Güter angewiesen. Eine gut ins europäische Gefüge eingebettete Schweiz wird kritische Versorgungslagen wahrscheinlich gut überstehen, auf jeden Fall besser als eine isolierte Schweiz.

Energie- und Strompreise für Endkunden dürften steigen

In der Schweiz ist die Versorgungssicherheit sehr hoch, die Energiepreise sind im europäischen Vergleich (insbesondere wegen der relativ geringer Steuern und Abgaben) im Mittelfeld (siehe Abbildung 2.3) und die Umweltbelastung ist vergleichsweise sehr tief. Somit ist das energiepolitische Trilemma (siehe Kasten 3) gut gelöst.

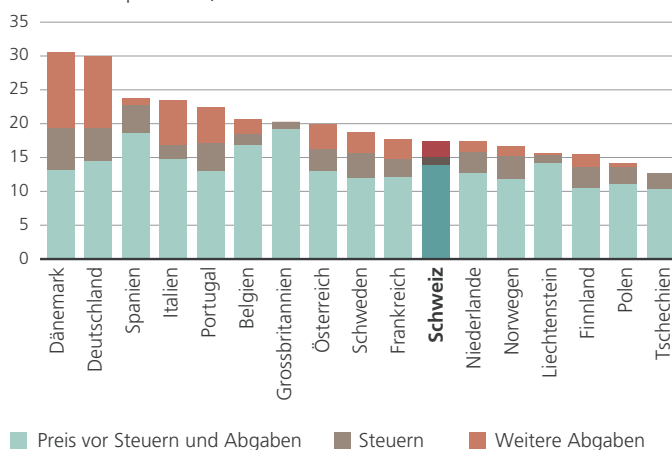
Für Konsumentinnen und Konsumenten ist jedoch die Entwicklung der Energie- und Strompreise entscheidend. Preissprünge könnten sowohl die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen als auch die Akzeptanz des Energiewandels in der Bevölkerung senken. Verlässliche Preisprognosen über einen längeren Zeithorizont sind naturgemäss sehr schwierig zu erstellen.

Die Energiepreise setzen sich aus den Komponenten eigentliche Energiepreise, Netznutzungstarife für die Verteilung sowie Steuern und Abgaben zusammen. Die Preise der wichtigen Primärenergieträger Erdöl und Erdgas werden auf den Weltmärkten bestimmt. Die Schweiz ist auf diesen Märkten aufgrund ihres geringen Nachfragegewichts Preisnehmerin. Alle in die Schweiz importierten Energieträger sind fossiler

Abbildung 2.3

Schweizer Strompreise trotz niedriger Steuer- und Abgabenbelastung nur im Mittelfeld

In Eurocent pro kWh, Haushaltskunden



Quelle: Eurostat, ElCom, UBS



iStock

Natur (vor allem Erdöl), die nur beschränkt verfügbar sind. Kombiniert mit einer weltweit steigenden Nachfrage aufgrund der Bevölkerungszunahme und dem steigenden Wohlstand gehen wir – trotz momentan sinkender Preise – von langfristig steigenden Energiepreisen aus.

Gesamthaft betrachtet stehen fossile Energieträger in Konkurrenz mit anderen Energieträgern. Hierbei wird häufig kritisiert, dass die Kosten negativer externer Effekte, also beispielsweise der CO₂-Ausstoss, nicht in den Energiepreisen enthalten sind. Um Kostenwahrheit herzustellen, könnten daher kohlenstoffbasierte Energieträger aus fossilen Quellen (insbesondere Erdöl) künftig mit einer CO₂- oder Lenkungsabgabe belegt werden. Dies dürfte die Nachfrage nach fossilen Energieträgern verringern und insbesondere die erneuerbaren Energien relativ wettbewerbsfähiger machen. Folglich ist davon auszugehen, dass die Abgaben und somit auch die Energiepreise für Endkunden tendenziell steigen werden.

Steigen dürften langfristig auch die Netznutzungsentgelte, die derzeit reguliert sind und von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom überprüft werden. Aufgrund des Alters der Infrastruktur in der Schweiz – das Stromnetz zum Beispiel ist mehrheitlich über 40 Jahre alt – und der sich ändernden Zusammensetzung des Energiemix besteht ein grosser Investitionsbedarf.

Zurzeit ist der schweizerische Steuerhaushalt ausgeglichen, so dass keine Bestrebungen im

Gang sind, um den Steueranteil der Energiepreise zu erhöhen. Doch in Zukunft dürften Steuererhöhungen ein Thema werden. So dürften mittelfristig Lenkungsabgaben auf Kohlenstoff den Grossteil des Energiepreises ausmachen. Durch die fortschreitende Integration der internationalen Energiemärkte ist eine europäische Angleichung der Energiepreise wahrscheinlich, wobei sich die Endkundenpreise aufgrund der länderspezifischen Steuern und Abgaben unterscheiden können.

Die Kosten des Energiewandels und damit die zukünftigen Energie- und Strompreise werden schliesslich auch davon abhängen, welche Massnahmen zur Erreichung der Ziele implementiert werden. Mit Lenkungsabgaben dürfte der Energiewandel zu volkswirtschaftlich tieferen Kosten erreicht werden als mit Subventionen. Gemäss der «Energierstrategie 2050» sollen daher ab dem Jahr 2021 die Fördermassnahmen durch ein haushaltsneutrales Lenkungssystem ersetzt werden. Haushaltsneutral heisst dabei, dass die Erträge der Lenkungsabgaben an Wirtschaft und Gesellschaft wieder zurückbezahlt werden. Dabei soll Energiesparen belohnt und die einkommensschwachen Haushalte nicht zusätzlich belastet werden.

Der Energiewandel wird auch zu Veränderungen bei den Energie- und Stromkosten führen. Wie wir in Kapitel 4 aufzeigen, ist es durchaus wahrscheinlich, dass Konsumenten deutlich weniger für Erdölprodukte, allerdings mehr für den Stromkonsum bezahlen werden.

Energierévolution in der Schweiz



Carsten Schluffer

Der schweizerische Energiewandel ist geprägt von klimapolitischen Zielsetzungen und dem Ausstieg aus der Kernkraft. Nur eine deutliche Reduzierung des Erdölverbrauchs und der Ausbau der erneuerbaren Energien können den CO₂-Ausstoss massgeblich verringern. Eine Schlüsselrolle kommt dabei der Wasserkraft zu, der wichtigsten Schweizer Energiequelle, sowie der Sonnenenergie, die in den kommenden Jahren am schnellsten wachsen dürfte.

Die Zielkonflikte des Energiedreiecks werden in der Schweiz derzeit gut gelöst (siehe Kasten 3, Seite 17). Dies bestätigt auch der «2015 World Energy Trilemma Index» des World Energy Council, bei dem die Schweiz die Spitzenposition unter 130 Ländern belegt. Dennoch steht die Schweiz in Bezug auf Energiethemen vor grossen Herausforderungen. Sie hat sich am Klimagipfel 2015 in Paris verpflichtet, weitere CO₂-Einsparungen vorzunehmen. Zudem sind viele Kernkraftwerke in die Jahre gekommen und sollen in den kommenden Jahrzehnten komplett vom Netz genommen werden. Neubauten sind nicht geplant. Es stehen daher wichtige strategische Entscheidungen an, die einen Umbau der Schweizer Energieversorgung zum Ziel haben. Sie bestimmen, ob die Schweiz energiepolitisch ihre Vorbildfunktion bewahren wird.

In der Schweiz verursachen der Verkehr, der Gebäudebereich sowie die Industrie die höchsten Umweltbelastungen, weshalb der Energiewandel vor allem in diesen Bereichen ansetzen muss. Bei der Stromproduktion wird hingegen vergleichsweise wenig CO₂ freigesetzt. Es ist hierbei eine enorme energiepolitische Herausforderung, als Folge des Kernenergieausstiegs keine zusätzlichen Emissionen zu generieren. Insgesamt muss es der Schweiz gelingen, rund 26 TWh Atomstrom – einen Anteil von etwa 39 Prozent der gesamten Schweizer Stromerzeugung – aus anderen, emissionsarmen Energiequellen zu produzieren. Erschwerend kommt hinzu, dass der Anstieg der Stromnachfrage durchaus höher sein könnte als die Einsparungen durch eine verbesserte Energieeffizienz. Dies könnte beispielsweise bei einer schnellen und hohen Penetration von Elektroautos, einer überaus guten Wirt-

schaftsentwicklung oder einem hohen Bevölkerungswachstum der Fall sein.

Im folgenden Szenario gehen wir von einer leicht steigenden Stromnachfrage bis 2050 aus (siehe Kapitel 4), und beschreiben die erwarteten Veränderungen des Energie- und Stromerzeugungsmix. Insgesamt dürften die Wasserkraft, die neuen erneuerbaren Energien (vor allem die Solarenergie) sowie Gaskraftwerke zu Lasten der Kernenergie an Bedeutung gewinnen (siehe Abbildung 3.1).

Fossile Energieträger

Gaskraftwerke können Stromerzeugungsmix ergänzen

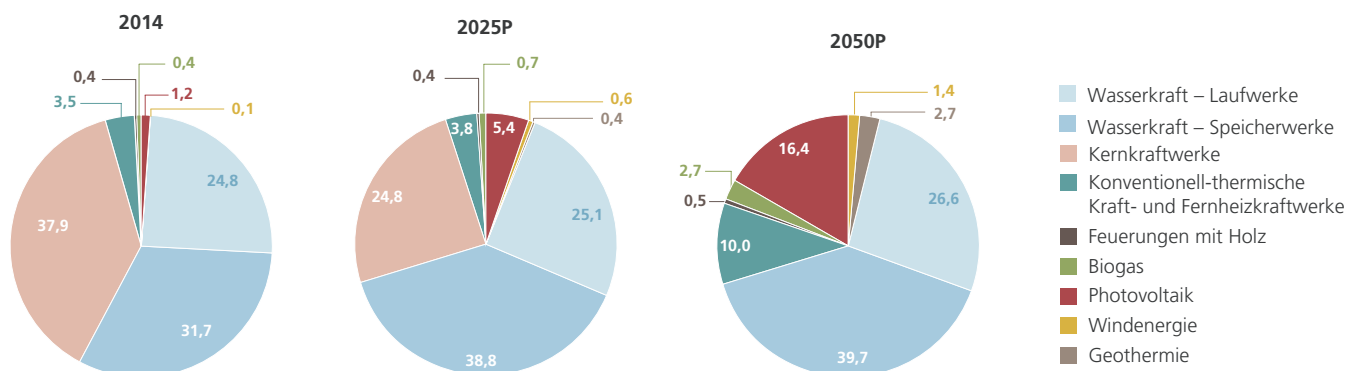
Erdölprodukte wie Treibstoffe (Benzin, Diesel, Flugtreibstoffe) und Erdölbrennstoffe (vor allem Heizöl) machen in der Schweiz den Grossteil des gesamten Endverbrauchs aller Energieträger aus. Erdgas und Kohle sind unter den fossilen Energieträgern weniger bedeutend. Wir erwarten, dass in den kommenden Jahren grundlegende Änderungen bei der Antriebstechnologie des Verkehrswesens (Elektromobilität) und Energieeffizienzmassnahmen auch den Gebäude- und Industriebereich revolutionieren werden (siehe Kapitel 4). Fossile Energieträger dürften daher in der Schweiz an Bedeutung verlieren. Dies ist notwendig, denn insbesondere Erdölprodukte spielen eine Schlüsselrolle bei der Verringerung des CO₂-Ausstosses in der Schweiz.

Moderne Gas- und Dampf-Kombikraftwerke könnten hingegen trotz ihrer ökologischen Nachteile bei der Stromproduktion an Bedeutung gewinnen. Gaskraftwerke werden als eine Art Brückentechnologie wahrgenommen. Sie

Abbildung 3.1

Ab 2050 Stromerzeugung fast ausschliesslich durch erneuerbare Energien (vor allem Wasserkraft und Sonnenenergie)

Anteil der Stromquellen am Schweizer Stromerzeugungsmix, in Prozent (Stromerzeugungsmix-Szenario)



P = Prognose UBS

Anmerkung: Die Anteile beziehen sich auf die Bruttoerzeugung; das heisst, der Verbrauch der Speicherpumpen wird nicht berücksichtigt.

Quelle: Bundesamt für Energie (BFE), UBS

haben eine hohe thermische Effizienz und ihr Bau erfordert relativ geringe Investitionskosten sowie kurze Planungs- und Konstruktionszeiten. Aufgrund des Ausbaus des europäischen Pipelinennetzwerkes, der global diversifizierten Erdgasförderung sowie der Verbreitung von LNG (Liquefied Natural Gas, Flüssiggas) ist die Rohstoffversorgung preisgünstig und langfristig gesichert (ähnlich wie heute beim Erdöl). Der Bau von zwei bis fünf kleinen Anlagen mit einer Gesamtkapazität von insgesamt 1 Gigawatt (was knapp 30 Prozent der heutigen Kernkraftwerkskapazität entspricht) wäre mit Investitionskosten von circa 1,5 bis 2 Milliarden Franken verbunden. Dies würde die Diversifikation sowie die Versorgungssicherheit nach einem Ausstieg aus der Kernenergie verbessern, falls erneuerbare Energien nicht genügend Strom produzieren. Zudem würde die Auslandsabhängigkeit durch reduzierte Stromimporte insbesondere in den Wintermonaten, wenn Wasserkraft und Sonnenenergie weniger Strom produzieren, verringert.

Konventionell-thermische Kraftwerke tragen derzeit knapp 4 Prozent zur Schweizer Stromproduktion bei. In unserem Szenario schätzen wir, dass dieser Anteil im Jahr 2050 auf rund 10 Prozent ansteigen könnte, vor allem durch neue Gaskraftwerke. Nachteilig wäre hierbei allerdings, dass sich der CO₂-Ausstoss um bis zu 2,5 Millionen Tonnen, also rund 6 Prozent der heutigen Emissionen der Schweiz, erhöhen würde. Die Emissionen von Gaskraftwerken wären aber halb so hoch wie bei Kohlekraftwerken,

weshalb wir einen Neubau von Kohlekraftwerken als unwahrscheinlich erachten. Zudem würde der CO₂-Ausstoss der Gaskraftwerke durch eine Verringerung von Verbrauch und Emissionen bei Erdölprodukten mehr als wettgemacht (siehe Kapitel 4).

Kernenergie

Neubauten derzeit unwirtschaftlich

Fünf Kernkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 3,3 Gigawatt produzieren derzeit Strom in der Schweiz. Dazu gehören die grösseren, etwas neueren Kraftwerke Gösgen und Leibstadt, auf die zusammen etwa zwei Drittel der gesamten Kernkraftwerksproduktion entfällt, sowie drei kleinere und ältere Atommeiler (Mühleberg, Beznau-1 und -2). Die Anlagen produzieren knapp 39 Prozent des Schweizer Strommix (siehe Abbildung 3.2).

Im Jahr 2011 beschloss der Bundesrat, die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebsdauer stillzulegen und nicht durch Neubauten zu ersetzen. Der Bundesrat geht von einer Lebensdauer der Kernkraftwerke von 50 Jahren aus, wobei auch kürzere oder längere Laufzeiten denkbar sind. Damit befände sich die Schweiz auf dem Niveau anderer Staaten mit einer international genehmigten Maximallaufzeit von bis zu 60 Jahren. Gegenwärtig sieht es so aus, als würde das erste Schweizer Kernkraftwerk 2019 (KKW Mühleberg) vom Netz gehen. In unserem Stromerzeugungsmix-Szenario gehen wir davon aus, dass die drei kleinen Kernkraftwerke bis

Abbildung 3.2

Kernenergie liefert knapp 40 Prozent des Schweizer Stroms

Ersatz der Kernenergie ohne den CO₂-Ausstoss zu erhöhen wird eine grosse Herausforderung

Reaktor	Inbetriebnahme	Reaktortyp	Installierte Leistung (Netto MW)	Leistungsanteil an der Kernenergie	Stromproduktion 2014 (Netto MWh)	Stromproduktionsanteil 2014
Beznau I	1969	Druckwasserreaktor	365	11,0%	2921	4,3%
Beznau II	1971	Druckwasserreaktor	365	11,0%	3054	4,5%
Mühleberg	1972	Siedewasserreaktor	373	11,2%	3040	4,5%
Gösgen	1979	Druckwasserreaktor	1010	30,3%	8022	11,9%
Leibstadt	1984	Siedewasserreaktor	1220	36,6%	9458	14,1%
Total			3333	100%	26 493	39%

Quelle: swissnuclear, UBS

Anmerkung:

Die veröffentlichten Stromproduktionsmengen von swissnuclear und dem Bundesamt für Energie (BFE) weichen leicht voneinander ab.

2025 stillgelegt werden. Wir denken, dass deren Produktionsmengen von jeweils etwa 4,5 Prozent der Landeserzeugung bereits bald von anderen Erzeugungsquellen (vor allem durch den Ausbau von Wasserkraft und Solarenergie) beziehungsweise durch geringere Stromexporte oder vermehrte Stromimporte kompensiert werden können. Bis zur geplanten Stilllegung der beiden grösseren Kernkraftwerke dauert es noch einige Jahre, wobei es hier deutlich grösserer Anstrengungen bedarf, um deren Produktionsmengen von circa 12 beziehungsweise 14 Prozent der gesamten Schweizer Stromerzeugung zu kompensieren.

Die Vorteile von Kernkraftwerken sind allgemein eine hohe Versorgungssicherheit und fast kein CO₂-Ausstoss. Allerdings ist die Zustimmung in grossen Teilen der Bevölkerung in Bezug auf die Nukleartechnologie eher gering und die Endlagerung abgebrannter Brennelemente ist ungelöst. Ein bedeutendes Argument gegen Neubauten sind zudem die Investitionskosten, die nicht zuletzt wegen höheren Sicherheitsanforderungen stark gestiegen sind. Um die heutigen Kernkraftwerke durch Neubauten gleicher Kapazität (2 Kraftwerke zu je 1,6 Gigawatt) zu ersetzen, wären Investitionen von etwa 20 Milliarden Franken (nach heutigen Preisen) notwendig. Dagegen wäre der Bau anderer Erzeugungsquellen (konventionelle Kraftwerke oder erneuerbare Energien) meist günstiger. Derzeit sind neue Kernkraftwerke weder rentabel noch wettbewerbsfähig, weshalb wir Ersatzbauten für unwahrscheinlich halten. Um Kernkraftwerke rentabel zu machen, bedarf es deutlich höherer

Erzeugungspreise oder niedrigerer Baukosten. Allerdings steigen derzeit die Neubaukosten tendenziell eher.

Erneuerbare Energien Wachstum bei Wasserkraft und Sonnenergie

Die erneuerbaren Energien werden gemäss unseren Prognosen die Kernenergie weitgehend ersetzen und bis 2050 einen Anteil von rund 90 Prozent auf sich vereinen. Der grösste Anteil von rund zwei Drittel der gesamten Stromproduktion dürfte dabei auf die Wasserkraft entfallen, die weiter zulegen dürfte (von derzeit 56 Prozent). Der grösste Zuwachs sollte allerdings auf die neuen erneuerbaren Energien entfallen. Wir erwarten, dass deren Anteil am Stromproduktionsmix von gegenwärtig etwa 2,5 Prozent auf 7,5 Prozent im Jahr 2025 und 24 Prozent im Jahr 2050 steigen wird.

Der Ausbau der Schweizer Wasserkraft begann vor rund einhundert Jahren. Die gute Umweltbilanz der Schweiz ist vor allem darauf zurückzuführen, dass das Land schon seit langem auf eine nachhaltige und weitgehend CO₂-freie Stromerzeugung setzt – dank ihrer besonderen topografischen Struktur und der damit verbundenen Stromproduktion aus Wasserkraft. Gemäss Angaben des Bundesamts für Energie BFE verfügen heute die rund 600 grösseren Wasserkraftwerke (>300 KW) über eine Gesamtkapazität von 13,7 Gigawatt, also viermal mehr als die Schweizer Kernkraftwerke. Auf die Bergkantone Uri, Graubünden, Tessin und Wallis entfallen rund 63 Prozent der Produktionsmengen. Beson-



iStock

ders in den Sommermonaten produzieren die bestehenden Anlagen mehr Strom als nachgefragt wird; diese meist hohen Überschüsse werden exportiert. Insgesamt hat die Schweizer Wasserkraft viele Vorteile. Es erscheint uns daher richtig und konsequent, dass die «Energistrategie 2050» dem Ausbau der Wasserkraft eine bedeutende Rolle beimisst.

Zwar sind die Investitionskosten von neuen Anlagen sehr hoch, doch die Wasserkraft ist die nachhaltigste Energiequelle der erneuerbaren Energien. Einmal gebaute Anlagen können Strom günstig, nahezu CO₂-frei und mit hoher Zuverlässigkeit über viele Jahrzehnte oder sogar Jahrhunderte produzieren. Ein Ausbau oder eine Optimierung der bestehenden Anlagen ermöglicht gemäss BFE eine Erhöhung der Produktionsmengen um rund 4 bis 8 Prozent. Durch den anhaltenden Verfall der Stromgrosshandelspreise in Europa (beispielsweise 22 Euro je MWh in Deutschland und 38 Euro je MWh in Italien) sind die Gewinnmargen der Wasserkraftwerke gefallen. Während die Anlagen in Österreich weiterhin profitabel sind, ist die Rentabilität der Schweizer Anlagen im aktuellen Umfeld meist nicht kostendeckend. Dies liegt unter anderem am «Wasserzins» (siehe Kasten 4), einer Abgabe, die einen wesentlichen Teil der Betriebskosten bei Schweizer Wasserkraftwerken ausmacht. Neu- und Erweiterungsbauten ohne staatliche Unterstützung sind daher vorerst unrealistisch.

Kasten 4

Wasserzins

Der Wasserzins ist eine öffentliche Abgabe auf die Nutzung der Wasserkraft in der Schweiz. Er beruht auf einem Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG) aus dem Jahr 1916. Die Abgabe berechnet sich nach der Bruttoleistung der Kraftwerke, unabhängig von der tatsächlichen Produktion. Die durchschnittliche Belastung aus dem Wasserzins beträgt rund 1,5 Rappen je kWh. Gesamtschweizerisch betragen die jährlichen Einnahmen aus dem Wasserzins rund 550 Millionen Franken, wobei er vor allem für die Kantone Graubünden, Tessin, Uri und Wallis eine wichtige Einnahmequelle ist. In den meisten anderen Ländern wird keine vergleichbare Abgabe erhoben.

Wir erwarten, dass die **Solarenergie** in der Schweiz – ähnlich wie in vielen anderen Ländern – in den kommenden Jahren und Jahrzehnten einen grossen Boom erleben wird. Die gesamte Solarkapazität des Landes übertrifft inzwischen deutlich die 1-Gigawatt-Marke – dank eines starken Zubaus von jährlich rund 300 Megawatt zwischen 2013 und 2015 (2015 Schätzung). Die Photovoltaikanlagen der Schweiz trugen im Jahr 2015 zwischen 1,5 und 2,0 Prozent zur gesamten Stromproduktion bei, verglichen mit 0,4 Prozent im Jahr 2012 und einem Anteil von 4,5 Prozent des Kernkraftwerks Mühlebergs. Gemäss dem Schweizerischen Fachverband für Sonnenenergie Swissolar würde die aktuelle Warteliste mit Anträgen für neue Photovoltaikanlagen (Stand Juni 2015: rund 34 000 Anträge für die kostendeckende Einspeisevergütung, siehe Kasten 5), die Produktionsmenge mehr als verdoppeln. Somit könnte auf die Solarenergie bis Ende des Jahrzehnts ein Anteil von 4 bis 5 Prozent entfallen. Der Schweizer Solarstrom würde damit über das Jahr verteilt problemlos die Produktionsmenge des Kernkraftwerks Mühleberg ersetzen, das 2019 stillgelegt werden soll.

Das erwartete Wachstum der Solarenergie global und in der Schweiz wird von rückläufigen Kosten der Photovoltaik begleitet. Nach dem Preisverfall der vergangenen Jahre geht UBS davon aus, dass von 2015 bis 2025 die Kosten um jährlich weitere 4,5 Prozent fallen. Die Hauptgründe hierfür sind Skaleneffekte und verbesserte Produktionsprozesse. Grossanlagen, beispielsweise auf landwirtschaftlichen Flächen, Industriebauten oder über Autobahnen, könnten zudem die Technologie gegenüber anderen Erzeugungsquellen preislich schneller wettbewerbsfähig machen, als vielfach erwartet wird. Ein häufiges Problem ist hierbei allerdings, dass die fallenden Preise für Module und Wechselrichter nicht an die Kunden weitergegeben werden. So kostet heute eine Solaranlage in der Schweiz mehr als doppelt so viel wie in Deutschland. Neben den Investitionskosten hängt die Wirtschaftlichkeit einer Solaranlage selbstverständlich auch stark von der Sonnenscheindauer und -intensität ab. Deshalb dürften die südlichen Kantone eine etwas höhere Auslastungsquote und damit eine bessere Wirtschaftlichkeit vorweisen.

Die **Windenergie** hat es in der Schweiz vergleichsweise schwer. Die Zahl der Anlagen ist mit 37 (Stand Ende 2014) und einer Kapazität von 60 Megawatt sehr gering und ihr Anteil am Stromerzeugungsmix beträgt nur 0,1 Prozent. Auch ist die durchschnittliche Anlage mit weniger als 2 Megawatt vergleichsweise klein. Dies

liegt vor allem daran, dass die Windkraft stark von der Windleistung abhängt, die an den Küsten Dänemarks, Deutschlands oder Grossbritanniens deutlich stärker ist als in der Schweiz. So stehen in Deutschland der überwiegende Teil der Windkraftanlagen im Norden und nur etwa 5 Prozent in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg (verglichen mit 45 Prozent der Solaranlagen). Der durchschnittliche Auslastungsgrad der bestehenden Windanlagen in der Schweiz betrug in den vergangenen drei Jahren lediglich 19 Prozent, was sehr wenig ist verglichen mit Spitzenwerten von mehr als 50 Prozent bei Offshore-Windparks oder bei Onshore-Anlagen in Texas (USA). Dadurch ist die Wirtschaftlichkeit der Schweizer Anlagen geringer.

Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Windgeschwindigkeiten an den meisten Orten der Schweiz (mit Ausnahme der Westschweiz) sehen wir das Potenzial für die Windenergie als gering an, selbst unter der Annahme weiter rückläufiger Installationskosten. Häufig stossen Neubauvorhaben auch auf grossen Widerstand in der Bevölkerung. Zwar wird der Bau von Windanlagen voranschreiten, doch die Schweiz dürfte kein «Windland» werden. Wir glauben, dass die Windkraft im Jahr 2050 deutlich weniger als 5 Prozent zur Stromerzeugung beitragen wird.

Biomasse ist heute nach der Wasserkraft der wichtigste Energieträger der erneuerbaren Energien und dürfte in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen. Das Potenzial der **Geothermie** bei der Produktion von Strom und Wärme ist in der Schweiz ebenfalls gross. Beide Energieträger könnten im Jahr 2050 je 2,5 bis 5 Prozent zur Stromproduktion beitragen.

Kasten 5

Kostendeckende Einspeisevergütung

Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) ist ein Förderungssystem des Bundes für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Die KEV deckt den Differenzbetrag zwischen Produktionskosten und Marktpreis und wird für die Dauer von 20 Jahren vergütet und kann für Wasserkraft (bis 10 Megawatt), Photovoltaik (ab 10 Kilowatt), Windenergie, Geothermie, Biomasse sowie Abfälle aus Biomasse beantragt werden. Die KEV wird von den Konsumenten über einen Zuschlag auf den Strompreis bezahlt. Seit 1. Januar 2016 beträgt die KEV 1,3 Rappen je kWh und damit rund 6 Prozent des Strompreises eines Durchschnittshaushalts.

Wasserkraft Schweiz



Roger Pfammatter,
Geschäftsführer
Schweizerischer
Wasserwirtschaftsverband (SWV)

Wieso sollen Wasserkraftwerke die Lücke füllen, die durch das Abschalten der Atomkraftwerke entstehen wird?

Die Wasserkraft liefert heute 60 Prozent des Strombedarfs, während die restlichen 40 Prozent aus Schweizer Atomkraftwerken und Bezugsverträgen mit Frankreich stammen. Es gibt viele gute Argumente für mehr Wasserkraft: Sie ist nicht nur einheimisch und erneuerbar, sondern auch effizient, kostengünstig und zuverlässig – und dies bei Tag und Nacht, im Sommer wie im Winter, bei Windstille oder im Nebel. Allerdings ist die verfügbare Wasserkraft auch im Wasserschloss Schweiz begrenzt. Rund 90 Prozent des realisierbaren Potenzials sind bereits genutzt. Das Restpotenzial ist zwar relevant, kann aber einen Verzicht auf Atomstrom bei Weitem nicht kompensieren. Es braucht weiterhin ein Zusammenspiel verschiedener Technologien – mit der Wasserkraft als Hauptpfeiler.

Können Wasserkraftwerke die Versorgungssicherheit gewährleisten?

Nicht im Alleingang, sie spielen aber eine zentrale Rolle. Das zeigt nur schon der grosse Anteil an der Jahresproduktion. Zusätzlich übernimmt die Wasserkraft mit den steuerbaren Kraftwerken und Speicherseen wichtige Regel- und Ausgleichsleistungen. Diese werden zunehmend benötigt, weil neue Stromquellen wie Sonne und Wind unabhängig von der Nachfrage ins Netz einspeisen. Dabei geht es sowohl um die kurzfristige Einlagerung im Stunden- und Tagesbereich mittels Pumpspeicherwerken als auch um die saisonale Umlagerung vom Sommer in den Winter mittels Speicherseen. Hier ist auch das grösste Potenzial zu orten: bei Leistungssteigerungen, Flexibilisierungen von Anlagen und Speichervergrösserungen.

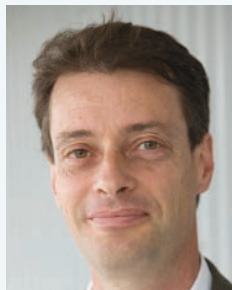
Können Wasserkraftwerke Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten und Gewinne erzielen?

Die Wasserkraft gehört mit Gestehungskosten zwischen 3 und 10 Rappen pro kWh zu den günstigsten Stromquellen überhaupt. Ob dieser Strom gewinnbringend verkauft werden kann, hängt aber von den Marktbedingungen ab. Mit den geltenden Regeln ist die Schweizer Wasserkraft doppelt diskriminiert: Sie wird nicht subventioniert, aber mit ständig steigenden staatlichen Abgaben belastet. Alleine der Wasserzins verteuert die Wasserkraft jährlich um 550 Millionen Franken beziehungsweise rund 1,5 Rappen pro kWh. Erschwerend kommt hinzu, dass der europäische Strommarkt mit Milliardensubventionen völlig verzerrt ist. Bei gehandelten Preisen von inzwischen unsinnig tiefen 3,5 Rappen pro kWh (Grundlastpreis 2015) können die meisten Wasserkraftwerke nicht konkurrenzfähig anbieten. Es braucht neue Marktmechanismen, welche die Vorzüge der Wasserkraft honorieren.

Wie hoch wären die Investitionskosten, damit Wasserkraft die zusätzlich notwendigen Kapazitäten ersetzen könnte?

Im Rahmen der neuen Energiestrategie hat der Bund die Gesamtkosten der Wasserkraft für den Zeitraum von 2010 bis 2050 auf 160 Milliarden Franken geschätzt. Angesichts des geringen Restpotenzials entfallen rund 85 Prozent davon auf bestehende Wasserkraftanlagen. Alleine die Instandhaltung kostet 50 Milliarden Franken, was jährlich knapp 1 Milliarde Franken entspricht. Das verdeutlicht die grosse Bedeutung der bestehenden Werke, die nicht als selbstverständlich betrachtet werden sollten.

Solarenergie Schweiz



David Stickelberger,
Geschäftsführer Swissolar,
Schweizerischer Fachverband
für Sonnenenergie

Wieso soll die Solarenergie die Lücke füllen, die durch das Abschalten der Atomkraftwerke entstehen wird?

Solarstrom kann mindestens zwei Drittel des AKW-Stroms ersetzen. Er kann dezentral auf unseren Gebäuden erzeugt werden, wodurch die Stromnetze nicht zusätzlich belastet werden. Die Anlagen können rasch und ohne das Risiko von Einsparungen erstellt werden. Solarstrom ist bereits heute in vielen Fällen die billigste erneuerbare Energiequelle und weitere Preissenkungen sind zu erwarten. In absehbarer Zeit wird der Preis pro kWh bei 6 bis 8 Rappen liegen.

Kann die Solarenergie die Versorgungssicherheit gewährleisten?

In Kombination mit anderen Energiequellen kann Solarenergie die Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Stromversorgung wird aber anders aussehen als heute, wo Grundlast-Kraftwerke einen grossen Teil des Bedarfs abdecken. Neu braucht es ein intelligentes Produktions- und Lastmanagement, gestützt unter anderem auf die mittlerweile sehr genauen Prognosen der Sonneneinstrahlung. Besonders interessant ist die Kombination von Solarstrom mit der in der Schweiz reichlich vorhandenen Wasserkraft: Speicherseen werden im Sommer weniger gebraucht und sorgen so für den saisonalen Ausgleich der Solarenergieproduktion. Pumpspeicherwerke unterstützen den Tag-/Nacht-Ausgleich. Neue Speichertechnologien werden in absehbarer Zeit die Handlungsmöglichkeiten stark erweitern: Batteriespeicher werden in wenigen Jahren so günstig sein, dass sie grossflächig und vernetzt zur dezentralen Speicherung in Gebäuden und Quartieren eingesetzt werden.

Die sommerliche Überproduktion der Solaranlagen wird mit dem Power-to-Gas-Verfahren zu Wasserstoff oder Methan umgewandelt, das später für die Stromproduktion, für Heizzwecke und die Mobilität eingesetzt werden kann.

Kann die Solarenergie Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten und Gewinne erzielen?

Es gibt zurzeit keinen fairen Wettbewerb zwischen den Technologien auf dem Strommarkt. Die potenziellen Schäden eines Atomunfalls, ein grosser Teil der Entsorgungskosten des Atommülls sowie die Klimafolgekosten der Kohlekraftwerke werden bei den Strompreisen nicht berücksichtigt. Das sind externe Kosten, welche die Allgemeinheit tragen muss. Deshalb ist Solarstrom teurer als Strom aus bestehenden Kraftwerken. Doch bei neuen Kraftwerken wendet sich das Blatt: Für ein neues AKW in Grossbritannien garantiert der Staat über 35 Jahre einen Abnahmepreis von 15 Rappen pro kWh, mit Anpassung an die Teuerung. Dieser Preis wird schon heute von grösseren Photovoltaikanlagen unterboten.

Wie hoch wären die Investitionskosten, damit Solarenergie die zusätzlich notwendigen Kapazitäten ersetzen könnte?

Wenn Photovoltaik zwei Drittel des Atomstroms ersetzen soll, müssten rund 20 Milliarden Franken investiert werden – zukünftige Preissenkungen eingerechnet. Beim anschliessenden Betrieb während mindestens 30 Jahren fallen praktisch keine Betriebskosten an.

Aktuelle Trends:

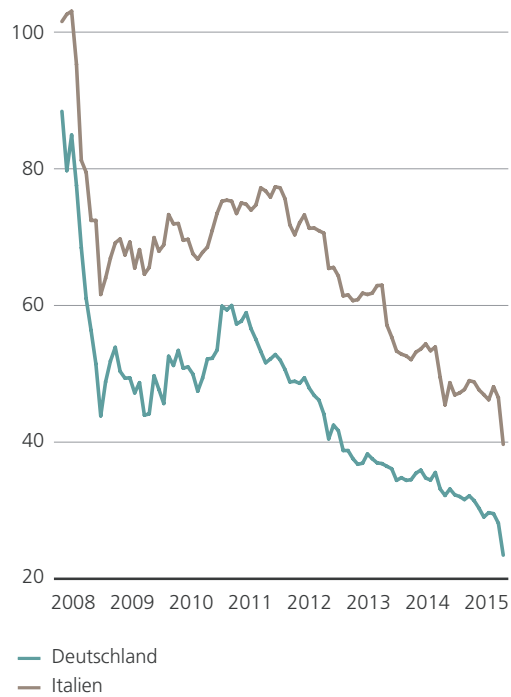
1. Hohe Überkapazitäten in Europa belasten Stromerzeuger

Das Umfeld auf den europäischen Stromerzeugungsmärkten ist derzeit äusserst schwierig. Die Stromgrosshandelspreise an der europäischen Energiebörse EEX (European Energy Exchange) fielen seit ihren Höchstständen im Jahr 2008 von umgerechnet etwa 14 Rappen je kWh (85 Euro je MWh, Wechselkurs 2008) auf nunmehr rund 2,4 Rappen je kWh (22 Euro je MWh, siehe Abbildung 3.3). Der grösste Teil der Kraftwerksflotte in Europa und in der Schweiz erwirtschaftet inzwischen Verluste, was sich erheblich auf die Rentabilität der Stromerzeuger auswirkt. Der Preisverfall ist eine Folge der bestehenden Überkapazitäten auf dem europäischen Stromerzeugungsmarkt sowie des deutlichen Rückgangs bei den Rohstoffpreisen (Kohle, Erdöl und -gas). Wir rechnen nicht mit einer baldigen Verbesserung des Marktumfeldes, da das Erzeugungsangebot weiter wächst (anhaltender Neubau von Windkraft und Sonnenkollektoren) und nur wenige herkömmliche Energieerzeugungskapazitäten (wie alte Kohle- oder Gaskraftwerke) stillgelegt werden (können). Zudem stagniert die Stromnachfrage als Folge erhöhter Energieeffizienzmassnahmen.

Abb. 3.3

Grosshandelspreise tendieren seit einigen Jahren abwärts

In Euro pro MWh



Quelle: Bloomberg



Fotolia

Unter der aktuellen Krise leiden allerdings vor allem die grossen Elektrizitätsunternehmen, die Strom selbst produzieren und am freien Markt verkaufen. Die überwiegende Mehrheit der mehr als 800 Elektrizitätsunternehmen der Schweiz ist hingegen wenig oder im besten Fall gar nicht betroffen. Zu ihnen gehören beispielsweise Infrastrukturunternehmen, die in der Stromübertragung und -verteilung tätig sind und einen regulierten Netznutzungstarif für den Betrieb des Netzes verrechnen plus einen angemessenen Gewinn. Ebenso erwirtschaften Unternehmen, die vor allem im Endkundengeschäft tätig sind, weiterhin attraktive Renditen. Sie profitieren von höheren Monopoltarifen, die sich an den Gesteungskosten orientieren, und von der Tatsache, dass ihre Kunden den Strom meist nicht am freien Markt kaufen können. Dabei ist beispielsweise ein hoher Bestand an Privatkunden, die nicht von der Strommarktliberalisierung profitieren können, ein grosser Vorteil.

2. Versorger richten sich neu aus

Die Stromversorger Europas haben mit Sparpaketen, Investitions- und Dividendenkürzungen sowie dem Verkauf von Vermögenswerten und Beteiligungen auf die Krise reagiert. Dies wird die Situation allerdings nicht lösen, da es sich

insgesamt um ein strukturelles Problem als Folge des Energiewandels handelt, unter dem vor allem die in der Stromerzeugung tätigen Versorger leiden. Derzeit passen viele Unternehmen ihre Unternehmensstrategie an die veränderten Bedingungen an (siehe Abbildung 3.4). (Wachstums-)Investitionen, sofern möglich, fliessen vor allem ins regulierte (Strom- und Gasnetze) oder quasi-regulierte Geschäft (Wind- und Sonnenenergieparks mit langlaufenden garantierten Abnahmeverträgen), wo stabile und attraktive Renditen zu erwarten sind. Einen höheren Gewinnanteil dürfte bei grossen Versorgern zukünftig das Service-Geschäft generieren. Ein zunehmender Teil der Investitionen wird dabei ausserhalb Europas (beispielsweise in den USA oder den Schwellenländern) getätigt, wo die Marktbedingungen besser und höhere Renditen zu erwarten sind. Zum Teil wurde zudem das traditionelle Stromerzeugungsgeschäft ausgegliedert beziehungsweise abgespalten.

3. Hohe Investitionen und schwierige Finanzierung

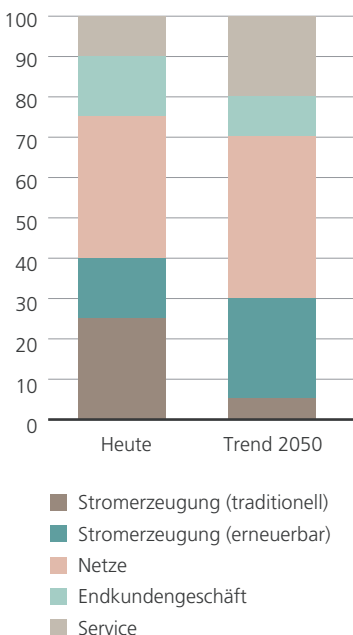
Bis zum Jahr 2050 verursacht allein der Bau von neuen Stromerzeugungsquellen zum Ersatz der Schweizer Kernkraftwerke Investitionen in Höhe von schätzungsweise 20 bis 30 Milliarden Fran-

Abbildung 3.4

Geschäftsmix der Versorger wandelt sich

Gewinnbeiträge der Versorger nach Geschäftseinheiten, in Prozent

Modell eines Versorgers heute und 2050



Stromerzeugung	
<i>heute</i>	Geringere Stromnachfrage; Ausbau der erneuerbaren Energien (Sonne, Wind) führt zu Überkapazitäten; fallende Margen; zunehmend dezentrale Stromerzeugung; Marktpreise
<i>Trend 2050</i>	Moderat steigende Stromnachfrage; hohe Marktanteile erneuerbarer Energien; stark dezentrale Stromerzeugung; niedriger Anteil von Grosskraftwerken; meist regulierte Preise
Netze	
<i>heute</i>	Zunehmende Komplexität des Netzmanagements; attraktive Renditen trotz niedrigem Zinsniveaus; hohe Investitionen sind notwendig wegen zunehmend dezentraler Stromerzeugung; Monopolgeschäft
<i>Trend 2050</i>	Hoch technologisierte Netze (Smart Meter); hohe Investitionen in den Erhalt und Unterhalt der Netze; attraktive regulierte Renditen; Monopolgeschäft
Endkundengeschäft und Service	
<i>heute</i>	Fallende Margen aufgrund geringerer Stromnachfrage; zunehmender politischer Druck Strompreise zu senken; Service-Geschäft wird als zunehmend attraktiv und innovativ wahrgenommen
<i>Trend 2050</i>	Attraktives Endkundengeschäft für Marktführer; starke Fokussierung auf «neue» Service-Geschäfte (Bau und Unterhalt von Solaranlagen, Home Services); Aufladestationen für Elektroautos; Energiespeicherung

Quelle: UBS

ken, wobei der grösste Anteil auf die Sonnenenergie entfallen dürfte. Allerdings kommt dem Zeitfaktor beim Bau eine wichtige Rolle zu, da insbesondere die Kosten von Photovoltaik-Anlagen in den kommenden Jahren weiter deutlich fallen dürften. Grosse Solarprojekte könnten ebenfalls die Kosten senken. Zu den Neubaukosten kommen allerdings noch die Kosten für die Erneuerung bestehender Anlagen (beispielsweise Wasserkraftwerke), für mögliche Reservekapazitäten, für den Umbau und Ausbau der Netzinfrastruktur (Strom und Gas) sowie für Forschung und Entwicklung hinzu. Die laut Bundesrat anfallenden Gesamtkosten von 200 Milliarden Franken erscheinen durchaus realistisch.

Aufgrund des hohen Gesamtinvestitionsvolumens ist es offensichtlich, dass die Schweizer Energie- und Versorgungsunternehmen die Finanzierung des Energiewandels nicht alleine bewältigen können. Die aktuellen Marktbedingungen und die rückläufige Profitabilität der Unternehmen erschweren zudem eine Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung. Dennoch dürften Möglichkeiten zur Finanzierung von Energieinvestitionen in der Schweiz zur Verfügung stehen. Hierzu zählen unter anderem Privatinvestoren, Industrieunternehmen, Pensionskassen und Versicherungen sowie Infrastrukturfonds, die im aktuellen Niedrigzinsumfeld relativ attraktive Anlagemöglichkeiten suchen. Voraussetzungen wären allerdings Änderungen bei Investitionsvorschriften oder Gesetzen (beispielsweise bei Pensionskassen und Versicherungen) sowie verbesserte Rahmenbedingungen (beispielsweise regulierte Tarife oder Preisgarantien), die eine langfristige und stabile Investitionsplanung garantieren.

Die Frage stellt sich, ob Investitionen in die Stromerzeugung im aktuellen Umfeld hoher Überkapazitäten und niedriger Stromgrosshandelspreise überhaupt Sinn machen. In der Tat rentieren Investitionen (ohne Subventionen) derzeit nicht, da die Stromgestehungskosten (alle anfallenden Kosten für die Umwandlung von Energie in Strom) sämtlicher neuer Kraftwerkstypen deutlich über den aktuellen Marktpreisen liegen (siehe Abbildung 3.5). Für die Schweiz wäre ein Zurückgreifen auf vermehrte Stromimporte eine Alternative, um von den niedrigen Preisen zu profitieren. Doch dies wäre kurzfristig und hätte den Nachteil der vermehrten Auslandsabhängigkeit, die politisch nicht gewünscht ist.

4. Preisverfall kann Subventionen reduzieren

Die hohen Strompreise für die meisten Kunden als Folge der ausufernden Kosten sind ein Kritikpunkt an der «deutschen Energiewende» (siehe

Kasten 6). Eine übermässige Förderung erneuerbarer Energien führte in Deutschland zu einem ungebremsten und unkontrollierten Ausbau. Als Folge dieser Subventionen wurde das Stromangebot – ein wesentlicher Parameter – dem Wettbewerb entzogen und das Strommarktdesign verändert. Dies hat negative Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit der Unternehmen und langfristige negative Konsequenzen. Letztlich werden die Konsumenten dieses planwirtschaftliche Modell bezahlen.

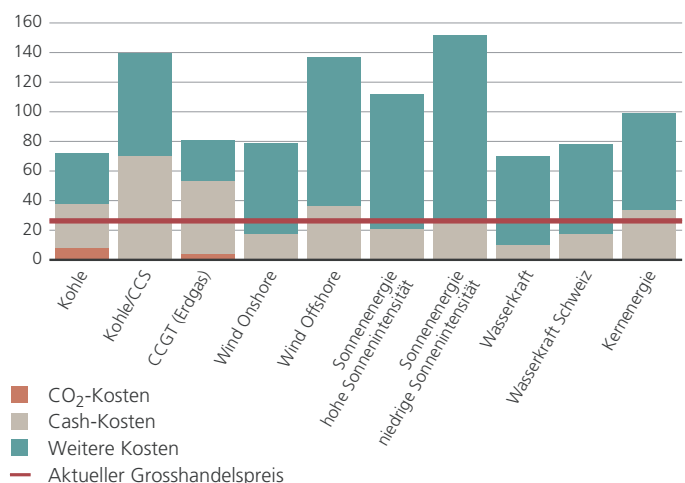
Die Schweiz könnte es durch ein kosteneffizienteres und unbürokratisches System besser machen. Eine Art Quotenmodell könnte sicherstellen, dass nur so viel gebaut wird, wie zur Erreichung der Versorgungssicherheit nach einer Stilllegung einzelner Kernkraftwerke notwendig ist. In anderen Ländern wurde zudem ein Auktionsmodell angewendet, bei dem Gebote für den Bau und/oder Betrieb beispielsweise eines Solarparks abgegeben werden konnten. Der Investor, der das niedrigste Strompreisangebot für einen festgelegten Zeitraum abgibt, bekommt den Zuschlag für das Projekt. Ein ähnliches Modell wäre auch für Privathaushalte denkbar.

All diese Massnahmen könnten die Gesamthöhe der Subventionen deckeln. Dabei kommt dem Zeitfaktor eine nicht zu unterschätzende Bedeutung zu. Durch eine zeitliche Streckung des Ausbaus der erneuerbaren Energie lassen sich die jährliche Förderungssumme, die Höhe künftiger Steuern und Abgaben und somit die negativen Effekte auf die Strompreise reduzieren.

Abbildung 3.5

Neubau von Kraftwerken bei aktuell niedrigen Strompreisen unrentabel

Stromgestehungskosten für neue Kraftwerke, in Euro pro MWh



Quelle: UBS

Kasten 6

Deutschland bekundet Mühe mit der «Energiewende»

In Anlehnung an das Energiedreieck und seine drei Zielsetzungen (siehe Seite 17) beurteilen wir den Erfolg der «Energiewende» in Deutschland kritisch:

- Die **Strompreise** für Haushaltskunden und die meisten Unternehmen haben sich in den vergangenen 15 Jahren in etwa verdoppelt und liegen europaweit an der Spitze. Deutlich höhere Steuern und Abgaben verursachten den Preisanstieg (siehe Abbildung 2.3, Seite 18). Sie machen heute über 50 Prozent des Gesamtstrompreises aus und sind auf die umfangreichen «Subventionen» von jährlich rund 24 Milliarden Euro zurückzuführen.
- Die **Umweltbelastungen** sind sehr hoch und stiegen – trotz des deutlichen Ausbaus von Sonnen- und Windenergie – zwischen 2009 und 2013 wieder an. Deutschland ist der sechstgrösste CO₂-Emittent weltweit (siehe Abbildung Seite 4 und Abbildung 2.2, Seite 15). Gemäss dem deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie lagen die CO₂-Emissionen 2014 bei 799 Millionen Tonnen (Mt) und waren damit fast so hoch wie in Grossbritannien (471 Mt) und Frankreich (348 Mt) zusammen. Deutschland hat ein «nur» fünfeinhalb Mal höheres Bruttoinlandsprodukt und eine zehn Mal grössere Bevölkerung, allerdings 20 Mal mehr Emissionen als die Schweiz (39 Mt).
- Die **Versorgungssicherheit** hat sich verschlechtert. Die zunehmend dezentrale Einspeisung der erneuerbaren Energien stellt angesichts der Leistungsschwankungen eine grosse Herausforderung für die Netzbetreiber dar. Der bislang fehlende Netzausbau erhöht die Gefahr von Unterbrechungen und Eingriffen. Zudem kann die Reservekapazität in Zeiten hoher Nachfrage und geringer Stromproduktion aus Wind und Sonne knapp werden.

Strategische Fehler von Politik und Unternehmen

- Ordnungspolitisch bedenklich sind die staatlichen Eingriffe in den Energiemarkt durch die Gewährung von hohen «Subventionen». Dies setzte den Marktmechanismus weitgehend ausser Kraft und führte zum Bau von Überkapazitäten und einem Zerfall der Stromgrosshandelspreise.
- Politisch fand eine einseitige Fokussierung auf den Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau von Wind- und Sonnenenergie statt. Das Energiedreieck wurde nicht ganzheitlich betrachtet und die Politik mass den Klimazielen (CO₂-Ausstoss) eine unzureichende Bedeutung bei.
- Kohle wurde zu lange staatlich subventioniert und eine Abkehr aus politisch-strukturellen Gründen hinausgezögert. Kohlekraftwerke machen heute rund 43 Prozent des Stromerzeugungsmix Deutschlands aus und werden noch mehrere Jahrzehnte ihre wichtige Rolle behaupten. Vor diesem Hintergrund dürfte selbst eine sofortige Umstellung auf Elektroautos die CO₂-Bilanz kurzfristig nicht verbessern.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien veränderte die Spielregel, worauf die Versorger in Deutschland zu zögerlich mit einer Anpassung der Unternehmensstrategie reagierten. Der Kostenrückgang der Photovoltaik sowie der rasante Ausbau der erneuerbaren Energien wurden zudem unterschätzt. Somit wurde die Strompreisentwicklung falsch eingeschätzt und weiterhin Investitionen in Kohle- und Gaskraftwerke getätigt, die heute unprofitabel sind.

Energieeffizienz und CO₂-Reduktion



Alexander Stiehler

In den nächsten drei Jahrzehnten erwarten wir strukturelle Veränderungen im Schweizer Energiemix. Eine Elektrifizierung des Transportwesens und der allmähliche Wegfall von Ölheizungen dürften den Ölkonsum markant reduzieren, während die Stromnachfrage trotz kontinuierlicher Effizienzsteigerungen weiter zunehmen dürfte. Die Veränderung des Energiemix wird den CO₂-Ausstoss nachhaltig senken.

Die Steigerung der Energieeffizienz ist eines der Hauptanliegen der Schweizer Politik und wird in der «Energiestrategie 2050» (siehe Kasten 2, Seite 16) explizit erwähnt. Sie ist die wirksamste Möglichkeit zur Reduktion des Energieverbrauchs und des CO₂-Ausstosses, ohne dass der Handlungsspielraum der Konsumenten eingeschränkt wird. Energieeffizienz ist geprägt vom technologischen Fortschritt und von Innovationen, um den Energieverbrauch von Geräten, Fahrzeugen und Gebäuden zu senken. In der Vergangenheit konnte die Schweiz durch eine Erhöhung der Energieeffizienz die Stromnachfrage um rund 1 Prozent pro Kopf und Jahr reduzieren. Wir gehen für die nächsten zehn Jahre von einer ähnlichen Entwicklung und danach von einer leicht abnehmenden Tendenz aus.

Der Grossteil des Schweizer Energieverbrauchs entfällt primär auf zwei Kategorien, einerseits auf die Raumwärme mit knapp 29 Prozent und andererseits auf die inländische Mobilität mit gut 32 Prozent. Der Rest verteilt sich auf Industrieanwendungen (Prozesswärme, Prozesse und Antriebe) und sonstige Gebäudeanwendungen wie Beleuchtung und Warmwasser (siehe Abbildung 4.1).

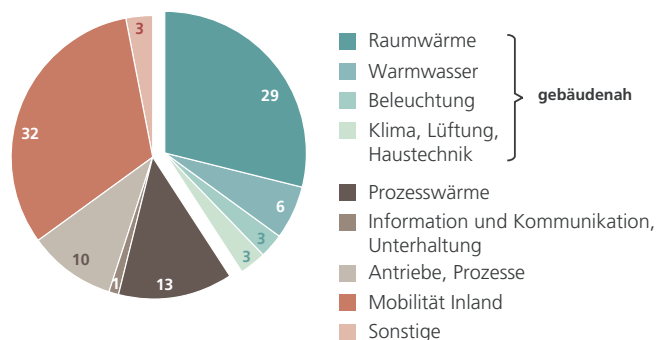
In unserer Analyse zeigen wir Möglichkeiten auf, wie Energie eingespart und gleichzeitig die CO₂-Emissionen reduziert werden können. Wir sehen insbesondere im Transportbereich durch die Elektrifizierung und im Gebäudebereich durch den Ersatz von Ölheizungen Potenzial zur massiven Senkung der CO₂-Emissionen. Um das Energiesenkungspotenzial genau beurteilen zu können, unterteilen wir unsere Analyse in die drei Sektoren: Gebäude, Industrieanwendungen und Transport.

Trotz der kontinuierlichen Energieeffizienzgewinne, die wir auch in Zukunft erwarten, glauben wir nicht, dass die Stromnachfrage langfristig sinken wird. Vielmehr gehen wir gemäss unserem Stromnachfragemodell davon aus, dass in den kommenden drei Jahrzehnten aufgrund der Zuwanderung (Basis ist das Referenzszenario des Bundesamts für Statistik BFS) und der zunehmenden Elektrifizierung des Automobilsektors die Stromnachfrage in der Schweiz leicht steigen dürfte. Der Ersatz von Ölheizungen und die geringere Nachfrage im Transportbereich dürften hingegen den Ölkonsum deutlich senken. Daher erwarten wir eine starke Reduktion des CO₂-Ausstosses in den nächsten Jahrzehnten.

Abbildung 4.1

Gut 40 Prozent des Schweizer Energieverbrauchs ist gebäudenah

In Prozent des Gesamtenergieverbrauchs



Quelle: Bundesamt für Energie

Gebäude

Goldmine der Energieeffizienz

Potenzial für vermehrte Energieeffizienz besteht bei Immobilien, verbraucht doch der Bau- und Gebäudebereich mehr als 40 Prozent der Energie in der Schweiz (siehe Abbildung 4.1). Davon wird knapp ein Drittel der Energie für die Räumwärme benötigt. Es gibt zwei Möglichkeiten, um den CO₂-Ausstoss zu reduzieren: Entweder werden die Gebäude besser isoliert, damit sie weniger Energie verbrauchen, oder es werden nachhaltigere Energieträger verwendet.

Neue Gebäude um 80 Prozent effizienter

Über die letzten Jahrzehnte haben sich die Anforderungen an die Gebäudeeffizienz von Neubauten deutlich verschärft (siehe Abbildung 4.2). So erfordert der Minergie-Standard aus dem Jahr 2009 eine um 80 Prozent höhere Wärmeeffizienz als die Bestimmungen aus dem Jahr 1975. Diese eindrücklichen Zahlen zeigen das langfristige Potenzial des Gebäudesektors, der dank einer besseren Isolierung zur Erreichung der CO₂-Ziele beitragen kann. Dies liegt insbesondere daran, dass mehr als die Hälfte der Gebäude vor 1971 erbaut wurden (siehe Abbildung 4.3). Gemäss dem Bundesamt für Energie BFE sank der Energieverbrauch für Raumwärme bei Wohngebäuden seit dem Jahr 2000 im Mittel um 0,4 Prozent pro Jahr (witterungsbereinigt).

Nachhaltigere Energieträger bislang zu wenig genutzt

Die Dominanz der fossilen Energieträger zur Wärmegewinnung ist bei privaten Haushalten ungebrochen (siehe Abbildung 4.4) und hat sich seit dem Jahr 2000 verhältnismässig wenig verändert. Rund 71 Prozent der privaten Gebäude werden weiterhin mit fossilen Energieträgern beheizt (Stand 2014), verglichen mit 79 Prozent im Jahr 2000. Der Grossteil entfällt weiterhin auf Heizöl mit einem Anteil von 45 Prozent und Gas mit 26 Prozent. Die erneuerbaren Energieträger machen bislang nur rund 16 Prozent aus, der Grossteil entfällt dabei auf die Wärmepumpe mit 13 Prozent.

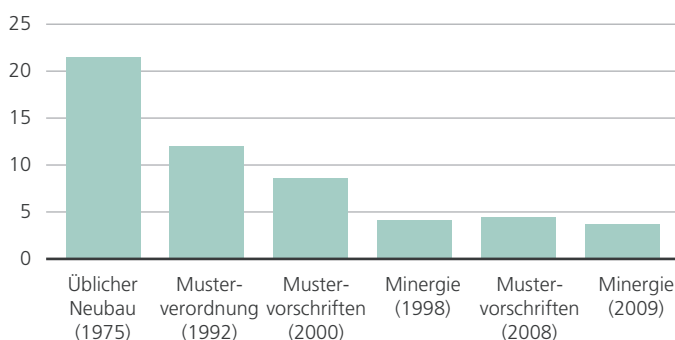
Ersatz von Ölheizungen würde CO₂-Emissionen stark senken

Wir sehen in den beiden Bereichen verbesserte Gebäudeeffizienz und nachhaltigere Wärmegewinnung ein beachtliches CO₂-Reduktionspotenzial. Insbesondere der Austausch von Ölheizungen durch Gas- oder Wärmepumpen würde die CO₂-Emissionen nachhaltig reduzieren. Innerhalb der Schweiz bestehen allerdings deutliche Unterschiede, so werden in Genf knapp 90 Prozent der Heizungen mit fossilen Energieträgern betrieben und in Uri nur knapp 40 Prozent. Gemäss den

Abbildung 4.2

Zugelassener Wärmeverbrauch von Neubauten rückläufig

In Liter Heizöl-Äquivalent pro Quadratmeter und Jahr

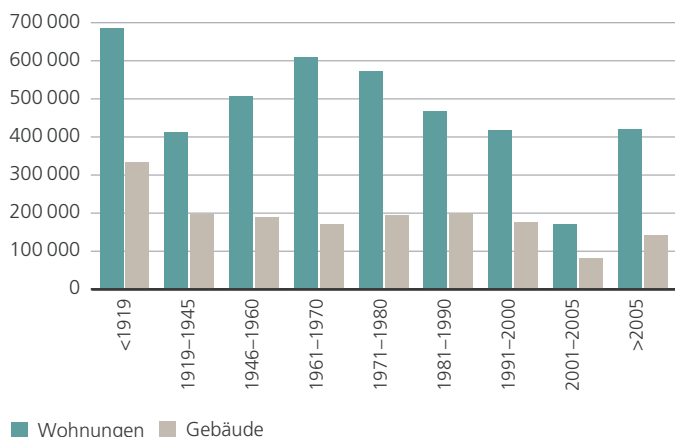


Quelle: EnDK, Minergie

Abbildung 4.3

Anzahl Gebäude und Wohnungen in der Schweiz

Nach Bauperiode

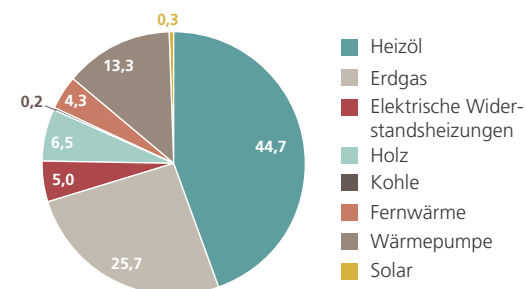


Quelle: Bundesamt für Statistik

Abbildung 4.4

Energiebezug privater Haushalte

Anteil am Gesamtenergieverbrauch, in Prozent



Quelle: Bundesamt für Energie



Dreamstime

heutigen Technologien erzeugt eine Erdwärmeheizung, die mit Ökostrom betrieben wird, nur 12 bis 13 Gramm CO₂ pro kWh Heizwärme. Dies ist 95 Prozent weniger als bei einer Ölheizung (ca. 290 Gramm CO₂ pro kWh Heizwärme).

Beleuchtung: LED Lampen – Gipfel der Effizienz

Neben der Raumwärme bieten Häuser noch deutlich mehr Möglichkeiten, um den Energieverbrauch zu senken. Eine wirkungsvolle Massnahme, die keine Umbauten benötigt, ist der Ersatz von traditionellen Lampen. Moderne LED-Lampen sind im Schnitt acht Mal effizienter als Glühbirnen (Lichtausbeute in Lumen per Watt) und bieten demzufolge eine Energie- und CO₂-Ersparnis.

Eine weitere Möglichkeit sehen wir im Ersetzen von ineffizienten Umwälzpumpen, die Heiz- und Warmwasser bewegen und immer mit der gleichen Drehzahl arbeiten. Seit 2013 sind die Hersteller zwar verpflichtet, nur noch Geräte mit Energieetikett Klasse A zu verkaufen, doch aktuell sind noch viele alte Pumpen in Häusern aktiv. Insgesamt könnte der Energieverbrauch gemäss dem Gebäudetechnikverband Suissetec bei unsanierten Häusern um bis zu 70 Prozent verringert werden. Falls die beschriebenen Möglichkeiten über die Zeit umgesetzt werden, erwarten wir eine fallende Öl- und Stromnachfrage im Gebäudebereich.

Industrie

Elektromotoren stehen an erster Stelle

Für Industrie- und Gewerbeunternehmen bietet sich neben den beschriebenen Möglichkeiten im Gebäudebereich eine weitere Vielzahl an Energiesparmassnahmen. An erster Stelle ist der Stromverbrauch von Elektromotoren zu erwähnen (Antriebe für Pumpen, Ventilatoren, Kompressoren, etc.), die einen Grossteil des Energieverbrauchs ausmachen. Gemäss einer Analyse der Schweizerischen Agentur für Energieeffizienz sind Elektromotoren für 27 Prozent des Schweizer Stromverbrauchs verantwortlich. Die Optimierungsmöglichkeit durch bessere Steuerungen und effizientere Elektromotoren liegt bei rund einem Viertel, dies entspricht einer Stromproduktion von zweimal der Jahresleistung des Atomkraftwerks Gösgen.

Energieeffizienz zahlt sich nicht nur aus ökologischer, sondern auch aus ökonomischer Sicht aus. Eine Analyse von Siemens zeigt, dass der Amortisationszeitraum für Energieeffizienzinvestitionen abhängig vom Investitionsgut zwischen wenigen Monaten bis zu einigen Jahren dauert. Abbildung 4.5 zeigt die Attraktivität typischer Investitionsgüter. Die Investition, die sich am schnellsten amortisiert, ist das Verständnis darüber, an welcher Stelle wie viel Strom verbraucht wird (intelligente Strommessung). Mit Hilfe dieser Analyse können Unternehmen Stromfresser schnell aufspüren und ersetzen.

Der Verlust an Energie fängt jedoch nicht erst auf Fabrikebene an, die grössten Verluste treten bereits am Anfang der Wertschöpfungskette auf. Eine Analyse von ABB schätzt den Verlust zwischen dem ursprünglichen fossilen Energieträger (wie Kohle oder Erdgas) und dem Endverbrauch auf bis zu 80 Prozent (siehe Abbildung 4.6). Während die Schweiz kaum fossile Energieträger zur Stromgewinnung nutzt, sind die Verluste der anderen Schritte im weiteren Prozess ähnlich hoch wie bei anderen Ländern. Eine effiziente Stromübertragung und eine bessere Nutzung der Energie, wie von Siemens hervorgehoben, bieten viel Optimierungspotenzial.

Verglichen mit dem Gebäudebereich, der zu einem grossen Teil im Besitz von Privatpersonen ist, die selten Wirtschaftlichkeitsrechnungen bei Investitionsentscheidungen erstellen, sehen wir im Industriebereich in den kurzen Amortisationszeiträumen einen wichtigen Treiber für die Energieeffizienz. In unserem Stromnachfragemodell, auf das wir nachfolgend eingehen, haben wir den Industriebeitrag zur Energieeffizienz mitberücksichtigt.

Abbildung 4.5

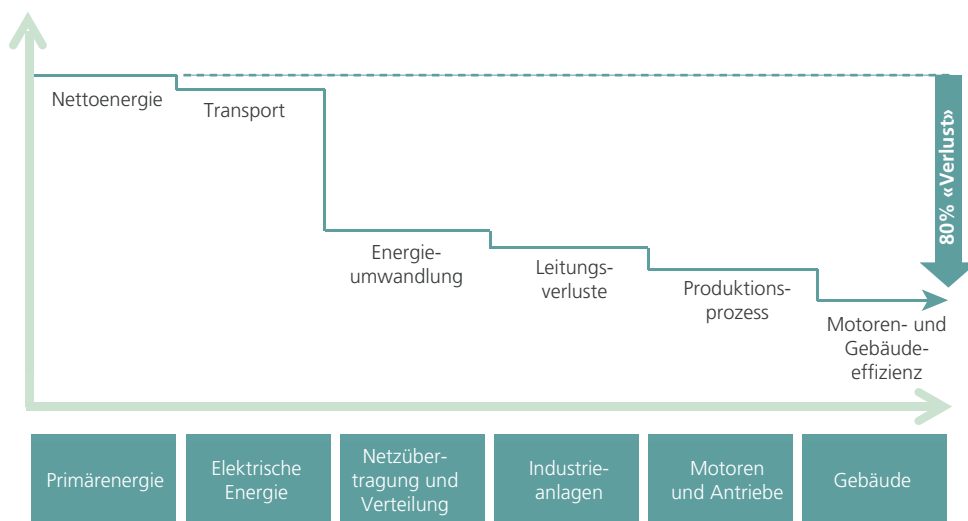
Top 10 Energieeffizienz nach Amortisationszeit

Intelligente Strommessung	1–2 Monate
Stromsparende Lampen (LEDs)	1–12 Monate
Variable Antriebe	3–12 Monate
Hocheffiziente Motoren	3–12 Monate
Gebäudesteuerung	3 Monate–4 Jahre
Intelligente Lichtsteuerung	1–4 Jahre
Höhere Fabrik- oder Prozessautomatisierung	1–4 Jahre
Strom-Management-Lösungen	1–4 Jahre
Versorgungsspannungsoptimierung	2–5 Jahre
Kraft-Wärme-Kopplung	2–7 Jahre

Quelle: Siemens

Abbildung 4.6

Bis zu 80 Prozent der Energie geht von der Förderung bis zum Verbrauch verloren



Quelle: ABB

Transport

Zunehmende Elektrifizierung führt zu geringerem Erdölverbrauch, steigendem Stromkonsum und insgesamt geringerem CO₂-Ausstoss

Der Transportsektor ist durch zwei unterschiedliche Treiber geprägt: Einerseits unterstützt eine strenge CO₂-Regulierung eine kontinuierliche Verbrauchsreduktion, andererseits erwarten wir aufgrund einer zunehmenden Elektrifizierung eine massive Reduktion des Erdölverbrauchs und einen Anstieg des Stromverbrauchs.

Der Kraftstoffverbrauch und damit auch der CO₂-Ausstoss von Neuwagen sind in der Schweiz in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken (–32 Prozent für Benzinfahrzeuge, –28 Prozent für Diesel seit 1996, siehe Abbildung 4.7), allerdings ist der Personenwagenbestand gleichzeitig deutlich gewachsen (+36 Prozent seit 1996, siehe Abbildung 4.8). Um das langfristige Reduktionspotenzial des Kraftstoffverbrauchs abzuschätzen, muss zunächst mit Hilfe eines Modells berechnet werden, wie sich der Personenwagenbestand entwickeln dürfte.

Modellannahmen:

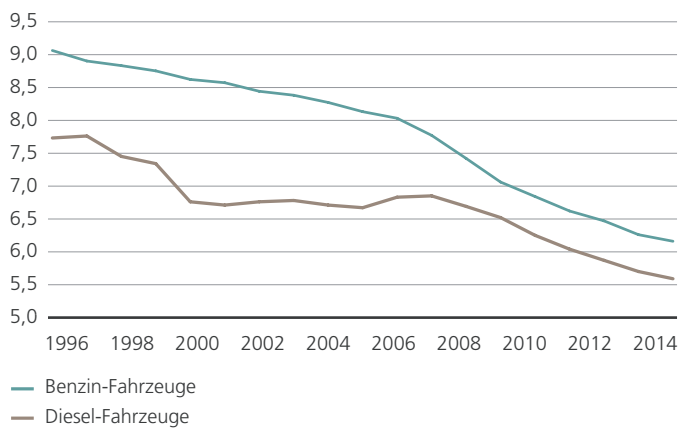
Das Referenzszenario des Bundesamts für Statistik geht davon aus, dass die Bevölkerung in der Schweiz bis 2045 auf 10,2 Millionen Personen wachsen könnte (+22 Prozent seit 2015). Aktuell besitzt im Schnitt jeder zweite Schweizer ein Auto, wobei dieses Verhältnis über die letzten Jahre relativ stabil war. Ausgehend von der prognostizierten Bevölkerungsentwicklung und einem stabilen Besitzerverhältnis dürfte der Autobestand bis 2050 auf etwa 5,5 Millionen Personenwagen steigen (Bevölkerungsentwicklung bis 2050 extrapoliert auf Basis der Prognose für 2045). Dies entspricht einer Million zusätzlicher Wagen in den nächsten 35 Jahren (siehe Abbildung 4.8). Die Analyse vernachlässigt zwei Punkte, die das Nachfragewachstum verlangsamen könnten: a) Car-Sharing und b) Kapazitätsbeschränkung durch eine überlastete Infrastruktur, die zu einer Zulassungsbeschränkung führen könnte. In vielen asiatischen Städten (insbesondere China) werden die jährlichen Neuzulassungen aufgrund schlechter Umweltbedingungen und Verkehrsüberlastung beschränkt.

Ausgehend von den CO₂-Zielen bei Personenwagen soll der Ausstoss von Neuwagen bis 2020/21 um 4,1 Prozent pro Jahr auf 95 g/km reduziert werden (Stand 2014: 142 g/km). Aufgrund historischer CO₂-Ausstossdaten gehen wir davon aus, dass trotz eines von uns erwarteten PKW-Zuwachses bis 2021 der gesamte CO₂-Ausstoss der Flotte selbst ohne Elektroautos

Abbildung 4.7

Normverbrauch von Neuwagen innert 20 Jahren um rund einen Drittel gesunken

In Liter pro 100 km

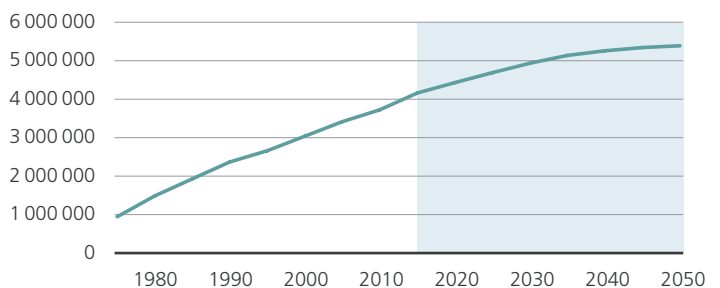


Quelle: Bundesamt für Statistik

Abbildung 4.8

Personenwagenbestand dürfte nach 2030 die Fünf-Millionen-Marke knacken

Anzahl Fahrzeuge in der Schweiz



Quelle: auto-schweiz, ab 1993 MOFIS, ab 2015 UBS-Prognose

um 16 Prozent fallen dürfte (Annahme: Durchschnittsalter von acht Jahren für PKWs). Um das Modell zu vereinfachen, wurden in der Analyse exemplarisch nur PKWs einbezogen, da sie 76 Prozent aller Motorfahrzeuge in der Schweiz ausmachen. Für LKWs und landwirtschaftliche Maschinen dürften sich ähnliche Effizienzsteigerungen ergeben.

Elektroautos ein wichtiger Teil der Lösung zur CO₂-Senkung

Das langfristige Einsparpotenzial über das Jahr 2021 hinaus ist bedeutend schwieriger zu prognostizieren, da wir uns an einem Wendepunkt bei der Antriebstechnologie (siehe Kasten 7, Seite 39) befinden. Während Elektroautos bislang nur einen geringen Anteil ausmachen (Neuwagenanteil 1,5 Prozent), dürfte sich die Penetration langfristig stark zu Gunsten von

Elektroautos verschieben. Wir haben mithilfe eines Modells verschiedene Szenarien kalkuliert.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Resultate unserer Analyse. Abbildung 4.9 zeigt die Entwicklung der Stromnachfrage abhängig vom Marktanteil der Elektroautos bei einem gleichzeitigen Wegfall von diesel- und benzinbetriebenen Fahrzeugen. In Abbildung 4.10 ist die daraus resultierende Netto-CO₂-Reduktion dargestellt (netto = Wegfall von Diesel-Benzin-Emissionen, Emissionsanstieg aufgrund der höheren Stromnachfrage von Elektroautos). Unsere Analyse lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

- a) Abhängig vom Marktanteil der elektrifizierten PKWs dürfte die Stromnachfrage, trotz der von uns angenommenen Effizienzsteigerungen in anderen Bereichen, in den kommenden Jahrzehnten um bis zu 18 Prozent im Vergleich zu einem «Benzin/Diesel-Szenario» steigen (Annahme: 100 Prozent Marktanteile Elektroautos im Jahr 2050).
- b) Der CO₂-Ausstoss dürfte aufgrund des relativ sauberen Strommix der Schweiz um bis zu 97 Prozent fallen (siehe Abbildung 4.10). Als realistisches Szenario sehen wir einen Marktanteil von Elektroautos von über 50 Prozent bis 2050 (in grün realistische Szenarien).

Abbildung 4.9

Anstieg der Stromnachfrage durch Elektroautos

Lesebeispiel: Stromnachfrage steigt durch Elektroautos um 11 Prozent bei einem Marktanteil von 60 Prozent im Jahr 2050.

Marktanteile Elektroautos	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
2020	0,0%	1,5%	3,1%	4,6%	6,1%	7,7%	9,2%	10,7%	12,3%	13,8%	15,4%
2025	0,0%	1,6%	3,2%	4,8%	6,4%	8,0%	9,6%	11,2%	12,8%	14,3%	15,9%
2030	0,0%	1,7%	3,3%	5,0%	6,6%	8,3%	9,9%	11,6%	13,2%	14,9%	16,6%
2035	0,0%	1,7%	3,4%	5,1%	6,8%	8,5%	10,2%	11,9%	13,6%	15,3%	17,0%
2040	0,0%	1,7%	3,5%	5,2%	7,0%	8,7%	10,4%	12,2%	13,9%	15,7%	17,4%
2045	0,0%	1,8%	3,6%	5,4%	7,1%	8,9%	10,7%	12,5%	14,3%	16,1%	17,8%
2050	0,0%	1,8%	3,7%	5,5%	7,3%	9,2%	11,0%	12,8%	14,6%	16,5%	18,3%

Quelle: Bundesamt für Statistik (Daten bis 2014), ab 2015 UBS-Prognose

Abbildung 4.10

Reduktion von CO₂-Emissionen durch Elektroautos

Lesebeispiel: Der CO₂-Ausstoss sinkt um bis zu 57 Prozent bis 2050 (60 Prozent Marktanteil) im Vergleich zu einer Schweiz mit Benzin/Diesel-Fahrzeugen.

Marktanteile Elektroautos	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
2020	0,0%	9,7%	19,4%	29,1%	38,8%	48,5%	58,2%	67,9%	77,6%	87,3%	97,0%
2025	0,0%	9,6%	19,3%	28,9%	38,5%	48,2%	57,8%	67,4%	77,0%	86,7%	96,3%
2030	0,0%	9,5%	19,1%	28,6%	38,1%	47,6%	57,2%	66,7%	76,2%	85,7%	95,3%
2035	0,0%	9,5%	19,1%	28,6%	38,1%	47,6%	57,2%	66,7%	76,2%	85,7%	95,3%
2040	0,0%	9,5%	19,1%	28,6%	38,1%	47,6%	57,2%	66,7%	76,2%	85,7%	95,3%
2045	0,0%	9,5%	19,1%	28,6%	38,1%	47,6%	57,2%	66,7%	76,2%	85,7%	95,3%
2050	0,0%	9,5%	19,1%	28,6%	38,1%	47,6%	57,2%	66,7%	76,2%	85,7%	95,3%

Quelle: Bundesamt für Statistik (Daten bis 2014), ab 2015 UBS-Prognose

Anmerkung zu Abbildungen 4.9 und 4.10:

- Im Vergleich zum Schweizer Bundesamt für Umwelt BAFU, das die CO₂-Emissionen in tCO₂/TJ berechnet (Emissionen pro verwendete Menge an Treibstoff/Energie), kalkuliert UBS den CO₂-Ausstoss in gCO₂/km, das heisst Emissionen in Gramm pro Kilometer, da die öffentliche Diskussion immer in Form von gCO₂/km geführt wird. Beide Ansätze basieren anfänglich auf 10,66 Millionen Tonnen ausgestossenes CO₂ für Personenwagen in der Schweiz (2013).
- Die Analyse basiert auf folgenden Annahmen: Elektroautos verbrauchen 15 kWh/100km und es werden jährlich 12.500 km gefahren; hinsichtlich des Strommix beträgt der CO₂-Ausstoss 30g CO₂/kWh. Dieser Wert liegt über dem aktuellen Produktions-Strommix der Schweiz, der entsprechend des Bundesamts für Umwelt bei 21g CO₂/kWh liegt (wie in Kapitel 3 beschrieben, erwarten wir einen Ausbau der Gaskraftwerke, was den CO₂-Ausstoss ansteigen lässt). Gemäss Zahlen des Bundesamts für Umwelt liegt der Steckdosen-CO₂-Ausstoss pro kWh bei 91,1g, der höhere Wert ist unter anderem auf Stromimporte zurückzuführen (Deutschland hat einen bedeutend höheren CO₂-Ausstoss pro kWh). Unsere Analyse bezieht sich auf den Schweizer Strommix. Der CO₂-Ausstoss würde sich jedoch auch bei einem CO₂-Ausstoss von 91,1g pro kWh im Vergleich zu einer Benzin-/Dieselwelt stark reduzieren. Entsprechend unseres Modells ergäbe sich trotzdem eine Reduktion von 86 Prozent bei einer 100 Prozent Elektroauto-Penetration im Jahr 2050. Bei Benzin- und Dieselfahrzeugen gehen wir von einer CO₂-Reduktion im Rahmen der aktuellen Gesetzgebung aus und rechnen ab 2021 nicht mit einer weiteren Verbesserung, da wir die aktuellen Ziele für reine Benzin-/Dieselfahrzeuge bereits für ambitioniert halten und eine weitere Senkung nur durch alternative Antriebe, das heisst zunehmende Elektrifizierung, für möglich halten. In unserem Modell haben wir keine Effizienzsteigerung bei Elektroautos unterstellt, wir halten den Verbrauch konstant bei 15 kWh/100km.

Das absolute Reduktionspotenzial an CO₂-Emissionen ist im Automobilbereich massiv. Basierend auf einer Analyse des Bundesamtes für Umwelt BAFU lag der CO₂-Ausstoss in der Schweiz bei PKWs im Jahr 2013 bei rund 10,66 Millionen Tonnen. Bereits ohne eine massive Elektrifizierung erwarten wir bis 2020 eine Reduktion auf 8,0 bis 8,9 Millionen Tonnen (Annahme: 0 bis 10 Prozent Elektroautos, restliche Reduktion durch weniger CO₂-Ausstoss dank neuer Benzin-/Dieselfahrzeuge). Unseres Erachtens sind diese Annahmen nicht unrealistisch, vergleicht man den CO₂-Ausstoss aus dem Jahr 2003 (11,39 Millionen Tonnen) mit 2013 (10,66 Millionen Tonnen) und der Tatsache, dass der Fahrzeugbestand in diesem Zeitraum um 613 000 Fahrzeuge wuchs.

Die künftige Entwicklung hängt stark vom Grad der Elektrifizierung ab. Bei einem Anteil von 60 Prozent im Jahr 2050 dürften die CO₂-Emissionen auf 2,8 Millionen Tonnen zurückgehen (siehe Abbildung 4.11). Bei einer vollständigen Marktdurchdringung mit Elektroautos im Jahr 2050 würden die CO₂-Emissionen auf 0,3 Millionen zurückgehen, was einer Reduktion von 97 Prozent gegenüber 2013 entspricht, obwohl sich der Fahrzeugbestand um eine Million erhöht (siehe Abbildung 4.11: 0,3 gegenüber 10,7 Millionen Tonnen). Unsere Analyse lässt nur eine Schlussfolgerung zu: *Der Automobilbereich wird einen grossen Beitrag zur CO₂-Reduktion in der Schweiz leisten.*

Abbildung 4.11

CO₂-Ausstoss von Personenfahrzeugen

In Millionen Tonnen

Stand 2013	10,66										
Marktanteile Elektroautos	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
2020	8,89	8,03	7,17	6,30	5,44	4,58	3,72	2,85	1,99	1,13	0,26
2025	7,51	6,79	6,07	5,34	4,62	3,89	3,17	2,45	1,72	1,00	0,28
2030	6,09	5,51	4,93	4,35	3,77	3,19	2,61	2,03	1,45	0,87	0,29
2035	6,30	5,70	5,10	4,50	3,90	3,30	2,70	2,10	1,50	0,90	0,30
2040	6,41	5,80	5,19	4,58	3,97	3,36	2,75	2,14	1,53	0,91	0,30
2045	6,50	5,88	5,26	4,64	4,02	3,40	2,78	2,17	1,55	0,93	0,31
2050	6,54	5,92	5,30	4,67	4,05	3,43	2,80	2,18	1,56	0,93	0,31

Quelle: Bundesamt für Statistik (Daten bis 2014), ab 2015 UBS-Prognose

Anmerkung:

Der gesamte CO₂-Ausstoss im Strassenverkehr betrug 16,22 Millionen Tonnen im Jahr 2013; dies beinhaltet den Strassenverkehr (Personenwagen, Lieferwagen, Lastwagen, Busse, Motorräder, Tanktourismus) und den inländischen Flugverkehr (ohne Militär). Gemäss diesen Zahlen macht der PKW-Bestand rund 66 Prozent des CO₂-Ausstosses aus.

Auswirkungen von Elektroautos auf den Energiesektor

Die Verbreitung von Elektroautos wirft Fragen bezüglich der zusätzlichen Stromnachfrage auf. Abbildung 4.9 zeigt den Anstieg der Stromnachfrage durch Elektroautos. Aufgrund unserer Annahmen ergibt sich ein Anstieg im Vergleich zu einem Szenario ohne Elektroautos von 7 bis 9 Prozent in einem konservativen Szenario (40 bis 50 Prozent Elektroautos bis 2050) und von bis zu 18 Prozent bei einer vollständigen Elektrifizierung aller PKWs.

In Abbildung 4.12 ist die Stromnachfrage detailliert dargestellt. Beim «0-Prozent-Szenario» (keine Elektroautos) ist ersichtlich, dass trotz steigender Bevölkerung die Stromnachfrage verglichen mit dem Basisjahr 2014 leicht fallen würde. Der Blick auf realistischere Szenarien zeigt jedoch, dass die Nachfrage zunächst deutlich steigen dürfte (Jahre 2025 bis 2040), bevor sie gegen Mitte des Jahrhunderts nur noch marginal weitersteigen oder bei einem konstanten Marktanteil von Elektrofahrzeugen wieder fallen dürfte.

Da unsere Analyse lediglich auf der Elektrifizierung des PKW-Sektors basiert und weder LKWs noch Busse einbezieht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Elektrifizierung des Logistikbereichs die Dynamik verstärken dürfte. Im sehr konservativen Szenario (kaum Elektromobilität) würde sich zwar kaum etwas ändern. Mit Blick auf Abbildung 4.12 wird jedoch schnell klar, dass bei einer hohen Elektrifizierung des

Logistiksektors die Stromnachfrage noch deutlich stärker steigen dürfte. Aus strategischer Sicht stellt sich hierbei die Frage, wie die kritischen Jahre von 2030 bis 2045 überbrückt werden können, bevor die Energieeffizienz die Nachfrage wieder auf das aktuelle Niveau zurückbringen wird (siehe Abbildungen 4.12 und 4.13).

Abbildung 4.12

Gesamte Schweizer Stromnachfrage

In GWh

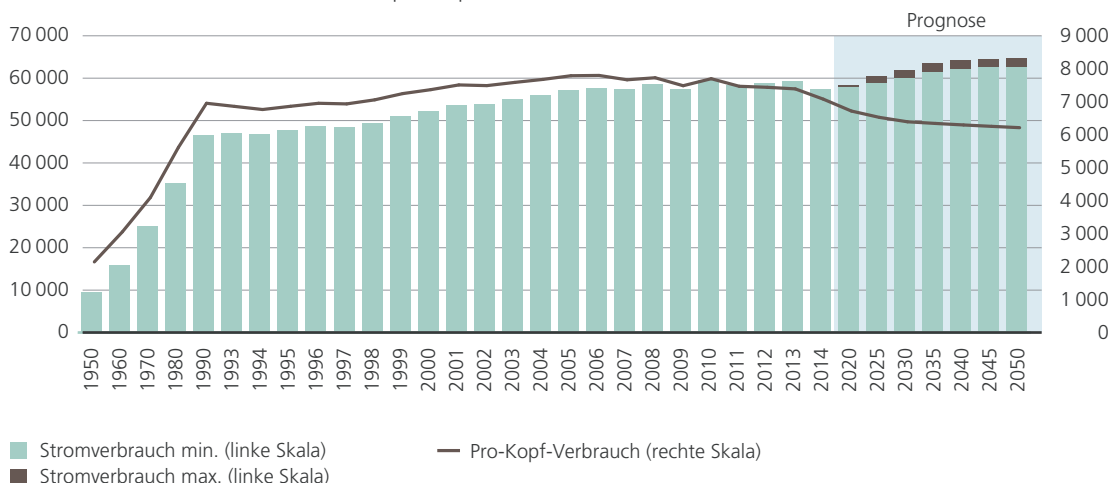
Stand 2014	57 466										
Marktanteile Elektroautos	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
2020	57 518	58 401	59 284	60 167	61 050	61 934	62 817	63 700	64 583	65 466	66 349
2025	57 938	58 861	59 785	60 709	61 632	62 556	63 480	64 404	65 327	66 251	67 175
2030	58 122	59 084	60 046	61 008	61 971	62 933	63 895	64 857	65 819	66 781	67 744
2035	58 558	59 552	60 546	61 540	62 534	63 528	64 522	65 516	66 510	67 504	68 498
2040	58 193	59 206	60 219	61 232	62 245	63 258	64 271	65 284	66 296	67 309	68 322
2045	57 498	58 524	59 550	60 576	61 602	62 629	63 655	64 681	65 707	66 733	67 759
2050	56 467	57 500	58 534	59 567	60 601	61 634	62 667	63 701	64 734	65 767	66 801

Quelle: Bundesamt für Statistik: Elektrizitätsbilanz der Schweiz (Strom-Endverbrauch), ab 2015 UBS-Prognose

Abbildung 4.13

Gesamter Schweizer Stromverbrauch dürfte weiter steigen, aber pro Kopf sinken

Gesamter Stromverbrauch in GWh und pro Kopf in kWh



Anmerkung: Prognosen ab 2020 basierend auf Abbildung 4.12, grün markierte Felder; «min.» steht für niedrige, «max.» für hohe Elektroautopenetration

Quelle: Bundesamt für Energie (BFE), UBS, ab 2020 UBS-Prognose

Trends bei den Antriebstechnologien

Der im September 2015 ausgelöste Dieselskandal hat die Diskussion hinsichtlich alternativer Fahrzeugantriebe neu entfacht. Allerdings ist es utopisch zu glauben, dass dies kurzfristig zu grossen Veränderungen in der Antriebstechnologie führen wird. Innovation und Regulierung sind die Treiber alternativer Fahrzeugantriebe. Innovation in der Batterie- und/oder Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie auf der Leistungs- und Kostenseite ist nötig, um die Elektrifizierung im Massenmarkt nachhaltig zu etablieren. Regulierung kann entweder elektrifizierte Fahrzeuge fördern und/oder benzin- und dieselbetriebene Fahrzeuge abstrafen. Dies könnte über Strassenverkehrsabgaben und eine Erhöhung der Mineralölsteuer gesteuert werden.

Die anspruchsvollen CO₂-Ziele für Fahrzeuge lassen sich nur durch Elektrifizierung erreichen. Die verschiedenen Formen sind:

- 1.) **Hybride**, die beim Bremsvorgang die (kleine) Batterie aufladen, aber nur kurze elektrische Fahrdistanzen ermöglichen,
- 2.) **Plug-in-Hybride**, welche die (grössere) Batterie auch am herkömmlichen Stromnetz aufladen können und unter realen Fahrbedingungen 30 bis 45 Kilometer vollelektrisch fahren und
- 3.) **vollelektrisch**, wobei mit Hilfe einer grossen Batterie oder mit Hilfe von mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellen lange Fahrstrecken bis zu 500 Kilometer ohne lokale Emissionen möglich sind.

Namhafte globale Automobilhersteller und -zulieferer sehen den globalen Anteil bei der Elektrifizierung im Jahre 2025 bei 20 bis 25 Prozent, wobei Hybrid- und Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge bei weitem den grössten Anteil stellen. Vollelektrische Fahrzeuge dürften Marktanteile von 1 bis 3 Prozent erzielen, wobei diese je nach Innovation und Regulierung schneller steigen könnten. China, der weltweit grösste Automarkt, wird unseres Erachtens die Vorreiterrolle übernehmen, wurden dort 2015 doch schon über 250 000 vollelektrische Fahrzeuge verkauft. Momentan beträgt der Anteil von alternativen Antrieben in der Schweiz nur circa 4 Prozent, inklusive erdgasbetriebene Fahrzeuge. Europaweit beträgt der Marktanteil elektrifizierter Fahrzeuge bei den Neuzulassungen rund 1,5 Prozent.

Für uns ist die Frage jedoch nicht ob, sondern wie schnell die Elektrifizierung stattfinden wird.

Wer ein derartiges Fahrzeug fährt, zeigt sich meistens begeistert von der Leistung, der Ruhe, dem Komfort und dem Nichtvorhandensein von Abgasen. Verbrennungsmotoren werden mittelfristig jedoch nicht aussterben. Auch bei LKWs und Bussen sehen wir in den nächsten Jahrzehnten eine stark steigende Verbreitung der Elektrifizierung, da das ständige Anfahren und Bremsen in Innenstädten wie geschaffen für elektrifizierte Fahrzeuge ist und Platzbeschränkungen zur Unterbringung von Batterien und/oder Brennstoffzelle kein Hindernis darstellen.

Der Anteil von elektrifizierten Fahrzeugen im Schweizer Fahrzeugbestand dürfte bis 2050 (noch fünf Autoentwicklungszyklen) mindestens 50 Prozent betragen. Sollte die Schweiz in der Lage sein, den Strom auch weiterhin mit einem niedrigen CO₂-Ausstoss zu produzieren, würde die Verbreitung von Elektrofahrzeugen eine substantielle CO₂-Reduktion ermöglichen. Die Frage der nachhaltigen Herstellung von Wasserstoff für die Brennstoffzelle ist zwar noch nicht abschliessend beantwortet. Doch man könnte eine Stromüberproduktion (zum Beispiel Photovoltaik an sonnigen Tagen) zur Erzeugung von Wasserstoff als Zwischenspeicher anstreben und damit Fahrzeuge vollständig CO₂-emissionsfrei betreiben. Selbst beim Einsatz von Plug-in-Hybriden wäre eine substantielle CO₂-Reduktion möglich, da die durchschnittliche jährliche Fahrstrecke in der Schweiz bei 10 000 Kilometern oder circa 30 Kilometern pro Tag liegt. Dies würde eindeutig zu einer nachhaltigen Reduktion des Benzin- und Dieselverbrauchs führen und somit zu einer substantiellen Reduktion schweizerischer Emissionen an CO₂ und anderen Schadstoffen.

Rolf Ganter

Analyst Automobilindustrie

Bevorstehende politische Weichenstellungen



Daniel Kalt
Chefökonom Schweiz

Die Energiewirtschaft sieht sich aufgrund fundamentaler technologischer Veränderungen, der Debatte rund um den Klimawandel sowie der daraus abgeleiteten regulatorischen Veränderungen mit grossen Umwälzungen konfrontiert. Das Zusammenspiel von Entwicklungen auf der technologischen Ebene, der Energienachfrage, des Angebots aber auch der vom Regulator über strategische Weichenstellungen gelenkten Rahmenbedingungen werden letztlich darüber entscheiden, in welche Richtung sich die Energiewirtschaft in der Schweiz entwickeln und wie der Energiemix in der Schweiz in dreissig oder vierzig Jahren aussehen wird.

Während im Rahmen der Klimadebatte viele der längerfristigen, regulatorischen Trends auf globaler Ebene vorgegeben werden, dürften für die Schweiz weiterhin auch die innenpolitischen Meilensteine die Entwicklungen in der Energiewirtschaft entscheidend prägen.

Wesentliche Eckpunkte:

→ Mit der «Energierategie 2050» strebt der Bundesrat einen Umbau des Schweizer Energiesystems (vor allem Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien) sowie einen längerfristigen Ausstieg aus der Kernenergie an. Dieses Projekt befindet sich aktuell in der Differenzbereinigung zwischen National- und Ständerat und könnte, falls das Referendum ergriffen wird, vors Volk kommen.

→ Parallel dazu werden mit der Atomausstiegsinitiative der Grünen (Betriebsverbot für AKW und maximale Laufzeit von 45 Jahren für bestehende AKWs) sowie der Stromeffizienzinitiative (substanzielle Verbesserungen der Stromeffizienz) spezifische Einzelbereiche und daraus abgeleitete gesetzgeberische Massnahmen angestossen.

→ Lenkungssystem im Klima- und Energiebereich (zweite Etappe der Energierategie): Übergang vom Fördersystem zum Lenkungssystem. Dadurch sollen Lenkungsabgaben auf Brenn- und Treibstoffen sowie auf Strom ermöglicht werden, die vollständig an die Wirtschaft und Bevölkerung zurückverteilt werden sollen. Dies erfordert zwingend eine Volksabstimmung, da das Lenkungssystem in der Bundesverfassung verankert werden soll. Der Bundesrat hat im Oktober 2015 die Botschaft ans Parlament überwiesen.

→ Strommarktliberalisierung, zweite Etappe: Ab 2018 sollen alle Schweizer Stromkonsumenten, also auch die Haushalte und das Gewerbe, ihren Stromlieferanten selber wählen können. Die Vernehmlassung hierzu hat stattgefunden, der parlamentarische Prozess hat jedoch noch nicht begonnen.

→ Daneben stehen politische Vorstösse sowie Botschaften seitens des Bundesrats in weiteren Bereichen wie der Regelung der Wasserzinsen, der Netzentwicklung oder einer Lösung für ein geologisches Tiefenlager für radioaktive Abfälle an.

Unabhängig davon, wie diese politischen Entscheidungen ausfallen werden, werden uns Energiefragen in den nächsten Jahrzehnten beschäftigen. Die Schweiz scheint aufgrund ihrer heutigen Situation und der langfristigen Ausrichtung ihrer Politik auf bezahlbare Energiepreise, Versorgungssicherheit sowie Umweltaspekte und Nachhaltigkeit für die Zukunft gut positioniert zu sein.

Literaturverzeichnis

- ACEA: Association des Constructeurs Européens d'Automobiles, the European Automobile Manufacturers Association: *Regulierung CO₂-Ausstoss für Personenwagen*, August 2014
- auto-schweiz, MOFIS: *Personenwagenbestand*, Oktober 2015 Schweiz
- Barclays Equity Research J. Stettler, L. Brorson, D. Vos: *COP-21: Cap Goods a winner*, 24. November 2015
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015)*. Berlin, Stand 11. Mai 2015
- Borner, S.: *Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Energiestrategie 2050 des Bundesrates*. Hrsg. Institut für Wirtschaftsstudien (IWSB), Basel, März 2015
- Borner S. et al.: *Energiestrategie 2050 – Eine institutionelle und ökonomische Analyse*, Hrsg. Institut für Wirtschaftsstudien (IWSB), Basel, 2014
- BP p.l.c.: *BP Statistical Review of World Energy 64th edition*, Juni 2015
- Bundesamt für Energie BFE: *Elektrizitätsbilanz der Schweiz* (Kalenderjahr), in GWh, 26. März 2015
- Bundesamt für Energie BFE: *Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor Resultate 2013*, Bern, 2014
- Bundesamt für Energie BFE: *Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz*, Bern, 12. Dezember 2013
- Bundesamt für Energie BFE: *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014*, Bern, 2015
- Bundesamt für Energie BFE: *Stand der Wasserkraftnutzung in der Schweiz am 1. Januar 2015*, Bern, Stand 29. April 2015
- Bundesamt für Energie BFE: *Wasserkraftanlagen der Schweiz. Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionserwartung 1916–2014*, Bern, Stand 31. Dezember 2014
- Bundesamt für Energie BFE: *Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050*, Bern, Juni 2012
- Bundesamt für Statistik, Bern, verschiedene Datensätze
- Bundesamt für Umwelt BAFU: *Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO₂-Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013–2020)*, Bern, 3. Juli 2015
- Bundesamt für Umwelt BAFU: *Kenngrößen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz 1990–2013*, Bern, Juni 2015
- Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG): *Der Wasserzins – die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz, Serie Wasser Nr. 3*, Bern, 2002
- Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂-Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (Stand am 1. Januar 2013)*
- Duss, S., Schlufter, C., Stiehler, A., et al.: *Energie – Ressourcen im Wandel, UBS Outlook Schweiz*, Zürich, September 2011
- Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom: *Strompreise 2016: Stabile Tarife für Haushalte und leichte Reduktion für mittlere Betriebe*, Bern, 7. September 2015
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK: *Energieverbrauch und Energieeffizienz der neuen Personenwagen 2014*, Bern, Juni 2015
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK: *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2014 nach Verwendungszwecken*, Bern, Oktober 2015
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK: *Zeitreihe zum Treibhausgasinventar 1990–2013*, Bern, 15. April 2015
- European Parliamentary Research Service (EPRS): *Unconventional gas and oil in North America*, Juni 2014
- Eurostat: *Energy, transport and environment indicators*, Luxembourg, 2015
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Freiburg, Studie November 2013
- Gandolfi, A., et al.: *Global Utilities – Does the future of solar belong with Utilities?* UBS Global Research, London, 3. Juni 2015
- Global Wind Energy Council (GWEC): *Global wind statistics 2014*, 10. Februar 2015
- International Atomic Energy Agency (IAEA): *Nuclear Power Reactors in the World, Reference Data Series No. 2*, Wien, 2015
- International Energy Agency (IEA): *Key World Energy Statistics 2014*, OECD/IEA, Paris, 2014
- International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook 2015*, OECD/IEA, Paris, November 2015
- Knutti, R.: *Klimaziele: Machbar wenn alle mitziehen*, <http://www.srf.ch/news/schweiz/klimaziele-machbar-wenn-alle-mitziehen>, Zürich, 27. Februar 2015
- Konferenz Kantonalen Energiedirektoren: *Energieverbrauch von Gebäuden – Fact Sheet, 1. Auflage*, August 2014

Lee, Ju: *Längerfristige Anlagen – Saubere Luft und Reduzierung des CO₂-Ausstosses*, UBS Chief Investment Office WM, Zürich, 3. September 2015

Meister, Urs: *Energiesicherheit ohne Autarkie – Die Schweiz im globalen Kontext*, Avenir Suisse und Verlag Neue Zürcher Zeitung, Zürich, 2010

Meister, Urs: *Subventionen und Privilegierungen sind keine nachhaltige Energiepolitik*, Avenir Suisse, Zürich, 19. März 2013

Meister, Urs: *Wasserzinsen als Fremdkörper im Strommarkt*. Hrsg. Avenir Suisse, Zürich 2. Oktober 2014

Meister, Urs: *Wie sicher ist die Stromversorgung in Europa?* Hrsg. Avenir Suisse, Zürich, 15. Dezember 2014

Mohler, L., Koch, P. & Deininger, S.: *Die Energiestrategie des Bundesrates: Auswirkungen auf Energiemix, Versorgungssicherheit und Energiekosten der Wirtschaft*, Hrsg. Economiesuisse, Basel, 16. April 2012

Neoen renewing energy: *Communique de presse – Neoen inaugure la plus puissante central photovoltaïque D'Europe*, 1. Dezember 2015

Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD), *Daten zum Treibhausgasausstoss in verschiedenen Ländern*, Paris, 1970 bis 2013

P. Stolz, R. Frischknecht (treeze Ltd., fair life cycle thinking): *Umweltbilanz Strommix Schweiz 2011*, Uster, Januar 2015

Pfammatter, R.: *Ausbaupotential der Wasserkraft*. In: electrosuisse, Bulletin 2/2012

Pfammatter, R.: *Referat Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft*, Hrsg. Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Visp, 24. April 2015

Pfammatter, R.: *Referat Trumpf Wasserkraft – Gewinnerin oder Verliererin der neuen Energiestrategie*. Hrsg. Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Zürich, 5. November 2015

Ren, Z. & Sovacool, B.-K.: *Quantifying, measuring, and strategizing energy security: Determining the most meaningful dimensions and metrics*, *Energy* 76, Philadelphia, 2014

Schädler et al.: *Klimaänderung und die Schweiz 2050 – Erwartete Auswirkungen auf Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft*, Hrsg: OcCC / ProClim, Bern, 2007

Schips, B., Hirter, Ch.: *Zielkonflikte der Energiestrategie 2050*, Die Volkswirtschaft – Das Magazin für Wirtschaftspolitik, Bern, Juni 2015

Schlufte, C., Stiehler, A., et al.: *Equity markets – Natural gas growth gainers*. UBS Wealth Management Research, Zürich, 19. April 2012

Schlufte, C., Stiehler, A., et al.: *Mit Energie in die Zukunft investieren*, UBS research focus, Zürich, August 2012

Schlufte, C.: *European equities – Investing in utilities: Buying the dividend*. UBS Chief Investment Office WM, Zürich, 8. Januar 2015

Schlufte, C.: *European equities – Investing in utilities: Greetings from China*. UBS Chief Investment Office WM, Zürich, 23. Juli 2015

Schlufte, C.: *European equities – Investing in utilities: Weaker fundamentals but better dividends*, UBS Chief Investment Office WM, Zürich, 24. April 2015

Schweizerische Energie-Stiftung SES: <http://www.energiestiftung.ch/energiethemen/energieeffizienz/industriegerwerb/>, Stand 8. Januar 2016

Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV): *Wasserkraftpotenzial der Schweiz*. Faktenblatt, Juli 2012

Stickelberger, David: *Solarenergie: Zentraler Bestandteil der zukünftigen Energieversorgung*, Hrsg. Swissolar, Aeugst, 17. September 2015

Stiehler, A., Gantori, S.: *Längerfristige Anlagen – Energieeffizienz*, UBS Chief Investment Office WM, Zürich, 9. Juni 2015

Swissgrid: *Strategisches Netz 2025 Technischer Bericht*, 2015

Swissolar: *Faktenblatt: Strom von der Sonne*, Zürich, September 2015

Swissolar: *Jahresbericht 2014*, Zürich, 2015

Thalmann, P.: *Klimapolitik der Schweiz: Musterschülerin mit Fragezeichen*, Die Volkswirtschaft – Das Magazin für Wirtschaftspolitik, Bern, November 2011

Umwelt Bundesamt Deutschland UBA: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen>, Stand 22. Januar 2016

U.S. Energy Information Administration (EIA): *Crude Oil Proved Reserves*, Daten von Dezember 2015

U.S. Energy Information Administration (EIA): *Total Petroleum Consumption*, Daten von Dezember 2015

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): *Grosswasserkraft*, Stand Februar 2014

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): *Strom aus Biomasse*, Stand November 2013

World Energy Council: *2015 Energy Trilemma Index, Benchmarking the sustainability of national energy systems*, London, 2015

Wüest & Partner: *Immo-Monitoring – Kapitel 5, Nachhaltigkeit bei Immobilien*, 2010

Die Anlagebeurteilungen des Chief Investment Office WM von UBS werden durch Wealth Management und Retail & Corporate oder Wealth Management Americas, Unternehmensbereiche von UBS AG (in der Schweiz durch die FINMA beaufsichtigt), eine Tochtergesellschaft oder ein verbundenes Unternehmen («UBS») produziert und veröffentlicht. In gewissen Ländern wird UBS AG als UBS SA bezeichnet. Dieses Material dient ausschliesslich zu Ihrer Information und stellt weder ein Angebot noch eine Aufforderung zur Offenstellung zum Kauf oder Verkauf von Anlage- oder anderen spezifischen Produkten dar. Einige Dienstleistungen und Produkte unterliegen gesetzlichen Beschränkungen und können deshalb nicht unbeschränkt weltweit angeboten und / oder von allen Investoren erworben werden. Alle in diesem Material enthaltenen Informationen und Meinungen stammen aus als zuverlässig und glaubwürdig eingestuft Quellen, trotzdem lehnen wir jede vertragliche oder stillschweigende Haftung für falsche oder unvollständige Informationen ab (ausgenommen sind Offenlegungen, die sich auf UBS beziehen). Alle Informationen und Meinungen sowie angegebenen Preise sind nur zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Publikation aktuell und können sich jederzeit ohne Vorankündigung ändern. Die in den Performance-Grafiken und Tabellen angegebenen Marktpreise entsprechen den Schlusskursen an der jeweiligen Hauptbörse. Der Inhalt basiert auf zahlreichen Annahmen. Unterschiedliche Annahmen könnten zu materiell unterschiedlichen Ergebnissen führen. Hierin geäusserte Meinungen können von den Meinungen anderer Geschäftsbereiche von UBS abweichen oder diesen widersprechen, da sie auf der Anwendung unterschiedlicher Annahmen und / oder Kriterien basieren. UBS und ihre Direktoren oder Mitarbeiter könnten berechtigt sein, jederzeit Long- oder Short-Positionen in hierin erwähnten Anlageinstrumenten zu halten, in ihrer Eigenschaft als Auftraggeber oder Mandatsträger Transaktionen mit relevanten Anlageinstrumenten auszuführen oder für den Emittenten beziehungsweise eine mit diesem Emittenten wirtschaftlich oder finanziell verbundene Gesellschaft bzw. das Anlageinstrument selbst andere Dienstleistungen zu erbringen. Zudem könnten Mitglieder der Konzernleitung bei der Emittentin oder einer mit ihr verbundenen Gesellschaft als Verwaltungsräte tätig sein. Die von UBS und ihren Mitarbeitern getroffenen Anlageentscheidungen (einschliesslich der Entscheidung, Wertpapiere zu kaufen, verkaufen oder zu halten) könnten von den in den Research-Publikationen von UBS geäusserten Meinungen abweichen oder ihnen widersprechen. Bei Illiquidität des Wertpapiermarkts kann es vorkommen, dass sich gewisse Anlageprodukte nicht sofort realisieren lassen. Aus diesem Grund ist es manchmal schwierig, den Wert Ihrer Anlage und die Risiken, denen Sie ausgesetzt sind, zu quantifizieren. UBS setzt Informationsbarrieren ein, um den Informationsfluss aus einem oder mehreren Bereichen innerhalb von UBS in andere Bereiche, Einheiten, Divisionen oder verbundene Unternehmen von UBS zu steuern. Der Termin- und Optionenhandel ist mit Risiken behaftet. Die Wertentwicklung einer Anlage in der Vergangenheit stellt keine Gewähr für künftige Ergebnisse dar. Weitere Informationen sind auf Anfrage erhältlich. Manche Anlagen können plötzlichen und erheblichen Wertverlusten unterworfen sein. Bei einer Liquidation Ihrer Anlagewerte kann es vorkommen, dass Sie weniger zurückerhalten als Sie investiert haben, oder dass man Sie zu einer Zusatzzahlung verpflichtet. Wechselkursschwankungen können sich negativ auf den Preis, Wert oder den Ertrag einer Anlage auswirken. Der / die Analyst(en), der / die diesen Bericht erstellt hat / haben, können zum Zweck der Sammlung, Zusammenfassung und Interpretation von Marktinformationen mit Mitarbeitern des Trading Desk und des Vertriebs sowie anderen Gruppen interagieren. Die steuerliche Behandlung hängt von der individuellen Situation ab und kann sich in Zukunft ändern. UBS erbringt keine Rechts- oder Steuerberatung und macht keinerlei Zusicherung im Hinblick auf die steuerliche Behandlung von Vermögenswerten oder deren Anlagerenditen – weder im Allgemeinen noch in Bezug auf die Verhältnisse und Bedürfnisse eines spezifischen Kunden. Wir können nicht auf die persönlichen Anlageziele, finanziellen Situationen und Bedürfnisse unserer einzelnen Kunden eingehen und empfehlen Ihnen deshalb, vor jeder Investition Ihren Finanz- und / oder Steuerberater bezüglich möglicher – einschliesslich steuertechnischer – Auswirkungen zu konsultieren. Dieses Material darf ohne vorherige Einwilligung von UBS nicht reproduziert werden. UBS untersagt ausdrücklich jegliche Verteilung und Weitergabe dieses Materials an Dritte. UBS übernimmt keinerlei Haftung für Ansprüche oder Klagen von Dritten, die aus dem Gebrauch oder der Verteilung dieses Materials resultieren. Die Verteilung dieser Publikation darf nur im Rahmen der dafür geltenden Gesetzgebung stattfinden. Die Konjunkturprognosen des Chief Investment Office (CIO) wurden in Zusammenarbeit von CIO-Ökonomen mit Ökonomen von UBS Investment Research erstellt. Die Prognosen und Einschätzungen sind lediglich zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Publikation aktuell und können sich jederzeit ohne Vorankündigung ändern. Informationen darüber, wie das UBS CIO WM Konflikte regelt und die Unabhängigkeit seiner Anlagebeurteilungen, des Publikationsangebots, des Research sowie der Ratingmethoden aufrechterhält, finden Sie unter www.ubs.com/research. Weitere Informationen über die jeweiligen Autoren dieser und anderer CIO-Publikationen, auf die in diesem Bericht verwiesen wird, sowie Kopien von vergangenen Berichten zu diesem Thema können Sie bei Ihrem Kundenberater bestellen.

Externe Vermögensverwalter und Finanzberater: Für den Fall, dass dieses Research oder die Publikation an einen externen Vermögensverwalter oder Finanzberater ausgegeben wird, untersagt UBS dem externen Vermögensverwalter oder Finanzberater ausdrücklich, diese an ihre Kunden und / oder Dritte weiterzugeben beziehungsweise zur Verfügung zu stellen. **Australien:** 1) **Kunden von UBS Wealth Management Australia Ltd:** Diese Mitteilung wird von UBS Wealth Management Australia Ltd. ABN 50 005 311 937 (Inhaberin der australischen «Financial Services Licence» Nr. 231127) ausgestellt. Der Inhalt dieses Dokuments ist allgemeiner Art und stellt keine persönliche Beratung zu Finanzprodukten dar. Die Publikation berücksichtigt weder die Ziele noch die finanzielle Situation oder Bedürfnisse einer bestimmten Person. Vor jeglichen Anlageentscheidungen sollte ein Empfänger Beratung von einem unabhängigen Finanzberater einholen und alle relevanten Angebotsunterlagen oder Offenlegungsdokumente prüfen. 2) **Kunden von UBS AG:** Diese Mitteilung wird durch UBS AG ABN 47 088 129 613 (Inhaberin der australischen «Financial Services Licence» Nr. 231087) ausgestellt. Diese Publikation wird durch UBS AG ausgestellt und verteilt, auch wenn in vorliegendem Dokument eine gegenteilige Bestimmung enthalten ist. Die Publikation ist einzig zur Verwendung durch «Firmenkunden» gemäss der Definition in Section 761G («Wholesale Clients») des Corporations Act 2001 (Ch) («Corporations Act») bestimmt. Unter keinen Umständen darf die Publikation von UBS AG einem «Privatkunden» gemäss der Definition in Section 761G des Corporations Act zur Verfügung gestellt werden. Die Research-Services von UBS AG stehen einzig «Firmenkunden» zur Verfügung. Die Publikation enthält nur allgemeine Informationen und berücksichtigt weder die persönlichen Anlageziele noch die finanzielle oder steuerliche Situation oder besonderen Bedürfnisse einer bestimmten Person. **Bahamas:** Diese Publikation wird an Privatkunden von UBS (Bahamas) Ltd verteilt und darf nicht an Personen verteilt werden, die laut «Bahamas Exchange Control Regulations» als Bürger oder Einwohner der Bahamas gelten. **Bahrain:** UBS ist eine Schweizer Bank, die nicht in Bahrain von der Zentralbank von Bahrain zugelassen ist oder von ihr überwacht oder reguliert wird und die keine Bankgeschäfte oder Kapitalanlagegeschäfte in Bahrain unternimmt. Deshalb haben die Kunden keinen Schutz nach den örtlichen Rechtsvorschriften zum Bankrecht und zum Recht der Kapitalanlagendienstleistungen. **Brasilien:** Erstellt durch UBS Brasil Administradora de Valores Mobiliários Ltda, eine Einheit, die durch die Comissão de Valores Mobiliários («CVM») beaufsichtigt wird. **Deutschland:** Herausgeberin im Sinne des deutschen Rechts ist UBS Deutschland AG, Bockenheimer Landstrasse 2-4, 60306 Frankfurt am Main. UBS Deutschland AG ist von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht lizenziert und wird durch diese beaufsichtigt. **Dubai:** Der Vertrieb von Research erfolgt durch UBS AG Dubai Branch innerhalb DIFC ausschliesslich an professionelle Kunden und darf nicht innerhalb der Vereinigten Arabischen Emirate weitergegeben werden. **Frankreich:** Diese Publikation wird an Privatkunden und «Prospects» von UBS (France) SA, einer französischen «Aktiengesellschaft» mit einem Aktienkapital von EUR 125 726 944 vertrieben. Ihr Domizil ist an der 69, boulevard Haussmann, F-75008 Paris, R.C.S. Paris B 421 255 670. UBS (France) SA ist als Finanzdienstleister entsprechend den Bestimmungen des französischen «Code Monétaire et Financier» ordnungsgemäss zugelassen und ist eine unter der Aufsicht der französischen Bank- und Finanzaufsichtsbehörden sowie der «Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution» stehende Bank. **Hongkong:** Diese Publikation wird durch die Niederlassung von UBS AG in Hongkong, einem nach der «Hong Kong Banking Ordinance» lizenzierten und gemäss den Bestimmungen der «Securities and Futures Ordinance» registrierten Finanzinstitut, an Kunden der Niederlassung von UBS AG in Hongkong verteilt. **Indien:** Verteilt durch UBS Securities India Private Ltd. 2 / F, 2 North Avenue, Maker Maxity, Bandra Kurla Complex, Bandra (East), Mumbai (India) 400051. Telefon: +912261556000. SEBI-Registrationsnummern: NSE (Kapitalmarktsegment): INB230951431, NSE (F&O-Segment): INF230951431, BSE (Kapitalmarktsegment): INB010951437. **Indonesien:** Dieses Research- oder Publikationsmaterial ist nicht zum Zwecke eines öffentlichen Zeichnungsangebots gemäss indonesischem Kapitalmarktrecht und dessen Umsetzungsbestimmungen ausgelegt und erstellt. Die hierin erwähnten Wertpapiere sind und werden nicht gemäss indonesischem Kapitalmarktrecht und dessen Bestimmungen eingetragen. **Israel:** UBS Switzerland AG ist als ausländischer Händler eingetragen, der mit UBS Wealth Management Israel Ltd, einer 100%igen Tochtergesellschaft von UBS, zusammenarbeitet. UBS Wealth Management Israel Ltd ist zugelassener Portfolio Manager, der auch Investment Marketing betreibt und unter der Aufsicht der «Israel Securities Authority» steht. Diese Publikation kann keine auf Ihre persönlichen Bedürfnisse zugeschnittene Anlageberatung und / oder Marketingangaben zu Finanzanlagen durch entsprechend lizenzierte Anbieter ersetzen. **Italien:** Dieses Dokument wird an Kunden der UBS (Italia) S.p.A., via del vecchio politecnico 4 – Mailand, eine ordnungsgemäss von der «Banca d'Italia» als Finanzdienstleister zugelassene und unter der Aufsicht von «Consob» und der «Banca d'Italia» stehende italienische Bank, verteilt. **Jersey:** UBS AG, Niederlassung Jersey, wird reguliert und autorisiert durch die Jersey «Financial Services Commission» zur Durchführung von Bankgeschäften, Anlagefonds und Investmentgeschäften. **Kanada:** In Kanada wird diese Publikation von UBS Investment Management Canada Inc. an Kunden von UBS Wealth Management Canada verteilt. **Luxemburg:** Diese Publikation stellt kein öffentliches Angebot nach luxemburgischem Recht dar, kann jedoch Kunden der UBS (Luxembourg) S.A., 33A avenue J.F. Kennedy, L-1855 Luxembourg, R.C.S. Luxembourg B 11142, einer lizenzierten Bank unter der gemeinsamen Aufsicht der Europäischen Zentralbank und der «Commission de Surveillance du Secteur Financier» (CSSF), der denen diese Publikation nicht zur Genehmigung vorgelegt wurde, zu Informationszwecken zur Verfügung gestellt werden. **Mexiko:** Dieses Dokument wurde verteilt von UBS Asesoros México, S.A. de C.V., einem Unternehmen, das weder der UBS Grupo Financiero S.A. de C.V. noch einer anderen mexikanischen Finanzgruppe angehört. Die Verbindlichkeiten dieses Unternehmens werden nicht von Dritten garantiert. UBS Asesoros México, S.A. de C.V., sichert keine Rendite zu. **Neuseeland:** Diese Mitteilung wird von UBS Wealth Management Australia Ltd an Kunden von UBS Wealth Management Australia Limited ABN 50 005 311 937 (Inhaberin der australischen «Financial Services Licence» Nr. 231127), Chifley Tower, 2 Chifley Square, Sydney, New South Wales, NSW 2000, verteilt. Sie erhalten diese UBS-Publikation, weil Sie gemäss Ihren Angaben gegenüber UBS als «Wholesale-Anleger und / oder zugelassener Anleger («zertifizierter Kunde») in Neuseeland zertifiziert sind. Diese Publikation oder dieses Material ist nicht für Kunden bestimmt, die keine zertifizierten Kunden («nicht zertifizierte Kunden») sind. Falls Sie kein zertifizierter Kunde sind, sollten Sie keine Entscheidung auf Basis dieser Publikation oder dieses Materials treffen. Falls Sie trotz dieser Warnung Entscheidungen auf Grundlage dieser Publikation oder dieses Materials treffen, anerkennen Sie hiermit, (i) dass Sie sich möglicherweise nicht auf den Inhalt dieser Publikation oder dieses Materials verlassen können und dass die Empfehlungen oder Meinungen in dieser Publikation oder diesem Material nicht für Sie bestimmt sind, und (ii) dass Sie, soweit das Gesetz dies zulässt, (a) UBS und deren Tochtergesellschaften oder verbundenen Unternehmen (und deren Direktoren, Führungskräfte, Agenten und Berater [einzeln eine «relevante Person»]) schadlos halten für Verluste, Schäden, Verbindlichkeiten oder Forderungen, die in Zusammenhang mit dem unberechtigten Vertrauen auf diese Publikation oder dieses Material entstanden sind oder die Sie deshalb möglicherweise erleiden und (b) auf die Durchsetzung von Rechten oder auf Rechtsmittel gegenüber der relevanten Person für (oder in Bezug auf) Verluste, Schäden, Verbindlichkeiten oder Forderungen, die in Zusammenhang mit dem unberechtigten Vertrauen auf diese Publikation oder dieses Material entstanden sind oder die Sie deshalb möglicherweise erleiden, verzichten. **Niederlande:** Diese Publikation stellt kein öffentliches Kaufangebot oder eine vergleichbare Anwerbung nach niederländischem Recht dar, kann jedoch zu Informationszwecken Kunden der UBS Bank (Netherlands) B.V. zur Verfügung gestellt werden. UBS Bank (Netherlands) B.V. ist eine lizenzierte Bank unter Aufsicht der niederländischen Nationalbank «De Nederlandsche Bank» (DNB) und der niederländischen Finanzmarktaufsicht «Autoriteit Financiële Markten» (AFM), der diese Publikation nicht zur Genehmigung vorgelegt wurde. **Saudi-Arabien:** Diese Publikation wurde von UBS Saudi Arabia (eine Tochtergesellschaft der UBS AG) genehmigt, einer geschlossenen saudi-arabischen Aktiengesellschaft nach dem Recht des Königreichs Saudi-Arabien mit der Handelsregisternummer 1010257812, die ihren angemeldeten Geschäftssitz in Tatweer Towers, P.O. Box 75724, Riyadh 11588, Königreich Saudi-Arabien hat. UBS Saudi Arabia ist von der «Capital Market Authority of Saudi Arabia» zugelassen und reguliert. **Singapur:** Bitte kontaktieren Sie die Niederlassung von UBS AG Singapore, einem «exempt financial adviser» gemäss dem «Singapore Financial Advisers Act» (Cap. 110) und eine nach dem «Singapore Banking Act» (Cap. 19) durch die «Monetary Authority of Singapore» zugelassene Handelsbank, für alle Fragen, welche sich durch oder in Verbindung mit der Finanzanalyse oder dem Bericht ergeben. **Spanien:** Diese Publikation wird durch die UBS Bank, S.A., eine bei der «Banca de España» registrierte Bank, an Kunden der UBS Bank, S.A., verteilt. **Taiwan:** Dieses Material wird in Einklang mit den Gesetzen Taiwans oder mit dem Einverständnis der Kunden oder auf deren Wunsch zugestellt. **UK:** Genehmigung von UBS AG, in der Schweiz beaufsichtigt und autorisiert von der Eidgenössischen Finanzmarktaufsicht. In Grossbritannien ist UBS AG autorisiert durch die «Prudential Regulation Authority» und unterliegt der Regulierung durch die «Financial Conduct Authority» und der beschränkten Regulierung durch die «Prudential Regulation Authority». Einzelheiten zum Umfang unserer Regulierung durch die «Prudential Regulation Authority» sind auf Anfrage erhältlich. Mitglied der «London Stock Exchange». Diese Publikation wird an Privatkunden von UBS London in Grossbritannien verteilt. Produkte und Dienstleistungen, die ausserhalb Grossbritanniens angeboten werden, werden nicht von den britischen Regulierungen oder dem «Compensation Scheme» der «Financial Services Authority» erfasst. **USA:** Diese Publikation darf weder in den USA noch an «US persons» noch durch in den USA ansässige Mitarbeiter von UBS verteilt werden. UBS Securities LLC ist ein Tochterunternehmen von UBS AG und ein verbundenes Unternehmen von UBS Financial Services Inc., UBS Financial Services Inc. ist ein Tochterunternehmen von UBS AG. **Vereinigte Arabische Emirate:** Diese Research-Publikation stellt in keiner Weise ein Angebot, einen Verkauf oder eine Lieferung von Aktien oder anderen Wertpapieren gemäss den Gesetzen der Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) dar. Der Inhalt dieser Publikation wurde und wird nicht durch irgendeine Behörde der Vereinigten Arabischen Emirate einschliesslich der VAE-Zentralbank und der «Dubai Financial Services Authority», der «Emirates Securities and Commodities Authority», des «Dubai Financial Market», des «Abu Dhabi Securities Market» oder einer anderen Börse in den VAE genehmigt.

Stand 02/2016

© UBS 2016. Das Schlüsselymbol und UBS gehören zu den eingetragenen bzw. nicht eingetragenen Markenzeichen von UBS. Alle Rechte vorbehalten.



